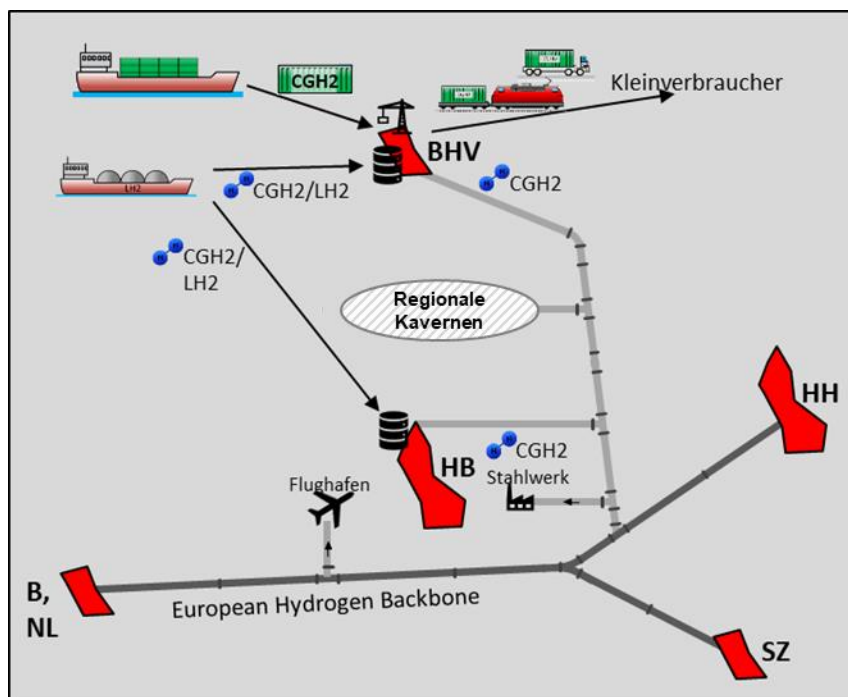


# Untersuchung zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Im Auftrag von  
**bremenports GmbH & Co. KG**



vorgelegt von

**Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik**



**Bremerhaven/Bremen, den 31.01.2023**

Erstellt im Auftrag von

---

**bremenports**

Bremen Bremerhaven GmbH & Co. KG

bremenports GmbH & Co. KG

Am Strom 2

27568 Bremerhaven

---

**Bearbeitet von**



Institut für  
Seeverkehrswirtschaft  
und Logistik

Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL)

Universitätsallee 11-13

28359 Bremen

Tel. +49 (0)421 220 96-0

Fax +49 (0)421 220 96-55

[www.isl.org](http://www.isl.org)

---

**Autoren**

Dr. Nils Meyer-Larsen (Gesamtkoordination)

Ralf Michael Knischka

Matthias Dreyer

Jakob Ovens

Mattis Zegers



ttz Bremerhaven

Technologie-Transfer-Zentrum (ttz) Bremerhaven

Am Lunedeich 12

27572 Bremerhaven

Tel.: +49 471 80934-200

[www.ttz-bremerhaven.de](http://www.ttz-bremerhaven.de)

---

Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schories

Sara Hritz-Hagenah

---

© Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik ISL.

Die vorliegende Studie wurde mit dem vorhandenen und aktuellen Datenmaterial sorgfältig erarbeitet. Trotzdem sind Fehler – auch aufgrund der Nutzung externer Quellen – nicht vollständig auszuschließen. Das Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik oder die Ersteller der Studie können für fehlerhafte Angaben, darauf basierende Einschätzungen, Änderungen der eingeflossenen Datengrundlagen und deren Folgen weder juristische Verantwortung noch irgendeine Haftung übernehmen.

---

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Tabellen und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, beim ISL. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung des ISL.

---

Satz und Layout: ISL

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>Seite</b>
Abkürzungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	VII
1. Einleitung	1
2. Management Summary	2
3. Analyse globaler und regionaler Entwicklungen zum Thema Wasserstoff	10
3.1 Analyse politischer Rahmenbedingungen und Förderrahmenbedingungen	10
3.1.1 Europäische Wasserstoffstrategie	10
3.1.2 Nationale Wasserstoffstrategie	11
3.1.3 Norddeutsche Wasserstoffstrategie	12
3.1.4 Wasserstoffstrategie Land Bremen	13
3.1.5 Wasserstoffstrategie der Metropolregion Nordwest	15
3.1.6 Förderinstrumente	15
3.2 Bewertung und Analyse von bisher nicht geförderten Projektideen	16
3.3 Betrachtete Energieträger und technologische Grundlagen	18
3.3.1 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)	19
3.3.2 Druckwasserstoff	24
3.3.3 Flüssigwasserstoff LH2	26
3.3.4 Methanol	27
3.3.5 (Synthetic) Liquefied Natural Gas/(S)LNG (Flüssiggas)	32
3.3.6 Ammoniak	33
3.3.7 Ameisensäure	35
3.4 Benötigte Infra- und Suprastruktur in Häfen	36
3.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung der Infra- und Suprastruktur	36
3.4.2 Transport in Pipelines und im Erdgasnetz	40
3.5 Aufbau von Bunkerkapazitäten	41
3.6 Planungen und Entwicklungen in den Wettbewerbshäfen	42

4.	Entwicklung der Wasserstoffnachfrage	48
4.1	Überregionale Entwicklung	48
4.1.1	Nord West Europa	48
4.1.2	Deutschland	49
4.1.3	Rotterdam	54
4.1.4	Antwerpen	57
4.2	Regionale Entwicklung	58
4.2.1	Land Bremen	58
4.2.2	Hamburg (Stadt, Hafen und Region HH)	66
4.2.3	Wilhelmshaven (Stadt und Hafen)	69
4.2.4	Emden (Stadt und Hafen)	72
4.2.5	Hafen Brunsbüttel	74
4.2.6	Hafen Brake	74
4.3	Schlussfolgerungen für die bremischen Häfen	75
5.	Entwicklung der Wasserstofferzeugung	76
5.1	Prognose des Energiebedarfs	77
5.2	Möglichkeiten der inländischen Erzeugung von grünem Strom	78
5.3	Importbedarf von Wasserstoff und PtX	78
5.4	Abschätzung der Menge an Wasserstoff und Derivaten, die nach Deutschland eingeführt werden könnte	80
5.5	Schlussfolgerungen für die bremischen Häfen	82
6.	Standortvergleich mit Wettbewerbshäfen	83
6.1	Bewertung und Analyse der Wettbewerbshäfen mit den Standortbedingungen in den bremischen Häfen SWOT Analysen	83
6.1.1	Land Bremen	83
6.1.2	Hamburg	85
6.1.3	Wilhelmshaven	86
6.1.4	Brunsbüttel	88
6.1.5	Antwerpen	88
6.1.6	Rotterdam	89
6.1.7	Vergleich der Wettbewerbshäfen	90
6.2	Übertragbarkeit des Projekts „Importhafen Brake“ und Ermittlung von Chancen und Risiken	93

6.3	Schlussfolgerungen für die bremischen Häfen	94
7.	Szenarien für Nutzungspotenziale	95
7.1	Erarbeitung von Szenarien	95
7.1.1	Import von H <sub>2</sub> und PtX	95
7.1.2	Umschlag, Transport und Lagerung von Wasserstoff in Bremen und Bremerhaven	95
7.1.3	Wasserstoff und PtX für Eigenbedarf, Handel und regionale Nutzung	97
7.2	Analyse der ausgewählten Szenarien	97
7.2.1	Analyse Energieträger	97
7.2.2	Transportkosten der Wasserstoffträger	107
7.2.3	Ökologische Betrachtung von Importstrategien für klimaneutrale Energieträger	112
8.	Beschreibung und wettbewerbliche Einordnung der bremischen Häfen im Kontext der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklungen	117
8.1	Welche Transportwege werden sich bei einer zunehmenden Nachfrage von Wasserstoff etablieren?	118
8.1.1	Einschätzung der Situation der Bundesrepublik Deutschland	118
8.1.2	Interessante Wasserstoffexportländer für Energiepartnerschaften Bremens mit Drittländern	121
8.2	Ob und welche Rolle könnten die bremischen Häfen bei diesem neuen Transportgut spielen?	124
8.2.1	Energieträgerranking	124
8.2.2	Wasserstofflogistik	126
8.2.3	PtX-Logistik	128
8.2.4	Lokale Wasserstoff- und PtX-Herstellung	129
8.2.5	Bunker	130
8.2.6	CO <sub>2</sub> -Logistik	131
8.3	Welche Lösungsansätze sind für die bremischen Häfen nutzbar?	132
8.3.1	Die Jahre 2023 - 2026 (kurzfristig)	132
8.3.2	Die Jahre 2026 - 2031 (mittelfristig)	133
8.3.3	Die Jahre ab 2032 (langfristig)	136
8.3.4	Standortspezifisch	137
8.4	Fazit: Welche Anforderungen an den Hafestandort werden erkennbar?	144

Inhaltsverzeichnis

---

9. Literaturverzeichnis	147
10. Anhang	161

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
°C	Grad Celsius
a	annum (lat.), Jahr
ADN	Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen
ADR	Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, <a href="https://www.gesetze-im-internet.de/adrg/BJNR214890969.html">https://www.gesetze-im-internet.de/adrg/BJNR214890969.html</a>
ArbSchG	Arbeitsschutzgesetz
BAG	Bundesamt für Güterverkehr
BetrSichV	Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln
Blauer Wasserstoff	Wasserstoff aus Erdgas oder Kohle gewonnen mit Speicherung von CO <sub>2</sub>
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
CCS	Carbon Capture and Storage, Abscheidung und Einlagerung von CO <sub>2</sub>
CCU	Carbon Capture and Utilization, Technologie zur Nutzung von CO <sub>2</sub> als Rohstoff
CGH <sub>2</sub>	Compressed gaseous hydrogen; komprimierter Wasserstoff (auch CGH <sub>2</sub> , CH <sub>2</sub> )
CH <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	Ameisensäure
CH <sub>3</sub> OH	Methanol, auch Carbinol, Methylalkohol oder Holzalkohol genannt
CH <sub>4</sub>	Methan (Hauptbestandteil von Erdgas)
CHS	Spezielles Hochtemperaturverfahren zur Abtrennung von Wasserstoff aus verdünnten Gasgemischen
CNG	Compressed Natural Gas, komprimiertes Erdgas
CO <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid

Abkürzungsverzeichnis

---

dena	Deutsche Energie-Agentur, <a href="http://www.dena.de">www.dena.de</a>
DiBT	Dibenzyltoluol
DMZ	Deutsches Maritimes Zentrum e.V., <a href="http://www.dmz-maritim.de">www.dmz-maritim.de</a>
EE	Erneuerbare Energie
E-Benzin	Ein Produkt der E-Fuels Familie
E-Diesel	Ein Produkt der E-Fuels Familie
E-Fuel	Flüssiger veredelter Wasserstoff (z. B. E-Diesel, E-Benzin)
F&E	Forschung & Entwicklung
Gew.%	Prozentualer Anteil am Gewicht
GGVSee	Gefahrgutverordnung See
grauer Wasserstoff	Wasserstoff aus Erdgas oder Kohle gewonnen
grüner Wasserstoff	Wasserstoff durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen
GW	Gigawatt (entsprechend 1.000.000 kW)
H <sub>2</sub> , H2	Wasserstoff [in molekularer Form]
IATA-DGR	International Air Transport Association – Dangerous Goods Regulations
ICAO-TI	International Civil Aviation Organization – Technical Instructions for the Safe Transport of Dangerous Goods by Air
IMDG-Code	International Maritime Dangerous Goods Code
ISL	Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, <a href="http://www.isl.org">www.isl.org</a>
LCOH	Levelized cost of hydrogen
LH2	Liquid hydrogen; flüssiger Wasserstoff
LOHC	Liquid organic hydrogen carrier; flüssige organische Wasserstoffträger
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquefied petroleum gas, Flüssiggas
MeOH	Methanol
MPa	Megapascal
Mt	Megatonnen (entsprechend 1.000.000 Tonnen)
MtG	Methanol-to-Gasoline-Prozess
MW	Megawatt (entsprechend 1.000 kW)
N <sub>2</sub>	Stickstoff [in molekularer Form]



Abkürzungsverzeichnis

---

NEC	N-Ethyl-Carbazol
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
nm	Nanometer (10 <sup>-9</sup> Meter)
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter, Volumeneinheit für Gase bei definierten Umgebungsbedingungen.
PJ	Petajoule (1 PJ = 0,278 TWh)
PSA	Pressure swing adsorption, Verfahren zur Wasserstoffreinigung
PtG, P2G	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid, auch E-Fuels
PtX, P2X	Power-to-X, Umwandlung Grünstrom in transportfähige Masse
RID	Regelung zur internationalen Beförderung gefährlicher Güter im Schienenverkehr (RID)
SAF	Sustainable Aviation Fuel, ein synthetisches Kerosin
SCNG	Synthetic Compressed Natural Gas, Synthetisches Erdgas in komprimierter Form
SLNG	Synthetic Liquefied Gas, Synthetisches Erdgas in flüssiger Form
SNG	Synthetic Natural Gas, synthetisch hergestelltes Methan
t	Tonnen
TRBS	Technische Regeln für Betriebssicherheit
TRGS	Technische Regeln für Gefahrstoffe
TRL	Technology Readiness Level, eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von Technologien
TW	Terrawatt (entsprechend 1.000 GW)
TWh	Terrawattstunden (1 TWh = 3,6 PJ)

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Förderinstrumente (EU, National, Regional)	15
Tabelle 2: Projektideen	17
Tabelle 3: Rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Anlagen zum Umschlag und zur Lagerung von Gefahrstoffen (Großanlagen)	36
Tabelle 4: Mengenbegrenzungen für gefährliche Stoffe gemäß Störfall-Verordnung für Betriebsbereiche mit Grund- oder erweiterten Pflichten	37
Tabelle 5: Mindestabstände für Leichtgas-Gefahrstoffe gemäß KAS-18 Richtlinie	39
Tabelle 6: Vorhandene Import-Infrastruktur in den Wettbewerbshäfen (Stand Herbst 2022)	43
Tabelle 7: Hinterlandanbindung in den Wettbewerbshäfen	44
Tabelle 8: Prognostizierte Energiebedarfe von Deutschland 2030	53
Tabelle 9: Prognostizierte Energiebedarfe von Deutschland 2045	53
Tabelle 10: Anteilige Substitution der Energieträger in Deutschland	54
Tabelle 11: Wasserstoffbedarf Rotterdam und Niederlande 2020 / 2021	55
Tabelle 12: Wasserstoffbedarf Niederlande 2050	55
Tabelle 13: Wasserstoffumschlag über den Hafen Rotterdam	55
Tabelle 14: Projekte & Vorhaben zum Thema Wasserstoff in Rotterdam	56
Tabelle 15: Regionaler Wasserstoffbedarf in Belgien (Torsten Pauly, 2020)	57
Tabelle 16: Projekte und Vorhaben mit Bezug zu grünem Wasserstoff in Antwerpen	57
Tabelle 17: Geographische Lokalisierung der aktuellen Projekte im Land Bremen	58
Tabelle 18: Energieträgerbedarfe bei Substitution herkömmlicher Kraftstoffe der Industrie in der Stadt Bremerhaven einschließlich Bremisches Überseehafengebiet	61
Tabelle 19: Wasserstoffbedarf durch Substitution des Erdgases der Stadt Bremerhaven	61
Tabelle 20: Wasserstoffbedarf durch Substitution des Erdgases der Stadt Bremen	62
Tabelle 21: Spezifische Verbräuche des Kraftstoffs Jet A1	63
Tabelle 22: Kraftstoffbedarfe bei vollständiger Substitution	63
Tabelle 23: Spezifische Verbräuche der substituierten Kraftstoffe pro Flugbewegung	64
Tabelle 24: Kraftstoffbedarfe bei Substitution herkömmlicher Kraftstoffe der Schifffahrt in Bremerhaven	65

Tabelle 25: Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Land Bremen	66
Tabelle 26: Projekte und Vorhaben mit Bezug zu grünem Wasserstoff in Hamburg	67
Tabelle 27: Wasserstoffbedarfe für Hamburg und Schleswig-Holstein (Felix Schimek et al., 2021)	68
Tabelle 28: Verbrauch fossiler Energieträger in WHV	70
Tabelle 29: Wasserstoffbedarf der Stadt Wilhelmshaven, durch anteilige Substitution	71
Tabelle 30: Laufende und zukünftige Projekte in Wilhelmshaven (Stadt und Hafen)	71
Tabelle 31: Strom- und Wärmebedarf der Stadt Emden	72
Tabelle 32: Übersicht verwendeter Energieträger	72
Tabelle 33: Verbraucher der Energieträger	73
Tabelle 34: Wasserstoffbedarf Emden Szenario 1	73
Tabelle 35: Wasserstoffbedarf Emden Szenario 2	74
Tabelle 36: Wasserstoffbedarf Emden Szenario 3	74
Tabelle 37: SWOT-Analyse Bremerhaven	83
Tabelle 38: SWOT-Analyse Bremen	85
Tabelle 39: SWOT-Analyse Hamburg	85
Tabelle 40: SWOT-Analyse Wilhelmshaven	87
Tabelle 41: SWOT-Analyse Brunsbüttel	88
Tabelle 42: SWOT-Analyse Antwerpen	88
Tabelle 43: SWOT-Analyse Rotterdam	89
Tabelle 44: Vergleich der Wettbewerbshäfen Teil 1	91
Tabelle 45: Vergleich der Wettbewerbshäfen Teil 2	92
Tabelle 46: Elektrolyseurkapazität in der Region Brake (Stadt Brake (Unterweser), 2021)	93
Tabelle 47: Vergleich der Energieträger Teil 1	99
Tabelle 48: Vergleich der Energieträger Teil 2	100
Tabelle 49: Vergleich der Energieträger Teil 3	101
Tabelle 50: Vergleich der Energieträger Teil 4	102
Tabelle 51: SWOT-Analyse grünes Ammoniak	103
Tabelle 52: SWOT-Analyse sLNG	103
Tabelle 53: SWOT-Analyse LH2	104

Tabelle 54: SWOT-Analyse CGH2	104
Tabelle 55: SWOT-Analyse LOHC (für DiBT, im Prinzip auf NEC und MCH übertragbar)	105
Tabelle 56: SWOT-Analyse sMethanol	105
Tabelle 57: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der einzelnen Energieträger auf Wasserstoffbasis	106
Tabelle 58: Mögliche Wasserstoff-Exportländer und kommunizierte Partnerschaften bzw. angebaute Partnerschaften	122
Tabelle 59: Bewertungsmethodik des Energieträgerranking	125
Tabelle 60: Gesamtergebnis Energieträgerranking	126
Tabelle 61: Ergebnis Standortranking	139
Tabelle 62: Standortspezifische Handlungsfelder	146

**Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Prozesskette LOHC mit Dehydrierung im Importhafen (ISL, eigene Darstellung)	22
Abbildung 2: Prozesskette LOHC mit Dehydrierung beim Verbraucher (ISL, eigene Darstellung)	23
Abbildung 3: Prozesskette Druckwasserstoff in Containern (ISL, eigene Darstellung)	25
Abbildung 4: Prozesskette Transport von Methanol bis zum Importhafen (ISL, eigene Darstellung)	29
Abbildung 5: Prozesskette Transport von Methanol mit Reformierung an der Tankstelle (ISL, eigene Darstellung)	30
Abbildung 6: Prozesskette Transport von Methanol mit Reformierung im Importhafen (ISL, eigene Darstellung)	31
Abbildung 7: Sphärischer Ammoniaklagertank mit permanentem Wasserfilm (links) im Ammoniakterminal im Heroya Industriepark, Norwegen (rechts, ttz Bremerhaven, 2022)	33
Abbildung 8: Pipeline-Anbindungen zwischen Antwerpen und Rotterdam	45
Abbildung 9: H <sub>2</sub> -Pipeline-Anbindung zwischen Gent, Rotterdam und Antwerpen	46
Abbildung 10: Aktueller Energiemix 2021 in TWh (AG Energiebilanzen e.V., 2021)	50
Abbildung 11: Aktueller Strommix 2021 in TWh (AG Energiebilanzen e.V., 2022)	51
Abbildung 12: Entwicklung der Potenziale für die verschiedenen Sektoren bis 2050 (HH) (Felix Schimek et al., 2021)	69
Abbildung 13: Endenergieverbrauch nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021)	77
Abbildung 14: Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021)	78
Abbildung 15: Wasserstoff-Angebot aus inländischer Erzeugung und Import nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022)	79

Abbildung 16: Nachfrage nach H2, PtG und PtL nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022)	80
Abbildung 17: Design eines LH2-Wasserstofftankschiffs von LH2 Europe (LH2 Europe et al., 2022). Artist impression of the liquid hydrogen carrier design by LH2 Europe and C-Job Naval Architects.	81
Abbildung 18: Transportkosten in Abhängigkeit von der Entfernung für 1 Mt H2, Daten aus (The European Commission's science and knowledge service, 2021)	108
Abbildung 19: H2 Lieferkosten für 1 Mt/a und 2.500 km Transportdistanz, Daten aus (The European Commission's science and knowledge service, 2021)	109
Abbildung 20: Geschätzte spezifische Kosten für Wasserstoff (LCOH - Levelized Cost of Hydrogen) im Zeitraum 2030 bis 2035, Daten aus (Hydrogen Import Coalition, 2021)	110
Abbildung 21: Geschätzte spezifische Kosten für Wasserstoff (LCOH - Levelized Cost of Hydrogen) im Jahr 2050, Daten aus (Hydrogen Import Coalition, 2021)	111
Abbildung 22: Verteilung der Kosten zur H2 Produktion, Daten aus (Hydrogen Import Coalition, 2021)	112
Abbildung 23: Spinnennetzdiagramm zum CO2-Fußabdruck in Abhängigkeit zum Wasserstoffimport über LOHC	115
Abbildung 24: Darstellung exemplarischer Exportgebiete für Wasserstoff und PtX (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021)	118
Abbildung 25: Importe nach Deutschland (eigene Darstellung ttz und ISL)	120
Abbildung 26: Aktuell diskutierte Wasserstoffpartnerschaften des Landes Bremen (eigene Darstellung)	124
Abbildung 27: E-Fuels Landschaft (eigene Darstellung ISL und ttz)	130
Abbildung 28: H2 Landschaft 2023-2026 (eigene Darstellung ISL und ttz)	133
Abbildung 29: H2 Landschaft 2026 - 2031 (eigene Darstellung ISL und ttz)	135
Abbildung 30: H2 Landschaft ab 2032 (eigene Darstellung ISL und ttz)	137
Abbildung 31: Bewertungsmethodik des Standortranking (eigene Darstellung bremenports)	138
Abbildung 32: Grafische Darstellung potenzieller Standorte der primären Handlungsfelder für den Import erneuerbarer Energieträger in Bremerhaven (eigene Darstellung bremenports)	142

Abbildung 33: Grafische Darstellung potenzieller Standorte der primären Handlungsfelder für den Import erneuerbarer Energieträger in Bremen (eigene Darstellung bremenports)	143
Abbildung 34: Zeitliche Darstellung in der Studie identifizierter Handlungsfelder (eigene Darstellung bremenports)	145

## 1. Einleitung

In der Studie „Untersuchung zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenzugehörigen Wasserstoffwirtschaft“ werden grüner Wasserstoff und dessen Derivate (PtX) betrachtet, welche zur Generierung von Wertschöpfungspotenzialen relevant sein könnten. Dabei wird die Rolle der bremischen Häfen für den Energieträgerumschlag im Hafen betrachtet. Das Ergebnis der Studie soll eine Grundlage für weitere politische Entscheidungen bilden.

Im ersten Teil der Studie werden unterschiedliche Aspekte der relevanten Energieträger detailliert betrachtet. In Kapitel 8 wird anhand der Erkenntnisse aus den Vorkapiteln und weiterer Analyseverfahren der Bezug zu den bremischen Häfen hergestellt. Dafür bilden die nachfolgend aufgeführten vier zentralen Fragestellungen den Rahmen, deren Beantwortung ebenfalls in Kapitel 8 erfolgt:

1. Welche Transportwege werden sich bei einer zunehmenden Nachfrage von Wasserstoff etablieren?
2. Ob und welche Rolle könnten die bremischen Häfen bei diesem neuen Transportgut spielen?
3. Welche Lösungsansätze sind für die bremischen Häfen nutzbar?
4. Welche Anforderungen an den Hafenstandort (zu erwartende Schiffe, Hafen- und Umschlagsanlagen, Sicherheitsvorkehrungen) werden erkennbar?

Die Inhalte der Studie unterliegen einer fortlaufenden Weiterentwicklung. Der in dieser Studie dargestellte Kenntnisstand bezieht sich auf Erkenntnisse und Entwicklungen bis November 2022.



## 2. Management Summary

Die aktuelle energiepolitische Lage Deutschlands ist im Hinblick auf den Klimawandel als herausfordernd zu bewerten und wird durch die aktuelle Krise in der Ukraine und deren Auswirkungen auf die Erdgaslieferungen aus Russland nach Deutschland weiter verschärft. Es besteht akuter Handlungsbedarf hinsichtlich der Abkehr von fossilen Energieträgern und einer Sicherstellung der Energieversorgung Deutschlands. Diverse Studien haben gezeigt, dass Deutschland über den Ausbau alternativer Energiequellen im Inland hinaus langfristig auf Importe nicht-fossiler Energieträger aus Drittländern angewiesen sein wird. Einen Überblick dazu bietet der Vergleich der „Big 5“-Studien im Ariadne-Kopernikus-Projekt (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022). Bei der Untersuchung zur Entwicklung und dem Aufbau einer hafenzugehörigen Wasserstoffwirtschaft sind dabei zwei grundlegende Aspekte zu unterscheiden:

1. Die Rolle der bremischen Häfen für den Umschlag von Wasserstoff und PtX-Energieträgern in Bezug auf Import und Export
2. Das Aufzeigen von standörtlichen Potenzialen in den bremischen Häfen für die Ansiedlung von Umschlagsterminals für erneuerbare Energieträger.

In der „Wasserstoffstrategie Land Bremen“ vom 21. Dezember 2021 heißt es: „Das Land Bremen bietet ideale Bedingungen für die Produktion, Verteilung, industrielle Nutzung und den Import von Wasserstoff. Es besteht Zugang zu Windenergie aus der Region, zu Kavernenspeichern und zu einer herausragenden Hafeninfrastruktur, die als zentrale Stärke für einen Wasserstoffstandort zählt“. Im Hinblick auf die Frage, welche Transportwege sich bei einer zunehmenden Nachfrage von Wasserstoff etablieren werden, hat diese Studie verschiedene mögliche Exportländer, insbesondere Andalusien, Island, Norwegen, Portugal, Schottland und Tasmanien, unterschiedliche Transportkonzepte aus technischer und wirtschaftlicher Sicht und Aspekte zu Umschlag, Lagerung und Weitertransport ins Hinterland betrachtet. Die jüngste Vergangenheit, insbesondere die Vorgänge um die Gasimporte mittels Pipelines aus Russland, haben die Nachteile von Pipeline-Importen aufgezeigt, die für die Zukunft vermieden werden sollten. Aufgrund ihrer räumlichen Ausdehnung und damit einhergehenden schlechten Überwachbarkeit ist das Risiko für Anschläge und Störungen an Import-Pipelines erhöht.

Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit kann dem Schiffstransport und damit den Seehäfen folglich neben Pipeline-Importen eine besondere Rolle zugeschrieben werden, denn der Transport mit Schiffen weist im Gegensatz zu Pipelines eine hohe Flexibilität und Wirtschaftlichkeit, gerade über große Transportdistanzen ab ca. 2500 km, auf. Während Pipelines zeit- und kostenaufwändig in der Konstruktion und naturgemäß unflexibel im Betrieb sind, können Schiffstransporte recht flexibel an wechselnde Rahmenbedingungen angepasst werden und häufig sogar bereits bestehende Infrastrukturen für den Import von Energieträgern nutzen.

Daher ist davon auszugehen, dass die bremischen Häfen neben den anderen deutschen Seehäfen eine wichtige Rolle beim Import von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern spielen werden. Die konkret nutzbaren Lösungsansätze und die sich hierbei ergebenden logis-

tischen Anforderungen an den Hafenstandort (zu erwartende Schiffe, Hafen- und Umschlagsanlagen, Sicherheitsvorkehrungen) werden in der Studie beschrieben und sind im Folgenden zusammengefasst. Generell ist zu beachten, dass Aufbau bzw. Umrüstung entsprechender Infrastrukturen für Umschlag, Lagerung und Transport von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten Energieträgern nur dann sinnvoll sind, wenn eine Aussicht auf deren langfristige Nutzung besteht, etwa durch konkrete Interessensbekundungen seitens entsprechender Exporteure bzw. Abnehmer.

Eine durch das ISL und seine Partner im Auftrag des Deutschen Maritimen Zentrums im Jahr 2021 durchgeführte Studie hat ergeben, dass Importe von Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen mit dem Schiff sowohl im europäischen Bereich als auch aus weiter entfernten Ländern operativ und wirtschaftlich realisierbar sind. Um eine sichere und nachhaltige Energieversorgung Deutschlands zu garantieren, sollten letztlich beide Wege parallel umgesetzt werden und sich ergänzen. Generell ist festzustellen, dass bürokratische Hürden abgebaut und Genehmigungsverfahren verkürzt werden müssen, um die Realisierung der Energiewende in Deutschland in einem sinnvollen Zeitrahmen zu ermöglichen.

### **Containerisierter Wasserstoff als schnelle Lösung für kleinere Anwendungen**

Ein Konzept zum Import von Wasserstoff, das praktisch sofort umgesetzt werden könnte, stellt der Einsatz spezieller Container dar, mit deren Hilfe komprimierter Wasserstoff transportiert werden kann. Mit den Containerterminals und deren Hinterlandverbindungen ist die komplette Infrastruktur vom Hersteller bis zum Verbraucher bereits verfügbar. Somit könnte ein sofortiger Einstieg in Wasserstoffanwendungen beginnen, um Kleinverbraucher wie Wasserstoff-Tankstellen, Blockheizkraftwerke und Pilotprojekte in Forschung und Wissenschaft mit Wasserstoff zu versorgen.

Gespräche mit potenziellen Lieferanten von containerisiertem Wasserstoff sowie Akteuren auf bremischer Seite haben ergeben, dass entsprechende Transportcontainer, so sie grundsätzlich für maritime Transporte zugelassen sind, bereits jetzt in kleinen Mengen als Gefahrgutcontainer umgeschlagen werden könnten. Diese Option sollte zeitnah auf Machbarkeit und ökonomische Rahmenbedingungen hin untersucht werden.

### **Flüssigwasserstoff und komprimierter Wasserstoff für größere Bedarfe**

Die schottische Initiative LH2 Europe hat für 2027 ein 141 Meter langes Flüssigwasserstoff-Tankschiff mit einer Speicherkapazität von 37.500 Kubikmetern angekündigt, mit dem Flüssigwasserstoff aus Schottland nach Deutschland importiert werden soll. Bremische Kontakte zu Vertretern aus Schottland bestehen bereits. Diese Option wird als Möglichkeit eingestuft, um Flüssigwasserstoff mit Schiffen mittlerer Größe, für die in überschaubarem Umfang neue Entladeinfrastrukturen erstellt werden müssen, über die bremischen Häfen nach Deutschland zu importieren. Für die Abfertigung dieser Schiffe bieten sich Standorte in den Überseehäfen in Bremerhaven, im Bremerhavener Fischereihafen und im Industriebereich in Bremen an. Um die Eignung einzelner Standorte beurteilen zu können, muss dies in weiteren Planungen geklärt werden. Auch die mögliche Umwidmung von Flächen im Rahmen der Energiewende ist zu be-

rücksichtigen. Die Umschlagsmöglichkeiten für Flüssigwasserstoff müssten bis zur Verfügbarkeit der Schiffe im Jahr 2027/28 bereitstehen, um diese Option nutzen zu können.

Ähnliches gilt für den Import von komprimiertem Wasserstoff in größeren Mengen. Aktuell werden Gespräche mit potenziellen Partnern geführt, die planen, ab etwa 2026/27 Wasserstoff mittels Druckgas-Transportschiffe aus europäischen Ländern, z.B. Portugal, nach Deutschland zu importieren. Derartige Schiffe sind derzeit in Planung und könnten, da es sich um konventionelle Technologien handelt, mittelfristig zur Verfügung stehen. Daher sollten ebenfalls Umschlagsmöglichkeiten für komprimierten Wasserstoff geschaffen werden, wenn sich entsprechende Partnerschaften verfestigen. Entwicklung und Bau entsprechender Druckgas-Transportschiffe mittlerer Größe für den Import von komprimiertem Wasserstoff können auch für die regionale Werftindustrie Potenziale bieten.

### **LOHC – eine weitere Option für größere Wasserstoff-Bedarfe**

Flüssige organische Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carriers, LOHC) sind organische Verbindungen, die Wasserstoff durch chemische Reaktionen aufnehmen und wieder abgeben können. Sie können auf diese Weise als Speichermedien für Wasserstoff verwendet werden. Gegenwärtig sind eine Reihe von chemischen Verbindungen als LOHC in der Diskussion, z.B. Dibenzyltoluol und Methylcyclohexan. Neben den Vorteilen, dass diese Stoffe recht einfach zu handhaben sind und mit konventionellen Tankschiffen transportiert werden können, bestehen verschiedene Nachteile. Zu nennen sind z.B. ein recht hoher Energiebedarf für das Freisetzen des Wasserstoffs aus dem LOHC sowie erhöhte Anforderungen an die Tank-Infrastruktur, da getrennte Tanks für die wasserstoffreiche und die wasserstoffarme Variante des LOHC vorgehalten werden müssen.

Konkret diskutiert wird derzeit ein Konzept auf Basis von Methylcyclohexan. Durch den Einsatz dieses LOHC könnte mit konventionellen Tankschiffen mittlerer Größe Wasserstoff mit einem Energieinhalt von jährlich ca. 2 TWh über die bremischen Häfen importiert werden. Es bestehen keine besonderen Anforderungen an die Entladeeinrichtungen; vielmehr kann konventionelle Entladetechnologie für herkömmliche fossile Brennstoffe eingesetzt werden. Für eine Konkretisierung dieses Vorhabens muss insbesondere die Standortfrage der Entladeeinrichtungen sowie der Anlagen zur Freisetzung des Wasserstoffs aus dem LOHC geklärt werden. Im Hinblick auf den hohen Energiebedarf, der für die Freisetzung des Wasserstoffs benötigt wird, wird ein Standort in der Nähe entsprechender Abwärmequellen, etwa des Stahlwerks, als sinnvoll eingeschätzt.

### **Kavernen und Pipelines – unerlässlich für Transport und Speicherung des Wasserstoffs**

Für den Fall, dass die Anlandung des Wasserstoffs in den Häfen in Form von auf -254 °C gekühltem Flüssigwasserstoff erfolgt, ist eine dauerhafte Lagerung in dieser Form nicht sinnvoll, da die Kühlung zu viel Energie benötigt und Verluste durch Boil-off auftreten. Stattdessen sollte der tiefkalte Wasserstoff regasifiziert werden, um ihn in den unterirdischen Kavernen der Region zwischengelagert zu können. Auch komprimiert oder mit Hilfe von LOHC angelieferter Wasserstoff sollte in diesen Kavernen zwischengelagert werden können.

Laut einem Beschluss des Magistrats Bremerhaven vom 07.11.2019 soll geprüft werden, wie die Speicherung von Wasserstoff in den regionalen Kavernen umgesetzt werden kann. Die grundsätzliche Machbarkeit und gegebenenfalls notwendige Maßnahmen zur Ertüchtigung und Anbindung der Kavernen für die Speicherung von Wasserstoff sollten zeitnah geprüft werden.

Für den Transport des Wasserstoffs von den Häfen zu den Kavernen und weiter ins Hinterland wird eine bremische Anbindungsleitung in Richtung der Bremer Hydrogen-Backbone-Pipeline empfohlen. Diese sollte eine Verbindung von Bremerhaven-Nord (geplanter Elektrolyseur am Grauwalling) über die Überseehäfen und den Fischereihafen Bremerhaven (geplanter Elektrolyseur am Luneort) zum Industriehafen in Bremen und über Bremen einen Anschluss an den European Hydrogen Backbone bietet. An dieses Netz sollten auch der Flughafen Bremen und das Stahlwerk Bremen sowie mögliche Wasserstoff-Importterminals im Land Bremen (Flüssigwasserstoff, komprimierter Wasserstoff, LOHC) sowie die Kavernenspeicher angebunden werden.

Auf diese Weise ist eine flexible und redundante Versorgung der Wasserstoff-Verbraucher im Land Bremen einerseits über den European Hydrogen Backbone und andererseits über die möglichen Wasserstoff-Importterminals oder die geplanten Elektrolyseure möglich. Überkapazitäten könnten in das Wasserstoffleitungsnetz eingespeist werden. Durch den Anschluss der Kavernen an dieses Netzwerk wird eine Zwischenspeicherung erheblicher Mengen an Wasserstoff ermöglicht, so dass Schwankungen in der Nachfrage ausgeglichen werden können und Sicherheitsreserven im Falle von Versorgungsengpässen gebildet werden können.

Eine interessante Möglichkeit des Transports von Flüssigwasserstoff bzw. komprimiertem Wasserstoff von den bremischen Häfen aus weiter ins Hinterland wäre ein Transport mit Binnenschiffen. Dies setzt allerdings die Verfügbarkeit entsprechender Binnen-Tankschiffe voraus, die momentan noch nicht absehbar ist. Hier ergeben sich gegebenenfalls Potenziale für die regionale Werftindustrie.

### **PtX-Kraftstoffe als sinnvolle Ergänzung der Wasserstoffnutzung**

Es herrscht allgemein Einigkeit darüber, dass für bestimmte Bereiche auch längerfristig ein Bedarf an flüssigen Energieträgern besteht. Dies gilt insbesondere für den Flug- und Schiffsverkehr. Für viele Einsatzmöglichkeiten im Hafenumschlag bieten diese flüssigen Energieträger zumindest eine sinnvolle Brückentechnologie. Eine Rolle spielen die PtX-Kraftstoffe grünes Ammoniak, grünes Methanol, SLNG, synthetisches Kerosin (SAF) sowie synthetischer Dieselmotorkraftstoff.

Im Hinblick auf **grünes Ammoniak** besteht seitens der bremischen Hafenwirtschaft und der bremischen Behörden eine kritische Einschätzung, die aus der Toxizität von Ammoniak, verbunden mit der Tatsache, dass die vorgeschriebenen Sicherheitsabstände zu Ammoniak-Umschlagsanlagen in den Häfen kaum einzuhalten wären, resultiert. Daher wird dieser Energieträger, genau wie **SLNG**, für das derzeit an mehreren anderen deutschen Hafenstandorten Importterminals realisiert werden, für die bremischen Häfen nicht als primäres Handlungsfeld

eingestuft. Gleichwohl müssen zukünftige Entwicklungen in diesen Bereichen weiter beobachtet werden.

Im August 2022 wurde die Uthörn, das neue Forschungsschiff des Alfred-Wegener-Instituts, zu Wasser gelassen. Dieses Schiff gehört zu den ersten in Deutschland, die mit **grünem Methanol** betrieben werden können. Im Rahmen des Forschungsprojektes MariSynFuel werden ab Anfang 2023 erste Schritte hin zu einer lokalen Herstellung von grünem Methanol initiiert, mit dem das neue Schiff betrieben werden kann. Seitens der bremischen Behörden wurden bereits Sicherheitsvorschriften speziell für grünes Methanol erarbeitet, so dass Bremerhaven als „Methanol-ready“ für die Bebung von Land, vom Lkw oder von Schiffen gelten kann. Auf dieser Basis sollten gemeinsam mit den ortsansässigen Bunkerunternehmen und den Reedern Konzepte geschaffen werden, um Bremerhaven als Bunkerstandort für grünes Methanol als Treibstoff für die defossilisierte Schifffahrt zu schaffen. Besonders interessant sind hier Planungen seitens Maersk, ab Mitte 2023 ein mit Methanol betriebenes Feederschiff im Ostseeraum einzusetzen, das auch Bremerhaven anlaufen soll. Hier bietet sich die Möglichkeit, von bremischer Seite durch die Schaffung attraktiver Rahmenbedingungen und Anreizsysteme ein neues Geschäftsfeld zu etablieren.

Darüber hinaus sollten Import-Infrastrukturen für grünes Methanol geschaffen und in Kooperation mit entsprechenden Exportländern Transportkorridore für grünes Methanol aufgebaut werden. Ziel ist zum einen die Versorgung der regionalen Bunkereinrichtungen, zum anderen aber auch Importe grünen Methanols in das deutsche Hinterland mittels der bestehenden trimodalen Hinterlandanbindungen Bremerhavens. Da nirgendwo sonst in Deutschland Pläne existieren, um Importe von grünem Methanol in größerem Maßstab durchzuführen, bietet sich für die bremischen Häfen hier eine große Chance für ein erfolgversprechendes Geschäftsfeld.

Gespräche mit den Unternehmen im Bremerhavener Überseehafen, u.a. mit den Betreibern der Containerterminals, haben ergeben, dass viele der dort eingesetzten Fahrzeuge und Umschlagsgeräte, die heutzutage mit Dieselkraftstoff betrieben werden, nicht auf einfache Art und Weise auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden können. Dies betrifft z. B. die Van Carrier-Flotte und die Rangierloks der Hafeneisenbahn, die nur wenig Platz für Wasserstofftanks an Bord haben und ansonsten häufiger aufgetankt werden müssten. Um diese Fahrzeuge trotzdem über die bereits mögliche HVO-Verwendung hinaus defossilisieren zu können, kann **synthetischer Dieselkraftstoff** eine signifikante Alternative darstellen, der, sobald er verfügbar ist und wirtschaftlich angeboten wird, praktisch ohne größere Anpassungen der Motoren getankt werden kann. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass die vorhandenen Fahrzeuge weiterverwendet werden können und nicht durch neue Fahrzeuge ersetzt werden müssen, was wiederum negative Folgen für die Umwelt hätte. Mit dem Projekt HTTB (Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, 2021) existiert hier bereits ein erstes vorbereitendes Forschungsprojekt, dem ein Umsetzungsprojekt folgen soll, das technische und ökonomische Aspekte untersuchen und Demonstrationsvorhaben umsetzen wird. Langfristig sollten lokale Erzeugungskapazitäten ausgebaut werden, damit eine verlässliche Versorgung aller relevanten Bereiche gesichert ist.

Im Falle von **Flugtreibstoffen** ist es denkbar, dass entsprechende nicht-fossile SAF-Treibstoffe regional aus grünem Wasserstoff erzeugt werden, etwa auf dem Gelände des Flughafens Bremen. Entsprechende Möglichkeiten und Konzepte müssen weiter eruiert werden.

### **Erzeugung vor Ort – ein Baustein für die regionale Versorgungssicherheit**

Neben den genannten Importmöglichkeiten sollte auch eine Erzeugung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern im Land Bremen, nah am Verbraucher, unterstützt werden. Hierdurch kann zusätzliche Wertschöpfung in der Region generiert werden sowie in einem gewissen Rahmen eine Unabhängigkeit von Importströmen erreicht werden. Seitens entsprechender Unternehmen wurde bereits Interesse am Standort Bremerhaven signalisiert. Für die Häfen und Terminals spielen insbesondere die geplanten Elektrolyseure in Bremerhaven und am Stahlwerk für die Wasserstoffherstellung, grünes Methanol als Schiffstreibstoff und andere e-Fuels für die Defossilisierung eine Rolle. Essentiell hierfür ist die Anbindung an regenerative Stromquellen in der Region. Um hierbei zukünftige Vorgaben zu THG-Emissionsvorschriften zu erfüllen, ist auf eine „sichere Anbindung“ unabhängig vom allgemeinen Stromnetz zu achten. Weitere Potenziale sollten über einen Abzweig der geplanten Stromanbindung der Offshore-Windparks in der Nordsee über die Kabeltrasse Unterweser nach Bremerhaven erschlossen werden.

### **CO<sub>2</sub>-Logistik als neues Geschäftsfeld für die bremischen Häfen**

Es gibt zahlreiche Industriezweige in Deutschland, die produktionsbedingt große Mengen CO<sub>2</sub> freisetzen, die nicht oder zumindest nicht kurzfristig auf eine CO<sub>2</sub> neutrale Produktion umgestellt werden können. Zu den Bereichen, die nicht CO<sub>2</sub> frei arbeiten können, zählen die Baustoffindustrie (Kalzinierungsprozesse in Zementherstellung) oder die Abwasser- und Abfallentsorgung (Kläranlagen, Müllverbrennungsanlagen, Müllheizkraftwerke). Aber auch die Stahlproduktion wird bis zu einer Umstellung auf Direktreduktionsverfahren signifikante Mengen CO<sub>2</sub> freisetzen. Zudem ist es sinnvoll, den CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre durch Separation von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft oder aus biotechnologischen Prozessen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverbrennung) zu senken. Für all diese Fragestellungen gibt es verschiedene sorptionsbasierte Verfahren, das CO<sub>2</sub> zu separieren und damit eine Speicherung, d. h. eine dauerhafte Ausschleusung aus dem atmosphärischen Kreislauf zu erreichen. Zur dauerhaften Speicherung eignen sich beispielsweise Lagerstätten in Sandsteinformationen unter dem Meer. Beispielsweise Norwegen verfügt über derartige Formationen und errichtet gerade entsprechende Anlagen zum Hafenumschlag und zur Einlagerung von CO<sub>2</sub> unter dem Meeresboden.

Wenn parallel zur Wasserstoffimport-Infrastruktur eine CO<sub>2</sub>-Export-Infrastruktur in einem Hafen aufgebaut wird, können vor Ort einerseits aus Teilen beider Stoffströme synthetische Energieträger hergestellt werden, wenn hierzu die erforderliche erneuerbare Energie zur Verfügung steht (z. B. Windstrom zum Betrieb der Synthesanlage). Andernfalls müsste ein Teil des importierten Wasserstoffs hierzu herangezogen werden. Bei der Verbrennung von PtX-Energieträgern und -Kraftstoffen mit Ausnahme von Ammoniak fällt ebenfalls weiterhin CO<sub>2</sub> als „Abfallprodukt“ an. Dieses CO<sub>2</sub> könnte genauso wie bei Verbrennungsprozessen mit fossilen Energieträgern oder industrieller Erzeugung aufgefangen und entweder in unterirdischen Speichern endgelagert oder erneut als Rohstoff für die Neuerzeugung von PtX-Energieträgern

verwendet werden. Sofern der Kohlenstoff aus biogenen Prozessen oder der Luft kommt, ist die Freisetzung als klimaneutral anzusehen.

Zum anderen könnte es möglich sein, Tankschiffe für Flüssigwasserstoff nach dem Löschen der Ladung im Zielhafen zum Export von flüssigem CO<sub>2</sub> zu nutzen und so Leerfahrten zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren. Die technische Machbarkeit würde auch davon abhängen, welche Drücke in den Tanks, die eigentlich für den Wasserstofftransport konstruiert sind, realisiert werden können. CO<sub>2</sub> ist bei ca. -56 °C und darüber bei Drücken oberhalb von 5,2 bar flüssig, d.h. die Tanks müssten für einen inneren Überdruck von etwa 6 bar bei -56 °C ausgelegt sein. Zudem müsste sichergestellt werden, dass vor einer Neubefüllung mit Wasserstoff das CO<sub>2</sub> restlos aus dem Tank entfernt werden kann.

Sollte dies nicht möglich sein, müssten spezielle Transportschiffe zu den Lagerstätten eingesetzt werden. Hier ergibt sich ein Geschäftsfeld für die bremischen Häfen als CO<sub>2</sub>-Exporthafen, für das bremenports bereits eine Absichtserklärung mit der norwegischen Firma CO<sub>2</sub>Management AS unterzeichnet hat und an dem weiter intensiv gearbeitet wird. Bevor jedoch die Entsorgungspartnerschaften zwischen Deutschland und den Partnerländern abgeschlossen und tragfähig ausgestaltet werden können, müssen die rechtlichen Anpassungen (wie. z. B. die geplante Änderung des Kohlenstoffspeicherungsgesetzes) zum Abschluss gebracht werden.

### **Energiepartnerschaften Bremens mit Drittländern**

Um Importe von wasserstoffbasierten Energieträgern langfristig zu sichern, sind Energiepartnerschaften zwischen Deutschland und entsprechenden Exportländern zwingend erforderlich. In dieser Hinsicht bestehen bereits Ansätze, unter anderem die im August 2022 abgeschlossene gemeinsame Absichtserklärung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der Regierung von Kanada über die Gründung einer deutsch-kanadischen Wasserstoffallianz. Im Hinblick auf eine möglichst ausgeprägte Resilienz der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands sollten Energiepartnerschaften mit einer größeren Anzahl an Ländern angestrebt werden. Die von bremischer Seite bestehenden Kontakte nach Andalusien, Island, Norwegen, Portugal, Schottland, Kanada und Tasmanien sollten entsprechend ausgebaut und im Sinne einer Diversifizierung durch weitere Länder bzw. Partner ergänzt werden, auch wenn im Einzelfall nur begrenzte Mengen an Energieträgern geliefert werden können.

Durch die geografische Lage der Bremischen Häfen bieten sich Partnerschaften mit nordeuropäischen Erzeugerländern an, was Partnerschaften mit Südeuropa aber nicht ausschließt. Neben der Absichtserklärung zwischen bremenports und CO<sub>2</sub>Management AS wurde seitens der Wirtschaftsförderung Bremen ein Memorandum of Understanding mit Innovation Norway gezeichnet, auf dessen Basis die beiden Einrichtungen zukünftig gemeinsame Projekte in den Bereichen Wasserstoffproduktion, -transport und -anwendung erkennen und die Akteure aus beiden Regionen enger zusammenbringen wollen.

Im Hinblick auf entsprechende Aktivitäten anderer deutscher und europäischer Häfen, etwa die im August 2022 geschlossenen Vereinbarungen Hamburgs mit Chile, Uruguay und Argentinien über den Aufbau eines strategischen Handelskorridors für grünen Wasserstoff und ein im

## Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

---

Dezember 2021 zwischen Rotterdam und Tasmanien abgeschlossenes Memorandum of Understanding über den Import von grünem Wasserstoff über den Hafen Rotterdam ist hier dringender Handlungsbedarf gegeben.



### **3. Analyse globaler und regionaler Entwicklungen zum Thema Wasserstoff**

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen politischer Wasserstoff-Strategien auf die bremischen Häfen untersucht. Im Einzelnen werden die Europäische Wasserstoffstrategie, die Nationale Wasserstoffstrategie, die Norddeutsche Wasserstoffstrategie und die bremische Wasserstoffstrategie betrachtet.

Das Kapitel schließt mit einer Analyse der Förderrahmenbedingungen auf EU- und Bundesebene ab.

#### **3.1 Analyse politischer Rahmenbedingungen und Förderrahmenbedingungen**

Untersucht werden die Europäische, die Nationale, die Norddeutsche und die Bremische Wasserstoffstrategie mit Hinblick auf die Fragestellung „Welche Elemente der Wasserstoffstrategien sind für die bremischen Häfen relevant mit welchen potentiellen Auswirkungen“. Mögliche interessante Punkte sind die Dekarbonisierung von Fahrzeugen, Industrie, Hafengebieten sowie Import-/Export-, Lager- und Erzeugungskapazitäten.

##### **3.1.1 Europäische Wasserstoffstrategie**

Die Europäische Kommission verabschiedete im Juli 2020 die europäische Wasserstoffstrategie „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“ (European Commission, 2020). Ziel der Strategie ist es, eine europäische Wasserstoffwirtschaft und einen ausbalancierten Markt für Wasserstoff zu schaffen.

Die maritime Branche wird in der europäischen Wasserstoffstrategie angesprochen:

- Häfen werden als Testfeld für die Anwendung von Wasserstoffanwendungen benannt, die in groß angelegten Projekten entlang der gesamten Wasserstoffwertungskette eingebunden werden könnten (European Commission, 2020).
- Es wird adressiert, dass auch Importe von Wasserstoff in die Europäische Union stattfinden könnten (European Commission, 2020). Ein Import könnte immer auch über Häfen stattfinden.
- Für diese Importe könnten neben Pipelines auch angepasste Importstrukturen für andere Energieträger genutzt werden. Es wird auch kritisch bedacht, dass die Transportkosten einen Einfluss auf die Zusammensetzung der Importe haben werden (European Commission, 2020).
- Für den Betrieb von brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen wie Bussen und Lkw werden Tankstellen benötigt. Idealerweise werden in räumlicher Nähe Elektrolyseure betrieben, die die Tankstellen mit Wasserstoff versorgen (European

Commission, 2020). Elektrolyse- und Tankstelleninfrastruktur könnte auch auf dem Gebiet der bremischen Häfen betrieben werden, um brennstoffzellenbetriebene Lkw, die Ladung an- und abliefern, betanken zu können. Gespräche mit potentiellen Betreibern müssen geführt werden.

- Neben anderen Sektoren wird die Schifffahrt als „schwer dekarbonisierbarer Sektor“ bezeichnet. Speziell diese Sektoren würden Wasserstoff und Wasserstoffprodukte benötigen, da sie auf anderen Wegen nicht oder nur sehr aufwändig dekarbonisierbar seien (European Commission, 2020). Dafür können unterschiedliche Kraftstoffe eingesetzt werden (European Commission, 2020). Häfen könnten sich entsprechend frühzeitig positionieren und angepasste Bunkerinfrastruktur für die Schifffahrt zur Verfügung stellen.
- Wasserstoff wird zudem auch als alternativer Kraftstoff für Binnenschifffahrt und Küstenschifffahrt gelistet (European Commission, 2020). Bunkerinfrastruktur in Häfen muss sich daher nicht auf die Hochseeschifffahrt beschränken.
- Wasserstoff soll nicht nur in maritimen Verkehrsmitteln, sondern auch in Zügen (European Commission, 2020), Schwerlastfahrzeugen und spezialisierten Fahrzeugen eingesetzt werden (European Commission, 2020). Das impliziert, dass auch Rangierlokomotiven, sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge, wie sie im Hafen eingesetzt werden, zukünftig mit Wasserstofftechnologien betrieben werden sollten.

### 3.1.2 Nationale Wasserstoffstrategie

Die Nationale Wasserstoffstrategie wurde im Juni 2020 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht. Die Strategie soll gewährleisten, dass Wasserstoff als Energieträger vielseitig eingesetzt wird, um als Schlüsselement die Energiewende weiter zu entwickeln und abzuschließen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020).

In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird auf die Rolle von Häfen bzw. ihre potentielle Bedeutung vor dem Hintergrund einer Wasserstoffwirtschaft nicht explizit eingegangen. Allerdings werden mehrere Punkte impliziert, wie Seehäfen in die Nationale Wasserstoffstrategie mit eingebunden werden.

- Es wird dargestellt, dass die geplanten Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff - bis 2040 könnten damit ca. 28 TWh grüner Wasserstoff produziert werden - nicht ausreichend sind, um alleine die bestehende jährliche Wasserstoffnachfrage in Deutschland in Höhe von 55 TWh zu decken (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020).
  - Zum Schließen dieser Bedarfslücke sollen sogenannte Energiepartnerschaften mit unterschiedlichen Ländern vertieft oder neu geschlossen werden, in denen Wasserstoff bzw. dessen Produkte erzeugt und anschließend nach Deutschland exportiert werden (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020).

- Die entstehende Bedarfslücke muss durch Importe gedeckt werden, die auch über Seehäfen durchgeführt werden könnten.
- Eine weitere Möglichkeit, wie Seehäfen sich an der Bereitstellung von Wasserstoff beteiligen könnten, ist die Produktion von Wasserstoff im Hafen entweder direkt aus erneuerbaren Energien oder durch Umwandlung erneuerbarer Energieträger.
- PtX-Kraftstoffe aus erneuerbarem Wasserstoff werden als Schlüssel gesehen, um Anwender zu erreichen, die anders kaum dekarbonisierbar sind. Dies sind beispielsweise große Schiffe, aber auch der Schwerlastverkehr, die mit den bestehenden Technologien nicht elektrifiziert werden können (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020).
  - Solche Anwender finden sich auch in Containerhäfen in Form von Schleppern oder Lotsenbooten und direkt auf den Terminals, beispielsweise Van Carrier oder Rangierloks (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020).
  - Ferner können die bremischen Häfen Bunkerstandort für eine Vielzahl an wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sein (Lkw, schwere Nutzfahrzeuge, Seeschiffe, Binnenschiffe, Küstenmotorschiffe, ...) (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020).
- Für einen internationalen, harmonisierten Einsatz von Wasserstoff werden einheitliche Definitionen und Standards benötigt. Die bremischen Häfen könnten daran mitwirken, einheitliche Betankungsstandards und Zulassungsstandards für Schiffe zu erarbeiten (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020)

### 3.1.3 Norddeutsche Wasserstoffstrategie

Die Norddeutsche Wasserstoffstrategie wurde im November 2019 durch die Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer verabschiedet. Erklärtes Ziel der Strategie ist es, die Standortvorteile der norddeutschen Küstenländer beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu aktivieren, um bereits ansässigen und neu anzusiedelnden Unternehmen Wertschöpfungsperspektiven zu erschaffen (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).

- Die norddeutsche Wasserstoffstrategie benennt Seehäfen als zentralen Player bei der Rolle als Zentrum für den Import und die Verteilung von Wasserstoff und dessen Produkten. Dadurch wird auch ein Auftrag an die bremischen Häfen impliziert, logistische Strukturen zu errichten, um dieser Aufgabe nachzukommen (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).
- In der Strategie ist vorgesehen, dass sogenannte Wasserstoffhubs den Start des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft markieren. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass sich an ihnen Erzeugungs- und Bereitstellungsinfrastruktur räumlich mit Anwendern aus Industrie und Mobilität konzentrieren. Diese Wasserstoffhubs sollen

in räumlicher Nähe zu Seehäfen entstehen, um durch die Nutzung bestehender Import- und Verteilstrukturen Synergien entstehen zu lassen (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).

- Ferner wird auch in dieser Strategie anerkannt, dass inländische Erzeugungskapazitäten benötigt werden, um die wachsende Nachfrage zu decken. Aufgrund der Eignung von Seehäfen als Wasserstoffhubs ist auch denkbar, dass die Erzeugung in Häfen gebündelt wird (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).
- Es wird direkt benannt, dass Importterminals in Seehäfen genutzt werden müssen, um Wasserstoff und dessen Produkte importieren zu können (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).
- Gleichzeitig wird bereits angedacht, dass in Zukunft auch Wasserstofftechnologien wie beispielsweise Elektrolyseure über Häfen exportiert werden könnten (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).
- Wasserstoff und dessen Produkte werden als Mittel gesehen, um die sich aus der Clean Vehicles Directive ergebenden Ziele in Bezug auf leichte und schwere Nutzfahrzeuge zu erreichen. Der Fokus liegt hier auf Bussen und Lkw. Es wird auch angedacht, dass vor diesem Hintergrund Anwender schwerer Nutzfahrzeuge im Hafengebiet (Reach Stacker, Van Carrier, Rangierdienstleister) entsprechende Förderung erfahren werden (Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer, 2019).

### 3.1.4 Wasserstoffstrategie Land Bremen

Die Wasserstoffstrategie Land Bremen wurde dem Senat der Freien Hansestadt Bremen im Dezember 2021 durch die Senatorin für Wirtschaft, Arbeit und Europa, die Senatorin für Wissenschaft und Häfen sowie die Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau vorgelegt. Erklärtes Ziel der vom Senat beschlossenen Strategie ist es, Wasserstofftechnologien vielfältig einzusetzen und eine Wasserstoffwirtschaft voranzubringen. Die Strategie soll die übergeordneten Strategien, die Nationalen und die Norddeutschen Wasserstoffstrategien ergänzen (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021). Aufgrund dieses Ergänzungscharakters finden sich viele der Aspekte der übergeordneten Strategien in ähnlicher Formulierung auch in der Wasserstoffstrategie des Landes Bremen wieder.

- Die Wasserstoffnachfrage, die nicht über die inländische Produktion gedeckt werden kann, soll entsprechend der Strategie über Importe erfolgen. Zwar wird auch die Möglichkeit von Importen per Pipelines anerkannt, im Fokus der Strategie steht allerdings der Import von Wasserstoff und dessen Produkten über die Häfen.
  - Dieser Transport soll sowohl kleinskaliert in containerisierter Form oder großskaliert als Massengut stattfinden.

- Sofern dies nicht durch die Einbindung in Wasserstoffhubs ohnehin geschieht, muss auch der Weitertransport zu Großverbrauchern aufgebaut werden (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
- Für den Weitertransport ins Hinterland werden Verlademöglichkeiten auf Binnenschiff, Bahn, Lkw oder Einspeisemöglichkeiten in Pipelines benötigt (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
- Als Voraussetzung für den langfristigen, überregionalen Import von Wasserstoff werden stark reduzierte Transportkosten und eine technische Umsetzbarkeit eines großskalierten Umschlags genannt (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
- Wasserstoff und dessen Produkte sollen als Bunkermittel auch für die Schifffahrt verfügbar gemacht werden (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
- Für den Import über den Seeweg muss erarbeitet werden, welche Infrastrukturen dafür benötigt werden und ob Entwicklungsoptionen erschlossen werden können (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
- Neben den Import- und Verteilfunktionen können in den bremischen Häfen auch Wasserstoff, Methanol und Ammoniak produziert werden.
  - Diese Energieträger sollen sowohl für die Betriebsflotten der bremischen Häfen als auch als Antriebsmittel für die Seeschifffahrt eingesetzt werden (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021). In den Betriebsflotten soll bis 2025/2026 eine Quote von 10 % Wasserstoffantrieben erreicht sein (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
  - Häfen werden analog zur Eignung als Wasserstoffhubs in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie als wichtige Verkehrsknotenpunkte identifiziert, an denen „eine Fülle von Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff und seinen Derivaten [...] Synergieeffekte“ ermöglicht wird (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
  - Aus dem „Handlungsfeld Logistik und Verkehr“ ergibt sich der implizierte Auftrag, schwere, brennstoffzellenbetriebene Nutzfahrzeuge zu entwickeln und in Betrieb zu nehmen. Dieses Handlungsfeld kann in den bremischen Häfen erfüllt werden, indem beispielsweise der Betrieb von Van Carriern oder Rangierlokomotiven mit Brennstoffzellen zunächst in Pilotanwendungen erprobt werden (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
- In der Strategie werden drei Standorte (einer in Bremen, zwei in Bremerhaven) für mögliche Wasserstoffhubs benannt, an denen Erzeugung, Verteilung und der Einsatz von Wasserstoff und dessen Produkten räumlich konzentriert werden können, um Synergieeffekte zu erschließen.
  - Ein möglicher Wasserstoffhub könnte sich durch eine Bündelung der Industriehäfen, des Neustädter Hafens, des Güterverkehrszentrums und des Stahl-

werks bilden. Die Konzeption eines solchen Wasserstoffhubs wird bereits in unterschiedlichen Projekten begleitet.

- Zudem werden für Bremerhaven das Gewerbegebiet Lüne Delta und der Fischereihafen sowie das nördliche Hafengebiet als mögliche Wasserstoffhubs genannt, an denen z. B. Technologien erforscht und getestet werden können.
- Bremen und Bremerhaven sind integrale Bestandteile der Metropolregion NordWest und generell der Wasserstoffentwicklungen in Norddeutschland. Die bremischen Häfen werden als wichtiges Standbein des Imports von Wasserstoff oder Ausgangsprodukten für die Herstellung neuartiger Energieträger identifiziert (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).
  - In Bremerhaven soll bis 2030 ein Schiff mit emissionsfreiem Antrieb in Dienst gestellt werden.
  - Im Wasserstoffhub Bremerhaven soll bis 2030 eine Meerwasserelektrolyseanlage errichtet und in Betrieb genommen werden (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021).

### 3.1.5 Wasserstoffstrategie der Metropolregion Nordwest

Die Metropolregion Bremen-Oldenburg hat im November 2021 eine regional ausgerichtete Strategie für die Metropolregion Nordwest erstellt. Diese Strategie will die spezifische regionale Ebene stärken, die räumlichen, wirtschaftlichen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen nutzen und die grenzüberschreitende Zusammenarbeit stärken (Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten e V, 2021).

### 3.1.6 Förderinstrumente

In der folgenden Tabelle werden die verschiedenen Förderinstrumente auf den Förderebenen (EU, National, Regional), mit Fördergeber und Fördergegenstand dargestellt. Weitere Informationen zu den Förderrahmenbedingungen können dem Anhang entnommen werden.

**Tabelle 1: Förderinstrumente (EU, National, Regional)**

Förderebene	Förderinstrument	Fördergeber	Fördergegenstand
EU	Horizon Europe	Europäische Union	F&E, Investitionsförderung
	European Clean Hydrogen Partnership	Europäische Union	F&E, Investitionsförderung
National	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)	BMWK, NOW und PtJ	F&E
	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung	NOW, BMDV und PtJ	Investitionsförderung

	Förderkonzept Erneuerbare Kraftstoffe	NOW und BMDV	F&E
	Alternative Antriebe im Schienenverkehr	NOW, BMDV und PtJ	Investitionsförderung
	Entwicklung regenerativer Kraftstoffe	NOW, BMDV und VDI/VDE	F&E
	Klimafreundliche Nutzfahrzeuge	BMDV, BAG	F&E, Investitionsförderung
	Maritimes Forschungsprogramm	BMWK und PtJ	F&E
	Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft	BMWK und VDI/VDE-IT	Investitionsförderung
	Deutsche Bundesstiftung Umwelt	Deutsche Bundesstiftung Umwelt	F&E
	Förderrichtlinie Innovative Hafentechnologie II (IHATEC II)	BMDV und TÜV Rheinland	F&E
<b>Regional</b>	Metropolregion Nordwest	Land Bremen und Niedersachsen, Metropolregion Bremen-Oldenburg	F&E
	Kieserling Stiftung	Kieserling Stiftung	F&E
	Forschung, Entwicklung und Innovation (FEI)	BAB, BIS	F&E
	Programm zur Förderung anwendungsnaher Umwelttechniken (PFAU)	BAB, BIS	F&E
	Förderprogramm Angewandte Umweltforschung (AUF)	BAB, BIS	F&E
	Jens-Peter und Betsy Schlüter Stiftung	Jens-Peter und Betsy Schlüter Stiftung	F&E

### 3.2 Bewertung und Analyse von bisher nicht geförderten Projektideen

In diesem Kapitel wird beschrieben, in welcher Weise noch nicht angenommene bremische Projektideen (Projektanträge im Programm Important Projects of Common European Interest (IPCEI) und der Antrag „Greening Ports“ im H2020 Programm) Beiträge zur Erfüllung der in Kapitel 3.1 untersuchten Strategien geleistet hätten.

Beschrieben werden die Projektideen anhand der (aufgrund von Geheimhaltungsvereinbarungen) nur begrenzt öffentlich zugänglichen Informationen in Bezug auf Projektinhalt, Einbettung in die Projektlandschaft und die entgangenen Effekte für Bremen und Bremerhaven. Der von bremenports koordinierte Verbundantrag H2Bx.MariTransGate „Seehafen Bremerhaven als

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Testfeld für Wasserstofftechnologien in der maritimen Wirtschaft“ (bremenports GmbH & Co. KG, 2021) von Februar 2021 knüpft direkt an die Europäische Wasserstoffstrategie an und bündelt eine Reihe lokaler Einzelinitiativen. Im Verbund boten sie die Voraussetzung, die Wasserstoffwirtschaft beispielhaft für andere Seehäfen zu etablieren und hoch zu skalieren.

Der Verbundantrag wurde jedoch vom Bund nicht priorisiert und gelangte damit nicht in die zweite Stufe des Bewertungsverfahrens. Die beteiligten Partner wurden von den zuständigen Bundesstellen ermuntert, die Konzepte in Einzelprojekten weiterzuerfolgen (mdl. Auskunft bremenports GmbH & Co. KG).

Zurzeit werden für die Projektideen neue Förderungsmöglichkeiten geprüft.

In der folgenden Tabelle werden die Einzelprojekte kurz vorgestellt:

**Tabelle 2: Projektideen**

Projekt	Teilprojekt	Beschreibung
H2Bx.MariTransGate		Seehafen Bremerhaven als Testfeld für Wasserstofftechnologien
	H2Bx.HyGrid	Aufbau und Betrieb eines lokalen smarten Microgrid im Hafengebiet inkl. EE-Erzeuger, Elektrolyseur, Strom- und Wasserstoffspeicher
	H2Bx.HyDistriTerm	Aufbau von H2- und PtX-Umschlaganlagen sowie zugehöriger Leitungsnetze
	H2Bx.HyShunter	Aufbau einer multimodalen Wasserstofftankstelle u.a. zur Versorgung von mit Wasserstoff betriebenen Rangierlokomotiven, Schiffen und LKW
	H2Bx.HyStraddle <sup>1</sup>	Wasserstoffbetriebene Straddle Carrier
	H2Bx.HyLift <sup>1</sup>	Wasserstoffbetriebene H2-Flurförderzeuge (Tug Master, Reach-Stacker und Gabelstapler)
	H2Bx.HyShipSol	Neubau von vier Schiffen mit Brennstoffzellenantrieb in unterschiedlichen Einsatzbereichen und der Betrieb von mobilen wasserstoffgespeisten Stromgeneratoren für eine flexible Versorgung von Schiffen am Liegeplatz
	H2Bx.HyLiner	Neubau eines Fahrgastschiffes mit Methanol-Brennstoffzellenantrieb
	H2Bx.HyFuel	Erzeugung von grünem Methan bzw. grünem Methanol aus lokal erzeugtem Wasserstoff und CO2-Abscheidung
	H2Bx.HyCompany	Umstellung der gesamten betrieblichen Energieversorgung eines Logistikunternehmens

<sup>1</sup> Diese Teilprojekte haben unterschiedliche Reife und sind nicht mit dem Verbundantrag eingereicht worden.



	H2Bx.HyCab <sup>1</sup>	Autonome wasserstoff-betriebene Personenfähre für den ÖPNV
Horizont 2020- Antrag „Greening Ports“		Nachhaltige Gestaltung des Flug- und Schiffsverkehrs mit Hilfe multimodalen Hubs mit Erzeugung und Speicherung grüner Energie, Elektrolyse und Erzeugung von Methanol

Eine Zusammenfassung der Informationen zu diesen Projektideen befindet sich im Anhang.

### 3.3 Betrachtete Energieträger und technologische Grundlagen

Deutschland importiert bereits heute rund 70 % seines Energiebedarfs (Nicole Weinhold, 2021) und wird zukünftig Energie noch in beträchtlicherem Umfang importieren müssen, wenn eine Klimaneutralität der Energieversorgung bis 2045 als Ziel der Bundesregierung oder ggfs. auch früher erreicht werden soll. Bühner et al. berufen sich z. B. auf Zahlen von Thyssen Krupp, die einen Anfangsbedarf an Wasserstoff von 100.000 t/a ausweisen, nur um einen kleinen Hochofen (ca. 7.000 t/d) zu ersetzen. ArcelorMittal geht für das Stahlwerk in Bremen, das über zwei Hochöfen mit einer Kapazität von bis zu 3,6 Mio. t Roheisen/Jahr verfügt, von einem Wasserstoffbedarf von 130.000 – 170.000 t/a aus (Fuhländer, 2022). Für die Chemieindustrie werden ähnliche Bedarfe angegeben. Der Wasserstoffbedarf für 2030 in Deutschland liegt im Bereich 90 – 110 TWh, nur etwa 14 TWh können selbst produziert werden (TFV Technischer Fachverlag GmbH, 2021). Der überwiegende Teil muss also auch zukünftig importiert werden, auch wenn Wasserstoffproduktionskosten in Deutschland unter Nutzung der Onshore- oder noch besser Offshore-Windenergie ggü. der Nutzung der PV-Technologie in Südeuropa oder Nordafrika wettbewerbsfähig sind (Otto Machhammer et al., 2021). Eine zentrale Rolle beim Energieimport spielen die Häfen, da ein großer Teil der Energie in Form von grünem Wasserstoff oder seiner Derivate aus solchen Regionen antransportiert werden muss, die über eine große Zahl Volllaststunden bei der Photovoltaik oder bei der Windenergie verfügen (z. B. nördliches oder südliches Afrika, Mittelamerika, Südamerika, mittlerer Osten, Spanien, etc.). Daher stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten des Wasserstofftransports bestehen und welche Möglichkeiten am sinnvollsten sind. Machhammer et al. (Otto Machhammer et al., 2021) betrachten verschiedene Szenarien zum Import von Energie in Form von Wasserstoff, gebunden an einen LOHC, und den Derivaten synthetisches Methanol, MtG-Benzin und Fischer-Tropsch-Diesel sowie elektrischem Strom, vor Ort produziert, und fossilem Diesel. Bezug sind die Kosten „Well to Tank“.

Die logistischen Abläufe werden für die einzelnen Technologien im Folgenden teils in Textform und für einige Technologien in Grafiken mit Prozessketten dargestellt. Für die Grafiken mit Prozessketten wurden logistische Beispiele gewählt, die „kleinere“ Verbraucher wie Tankstellen im Hinterland bedienen. Diese Beispiele werden auf alle Technologien angewandt, um eine Vergleichbarkeit zu erreichen. Diese Kleinverbraucher sind in der Regel nicht an Infrastrukturen wie Pipelines angeschlossen. Für Großverbraucher in der Industrie, wie z. B. Stahlwerke, können sich andere logistische Ketten und Verfahren anbieten. Die Prozessketten enthalten

die kompletten logistischen Anforderungen von der Herstellung bis zum Verbraucher mit ihren Rückwegen.

Auf weiterführende Schlussfolgerungen aus diesem Kapitel für das Land Bremen wird im Kapitel 8 eingegangen.

### **3.3.1 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)**

In der Literatur ist eine Vielzahl verschiedener Verbindungen beschrieben, die als LOHC eingesetzt werden können. An dieser Stelle wird die Betrachtung auf lediglich drei Verbindungen, N-Ethyl-Carbazol (NEC), Dibenzyltoluol (DiBT) und Methylcyclohexan (MCH) beschränkt, da diese drei Stoffe vergleichsweise hohe Beladungsdichten und gute Stabilitäten für mehrfaches Be- und Entladen ermöglichen.

#### **N-Ethyl-Carbazol (NEC)**

Bei dem LOHC NEC (N-Ethyl-Carbazol (NEC,  $C_{14}H_{13}N$ , CAS 86-28-2) bzw. beladen Perhydro-N-Ethylcarbazol ( $C_{14}H_{25}N$ )) handelt es sich um ein in der Literatur gut beschriebenes System mit einem Wasserstoffspeichervermögen von 5,8 Gew. % im überdurchschnittlichen Bereich (Fabian Piehl, 2019). Die Hydrierung erfolgt bei 200 °C, die Dehydrierung bei 340 °C und 1 bar. Für die Freisetzung des Wasserstoffs aus dem Perhydro-N-Ethylcarbazol müssen auf Basis stöchiometrischer Betrachtungen theoretisch ca. 7,4 kWh/kg  $H_2$  aufgewendet werden. Dieses Verfahren wurde von der Firma Air Products vorgeschlagen. Problematisch ist, dass die dehydrierte Form einen Schmelzpunkt von ca. 70 °C aufweist, d. h. bei Lagerung bei Umgebungstemperatur fest ist bzw. Lagertanks auf Temperaturen über 70 °C erwärmt werden müssen. Zudem ist die Substanz, die praktisch wasserunlöslich ist, giftig für Wasserorganismen und sollte nicht in die Umwelt gelangen.

#### **Methanol (MeOH)**

Bei den vergleichenden Untersuchungen zu verschiedenen LOHCs von Piehl hat sich insbesondere Methanol, hergestellt aus Wasserstoff und  $CO_2$ , also die Herstellung von synthetischem Methanol, als besonders vorteilhaft in Bezug auf die Speicherkapazität (12,5 Gew. %) herausgestellt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in der vorliegenden Studie Methanol den synthetischen Kraftstoffen zugeordnet wird, die aus Wasserstoff und  $CO_2$  hergestellt werden, nicht aber zu den LOHC im engeren Sinne (s.u.).

#### **Dibenzyltoluol (DiBT)**

Das Konzept von Hydrogenious beruht auf der Hydrierung von Dibenzyltoluol zu Perhydro-Dibenzyltoluol und setzt in erster Linie darauf, dass die Dehydrierung dezentral erfolgt, also z. B. bei Tankstellen, die Wasserstoff für Fahrzeuge anbieten wollen. Bei dem Stoff Dibenzyltoluol (CAS 26898-17-9) handelt es sich eigentlich um ein Wärmeträgeröl mit dem Handelsnamen Marlotherm.

Sofern das beladene LOHC per Tankschiff geliefert würde, müssten im Importhafen entsprechende Lade- und Löscheinrichtungen für organische Flüssigkeiten (nicht explosiv, schwer entflammbar) vorhanden sein. Alternativ könnte die Anlieferung auch in Tankcontainern erfolgen,

die am Containerterminal Bremerhaven umgeschlagen werden könnten. Aus dem Importhafen wird beim Konzept von hydrogenisiertem LOHC dann zu den Endverbrauchern weitertransportiert (Container per Bahn/LKW, Binnenschiff) und dort dehydriert. Eine weitere Möglichkeit könnte die direkte Nutzung von hydrogenisiertem LOHC in besonderen Brennstoffzellen darstellen. Diese stehen jedoch derzeit am Anfang ihrer Entwicklung und müssten zuvor eine hinreichend weite Verbreitung erfahren (Jörn Schaar, 2022).

Die Dehydrierung von Perhydro-Dibenzyltoluol erfolgt bei 300 °C und 1 bar Druck unter Gegenwart eines Katalysators (z. B. Pt/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Dabei wird Energie von ca. 65,4 kJ/mol H<sub>2</sub> benötigt (auf Basis stöchiometrischer Betrachtungen, Modisha et al. 2019), was ca. 9,1 kWh/kg freigesetztes H<sub>2</sub> entspricht. Eine Alternative zur Dehydrierung der LOHC nahe dem Endverbraucher, d. h. z. B. bei den Tankstellen, stellen zentrale Dehydrierungsanlagen im Importhafen dar. Der Weitertransport des Wasserstoffs kann dann über Pipelines erfolgen, sofern ein Wasserstoffnetz errichtet wird oder das Erdgasnetz genutzt werden kann. Eine solche Dehydrierungsanlage müsste in Bremerhaven bzw. Bremen errichtet werden. Ebenso müsste der Anschluss an das Erdgas- bzw. ein Wasserstoffnetz erfolgen. Dafür müsste eine entsprechende Pipeline-Infrastruktur aufgebaut oder der Weitertransport des freigesetzten Wasserstoffs in Drucktanks organisiert werden. Dazu wäre zudem eine entsprechende Verdichter- und Abfüllstation erforderlich, um die Drucktanks mit dem freigesetzten Wasserstoff zu befüllen.

Für Dibenzyltoluol existiert ein Sicherheitsdatenblatt des Herstellers. Beim Handling dieses Stoffes ist zu beachten, dass es sich um einen Gefahrstoff handelt. Beim Menschen kann es bei Verschlucken oder Eindringen in die Atemwege tödlich sein. Eine Einleitung in Oberflächengewässer, Grundwasser oder die Kanalisation ist zu verhindern. Behältnisse mit diesem Stoff müssen in einer Bodenwanne ohne Abfluss gelagert werden. Behältnisse sind vor Sonneneinstrahlung und Erwärmung/Überhitzung zu schützen, eine Zusammenlagerung mit Lebens- oder Futtermitteln ist nicht gestattet. Emissionen in die Umwelt sind zu begrenzen bzw. zu verhindern (Avia Mineralöl AG, 2014). Für die hydrogenierte Form Perhydro-Dibenzyltoluol liegt kein Sicherheitsdatenblatt vor.

Es ist davon auszugehen, dass das LOHC nach etwa 60 Zyklen der Be- und Entladung aufgearbeitet werden muss, da die Beladungskapazität mit jedem Zyklus etwas abnimmt.

### **Methylcyclohexan (MCH)**

Methylcyclohexan (MCH) entsteht durch die Hydrierung von Toluol. Die massenbezogene Speicherfähigkeit von Wasserstoff beträgt 6,2 Gew. %, was 7,37 MJ/kg LOHC entspricht (Fabian Piehl, 2019). Aufgrund der geringen Dichte liegt die volumetrische Speicherfähigkeit jedoch nur bei 5.650 MJ/m<sup>3</sup> LOHC. MCH ist wassergefährdend, gesundheitsgefährdend und entzündlich.

Dieses Verfahren wird von der Mitsubishi Corporation über das Tochterunternehmen Chiyoda Corporation in Japan unter dem Handelsnamen SPERA Hydrogen vertrieben.

Eine Besonderheit des MCH ist, dass die Zündtemperatur mit 260 °C unterhalb der Umschlagtemperatur von 284 °C, d.h. der Temperatur, bei der Dehydrierung beginnt, liegt, so dass im Reaktor während der Dehydrierung ein selbstentzündungsfähiges Medium vorliegt. Es muss

daher für strikte Abwesenheit von Sauerstoff und anderer Oxidationsmittel im System gesorgt werden. Die hohe Temperatur am Umschlagpunkt bedeutet aber auch, dass für die Dehydrierung Wärme auf einem Temperaturniveau oberhalb des Umschlagpunktes benötigt wird. Zudem wird ein Katalysator benötigt, Informationen zum Material liegen nicht vor. Die Mitsubishi Corporation gibt als Prozessbedingungen für die Dehydrierung Drücke von kleiner 10 bar und Temperaturen von 350 - 400 °C an (Kogure, 2022).

Die für die Dehydrierung benötigte Energie liegt bei 10 – 15 kWh/kg freigesetzte H<sub>2</sub> und liegt damit in der Größenordnung des DiBT. Im Gegensatz zu DiBT sind bei MCH gemäß der Angaben des Anbieters keine Leistungsminderungen nach mehreren Be- und Entladezyklen zu erwarten (Kogure, 2022).

### **Logistische Beschreibung**

In den folgenden Abbildungen werden zwei Varianten des Transports von Wasserstoff mittels LOHC in Prozessketten dargestellt. Diese Transportvarianten lassen sich im Prinzip auf alle vorgenannten LOHC übertragen.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

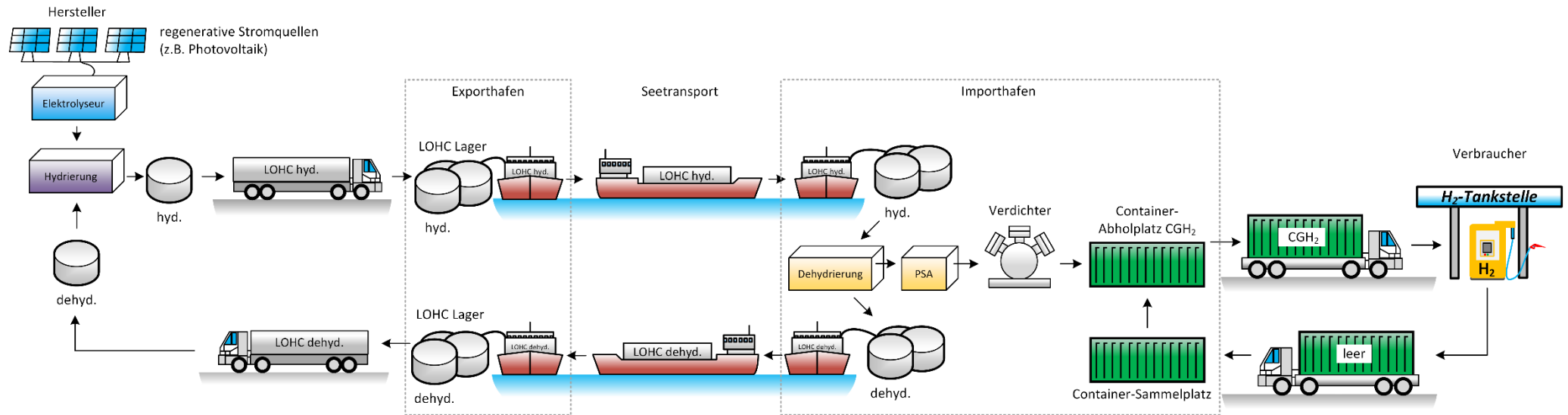
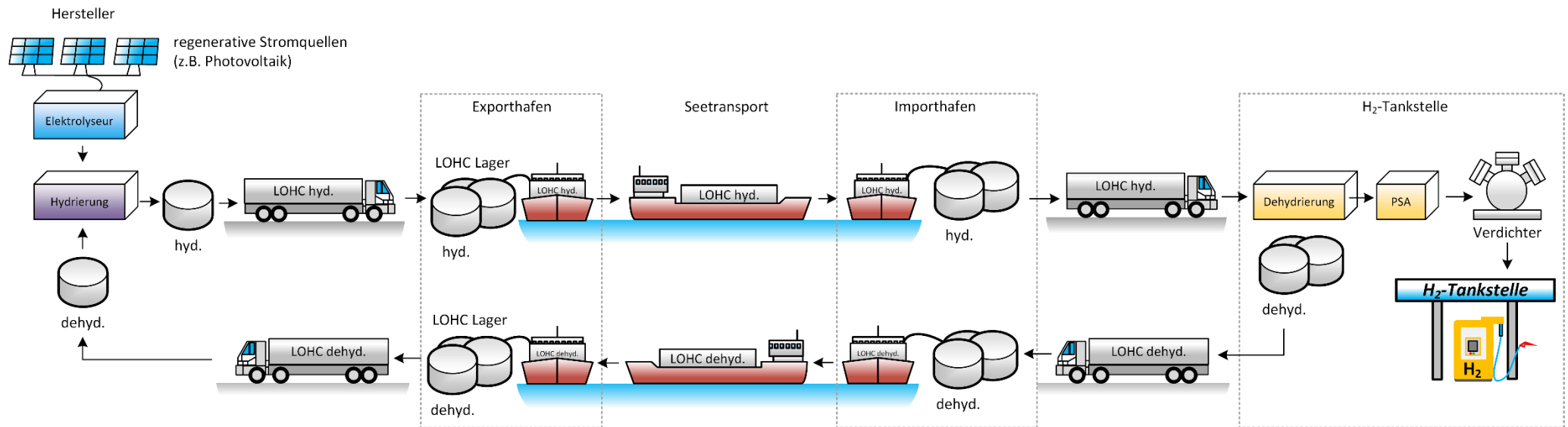


Abbildung 1: Prozesskette LOHC mit Dehydrierung im Importhafen (ISL, eigene Darstellung)

Diese Prozesskette beschreibt ein Verfahren, in dem die Dehydrierung des LOHC zentral im Importhafen mit anschließender Wasserstoffreinigung (PSA) erfolgt. Aus diesem Grund muss für den Weitertransport des Wasserstoffs zum Verbraucher eine zusätzliche Technologie (hier H<sub>2</sub>-Druckcontainer) eingesetzt werden. Alternativ müsste auch hier schon eine H<sub>2</sub>-Pipelineanbindung gewährleistet werden. Das dehydrierte LOHC verbleibt bis zum Rücktransport im Importhafen.

Dem Vorteil des relativ hohen Energiegehalts des LOHC beim Transport steht der Nachteil der Notwendigkeit einer weiteren Prozesskette für den Transport zum Verbraucher entgegen.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft



**Abbildung 2: Prozesskette LOHC mit Dehydrierung beim Verbraucher (ISL, eigene Darstellung)**

Diese Prozesskette beschreibt ein Verfahren, in dem die Dehydrierung des LOHC beim Verbraucher erfolgt. Für den Weitertransport des Wasserstoffs zum Verbraucher ist zwar keine zusätzliche Technologie erforderlich, aber bei jedem Verbraucher muss eine Dehydrierungsanlage mit entsprechenden Speicherkapazitäten für hydriertes und dehydriertes LOHC vorgehalten werden.

Ein weiterer Nachteil ergibt sich daraus, dass in diesem Fall an jeder Tankstelle als Verbraucher eine Verdichtung erforderlich ist. Die Qualitätssicherung (Wasserstoffanteil im LOHC) ist für den Verbraucher noch eine zu lösende Aufgabe.

Diese Prozesskette kann für Großabnehmer, z. B. Stahlwerke, die direkt per Schiff erreichbar sind, große Lagerkapazitäten haben und keine weitere Verdichtung benötigen, durchaus Vorteile bieten. In diesem Fall entfällt der rechte Teil der Prozesskette bzgl. der Transporte und der Verdichtung.

### 3.3.2 Druckwasserstoff

#### Technische Beschreibung

Druckwasserstoff (Compressed Gaseous Hydrogen CGH<sub>2</sub>) wird in verschiedenen Druckstufen in speziellen Behältern transportiert. In modernen Bündelsystemen in Containern können mehr als 1t CGH<sub>2</sub> bei 500 bar transportiert werden. Im Laufe einer Kommunikation mit einem Hersteller von Wasserstoffspeichersystemen wurde die Verfügbarkeit von containerbasierten Speicherlösungen mit einer Kapazität von 2t CGH<sub>2</sub> in absehbarer Zeit in Aussicht gestellt (Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, 2021). Auch für den Transport von flüssigem Wasserstoff stehen entsprechende Container zur Verfügung, hier ist allerdings die Problematik des Boil-Off Gases bei längeren Transportzeiten zu beachten, wenn die Transportbehälter sich aufheizen und gasförmiger Wasserstoff abgeführt werden muss.

Die Containerform bietet eine hohe Flexibilität beim Transport durch LKW, Schiene, Binnenschiff sowie den Umschlag, da bestehende Geräte und Infrastruktur praktisch unmittelbar genutzt werden können. So könnte auch eine bessere Ausnutzung der bestehenden Terminal-Infrastruktur in Bremerhaven erreicht werden. Der Transport über Straße, Schiene und Binnenwasserstraße ist mit Containern unter Einhaltung der Gefahrgut Deklaration problemlos möglich. Lagerung ist nach BImSchG genehmigungspflichtig, dabei gelten für die Genehmigungsverfahren Grenzen von 9t Wasserstoff vor Ort, danach sind komplexere Genehmigungsverfahren anzuwenden. Der Containerumschlag ist bei großen Mengen von Wasserstoff systembedingt zeitaufwändiger als der Umschlag von Wasserstoff, der in entsprechenden Tank Schiffen transportiert wird. Der Transport per Containern ist hingegen eine einfache und flexible Lösung für geringe Volumina. Ein weiterer Vorteil der Verwendung von containerbasierten Speicherlösungen für Druckwasserstoff liegt darin, dass diese bei den Verbrauchern, etwa Wasserstoff-Tankstellen, als Wasserstoffspeicher eingesetzt werden können, so dass an dieser Stelle kein weiterer Aufwand für stationäre Wasserstoffspeicher betrieben werden muss.

Für den Seetransport kommen darüber hinaus Tanker für flüssigen Wasserstoff in Frage (siehe folgendes Kapitel).

#### Logistische Beschreibung

In der folgenden Abbildung wird beispielhaft der Transport von Druckwasserstoff in Containern in einer Prozesskette dargestellt. Grundsätzlich ist auch der Transport mit Schiffen vorstellbar, die mit Druckgastanks ausgestattet sind und damit größere Mengen transportieren und anlanden können.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

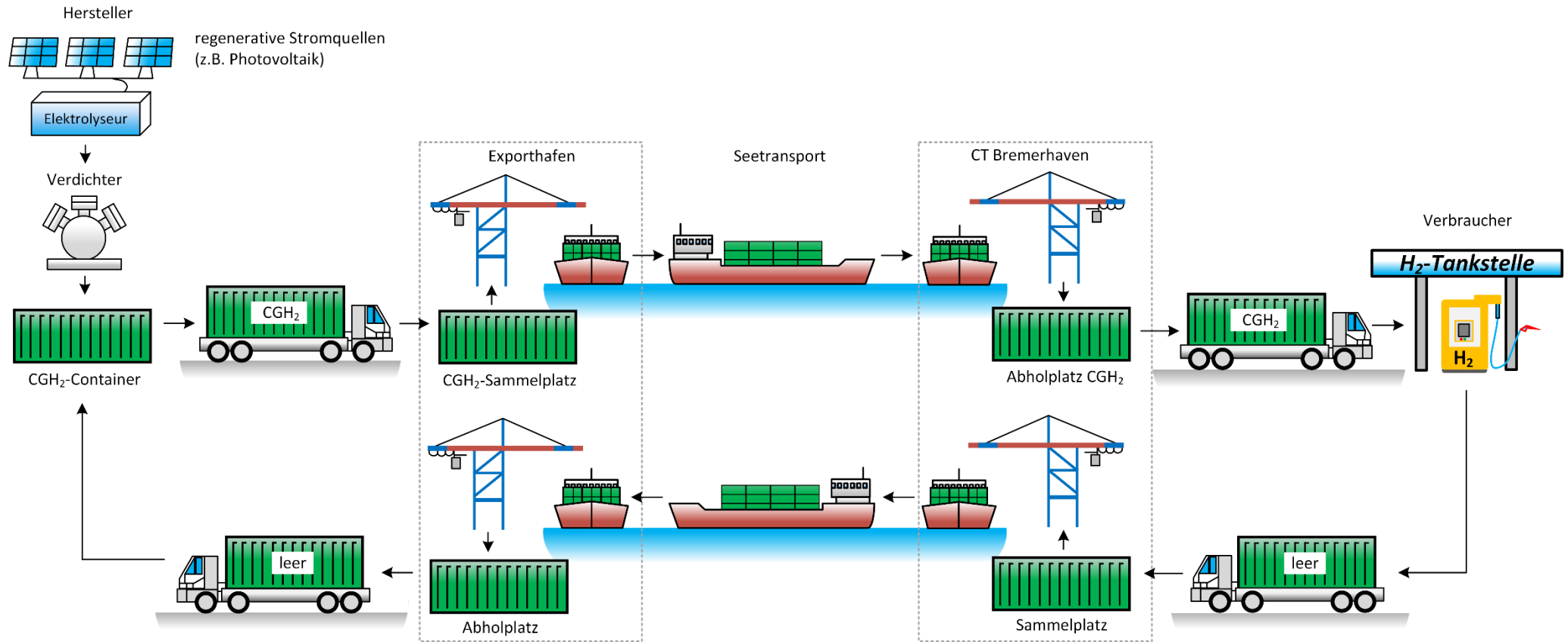


Abbildung 3: Prozesskette Druckwasserstoff in Containern (ISL, eigene Darstellung)



Der Vorteil der Technologie besteht darin, dass der Wasserstoff von der Herstellung bis zum Verbrauch im gleichen Transportmedium verbleibt und damit nicht umgeladen werden muss. Viele Hersteller unterschiedlichster Größe können den Wasserstoff in Container füllen, der danach mit existierender und bewährter Transporttechnologie bis zum Ziel gebracht werden kann. Am Ziel, z. B. einer Tankstelle, kann der Container dann als Lager für Wasserstoff, bis zu 700 bar vorkomprimiert, benutzt werden. Für Containertransporte besteht eine bewährte und rechtssichere Infrastruktur, die umgehend genutzt werden kann. Der Transport kann dabei mit Hilfe von See- und Binnenschiffen, LKW und Bahn durchgeführt werden, so dass alle Orte im Hinterland erreicht werden können.

Einen Nachteil stellen die hohen Herstellungskosten für die Container dar. Die Container müssten mit einem Pfandsystem im Kreislauf Hersteller – Verbraucher gehandelt werden, wobei auf dem Rückweg keine Ladung transportiert wird. Während die Technik sofort verfügbar ist, muss ein Geschäftsmodell für das Pfandsystem aufgebaut werden. Zusätzlich ist der Transport von Kosten auf dem Weltmarkt, z. B. den Frachtraten, abhängig.

Wenn es gelingt, 8.000 40' H2-Container mit einem Seeschiff zu transportieren, entspräche dies einer Energiemenge von 0,32 TWh. Auch kleinere Mengen an H2-Containern als Zuladung sind möglich und sinnvoll.

Die Ersteller der Studie sehen diese Technologie als schnellste Möglichkeit für eine Hochlaufphase. Auch nach Einführung größerer Wasserstofftanker und Pipelines bleibt ein Bedarf dieser Technologie für Nischeneinsatz und speziell die „letzte Meile“ erhalten. Für kleine Zulieferer besteht mit dieser Technologie die Möglichkeit, an diesem Markt teilzuhaben.

### **3.3.3 Flüssigwasserstoff LH2**

#### **Technische Beschreibung**

Flüssiger Wasserstoff wird auf  $-253^{\circ}\text{C}$  tiefgekühlt in Spezialtanks gelagert und transportiert. Hierbei weist er seine höchste Speicherdichte auf und es können, insbesondere im Vergleich zum Umschlag von Druckwasserstoff-Containern, durch Pumpen erheblich schneller größere Mengen entladen werden. Es müsste spezielle Infrastruktur, insbesondere Anlagen zur Verflüssigung des Wasserstoffs, in den Exportländern aufgebaut werden. Die Technologie hierfür ist, angelehnt an LNG-Transporte, grundsätzlich verfügbar, muss aber in dem benötigten großen Maßstab noch zur Marktreife entwickelt werden. Die Verflüssigung ist energieintensiv, zudem geht permanent etwas Gas verloren (boil-off). Es können Verfahren eingesetzt werden, um dieses Gas zu nutzen, ansonsten muss Energie für Kühlung aufgewendet werden. Für den Seetransport werden Spezialschiffe benötigt, die über die erforderlichen Tankanlagen verfügen. Ein erstes solches Schiff mit einer Kapazität von  $1.250\text{ m}^3$  Wasserstoff ist zwischen Japan und Australien seit Ende 2020/Anfang 2021 im Versuchsbetrieb. In Schottland ist ein vergleichbares Schiff in Planung und soll 2027 für den europäischen Lieferverkehr zur Verfügung stehen. Insbesondere große Transportschiffe für Flüssigwasserstoff existieren aber derzeit noch nicht.

### **Logistische Beschreibung**

Flüssigwasserstoff hat eine höhere Energiedichte als komprimierter Wasserstoff und kann, insbesondere im Vergleich zum Umschlag von Wasserstoff-Containern, erheblich schneller entladen werden. Die Verflüssigung von Wasserstoff ist gegenüber der Druckspeicherung aber sehr energieaufwändig und es müsste spezielle Infrastruktur, insbesondere Anlagen zur Verflüssigung des Wasserstoffs, in den Exportländern aufgebaut werden. Die Technologie hierfür ist, angelehnt an LNG-Transporte, grundsätzlich verfügbar, muss aber in dem benötigten großen Maßstab noch zur Marktreife entwickelt werden. Insbesondere große Transportschiffe für Flüssigwasserstoff existieren derzeit noch nicht.

Diese Variante des Wasserstofftransports ist zwar zunächst energieaufwändig (Herunterkühlen und gekühlt halten), aber im Zielhafen bieten sich durch diese Variante durchaus Vorteile. Nach dem Löschen der Ladung kann der Wasserstoff durch Erwärmen regasifiziert werden und in ein Wasserstoff-Pipeline-Netz eingespeist und je nach Bedarf in unterirdischen Kavernenspeichern zwischengespeichert werden. Auch die Befüllung von Druckwasserstoffcontainern für dezentrale Anwendungen im Hinterland ist denkbar.

### **3.3.4 Methanol**

#### **Technische Beschreibung**

Methanol ist eine giftige und leicht entzündbare Flüssigkeit (Carl Roth GmbH + Co. KG, 2021), jedoch mikrobiologisch sehr gut abbaubar. Methanol kann über den Land-, See- und Luftweg transportiert werden, jedoch sind dabei verschiedene bereits bestehende Regelungen zu beachten. Der Transport auf der Straße wird durch die ADR, via Schienen durch die RID, auf Binnenwasserstraßen in der ADN, für den Seeverkehr durch den IMDG-Code / GGVSee und für den Luftverkehr in IATA-DGR und der ICAO-TI geregelt. Dies sind implementierte Empfehlungen der vereinten Nationen zur Beförderung gefährlicher Güter (Aug. Hedinger GmbH & Co. KG, 2021).

Bei der Lagerung von Methanol sind einige Vorschriften zu beachten. Generell sollte der Lagerbehälter dicht verschlossen an einem kühlen, trockenen und gut belüfteten Ort sein. Der Lagerort darf nur durch berechtigte Personen betreten werden und muss mit einem lösemittelsicheren Boden ausgestattet sein. Auch Brand- und Explosionsschutzmaßnahmen müssen getroffen werden. Hier gibt es unterschiedliche Vorschriften, davon abhängig, ob sich der Lagerort im Außen- oder Innenbereich befindet. Allgemein sollte hier die TRBS und die TRGS zu Hilfe gezogen werden, da viele der Vorschriften abhängig von verschiedenen Faktoren sind, wie z. B. der Lagerkapazität oder ob der Behälter ortsfest bzw. ortsbeweglich ist (Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin Ausschuss für Gefahrstoffe, 2020).

Im Bremer Industriehafen befindet sich ein tidenunabhängiges Umschlagsterminal für flüssige Kraftstoffe mit entsprechenden Lagerkapazitäten und Bahn- und Straßenanschluss. Es gibt Vorerfahrungen mit Methanol und z.T. bereits geeignete Tankinfrastruktur. Die Kapazitäten sind aktuell jedoch für das Löschen von Gasöl/Diesel mit max. 2.000 m<sup>3</sup>/h begrenzt. Die gesamte Lagerkapazität beträgt 150.000 m<sup>3</sup>, bis auf einen Tank müsste aber eine Umstellung auf

Methanol vorgenommen werden. Das Terminal kann von Binnenschiffen und Seeschiffen von 220 m Länge, 32,3 m Breite und 10,5 m Tiefgang erreicht werden (HGM Energy GmbH, 2022)(siehe auch Kapitel 8.3.4) .

Bremerhaven könnte von dem Terminal in Bremen entweder per Binnenschiff oder Bahn mit Methanol versorgt werden, um z. B. Bunker-Terminals für Seeschiffe beliefern zu können, oder aber es müsste vor Ort in Bremerhaven ein entsprechendes Terminal errichtet werden.

**Nach Aussage eines ansässigen Tanklagerbetreibers ist eine marktgerechte Umrüstung der bestehenden Infrastruktur bei entsprechender Nachfrage problemlos denkbar.**

Grundsätzlich ist es auch möglich, Methanol zu zerlegen und Wasserstoff und CO<sub>2</sub> freizusetzen. Dies könnte sowohl zentral als auch dezentral erfolgen. Die Zerlegung ist eine endotherme Reaktion, d. h. es müsste Energie zugeführt werden (0,43 kWh/kg Methanol bzw. ca. 3,5 kWh/kg freigesetztes H<sub>2</sub>). Der freigesetzte Wasserstoff könnte über eine Pipeline bzw. das Erdgasnetz (s.u.) oder aber in komprimierter Form (s.o.) weitertransportiert werden. Das anfallende CO<sub>2</sub> müsste aufgefangen, wiederverwendet oder entsorgt werden.

#### **Logistische Beschreibung**

In den folgenden Abbildungen werden der Transport von Methanol und der vielfältige Einsatz an Tankstellen in Prozessketten dargestellt.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

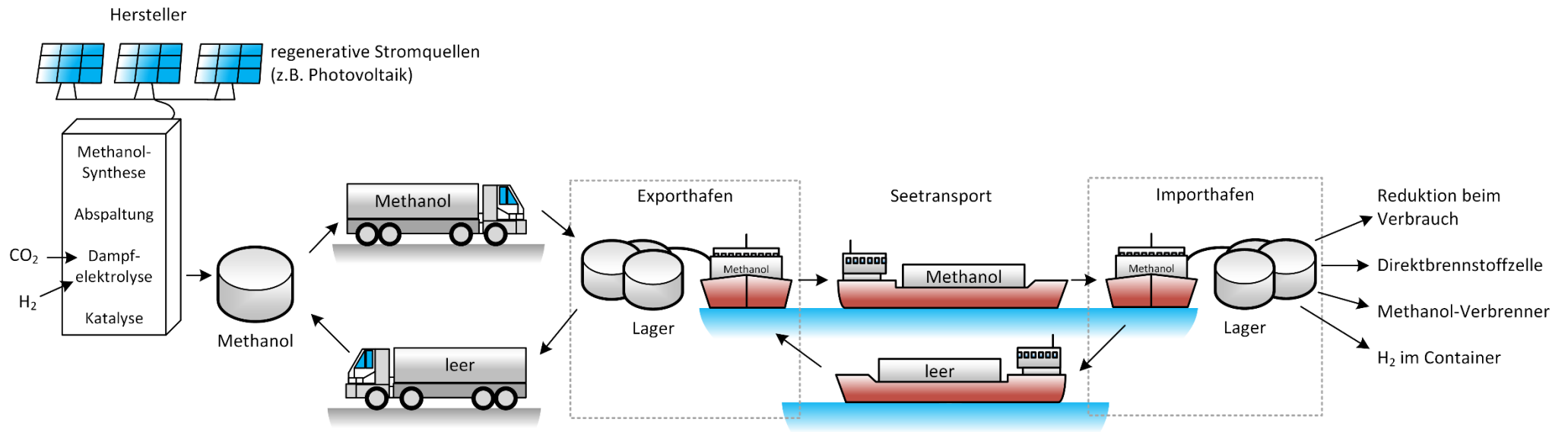


Abbildung 4: Prozesskette Transport von Methanol bis zum Importhafen (ISL, eigene Darstellung)

Die Abbildung beschreibt den gemeinsamen Teil der Methanolherzeugung und des Transportes per Seeschiff bis zum Importhafen.

Die Reduktion beim Verbraucher und die Reduktion im Hafen zum Weitertransport der  $\text{H}_2$ -Container werden in den folgenden beiden Abbildungen beschrieben. Der Transport zu einer herkömmlichen Tankstelle, um als Brennstoff für eine Direktbrennstoffzelle oder für einen Methanol-Verbrennungsmotor eingesetzt zu werden, wird nicht weiter beschrieben, da sowohl LKW-Tankwagen als auch herkömmliche Tankstellen benutzt werden können.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

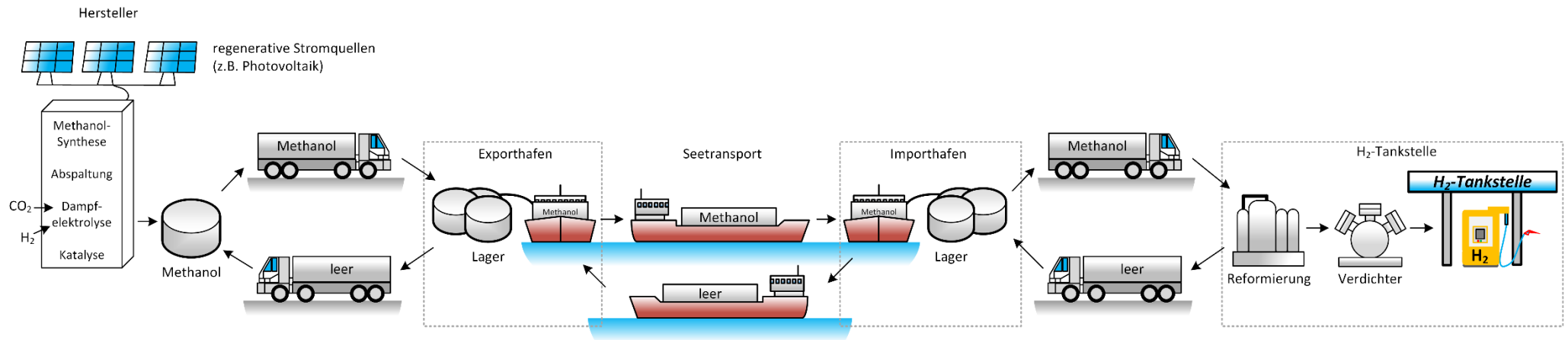


Abbildung 5: Prozesskette Transport von Methanol mit Reformierung an der Tankstelle (ISL, eigene Darstellung)

In dieser Prozesskette dient das Methanol als Träger für den Wasserstoff während des Transports zum Verbraucher. Um das angelieferte Methanol für die H<sub>2</sub>-Tankstelle einsetzbar zu machen, wird das Methanol an der Tankstelle reformiert und verdichtet.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

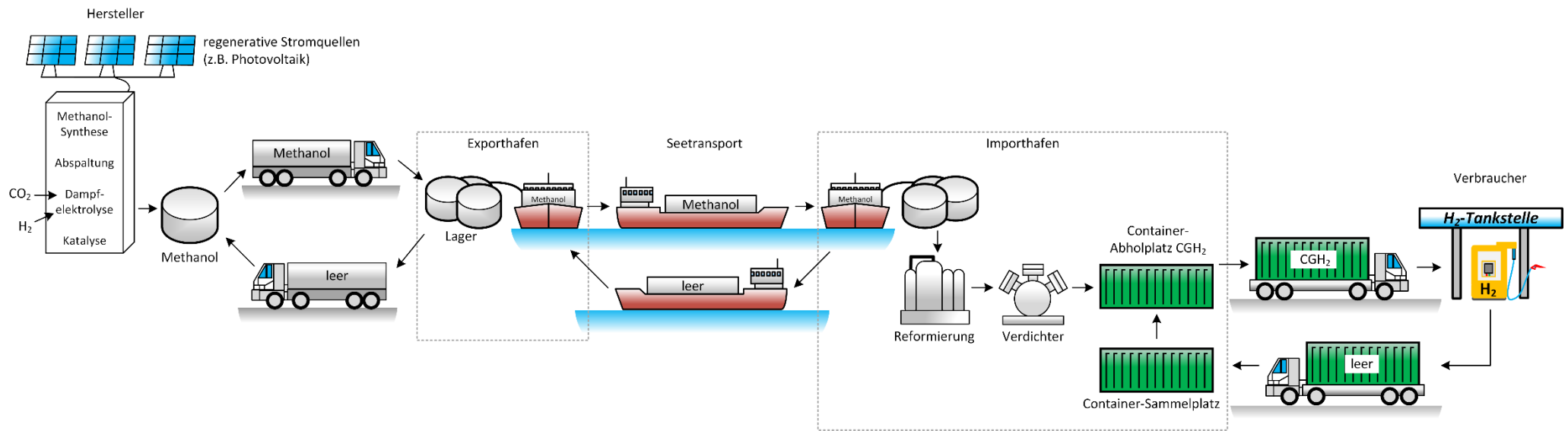


Abbildung 6: Prozesskette Transport von Methanol mit Reformierung im Importhafen (ISL, eigene Darstellung)

In dieser Prozesskette dient das Methanol als Träger für den Wasserstoff während des Seetransports. Im Importhafen erfolgt die Reformierung und Verdichtung zum Weitertransport per H<sub>2</sub>-Druckcontainer zum Verbraucher.

### 3.3.5 (Synthetic) Liquefied Natural Gas/(S)LNG (Flüssiggas)

Mit Hilfe von grünem Wasserstoff kann ein dem Erdgas entsprechendes Methanäquivalent hergestellt werden. Ebenso wie fossiles Erdgas besteht synthetisches Erdgas hauptsächlich aus Methan ( $\text{CH}_4$ ). Synthetisches Erdgas in verflüssigter Form wird im englischen als Synthetic Liquefied Natural Gas (SLNG) bezeichnet. Der maritime Transport von (S)LNG wird mit Hilfe spezieller LNG-Tankschiffe (die Schiffe für synthetisches und fossiles LNG sind identisch) mit Tankvolumina von bis zu 266.000  $\text{m}^3$  bewerkstelligt. Der Hinterlandtransport des Flüssiggases kann über Bahn-Kesselwagen oder Bunkerschiffe erfolgen. Naheliegender ist aber eine Regasifizierung bereits im Hafen und Einspeisung in das Erdgasnetz. Für den Umschlag und die Lagerung gelten für Methan (Grundstoff von LNG bzw. SLNG) analog auch die in Tabelle 3 für Methanol angegebenen Maßnahmen und Vorschriften.

Nach Anlandung im Hafen bietet sich zusätzlich die Möglichkeit, das Methan durch die sogenannte Dampfreformierung wieder in Wasserstoff und  $\text{CO}_2$  zu zerlegen und den Wasserstoff vor Ort zu nutzen. Hierzu würde hochreines Wasser und thermische Energie (Prozesstemperatur 600 – 800 °C, theoretischer Energiebedarf 2,87 kWh/kg Methan bzw. ca. 11,5 kWh/kg freigesetztes  $\text{H}_2$ ), ein Reaktor mit einem Nickel-basierten Katalysator und eine Technologie zur  $\text{CO}$  Separation aus dem Reformatgas benötigt.  $\text{CO}$  wäre ein absolut unerwünschter Stoff bei einigen Wasserstoffanwendungen (Katalysatorgift für Brennstoffzellen). Die Entfernung kann z. B. mittels selektiver  $\text{CO}$ -Oxidation erfolgen. Dies ist ebenfalls ein katalytischer Prozess, in dem man dem Reformatgas etwas Sauerstoff zuführt. Alternativ ist die Anwendung der Gas Permeation als etabliertes Membranverfahren vorstellbar (s.u.). Zu beachten ist, dass die Umsetzung des Methans zu  $\text{CO}_2$  und Wasserstoff meist nicht vollständig ist und eine Nachbehandlung des Abgases benötigt wird.

Aktuell wird ein LNG Importterminal in Brunsbüttel für Schiffe bis zur QMax-Größe mit Speicherkapazität von zweimal 265.000  $\text{m}^3$  und einer Netzeinspeisekapazität von  $8 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$  geplant, das später natürlich für SLNG genutzt werden kann. Auch der Umschlag auf kleinere Schiffe, Bahn-Kesselwagen und LKW ist vorgesehen (Zukunft Gas, 2022). Weiterhin plant die Projektgesellschaft TES, in Wilhelmshaven Infrastruktur für den Import von grünem Methan aus dem mittleren Osten aufzubauen. Ab 2027 sollen jährlich 25 TWh an Energieträgern auf diese Weise importiert werden, was bis zur Endausbaustufe des Projektes auf 217 TWh pro Jahr ausgebaut werden könnte (Martin Jendrischik, 2022). Neben einer direkten Einleitung in das Erdgasnetz über den Gasanschluss an den Hafen Wilhelmshaven durch EWE Netz bzw. die Erdgas-Importleitung in Dornum und den nahegelegenen Kavernenspeicher in Etzel ist Wilhelmshaven sehr gut an das Hinterland und die Norddeutsche Gasspeicherinfrastruktur angeschlossen. In Kapitel 4.2.1 wird eingehender untersucht, in wie weit Import von LNG auch für die Bremischen Häfen eine Rolle spielen könnte, oder aber ob die Kapazitäten in den Häfen der Umgebung ausreichend sind und diese Option für Bremerhaven und Bremen nicht weiter betrachtet wird.

Neben synthetischem Methan (SLNG) könnte man auch Bio-Methan bzw. daraus hergestelltes Bio-LNG nutzen. Bio-Methan wird insbesondere in Biogasanlagen produziert, indem vom dort

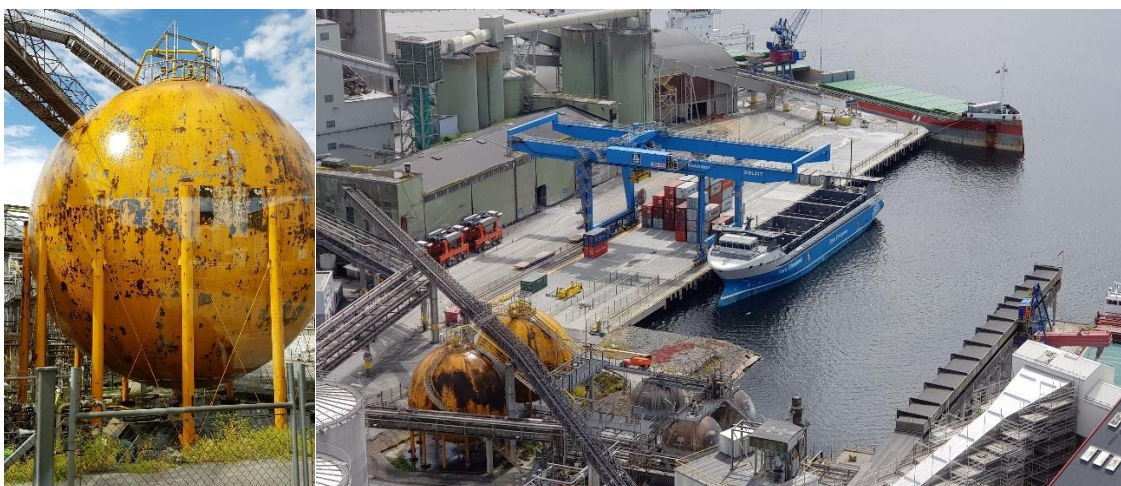
hergestellten Biogas (ca. 50 – 65 % Methan, 35 – 50 % CO<sub>2</sub>) das CO<sub>2</sub> und enthaltene Spurengase wie Ammoniak oder Schwefelwasserstoff abgetrennt werden. Die Abtrennung von CO<sub>2</sub> erfolgt beispielsweise entweder mittels Druckwechseladsorption, Aminwäsche oder Membrantrennverfahren (Gaspermeation).

### 3.3.6 Ammoniak

Unter Umgebungsbedingungen ist Ammoniak (NH<sub>3</sub>, CAS 7664-41-7) ein farbloses, giftiges Gas mit stechendem Geruch. Es ist giftig beim Einatmen, verursacht schwere Verätzungen auf der Haut und schwere Augenschäden. Ammoniak ist hoch giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung. Eisen und Stähle werden durch Ammoniak nicht angegriffen, Kupfer, Zink und deren Legierungen, z. B. Messing werden jedoch stark angegriffen. Ammoniakdämpfe können explosionsfähige Gemische bilden. Ein Sicherheitsdatenblatt liegt vor (SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH, 2015).

Die Herstellung von Ammoniak erfolgt klassischerweise nach dem Haber-Bosch Verfahren, bei dem Stickstoff aus der Luft (Luftzerlegung, z. B. mittels Linde-Verfahren, Membranverfahren oder Druckwechseladsorption) zusammen mit Wasserstoff reagiert. Der Prozess findet bei Temperaturen von 450 – 550 °C und Drücken zwischen 250 und 350 bar in Gegenwart eines Eisenkatalysators statt. Alternativ könnte Ammoniak auch elektrochemisch aus Wasser und Stickstoff hergestellt werden. Dieses Verfahren befindet sich jedoch noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium (Florian Ernst Nigbur, 2021).

Die Lagerung von Ammoniak kann unter Druck in zylindrischen Behältern mit einer Druckauslegung bis ca. 2,5 MPa erfolgen. Bei Mengen ab ca. 500 t bis maximal 1.500 t werden sphärische Behälter mit einer Druckauslegung für mindestens 1,6 MPa genutzt, die zudem permanent mit einem Wasserfilm überzogen sind, vgl. Abbildung 7.



**Abbildung 7: Sphärischer Ammoniaklagertank mit permanentem Wasserfilm (links) im Ammoniakterminal im Heroya Industriepark, Norwegen (rechts, ttz Bremerhaven, 2022)**

Bei oberirdischer Lagerung wird zur Vermeidung der Wärmestrahlung ein reflektierender Anstrich verwendet. Der Anschluss von Druckammoniakschiffen oder Kesselwagen an das Lei-



tungssystem des Lagers (d. h. die Leitungen zu den Lagertanks) erfolgt mit Hilfe von Gelenkarmen. Eine Absicherung der Druckbehälter gegen Überdruck wird durch Sicherheitsventile gewährleistet, die über eine Wäsche oder eine Fackel entspannen.

Für die drucklose Kaltlagerung von Ammoniak bei  $-33^{\circ}\text{C}$  werden zylindrische, allseits isolierte Tanks aus Tieftemperaturstahl verwendet. Aus Sicherheitsgründen werden diese Tanks mit einem volltragenden Außenmantel, vorzugsweise aus Stahl umgeben. Um eine Vereisung des Untergrunds zu vermeiden, müssen die Fundamentplatten beheizt werden oder der Tank nicht direkt auf dem Boden stehen.

Der Anschluss von Kaltschiffen, Druckkesselwagen oder Druckammoniakschiffen an das Leitungssystem des Lagers erfolgt mit Hilfe von Gelenkarmen. Während flüssiges tiefkaltes Ammoniak aus Kaltschiffen direkt in den Kalttank gepumpt werden kann, muss Druckammoniak durch Entspannung auf Atmosphärendruck von Umgebungstemperatur auf ca.  $-33^{\circ}\text{C}$  abgekühlt werden. Dabei verdampfen ca. 15 Gew. % des einzulagernden Druckammoniaks, die mit großem Energieaufwand rückverflüssigt werden müssen.

Der Transport von flüssigem Ammoniak erfolgt entweder über Kleingebinde, d. h. zylindrischen Stahlflaschen und Druckfässern von 20-500 kg oder in Bahnkesselwagen mit einem Fassungsvermögen von  $100\text{ m}^3$ . Druckschiffe im Binnenverkehr haben eine Ladekapazität von ca. 500 bis 2.000 t  $\text{NH}_3$ . Kaltschiffe in der Hochseeschifffahrt, bzw. Kaltammoniaktanker haben eine Kapazität von bis zu 50.000 t und mehr  $\text{NH}_3$ . Auch ist die Zerlegung in Wasserstoff und Stickstoff im Umschlaghafen und der Weitertransport des freigesetzten Wasserstoffs in Pipelines, im Erdgasnetz (s.u.) oder in Druckspeichern (s.o.) denkbar, wobei eine Direktnutzung von Ammoniak zu bevorzugen ist. Die Infrastruktur zum Umschlag von Ammoniak in großen Mengen ist weder in Bremerhaven noch in Bremen vorhanden, allerdings plant Uniper in Wilhelmshaven unter dem Namen „Green Wilhelmshaven“ ein Ammoniak-Importterminal, das gemeinsam mit einer ebenfalls geplanten Elektrolyse-Anlage „rund 295.000 Tonnen Wasserstoff produzieren und damit rund zehn Prozent des Bedarfs für ganz Deutschland im Jahr 2030 decken“ könnte (Uniper SE, 2021). Das Projekt erhält zwar keine Förderung im Rahmen von IPCEI, soll aber weiter vorangetrieben werden (Energate, 2022).

Ammoniak kann energetisch direkt durch Verbrennung genutzt werden, was aber die Gefahr der Bildung von Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ , etwa 300-mal schädlicher für das Klima als  $\text{CO}_2$ ) und weiterer Stickoxide beinhaltet. Ammoniak kann aber auch wieder in Stickstoff und Wasserstoff zerlegt werden. Technologien dazu sind z. B. die sog. Plasmalyse und das katalytische Cracken.

Für die Plasmalyse, die sich gerade an der Schwelle von der Entwicklung in die großtechnische Umsetzung befindet, wird derzeit in Bremerhaven eine Prototypanlage vom ttz Bremerhaven aufgebaut. Es handelt sich hierbei um einen plasmachemischen Prozess. C-H und N-H Verbindungen (also z. B. Ammoniak) werden in einem elektrischen Feld zwischen zwei Elektroden aufgespalten. Dabei kann das Plasma thermisch (Temperaturen bis 6.000 K) oder nicht-thermisch (Temperatur im Bereich der Umgebungstemperatur) vorliegen. Der Energiebedarf für die Gewinnung von Wasserstoff liegt bei ca. 15 kWh/kg  $\text{H}_2$  (Lange, E., 2021).

Das Cracken von Ammoniak wird endotherm bei hohen Temperaturen ( $800^{\circ}\text{C}$ ) unter Einsatz eines Nickel-Katalysators durchgeführt (Crystec Technology Trading GmbH, 2022). Im An-

schluss ist eine Separation von  $N_2$  und  $H_2$  z. B. mittels Druckwechseladsorption vorzunehmen. Zur Zerlegung werden pro kg  $NH_3$  theoretisch ca. 0,75 kWh benötigt, was umgerechnet auf den freigesetzten Wasserstoff ca. 4,3 kWh/kg  $H_2$  entspricht. In der Praxis liegen die tatsächlichen Werte mit 4.819 kJ/kg  $NH_3$  (entspr. 1,34 kWh/kg  $NH_3$  bzw. 7,6 kWh/kg  $H_2$ ) jedoch höher, wie (Florian Ernst Nigbur, 2021) ermittelt hat.

### 3.3.7 Ameisensäure

Die elektrische Effizienz der Umwandlung zu  $H_2$  liegt zwischen 12 und 28%, sodass der Optimalfall gleichauf ist mit der Methanisierung, allerdings erreichen die kommerziellen Methoden diesen Wert selten, es zeigt lediglich, dass das Potential da ist. Allgemein ist Ameisensäure aus heutiger Sicht nicht zu empfehlen, da insbesondere die Herstellung nach wie vor ein Problem darstellt. Das könnte sich erst ändern, falls sich Ameisensäure-Brennstoffzellen etablieren, deshalb wird im weiteren Verlauf des Berichts nicht weiter auf Ameisensäure eingegangen.

Ameisensäure ist unter Umgebungstemperaturen eine farblose, ätzende, stechend riechende Flüssigkeit ( $CH_2O_2$ , CAS 64-18-6) (D'Ans et al., 1983). Sie ist zwischen  $8^\circ C$  und  $101^\circ C$  flüssig und besitzt eine Energiedichte von 1.76 kWh/L.

Eine direkte Herstellung aus  $CO_2$  und  $H_2$  ist aufgrund des großen  $\Delta_r G$  (Gibbs Energie, hier +32,9 kJ/mol) nicht sinnvoll möglich (Umsatz nur etwa 1 %, selbst bei hohen Drücken steigt er nicht viel weiter an (Irma Schmidt et al., 2014). Ameisensäure kann sinnvoll nur über den Weg der Amine oder über den Weg Methanol hergestellt werden. Das  $CO_2$  muss dazu wirklich sauber sein, weswegen nur PSA/TSA, Aminwäsche oder kryogene Verfahren zur  $CO_2$  Gewinnung in Frage kommen, nicht aber z. B. kostengünstige Membranen (Karsten Müller et al., 2017).

Sofern Ameisensäure verdampft, bildet sich sofort  $CO$ , was eine erhebliche Gesundheitsgefahr darstellt. Daher wird Ameisensäure oft verdünnt mit Wasser gehandhabt, was den Energiegehalt natürlich weiter reduziert. Für die Dehydrierung ist das Verfahren über Bikarbonat/Formiat denkbar. Im besten Falle (festes Natriumformiat) wäre hier eine Speicherdichte ähnlich wie beim  $CGH_2$  bei 700 bar erreichbar. Alles andere ist deutlich schlechter. Ein Vorteil ist, dass die Wasserstofffreisetzung aus Ameisensäure eine exogene, aber nicht exotherme Reaktion ist, sodass der Prozess bei Temperaturen unter  $80^\circ C$  (Normaldruck) oder bei Drücken über 600 bar ablaufen kann.

Die Wasserstoffspeicherung ist kohlenstoffdioxidbasiert möglich, wobei dafür Kohlenstoffdioxid pur vorliegen muss und bei der Rückumwandlung in Wasserstoff sofort Kohlenstoffdioxid abgegeben wird. Das hohe  $\Delta_r G$  von 32,9 kJ/mol macht es außerdem sehr ineffizient, sodass nur der Weg über Amine oder Methanol sinnvoll wäre. Eine Möglichkeit ist noch die Dikarbonat/Formiat-basierte Dehydrierung. Es ist eine günstigere thermodynamische Reaktion und die Ameisensäure muss nur als wässrige Lösung vorliegen. Die Lösungen werden jedoch limitiert durch die untere Lösbarkeit der Bikarbonatsalze und nicht des Ausgangsstoffes. Cäsiumbikarbonat hätte das größte Potential, jedoch ist das Formiat im Vergleich teuer und nur begrenzt verfügbar. Natriumformiat würde auf eine ähnliche Speicherdichte wie  $CH_2$  bei 700 bar kommen, andere Materialien sind deutlich schlechter.

### 3.4 Benötigte Infra- und Suprastruktur in Häfen

Dieses Kapitel beschränkt sich auf die rechtlichen Rahmenbedingungen der Infra- und Suprastruktur, sowie die technischen Anforderungen an Wasserstoffpipelinenetze.

#### 3.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung der Infra- und Suprastruktur

Die grundsätzlich zu beachtenden rechtlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung einer Infrastruktur zum Löschen oder Laden von Wasserstoff oder der Wasserstoffderivate Methan, Methanol, Ammoniak, Ameisensäure sowie zum Umschlag von LOHC, sofern es sich dabei um Gefahrstoffe handelt (was zumindest bei NEC, Dibenzyltoluol und MCH der Fall wäre), können der nachfolgenden Tabelle 3 entnommen werden.

**Tabelle 3: Rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Anlagen zum Umschlag und zur Lagerung von Gefahrstoffen (Großanlagen)**

<b>Anlagengröße – Gesamtrauminhalt</b>	
Anlagen / Genehmigungen / Erlaubnis / Antrag	30 t und darüber
<b>Bundesimmissionsschutz (BImSchG) Gewerbeaufsicht des Landes Bremen</b>	
Genehmigungsverfahren gemäß §10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung)	ja
Genehmigungsverfahren gemäß §19 BImSchG (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung)	nein
Anlage gemäß § 3 BImSchG (Industrieemissions-Richtlinie)	ja
<b>Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) Gewerbeaufsicht des Landes Bremen</b>	
Erlaubnis nach § 18 BetrSichV	
Anlage mit einer Umschlagskapazität von 1.000 l/h	ja
Anlage mit einer Lagereinrichtung von 10.000 Liter	ja
Prüfung von überwachungsbedürftigen Anlagen vor Inbetriebnahme nach § 15 BetrSichV und nach	ja
Wiederkehrende Prüfung von überwachungsbedürftigen Anlagen nach § 16 BetrSichV	ja
<b>Arbeitsschutz (ArbSchG) Gewerbeaufsicht des Landes Bremen</b>	
Gefährdungsbeurteilung	ja
Explosionsschutzdokument	ja
(Brand- und Explosionsgefahr)	ja
<b>Bauantrag (Bremer Landesbauordnung) Bauordnungsamt Bremerhaven / Bremen (Freizone Bremerhaven)</b>	
ab einer Gebäudegrundfläche von 10 m <sup>2</sup>	ja
Stellungnahme erforderlich	
Feuerwehr	ja
Gewerbeaufsicht	ja
Vermessungs- und Katasteramt	ja
Umweltschutzamt	ja
Wasserbehörde	ja

Die Störfall-Verordnung (12. BImSchV (Bundesministerium der Justiz, Bundesamt der Justiz, 2000)) beschreibt Vorschriften für Betriebsbereiche, in denen mit Gefahrstoffen umgegangen wird. Die sich ergebenden Pflichten für Betreiber sind für kleinere Mengen in den Paragraphen 3 – 8a (sog. Grundpflichten, d.h. allgemeine Betreiberpflichten, Anforderungen zur Verhinderung von Störfällen und zur Begrenzung von Störfallauswirkungen, ergänzende Anforderungen z.B. zu Wartung und Reparaturen, Anzeigepflichten, ein Konzept zur Verhinderung von Störfällen sowie Information der Öffentlichkeit) geregelt. Für größeren Mengen kommen für den Betreiber zusätzlich erweiterte Pflichten (z.B. Sicherheitsbericht, Alarm- und Gefahrenabwehrpläne, weitergehende Informationen an die Öffentlichkeit und andere Pflichten (z.B. Einrichtung einer geschützten Kommunikationsverbindung mit der zuständigen Behörde)) hinzu, die im Detail in den Paragraphen 9 -12 festgeschrieben sind. Die Mengenschwellen sind stoffabhängig. Nachfolgend sind die Mengengrenzen für die im Rahmen dieser Studie betrachteten Energieträger in Tabelle 4 angegeben. In beiden Fällen kommen Pflichten seitens der zuständigen Behörde hinzu, die in den Paragraphen 13 – 17 geregelt sind.

**Tabelle 4: Mengenbegrenzungen für gefährliche Stoffe gemäß Störfall-Verordnung für Betriebsbereiche mit Grund- oder erweiterten Pflichten**

<b>Namentlich genannte Stoffe</b>	<b>Mengenschwelle für Grundpflichten in kg</b>	<b>Mengenschwelle für erweiterte Pflichten in kg</b>
Verflüssigte entzündbare Gase, Kategorie 1 oder 2 (inkl. Flüssiggas) und Erdgas	50.000	200.000
Wasserstoff	5.000	50.000
Methanol	500.000	5.000.000
Ammoniak, wasserfrei	50.000	200.000
<b>Für nicht namentlich genannte Stoffe die Gefahrenkategorien</b>	<b>Mengenschwelle für Grundpflichten in kg</b>	<b>Mengenschwelle für erweiterte Pflichten in kg</b>
DiBT (LOHC), eingruppiert in E2 gewässergefährdend Kategorie 2, chronisch	200.000	500.000

Ameisensäure wurde nicht in die Tabelle mit eingezogen, da sie als nicht relevant für die Bremischen Häfen erachtet wird. Bei Ameisensäure, die nicht namentlich in der Störfallverordnung erwähnt wird, müsste nach Auffassung der Autoren dieser Studie eine Eingruppierung unter H2 „Akut toxisch“ bzw. unter Kategorie P5b „Entzündbare Flüssigkeiten“, die Mengengrenzungen wären jeweils gleich.

Darüber hinaus sind Abstandsregelungen zu beachten, die einzuhaltende Mindestabstände von Anlagen, in denen Gefahrstoffe gehandhabt werden, zu schutzbedürftigen Gebieten vorgeben. Schutzbedürftige Gebiete im Sinne des § 50 Satz 1 BImSchG sind im Gesetz nicht konkret vorgegeben, jedoch gibt die KAS (Kommission für Anlagensicherheit bei Bundesministerium

für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) in ihrem Leitfaden KAS-18 dazu an (Kommission für Anlagensicherheit (KAS) bei Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010):

- *„Baugebiete i. S. d. BauNVO, mit dauerhaftem Aufenthalt von Menschen, wie Reine Wohngebiet (WR), Allgemeine Wohngebiete (WA), Besondere Wohngebiete (WB), Dorfgebiete (MD), Mischgebiete (MI) und Kerngebiete (MK), Sondergebiete (SO), sofern der Wohnanteil oder die öffentliche Nutzung überwiegt, wie z. B. Campingplätze, Gebiete für großflächigen Einzelhandel, Messen, Schulen/Hochschulen, Kliniken.*
- *Gebäude oder Anlagen zum nicht nur dauerhaften Aufenthalt von Menschen oder sensible Einrichtungen, wie*
  - *Anlagen für soziale, kirchliche, kulturelle, sportliche und gesundheitliche Zwecke, wie z. B. Schulen, Kindergärten, Altenheime, Krankenhäuser,*
  - *öffentlich genutzte Gebäude und Anlagen mit Publikumsverkehr, z. B. Einkaufszentren, Hotels, Parkanlagen. Hierzu gehören auch Verwaltungsgebäude, wenn diese nicht nur gelegentlich Besucher (z. B. Geschäftspartner) empfangen, die der Obhut der zu besuchenden Person in der Weise zuzuordnen sind, dass sie von dieser Person im Alarmierungsfall hinsichtlich ihres richtigen Verhaltens angehalten werden können.*
- *Wichtige Verkehrswege z. B. Autobahnen, Hauptverkehrsstraßen, ICE-Trassen. Was wichtige Verkehrswege sind, hängt letztendlich von deren Frequentierung ab. Orientierungswerte zur Einstufung von Verkehrswegen finden sich in Ref. Nr. B 18 der „Fragen und Antworten zur Richtlinie 96/82/EG (Seveso-II-Richtlinie)“. Sie dienen als Orientierungshilfe zur Auslegung der Richtlinie zur Beherrschung der Gefahren bei Unfällen mit gefährlichen Stoffen. Sie sind jedoch nicht verpflichtend und schließen eine andere vernünftige Auslegung nicht aus“*

In der KAS-18 Richtlinie sind Mindestabstände für die Gefährdungsarten Toxizität, Brand und Explosion für eine Reihe von Leichtgas-Gefahrstoffen angegeben, u.a. Ammoniak und Methanol. Methan (bzw. LNG) und Wasserstoff sind jedoch nicht aufgeführt. Einen ersten Anhaltswert könnte hier der Abstand für Propan als druckverflüssigtes Gas geben. LOHC-Substanzen sind ebenfalls nicht aufgeführt. In der Tabelle 5 sind die Mindestabstände angegeben. Sie beziehen sich auf das Planungsszenario „Grüne Wiese“ und unterstellen ebenes Gelände und mittlere Ausbreitungsbedingungen (Wind 3 m/s (ca. 5,8 Kn), 20 °C, Sonneneinstrahlung 1 kW/m<sup>2</sup>, 30 Minuten). Anzumerken ist, dass in Bremerhaven im Durchschnitt über das Jahr mit etwa der doppelten Windgeschwindigkeit zu rechnen ist (10 – 12 Kn) (Kommission für Anlagensicherheit (KAS) bei Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010), d.h. die Ausbreitungsgeschwindigkeit ist etwa doppelt so hoch, allerdings auch der Verdünnungseffekt durch die Luft, so dass eine Kompensation möglich ist. Daher sind nachfolgend die berechneten Daten aus der KAS-18 Richtlinie als Orientierungswerte angegeben.

**Tabelle 5: Mindestabstände für Leichtgas-Gefahrstoffe gemäß KAS-18 Richtlinie**

Nr. nach Anhang I StörfallV	Stoff/ Stoffkategorie	Abstandsempfehlung Klasse	Mindestabstand [m]	Gefährdungsart
2	Ammoniak	II (500 m)	398	Toxizität
26	Methanol	I (200 m)	51 129	Toxizität Brand
11	Propan	I (200 m)	126	Explosion

Anzumerken ist ferner, dass eine Leckfläche von 490 mm<sup>2</sup> (entspr. Äquivalentdurchmesser von 25 mm) angesetzt wurde. Größere Leckagen z.B. bei Ammoniak können daher auch zu Auswirkungen in deutlich größerer Entfernung führen (bis 1,8 km).

Die Vorgaben beruhen auf einer Berechnung der Ausbreitung von störungsbedingten Freisetzungen gemäß VDI Richtlinie 3783 Blatt 1 (Leichtgase). Die vorherrschenden Windrichtungen in Bremerhaven liegen aufgrund jahreszeitlicher Schwankungen zwischen SSW und WNW (Windfinder, 2022), d.h. östlich bzw. nordöstlich von dem Lager- bzw. Umschlagsort gelegene Gebiete wären demnach im Falle einer Havarie insbesondere betroffen.

Verflüssigtes Erdgas (LNG) oder Ammoniak würden im Falle des Seetransports aber als unter Druck verflüssigte Gase transportiert und im Zielhafen umgeschlagen werden. In Bezug auf unter Druck verflüssigtes Ammoniak und unter Druck verflüssigte Gase (LNG) ist jedoch anzumerken, dass im Falle der Entspannung auf Umgebungsdruck, also im Falle einer Leckage, sich zunächst Siedetemperatur einstellen wird, wobei die Wärmemenge nur ausreicht, einen Teil der Flüssigkeit spontan zu verdampfen (sog. Flash-Verdampfung), ein Teil der Flüssigkeit wird in die Dampfwolke als Aerosol aufgenommen, was zu einer deutlichen Erhöhung der Dichte (über die Dichte von Luft hinaus) führt. In der Folge bilden sich möglicherweise Lachen mit flüssigem Schwergas aus, die deutlich langsamer und später verdampfen als die Hauptwolke. Es gelten dann die Vorgaben der VDI Richtlinie 3783 Blatt 2 (Ausbreitung von störfallbedingten Freisetzungen schwerer Gase – Sicherheitsanalyse) (Verein Deutscher Ingenieure, 1990). In den meisten Fällen der unter Druck verflüssigten Gase ist nach etwa 10 – 20 m bereits die Konzentration unter 1 % der Anfangskonzentration abgefallen, so dass mit den Vorgaben der VDI Richtlinie 3783 Blatt 1 gearbeitet werden kann. Lediglich unter Druck verflüssigtes Ammoniak stellt insofern einen Sonderfall dar, dass sich die relevanten Entfernungen gemäß VDI Richtlinie 3783 Blatt 2 um etwa 25 % gegenüber den Daten aus VDI Richtlinie 3783 Blatt 1 (bzw. Tabelle 5) erhöhen würden.

Befinden sich keine schutzbedürftigen Gebiete/Nutzungen (s.o.) innerhalb der Grenzen der Abstandsempfehlungen, so geht die KAS-18 Richtlinie davon aus, dass mit planungsrechtlichen Mitteln hinreichend Vorsorge getroffen wurde, um die Auswirkungen von schweren Unfällen so weit wie möglich zu begrenzen, und dem planerischen Schutzziel des §50 Satz 1 BImSchG in diesem Punkt entsprochen wird.

Für den Betrieb einer Anlage auf den Gebieten der Bremischen Häfen sind zudem die Vorgaben des Bremischen Hafensicherheitsgesetzes (BremHaSiG) (Freie Hansestadt Bremen, 2021)

einzuhalten. Dieses Gesetz setzt die Richtlinie 2005/65/EG und die EU-Verordnung 725/2004 in Bezug auf die Risikobewertung (terroristische Anschläge) um. Insbesondere die Vorgaben für die Risikobewertung für Hafenanlagen in den Bremischen Häfen sind relevant, um Sabotage oder terroristische Anschläge zu verhindern.

### **3.4.2 Transport in Pipelines und im Erdgasnetz**

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie Project Delta Corridor, die im Juni 2021 begonnen wurde, prüft der Hafenbetrieb Rotterdam das Szenario mit einer Anbindung verschiedener Regionen und Industriestandorte in den Niederlanden bis nach Nordrhein-Westfalen und Belgien (Jona Göbelbecker, 2022). Hydrogenious und andere planen im Rahmen des Vorhabens H2-gate eine ähnliche Konstellation über den Hafen Amsterdam. Der Wasserstoff könnte dann nach Belgien sowie in den Westen und/oder Nordwesten Deutschlands weitergeleitet werden (H2-Gate, 2021).

In der Studie der Initiative "European Hydrogen Backbone" wird davon ausgegangen, dass sich die Nutzung von Wasserstoffpipelines bis 2030 auf den Industriesektor beschränkt, sich jedoch auf weitere Sektoren wie Schwertransporte und insbesondere die Stromerzeugung ausweitet und damit dazu beiträgt, erneuerbare Energien ins allgemeine Stromnetz zu integrieren. Die europäische Infrastruktur wird für das Jahr 2040 auf eine Gesamtpipelinelänge von 39.700 km, die durch 21 Länder führt, geschätzt. Davon sind 69% ehemalige Erdgaspipelines und 31% neu zu bauende Wasserstoffpipelines (Jaro Jens et al., 2021).

Eine Alternative zu reinen Wasserstoffpipelines stellt die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz dar. In Ferntransport-Pipelines herrschen Drücke bis zu 220 bar (Überdruck), Hochdrucknetzwerke hingegen weisen Überdrücke von 4 – 16 bar auf, von dort geht es in Mittel- und Niederdrucknetzwerke, die bei Überdrücken von 0,1 – 1 bar industrielle, gewerbliche und z.T. auch private Nutzer beliefern. Der überwiegende Teil privater Nutzer ist an ein sog. Niederdrucknetz mit Überdrücken von 22 – 100 mbar angeschlossen (Otto Machhammer et al., 2021). Die Einspeisung erfolgt bei einem Wasserstoffdruck von ca. 20 bar (bei Druck in der Pipeline von bis zu 16 bar). Bei der zentralen Dehydrierung im Importhafen müsste die entsprechende Erdgaseinspeiseinfrastruktur (d. h. Druckerhöhungsanlage und Einspeisepunkt in das Erdgasnetz) und die Pipeline verfügbar sein. Wichtig ist zudem, dass der Taupunkt des Gasgemisches unter  $-8^{\circ}\text{C}$  liegt. Eine technische Herausforderung stellt das Gemisch in der Pipeline dar. Wasserstoff verringert den Heizwert des Erdgases, das im Wesentlichen aus Methan besteht. Bei Erdgasnutzern könnte es daher ggfs. zu Anpassungen an Geräten und Einrichtungen kommen. Dies stellt eine technische Herausforderung dar, da eine große Zahl von Endgeräten davon betroffen wäre. Sinnvoller wäre es in diesem Zusammenhang, den Wasserstoff in synthetisches Methan zu konvertieren.

Eine weitere technische Herausforderung aufgrund der dazu erforderlichen Anlagentechnik hierbei wäre auch die Ausspeisung am Einsatzort für den Wasserstoff. Für eine Ausspeisung von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz und damit eine Trennung von Wasserstoff und Methan kommen mehrere technische Möglichkeiten in Frage, z. B. Membranverfahren wie die Gaspermeation. Hierbei handelt es sich entweder um sog. Lösungs-Diffusions-Membranen (aus

organischen Werkstoffen) oder aber um poröse bzw. mikroporöse Membranen aus anorganischen Werkstoffen. Das Trennprinzip beruht bei den Lösungs-Diffusionsmembranen, die dicht sind und keine Poren aufweisen, auf unterschiedlichem Sorptions- und Diffusionsverhalten der Gaskomponenten im Membranmaterial. Bei porösen Membranen mit Porendurchmessern im Bereich von bis zu 20 nm erfolgt die Trennung auf Basis des Knudsen Effektes, bei mikroporösen Membranen mit Porendurchmessern unter 10 nm handelt es sich vielmehr um eine Molsiebabtrennung (unterschiedliche Diffusion verschieden großer Moleküle in Verbindung mit Adsorptionseffekten) (Thomas Melin et al., 2007). Ein Hersteller geeigneter Membranen nach dem Prinzip der Lösungs-Diffusionsmembran ist die Evonik Fibres GmbH in Österreich. Bei diesen Membranen erfolgt die Trennung dadurch, dass Wasserstoff beispielsweise die Membran sehr schnell passieren kann, während Methan sehr langsam durch die Membran permeiert. Die Membranen sind als Hohlfaserbündel in ein Modulgehäuse eingebaut. Die transmembranen Druckdifferenzen sind modulabhängig und liegen zwischen 25 und 80 bar. Laut Herstellerangaben sind für Wasserstoff Rückgewinnungsraten von 90 % aus der Beimengung zum Erdgas erreichbar (Evonik Industries AG, 2021).

Eine weitere Möglichkeit zur Separation von  $H_2/CH_4$ -Gemischen stellt das CHS-Verfahren der BASF SE dar, das auf der Nutzung von Membranen mit phosphorsauren Elektrolyten basiert. Bei untersuchten Wasserstoffgehalten im Gemisch mit Erdgas zwischen 5 und 20 Vol. % werden Verfahrenskosten (d. h. Kosten für die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Erdgasnetz) zwischen 3,50 und 2,50 €/kg  $H_2$  angegeben. Neben den geringen Kosten zeichnet sich dieses Verfahren insbesondere durch einen geringen Carbon Footprint aus (Otto Machhammer et al., 2021).

Insgesamt wäre es aber sinnvoller, den Wasserstoff in synthetisches Methan zu konvertieren und dieses dem Erdgas beizumischen, solange nicht eine vollständige Substitution des Erdgases in den Pipelines durch Wasserstoff möglich ist.

### 3.5 Aufbau von Bunkerkapazitäten

Hinsichtlich des zukünftigen Einsatzes alternativer, klimaneutraler Schiffstreibstoffe existieren unterschiedliche Schwerpunkte der verschiedenen Großreedereien (Maersk: Methanol, CMA CGM: LNG, MOL: Ammoniak) (Jack Donnelly, 2021c). Solange nicht absehbar ist, welche Schiffstreibstoffe sich zukünftig durchsetzen werden, bedeutet dies eine erhebliche Unsicherheit bei der Planung neuer Bunkerkapazitäten. Gleichwohl hat z. B. Maersk bereits Schiffsneubauten in Auftrag gegeben, die voraussichtlich ab 2024 verfügbar sind und Methanol als Treibstoff verwenden werden (Naida Hakirevic Prevljak, 2021), was die oben zitierten Aussagen untermauert und damit die Unsicherheiten verringert. Außerdem hat Maersk im Herbst 2022 eine Kooperationsvereinbarung mit der spanischen Regierung unterzeichnet, um den Aufbau einer Wertschöpfungskette für grünes Methanol von der Produktion in Andalusien und Galizien bis hin zum Bebunkern von Containerschiffen zu untersuchen (Port Technology Team, 2022). Laut Aussage von Maersk wird bereits ab 2023 ein mit Methanol betriebenes Feeder-schiff im Ostseeraum eingesetzt werden und auch Bremerhaven anfahren.



Ein weiterer Aspekt ist, dass Deutschland im europäischen Vergleich ein Bunkerstandort von unterdurchschnittlicher Bedeutung ist. Der (nord-)europäische Bunkermarkt wird aus der ARA-Range mit den Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen dominiert. So stellt sich beispielsweise Antwerpen als einer der weltweit größten Bunkerhäfen dar, der hinsichtlich des Angebotes von klimaneutralen Schiffstreibstoffen eine Vorreiterrolle übernehmen wird (Jack Donnelly, 2021b). Es ist zu untersuchen, ob sich die bremischen Häfen vor diesem Hintergrund sowohl als Importterminals als auch als Bunkerstandort etablieren können. Dies wird durch die These unterstützt, dass sich die Bunkerstrategien, bedingt durch die niedrigere Energiedichte klimaneutraler Kraftstoffe bei gleichbleibenden Tankgrößen, dahingehend ändern könnten, dass zukünftig häufiger und in mehreren Häfen gebunkert werden wird. In jedem Fall ist damit zu rechnen, dass neben den Großschiffen in jedem Fall Bunkerkapazitäten für kleinere Schiffseinheiten geschaffen werden müssen, die regional operieren.

### **3.6 Planungen und Entwicklungen in den Wettbewerbshäfen**

Für den Import von Wasserstoff und PtX über die Seehäfen Nordwesteuropas sind entlang der Nordrange die Wettbewerbshäfen zu identifizieren und hinsichtlich ihrer Möglichkeiten zu Umschlag, Lagerung und Weitertransport zu untersuchen.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber und beteiligten Stakeholdern wurden als zu betrachtende Wettbewerbshäfen die Häfen Antwerpen, Rotterdam, Wilhelmshaven, Emden, Stade, Brunsbüttel sowie Hamburg und Amsterdam identifiziert.

Im ersten Schritt wird für diese festgelegten Häfen die bereits vorhandene Infrastruktur untersucht (siehe Tabelle 6). Den zweiten Schritt stellt die Betrachtung der Hinterlandanbindung der Wettbewerbshäfen dar (siehe Tabelle 7). In diesem Zusammenhang wird geprüft, in wie weit Wasserstoff direkt über das bestehende Erdgasnetz zusammen mit Erdgas transportiert werden kann oder aber ein separates Wasserstoffnetz bzw. die Umwandlung in das Derivat Methan vor einer Einspeisung eine sinnvolle Alternative darstellen.

Anlagen und Geräte für die Erzeugung und das Aufbrechen von Ameisensäure, existieren in den Wettbewerbshäfen nach aktuellem Wissenstand nicht, da diese Technologien sich auch noch in der Forschungs- bzw. Erprobungsphase befinden. Lediglich im Hafen von Lubmin werden Vorrichtungen dafür erprobt. Für den Transport können die bisher verwendete Infrastruktur genutzt werden. Aus diesem Grund wurde Ameisensäure in Tabelle 2 und 3 nicht mit aufgenommen.

Tabelle 6: Vorhandene Import-Infrastruktur in den Wettbewerbshäfen (Stand Herbst 2022)

Wasserstoff-Importstrategie	CGH2/LH2	LOHC	LNG/SLNG	MeOH	NH <sub>3</sub>
Antwerpen	Container mögl.	Terminal für flüssige Chemikalien und petrochem. Produkte	Vorhanden mit Regasifizierung, wird massiv ausgebaut (in Zeebrügge)	Terminal flü. Chemikalien und petrochem. Produkte	BASF hat NH <sub>3</sub> Tank, Ausweitung eher unwahrscheinlich
Rotterdam	CGH2 möglich, LH2 nicht	begrenzt vorhanden	begrenzt vorhanden	begrenzt vorhanden	begrenzt vorhanden, Großanlage zur Ammoniakspaltung in Untersuchung
Wilhelms-haven	Container mögl.	prinzipiell mögl.	im Bau	prinzipiell mögl.	geplant (Uniper)
Emden	nicht geplant	nicht geplant	nicht geplant	nicht geplant	nicht geplant
Stade	Container mögl.	nicht geplant	Zulassung zum vorzeitigen Baubeginn	nicht geplant	nicht geplant
Brunsbüttel	Container mögl.	prinzipiell mögl.	erste Lieferung noch in 2022 geplant	prinzipiell mögl.	in Planung
Hamburg	Container mögl. derzeit Tests, Potenzialuntersuchungen LH2	Tests, Potenzialuntersuchungen; petrochem. Produkte mögl.	Kein Terminal mehr geplant, stattdessen Feeder-Tanker aus Brunsbüttel	nicht geplant	Potenzialuntersuchungen Infrastruktur soll in Nachbarschaft zu Kraftwerk Moorburg bis 2026 entstehen (privater Investor Air Products (G. Böttner, 2022)), NH <sub>3</sub> soll aus Saudi Arabien importiert werden
Amsterdam	keine Daten verfügbar	Projektstadium	keine Daten verfügbar	keine Daten verfügbar	keine Daten verfügbar

**Tabelle 7: Hinterlandanbindung in den Wettbewerbshäfen**

<b>Anbindung</b>	<b>H2-Pipeline</b>	<b>Bahn</b>	<b>LKW</b>	<b>Binnenschiff</b>
Antwerpen	F&E Projekt; ansonsten sehr gute Pipelineanbindung bis Ludwigshafen	vorhanden	vorhanden	vorhanden
Rotterdam	in Planung (Delta Corridor bis ins Ruhrgebiet)	vorhanden	vorhanden	vorhanden
Wilhelmshaven	Anbindung an Erdgasleitung und Kaverne möglich, Pipeline für LNG/Erdgas im Bau	vorhanden	vorhanden	eingeschränkt
Emden	-	vorhanden	vorhanden	vorhanden
Stade	-	vorhanden (nach Süden)	vorhanden	vorhanden
Brunsbüttel	-	vorhanden (nach Norden)	vorhanden	vorhanden
Hamburg	Gasnetz Hamburg, in Planung (Clean Hydrogen Coastline)	vorhanden	vorhanden	vorhanden
Amsterdam	Projektstatus H2-gate	vorhanden	vorhanden	vorhanden

In Abbildung 8 sind die Häfen Antwerpen und Rotterdam abgebildet, welche gegenwärtig durch ein stark ausgebautes Pipelinesystem über eine sehr gute Hinterlandanbindung verfügen. Es sind verschiedene Industriecluster in Belgien, den Niederlanden und in Westdeutschland über das Pipelinesystem angeschlossen und werden kontinuierlich mit flüssigen und gasförmigen Energieträgern versorgt.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft



Abbildung 8: Pipeline-Anbindungen zwischen Antwerpen und Rotterdam

Das Projekt „Delta Corridor“ (Abbildung 9, gelb dargestellt) ist eine Machbarkeitsstudie zum Bau einer Pipelineverbindung vom Hafen Rotterdam bis nach Chemlot und Nordrhein-Westfalen. Dabei soll die Verbindung verschiedene Stoffströme, wie zum Beispiel Wasserstoff, transportieren. Dieses Projekt soll die strategische Lage des Rotterdamer Hafens in Nordwesteuropa stärken. Weiterhin wird der Anschluss anderer großer Industriecluster in Belgien und den Niederlanden in diesem Projekt untersucht (Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2021).



**Abbildung 9: H<sub>2</sub>-Pipeline-Anbindung zwischen Gent, Rotterdam und Antwerpen**

Aktuell gibt es diverse Wasserstoff-Aktivitäten in Bezug auf Wasserstoff in den Wettbewerbs-häfen. Antwerpen arbeitet an Carbon Capturing, womit das Ziel der Emissionsreduzierung um 50% bis 2030 erreicht werden soll. Zudem ist ein Multi-Fuel-Port (LNG, Methanol, Wasserstoff, Strom) geplant und ein Hydrotug (ein Schlepper mit Wasserstoffantrieb) im Bau.

Rotterdam plant bis 2030 eine H<sub>2</sub>-Pipeline nach Chemelot und Nordrhein-Westfalen, zudem wird in einer Machbarkeitsstudie geprüft, ob sich auch ein Wasserstofftransport von Island nach Rotterdam lohnt (DVV Media Group GmbH, 2021). Shell plant die Errichtung eines 200 MW Elektrolyseurs im Hafen von Rotterdam auf der Maasvlakte 2. Das Projekt hat den Namen Holland Hydrogen I und soll 2025 in Betrieb gehen. Täglich sollen mit Hilfe grünen Stroms des Offshore-Windparks „Hollandse Kust (noord)“ bis zu 60 t grüner Wasserstoff erzeugt werden (Margherita Bruno, 2022). Zudem gibt es eine Absichtserklärung mit Uniper für Elektrolyseanlagen. Spätestens im Jahr 2030 sollen 1,2 Mt Wasserstoff jährlich produziert werden können. In Zusammenarbeit mit der deutschen Stahlindustrie soll eine internationale Versorgungskette errichtet werden. Via Pipelines soll der Transport ins Hinterland ermöglicht werden, aber auch zu anderen Häfen wie Eemshaven, Delfzijl, Amsterdam, Zeeland, Chemelot und Antwerpen. Außerdem sind in Kooperation mit Koole Terminals zum Transport von Wasserstoff durch Spezialfrachter geplant. Im Rahmen des Projektes Porthos für CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung sollen ab 2024 für 15 Jahre jährlich ca. 2,5 Mio. t von der Industrie ausgestoßenes CO<sub>2</sub> in leeren Gasfeldern unter der Nordsee ca. 20 km vor Rotterdam in ca. 3 km Tiefe gespeichert werden, insgesamt ca. 37 Mio. t CO<sub>2</sub> (Porthos CO<sub>2</sub> Transport and Storage C.V., 2022). Wilhelms-haven hat 2021 eine Standortanalyse im Auftrag des Arbeitgeber- und Wirtschaftsverbands machen lassen. Im Projekt mit Tree Energy Solutions ist geplant bis 2027 jährlich durch den Import von 25 TWh synthetischem Methan 500 kt Wasserstoff zu produzieren. Außerdem soll im Jahr 2025 eine 70 MW Elektrolyseanlage betriebsbereit sein und im Jahr 2026 ein 1.400

MW Strom-Interkonnektor nach Großbritannien (NeuConnect Deutschland GmbH & Co. KG, kein Datum).

Emden hat eine Potenzialanalyse Wash2Emden durchführen lassen, um den Beitrag des Hafens zu Wasserstofftechnologien wie z. B. Erzeugung durch Elektrolyse und Wasserstoffdistribution zu ermitteln.

Stade plant aktuell den Hanseatic Energy Hub, ein neues Terminal für verflüssigte Gase (Bio-LNG, SLNG), dass bis 2026 fertiggestellt werden soll. Auch Brunsbüttel plant ein LNG-Terminal, an dem das Anfahren von Tankern der Größe Q-max möglich sein soll. Die Beladung von Schiffen, die Lagerung des LNGs, die Regasifizierung und Einspeisung ins Erdgasnetz, der Weitertransport in Tankkraftwagen oder Kesselwagen der Eisenbahn und Bunkerschiffen werden ebenfalls betrachtet. Ursprünglich sollte der Bau 2020 beginnen und 2022 die Inbetriebnahme erfolgen, die verschiebt sich nach aktuellem Stand auf Ende 2023.

Amsterdam plant im H2-Gate-Project mit Hydrogenious die Anlandung von Wasserstoff über LOHC. Der Wasserstoff soll über Dehydrierung wieder freigesetzt werden und an den Endnutzer, meist die Industrie, via Pipeline, Schiff oder LKW weitergeleitet werden.

Hamburg hat den Wasserstoffverbund Hamburg gegründet, der an einer Wasserstoff-Wertschöpfungskette arbeitet. Die Hamburger Hafen und Logistik AG (HHLA) plant mit dem Projekt „Hydrogen Logistics Applications & Distribution“ (H2LOAD) Straddle Carrier, Lkw, Zugmaschinen, Gabelstapler, Leercontainerstapler, Reachstacker und eine Rangierlok mit Brennstoffzellenantrieb in Betrieb zunehmen. Im Projekt Hydrogen Port Applications (HyPA) plant die Hamburger Port Authority (HPA) als Infrastrukturanbieter die Bereitstellung von Wasserstofftankstellen für Lokomotiven, Schiffe und LKW, sowie den Bau und Einsatz innovativer wasserstoffbetriebener Schiffe. Die HADAG Seetouristik und Fährdienst AG plant den Einsatz emissionsfreier Schiffe, indem im Projekt H2HADAG drei neue Schiffe von Diesel-Hybrid auf Wasserstoff-Hybrid umgebaut und zwei weitere Schiffe direkt als Wasserstoff-Hybrid neugebaut werden. Im Frühjahr 2022 wurde eine Machbarkeitsstudie abgeschlossen, die ergab, dass am Standort Moorburg eine Elektrolyse zur Produktion von grünem Wasserstoff mit einer Kapazität von bis zu 500 Megawatt wirtschaftlich und technisch umsetzbar ist. Zunächst ist dort im Rahmen eines IPCC-Projektes die Errichtung eines Elektrolyseurs mit skalierbaren 100 MW Leistung geplant (Hamburg Behörde für Wirtschaft und Innovation, 2022). Im September 2022 erreichte eine erste Wasserstoff-Testlieferung aus den Vereinigten Arabischen Emiraten das Hamburger Container-Terminal Altenwerder in Form des Wasserstoff-Derivats Ammoniak, welches in speziellen Containern verschifft wurde (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2022).

## 4. Entwicklung der Wasserstoffnachfrage

Laut der aktuellen Pläne der Bundesregierung wird Wasserstoff in den nächsten Jahrzehnten eine entscheidende Rolle bei der Energiewende in Deutschland einnehmen. Er soll dabei vor allem die Grundlage für die Dekarbonisierung der Industrie und der Mobilität bilden.

In der Industrie gibt es in einigen Bereichen keine sinnvolle verfügbare Alternative zu Wasserstoff für die Dekarbonisierung, wodurch die Nachfrage in den nächsten Jahren deutlich steigen wird. Zu nennen sind hier zum Beispiel die Stahlindustrie oder die chemische Industrie. In der Mobilität wird heute davon ausgegangen, dass der Schwerlastverkehr im Langstreckenbetrieb in der Zukunft vornehmlich auf Wasserstoff setzen wird, wodurch sich die Nachfrage nach Wasserstoff erheblich steigern wird.

Ein großer Vorteil des Wasserstoffs ist, dass er die Grundlage für viele verschiedene Energieträger bilden kann. Hier sind zum Beispiel die Wasserstoffderivate Methan oder Methanol zu nennen. Diese haben Vorteile bezüglich der Lagerfähigkeit und der Transportfähigkeit gegenüber elementarem Wasserstoff und können auch in Verbindung mit bestehenden Technologien in der Anwendung bei den Endanwendern einfacher sein.

### 4.1 Überregionale Entwicklung

#### 4.1.1 Nord West Europa

In der Studie „Hydrogen in North-Western Europe“ (International Energy Agency, 2021) wird der aktuelle Entwicklungsstatus der Wasserstoffwirtschaft und der dazugehörigen Infrastruktur in Nord-West Europa näher betrachtet und mögliche Wege bis zum Jahr 2030 aufgezeigt. Zu Nord-West Europa zählen hierbei die Länder Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Niederlande, Norwegen und Großbritannien.

Gegenwärtig ist die Region für 5 % der weltweiten und 60 % der europäischen Wasserstoffnachfrage verantwortlich. Dies entspricht zum jetzigen Zeitpunkt ungefähr 6,3 Mt Wasserstoff pro Jahr. Der heutige Wasserstoffbedarf wird zu großen Teilen aus fossilen Energieträgern wie Erdgas gedeckt, wobei große Mengen an Treibhausgasen freigesetzt werden. Das Ziel ist es, den Wasserstoff mit fossilem Ursprung durch grünen Wasserstoff zu ersetzen, welcher mithilfe erneuerbarer Energie hergestellt wurde (International Energy Agency, 2021).

In der Region befinden sich die größten Industriehäfen Europas, welche bereits heute einen hohen Wasserstoffbedarf haben. Diese Industriehäfen sind heutzutage bereits mit anderen großen Industrieregionen, wie z. B. das Rhein-Main Gebiet, über Rohrleitungen für Erdgas miteinander verbunden, welche zukünftig für den Wasserstofftransport technisch umgerüstet werden können. Zusammen mit dem großen vorhandenen Potential der an die Nordsee angrenzenden Staaten bezüglich der Offshore Windenergie, können hier große Mengen an grünem Wasserstoff hergestellt und in andere Regionen transportiert werden. In der gesamten Region wird zudem bis zum Jahr 2030 eine Elektrolyse Kapazität von 40 GW angestrebt. Die

aktuell installierte Elektrolyse Kapazität liegt bei ca. 50 MW. Davon ist der Großteil in sogenannten Demonstrationsprojekten in Deutschland beheimatet (International Energy Agency, 2021).

Es werden zwei Szenarien unterschieden, in welchen dargestellt wird, wie sich der komplette Wasserstoffsektor in dieser Region bis zum Jahr 2030 entwickeln kann. Der Region werden große Potentiale bescheinigt, welche durch verschiedene Maßnahmen gehoben werden können. Das erste der zwei Szenarien beschreibt die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage mit dem Ausbautempo, welches durch die aktuellen Projekte und Projekte im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium vorgegeben wird. Hierbei sinkt die Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten leicht um 5 bis 10 %, da zum Beispiel in der Raffinerieindustrie Kapazitäten abgebaut werden. Die prognostizierte Kapazität der Wasserstoffelektrolyse ist in diesem Szenario mit unter einem Megawatt nur geringfügig ausgebaut und würde die gesteckten Ziele weit verfehlen (International Energy Agency, 2021).

Das zweite Szenario beschreibt die Nachfrage mit einem beschleunigten Ausbautempo, in welchem auch Projekte mit einbezogen werden, welche sich in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden. Wenn diese Projekte ebenso umgesetzt werden, könnte die Wasserstoffnachfrage nach grünem Wasserstoff um bis zu 60 % bis zum Jahr 2030 steigen. Daraus resultiert eine Nachfrage nach fast 9 Mt Wasserstoff. Eine deutlich gestiegene Nachfrage kann zum Beispiel durch die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und durch den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger im Transportwesen ausgelöst werden. Die Elektrolysekapazität wurde hierbei auf über 14 Megawatt ausgebaut und somit einen größeren Beitrag zur Wasserstoffherstellung leisten (International Energy Agency, 2021).

Der beschleunigte Ausbau hängt maßgeblich von den politischen und finanziellen Gegebenheiten in den jeweiligen Ländern und von Europäischen Fördermaßnahmen ab. Die anvisierten Ziele der einzelnen Länder, bezüglich der Wasserstoffnachfrage und der grünen Wasserstoffherstellung im Jahr 2030, liegen in Ländern wie Deutschland oder Frankreich, selbst in dem beschleunigten Szenario, noch weit auseinander. Es müssen politische und finanzielle Rahmenbedingungen geschaffen werden, welche die mögliche Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage von grünem Wasserstoff beseitigt, um die selbst gesteckten Ziele im Jahr 2030 zu erfüllen (International Energy Agency, 2021).

#### **4.1.2 Deutschland**

In Deutschland haben die fossilen Energieträger aktuell einen deutlich größeren Anteil an der Energieversorgung als die erneuerbaren Energieträger (siehe Abbildung 10). Der Primärenergiebedarf von Deutschland betrug 3.387 TWh im Jahr 2021. Davon wurden 16,09 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Dies entspricht ungefähr 545 TWh. Die mit Abstand wichtigsten Energieträger waren mit ca. 32 % Mineralöl und Erdgas mit fast 27 %. Braun- und Steinkohle rangieren zusammen mit 18 % auf einem ähnlichen Niveau wie der Anteil der erneuerbaren Energieträger.



## Aufbau einer hafengebundenen Wasserstoffwirtschaft

Hierbei ist die massive Diskrepanz zwischen dem aktuellen Energiemix und der zukünftig angestrebten kompletten Versorgung auf der Basis von erneuerbaren Energieträgern zu erkennen. In Abbildung 10 ist die aktuelle Verteilung der verwendeten Energieträger dargestellt.

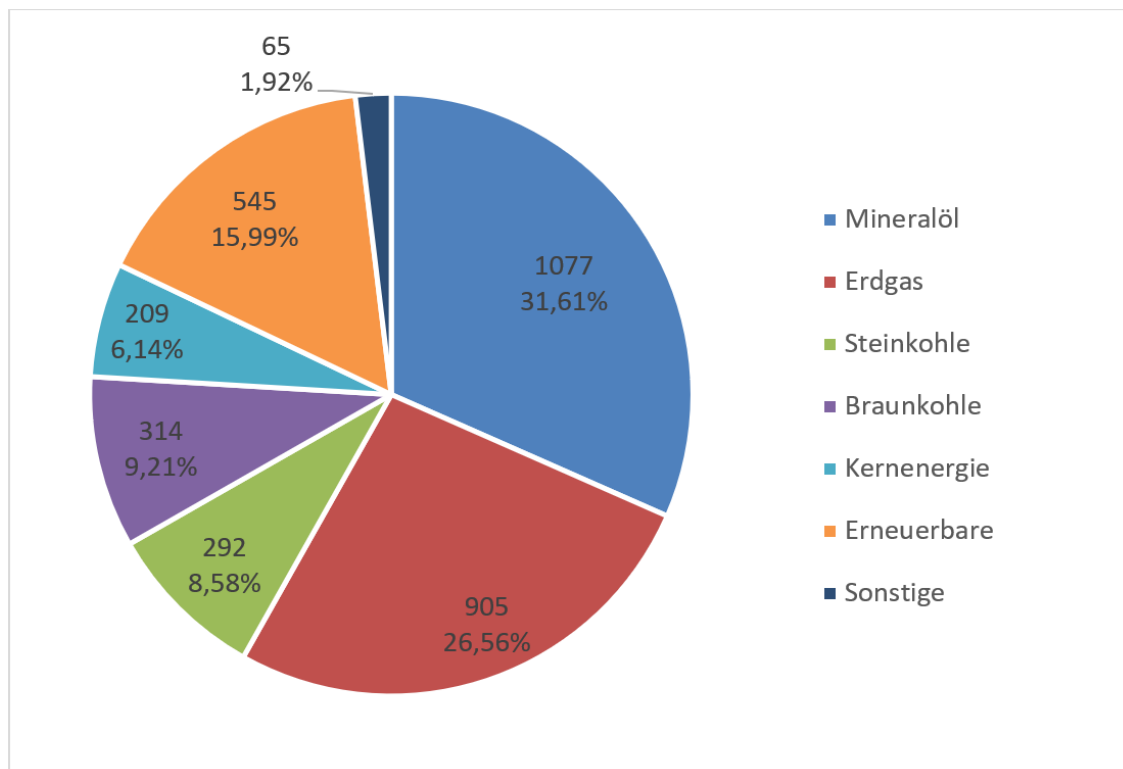
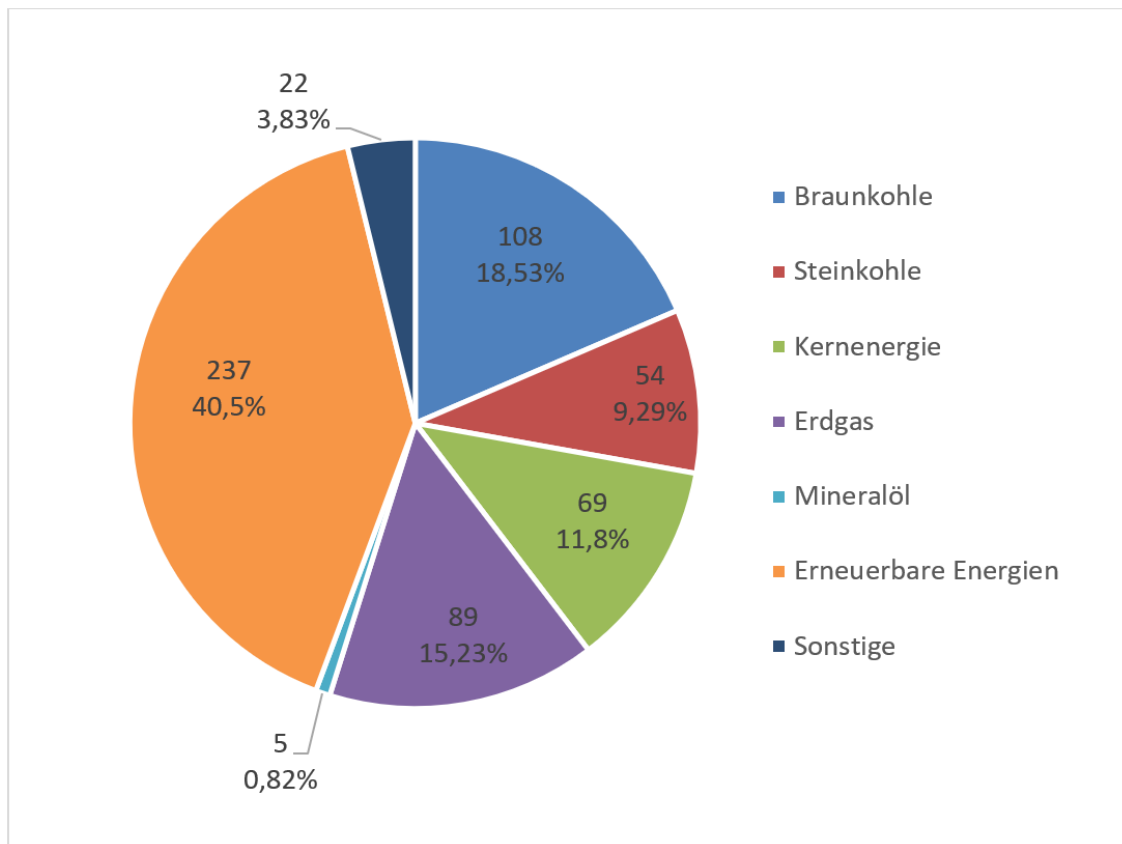


Abbildung 10: Aktueller Energiemix 2021 in TWh (AG Energiebilanzen e.V., 2021)

Betrachtet man die Stromproduktion im Einzelnen, dargestellt in Abbildung 11, liegt hierbei der Anteil der erneuerbaren Energieträger im Jahr 2021 bei 40,5 %. Davon entfällt die Hälfte der produzierten Energie auf Windenergieanlagen. Für den größeren Teil der Stromproduktion sind die Kernkraftwerke und die Kraftwerke auf fossiler Basis verantwortlich. Dabei nimmt Kohle mit ca. 27 % den größten Anteil ein, gefolgt von der Kernkraft mit ca. 12 %.



**Abbildung 11: Aktueller Strommix 2021 in TWh (AG Energiebilanzen e.V., 2022)**

Ein entscheidender Hebel, um den Endenergieverbrauch in Deutschland signifikant zu senken, liegt im Gebäudesektor. Auf diesen Sektor entfallen ca. 35 % des Energieverbrauchs und 30 % der THG-Emissionen. Die in den letzten Jahren stagnierende Sanierungsrate von ca. 1 % muss auf ca. 2 % angehoben werden, um vor allem ältere Bestandsbauten auf ein besseres energetisches Niveau zu bekommen und so einen erheblichen Anteil an benötigter Energie einzusparen. Durch Erhöhen der baulichen Standards bei Sanierungen und Neubauten kann der Energiebedarf im Gebäudesektor um 40 % von 957 TWh auf prognostizierte 571 TWh im Jahr 2045 gesenkt werden (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021).

Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie ist es entscheidend, die auf fossilen Ressourcen basierenden Produktionsprozesse weiterzuentwickeln oder komplett durch neue Produktions- und Prozesstechnologien zu ersetzen. Hierbei werden Wasserstoff und Strom die Hauptlieferanten für die benötigte Energie darstellen müssen. Zurzeit werden etwa 38 % des gesamten Endenergiebedarfs in der Industrie verbraucht. Dies sind 722 TWh, welche bis zum Jahr 2045 auf unter 570 TWh sinken sollen. Zusammen aus stofflichen und energetischen Bedarfen können im Jahr 2045 bis zu 310 TWh Strom und 200 TWh an Wasserstoff nachgefragt werden (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021).

Im Verkehr wird sich der Wandel hin zu einer elektrifizierten Antriebsart nicht mehr aufhalten lassen. Batterieelektrische oder auch mit einer Brennstoffzelle ausgerüstete PKWs und LKWs sollen zukünftig das Straßenbild prägen. Der Bedarf von heutzutage 762 TWh soll auf 328 TWh

sinken, wobei die Nutzung fossiler Brennstoffe stark abnehmen wird und die Nachfrage nach Strom auf 110 TWh und die Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten auf 200 TWh steigen wird (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021).

Wie man an den oben aufgezeigten Daten erkennen kann, muss in Deutschland auf dem Weg zur angestrebten Klimaneutralität bis 2045 ein tiefgreifender Wandel der Energiebereitstellung vollzogen werden. In Deutschland ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 und aus der Kernenergie bis zum Ende des Jahres 2022 beschlossen. Hieraus ergeben sich erhebliche Fehlmengen in der Stromproduktion, welche in Zukunft durch erneuerbare Quellen oder übergangsweise auch mithilfe von Erdgas ausgeglichen werden müssen. Dabei ist es unabdinglich, die Strompreise zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitzustellen, um einer möglichen Abwanderung von Industrie vorzubeugen. Um Erdgas unabhängiger importieren zu können, gab es in den vergangenen Jahren verschiedene Bemühungen für die Errichtung von LNG-Importterminals. Diese werden vor dem Hintergrund der aktuellen Ukraine-Krise an den Standorten Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Lubmin verstärkt vorangetrieben.

Der aktuelle Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien ist nicht ausreichend, um die zukünftig erforderlichen Strommengen in jedem erdenklichen Szenario (Stichwort „Dunkelflaute“) zu gewährleisten. Dies kann aktuell noch nachgebessert werden, um die angestrebten ambitionierten Ziele zu erreichen. Laut aktueller Studien ist es jedoch unabdingbar, einen erheblichen Teil der zukünftig benötigten Energiemengen, wie auch heute schon, aus dem Ausland zu importieren. Hierbei werden die Häfen als Anlandepunkte für Stromtrassen und Pipelines oder als Zielort für Schiffe, welche Wasserstoff und seine Derivate transportieren, eine entscheidende Rolle einnehmen. Die Häfen müssen hierzu mittels geeigneter Infrastruktur zu Energiedrehkreuzen weiterentwickelt werden. Die bestehende Infrastruktur der Erdgaspipelines muss modifiziert und neue Wasserstoffpipelines gebaut werden, um die zukünftigen Wasserstoffimporte von den Häfen aus in das Hinterland zu verteilen. Des Weiteren werden Unterseestromkabel eine wichtige Rolle einnehmen, welche die verschiedenen Regionen in Europa verbinden und so die Flexibilität am Strommarkt erhöhen. Exemplarisch sind hierfür die bereits seit 2021 bestehende 2 GW Verbindung von Deutschland nach Norwegen und die geplante 1,4 GW Verbindung (2026) von Deutschland nach Großbritannien zu nennen (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021).

Die Bedarfe an Wasserstoff und seinen Derivaten auf dem Weg zur Klimaneutralität werden im Folgenden in drei verschiedenen Szenarien dargestellt. Diese Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der erreichten Reduktion von Treibhausgasemissionen und stellen somit unterschiedliche Geschwindigkeiten bei der Transformation der Energiebereitstellung dar.

In den Szenarien werden die aktuell verwendeten Energieträger, hauptsächlich fossiler Herkunft, durch erneuerbare Energieträger ersetzt und die dafür insgesamt benötigten Energiemengen angegeben. Des Weiteren wurde für verschiedene Sektoren der mögliche Bedarf an Wasserstoff oder auch auf Wasserstoff basierenden synthetischen Kraftstoffen ermittelt. Sektoren, welche eine erhebliche Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten haben werden, sind zum Beispiel der Industrie- und Energiesektor. Hier werden große Mengen an grü-

nem Wasserstoff benötigt, um energieintensive Prozesse klimafreundlicher zu gestalten oder um die Stromnachfrage auch in Zeiten von sogenannten „Dunkelflauten“ aufrecht zu erhalten. Die Entwicklung des Energiebedarfes wird bis 2045 in zwei Zeiträume unterteilt. Der erste Abschnitt geht von 2018 bis 2030 und der zweite von 2030 bis 2045. Für diese Zeiträume wird der Energiebedarf, der Wasserstoffbedarf und der seiner Derivate prognostiziert und in der folgenden Tabelle dargestellt. Es werden zudem drei Szenarien unterschieden. Jedes Szenario unterscheidet sich in der Umsetzung hinsichtlich des Tempos der Energiewende und damit in der eingesparten Menge von Treibhausgasen.

Das erste Szenario geht von einer Minderung der Treibhausgasemissionen von 80 % bis zum Jahr 2045 aus und ist somit die Kalkulation, welche das geringste Tempo bei der Energiewende in dieser Studie annimmt. Das zweite Szenario geht von einer Treibhausgasemissionsminderung von 95 % aus und ist somit eine realistische Einschätzung zum Tempo der Energiewende. Das dritte Szenario, welches von Deutschland offiziell angestrebt wird, ist die Minderung der Treibhausgasemissionen um 100 % im Jahr 2045. Dieses Szenario wird als optimistische Variante angenommen, da hier die größten Veränderungen bei der gesamten Energiebereitstellung vorgenommen werden müssen. In diesem Ausbaupfad werden große Mengen an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen benötigt, welche zu einem großen Teil importiert werden müssen.

**Tabelle 8: Prognostizierte Energiebedarfe von Deutschland 2030**

2030		Mit dem Ziel der vollständigen THG-Vermeidung in 2045
[TWh]	Endenergiebedarf	1.963
	Strombedarf	617
	Strombedarf inkl. H2	698
	H2-Bedarf für energetischen Nutzen	38
	H2-Bedarf für stofflichen Nutzen	27
	PtG & PtL Bedarf	70
	Bedarf biogener Kraftstoffe	3

**Tabelle 9: Prognostizierte Energiebedarfe von Deutschland 2045**

2045		Mit dem Ziel der vollständigen THG-Vermeidung in 2045
[TWh]	Endenergiebedarf	1.477
	Strombedarf	724
	Strombedarf inkl. H2	910
	H2-Bedarf für energetischen Nutzen	226
	H2-Bedarf für stofflichen Nutzen	103
	PtG & PtL Bedarf	565
	Bedarf biogener Kraftstoffe	19

Die Bedarfe wurden aus drei verschiedenen überregionalen Studien zusammengetragen (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021), (Philipp Gerbert et al., 2018), (International Energy Agency, 2021).

Nun lässt sich noch der Wasserstoffbedarf bei einer anteiligen Substitution der fossilen Energieträger annehmen. Dabei wird fossiles Erdgas durch SNG und flüssige Treibstoffe teilweise durch sLNG ersetzt. Die Datengrundlage stammt hierbei aus der DENA-Studie (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021), welche die flüssigen Kraftstoffe als Öle bezeichnet und sich auf die Bedarfe des Jahres 2018 bezieht. Da nicht genau klar ist, welche Kraftstoffe darunterfallen, wird hier angenommen, dass sich 50 % davon durch sLNG ersetzen lassen. Es wurde jeweils eine 25-, eine 50- und eine 75-prozentige Substitution angenommen. Die daraus resultierenden Wasserstoffbedarfe werden in der folgenden Tabelle dargestellt.

**Tabelle 10: Anteilige Substitution der Energieträger in Deutschland**

Wasserstoffbedarfe durch Substitution	Anteil der Substitution		
	25%	50%	75%
Wasserstoffbedarf für SNG [Mt/a]	9,3	18,6	27,9
Wasserstoffbedarf für sLNG [Mt/a]	6,0	12,0	18,0
Gesamter Wasserstoffbedarf [Mt/a]	15,3	30,6	45,9

#### 4.1.3 Rotterdam

Auch Rotterdam möchte in Zukunft als Wasserstoffdrehscheibe für Nordwesteuropa fungieren. Um dieses Ziel zu erreichen, hat der „Port of Rotterdam“ eine Leitlinie erstellt, in welcher der Wasserstoffbedarf verschiedener Sektoren für das Jahr 2050 geschätzt wurde. Dabei ist zu beachten, dass von einer Klimaneutralität ausgegangen wird und Rotterdam nicht nur den Bedarf der Niederlande decken soll, sondern auch Anteile in das in Deutschland gelegene Rheinland exportiert wird. Außerdem wurde der Wasserstoffbedarf zum jetzigen Zeitpunkt, sowie eine Prognose für Deutschland erstellt, da Rotterdam damit rechnet, den Wasserstoff zu exportieren (Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2020).

Der heutige Wasserstoffbedarf, den der Rotterdamer Hafen ermittelt hat, ist für Deutschland, Niederlande und Rotterdam in Tabelle 11 dargestellt. Im Folgenden wurde der Bedarf für das Jahr 2050 in verschiedene Sektoren aufgeteilt. Dabei wurde auch berücksichtigt, dass Wasserstoff für die Luft- und Seefahrt verwendet wird, um synthetische Kraftstoffe wie LNG herzustellen. Anschließend konnte abgeschätzt werden, wie viel Wasserstoff zukünftig über den Rotterdamer Hafen geleitet werden soll. Dies ist in Tabelle 13 zu sehen (Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2020).

**Tabelle 11: Wasserstoffbedarf Rotterdam und Niederlande 2020 / 2021**

Ort	Menge [Mt]
Rotterdam	0,4
Deutschland	1,6
Niederlande	0,8

**Tabelle 12: Wasserstoffbedarf Niederlande 2050**

Sektor	Menge Wasserstoff [Mt/a]
Rohstoff Industrie	3,2
Prozesswärme Industrie	2,1
Gebäude / Gewächshäuser	0,5
Verkehr	1,7
Luftfahrt (H2 für syn. Kraftstoffe)	1,9
Seefahrt (H2 für flüssige Kraftstoffe)	4,2
Gesamtbedarf:	13,6

**Tabelle 13: Wasserstoffumschlag über den Hafen Rotterdam**

Sektor	Menge Wasserstoff [Mt/a]
Rohstoff Industrie	0,8
Prozesswärme Industrie	1,1
Gebäude / Gewächshäuser	0,1
Verkehr	0,8
Luftfahrt (H2 für syn. Kraftstoffe)	1,0
Seefahrt (H2 für flüssige Kraftstoffe)	3,2
Import Bedarf nach Deutschland	8,0
Sonstiger Bedarf in Nordwest-Europa	5,0
Gesamter inländischer Bedarf	7,0
Gesamtes Potential über Rotterdam	20,0

Des Weiteren gibt es noch einige Projekte, welche teilweise bereits bewilligt wurden oder noch vor der Investitionsentscheidung stehen. Die Projekte sind unterschiedlicher Art, einige haben das Ziel eine Elektrolyse zu errichten, manche wollen die Wasserstoffinfrastruktur ausbauen und andere konzentrieren sich auf die Herstellung alternativer Kraftstoffe wie synthetisches Ammoniak oder Biokerosin. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über diverse laufende oder bevorstehende Projekte.

**Tabelle 14: Projekte & Vorhaben zum Thema Wasserstoff in Rotterdam**

Projekt / Vorhaben	Quelle
Elektrolyseur für grünen Wasserstoff – Uniper, Hafen Rotterdam Vereinbarung (MoU) für die Errichtung einer Elektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff, Investitionsentscheidungen (2022)	(Greenport, 2021)
Produktion Wasserstoff - HbR 2030 sollen ca. 1,2 Mt Wasserstoff produziert werden	(Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2020)
Elektrolyseur – Shell 150 - 250 MW, Inbetriebnahme 2023	(Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2021)
H2-Fifty-Projekt – BP, Nouryon 250 MW Elektrolyseur, Inbetriebnahme 2025	
Importterminal nach Chemelot und NRW, betriebsbereit 2030	
Importterminal für grünen Ammoniak Entwicklung & Errichtung einer Anlage, um diesen wieder in H2 zu überführen und ins Gasnetz einzuspeisen	(Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2022)
Machbarkeitsstudie zu Import blauen Wasserstoff - Horisont Energi & der HbR, Unterzeichnung eines Abkommens zur Prüfung der Möglichkeiten des seeseitigen Imports von blauem Wasserstoff aus Nordnorwegen nach Rotterdam	(DVV Media Group GmbH, 2021)
Anlage zur Produktion verschiedener Biokraftstoffe Errichtung geplant im Shell Energie- und Chemiepark Rotterdam, Auslegung Produktionskapazität auf rund 820.000 t/a, Biokerosin gehört zu den wichtigsten Erzeugnissen (DVV Media Group GmbH, 2021)	
Transport grüner Wasserstoff von Island nach Rotterdam in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts, durch die Ergebnisse einer Machbarkeitsstudie entwickelt, Pläne sollen Mitte bis Ende 2022 konkretisiert werden	
internationale Versorgungskette für Wasserstoff – Rotterdamer Hafen, deutsche Stahlindustrie soll errichtet werden, um Kohle zu ersetzen	
<b>Transport ins Hinterland</b>	
Pipeline „Backbone“ Der Transport von Wasserstoff soll in den Niederlanden über diese stattfinden, Anbindung weiterer Städte wie Eemshaven, Delfzijl, Amsterdam, Zeeland, Chemelot & Antwerpen, betriebsbereit in kleinem Maßstab 2023, weiter entfernte Anlandepunkte wie z. B. Chemelot, werden 2030 angeschlossen	(Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam), 2021)
Machbarkeitsstudie - Hafen Rotterdam, Koole Terminals Prüfung des Transports von Wasserstoff via Spezialfrachter	(DVV Media Group GmbH, 2021)

#### 4.1.4 Antwerpen

Da bisherige Recherchen keine Ergebnisse über den Wasserstoffbedarf von Antwerpen gebracht haben, wurde die Suche auf allgemein Belgien erweitert. In Belgien wurden anstatt einer nationalen Wasserstoffstrategie drei regionale Wasserstoffstrategien erstellt. Diese wurden in die Regionen Flandern, Wallonien und die Hauptregion Brüssel aufgeteilt. Flandern und Wallonien haben bereits eine Wasserstoff-Roadmap erstellt, welche die Wasserstoffnutzung bis 2030, sowie einen Ausblick auf 2050 enthält. Aus diesen Roadmaps lassen sich die folgenden Bedarfe der Regionen, sowie aus den verschiedenen Sektoren entnehmen (Torsten Pauly, 2020).

**Tabelle 15: Regionaler Wasserstoffbedarf in Belgien (Torsten Pauly, 2020)**

Sektoren der Regionen	Flandern	Wallonien
Industrie [TWh/a]	2,42	1,22
Verkehr [TWh/a]	1,34	0,39
Wärme [TWh/a]	0,51	-
Energiewirtschaft [TWh/a]	-	0,59
Haushalte & Dienstleister [t/a]	-	0,28
Andere [TWh/a]	-	0,04
Gesamt [TWh/a]	4,27	2,52
<b>Gesamtpotential für 2050 [TWh/a]</b>	<b>37,31</b>	<b>25,14</b>

Außerdem plant Belgien bis 2030 3 TWh grünen Wasserstoff zu importieren, was bis 2050 auf 100 TWh erweitert werden soll (Rainer Lütkehus, 2022).

Antwerpen plant bis 2022/2023 eine Demonstrationsanlage für eine Methanolsynthese zu errichten, welche 8.000 Tonnen Methanol pro Jahr herstellen soll. Des Weiteren sollen 300 Wasserstoff-LKWs bis 2025 beschafft werden und auf den Straßen unterwegs sein (Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG, 2020) (Sergio Matalucci, 2021). Diese und weitere Projekte sind in der nächsten Tabelle vermerkt.

**Tabelle 16: Projekte und Vorhaben mit Bezug zu grünem Wasserstoff in Antwerpen**

Projekt / Vorhaben	Quelle
<b>Methanolsynthese</b> - Bis 2022/23 soll eine Demonstrationsanlage für die Methanolsynthese errichtet werden, die eine Produktionskapazität von 8.000 Tonnen pro Jahr hat. Dabei wird das CO <sub>2</sub> aus bestehenden Prozessen gewonnen (CCU).	(Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG, 2020)
<b>HyTrucks</b> (Teilprojekt) - Es sollen 300 Wasserstoff-LKWs zum Einsatz gebracht werden, die bis 2025 bereits auf den Straßen unterwegs sein sollen.	(Sergio Matalucci, 2021)



Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

<b>MoU</b> - Die Häfen Antwerpen und Zeebrugge & Ministerium für Energie aus Chile haben eine Vereinbarung unterzeichnet, um Wasserstoff von Chile nach West Europa zu transportieren.	(Jack Donnelly, 2021)
<b>Multimodale H2 Tankstelle</b> - CMB.TECH hat eine multimodale Wasserstofftankstelle in Antwerpen errichtet, die den Wasserstoff herstellt und sämtliche Transportmittel wie Schiffe, LKW, PKW, Tanklaster oder Busse betanken kann.	(Trialog Publishers Verlagsgesellschaft, 2021)
<b>H2 Schlepper</b> - Es soll ein mit Wasserstoff angetriebener Schlepper mit einer Leistung von 4.000 KW betrieben werden. Der Verbrennungsmotor läuft durch eine Dual-Fuel-Technologie mit Wasserstoff und Diesel.	(Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), 2021)
Zusätzlich zu dem <b>HyTrucks</b> Projekt, soll ein Netzwerk aus 25 „High-capacity“ Wasserstoffstationen Antwerpen, Rotterdam und Duisburg verbinden.	(Jack Donnelly, 2021)
<b>LNG Bunkeranlagen</b> - Zurzeit errichtet der Projektpartner Fluxys LNG-Bunkeranlagen zur Bereitstellung von LNG als alternativen Kraftstoff.	(Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), 2021)

## 4.2 Regionale Entwicklung

Bevor auf die verschiedenen Häfen und deren Bedarf an Wasserstoff und seinen Derivaten eingegangen wird, muss vorab erwähnt werden, dass die Datengrundlage der einzelnen Häfen sehr verschieden war. So musste bspw. für Bremerhaven und Wilhelmshaven der Bedarf anhand von Verbrauchsdaten fossiler Kraftstoffe ermittelt werden, indem eine Substitution derselben angenommen wurde. Für Emden wiederum lag ein breites Spektrum an Daten vor.

### 4.2.1 Land Bremen

Es werden in Bremen und Bremerhaven einige Projekte zum Thema Wasserstoff durchgeführt. In der folgenden Tabelle ist eine Übersicht einiger Projekte dargestellt.

Tabelle 17: Geographische Lokalisierung der aktuellen Projekte im Land Bremen

Projekt / Vorhaben	Quelle
<b>Bremen</b>	
<b>H2B – Uni Bremen (Fachgebiet Resiliente Energiesysteme)</b> Roadmap für eine graduelle Defossilisierung der Stahlindustrie und urbaner Infrastrukturen durch Errichtung einer Wasserstoffelektrolyse, Bereitstellung des Wasserstoffs durch einen Elektrolyseur vor Ort und einer H2 Pipeline	(Universität Bremen, 2020)

<p><b>Hybit</b>          im swb-Kraftwerk Mittelsbüren soll grüner H2 produziert und im Kraftwerk und Stahlwerk (ArcelorMittal) verwendet werden, untersucht wird eine Anbindung an einen Kavernenspeicher (10 Mio. Euro aus Bremen Fond)</p>	<p>(swb AG, 2021)</p>
<p><b>Clean Hydrogen Coastline</b>          bis 2026: Integration von 400 MW Elektrolysekapazität mit H2-Speicherung ins Energiesystem des nord-westlichen Deutschlands (IPCEI Projekt)</p>	<p>(Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, 2022)</p>
<p><b>Verbundprojekt „KEROsYN100“</b>          Entwicklung und Demonstration einer dynamischen, effizienten und skalierbaren Prozesskette für strombasiertes Kerosin</p>	
<p><b>Hyways for Future</b>          lokale Herstellung von Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen mit klimafreundlicher Energie vor Ort: Aufbau von Elektrolyse-Kapazitäten, Wasserstofftankstellen, Investitionen in Flotten von Bussen, Müllfahrzeugen, Lkw und Pkw</p>	
<p><b>CO2 Umschlagplatz – CO2 Management AS, bremenports</b>          Unterzeichnung Absichtserklärung um Treibhausgasemissionen der schwer zu dekarbonisierenden Industrien zu verringern, nächster Schritt des Projektes ist die Errichtung eines CO2 Umschlagplatzes</p>	<p>(CO2 Management AS, 2022)</p>
<p><b>Bremerhaven</b></p>	
<p><b>Wasserstoff - grünes Gas für Bremerhaven: Folgende Aspekte fallen unter das Projekt (Förderung: EFRE).</b>          - Inbetriebnahme Elektrolysetestfeldes um die elektrischen Eigenschaften von Elektrolyseuren im Zusammenspiel mit der fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu testen          - Errichtung von Anlagen zur Herstellung synth. CH4, Wasserstoffbackofen          - Aufbau Wasserstoff-Microgrids</p>	<p>(Die Senatorin für Wirtschaft, Arbeit und Europa et al., 2021)</p>
<p><b>H2-MPMM</b>          Erleichterung der Genehmigungsverfahren von H2 Anwendungen, z. B. die Errichtung einer Wasserstofftankstelle</p>	
<p><b>Ergänzungsstudie zum Einsatz von grünem Wasserstoff zur CO2-Reduzierung im Fischereihafen und angrenzenden Gebieten - fwind, H2BX, HS BHV, SWH</b>          Untersuchung der Herstellungs-, Speicherungs-, Verteilungs- und Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff im Fischereihafen Bremerhaven</p>	
<p><b>H2Cool Prelude</b>          Untersuchung zur zukünftigen Nutzung von Wasserstoff bei LKW-Tiefkühltransporten, Umrüstung eines Kühl-LKWs ist vorgesehen</p>	

<p><b>Flexi-Green Fuels – HS Bhv (Leitung)</b>          Verbund, Forschungs- und Innovationsprojekt mit 13 Partnern aus 4 EU-Ländern zur Produktion von Biokraftstoffen der nächsten Generation für die Schiff- und Luftfahrt (Förderung: EU H2020)</p>	
<p><b>Brennstoffzellenbusse</b>          Inbetriebnahme von sieben Brennstoffzellenbussen sowie einer Buswerkstatt zur Wartung, im 2. Quartal 2022 Einsatz der ersten drei H2-Busse. Go-live des ersten Busses im Januar 2023 (Förderung: Bremen Fonds).</p>	
<p><b>Elektrolyseur - HY.City.Bremerhaven</b>          Errichtung einer 2 MW-Anlage am Grauwalling und öffentliche H2 Tankstelle auf dem Gelände von Bremerhaven Bus, Kapazität für Be-tankung von bis zu 34 H2-Bussen (Förderung: HyLand)</p>	(TFV Technischer Fachverlag GmbH, 2022)
<p><b>HTTB</b>          Untersuchung, inwieweit am Hafenstandort Bremerhaven synthetische Kraftstoffe (speziell synthetischer Diesel) erzeugt, gelagert und eingesetzt werden könnten. Bis Ende 2022 wurde ein Plan erstellt, wie dieses Ziel gemeinsam mit Partnern umgesetzt werden könnte. Aus dem Projekt heraus wurde ein Umsetzungsprojekt zur lokalen Erzeugung von synthetischem Diesel beim VDI/VDE beantragt.</p>	(Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, 2021)
<p><b>MariSynFuel – Synthetisches Methanol als maritimer Kraftstoff für die Schifffahrt aus Bremerhaven,</b>          Projektstart 01.01.2023, Laufzeit 4 Jahre, Ziel ist es, in Bremerhaven eine Technologie zur Herstellung von synthetischem Methanol als Kraftstoff für die Schifffahrt zu entwickeln und in den technischen Demonstrationsmaßstab zu überführen. Die geplante Demonstrationsanlage soll mindestens 500 kg synthetisches Methanol am Tag produzieren.</p>	(ttz, Bremerhaven, 2022)
<p><b>Runder Tisch Klimaneutraler Überseehafen (SHARC II –Folgeprojekt)</b>          Bessere Integration von EE in ein Smart Grid, um bei Stromüberschuss Wasserstoff zu produzieren und für bestimmte Anwendungen im Quartier bereitzustellen.</p>	

**Bremerhaven und Bremisches Überseehafengebiet**

Im Folgenden werden die bisherigen Verbräuche der Stadt Bremerhaven und des Bremischen Überseehafengebiets ermittelt. Anschließend folgt die Stadt Bremen und der Flughafen. Zuletzt werden die bremischen Häfen analysiert. In den jeweiligen Kategorien werden Schätzungen zu den zukünftigen Bedarfen im jeweiligen Bereich erstellt.

In den untersuchten Unternehmen der Industrie von Bremerhaven ist als Energieträger vorwiegend Erdgas zu nennen. Mit 83 % des Gesamtenergieverbrauches von 1.219 GWh, stellt Erdgas die wichtigste Bezugsquelle für Energie dar. Wird Erdgas zukünftig durch Wasserstoff oder andere synthetische Energieträger ersetzt, entsteht eine sehr große Nachfrage nach diesen, wenn möglich klimaneutral hergestellten, Energieträgern. Die Kraftstoffe Diesel und Benzin nehmen mit 13 % eher eine untergeordnete Rolle ein. Mit einem Anteil von 3 % nimmt Biomasse ebenso eine untergeordnete Rolle als Energieträger ein. Der Großteil der aktuellen

Aufbau einer hafenzugehörigen Wasserstoffwirtschaft

Nachfrage nach Diesel und Benzin wird im Hafen generiert. Hier kann durch eine Umrüstung der Van Carrier ein zusätzlicher Abnehmer von Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen geschaffen werden (ttz Bremerhaven, 2021).

Würde man die Energieträger der Industrie zusätzlich substituieren, würde der Bedarf an SNG um die 75.000 t/a, der Bedarf an grünem Methanol bei ca. 6000 t/a und der Bedarf an Wasserstoff bei rund 5.000 t/a liegen. Für die Produktion des SNG und des Methanols würden knapp 39.000 t/a benötigt werden, was einen Gesamtbedarf an Wasserstoff von rund 44.000 t/a ergibt. Diese Ergebnisse werden in der folgenden Tabelle nochmal aufgezeigt (ttz Bremerhaven, 2021).

**Tabelle 18: Energieträgerbedarfe bei Substitution herkömmlicher Kraftstoffe der Industrie in der Stadt Bremerhaven einschließlich Bremisches Überseehafengebiet**

Kraftstoff	Bedarf [t/a]
grünes Methanol	6.000
SNG	75.000
H2 (Direktnutzung)	5.000
H2 (für Herstellung grünes Methanol/ SNG)	39.000
Ges. H2 Bedarf	44.000

Des Weiteren wurde durch das Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung (IFAM) ein Wärmetlas für die Städte Bremerhaven und Bremen erstellt. Aus diesem lassen sich die Wärmebedarfe der verschiedenen Gebäude ermitteln, sowie die Energieträger, die zur Deckung dieses Bedarfes, verwendet werden. Dabei werden sämtliche Gebäude berücksichtigt. Aus diesem geht hervor, dass rund 60 % der Gebäude durch Erdgas beheizt werden, was 805,8 GWh/a entspricht. Wenn man nun diese Gasmenge anteilig substituiert, ergeben sich folgende Wasserstoffbedarfe für die Herstellung des SNGs (Bernd Eikmeier et al., 15. Oktober 2019; überarbeitet am 07. Oktober 2021).

**Tabelle 19: Wasserstoffbedarf durch Substitution des Erdgases der Stadt Bremerhaven**

Wasserstoffbedarf durch Substitution	Anteil der Substitution		
	25%	50%	75%
Wasserstoffbedarf für SNG [t/a]	8.598	17.195	25.793

**Bremen**

Wie zuvor beschrieben wird Bremen in die Bereiche „Stadt“ und „Flughafen“ unterteilt und es werden Schätzungen zu den zukünftigen Bedarfen im jeweiligen Bereich erstellt. Im Anschluss folgt eine Verbrauchs- und Bedarfsabschätzung der bremischen Häfen.

**Stadt Bremen**

Aus dem Abschlussbericht der Enquetekommission geht hervor, dass das Land Bremen einen klimaneutralen Zustand bis 2038 anstrebt, für die Häfen soll dies schon bis 2035 erreicht werden. Um dies zu realisieren, ist die Erarbeitung von Maßnahmen bis 2030 ausschlaggebend.

Das Land Bremen schätzt den Stromverbrauch zu dem Zeitpunkt auf etwa 10 TWh und plant diese ausschließlich durch erneuerbare Energien zu decken. Dabei werden 20 % von Wind- und Solaranlagen gedeckt, 15 % werden aus der Müllverbrennung und wasserstoffbetriebenen KWK-Anlagen entnommen, die verbleibenden 65 % sollen aus der Nord-West Region gedeckt werden. Außerdem soll die Stromerzeugung aus Erd- und Gichtgas vollständig durch grünen Wasserstoff ersetzt worden sein (Der Vorsitzende der Enquetekommission Martin Michalik, 2021).

Um den Zustand der Klimaneutralität zu erreichen, lässt sich der großflächige Einsatz von Wasserstoff nicht vermeiden. Insbesondere die Stahlindustrie wird auf diesen zurückgreifen müssen, um die derzeit verwendeten Hochöfen zu substituieren. Des Weiteren wird Wasserstoff weiterverarbeitet zu diversen Folgeprodukten wie SNG, LNG oder Methanol, welche besonders in der Luft- und Seefahrt Anwendung finden werden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte, wird der Wasserstoffbedarf auf über 7 TWh und der Bedarf an den Folgeprodukten auf über 1 TWh geschätzt (Der Vorsitzende der Enquetekommission Martin Michalik, 2021).

Wie bereits erwähnt, hat das Fraunhofer IFAM einen Wärmetatlas für Bremen erstellt. Auch hier werden sämtliche Gebäude berücksichtigt, jedoch wird das Stahlwerk vernachlässigt. Für die Stadt ergab sich ein Nutzwärmebedarf von rund 6.596 GWh/a, wovon ca. 64 % durch Erdgas gedeckt werden. Auch in diesem Fall wird wieder eine anteilige Substitution des Erdgases durch SNG angenommen, woraus sich folgende Wasserstoffbedarfe für die Herstellung des SNGs ableiten lassen (Bernd Eikmeier et al., 15. Oktober 2019; überarbeitet am 07. Oktober 2021).

**Tabelle 20: Wasserstoffbedarf durch Substitution des Erdgases der Stadt Bremen**

	Anteil der Substitution		
Wasserstoffbedarf durch Substitution	25%	50%	75%
Wasserstoffbedarf für SNG [t/a]	45.011	90.022	135.034

### Flughafen Bremen

Um eine Einschätzung der aktuellen und zukünftigen Wasserstoffanwendungen, sowie Kraftstoffverbräuche des Flughafens in Bremen zu bekommen, wurde am 07.07.2022 ein Online-Gespräch mit dem Chief Operating Officer Christian Knuschke geführt. Aus diesem Gespräch ging hervor, dass im Jahr 2022 ein Verbrauch von ca. 30 Mio. Liter Jet A1 Kraftstoff erwartet wird. Vor der Corona Pandemie war dieser mit 50 – 60 Mio. Liter pro Jahr nahezu doppelt so hoch. Solch eine Menge wird erst wieder ab dem Jahr 2024 erwartet. Die spezifischen Verbräuche sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt (Knuschke, 2022).

**Tabelle 21: Spezifische Verbräuche des Kraftstoffs Jet A1**

Distanz	Verbrauch
Kurzstrecke (< 1.000 km)	< 20 t
Mittelstrecke	25 – 35 t
Langstrecke	60 – 75 t

Basierend auf (Knuschke, 2022)

Die Airbusflotte des Flughafens, welche den Kraftstoff Jet A1 verwendet, wurde bereits modifiziert, so dass dem Kraftstoff bis zu 39 % SAF (Sustainable Aviation Fuel) beigemischt werden können. SAFs sind Flugzeugkraftstoffe aus erneuerbaren Ressourcen, mit denen die Treibhausgasemissionen der Flugzeuge gesenkt werden können. Momentan wird dieser noch aus Belgien bzw. Skandinavien importiert, jedoch sind auch in dieser Branche bereits ausreichend Produktionskapazitäten geplant, so dass die Bedarfe von Deutschland (400 Mrd. l/a) und Frankreich gedeckt werden können (Knuschke, 2022).

Für die Zukunft geht der Flughafen davon aus, dass verschiedene Kraftstoffe verwendet werden, abhängig von der Flugstrecke:

- Für Strecken < 300 km soll der Schienenverkehr oder Elektroflugzeuge (max. 19 Sitze) verwendet werden.
- Für Kurzstrecken (< 1.000 km) soll flüssiger Wasserstoff (LH2) verwendet werden.
- Für Mittel- & Langstrecken Flüge soll SAF verwendet werden.

Mit Hilfe dieser Angaben können, unter der Annahme, dass ca. 10 % des gesamten Kraftstoffverbrauchs auf Kurzstreckenflüge zurückzuführen sind, die in der Tabelle dargestellten Kraftstoffbedarfe bei einer vollständigen Substitution berechnet werden. Des Weiteren wurden die spezifischen Kraftstoffverbräuche für das zukünftige Konzept bestimmt.

**Tabelle 22: Kraftstoffbedarfe bei vollständiger Substitution**

Kraftstoff	Bedarfe 2022 [t]	Bedarfe 2024 [t]	Geschätzte Bedarfe 2045 [t]
Synthetisches Kerosin (SAF)	20.200	37.156	ca. 74.000
Wasserstoff (Kurzstrecke)	804	1.473	ca. 2.950
Wasserstoff (zur Herstellung SAF)	8.725	16.000	ca. 32.000

Anzumerken ist, dass in 2024 wieder das Vor-Corona-Niveau erwartet wird. Inwieweit sich das Flugaufkommen am Flughafen Bremen zukünftig (bis 2030 bzw. 2045) verändern wird, ist schwer prognostizierbar. Im Jahr 2019 (vor der Coronavirus Pandemie) wurden in Deutschland 124,4 Mio. Flugpassagiere gezählt. Das DLR erwartet bis 2030 eine Zunahme der Passagierzah-

len in Deutschland um 70 Mio. Passagiere im Vergleich zu 2014 (105 Mio. €), was einen jährlichen Zuwachs von etwa 3,3 % bedeutet (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2015). Extrapoliert auf 2045 würden dann etwa 261,6 Mio. Passagiere zu erwarten sein, also etwa das 2,1-fache Passagieraufkommen des Vor-Corona-Jahres 2019. Der Anteil des Flughafens Bremen an den gesamten Passagierzahlen in Deutschland liegt im niedrigen einstelligen Prozentbereich, aber auch für den Flughafen Bremen wäre unter diesen Annahmen mit einer Verdoppelung der Passagierzahlen im Jahr 2045 ggü. 2019 zu rechnen. Dies wiederum würde in erster Näherung auch eine Verdoppelung der Flugbewegungen und damit auch des Kraftstoffbedarfs im Jahr 2045 ggü. 2019 bzw. 2024 bedeuten.

**Tabelle 23: Spezifische Verbräuche der substituierten Kraftstoffe pro Flugbewegung**

Distanz	Kraftstoffverbrauch (SAF)	Wasserstoffverbrauch
Kurzstrecke (< 1.000 km)	< 7,15 t	< 7,15 t
Mittelstrecke	25,02 – 35,03 t	10,77 – 15,08 t
Langstrecke	60,05 – 75,06 t	25,85 - 32,31 t

Bisher ist noch unklar, ob der Wasserstoff bereits verflüssigt importiert oder ob eine Verflüssigungsanlage vor Ort errichtet wird. Beim synthetischen Kerosin ist es ähnlich, da es auch vor Ort hergestellt werden oder importiert werden könnte. Eine Idee von Herrn Knuschke ist es, dass Wasserstoff über die bremischen Häfen importiert und zu synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet wird. Zu beachten ist in jedem Fall, dass der Flughafen große Lagerkapazitäten für die Kraftstoffe errichten muss, da es sich hier um einen Nato-Flughafen handelt und somit immer eine gewisse Menge an Kraftstoff vorgehalten werden muss (Knuschke, 2022).

Zuletzt könnte noch eine Anbindung an die Wasserstoffleitung „European Hydrogen Backbone“ in Betracht gezogen werden, da diese auch das Stahlwerk in Bremen versorgen soll (Knuschke, 2022).

Weitere Punkte sind zu berücksichtigen:

- Beluga-Flugzeuge gelten in Bremen aufgrund des hohen Gewichts als „Langstreckenflugzeuge“
- Zusammen sollen 2 Blockheizkraftwerke in der Airportstadt mit Wasserstoff versorgt werden. Auch eine Versorgung von Airbus ist geplant, ggfs. könnte auch die BSAG als Verbraucher (teilweise) hinzukommen
- Umspannwerke vor Ort versorgen den Flughafen mit elektrischer Energie
- Verstärkte SAF Importe über die Häfen Rotterdam, Antwerpen, Gent sind zu erwarten; Händler ist Royal Fuel Service, dahinter steht die ehemalige Trump Oil Corporation (in 2020 umfirmiert)

### **Bedarfe der Schifffahrt im Bereich der Bremischen Häfen**

Die zukünftige Nachfrage nach Wasserstoff und synthetischen Energieträgern auf Basis von Wasserstoff in Bremerhaven wird vor allem durch die ansässige Industrie und dem überregio-

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

nal bedeutsamen Hafen bestimmt. Insbesondere die Schifffahrt, aber auch die Infrastruktur im Hafen selbst, können zukünftig eine große Nachfrage nach regenerativ hergestellten Energieträgern hervorrufen. In der Studie „Voraussetzungen für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Wirtschaft mit Wasserstoff, Methan und Methanol“ (ttz Bremerhaven, 2021), welche vom ttz Bremerhaven im Jahr 2021 durchgeführt wurde, konnte auf Basis der aktuellen Daten der Schiffsbewegungen, Hochrechnungen und Schätzungen zum zukünftigen Bedarf an sLNG und Methanol aufgestellt werden. Diese Daten sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

**Tabelle 24: Kraftstoffbedarfe bei Substitution herkömmlicher Kraftstoffe der Schifffahrt in Bremerhaven**

Kategorie	Kraftstoffverbrauch	Betrieb	Kraftstoffbedarf	
			Synthetisches LNG [t/a]	Synthetisches Methanol [t/a]
[-]	[t/a]	[-]		
Kreuzfahrtschiffe	20,85	sLNG	4.800.000	-
Fahrgastschiffe	3.869	sMethanol	-	58.000
RORO Autotransporter	13.140	sLNG	17.600.000	-
Containerschiffe	3.650	sLNG/ sMethanol	4.400.000	11.000.000
Stück- und Schüttgutfrachtschiffe	14.800	sLNG	19.700.000	-
Tankschiffe	10.240	sMethanol	-	6.000.000
Fischereiforschungsschiffe	-	sMethanol	-	160
Spezialschiffe	150	sMethanol	-	150
Lotsenschiffe	260	sMethanol	-	1.040
Segelboote	1,090	sMethanol	-	295
Motorboote	2,5	sMethanol	-	525
Gesamtmenge an Kraftstoff			46.600.000	17.060.010

Die Gesamtmenge an sLNG und sMethanol, die für die Schifffahrt am Hafen von Bremerhaven erforderlich ist, wurde auf der Grundlage der Anzahl der Schiffe, die Bremerhaven anlaufen und des Kraftstoffverbrauchs der Beispielschiffe berechnet, unter der Annahme, dass die Schiffe in Bremerhaven Kraftstoff bunkern. Die Gesamtmenge an synthetischem LNG für die Schifffahrt beträgt ungefähr 47 Millionen Tonnen pro Jahr. Die erforderliche Menge an synthetischem Methanol für die Schifffahrt in Bremerhaven liegt perspektivisch bei ca. 17 Millionen Tonnen. Hierbei ist im Weiteren darauf zu achten, welche Kraftstoffe (synthetisches Methanol, synthetisches LNG oder synthetisches Ammoniak) zum Einsatz kommen sollen, um mögliche Anpassungen der Hochrechnungen vorzunehmen (ttz Bremerhaven, 2021).

**Tabelle 25: Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Land Bremen** gibt eine aggregierte Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Land Bremen. Die Daten sind ohne Bedarfe für den Verkehr auf der Straße, Schiene, oder im internationalen Seeverkehr dargestellt und die Zahlen



sind gerundet. Bei dem Nutzwärmebedarf wurde die bestehende Versorgung mit Fernwärme (Müllverbrennung) herausgerechnet. Ansonsten wurden alle fossilen Energieträger in Wasserstoffäquivalente umgerechnet. Zudem sind Umwandlungsverluste für die Erzeugung der Energie aus Wasserstoff nicht berücksichtigt. Zur Ermittlung des Nutzwärmebedarfs wurden Daten aus der Studie „Erstellung eines Wärmealas für Bremen und Bremerhaven (B. Eikmeier, K. Janßen, Fraunhofer IFAM; B. Meyer, T. Wassermann, Universität Bremen, 2019), Daten zum Primärenergieverbrauch und zum Endenergieverbrauch (Statistisches Landesamt Bremen, 2021) sowie Daten aus der Studie „Voraussetzungen für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Wirtschaft mit Wasserstoff, Methan und Methanol“ (ttz Bremerhaven, 2021) ausgewertet.

**Tabelle 25: Abschätzung des Wasserstoffbedarfs im Land Bremen**

	Stadtgemeinde Bremen	Seestadt Bremerhaven	Freie Hansestadt Bremen (Land)
Nutzwärme für Industrie (ohne Stahlwerk), Gewerbe, Haushalte	170.000 t/a	43.000 t/a	206.000 t/a
Lokaler Bedarf in den Häfen für die hafennahe Schifffahrt*	keine Daten	1.000 t/a	1.000 t/a
Schwerlastverkehr LKW	keine Daten	keine Daten	12.000 t/a
Flughafen	35.000 t/a	-	35.000 t/a
Stahlwerk	150.000 t/a	-	150.000 t/a
Summe			411.000 t/a

\* Ohne Seeschiffe, der Bedarf der 19 Containerschiff-Neubauten mit Methanolantrieb der Reederei Maersk (zusammen ca. 720.000 t/a MeOH) entspricht etwa 7.000 t/a Bedarf an H<sub>2</sub> pro Schiff im Mittel als Größenordnung zur Herstellung des MeOH

Eine erste Demonstrationsanlage zur Herstellung von synthetischem Methanol in Bremerhaven wird ab 2023 im Rahmen des vierjährigen F&E Vorhabens MariSynFuel errichtet werden. Diese Anlage wird ca. 180 t/a grünes Methanol herstellen, welches im Neubau des Forschungsschiffes Uthörn des Alfred-Wegener-Instituts in Bremerhaven im Praxisbetrieb erprobt werden soll.

#### 4.2.2 Hamburg (Stadt, Hafen und Region HH)

In Hamburg werden die Industrie und der Verkehr im Jahr 2030 ca. 7,6 TWh Energie in Form von Wasserstoff pro Jahr benötigen. Dafür soll unter anderem eine Elektrolysekapazität von bis zu 550 MW zur Verfügung stehen. Um dies zu ermöglichen, soll an dem Standort des stillgelegten Kohlekraftwerkes in Moorburg zunächst bis 2025 eine 100 MW Elektrolyse Anlage aufgebaut werden. Eine aktuelle Machbarkeitsstudie kommt zu dem Schluss, dass es wirtschaftlich und technisch umsetzbar ist, diese in den darauffolgenden Jahren bis auf eine Kapazität von 500 MW auszubauen. Insgesamt soll die Wasserstoffproduktionskapazität im Jahr 2030 bei rund 2,2 TWh/a liegen (DVV Media Group GmbH, 2020) (Norddeutscher Rundfunk, 2022) (Hamburg Behörde für Wirtschaft und Innovation, 2022).

Aufbau einer hafenzugehörigen Wasserstoffwirtschaft

Da im Jahr 2030 voraussichtlich nur 2,2 TWh aus eigener Produktion stammen, ergibt sich eine erhebliche Fehlmenge. Diese Fehlmenge soll durch Importe ausgeglichen werden. Stand heute ist es geplant, vier Wasserstoff-Importterminals im Hafen zu bauen und so die eigene, aber auch überregionale Nachfrage nach Wasserstoff, bedienen zu können. Zudem soll die Metropolregion Hamburg mit dem Bau von HyPerLink III an das geplante dänische Wasserstoff Pipeline-Netz und an die zukünftigen Importhäfen in Stade und Brunsbüttel angeschlossen werden. Bis zum Jahr 2023 will die Wirtschaftsbehörde den künftigen Bedarf identifizieren und Vereinbarungen mit Ländern abschließen, welche als Lieferanten in Frage kommen. Hamburg ist bestrebt, sich zu einem grünen Wasserstoff Drehkreuz für Deutschland und Europa zu entwickeln. Des Weiteren sollen bis zum Jahr 2023 die benötigten Hinterland Anbindungen erörtert werden (Morgenpost Verlag GmbH, 2022).

Die aktuell bekannten Projekte sind der folgenden Tabelle zu entnehmen.

**Tabelle 26: Projekte und Vorhaben mit Bezug zu grünem Wasserstoff in Hamburg**

Projekt / Vorhaben	Quelle
<p><b>„Wasserstoffverbund Hamburg“</b> – bis 2030 jährlich eine der 16 Million t CO2 Emissionen einsparen, Fossile Brennstoffe durch H2 substituieren</p> <p>Enthaltene Projekte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Hamburg Green Hydrogen Hub</b> - Elektrolysekapazität 500 MW in ehem. Kohlekraftwerk Moorburg, bis 2030 120.000 t H2 Bedarf in Hafenunternehmen</li> <li>– <b>Airbus</b> – Wasserstoff Infrastruktur für Produktion</li> <li>– <b>ArcelorMittal</b> – Herstellung „Grüner Stahl“</li> <li>– <b>GreenPlug</b> – „H2 Schubboot“</li> <li>– <b>Hamburger Hafen und Logistik</b> – Schwerlastgerätetypen mit Brennstoffzellenantrieb einsetzen</li> <li>– Hamburg Port Authority – H2 Tankinfrastruktur</li> <li>– <b>HADAG Seetouristik und Fährdienst AG</b> – Einsatz emissionsfreier Schiffe mit Wasserstoff Hybrid Antrieb</li> <li>– <b>Stadtreinigung Hamburg</b> – „Waste to Hydrogen for Hamburg“, Wasserstoffherzeugung mithilfe von Strom aus thermischer Verwertung nicht stofflich nutzbarer Reststoffe</li> </ul> <p>Elektrolyseur für grünen Wasserstoff – Uniper, Hafen Rotterdam Vereinbarung (MoU) für die Errichtung einer Elektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff, Investitionsentscheidungen (2022)</p>	<p>(Greenport, 2021)</p>
<p><b>Elektro-thermischer Energiespeicher</b> – 30 MWh Testspeicher von Siemens Gamesa, TU Hamburg, Hamburg Energie</p>	<p>(Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), 2021)</p>
<p>4 Wasserstoffterminals bis 2030, mögliche Orte werden noch geprüft</p>	<p>(Norddeutscher Rundfunk, 2022)</p>

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Transport ins Hinterland	
„ <b>TransHyDE</b> “ – Transport von H <sub>2</sub> in Hochdruckbehältern und LOHC wird getestet	(DVV Media Group GmbH, 2021)
„ <b>Wasserstoffhafen</b> “ Oberelbe – H <sub>2</sub> Tankstelle für Binnenschiffe, Forschungsstandort, H <sub>2</sub> Verteilerzentrum	(Hamburger Hafen und Logistik Aktiengesellschaft, 2021)
<b>Gasnetz Hamburg</b> – Wasserstoff Infrastruktur für Unternehmen von Hamburg aufbauen	(Hamburger Hafen und Logistik Aktiengesellschaft, 2021)
<b>HyPerLink</b> – Anschluss / Bau von Pipelinenetz nach Dänemark, inklusive Anbindung von Brunsbüttel und Stade	(Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, 2022)

Des Weiteren wurde vom Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Bundeslandes Schleswig-Holstein die Erstellung eines Gutachtens beauftragt, welches den Bedarf, die Erzeugung und die Märkte von Wasserstoff für Hamburg und Schleswig-Holstein analysieren soll. In diesem Gutachten wurden drei Entwicklungsszenarien erstellt, welche eine schwache, eine erwartete (mäßige) und eine starke Entwicklung wiedergeben. Für jedes Szenario wurden somit die Wasserstoffbedarfe von den Sektoren Industrie, welcher in „stofflich“ und „Prozesse“ unterteilt wurde, Verkehr und Wärme erörtert. Die folgende Tabelle spiegelt die ungefähren Wasserstoffbedarfe der Szenarien wider, jedoch mit leichter Ungenauigkeit, da die Werte aus einem Diagramm abgelesen wurden. Die relevanten Diagramme sind im Anschluss der Tabelle dargestellt (Felix Schimek et al., 2021).

**Tabelle 27: Wasserstoffbedarfe für Hamburg und Schleswig-Holstein (Felix Schimek et al., 2021)**

Sektoren	Schwache Entwicklung	Erwartete Entwicklung	Starke Entwicklung
<b>2030</b>			
Industrie (stofflich)	19.000 t/a	30.000 t/a	80.000 t/a
Industrie (Prozesse)	< 1.000 t/a	5.000 t/a	26.000 t/a
Verkehr gesamt	< 1.000 t/a	12.000 t/a	21.000 t/a
Wärme	< 1.000 t/a	3.000 t/a	3.000 t/a
Summe	20.000 t/a	50.000 t/a	130.000 t/a
<b>2035</b>			
Industrie (stofflich)	70.000 t/a	98.000 t/a	130.000 t/a
Industrie (Prozesse)	1.500 t/a	15.000 t/a	85.000 t/a
Verkehr gesamt	2.500 t/a	25.000 t/a	63.000 t/a
Wärme	1.000 t/a	12.000 t/a	22.000 t/a
Summe	75.000 t/a	150.000 t/a	300.000 t/a

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

2040			
Industrie (stofflich)	95.000 t/a	115.000 t/a	125.000 t/a
Industrie (Prozesse)	10.000 t/a	40.000 t/a	150.000 t/a
Verkehr gesamt	22.000 t/a	60.000 t/a	125.000 t/a
Wärme	8.000 t/a	23.000 t/a	35.000 t/a
Summe	135.000 t/a	238.000 t/a	435.000 t/a
2045			
Industrie (stofflich)	105.000 t/a	112.000 t/a	110.000 t/a
Industrie (Prozesse)	30.000 t/a	80.000 t/a	200.000 t/a
Verkehr gesamt	55.000 t/a	118.000 t/a	220.000 t/a
Wärme	10.000 t/a	25.000 t/a	40.000 t/a
Summe	200.000 t/a	345.000 t/a	570.000 t/a

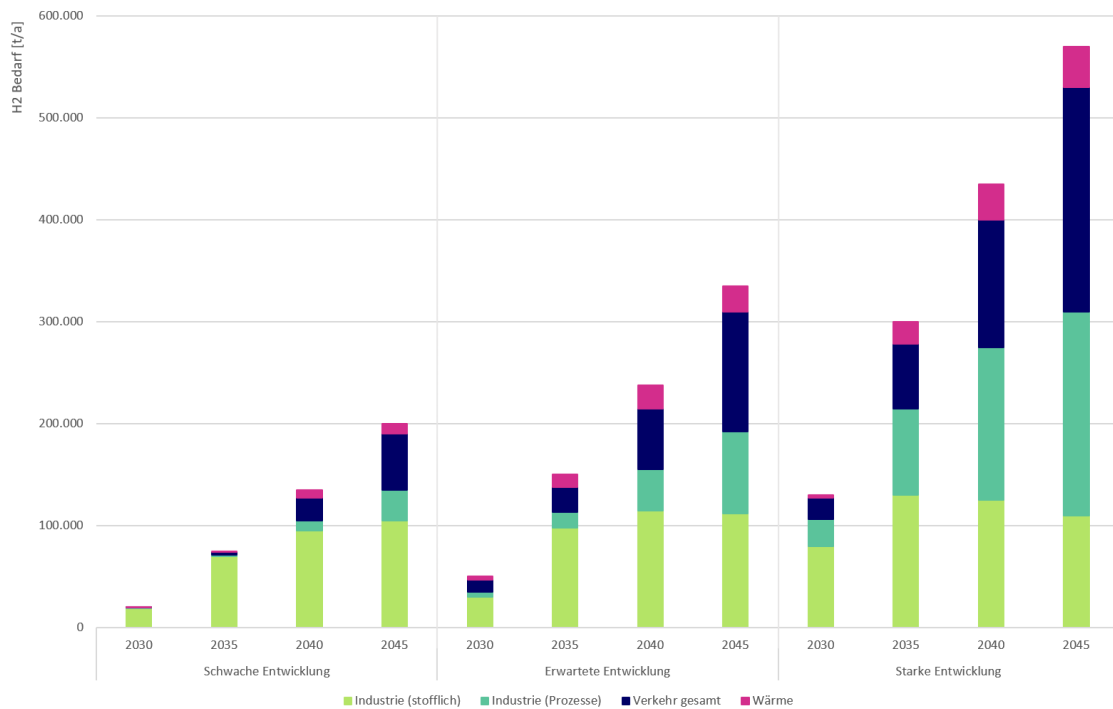


Abbildung 12: Entwicklung der Potenziale für die verschiedenen Sektoren bis 2050 (HH) (Felix Schimek et al., 2021)

### 4.2.3 Wilhelmshaven (Stadt und Hafen)

In diesem Abschnitt werden Schätzungen zu den zukünftigen Bedarfen der Stadt Wilhelmshaven erstellt. Um den Wasserstoffbedarf der Stadt Wilhelmshaven zu ermitteln, wird dieselbe Methode wie in Bremerhaven verwendet, da bisher nur Daten über fossile Energieträger vor-

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

liegen. Dabei ist zu beachten, dass die verwendeten Daten aus dem Jahr 2010 stammen, was einen Vergleich zu heute erschwert. Außerdem mussten die Großemittenten, die Raffinerie und Vynova (2010 noch INEOS) vernachlässigt werden, da INEOS 2013 übernommen wurde und die Daten nicht voneinander zu trennen sind (BEKS:EnergieEffizienz GmbH, 2013).

Die Stadt Wilhelmshaven hatte 2013 die Erstellung eines Energie- und Klimaschutzkonzeptes in Auftrag gegeben, aus dem der Verbrauch von fossilen Energieträgern entnommen werden kann. Diese können der folgenden Tabelle entnommen werden (BEKS:EnergieEffizienz GmbH, 2013).

**Tabelle 28: Verbrauch fossiler Energieträger in WHV**

Energieträger	Haushalte	Kommune	Wirtschaft (Ohne Großemittenten)	Verkehr	Summe
[-]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
Strom	119.843	13.723	240.942	9.507	384.015
Heizöl EL	35.746	2.800	15.446	0	53.992
Benzin	0	0	0	280.150	280.150
Diesel	0	0	0	223.900	223.900
Kerosin	0	0	0	94.765	94.765
Erdgas	549.945	23.120	155.090	304	728.459
Holz	94	0	0	0	94
Biogase	0	0	3.461	0	3.461
Flüssiggase	2.750	0	1.378	0	4.128
Pflanzenöl	0	0	14.999	0	14.999
<b>Summe</b>	<b>708.378</b>	<b>39.643</b>	<b>431.316</b>	<b>608.626</b>	

Um diesen Verbrauch nun in einen Bedarf umzuwandeln, müssen einige Annahmen getroffen werden. Dabei ist im Besonderen zu beachten, welcher Energieträger wie ersetzt wird. Außerdem ist eine vollständige Substitution eher unwahrscheinlich, daher wurde die Berechnung mit 25 %, 50 % und 75 % durchgeführt (BEKS:EnergieEffizienz GmbH, 2013).

Die Kraftstoffe wurden wie folgt zum jeweiligen Anteil ersetzt.

- Erdgas durch synthetisches Erdgas (SNG)
- Flüssiggase durch verflüssigtes synthetisches Erdgas sLNG
- Heizöl und Diesel durch sLNG
- Benzin wurde in Wasserstoff- und E-Autos aufgeteilt mit Faktor 0,5 für Wasserstoffautos

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Berechnungen für die verschiedenen prozentualen Substitutionen. Die Bedarfe sind in „benötigter Wasserstoff zur Herstellung von SNG“ und „benötigter Wasserstoff zur Herstellung von synthetischem sLNG“ sowie „für den Verkehr“ aufgeteilt.

**Tabelle 29: Wasserstoffbedarf der Stadt Wilhelmshaven, durch anteilige Substitution**

Wasserstoffbedarfe durch Substitution	Anteil der Substitution		
	25%	50%	75%
Wasserstoffbedarf für SNG [t/a]	7.772	15.545	23.317
Wasserstoffbedarf für sLNG [t/a]	2.627	5.254	7.881
Wasserstoffbedarf für Verkehr [t/a]	1	2	3
Gesamter Wasserstoffbedarf [t/a]	10.400	20.801	31.201

Neben den Bedarfen sind für Wilhelmshaven die derzeit laufenden Projekte von Bedeutung, da diese den Hafen noch attraktiver als Energiedrehscheibe machen. Darunter fällt zum Beispiel das Projekt „Wilhelmshaven Green Hydrogen“, in dem die Errichtung einer 70 MW Elektrolyse bis 2025 geplant ist. Diese soll bis 2030 auf 410 MW erweitert werden (DVV Media Group GmbH, 2021). Weitere Projekte und Vorhaben, die im Fall des Hafens im Wesentlichen auf die Hinterlandversorgung zielen, sind in der folgenden Tabelle kurz dargestellt.

**Tabelle 30: Laufende und zukünftige Projekte in Wilhelmshaven (Stadt und Hafen)**

Projekt / Vorhaben	Quelle
<b>LNG/ sLNG Import</b> - Tree Energy Solutions GmbH Import von LNG (17 Mio. t ab 2025) u. sLNG (1,6 Mio. t ab 2027), H <sub>2</sub> durch Dampfreformierung von LNG (0,5 Mio. t/a)	(Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2022)
<b>Green Wilhelmshaven</b> – Uniper Hydrogen GmbH Elektrolyseurkapazität von 400 MW bis 2027 und 1.000 MW bis 2030, Import 3 Mio. t/a von grünem Ammoniak (2028) und daraus 360.000 t H <sub>2</sub> (2029)	
Elektrolyse + Biomassekraftwerk – Onyx Germany GmbH 100 MW Elektrolyseur (2027) und Umwandlung des Steinkohlekraftwerks in Bio- massekraftwerk (2026-30) mit CCU/CCS zur Erzeugung von Methanol (2030)	
<b>NWH2</b> – Nord West Oelleitung GmbH u. Wintershall Dea AG 140.000t H <sub>2</sub> /a Produktion durch Erdgasreformierung mit CCS (2028)	
<b>ENERGY HUB</b> 15 Industriepartner welche lokale Industrie- und Infrastrukturprojekte gemeinsam entwickeln	
<b>H<sub>2</sub> Pipelineanbindung</b> – u.a. Gasunie, Open Grid Europe GmbH 2025-30 Anbindung WHV an überregionale zukünftige H <sub>2</sub> Versorgungsnetze	
<b>DRI Coast</b> – u.a. ArcelorMittal GmbH, Salzgitter AG DRI – Anlage zur Eisenerzreduktion im Hafengelände (2026)	
NeuConnect 1,4 GW Unterseekabel von Großbritannien nach WHV (2028)	(Merkel Energy GmbH, 2021)

#### 4.2.4 Emden (Stadt und Hafen)

Um herauszufinden, welchen Beitrag Wasserstofftechnologien für den zukünftigen Betrieb von Häfen leisten können, wurde am Beispiel der Stadt Emden das Verbundprojekt „WASH2Emden – Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden“ durchgeführt. Die Stadt eignete sich gut, da sie hohe Energieverbrauchs- und Emissionswerte aufweist (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG, 2020).

Das Projekt begann damit, den derzeitigen Strom- und Wärmebedarf von Emden zu ermitteln. Außerdem wurden die Bedarfe für die Jahre 2030 und 2050 prognostiziert. Die Ergebnisse davon sind in der nachfolgenden Tabelle abgebildet (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG, 2020).

**Tabelle 31: Strom- und Wärmebedarf der Stadt Emden**

	2019	2030	2050
Strombedarf [GWh]	294,12	296,60	297,09
Wärmebedarf [GWh]	209,36	271,15	280,85

Es wurde festgestellt, welche fossilen Energieträger verwendet werden und welche Geräte, Fahrzeuge oder Anlagen diese nutzen, um im weiteren Verlauf die Möglichkeit der Substitution durch Wasserstoff in Betracht zu ziehen. Dies wurde für die Stadt und den Seehafen differenziert betrachtet. Eine Übersicht über die Ergebnisse dieser Untersuchungen geben die folgenden Tabellen (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG, 2020), (Sören Berg et al., 2020).

**Tabelle 32: Übersicht verwendeter Energieträger**

Energieträger	Seehafen	Stadt Emden
	[GWh]	[GWh]
Erdgas	206	404
Marinedieselöl	63	-
Diesel & syn. Kraftstoffe	116	-
LNG	10	300
LPG	0,4	
Benzin	0,1	
Summe:	395,5	704

**Tabelle 33: Verbraucher der Energieträger**

		Strom	Diesel	GtL	MGO	Benzin	LNG	LPG
<b>Anzahl der Verbraucher</b>		[MWh]						
1468	Umschlaggeräte	16.068	3.953	-	-	-	-	375
287	Nutzfahrzeuge	-	29.886	275	-	-	-	-
277	Personenbeförderung	-	8.117	119	-	74	-	-
51	Schiffe	-	8.728	64.579	62.647	10	9.604	-
99	Technische Anlagen	3.914	313	-	-	-	-	-
11	Sonstige Maschinen	856	22	-	-	3	-	4
	Summe:	20.838	51.019	64.973	62.647	87	9.604	379

Mit Hilfe der Ergebnisse der Untersuchung konnten nun verschiedene Szenarien bestimmt werden, in denen jeweils eine 30-, 50-, 80- oder 100-prozentige Substitution durch Wasserstofftechnologien angenommen wurde. Im Folgenden sind die verschiedenen Szenarien aufgeführt (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG, 2020).

Szenario 1: Umstellung von Flurförderzeugen, PKW, Personenzügen, BHKWs, Linienbussen auf Brennstoffzelle

Szenario 2: Umstellung von Flurförderzeugen, PKW, Personenzügen, BHKWs, Linienbussen auf Brennstoffzelle  
 Umstellung auf Wasserstoffverbrennungsmotor von verbleibenden Fahrzeugen, Anlagen und Geräten

Szenario 3: Umstellung aller Fahrzeuge, Anlagen und Geräte auf Brennstoffzelle

Die daraus resultierenden Ergebnisse beinhalten nun den Wasserstoffbedarf in MWh für jedes Szenario mit vier verschiedenen prozentualen Anteilen der substituierten Technologien. Der Wasserstoffbedarf wurde hier nochmal aufgeteilt in „Bedarf des Hafens“ und „Bedarf Hafen Umgebung“. Die folgenden drei Tabellen stellen die Ergebnisse der Szenarien dar (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG, 2020).

**Tabelle 34: Wasserstoffbedarf Emden Szenario 1**

<b>Gebiet</b>	<b>Wasserstoffbedarf [MWh]</b>			
	30%	50%	80%	100%
Bedarf Hafen	5.013	8.571	13.319	16.595
Bedarf Hafen Umgebung	53.373	127.186	180.541	218.339
Ges. Bedarf Emden	58.386	135.757	193.860	234.934



**Tabelle 35: Wasserstoffbedarf Emden Szenario 2**

Gebiet	Wasserstoffbedarf [MWh]			
	30%	50%	80%	100%
Bedarf Hafen	20.403	38.378	57.727	70.884
Bedarf Hafen Umgebung	75.828	165.270	240.927	293.166
Ges. Bedarf Emden	96.231	203.648	298.654	364.050

**Tabelle 36: Wasserstoffbedarf Emden Szenario 3**

Gebiet	Wasserstoffbedarf [MWh]			
	30%	50%	80%	100%
Bedarf Hafen	11.169	20.494	31.082	38.311
Bedarf Hafen Umgebung	62.355	142.420	204.695	248.270
Ges. Bedarf Emden	73.524	162.914	235.777	286.581

#### 4.2.5 Hafen Brunsbüttel

In Brunsbüttel soll in absehbarer Zeit ein LNG-Terminal errichtet werden. Durch die aktuelle politische Lage in Osteuropa wird die Errichtung eines solchen Terminals von der deutschen Bundespolitik gefördert und forciert. Die Förderbank KfW beteiligt sich deshalb an der Betreibergesellschaft mit 50 %. Das Terminal soll spätestens 2026 in Betrieb gehen und eine Kapazität von 8 Milliarden Kubikmetern Gas haben. Langfristig soll es auch für den Import von grünen Wasserstoffderivaten wie z. B. Ammoniak umgerüstet werden (Handelsblatt GmbH, 2022).

Neben dem LNG-Terminal, welches in Brunsbüttel von der German LNG Terminal GmbH errichtet werden soll, will nun der Energiekonzern RWE ein Importterminal für Ammoniak errichten, welches ab 2026 rund 300.000 Tonnen grünen Ammoniak pro Jahr importieren soll. Das Ammoniak soll zunächst an Chemieunternehmen weiterverteilt werden. Die 300.000 Tonnen sollen zukünftig auf 2 Mio. Tonnen pro Jahr erweitert werden. Dazu soll im weiteren Verlauf ein Ammoniakcracker errichtet werden, um aus dem Ammoniak grünen Wasserstoff zu gewinnen und lokal und überregional grünen Wasserstoff zur Verfügung zu stellen. Brunsbüttel ist vor allem durch die geographische Lage ein ideal geeigneter Standort für diese Terminals. Es liegt mit dem Schiff ca. drei Stunden von Hamburg entfernt und hat Zugriff zu den baltischen- und skandinavischen Märkten, da es am Eingang des Nord-Ostsee-Kanals liegt. Des Weiteren liegt es in der Nähe des ChemcoastPark, in welchem weitere mögliche Abnehmer angesiedelt sind (Nord Wirtschaft, 2022) (C. Robert, 2022).

#### 4.2.6 Hafen Brake

Der Hafen von Brake wurde sehr umfangreich in dem Projekt H<sub>2</sub>BrakeCO<sub>2</sub> von der Stadt Brake untersucht. In dem Kapitel 6.2 werden alle relevanten Informationen bereitgestellt. Aus der

Studie H<sub>2</sub>BrakeCO<sub>2</sub> geht hervor, dass eine weitere SWOT Analyse zu dem Hafen Brake nicht erforderlich ist, da das Hauptaugenmerk dort auf dem Umschlag von Getreide, Futtermitteln, Forstprodukten sowie Eisen und Stahlprodukten liegt (COSMO UG, 2021).

### **4.3 Schlussfolgerungen für die bremischen Häfen**

Obwohl in allen relevanten Nachbarhäfen der bremischen Häfen zahlreiche Aktivitäten und Projekte zum Thema Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten stattfinden, ist die Nachfrage nach Energie derzeit und auch zukünftig so groß, dass alle Seehäfen einen Beitrag zur Energieversorgung durch entsprechende Importe leisten müssen. Für die Bremischen Häfen könnten sich hier insbesondere Importe von Wasserstoff in Form von Druckwasserstoff für den sofortigen Markthochlauf und mittelfristig in Form von flüssigem Wasserstoff, ggfs. in Kombination mit dem Export von CO<sub>2</sub>, anbieten. Auch die lokale Produktion von grünem Methanol für die Verwendung als Kraftstoff, ggfs. ergänzt durch weitere Importe, könnte relevant sein, da sich mit Ausnahme von Antwerpen kein anderer Nachbarhafen damit befasst. Zudem könnte das Geschäftsmodell mit LOHC eine Rolle spielen, sofern in größerer Menge thermische Energie zur Dehydrierung im Hafen zur Verfügung steht oder gestellt werden kann. Auf Potenziale und Möglichkeiten der Bremischen Häfen wird in den nachfolgenden Abschnitten noch näher eingegangen.

## 5. Entwicklung der Wasserstoffherzeugung

Wasserstoff und Wasserstoffderivate sollen nach den nationalen und internationalen Strategien neben der direkten Nutzung von Strom den Hauptteil des Energiebedarfs abdecken.

In diesem Kapitel werden daher die Möglichkeiten der nationalen Strom- und Wasserstoffherzeugung betrachtet, um daraus Importbedarfe abzuleiten.

Durch die ambitionierteren Ziele der Politik, die sich im Bundes-Klimaschutzgesetz und dem europäischen Klimaschutzgesetz manifestieren, ist eine wesentlich schnellere (bis 2045) avisierte klimaneutrale Energieversorgung festgeschrieben.

Diese neue Festlegung bedingt eine entsprechende Anpassung aller vorher veröffentlichten Prognosen.

Die folgenden fünf Studien werden als die „Big 5“ zur Klimaneutralität bezeichnet und bilden die Grundlage für die weitere Betrachtung:

- dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“, Herausgeber Deutsche Energie-Agentur GmbH, Oktober 2021 (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021)
- Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Juni 2021 (Prognos et al., 2021)
- Gutachten „Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“ der Boston Consulting Group (BCG), Herausgeber Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Oktober 2021 (Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., 2021)
- Kurzbericht „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ von Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec GmbH, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Technische Universität Berlin, Herausgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Mai 2021 (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2021)
- Ariadne-Report „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“, Herausgeber Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Oktober 2021 (Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021)

Um die Strategien der Häfen beurteilen zu können, ist eine **Prognose des Energiebedarfs** und die **Möglichkeiten der inländischen Erzeugung** (Offshore Windparks landgestützte erneuerbare Energieerzeugung) erforderlich, um den daraus resultierenden **Importbedarf** zu ermitteln. Die in der Laufzeit dieser Studie geänderten Rahmenbedingungen machen es notwendig, die betrachteten Prognosejahre entsprechend den „Big 5“ auf die Jahre 2030 und 2045 festzulegen.

Für eine Klimaneutralität in 2045 ist zur Erzeugung regenerativer Energieträger, neben biologischen Quellen, zu einem großen Teil der Einsatz grünen Stroms notwendig.

### 5.1 Prognose des Energiebedarfs

Entscheidend für die Beurteilung des Energiebedarfs ist die Prognose des Endenergieverbrauchs in Deutschland.

In einem Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien wird beschrieben, dass, bis auf eine Ausnahme, die Studien einen Rückgang des Endenergieverbrauchs bis 2030 um rund 20 %, bis 2045 um rund 45 % erwarten (Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021). In der folgenden Abbildung wird diese erwartete Entwicklung anhand von verschiedenen Szenarien aus diesen Studien dargestellt:

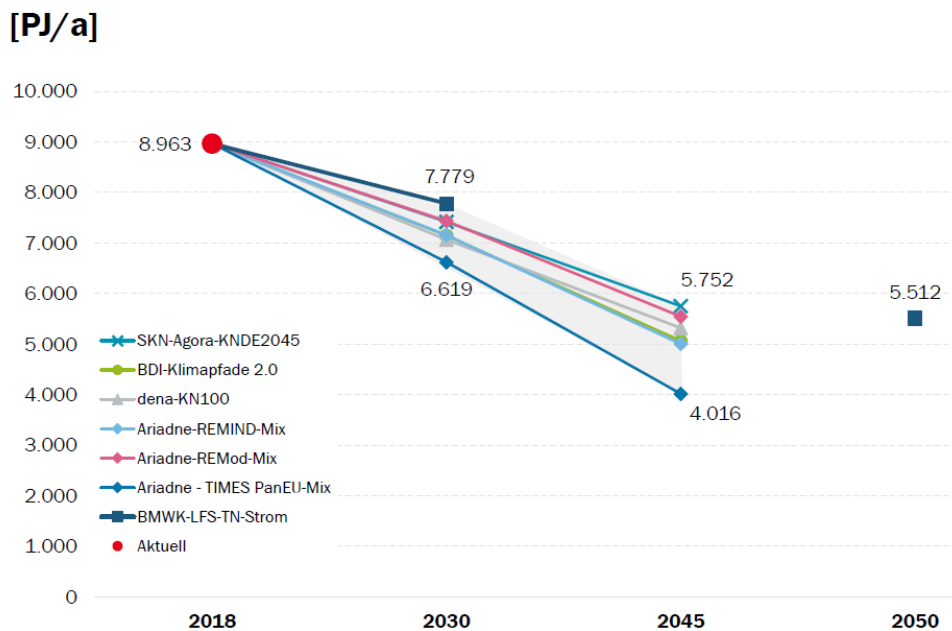


Abbildung 13: Endenergieverbrauch nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021)

Der sich daraus ergebende Rückgang des Endenergieverbrauchs von 8.963 PJ/a in 2018 auf einen Bereich zwischen 4.016 und 5.752 PJ/a für das Jahr 2045 scheint ambitioniert, dient aber als Grundlage für die weiteren Betrachtungen in dieser Studie.

Die in Kapitel 4.1.2 entwickelte Prognose zu dem Endenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 2030 und 2045 liegt innerhalb der Range der „Big 5“-Prognosen. Aus diesem Grund werden für die Berechnungen möglicher Importe über die Häfen Werte herangezogen, die oberhalb (dena-KN100) und unterhalb (SKN-Agora-KNDE2045) unserer Prognose liegen.

## 5.2 Möglichkeiten der inländischen Erzeugung von grünem Strom

Die Prognosen der inländischen Erzeugung von grünem Strom aus PV und Windkraft sind nach den politischen Entscheidungen und der damit verbundenen Verbesserung der Rahmenbedingungen erheblich gestiegen. Die Prognosen der einzelnen Studien der „Big 5“ weichen dabei bis zum Jahr 2045 erheblich voneinander ab.

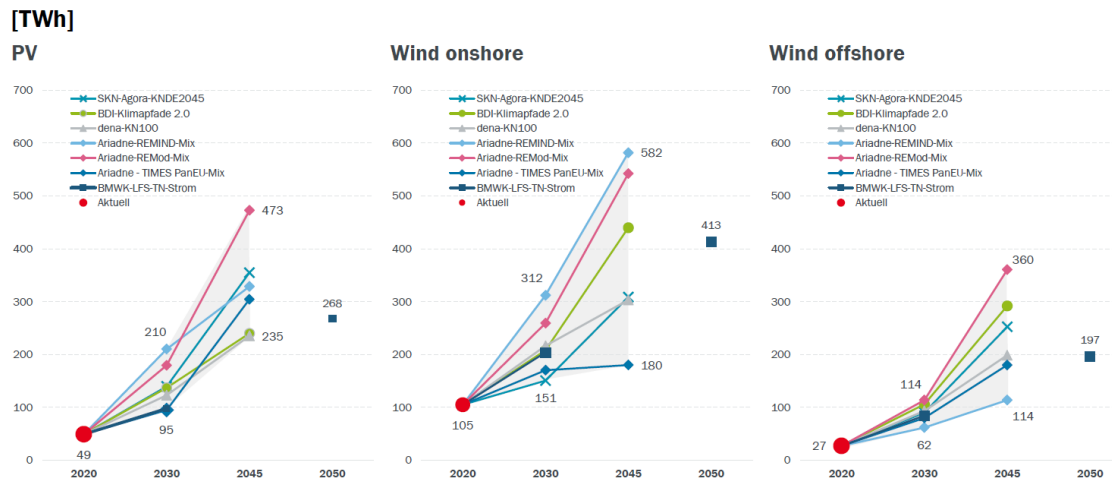


Abbildung 14: Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021)

## 5.3 Importbedarf von Wasserstoff und PtX

Um die Importbedarfe von Wasserstoff und PtX für die Deckung des Endenergieverbrauchs (EEV) beurteilen zu können, bedarf es einer Betrachtung des Verhältnisses von direktem Stromverbrauch zum Verbrauch regenerativer Energieträger.

Die „Big 5“ erwarten, dass Strom bis zum Jahr 2045 in allen Szenarien der dominante Energieträger im EEV sein wird. Der Stromanteil am EEV würde von „rund 20 % im Jahr 2020 auf 25 % bis 33 % im Jahr 2030 und auf 46 % bis 69 % im Jahr 2045“ steigen (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022).

In einem Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022) werden die Studien gegenübergestellt. Die überwiegende Anzahl der Szenarien in den Studien erwartet höhere Importe von Wasserstoff als dessen inländische Erzeugung. Die dena-Studie KN100 enthält dabei für das Jahr 2030 zusätzlich zu den hier gezeigten Wasserstoffmengen auch aus dem Ausland importierten blauen Wasserstoff von 5 TWh (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022).

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Das Angebot an Wasserstoff aus inländischer Erzeugung und Import wird wie folgt dargestellt.

[TWh/a]

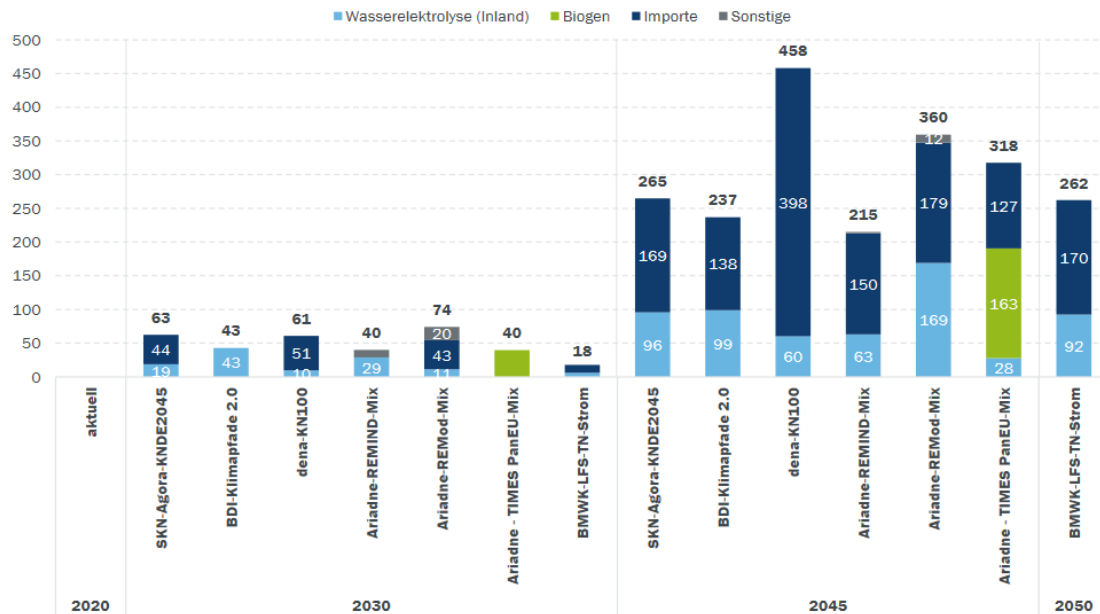


Abbildung 15: Wasserstoff-Angebot aus inländischer Erzeugung und Import nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022)

Daraus ergibt sich die Aufteilung der Nachfrage nach H2, PtG und PtL.

[TWh/a]

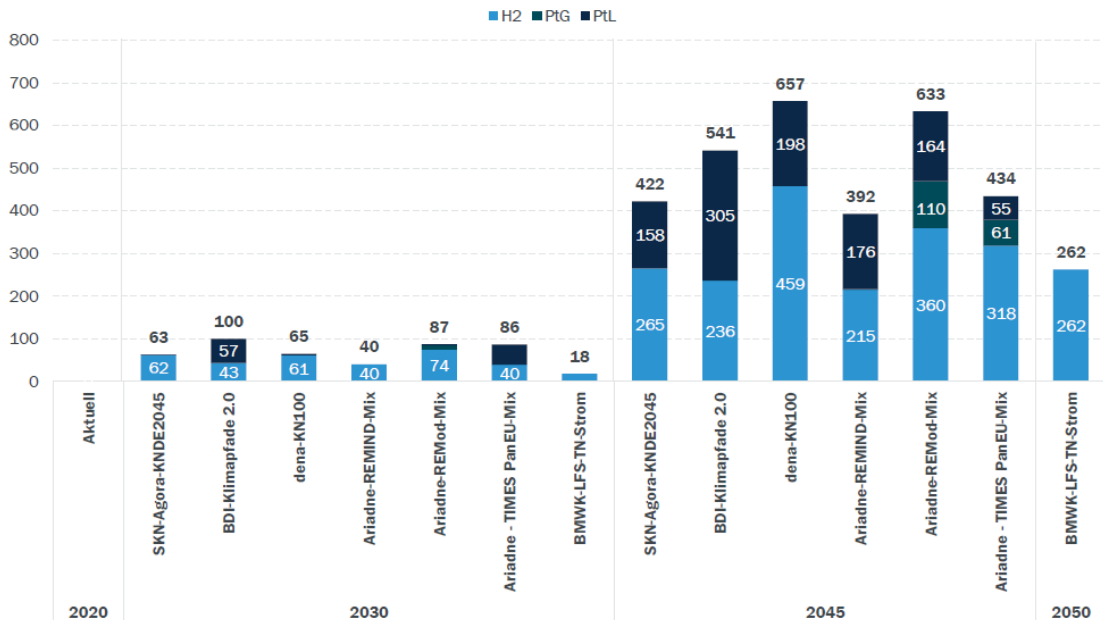


Abbildung 16: Nachfrage nach H2, PtG und PtL nach Prognos, BCG, ewi, Fraunhofer ISI, PIK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2022) (Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2022)

Für die folgende Betrachtung der Import-Möglichkeiten werden exemplarisch die beiden Studien dena KN100 und SKN-Agora KNDE2045 von 2021 gewählt. Für das Jahr 2045 liegt die dena-Studie im Szenario Klimaneutralität 100 (dena KN100) am oberen Extrem. Die Studie SKN-Agora KNDE2045 befindet sich mit seiner Prognose im Mittelfeld der betrachteten Studien.

#### 5.4 Abschätzung der Menge an Wasserstoff und Derivaten, die nach Deutschland eingeführt werden könnte

Ziel in diesem Kapitel ist es, eine mögliche Anzahl von Schiffanlandungen für den Energiebedarf in Deutschland abzuschätzen. Auf weiterführende Schlussfolgerungen aus diesem Kapitel für das Land Bremen wird im Kapitel 8 eingegangen.

In die Berechnung möglicher Schiffsankünfte fließen die Importbedarfe aus Abbildung 15 für die ausgewählten Studien ein. Als Schiff für den Import werden exemplarisch die Daten des von LH2 Europe geplanten LH2-Wasserstofftankschiffes mit einem Fassungsvermögen von 37.500 Kubikmetern für Transporte zwischen Schottland und Deutschland eingesetzt (LH2 Europe et al., 2022).



**Abbildung 17: Design eines LH2-Wasserstofftankschiffs von LH2 Europe (LH2 Europe et al., 2022). Artist impression of the liquid hydrogen carrier design by LH2 Europe and C-Job Naval Architects.**

Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich für den Import von Wasserstoff in flüssiger Form:

Für das Jahr 2030 entsprechend des Szenarios

- 575 Schiffsankünfte pro Jahr (KN100 der dena-Studie),
- 496 Schiffsankünfte pro Jahr (SKN Agora KNDE2045),

Für das Jahr 2045 entsprechend des Szenarios

- 4.485 Schiffsankünfte pro Jahr (KN100 der dena-Studie),
- 1.905 Schiffsankünfte pro Jahr (SKN Agora KNDE2045).

Die hohe Anzahl an Schiffsankünften im Jahr 2045 für diese Schiffsgröße zeigt auf, dass für einen Import von Wasserstoff per Schiff größere Schiffe geplant und gebaut werden müssten. Die hier verwendete Schiffsgröße ist in der Lage, mit einer Fahrt bis zu 0,089 TWh zu transportieren. Andererseits ist diese Schiffsgröße mit einer Länge von 141,75 Metern und einer Breite von 34,90 Metern für die Bremerhavener und Bremer Häfen handhabbar.

Betrachtet man im Vergleich dazu den Transport von komprimiertem Wasserstoff in 40'-Containern und legt ein Containerschiff mit 8.000 40'-Containern zugrunde, ergibt sich eine maximale transportierte Energiemenge von 0,32 TWh pro Fahrt.

Für das Jahr 2045 könnten die Importbedarfe an Wasserstoff gemäß KN100 der dena-Studie von 398 TWh/a oder der SKN Agora Studie von 169 TWh/a durch Pipelinekapazitäten ergänzt werden.

Laut dem Öko-Institut sind Pipelines bis 2.000 km Länge konkurrenzfähig. Mögliche Pipelinekapazitäten für Reichweiten bis 2.700 km Entfernung betragen gemäß der DMZ-Studie (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021) 45 TWh/a ohne Zwischenverdichtung und 190 TWh/a mit Zwischenverdichtung. Es entsteht ein Aufwand von 4 % für eine Anfangsverdichtung. Zusätzlich entsteht für die 190 TWh/a Pipeline ein Aufwand von 22,5 % der Energiemenge bei Nutzung einer externen Stromquelle zur Zwischenverdichtung.



Um entsprechende Pipelinekapazitäten zu erreichen, wird einiges an Zeit benötigt, um die Rahmenbedingungen zu schaffen. Voraussetzung ist die Verhandlung von Exportkapazitäten, die Planung und der Bau neuer oder die Umwidmung von bestehenden Pipelines. Den Vorteilen der relativ großen Transportkapazitäten mit Pipelines steht die Festlegung auf eine Punkt-zu-Punkt Verbindung und die Notwendigkeit einer Infrastruktur für den Weitertransport zur Verteilung im Inland entgegen.

Gemäß des Szenarios KN100 der dena-Studie könnten Importbedarfe für PtX für das Jahr 2030 4 TWh und für 2045 198 TWh betragen. Gemäß der SKN Agora Studie könnten Importbedarfe für PtX für das Jahr 2030 1 TWh und für 2045 158 TWh betragen.

Diese Bedarfe sind schon mit bereits existierenden Schiffen leichter zu bedienen als dies bei Wasserstoff der Fall ist. Dies liegt in erster Linie an der höheren Energiedichte pro Volumeneinheit der unterschiedlichen PtX, die bei synthetischen PtL am höchsten sind. Es ist die Möglichkeit zu bedenken, dass PtX als Wasserstoffträger eingesetzt werden können, die in Deutschland wieder in Wasserstoff reduziert werden. So könnte sich das Verhältnis von Wasserstoff- und PtX-Importen gegenüber den Studien noch hin zu PtX-Importen verschieben.

Als Beispiel für Energiemengen, die mit heute gängigen Schiffen transportiert werden können, seien Chemikalientanker mit Methanol mit 0,2 TWh, LNG-Tanker mit 1,1 TWh und Rohöltanker mit 3,77 TWh genannt (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021).

## **5.5 Schlussfolgerungen für die bremischen Häfen**

Wie bereits mehrfach erwähnt, sind die erforderlichen Importmengen an Energie in Form von Wasserstoff und seiner Derivate so groß, dass alle deutschen Seehäfen und damit auch Bremen und insbesondere Bremerhaven eine wichtige Rolle spielen werden. CGH2, LH2 und PtX-Energieträger sowie unter bestimmten Randbedingungen auch LOHC könnten dabei für die Bremischen Häfen besonders interessant sein.

## 6. Standortvergleich mit Wettbewerbshäfen

### 6.1 Bewertung und Analyse der Wettbewerbshäfen mit den Standortbedingungen in den bremischen Häfen SWOT Analysen

Im Folgenden werden die bremischen Häfen mit den Wettbewerbshäfen in Bezug auf ihre Chancen, Risiken, Stärken und Schwächen verglichen. Zum Schluss wird eine Übersichtstabelle erstellt, in welcher die Wettbewerbshäfen mit Hilfe von verschiedenen Standortfaktoren gegenübergestellt werden.

#### 6.1.1 Land Bremen

##### Bremerhaven

Bremerhaven hat bisher wenig fossile Energieträger für den Import zur Weiterleitung in das Hinterland umgeschlagen. Anders sieht es bei dem Umschlag flüssiger Kraftstoffe für die Versorgung des Hafenbetriebes aus, wo Erfahrungen z. B. für die Versorgung von Schiffen bestehen. Daher könnte man zu der Schlussfolgerung kommen, dass der Standort für Importe weniger geeignet ist als die Wettbewerbshäfen, welche aktuell schon mehr Energieträger umschlagen. Jedoch könnte sich das für erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff oder seine Derivate ändern, welches nachfolgend untersucht wird.

Im Folgenden wird eine Übersicht über die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken von Bremerhaven in Form einer SWOT-Analyse dargestellt.

Tabelle 37: SWOT-Analyse Bremerhaven

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Der Umschlag von flüssigen Kraftstoffen gehört in Bremerhaven zum Tagesgeschäft. Hierzu gibt es eine jahrzehntelange, ausgeprägte Expertise, die auch die Bereitstellung und Belieferung von Kraft- und Schmierstoffen für die Schifffahrt beinhaltet.</li> <li>– Zweitgrößter Containerterminal in Deutschland, Energieträger in Containern könnten umgeschlagen werden.</li> <li>– Ausbaufächen im Bereich südl. Fischereihäfen/Lüneplate</li> <li>– Potenzial für ein H2 Terminal im Weserbogen</li> <li>– Es ist eine sehr gute Straßen- und Schienenanbindung ins Hinterland vorhanden. Die Straßenanbindung wird zudem ausgebaut (Hafentunnel).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bisher wurden nur wenige Energieträger importiert. Umschlagsanlagen und Infrastruktur für Import müsste dafür erst errichtet bzw. ertüchtigt werden.</li> <li>– Die Luneplate sowie Unter- und Außenweser sind Natur- und Vogelschutzgebiete, mit denen im Rahmen jeglicher Entwicklungsprojekte eine Verträglichkeit organisiert werden muss (Helmut Gross, kein Datum)</li> </ul>

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bremerhaven verfügt über eine Anbindung an das Binnenwasserstraßennetz</li> <li>– Kurze Seeschifffahrtsanbindung, keine Revierfahrt erforderlich</li> <li>– In der Nähe befinden sich geeignete regionale Kavernen.</li> </ul>	
<p><b>Chancen</b></p>	<p><b>Risiken</b></p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hochlauf zur Wasserstoffwirtschaft durch Import von Druckcontainern über die Containerterminals.</li> <li>– CO<sub>2</sub> Sammelstelle und Export nach Norwegen für CCS /CCU-Verfahren per Drucktanks oder Container oder Nutzung für synthetische Kraftstoffe, mittels Import von H<sub>2</sub>.</li> <li>– Projekt MariSynFuel<sup>2</sup> legt Grundstein Produktion und Bunker-Service für synthetisches Methanol</li> <li>– Bunkerterminal für synthetisches Methanol (potenzieller Bunkerhafen für Maersk / Baltic Feeder)</li> <li>– Eine Umrüstung des Tanklagers mit einer Kapazität von ca. 100.000 m<sup>3</sup> Tankraum für „MeOH/EFuel-Ready“ wäre ohne Bedarf neuer Ausbauflächen und Beeinträchtigung von Naturschutzgebieten möglich.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Die Konzentration der zukünftigen H<sub>2</sub> Importkapazitäten liegt verständlicherweise eher auf bisherigen Energiedrehkreuzen wie Rotterdam und Antwerpen sowie in den LNG-Terminals in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven</li> <li>– Andere Häfen sind mit der Planung, der Genehmigung oder sogar der Errichtung deutlich weiter als Bremerhaven.</li> </ul>

**Stadt Bremen**

In Bremen gibt es den Neustädter Hafen, in welchem Container und Stückgut umgeschlagen wird. Zukünftig könnte hier ein CO<sub>2</sub>-Terminal angesiedelt werden. Im Industriehafen werden vor allem flüssige und feste Massengüter umgeschlagen. Erfahrungen im Umschlag von Energieträgern besitzen zudem ansässige Tanklagerunternehmen. In der nachstehenden Tabelle ist die SWOT Analyse aufgeführt.

---

<sup>2</sup> Die eingereichte Projektskizze MariSynFuel mit dem Langtitel „Synthetisches Methanol als maritimer Kraftstoff für die Schifffahrt aus Bremerhaven“ verfolgt das Leitziel, flüssige, synthetische Kraftstoffe zu etablieren, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen fossiler Energieträger durch wasserstoffbasierte Energieträger zu vermeiden. Kern des Vorhabens ist die Entwicklung und der Aufbau einer Anlage zur synthetischen („grünen“) Herstellung von Methanol im Demonstrationsmaßstab in Bremerhaven und die direkte Verwendung des Kraftstoffes in dem Neubau des Forschungsschiffs vom Alfred-Wegener-Institut „Uthörn“.

**Tabelle 38: SWOT-Analyse Bremen**

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Es ist eine gute Straßen- und Schienenanbindung vorhanden</li> <li>– In Bremen-Lesum existiert ein Salzgestein-Gasspeicher, welcher sich zur Speicherung von Wasserstoff eignet; zwei Kavernen werden zur Lagerung von Erdgas und 6 weitere zur Einlagerung von Diesel genutzt.</li> <li>– Durch Unternehmen der Mineralölbranche gibt es bereits Erfahrung in der Errichtung von Umschlaganlagen und Tanklagern, welche z.B. auf synthetisches Methanol oder auf LOHC übertragbar sein könnten</li> <li>– Über die Binnenschifffahrt könnten Energieträger in größerem Umfang ins Hinterland transportiert werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Ammoniaktransporte wären bis nach Bremen (Industriehäfen) nicht gefahrlos möglich; kritisch aufgrund langer Revierfahrt</li> <li>– Ammoniakumschlag in Bremen kritisch (Nähe zu Wohnbebauung)</li> <li>– Seeschifffahrtsanbindung mit Tiefgangrestriktionen und längere Revierfahrt</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Import für Stahlherstellung erforderlich; Green Hydrogen Coastline wird voraussichtlich nicht den H<sub>2</sub>-Bedarf des Stahlwerkes decken können</li> <li>– Das Land Bremen (Bremerhaven eingeschlossen) könnte eine Vorreiterrolle einnehmen, durch eine umfangreiche Wasserstoffstrategie der Enquetekommission, einer Vielzahl von Wasserstoffprojekten und dem Aufbau von Wasserstoffimport-Terminals</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Die Konzentration der zukünftigen H<sub>2</sub> Importkapazitäten liegt verständlicherweise eher auf bisherigen Energiedrehkreuzen wie Rotterdam und Antwerpen sowie in den LNG-Terminals in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven</li> <li>– Nähe zu Wohnbebauung im Bereich Industriehäfen und Neustädter Hafen</li> </ul>

### 6.1.2 Hamburg

Hamburg bietet vor allem durch die ortsansässige Industrie den Vorteil, direkte Abnehmer für den Wasserstoff zu haben. Hierdurch kann eine lokale Wasserstoff Nachfrage weitere Skalierungen fördern.

Weitere Vor- und Nachteile, sowie Chancen und Risiken sind in der folgenden Tabelle zu finden.

**Tabelle 39: SWOT-Analyse Hamburg**

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Der Standort des stillgelegten Kohlekraftwerks in Moorburg ist ideal für eine Elektrolyse, welche auch bereits geplant wird</li> <li>– Es wird von der ortsansässigen Industrie bereits grauer Wasserstoff genutzt, dieser könnte durch grünen substituiert werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Andere Häfen haben bessere Lage, vor allem für sehr große Schiffe, da Hamburg tidenabhängig ist und nur über eine lange Revierfahrt zur erreichen ist</li> <li>– Die Ausbaufäche ist durch Stadtlage relativ begrenzt</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– Die Nachfrage der Industrie und die kurzen Transportwege könnten einen kosteneffizienten Start ermöglichen</li> <li>– Laut Fernleitungsgasnetzbetreiber wird Hamburg früh an das bis 2030 entstehende Wasserstoffnetz angeschlossen</li> <li>– In der näheren Umgebung existieren ein Kavernen- und ein Porenspeicher</li> <li>– Hamburg verfügt über eine gute Anbindung an das Binnenwasserstraßennetz</li> <li>– Hamburg besitzt den größten Bahnhof Europas und verfügt über eine gute Anbindung an mehrere Bundesautobahnen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Seeschiffahrtsanbindung mit Tiefgangrestriktionen und lange Revierfahrt</li> </ul>
<b>Chancen</b>	<b>Risiken</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Im Hamburger Hafen werden in Deutschland die meisten Container umgeschlagen, Energieträger in Containern dürften leicht umgeschlagen werden können</li> <li>– Zum Hochlauf könnte lokale Nachfrage aus Eigenproduktion gedeckt werden</li> <li>– Hamburg hat durch die Kupferhütte und Produktionsstandort von ArcelorMittal (Direktproduktion) direkte Abnehmer für importierten oder örtlich hergestellten Wasserstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Andere Häfen werden zurzeit für LNG und H2 und seine Derivate bevorzugt (Wilhelmshaven, Brunsbüttel)</li> <li>– In Brunsbüttel und Stade soll jeweils ein LNG- und ein Ammoniak Terminal entstehen, was möglicherweise die Weiterfahrt bis nach Hamburg überflüssig machen wird</li> </ul>

### 6.1.3 Wilhelmshaven

Im Jahr 2021 wurde eine Standortanalyse über Wilhelmshaven erstellt, um zu überprüfen, ob sich der Hafen weiterhin als „Energiedrehscheibe“ betreiben lässt, welche aber anstatt auf fossile auf erneuerbare Kraftstoffe ausgerichtet ist. Zurzeit ist Wilhelmshaven der größte Import- und Umschlagshafen für Rohöl und Mineralölprodukte innerhalb von Deutschland. Des Weiteren hat Wilhelmshaven neben Hamburg den größten Kohleumschlag (Merkel Energy GmbH, 2021).

Bestehende Vorteile von Wilhelmshaven sind die Lagermöglichkeiten in der Region, wie zum Beispiel Speicherkavernen oder Tanklager. Insgesamt ist ein Speichervolumen von 4,1 Mio. m<sup>3</sup> vorhanden, welches momentan noch mit fossilen Energieträgern gefüllt ist. Diese Speichermöglichkeiten sind jedoch möglicherweise auch für Wasserstoff und seine Derivate geeignet und sind durch weiteres Ausbaupotential erweiterbar. Weitere positive Standortfaktoren sind die vorhandenen Kraftwerke, die Anbindung an eine Erdgasimportleitung und die Anbindung von Stromkabeln aus Offshore Windparks. Durch diese Standortbedingungen und diverse weitere Projekte, welche zukünftig anlaufen werden, hat Wilhelmshaven großes Potential weiterhin als Energiedrehscheibe zu fungieren, wie die folgende Tabelle zeigt (Merkel Energy GmbH, 2021).

**Tabelle 40: SWOT-Analyse Wilhelmshaven**

<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Tiefe Fahrrinne (18 m) und kurze Revierfahrt</li> <li>– Verschiedene Energieträger können im Hafen umgeschlagen werden</li> <li>– Viele und große verfügbare Hafen- und Ausbauflächen</li> <li>– Große Speicherkapazitäten in Wilhelmshaven und Umgebung</li> <li>– Terminal und Anlandepunkt für synthetisches Methan, Bio-Methan und Erdgas im Bau</li> <li>– Erfahrung im Umschlag mit Energieträgern ist vorhanden</li> <li>– Der Anschluss an das überregionale Erdgasnetz und Speicher Etzel wird zurzeit hergestellt (Fertigstellung 2022)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Restriktionen durch Naturschutzgebiete in der Nähe; Natura 2000 Flächen stellen an jegliche Vorhaben erhöhte Zulassungsanforderungen und erfordern geeignete Kohärenzmaßnahmen und -flächen</li> </ul>
<b>Chancen</b>	<b>Risiken</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Anlandung von H<sub>2</sub> aus Anrainerstaaten und der Nordsee durch geeignete Lage</li> <li>– Anlandung Strom von Offshore Windkraftanlagen und Anrainerländern</li> <li>– Importterminal für verflüssigten Wasserstoff oder gebundenen Wasserstoff (z. B. Ammoniak oder Methanol)</li> <li>– Industrielle Elektrolyse-Anlagen mit offshore-Windstrom zur Erzeugung grünen Wasserstoffs sowie Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Separation und Verflüssigung, zur Kohlenstoffgewinnung und Terminals zum Beladen von CO<sub>2</sub> bzw. Kohlenstoff</li> <li>– Uniper plant ein Importterminal und einen Ammoniak Cracker in Wilhelmshaven bis 2030</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Widerstand bei komplexen industriellen Projekten durch Umweltverbände</li> <li>– Im Gegensatz zum übrigen Europa und insbesondere den Nachbarländern wird in Deutschland nur erneuerbarer Wasserstoff gefördert</li> </ul>

Wilhelmshaven bietet einige Vorteile gegenüber anderen Häfen, welche zukünftig eine wichtige Rolle spielen können. Dies sind zum Beispiel die guten Tiefgangbedingungen für Seeschiffe, die bestehenden großvolumigen Lagerkapazitäten und der schon aktuell vorhandene Einsatz des Hafens als Energiedrehkreuz. Weiterhin gibt es genügend Ausbaureserven, um die in Zukunft benötigte Infrastruktur und Industrieanlagen und weitere Lagerkapazitäten anzusiedeln. Zudem ist die politische Unterstützung für die Ansiedlung von Importterminals für Erneuerbare Energieträger, nicht zuletzt durch die politischen Unsicherheiten in Osteuropa, stark angewachsen. Der Anschluss an das überregionale Erdgasnetz wird forciert und bereits umgesetzt. Somit bestehen insgesamt sehr günstige Bedingungen insbesondere für großmaßstäbliche Projekte zum zukünftigen Import von Energieträgern auf Wasserstoffbasis.

### 6.1.4 Brunsbüttel

Auch der Hafen in Brunsbüttel weist zum Teil gute Voraussetzungen für den Im- und Export von Wasserstoff auf.

Tabelle 41: SWOT-Analyse Brunsbüttel

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– LNG Terminal im Bau</li> <li>– Terminal für grünes Ammoniak geplant</li> <li>– Anbindung ans Hochspannungsnetz</li> <li>– Erfahrung mit vielen Arten von Energieträgern</li> <li>– Anschluss ans Erdgasfernleitungsnetz im Bau</li> <li>– Anbindung an Binnenschifffahrt</li> <li>– Kurze Revierfahrt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrrinne bei Hochwasser max. 14,6 m tief</li> <li>– Tideabhängigkeit</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Ausbauflächen für zusätzliche Industrieansiedlungen vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Räumliche Nähe zu Konkurrenzumschlagplätzen für grüne Energieträger</li> </ul>

### 6.1.5 Antwerpen

Der Hafen Antwerpen spielt neben Rotterdam bereits heute bei der fossilen europäischen seegestützten Energieversorgung eine bedeutende Rolle und dürfte auch für den Im- und Export von Wasserstoff gute Voraussetzungen bieten. Durch eine Vielzahl von innovativen Projekten sowie der bestehenden Infrastruktur ist in Antwerpen eine sehr gute Ausgangslage bezüglich erneuerbarer Energieträger vorzufinden. Dies wird durch die folgende Tabelle dargestellt.

Tabelle 42: SWOT-Analyse Antwerpen

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Antwerpen hat den zweitgrößten Containerumschlag in Europa, Energieträger in Containern können umgeschlagen werden</li> <li>– Antwerpen verfügt über Tanklager mit einer Kapazität von ca. 6,5 Mio. Tonnen</li> <li>– Gute Anbindung an den Binnen- &amp; Seeverkehr</li> <li>– Antwerpen und Rotterdam sind per Pipeline verbunden, welche momentan noch für Rohöl genutzt wird</li> <li>– Durch den Umschlag von Erdöl und Erdölprodukte konnte bereits Erfahrung gesammelt werden</li> <li>– Es besteht eine Anbindung zum Schienenverkehr und an diverse Autobahnen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Belgien hat einen geringen Anteil an erneuerbaren Energien im Energiemix (&lt; 20%) (Statista Research Department, Statista GmbH, 2022)</li> </ul>

Aufbau einer hafenzugehörigen Wasserstoffwirtschaft

<ul style="list-style-type: none"> <li>– Antwerpen besitzt innerhalb des Hafens und der Stadt ein gut ausgebautes Pipelinennetz</li> <li>– Geplanter Zusammenschluss mit Hafen von Zeebrugge, welcher sehr viel Erfahrung mit dem Umschlag von Energieträgern hat</li> </ul>	
<b>Chancen</b>	<b>Risiken</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Antwerpen akquiriert diverse Projekte zum Thema Wasserstoff und dessen Derivate (Siehe Kapitel 4.1.4), was dem Hafen eine Vorreiterrolle einbringen könnte</li> <li>– Antwerpen/ Belgien verfügt bereits über einen Wasserstoffbedarf, welcher durch den Import oder die Eigenproduktion dann gedeckt werden könnte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine Informationen über weitere Ausbauflächen vorhanden</li> <li>– Da bisher der EE Anteil recht gering ist, könnte es beim weiteren Ausbau zu Verzögerungen kommen</li> <li>– Deutschland möchte die inländische Importfähigkeit von erneuerbaren Energieträgern stark ausbauen, wodurch mehr Konkurrenz entstehen könnte und die Nachfrage in Antwerpen sinken kann</li> </ul>

**6.1.6 Rotterdam**

Rotterdam ist der größte europäische Seehafen, deutlich vor Antwerpen und Hamburg. Die Hälfte des Güterumschlags ist dabei heute schon flüssiges Massengut, wie etwa Rohöl, Mineralölprodukte oder LNG. Die Kapazitäten, die der Hafen von Rotterdam im Bereich der fossilen Energieträger aufgebaut hat, sollen in Zukunft erweitert werden, um die Handhabung von erneuerbaren Energieträgern wie Wasserstoff und seinen Derivaten sicherzustellen. Rotterdam vereint schon heute viele Vorteile, wie zum Beispiel die Lage in Mitteleuropa und die Nähe zu wichtigen Industriezentren. Im Folgenden sind dabei die Stärken, Schwächen, Risiken und die Chancen des Hafens in Tabellenform aufgelistet.

**Tabelle 43: SWOT-Analyse Rotterdam**

<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Voraussetzungen für Umschlag von Energieträgern in Container sind gegeben</li> <li>– Über den Rhein sehr guter Zugang zum europäischen Hinterland über die Binnenschifffahrt</li> <li>– Keine Einschränkungen beim Tiefgang</li> <li>– Bestehende Pipelines in große Industriecluster (z. B. Ruhrgebiet)</li> <li>– Standort wird an das zukünftige Europäische Wasserstoff Transportnetz angeschlossen</li> <li>– Niederlande allgemein besitzt eine sehr gut ausgebaute Energieinfrastruktur, besonders in Bezug auf Gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Niederlande hat einen sehr geringen Anteil an erneuerbaren Energien im Energiemix (&lt;15 %) (Statista Research Department, Statista GmbH, 2022)</li> </ul>



Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Neues Hafengebiet mit hohen Nachhaltigkeitsanforderungen und Umweltstandards – Überregionale Wahrnehmung</li> <li>– Es laufen viele Projekte, um den Import und die Verteilung erneuerbarer Energieträger zu forcieren</li> <li>– Niederlande möchte erneuerbare Energieträger in andere europäische Länder exportieren</li> <li>– Bis 2025 sollen ca. 500 MW Elektrolyseurkapazität installiert sein</li> <li>– Wenn Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern aus Industrieclustern steigt, sind die kurzen Transportwege ein Vorteil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Deutschland möchte die inländische Importfähigkeit von erneuerbaren Energieträgern stark ausbauen, wodurch mehr Konkurrenz entstehen könnte und die Nachfrage in Rotterdam sinken kann</li> <li>– Da bisher der EE Anteil recht gering ist, könnte es beim weiteren Ausbau zu Verzögerungen kommen</li> </ul>

### 6.1.7 Vergleich der Wettbewerbshäfen

In der folgenden Tabelle werden die einzelnen Eigenschaften und Gegebenheiten der Wettbewerbshäfen vergleichbar gemacht. Dabei wurden verschiedene Kategorien gewählt, welche einen Überblick über die Häfen geben sollen. Die Kategorien sind dabei der momentane Umschlag, die Verfügbarkeit von unterirdischen Gasspeichern, das Vorhandensein von Tanklagern, die Hinterland Anbindung und zusätzliche Fakten zu den Häfen.

## Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Tabelle 44: Vergleich der Wettbewerbshäfen Teil 1

	Kategorie	Bremerhaven	Bremen	Wilhelmshaven	Hamburg	Antwerpen	Rotterdam	Emden
Momentaner Umschlag	Container [Mio. TEU]	4,76	0,004	k.A.	8,5	12	14,3	0
	Container [Mio. t]	51,08	0,018	5,2	86,6	139,1	151,1	0
	Massen- /Stückgut [Mio. t]	nicht bekannt	4	2,5	29,2	26,8	95	5,5
	Energieträger flüssig [Mio. t]	nicht bekannt	nicht bekannt	20,6	9,3	53,8	160	0
	Gesamt [Mio. t]	56,1	10,4	28,3	126,3	230	436,8	5,5
	Erfahrung fl. Kraftstoffe	Vorhanden	Vorhanden	Vorhanden	Vorhanden	Vorhanden	Vorhanden	Vorhanden
Unterirdische Gas-speicher	Nähe / Distanz [km]	-	innerhalb & 35	21	45	nicht bekannt	nicht bekannt	25
	Arbeitsgasvolumen [Mio. m <sup>3</sup> ]	Dedesdorf (Volumen nicht bekannt)	461	3.962	111	nicht bekannt	nicht bekannt	2.612
	Erweiterungspotential	nicht bekannt	nicht bekannt	H2: 0,25 Mio. m <sup>3</sup>	nicht bekannt	nicht bekannt	nicht bekannt	Vorhanden
Tanklager	Kapazität Gas [Mio. m <sup>3</sup> ]	-	-	-	-	0,79	-	-
	Verwendung	Bunkerservice	Umschlag Kraftstoffe	nicht bekannt	-	Propan, RGP, Gase	-	-
	Kapazitäten fl. [Mio. m <sup>3</sup> ]	0,114	0,339	2,9	1,725	6,6	7,5	0,03
	Verwendung	Gasöl, HEL, HS	Mineralöl, MGO, Diesel, HEL	Mineralöl, HFO, Diesel, Kerosin, Ethanol, LPG, Biokraftstoffe	Heizöl, Diesel, Benzin, Schweröl, Paraffin, Heizbare Produkte	Mineralöl, Kerosin, Naphtha	Ölprodukte, Bioethanol, Methanol	Mineralölprodukte

## Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Tabelle 45: Vergleich der Wettbewerbshäfen Teil 2

	Kategorie	Bremerhaven	Bremen	Wilhelmshaven	Hamburg	Antwerpen	Rotterdam	Emden
Hinterlandanbindung [Anteilig der transportierten Güter ins Hinterland]	Straße	48,70%	k.A.	BAB (A29) führt unmittelbar auf das Terminalgelände	41,40%	34%	56%	kurze Entfernung zur BAB, nur eine BAB
	Schienen	48,20%	k.A.	- 16-gleisiger Vorstellbahnhof - 6-gleisige Anlage für komb. Verkehr	46,3%	7%	10%	Zweigleisig, voll elektrifiziert, höchste DB Lastklasse
	Binnenschifffahrt	3,2% Wenig genutzt	Gute Anbindung, 2020: 2,7 Mio. t über Bremen	Keine direkte Verbindung vorhanden	9,20%	44%	34%	Gut Anbindung, 2020: 1,5 Mio. t Binnenumschlag
	Pipeline (regional)	-	-	-	lokales H2-Netz für Unternehmen in Planung	- nach Rotterdam, Zeebrugge - 2020: 15%	-	Keine
	Pipeline (überregional)	Keine	ab 2025 Einbindung in HyPerLink	Anbindung ans Erdgasnetz 22/23 vorgesehen	2025 Anschluss an HyPerLink, 2030 Ausbau nach Dänemark	- ins Ruhrgebiet - nach Hessen - Nach Frankreich	nach Antwerpen	keine
Hafenbezogene Fakten	Weitere Ausbaufäche	Vorhanden	Bedingt verfügbar (Neustädter Hafen)	Verfügbar	-	-	-	1.300 ha
	Wassertiefe	12,8 - 14,5	11 max.	12 (I) und 18 (A)	12,8 m (max. 15m)	16 m max.	max. 24	9-10,5 (A) & 11,9 (I)
	Tideabhängigkeit	Nein	Ja	Nein	Ja	nicht bekannt	nicht bekannt	ja
	Besiedlungsdichte [P/km <sup>2</sup> ]	1120	1781	702	2.453	2.588	2.224	444
	Hauptwindrichtung (2021)	W - SW	SW	SW	W - SW	SW - S	SW	SW
	min. Distanz Wohngebiet [km]	~1 (Bereich Offshore-Terminal Bremerhaven)	~1	2	2	3,5	3	3

## 6.2 Übertragbarkeit des Projekts „Importhafen Brake“ und Ermittlung von Chancen und Risiken

Auf die Entwicklung der Region Brake Unterweser wurde im Projekt H<sub>2</sub>BrakeCO<sub>2</sub> (Stadt Brake (Unterweser), 2021) eingegangen. Dieses Projekt wurde im HyLand-Programm durchgeführt und Brake dabei als eine von 13 HyExperts-Regionen ausgewählt. Hierbei geht es um die Erstellung eines Gesamtkonzeptes zur Integration einer Wasserstoffinfrastruktur für den Seehafen in Brake und die umliegende Metropolregion. Dabei wurde die komplette Wertschöpfungskette von Erzeugung, Speicherung, Transport, Bereitstellung und Verwendung betrachtet.

Im Seehafen Brake werden hauptsächlich Getreide, Futtermittel, Forstprodukte, Eisen und Stahlprodukte umgeschlagen. Seeseitig ist der Hafen über die Unterweser und binnenseitig über die Weser und Hunte angebunden. Um den regionalen Wasserstoffbedarf zu decken, werden für den dafür notwendigen Elektrolyseur verschiedene Ausbaustufen in aufeinanderfolgenden Zeiträumen vorgeschlagen:

**Tabelle 46: Elektrolyseurkapazität in der Region Brake (Stadt Brake (Unterweser), 2021)**

Bis zum Jahr	Elektrolysekapazität [MW]
2025	10
2030	18
2035	25

Mit dieser Kapazität sollen bis zum Jahr 2045 die prognostizierten Wasserstoffbedarfe von ca. 10 Tonnen pro Tag bereitgestellt werden. Bei diesem Bedarf ist die eigenständige Methanol Herstellung in der Region mit einberechnet. Mit dem Methanol soll der Schiffsverkehr im Seehafen Brake auf erneuerbare Kraftstoffträger umgestellt werden (Stadt Brake (Unterweser), 2021).

Der Hafen Brake ist aufgrund seiner Lage und seiner strukturellen Gegebenheiten nicht mit den Bremischen Häfen vergleichbar. Die Hafenzentrale im Stadtzentrum bedingt nicht sehr ausgeprägte Ausbaupotentiale bezüglich der Hafenzentralflächen, welche für einen Energieträgerimport notwendig sind. Des Weiteren sind auch keine Großabnehmer für Wasserstoff oder seiner Derivate in der Umgebung angesiedelt, wodurch der Import von einer lokalen Nachfrage hätte profitieren können. Zudem sind benötigte Hinterland Anbindungen nicht im geeigneten Maßstab vorhanden und die Anbindung an das überregionale Erdgasnetz ist nicht gegeben.

Die Studie H<sub>2</sub>BrakeCO<sub>2</sub> fokussiert die Rolle des Hafens Brake auf die Anwendung von Wasserstoff im Hafenbetrieb. Es geht aus den verfügbaren und auswertbaren Unterlagen nicht hervor, dass Brake eine signifikante Rolle als Wasserstoffimporthafen einnehmen soll. Mit einer Stromkaje von 2,5 km und einem max. Tiefgang von 11,90 m ist der Hafen zwar prinzipiell geeignet, von Flüssigwasserstoff-Tankschiffen und kleineren/mittleren Flüssigkeitstankschiffen angefahren zu werden, dies würde aber zu Lasten des Umschlages der konventionellen Güter

gehen. Zudem ist der Abstand zur nächstgelegenen Wohnbebauung mit deutlich unter 1 km gering. Daher wird das Szenario an dieser Stelle nicht vertiefend betrachtet.

### **6.3 Schlussfolgerungen für die bremischen Häfen**

Der Vergleich der bremischen Häfen mit anderen Hafenstandorten in der Nordrange lässt erkennen, dass viele der Häfen bereits seit längerer Zeit an konkreten Planungen und teilweise auch an ersten Umsetzungen im Hinblick auf Wasserstoff und PtX-Energieträger arbeiten. Auch Partnerschaften einzelner Häfen mit Erzeugerländern und entsprechende Kooperationsvereinbarungen bestehen bereits an verschiedenen Standorten und werden weiterentwickelt. Für die bremischen Häfen besteht auf diesen Gebieten ein deutlicher Handlungsbedarf, um die bestehenden Potenziale und Möglichkeiten zu erschließen und nutzen zu können. Gerade in der jüngeren Vergangenheit geführte Gespräche und Verhandlungen von bremischer Seite mit entsprechenden Partnern lassen erfolgversprechende Ansätze erkennen, die konsequent vorangetrieben werden müssen, um die zeitnahe Realisierung entsprechender Projekte zu ermöglichen.

## 7. Szenarien für Nutzungspotenziale

### 7.1 Erarbeitung von Szenarien

#### 7.1.1 Import von H<sub>2</sub> und PtX

Die Importszenarien für H<sub>2</sub> und PtX wurden in Kapitel 3.3 beschrieben.

Für Bremerhaven bietet sich hierbei kurzfristig als zu realisierende Möglichkeit besonders der Transport von Druckwasserstoff in Containern an. Der Import von Methanol ist für Bremerhaven interessant, da er auch zum Bunkern von Seeschiffen genutzt werden kann. Überdies ist ein Import von flüssigem Wasserstoff oder komprimiertem Wasserstoff per Seeschiff mit kleineren oder mittleren Schiffen möglich. Auch Wasserstoff-Importe unter Einsatz von LOHC sind denkbar. Eine Abschätzung der Menge an Wasserstoff, die am Beispiel von Schottland nach Deutschland eingeführt werden könnte, ist auf Basis des Designs eines LH<sub>2</sub>-Wasserstofftankschiffs von LH<sub>2</sub> Europe in Kapitel 5.4 beschrieben.

Ein Import von Wasserstoff oder PtX-Energieträgern mit dem Binnenschiff hin zu den bremischen Häfen bietet sich nicht an. Vielmehr ist es denkbar, mit Seeschiffen nach Bremen oder Bremerhaven transportierte Energieträger mit entsprechenden noch zu entwickelnden Binnenschiffen von den bremischen Häfen aus ins Hinterland zu den entsprechenden Verbrauchern zu transportieren.

#### 7.1.2 Umschlag, Transport und Lagerung von Wasserstoff in Bremen und Bremerhaven

Es ist davon auszugehen, dass nur ein kleiner Teil von tiefkaltem flüssig angelandetem Wasserstoff dauerhaft weiter in gekühlter Form gelagert oder transportiert wird. Mit Ausnahme des Szenarios „Druckwasserstoff im Container“ bestehen bei allen Szenarien, in denen der Wasserstoff gasförmig weitertransportiert werden muss, Herausforderungen bei der Weiterverteilung des gasförmigen Wasserstoffs in das Hinterland. Dies betrifft sowohl die Lagerung als auch den Transport des Wasserstoffs. Für die Lagerung des angelieferten Wasserstoffs bietet die Region den großen Vorteil der Möglichkeit der Nutzung von Kavernen.

Das hat auch die Politik erkannt. In einer Sitzung des Magistrats Bremerhaven wurde am 6. November 2019 beschlossen, einen städtischen Anteil für die Kosten des Regionalmanagements „Wasserstoff“ zu tragen. Konkret wurde unter anderem beschlossen, Power-to-X-Potenziale für den Wirtschaftsstandort Bremerhaven zu fördern. Hierbei auch die „Speicherung bzw. Einlagerung von Wasserstoff z. B. in der Kaverne „Dedesdorf“ unter der Luneplate (Bremerhaven) sowie Distribution.“ (Magistrat der Stadt Bremerhaven, 2019)

Auch der Beschluss der Bremer Wasserstoffstrategie des Senats vom 21. Dezember 2021 über die „Wasserstoffstrategie Land Bremen“ enthält den Passus „Das Land Bremen bietet ideale

Bedingungen für die Produktion, Verteilung, industrielle Nutzung und den Import von Wasserstoff. Es besteht Zugang zu Windenergie aus der Region, zu Kavernen-Speichern und zu einer herausragenden Hafeninfrastruktur, die als zentrale Stärke für einen Wasserstoffstandort zählt.“ (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021)

Folgende drei Kavernenanlagen bieten zur Speicherung großer Mengen an Wasserstoff konkrete Möglichkeiten:

#### **Der Dedesdorfer Salzstock mit dem Kavernenbetreiber USG-Blexen GmbH**

Die Eignung wurde beim Besuch des Ministerpräsident Stephan Weil erörtert. Der Geschäftsführer Viktor Eberhardt der USG-Blexen GmbH, der SPD-Bürgermeisterkandidat Siemen und der Landratskandidat Frank Ahlhorn warben für die Einlagerung von Wasserstoff in den in Blexen gelegenen Kavernen. Nach Aussage von USG-Geschäftsführer Eberhardt kann die Kapazität schnell geschaffen werden. Von acht vorhandenen und zwei weiteren genehmigten Kavernen könnten einige für die Wasserstoffeinlagerung umgerüstet werden (Lutz Timmermann, 2021). Die mögliche Speicherkapazität beträgt 0,6 Mio. m<sup>3</sup> (Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten e V, 2021).

#### **Die Lesumer Kaverne**

Die Kaverne wird von der wesernetz Bremen GmbH betrieben. Insgesamt fasst die Gaskaverne Lesum, die sich circa 1.000 Meter unter der Erdoberfläche befindet, etwa 92 Millionen Kubikmeter Erdgas (wesernetz Bremen GmbH, kein Datum). Nach Endausbau beträgt die Speicherkapazität 215 Mio. m<sup>3</sup> (Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten e V, 2021).

#### **Die Kaverne Huntorf bei Elsfleth**

Die Kaverne Huntorf ist seit 40 Jahren in Betrieb und betreibt zurzeit sieben Kavernen zur Einlagerung von Erdgas. Der Energieversorger EWE, Muttergesellschaft der SWB, arbeitet an der Nutzung der Kaverne in Huntorf für Wasserstoff. Paul Schneider von EWE sieht für die Kaverne Huntorf die Möglichkeit, von dort das Bremer Stahlwerk mit Wasserstoff zu versorgen. Eine weitere Bedeutung könnte die Kaverne für die Häfen zwischen Bremen und Bremerhaven haben (Florian Schwiegershausen, 2020). Die Speicherkapazität hier beträgt 308 Mio. m<sup>3</sup> nach Endausbau (Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten e V, 2021).

Die Nutzung einer oder mehrerer dieser Kavernen sollte mit dem Transport des Wasserstoffs zwischen Bremen und Bremerhaven mit Anschluss an ein weiterführendes Pipelinennetz kombiniert werden. Hier kann regasifizierter Wasserstoff nach Anlandung von LH<sub>2</sub>, Wasserstoff aus regionaler Erzeugung und Wasserstoff aus möglicher Reduktion von PtX zusammengeführt werden. Auf weiterführende Schlussfolgerungen aus diesem Kapitel für das Land Bremen wird im Kapitel 8 eingegangen.

### **7.1.3 Wasserstoff und PtX für Eigenbedarf, Handel und regionale Nutzung**

Wie bereits beschrieben, ist davon auszugehen, dass sich im Land Bremen durch Großverbraucher wie z.B. Stahlwerk und Flughafen, aber auch durch kleinere und mittlere Abnehmer wie Industriebetriebe, Wasserstofftankstellen etc. ein erheblicher Bedarf an Wasserstoff ergeben wird. Dieser kann voraussichtlich durch lokale und regionale Produktionskapazitäten nicht gedeckt werden. Defizite müssen durch Importe von Wasserstoff aus Erzeugerländern abgedeckt werden, wobei den bremischen Häfen in dieser Hinsicht eine wichtige Rolle als Umschlagsplatz zukommen wird. Die importierten Mengen an Wasserstoff werden teilweise zur Deckung regionaler Bedarfe dienen, zu einem erheblichen Teil aber als Handelsgut zur Versorgung von Verbrauchern im Rahmen der Umsetzung der Energiewende ins Hinterland transportiert werden.

Im Hinblick auf PtX-Kraftstoffe kann insbesondere das Derivat Methanol mittel- und langfristig eine bedeutende Rolle in Bremerhaven einnehmen. Hier könnte einerseits ein Umschlag in Bremerhaven realisiert werden. Hier gibt es bereits größere Tanklager eines Unternehmens, das mit Kraftstoffen handelt. In diesem Unternehmen gibt es bereits Vorkenntnisse und insbesondere das Interesse, in dem Geschäftsfeld zukünftig tätig zu werden. Hier bietet es sich an, die Potenziale für Bremerhaven weiter zu untersuchen, insbesondere weil die Reederei Maersk Bremerhaven als möglichen Bunker-Hafen für Methanol für die Baltic Feeder in Betracht zieht.

Auch ein Umschlag in Kombination mit einer Eigenproduktion von synthetischem Methanol aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aus lokalen Quellen (prinzipiell verfügbare Quellen von CO<sub>2</sub> biogenen Ursprungs bzw. nicht vermeidbarem CO<sub>2</sub> aus Bremerhaven ausreichend für ca. 200.000 t Methanol pro Jahr) ist denkbar und könnte im Nachgang des zum 01.01.2023 in Bremerhaven startenden F&E Vorhabens MariSynFuel realisiert werden. Auch ein Tanklagerbetreiber aus Bremerhaven ist an dem Vorhaben beteiligt. Von dort könnte ggfs. auch ein Bunkerservice mittels Barge(n) organisiert werden.

Darüber hinaus kann synthetisch hergestellter Dieselmotorkraftstoff eine Rolle bei der CO<sub>2</sub>-neutralen Versorgung der Bremerhavener Containerterminals spielen. Eine lokale Produktion von synthetischem Dieselmotorkraftstoff ist derzeit in der Untersuchung.

## **7.2 Analyse der ausgewählten Szenarien**

### **7.2.1 Analyse Energieträger**

Um eine Szenarienanalyse zu ermöglichen und zu vereinfachen ist zunächst eine detaillierte Analyse der einzelnen wasserstoffbasierten Energieträger erforderlich. Die nachfolgenden Tabellen sollen in einem ersten Schritt zunächst eine kompakte Übersicht der wesentlichen Eigenschaften der verschiedenen Energieträger auf Basis von grünem Wasserstoff bieten und sollen so einen unmittelbaren Vergleich auf Basis technischer Daten ermöglichen (Tabelle 47, Tabelle 48, Tabelle 49, Tabelle 50).



## Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

---

Es ist bezüglich der Kategorie LOHC anzumerken, dass in den nachfolgenden Tabellen der Übersichtlichkeit halber nur die Daten des am besten dokumentierten LOHC, des Dibenzyltoluols (DiBT), angegeben wurden. Die Angaben zu Transport und Lagerung können aber auch auf die anderen LOHC übertragen werden.

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Tabelle 47: Vergleich der Energieträger Teil 1

Kategorie	CGH2	LH2	LOHC	grünes NH3	sMeOH	sLNG	sCH2O2	
gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]	33,3	33,3	2 (Speicherdichte)	5,2	6,3	15,4	1,8	
volumetrische Energiedichte [kWh/l]	1,33 bei 700 bar	2,36 bei -253 °C	1,8 (Speicherdichte)	3,2	4,4	6,29 kWh/l Gasphase	2,2	
Wirkungsgrad [%]	86-88	61	70	55-60	70	64	12 - 30	
Energetische Verluste	Konfektionierung für Transport:	12-14 % (700-800 bar)	25-30 %	2 %	37 %	30 %	22% Herstellung 10-25% Verflüssigung	-
	- Land	Energieaufwand für Transportmedium: LKW, Kesselwagen						
	- Schiff (Boil off)	-	0,52 %/d	-	-	-	0,1 %/d	
	- Pipeline	Druckerhöhung		-	-		Druckerhöhung	
	Entpacken am Zielort	-	9 %	30 %	10 %	20 % (Zerlegung zu H2 und CO2)	1-2 % CH4, 30 % zu H2 und CO2	Zerlegung zu H2 und CO2
größter Aufwand	Herstellort	Herstellort	Zielort	Herstellort	Herstellort	Herstellort	Herstellort	

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Tabelle 48: Vergleich der Energieträger Teil 2

	Kategorie	CGH2	LH2	LOHC	grünes NH3	sMeOH	sLNG	sCH2O2
Transportkapazität	LKW	1,1-1,5 t H2 40 Fuß Container > 500 bar	4,3 t H2	1,7 t H2	Ges. 28 t (5 t H2)	Ges. 29 t (3,5 t H2)	Ges. 10,5 t (2,625 t H2)	1 Flexitank (für LKW-Anhänger oder 1TEU): 24.000 l ges -> 1,27 t H2 (unverdünnte Säure)
	Binnenschiff		-	Bis zu 10.000 t	-	Bis zu 10.000 t	660 t	
	Bahn (Container od. Kesselwagen)		2,49- 3,12 t H2	Bis 120 m <sup>3</sup>	ges. 55 t	Ges. 70 t	Ges. 45 t	
	Transportzustand	Gasförmig (700 bar, 20 °C)	Flüssig (1 bar, -253 °C)	Flüssig (1 bar, 20 °C)	Flüssig (1 bar, -33 °C od. 9 bar, 20 °C)	Flüssig (1 bar, 20 °C)	Flüssig (1 bar, -164 °C)	Flüssig (1bar, 20°C)
	Stand der Technik Transport	Verfügbar	Erprobung	verfügbar (MCH) Erprobung (DBT)	Verfügbar (fossiles und grünes NH3)	Verfügbar (fossiles und grünes MeOH)	Verfügbar (fossiles und grünes LNG)	F&E Stadium

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Tabelle 49: Vergleich der Energieträger Teil 3

Kategorie	CGH2	LH2	LOHC	grünes NH3	sMeOH	sLNG	sCH2O2
Technische Risiken	<ul style="list-style-type: none"> <li>- H2-Versprödung</li> <li>- Hoher Diffusionskoeffizient</li> <li>- Geringe Zündenergie nötig (0,017 mJ)</li> <li>- Großer Zündbereich (4-75 Vol.%), H2-Flammen kaum sichtbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Materialwechselwirkungen (Kaltversprödung H2-Versprödung)</li> <li>- LH2-Tanks nicht &gt; 30 bar konzipiert</li> <li>- Sobald max. Druck erreicht ist, muss H2 abgelassen werden (Boil-off), vgl. CH2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abhängig von Trägersubstanz</li> <li>- Thermische Stabilität des LOHC-Systems sollte so hoch wie möglich sein</li> <li>- Thermische Zersetzungsprodukte können als Katalysatorgifte wirken</li> <li>- Je Zyklus geringe Zugabe an Frisch-LOHC nötig, nach 60 Zyklen komplette Regeneration nötig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Korrosiv ggü. Kupfer- und Nickellegierungen</li> <li>- Hochfester Stahl kann korrosionsanfällig sein.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leicht entzündlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leicht entzündlich</li> <li>- Entzündung bei Verflüssigung oder Regasifizierung möglich.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Korrosiv gegenüber Metallen</li> <li>- CO-Produktion bei Verdampfung</li> <li>- Leicht entzündlich</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Umweltverträglichkeit</li> <li>- Gesundheitliche Risiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutral</li> <li>- Nicht wassergefährdend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutral</li> <li>- Nicht wassergefährdend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gewässer- und gesundheitsgefährdend</li> <li>- Nicht biologisch abbaubar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gewässer- und gesundheitsgefährdend</li> <li>- Giftig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Giftig</li> <li>- Biologisch abbaubar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Klimaschädlich bei Freisetzung</li> <li>- Wenig wasserlöslich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ätzend</li> <li>- Giftig</li> <li>- Freisetzung von CO</li> </ul>

## Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Tabelle 50: Vergleich der Energieträger Teil 4

Kategorie	CGH2	LH2	LOHC	grünes NH3	sMeOH	sLNG	CH2O2
Verfügbarkeit der Technologie zur Herstellung	Verfügbar	Kommerzialisierung ab 2030 gepl.	Erprobung, dann Skalierung	Verfügbar	Skalierung erforderlich	Skalierung erforderlich	Skalierung erforderlich
Synergieeffekte/ Vorteile	Schnell umsetzbar	Relativ hohe Speicherdichte	Infrastruktur für Rohöl- bzw. Mineral-Ölprodukte (daher schnell realisierbar)	chem. Grundstoff; Kraftstoff, Brennstoff	Kraftstoff, Brennstoffzelle.	LNG/Erdgasinfrastruktur nutzbar	Handhabung
Lagerbedingungen/ bes. Anforderungen	Gefahrgut	Kryotanks (-253 °C)	Keine	Tiefkühlung (-33 °C) bzw. 9 bar	Gefahrgut	Kryotanks (-164 °C)	Gefahrguttransport ab >85%, drucklos, Umgebungstemperatur
Nutzung vorhandener Infrastruktur?	In Transportbehältern (Container) lagerbar	Terminal erforderlich für direkte Regasifizierung	Infrastruktur für Rohöl- bzw. Mineralölprodukte	Spez. Ammoniak Terminal erforderlich	Tanklager	LNG Terminal, für Erdgasnetz u. Kavernen Regasifizierung	In verwendeten Transportbehältern lagerbar
Relevant in folgenden Wettbewerbshäfen	Hamburg	Hamburg Rotterdam	Hamburg Wilhelmshaven Amsterdam Rotterdam	Wilhelmshaven Rotterdam Brunsbüttel Hamburg	Antwerpen	Zeebrugge Rotterdam Wilhelmshaven Stade Brunsbüttel	Lubmin ab 2025

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

In einem nächsten Schritt werden die einzelnen wasserstoffbasierten Energieträger einer SWOT Analyse unterzogen, um die individuellen Stärken und Schwächen, Chancen und Risiken herauszuarbeiten (Tabelle 51, Tabelle 52, Tabelle 53, Tabelle 54, Tabelle 55, Tabelle 56).

**Tabelle 51: SWOT-Analyse grünes Ammoniak**

<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Vergleichsweise hohe vol. Energiedichte</li> <li>– Etabliertes Herstellverfahren</li> <li>– Bekannte Verfahren zur Zerlegung</li> <li>– Vergleichsweise geringer Energieaufwand für Zerlegung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Verfahren zur Herstellung besonders energieaufwändig</li> <li>– Gesamtwirkungsgrad geringer als bei anderen Möglichkeiten</li> <li>– Besondere Infrastruktur und große Abstände für Umschlag erforderlich (u. U. bis 1,8 km; bes. Sicherheitsvorkehrungen)</li> </ul>
<b>Chancen</b>	<b>Risiken</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Direkter Einsatz als Schiffskraftstoff</li> <li>– Verwendung in der Grundstoffindustrie</li> <li>– Potenzial Ammoniakbrennstoffzelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hohe Toxizität</li> <li>– Wassergefährdend</li> <li>– Korrosiv</li> </ul>

Ammoniak wird bereits als Grundstoff in der Industrie benutzt. Diese Nutzung kann vergleichsweise schnell auf grünen Ammoniak umgestellt werden. Die Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff ist noch nicht in einem großen technischen Maßstab entwickelt. Der größte Nachteil ist die hohe Toxizität von Ammoniak, welche die Handhabung erschwert.

**Tabelle 52: SWOT-Analyse sLNG**

<b>Stärken</b>	<b>Schwächen</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Vergleichsweise hohe Energiedichte</li> <li>– Ggfs. bestehende LNG- und Erdgas- Infrastruktur kann eingesetzt werden</li> <li>– direkt als Erdgassubstitut einsetzbar</li> <li>– gute Speicherfähigkeit in Erdgaskavernen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bei Zerlegung wird Energie (800 °C) und Wasser benötigt (Dampfreformierung)</li> <li>– LNG-Terminals sind aktuell in Deutschland erst in Vorbereitung (Stade, Brunsbüttel, Wilhelmshaven)</li> <li>– Verflüssigung/Transport energieaufwändig</li> <li>– Boil-off Verluste beim Transport</li> <li>– Technologie zur Herstellung von sLNG noch in der Skalierung</li> <li>– Niedriger Wirkungsgrad mit Regasifizierung</li> <li>– CO2 Bilanzierung</li> </ul>
<b>Chancen</b>	<b>Risiken</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bestehende Geräte bei Endnutzern können weiterverwendet werden</li> <li>– Bestehende Erdgasnetze können weiterverwendet werden</li> <li>– Speicherbarkeit in bestehenden Kavernen</li> <li>– Kombination mit CCS/CCU</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Klimaschädlich bei direkter Freisetzung</li> <li>– Leicht entzündlich</li> </ul>

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Der größte Vorteil von sLNG ist das Vorhandensein einer weiterhin nutzbaren Infrastruktur. Bei der Verbrennung werden jedoch Treibhausgase freigesetzt, welche entweder am Verwendungsort eingefangen werden müssten oder am Herstellungsort unter hohem Energieaufwand aus der Luft getrennt werden müssten.

Tabelle 53: SWOT-Analyse LH2

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine negative Klimarelevanz bei Freisetzung</li> <li>– Keine Zerlegung am Zielort erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ges. Wirkungsgrad niedriger als bei anderen Varianten (Transportdistanzen geringhalten)</li> <li>– Hoher Energieaufwand für Verflüssigung und Kühlung</li> <li>– Hoher Boil-off</li> <li>– I.d.R. Regasifizierung erforderlich</li> <li>– Hohe Anforderungen an das Material</li> <li>– Noch in der Erprobungsphase</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Höhere vol. Energiedichte als CGH2</li> <li>– Direkter Einsatz in Luft-/Raumfahrt</li> <li>– Flexibler Einsatz nach Regasifizierung möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sehr leicht entzündlich</li> <li>– Materialbeständigkeit (Kaltversprödung, Diffusion)</li> <li>– Kryogener Transport ins Hinterland oder Regasifizierung im Umschlaghafen erforderlich</li> <li>– Bei Einspeisung in Erdgaspipeline in größeren Mengen wieder Ausspeisung erforderlich (ansonsten zu hohe Verdünnung bez. des Energiegehaltes)</li> </ul>

Grüner flüssiger Wasserstoff setzt bei der Verwendung keine Treibhausgase frei. Der Transport bedingt jedoch einen hohen technischen Aufwand, welcher sich noch in der Erprobungsphase befindet und deshalb noch nicht im nötigen Maßstab verfügbar ist.

Tabelle 54: SWOT-Analyse CGH2

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine negative Klimarelevanz bei Freisetzung</li> <li>– Keine Zerlegung am Zielort erforderlich</li> <li>– Vergleichsweise hoher Wirkungsgrad/geringe Verluste</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Niedriger vol. Energiedichte</li> <li>– Materialanforderungen</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mit Import per Container könnte kurzfristig begonnen werden (insbes. Demo-Vorhaben)</li> <li>– Container kommerziell verfügbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sehr leicht entzündlich</li> <li>– Materialbeständigkeit (Diffusion)</li> </ul>

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Die technische Machbarkeit ist gegeben und findet bereits Anwendung. Der große Nachteil ist die geringe Energiedichte im Vergleich mit anderen Energieträgern.

Tabelle 55: SWOT-Analyse LOHC (für DiBT, im Prinzip auf NEC und MCH übertragbar)

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Beladenes LOHC (DiBT) ist nicht entflammbar</li> <li>– Keine besonderen Anforderungen an Lagerung</li> <li>– Umschlaginfrastruktur für Mineralölprodukte kann genutzt werden</li> <li>– Flüssig bei 1 bar und 20 °C</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Beladung und Entladen des LOHC erfordern besonderen Aufwand</li> <li>– Rücktransport des entladenen LOHC erforderlich</li> <li>– Niedrige vol. Energiedichte</li> <li>– „Verschleiß“ beim LOHC (thermische Stabilität, nach ca. 60 Zyklen vollständige Aufarbeitung erforderlich)</li> <li>– Größter technischer Aufwand am Zielort</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zeitnah umsetzbar (z. Zt. Erprobungsphase)</li> <li>– Ggfs. containerbasierte Lösungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Wassergefährdend, nicht biologisch abbaubar</li> <li>– Gesundheitsgefährdend</li> </ul>

Der unproblematische Transport und die Nutzung bestehender Infrastruktur sind die Vorteile. Der Nachteil ist der geringe technische Reifegrad und der hohe energetische Aufwand am Zielort.

Tabelle 56: SWOT-Analyse sMethanol

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hohe H2 Speicherdichte</li> <li>– Hohe Energiedichte, direkt als Energieträger oder chem. Grundstoff einsetzbar</li> <li>– Umschlag, Lagerung und Transport als Flüssigkeit bei Umgebungsbedingungen</li> <li>– Gut biologisch (aerob) abbaubar, daher keine Wassergefährdung und damit idealer maritimer Treibstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sofern direkt H2 benötigt wird, ist Zerlegung notwendig</li> <li>– Zerlegung benötigt Anlagentechnik und Energie</li> <li>– Bisher wenige direkte Anwendungen für Methanol als Energieträger an Land etabliert</li> <li>– CO2 wird für Herstellung benötigt</li> <li>– CO2 Bilanzierung: Klimaneutralität nur dann gegeben, wenn CO2 aus der Luft oder biogenen Prozessen kommt.</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Potenzieller Schiffskraftstoff (z.B. Maersk)</li> <li>– Nutzung in Motoren und Brennstoffzellen</li> <li>– Umschlag-/Lagermöglichkeiten in Bremen</li> <li>– Bisher befasst sich nur Antwerpen mit dem Energieträger</li> <li>– Vergleichsweise niedrige Gesteungskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Leicht entzündlich</li> <li>– Giftig bei Aufnahme</li> </ul>



Methanol wird bereits im kleineren Umfang als Kraftstoff im Schiffsverkehr in Pilotanwendungen genutzt. Die Handhabung ist technisch ausgereift. Zur Herstellung wird jedoch CO<sub>2</sub> benötigt, d.h. Klimaneutralität ist nur gegeben, wenn das CO<sub>2</sub> aus der Luft abgeschieden wird (auch langfristig unwirtschaftlich), aus biogenen Prozessen kommt oder, im Falle einer fossilen CO<sub>2</sub>-Quelle, bei der Nutzung des Methanols vollständig aufgefangen und anschließend entweder in unterirdischen Speichern endgelagert oder erneut als Rohstoff verwendet wird. Die Zerlegung in Wasserstoff ist energieaufwendig, allerdings ist diese i.d.R. nicht erforderlich.

In einem dritten Schritt werden dann noch einmal die individuellen Vor- und Nachteile gegenübergestellt (Tabelle 57).

**Tabelle 57: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der einzelnen Energieträger auf Wasserstoffbasis**

	<b>PRO</b>	<b>Kontra</b>
H <sub>2</sub> (Druck- u. Flüssigwasserstoff)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– weniger Konversionsverluste</li> <li>– kohlenstofffrei</li> <li>– schneller Hochlauf durch große Einzelabnehmer</li> <li>– Nutzung im Schwerlastverkehr</li> <li>– Power &amp; Heat in zukünftigen Turbinen möglich</li> <li>– Weiternutzung bestehender Erdgasinfrastruktur mögl. (ggfs. Ertüchtigung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– bei Flüssigwasserstoff hohe Anforderungen an Transport bzw. Lagerung bzw. Regasifizierung</li> <li>– Innovationen in der chemischen Industrie benötigt, um als Plattformmolekül zu dienen</li> <li>– Direktnutzung als Energieträger für thermische Prozesse in der Industrie erfordert Neuentwicklungen (Brennertechnologie, Prozessführungen, etc.)</li> <li>– lange Transportstrecken teuer</li> <li>– Boil-off Problematik bei LH<sub>2</sub></li> </ul>
Synth. CH <sub>4</sub> (sLNG)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ausgebaute Infrastruktur, bewährte Technologie</li> <li>– Weiternutzung in bestehendem Markt</li> <li>– Weiternutzung der LNG Infrastruktur</li> <li>– Transportkapazitäten vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– große Mengen an CO<sub>2</sub> benötigt, Problematik der Herkunft bzw. CO<sub>2</sub>-Verrechnung, wenn Import aus Nicht-EU-Ländern</li> </ul>
Synth. MeOH	<ul style="list-style-type: none"> <li>– nutzbar als Grundstoff in Industrie und für Energiebereitstellung (Direktmethanol-Brennstoffzelle)</li> <li>– kosteneffizienter Transport + Lagerung</li> <li>– direkt nutzbar bei chem. Prozessen</li> <li>– wird bereits importiert</li> <li>– sichere Handhabung, gute mikrobielle Abbaubarkeit auch im Wasser</li> <li>– bei bestehenden Verbrennungstechnologien beimischbar</li> <li>– potenzieller Schiffskraftstoff der Zukunft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– große Mengen an CO<sub>2</sub> benötigt, Problematik der Herkunft bzw. CO<sub>2</sub>-Verrechnung, wenn Import aus Nicht-EU-Ländern, klimaneutral nur, wenn CO<sub>2</sub> aus biogenen Prozessen oder aus der Luft stammt.</li> </ul>

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

grünes NH3	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Potential, um Düngemittelindustrie kurzfristig zu dekarbonisieren</li> <li>– kohlenstofffrei, keine CO2 Kreislaufwirtschaft notwendig</li> <li>– günstig, solange keine Rekonversion durchgeführt wird</li> <li>– potenzieller Schiffskraftstoff der Zukunft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Giftigkeit hindert öffentliche Akzeptanz</li> <li>– große Abstände zu Wohnbebauung erforderlich</li> <li>– Zerlegung aufwändig</li> <li>– für petrochemische Industrie nicht nutzbar</li> <li>– geringer TRL von Alternativverfahren (Plasmalyse) zu Ammoniumcrackern</li> <li>– NOx Emissionen bei Verbrennung</li> </ul>
LOHC (DiBT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– effizienter Wasserstofftransport ohne CO2</li> <li>– bestehende Infrastruktur für Mineralölprodukte nutzbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– geringe Technologiereife</li> <li>– komplexe Lieferkette (Rücktransport des dehydrierten LOHC zum Ursprungsort erforderlich)</li> <li>– gesamte Wertschöpfungskette aufgrund komplexer Dehydrationsanlagen sehr teuer</li> <li>– Wärmequelle für Dehydration nötig</li> <li>– LOHC nicht stabil, muss nach spätestens 60 Zyklen komplett regeneriert werden</li> </ul>
Synth. Ameisensäure	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Transport bei Umgebungsbedingungen möglich</li> <li>– Technische Infra- und Suprastruktur für Produktion bereits vorhanden</li> <li>– Erfahrung im Umgang vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– geringe Technologiereife</li> <li>– geringe Energiedichte</li> <li>– nicht direkt als Kraftstoff nutzbar</li> <li>– ätzend</li> <li>– Zerfall während des Umschlags möglich, Freisetzung von CO (Giftigkeit)</li> <li>– große Mengen an CO2 benötigt, Problematik der Herkunft bzw. CO2-Verrechnung, wenn Import aus Nicht-EU -Ländern</li> </ul>

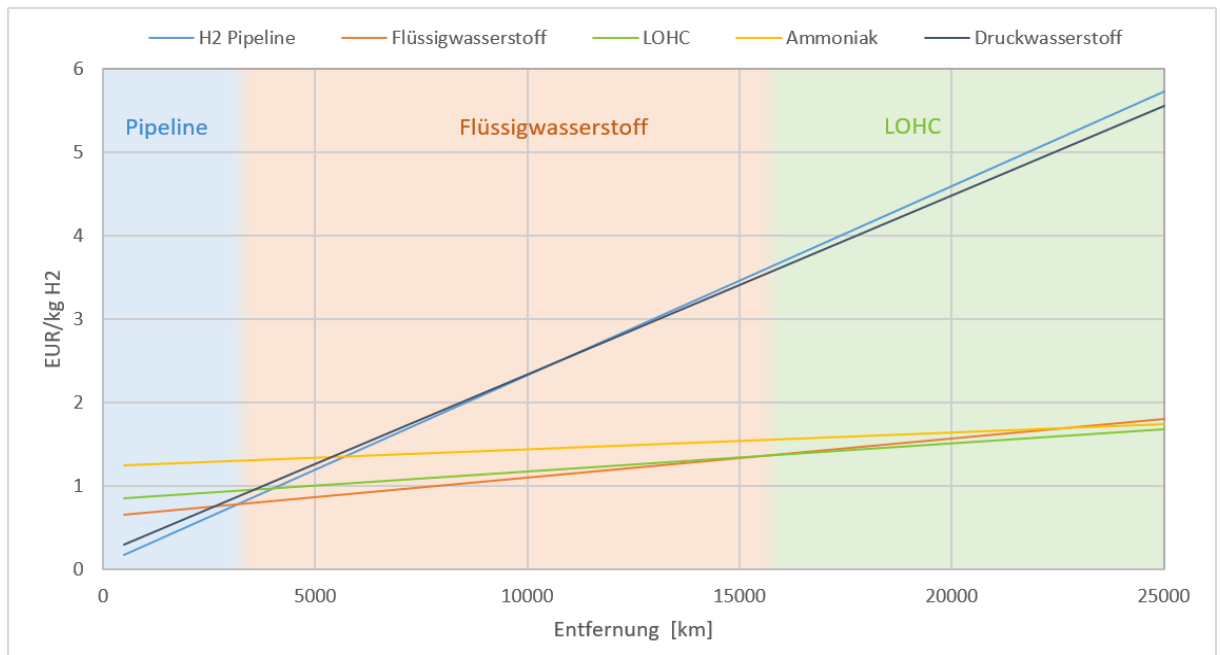
**7.2.2 Transportkosten der Wasserstoffträger**

Die Transportkosten für die einzelnen Energieträger sind in verschiedenen Studien berechnet und dargestellt worden. In diesen Studien werden unterschiedliche Grundannahmen und Voraussetzungen getroffen, wodurch die einzelnen Ergebnisse nur bedingt miteinander vergleichbar sind. Zudem werden in einigen Studien die Kosten mit EUR/kg H2 angegeben, in anderen mit EUR/kWh. Ersteres lässt sich jedoch mit einem Umrechnungsfaktor von 25 in letzteres umwandeln, sodass eine Vergleichbarkeit hergestellt werden kann. Des Weiteren werden

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

nicht in jeder Studie alle praktikablen Wasserstoffderivate berücksichtigt. Jedoch lassen sich aus diesen Ergebnissen Schlussfolgerungen bezüglich der Kostenintensität der einzelnen Transportvarianten ableiten, wodurch eine Vergleichsmöglichkeit geschaffen werden kann.

In der Studie des Joint Research Center der Europäischen Kommission, welche im Jahr 2021 veröffentlicht wurde, sind die Transportkosten für Wasserstoff und anderer Energieträger abhängig von den Transportdistanzen dargestellt.



**Abbildung 18: Transportkosten in Abhängigkeit von der Entfernung für 1 Mt H2, Daten aus (The European Commission's science and knowledge service, 2021)**

In der Studie wird erwähnt, dass die Kosten stark von der Distanz, der Menge, dem Einsatzgebiet und von der vorhandenen Infrastruktur abhängig sind. Bei dem Pipelinetransport ist zudem zu erwähnen, dass hierbei von einem Neubau der Pipeline Infrastruktur ausgegangen wird, wodurch die Kosten durch den Umbau vorhandener Erdgaspipelines um bis zu 50 % signifikant gesenkt werden können und somit auch bei noch größeren Distanzen im Vorteil sein können.

Eine weitere, nicht prognostizierbare Variable sind die Stromkosten, welche die Rekonversionskosten am Zielort maßgeblich negativ beeinflussen können. Zudem ist bei Wasserstoffträgern wie Ammoniak oder Methanol zu beachten, dass diese in einer gewissen Menge in der Industrie als Grundstoff benötigt werden und deshalb die Umwandlung am Zielort entfallen kann. Wird die benötigte Menge der Industrie jedoch überschritten, ist eine kostenintensive Rekonversion des Ammoniaks oder des Methanols am Zielort nötig und die Gesamtkosten verändern sich.

In Abbildung 19 sind die Transportkosten beispielhaft für eine Distanz von 2500 km und eine Wasserstoffmenge von 1 Million Tonnen pro Jahr wiedergegeben. Hierbei ist gut erkennbar,

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

dass die Kosten für die Rekonversion bei LOHC (Beispiel DiBT) und Ammoniak den größten Teil der Gestehungskosten ausmachen. Bei der Variante "Lo" wird ein Strompreis am Herstellungsort und Zielort von jeweils 10 und 50 EUR/ MWh und bei "Hi" von 50 und 130 EUR/ MWh angenommen. Die Energiekosten am Zielort haben somit den größten Einfluss auf die Gesamtkosten von LOHC und Ammoniak. Des Weiteren wäre eine günstige Wärmeverfügbarkeit für die Dehydrierung des LOHC am Zielort ein entscheidender Kostenfaktor und beeinflusst erheblich die Wirtschaftlichkeit gegenüber anderen Energieträgern.

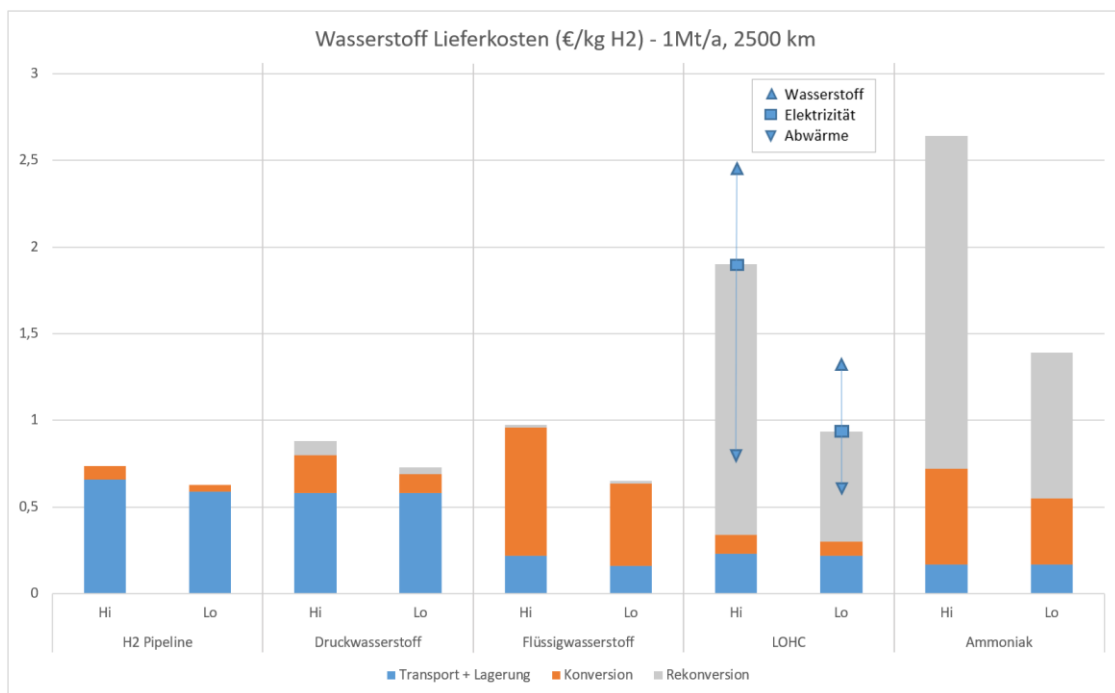


Abbildung 19: H2 Lieferkosten für 1 Mt/a und 2.500 km Transportdistanz, Daten aus (The European Commission's science and knowledge service, 2021)

Anfang 2021 wurde von der belgischen Hydrogen Import Coalition, unter anderem bestehend aus den Häfen Antwerpen und Zeebrugge sowie dem Energieversorger Engie, eine Studie veröffentlicht, in welcher die Gesamtkosten für die Energieträgerherstellung und den Energieträgertransport nach Belgien untersucht wurden. Dabei wurden alle hier ebenfalls betrachteten Energieträger aus weltweit verteilten Produktionsstandorten miteinander verglichen. Die Ergebnisse dieser Betrachtungen können aufgrund ähnlicher Standortbedingungen auf die bremischen Häfen übertragen werden und lassen zumindest tendenziell Rückschlüsse auf die entsprechenden Transportkosten zu.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

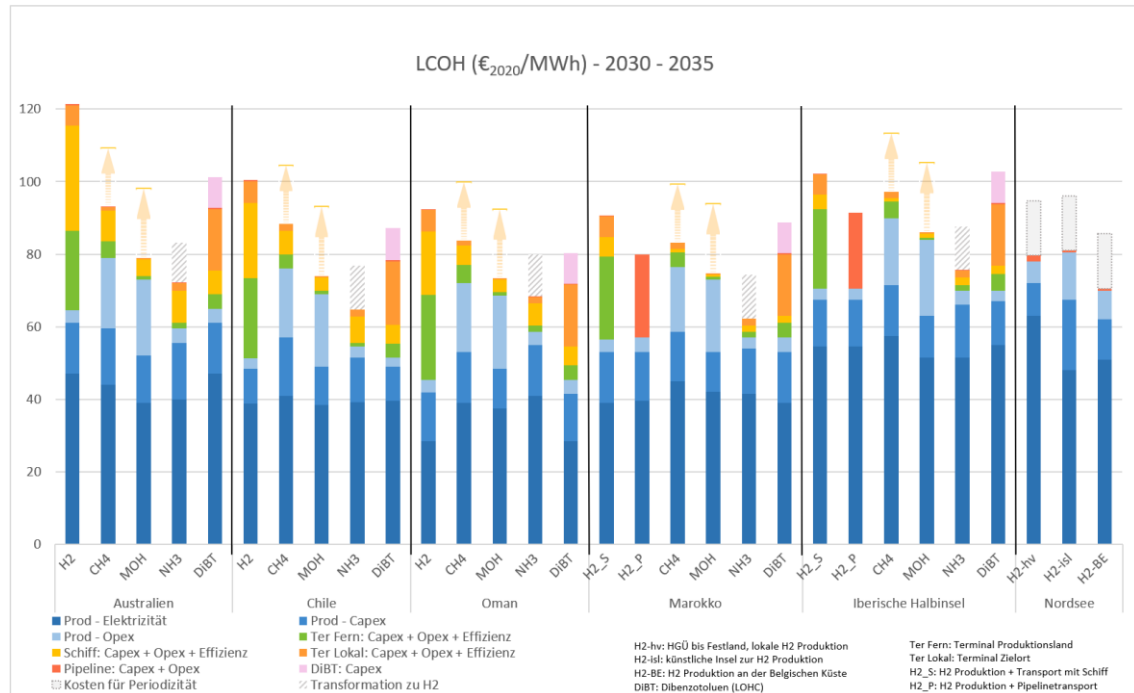


Abbildung 20: Geschätzte spezifische Kosten für Wasserstoff (LCOH - Levelized Cost of Hydrogen) im Zeitraum 2030 bis 2035, Daten aus (Hydrogen Import Coalition, 2021)

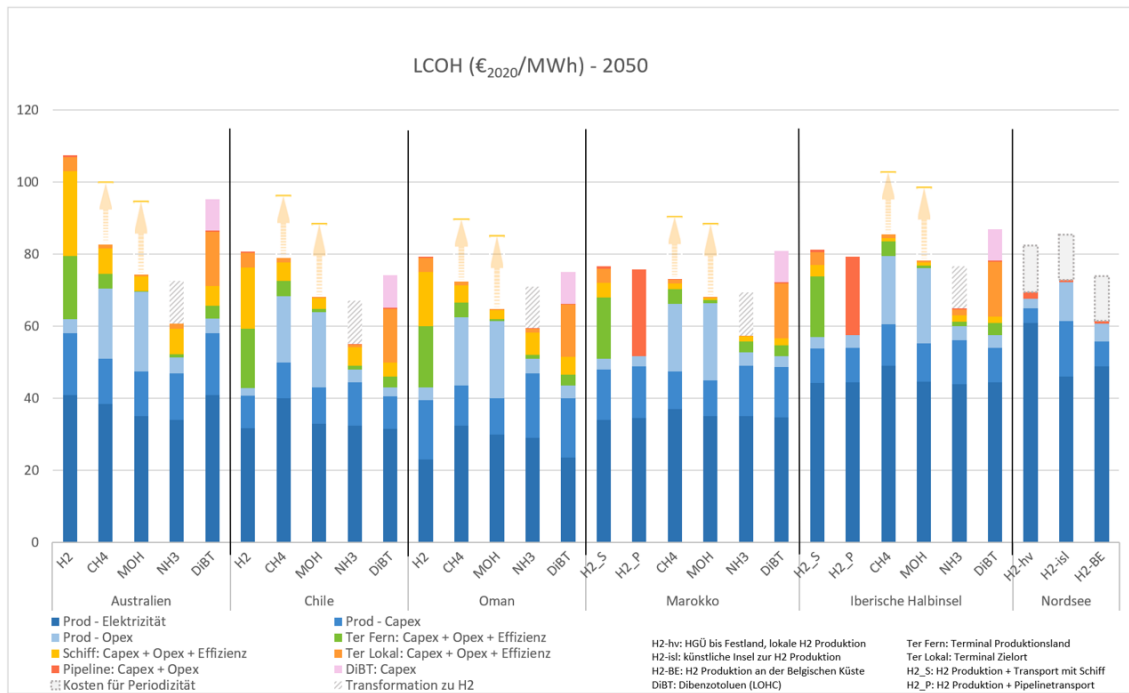
Abbildung 20 zeigt die prognostizierten Kosten für den Zeitraum 2030 – 2035. Dabei ist festzustellen, dass der größte Anteil der Kosten bei der Erzeugung der benötigten Strommengen („Prod – Elektrizität“) für den Herstellungsprozess der Energieträger anfallen. Zudem ist für die Autoren der Studie nicht absehbar, welche Kosten die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für die Herstellung von Methan oder Methanol anfallen werden. Diese beeinflussen jedoch maßgeblich den wirtschaftlichen Vergleich mit den anderen Energieträgern. Die jeweilige Schwankungsbreite wird mit einem Pfeil in Abbildung 20 dargestellt. Dabei wurde die Gewinnung des CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft (Direct Air Capture Verfahren) angenommen. Das bereits angesprochene Thema der Zerlegung von Ammoniak zu Wasserstoff und Stickstoff wird hier ebenfalls dargestellt. Diese ist sehr kostenintensiv, muss jedoch, nachdem die Industrie ausreichend mit Ammoniak als Grundstoff versorgt ist, in dem jeweiligen Importland durchgeführt werden.

Anzumerken ist dabei, dass die Wasserstoffgestehungskosten bei Import bei etwa 3-4 €/kg und damit in etwa in der gleichen Größenordnung liegen werden, wie bei der Produktion mittels Offshore-Windenergie in der Nordsee. Nur der Transport von flüssigem Wasserstoff über lange Distanzen (Australien, Chile, Oman) ist aufgrund der Kosten für die Kühlung während des Schiffstransports (-253 °C, gelber Balken in der Abbildung) deutlich kostenintensiver als die anderen Varianten, so dass hieraus gefolgert werden kann, dass der Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff nur über kürzere Distanzen, d.h. 2.500 km oder weniger wirtschaftlich sinnvoll ist (z.B. „Iberische Halbinsel“ bzw. „Marokko“ in Abbildung 20).

Bei der LOHC-Variante Dibenzyltoluol (DiBT in der Abbildung 20) sind die Kosten für die Dehydrierung am Zielort und die Kosten für das LOHC selbst die entscheidenden Kostentreiber, die die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den anderen Varianten negativ beeinflussen. Das deckt

Aufbau einer hafenzugehörigen Wasserstoffwirtschaft

sich mit Angaben zu dem LOHC MCH, die von der Mitsubishi Corporation für SPERA Hydrogen verbreitet werden und Angaben von A. Castelein (Port of Rotterdam) zitieren (Kogure, 2022). Des Weiteren wird in der Studie ein Ausblick der zu erwartenden Kosten im Jahr 2050 gegeben, vgl. Abbildung 21. Langfristig ist demnach mit Wasserstoffgestehungskosten von ca. 3 €/kg für importierten Wasserstoff zu rechnen.



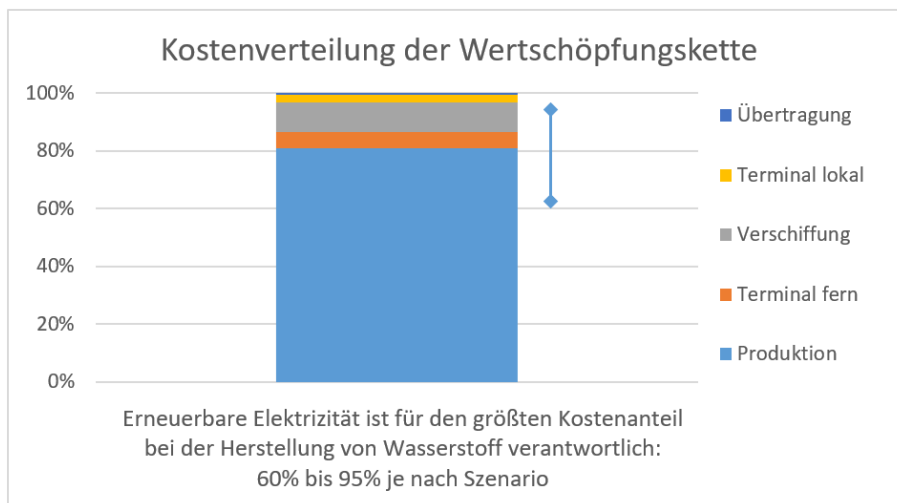
**Abbildung 21: Geschätzte spezifische Kosten für Wasserstoff (LCOH - Levelized Cost of Hydrogen) im Jahr 2050, Daten aus (Hydrogen Import Coalition, 2021)**

Auch in diesem Ausblick wird deutlich, dass es derzeit keinen absehbaren „Gewinner“ geben wird, sondern höchstwahrscheinlich mehrere Energieträger parallel an Bedeutung gewinnen werden. Beim Transport von flüssigem Wasserstoff über lange Distanzen und beim LOHC Dibenzyltoluol sind auch langfristig deutlich höhere Gestehungskosten zu erwarten als bei den anderen Energieträgervarianten.

Der beschleunigte Markthochlauf einer Technologie kann die Langzeitaussichten einer anderen Technologie negativ beeinflussen, da diese dann aus dem Blickfeld fallen könnte und möglicherweise nicht weiter vorangetrieben werden würde. Die technologischen Hürden bei dem LOHC Verfahren oder bei dem Transport von verflüssigtem Wasserstoff über lange Distanzen von deutlich über 2.500 km könnten den anderen Energieträgern gesteigerte Aufmerksamkeit zu Teil werden lassen. Bei Methanol beispielsweise fällt die Transportdistanz kostenmäßig nicht sehr stark ins Gewicht, so dass es durchaus interessant sein kann, Methanol auch aus fernerer Ursprungsländern wie Australien oder Chile zu importieren. Voraussetzung ist hier allerdings, dass für die Bilanzierung und Bepreisung des für die Herstellung benötigten und bei der Nutzung freigesetzten CO<sub>2</sub> eine international anerkannte Regelung gefunden wird.

Die lokalen Gegebenheiten, wie zum Beispiel die Verfügbarkeit von Abwärme aus Industrieprozessen oder günstigem Strom aus erneuerbaren Quellen, kann ebenfalls entscheidende Bedeutung für die lokale Wirtschaftlichkeit eines zu importierenden Energieträgers haben (z.B. wenn eine Abwärmequelle lokal für die Zerlegung von Ammoniak zur Verfügung steht).

In Abbildung 22 ist dargestellt, wie sich die Kostenverteilung über die gesamte Wertschöpfungskette darstellt. Hierbei ist ersichtlich, dass der größte Teil der Gesamtkosten durch die Stromgewinnung verursacht wird und die Verteilungskosten einen geringeren Anteil einnehmen.



**Abbildung 22: Verteilung der Kosten zur H<sub>2</sub> Produktion, Daten aus (Hydrogen Import Coalition, 2021)**

Abschließend bleibt festzustellen, dass die Gestehungskosten und der Transport der verschiedenen Energieträger sich auf einem ähnlichen Niveau bewegen und vor allem durch die Marktreife und der Technologieverfügbarkeit des jeweiligen Prozesses entschieden werden können. Die zurzeit beschleunigte europäische Energiewende könnte den Transport und die Verwendung des LOHC- Verfahrens oder des flüssigen Wasserstoffes über Distanzen von deutlich über 2.500 km nachteilig beeinflussen, da andere Technologien dann kostengünstiger wären.

### 7.2.3 Ökologische Betrachtung von Importstrategien für klimaneutrale Energieträger

Um den Einfluss verschiedener Importstrategien auf die Umwelt abschätzen zu können, wurde eine rudimentäre Ökobilanzierung durchgeführt. Diese ist eine der gängigsten Methoden, um den Umwelteinfluss eines Prozesses im Laufe seines Lebenszyklus zu analysieren. Angefangen bei der Rohstoffbeschaffung über die Produktion, die Nutzung, die End-of-Life-Behandlung, die Wiederverwendung einzelner Komponenten und die endgültige Entsorgung. Mit den Ergebnissen der Ökobilanzierung kann die Entstehung bestimmter Umweltbelastungen zwischen Lebenszyklusphasen oder Prozessschritten erkannt und möglicherweise verhindert werden. Um eine erste Abschätzung der Umweltwirkungen der verschiedenen Speichermöglichkeiten von Wasserstoff zu treffen, wurde ein „Cradle-to-Gate“ Ansatz gewählt. Die Ökobilanz wird nach

der international gültigen Norm ISO 14040:2006 (DIN ISO14040:2006, 2006) durchgeführt. Diese Norm unterteilt die Ökobilanz in vier verschiedene Phasen:

1. Definition von Ziel und Umfang: Bewertung des Umweltprofils der Speicherung von Wasserstoff,
2. Lebenszyklus-Inventarisierung (LCI): Inventare für die Input-Produktion, z. B. Chemikalien, Energie, Wasser und andere Einflüsse, aus der ecoinvent-Datenbank v3,
3. Lebenszyklus-Folgenabschätzung (LCIA) erfolgt über Midpoint Kategorien,
4. Auswertung der Ergebnisse.

Ziel der Analyse ist die Betrachtung der Umwelteinflüsse bei dem Transport von Wasserstoff über die identifizierten Transportmöglichkeiten aus Kapitel 2.3, wobei der Fokus auf einigen relevanten Technologien liegt. Das Inventar der Berechnung läuft ausschließlich über die Datenbank ecoinvent v3. Demnach werden alle Inputströme aus bereits vorhandenen Datensätzen zur Berechnung herangezogen. Ecoinvent bietet Hintergrund-Daten, um die Datensuche für Ökobilanzen zu erleichtern. Die ecoinvent-Datenbank ist Marktführer auf dem Gebiet der Ökobilanz-Datenbanken.

Die Emissionskategorien für die Midpoint-Berechnung können wie folgt erläutert werden:

Der **kumulierte Energiebedarf** umfasst den Verbrauch an Energie über den gesamten Lebenszyklus, der bei der Herstellung, Nutzung und Entsorgung eines Produkts/ Prozesses anfällt. Unter der Kategorie des Energieverbrauchs wird keine weitere Umrechnung in spezifische Wirkungskategorien vorgenommen. In dieser Berechnung werden die Energieverbräuche vorerst außenvorgelassen, da die Datengrundlage nicht genau spezifiziert werden kann.

Das **Erschöpfungspotenzial (Depletion potential)** oder die Menge der verbrauchten Schlüsselmaterialien wird derzeit in kg Material pro kg des Zielprodukts berechnet. Ressourcen sind definiert als grundlegende Bausteine, die zur Herstellung eines Produkts benötigt werden (z. B. Kohle (Rohstoff für die Stromerzeugung), Öl, Gas, Schwefel, Eisen, Phosphor, Sand, Kupfer usw.). Es ist zu beachten, dass die Gewichtung der einzelnen Rohstoffverbrauchswerte auf den verfügbaren Ressourcen und der Nachfrage nach den spezifischen Materialien basiert. Je geringer die Reserven eines Rohstoffs und je höher die weltweite Verbrauchsrate, desto knapper ist dieser Rohstoff und desto höher ist daher der Gewichtungsfaktor. Die folgenden Ressourcenverknappungen können dieser Wirkungskategorie zugeordnet werden:

- Fossiler Raubbau (FD), angegeben in kg Öl-äquivalent
- Metallabbau (MD), angegeben als kg Fe-Äquivalent
- Wasserverbrauch (WD) (m<sup>3</sup>)

Die Emissionswerte werden zunächst getrennt als Wasser-, Luft- und Bodenemissionen berechnet. Außerdem können sie in verschiedene Äquivalente aufgeteilt werden. Die **Wasseremissionen** umfassen sowohl die Gesamtmenge der Emissionen im Wasser als auch die ökologischen Auswirkungen der emittierten Chemikalien. Die folgenden Emissionen können dieser Wirkungskategorie zugerechnet werden:

- Marine Ökotoxizität (Meco), angegeben als kg 1,4-DCB-Äquivalent



- Marine Eutrophierung (ME), angegeben als kg N-Äquivalent
- Süßwasserökotoxizität (FWeco), angegeben in kg 1,4-DCB-Äquivalent
- Süßwasser-Eutrophierung (FEW), angegeben in kg P-Äquivalent

Die **Luftemissionen** werden mit einem Faktor gewichtet, der ihre Potenz in Bezug auf die globale Erwärmung, Versauerung und das Ozonabbaupotenzial widerspiegelt und beziehen sich auf die folgenden Wirkungskategorien:

- Erderwärmungspotenzial (GWP), angegeben als kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent
- Photochemische Oxidantienbildung (POCP) -kg NMVOC, angegeben als Ethylen-Äquivalent
- Ozonabbaupotenzial (ODP), angegeben als kg Fluorchlorkohlenwasserstoff -11-Äquivalent
- Partikelbildung (PMF) mit einem aerodynamischen Durchmesser von weniger als 10 µm

**Feste (Abfall-)Emissionen** umfassen alle Materialien, die auf einer Deponie entsorgt werden. Recycelte oder wiederverwendete Materialien werden nicht als fester Abfall betrachtet.

- Terrestrische Versauerung (TA), angegeben als kg SO<sub>2</sub>-Äquivalent
- Terrestrische Ökotoxizität (TE), angegeben als kg 1,4-Dichlorbenzol-Äquivalent

**Landnutzung** ist eine Bewertung der Umweltauswirkungen auf die biologische Vielfalt durch Landnutzung und Landschaftsänderung. Die folgenden Auswirkungen sind mit dieser Kategorie verbunden:

- Landwirtschaftliche Bodennutzung (m<sup>2</sup>a)
- Natürliche Landumwandlung (m<sup>2</sup>)
- Urbane Landnutzung (m<sup>2</sup>a)

Das **Toxizitätspotenzial** bezieht sich auf die folgenden Wirkungskategorien:

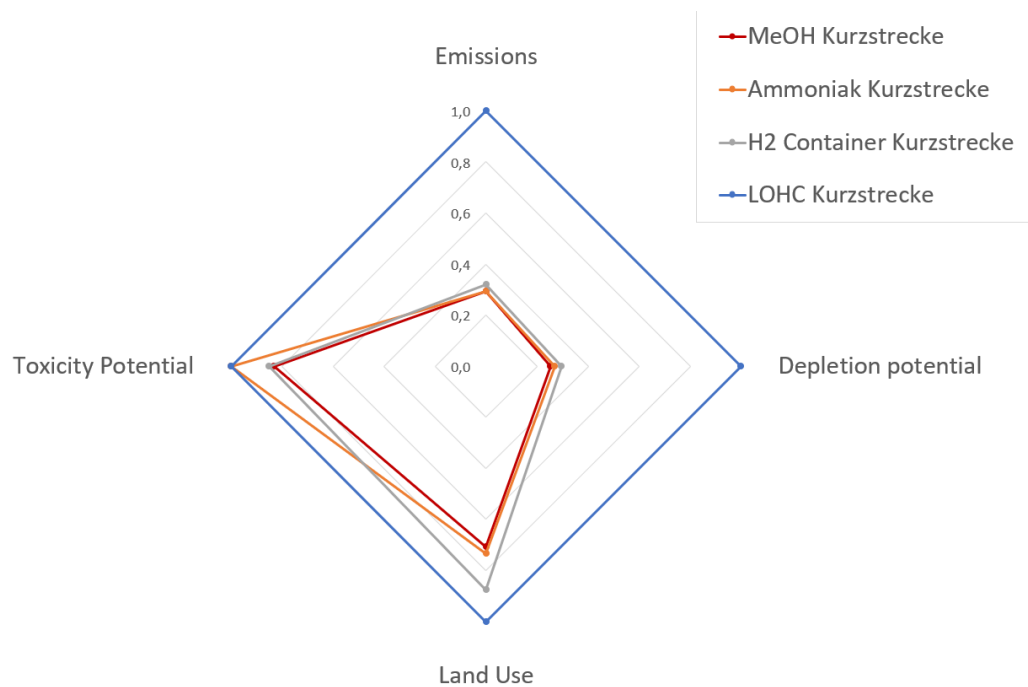
- Humantoxizität (HT), angegeben als kg 1,4-Dichlorbenzol-Äquivalent
- Ionisierende Strahlung (IR), angegeben in kg U235-Äquivalent

Zudem wird auch das Risikopotenzial dargestellt. Es spiegelt die Gefahr von Unfällen bei der Herstellung, der Verwendung und dem Recycling eines Produkts wider. Die für die einzelnen Produkte verwendeten Werte sind nicht absolut, sondern nur vergleichend. Als folgende Bewertungsgrößen werden die statistischen Daten der Berufsgenossenschaften zu Arbeitsunfällen, Transportunfällen, Missbrauchsgefahren, Anlagensicherheit, Brandverhalten etc. verwendet. Für den Wasserstofftransport kann das Risikopotential erst bei der Detailplanung berücksichtigt werden. In diesem ersten Schritt der ökologischen Betrachtung wird es nicht in die Berechnung mit eingebunden.

Die Ergebnisse einer Ökobilanzierung sind in keiner Weise als absolut zu betrachten, sondern müssen im Rahmen der Systemgrenzen analysiert werden. In diesem zunächst vereinfachten Ansatz wurde die Herstellung von Wasserstoff via Elektrolyseverfahren und unter der Nutzung

von grünem Strom betrachtet. Der Wasserstoff wird im Erzeugerland zum Hafen und anschließend, je nach Speichermöglichkeit, weiterverarbeitet. Mit dem Schiff werden dann entweder Wasserstoffdruckcontainer, LOHC oder Methanol nach Bremerhaven transportiert. Vorort wird ein weiterer Transport oder eine Dehydrierung in Betracht gezogen. Das Methanol kann direkt verwendet werden. Für den direkten Vergleich wurde die Berechnung daher auf die Energiemenge 1 kWh bezogen. Die Prozessketten aus Kapitel 2.3 werden als Systemgrenzen des jeweiligen Wasserstofftransportes als Berechnungsgrundlage verwendet.

Da die Ergebnisse auf den ersten Blick keine große Aussagekraft besitzen, werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Prozesse im Vergleich betrachtet. Dazu werden diese gegeneinander normiert, wobei die ungünstigste Alternative den Wert 1 erhält und die anderen Prozesse auf einer Achse von 0 bis 1 relativ zueinander aufgereiht werden. Diese Normalisierungsmethode wird für den Vergleich aller Umweltwirkungskategorien angewendet. In der nachfolgenden Abbildung sind die Wirkungskategorien grafisch dargestellt. Die Berechnungen haben ergeben, dass der Wasserstofftransport über LOHC den höchsten CO<sub>2</sub> Ausstoß besitzt.



**Abbildung 23: Spinnennetzdiagramm zum CO<sub>2</sub>-Fußabdruck in Abhängigkeit zum Wasserstoffimport über LOHC**

Der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck wurde hier als Maß für eine erste Einschätzung zum Aufwand der Bereitstellung von Energie über importierten synthetischen Wasserstoff bzw. des Derivats Methanol herangezogen. Er stellt im Grunde ein Synonym der Summe der energetischen Aufwände und Ressourcen für den Transport und notwendige Umwandlungsprozesse (z. B. Erzeugung von Derivaten, Dehydrierung von LOHC, Zerlegung von Ammoniak etc.) dar. Man kann aus der Betrachtung ableiten, dass der energetische Aufwand insgesamt für die Variante LOHC deutlich höher ist als bei den Varianten Methanol oder Container-Druckspeicher, die beide auf

## Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

---

vergleichbarem Niveau liegen. Die Gründe hierfür liegen in dem benötigten hohen Temperaturniveau für die Dehydrierung des LOHC sowie in dem Umstand, dass der Wasserstoff nach Dehydrierung des LOHC für die Anwendung wiederum aufbereitet, also z. B. komprimiert werden muss.

## **8. Beschreibung und wettbewerbliche Einordnung der bremischen Häfen im Kontext der erwarteten wirtschaftlichen Entwicklungen**

Zum aktuellen Zeitpunkt stellt sich die Situation hinsichtlich der Verfügbarkeit, der Importwege und der Nachfrage nach Wasserstoff und den verschiedenen wasserstoffbasierten Energieträgern als unklar dar, da zur Zeit vornehmlich Absichtserklärungen einzelner Unternehmen sowie als exemplarisch einzuschätzende Pilotprojekte existieren. Insbesondere die Frage, welche Mengen der unterschiedlichen Energieträger zukünftig nachgefragt bzw. verfügbar sein werden, kann gegenwärtig nur im Rahmen von Szenarien abgeschätzt werden. Gleichwohl ist zu erwarten, dass alle fraglichen Energieträger beim Aufbau einer Deutschen Wasserstoffwirtschaft eine Rolle spielen werden.

Aus bremischer Sicht sollten die Entwicklungen in den anderen relevanten Häfen hinsichtlich der Importinfrastruktur für die verschiedenen Energieträger beobachtet werden, um die eigenen strategischen Entscheidungen entsprechend anzupassen. Die Implementierung von Überkapazitäten für den Import einzelner Energieträger für ein bestimmtes Absatzgebiet und damit eine direkte Konkurrenz zu anderen Häfen sollte vermieden werden; dies betrifft etwa den Bereich SLNG mit den veröffentlichten Planungen für LNG-Importterminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Lubmin, die später für SLNG verwendbar sein werden.

In diesem Kapitel werden anhand der Beantwortung der vier unten stehenden zentralen Fragestellungen die Inhalte der Vorkapitel in Bezug zu den bremischen Häfen gesetzt:

- 1. Welche Transportwege werden sich bei einer zunehmenden Nachfrage von Wasserstoff etablieren?**
- 2. Ob und welche Rolle könnten die bremischen Häfen bei diesem neuen Transportgut spielen?**
- 3. Welche Lösungsansätze sind für die bremischen Häfen nutzbar?**
- 4. Welche Anforderungen an den Hafenstandort (zu erwartende Schiffe, Hafen- und Umschlagsanlagen, Sicherheitsvorkehrungen) werden erkennbar?**

## 8.1 Welche Transportwege werden sich bei einer zunehmenden Nachfrage von Wasserstoff etablieren?

### 8.1.1 Einschätzung der Situation der Bundesrepublik Deutschland

Die aktuelle energiepolitische Lage ist im Hinblick auf die Bestrebungen zur Reduzierung der Auswirkungen des Klimawandels als herausfordernd zu bewerten und wird durch die aktuelle Krise in der Ukraine und deren Auswirkungen auf die Erdgaslieferungen aus Russland nach Deutschland weiter verschärft. Es besteht akuter Handlungsbedarf hinsichtlich der Abkehr von fossilen Energieträgern und einer Sicherstellung der Energieversorgung Deutschlands. Diverse Studien haben gezeigt, dass Deutschland über den Ausbau alternativer Energiequellen im Inland hinaus langfristig auf Importe nicht-fossiler Energieträger aus Drittländern angewiesen sein wird (Raffaele Piria et al., 2021). Eine durch das ISL und seine Partner im Auftrag des Deutschen Maritimen Zentrums im Jahr 2021 durchgeführte Studie hat ergeben, dass Importe von Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen sowohl im Europäischen Bereich als auch aus Ländern mit größerer Transportentfernung nach Deutschland grundsätzlich operativ und wirtschaftlich realisierbar sind. Die folgende Karte zeigt eine Übersicht der untersuchten Länder:

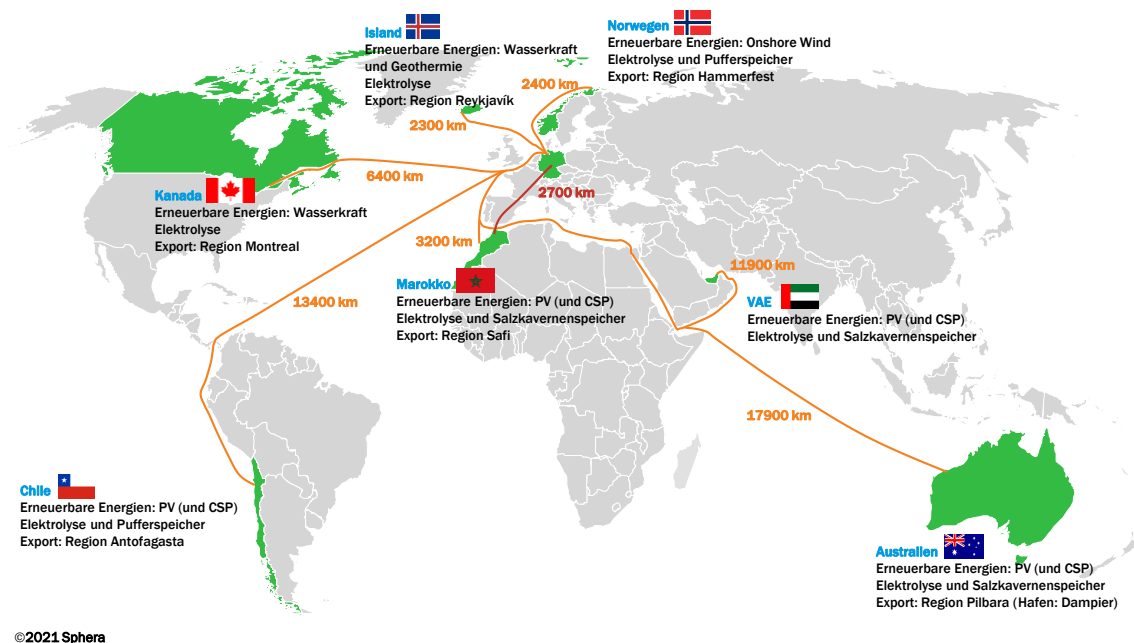


Abbildung 24: Darstellung exemplarischer Exportgebiete für Wasserstoff und PtX (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021)

In dieser Hinsicht bestehen bereits Ansätze, etwa die im August 2022 abgeschlossene gemeinsame Absichtserklärung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der Regierung von Kanada über die Gründung einer deutsch-kanadischen Wasserstoffallianz (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022) und weitere. Im Hinblick auf eine möglichst ausgeprägte Resilienz der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands sollte diese möglichst diversifiziert, d.h. Energiepartnerschaften mit einer größeren Anzahl unterschiedli-

cher Länder angestrebt werden. Auf diese Weise können Risiken der Energieversorgung hinsichtlich Verfügbarkeit, Bezahlbarkeit und Nachhaltigkeit der H<sub>2</sub>-Importe, der politischen Instabilität im Exportland, sowie Transitrisiken, die sich aus außenpolitischen oder innerstaatlichen Konflikten entlang der Lieferstrecke ergeben, und technisch oder physisch bedingte Transportrisiken minimiert werden (Raffaele Piria et al., 2021).

Im Hinblick auf Handlungsbedarfe in den deutschen Seehäfen, die für den Import wasserstoffbasierter Energieträger in Frage kommen, ist folgendes festzustellen (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021):

Infrastrukturen für den Import von **flüssigem oder komprimiertem Wasserstoff** sind derzeit in Deutschland nicht vorhanden und müssen von Grund auf aufgebaut werden. Eine Ausnahme bildet hier die Verwendung von speziellen Druckgas-Containern für den Import von komprimiertem Wasserstoff, die mittels der vorhandenen Containerterminal- und Hinterlandtransport-Infrastruktur abgefertigt werden können.

Ähnliches gilt für **synthetisches Ammoniak**. In Deutschland existiert derzeit kein dediziertes Terminal für den Ammoniak-Import. Der Konzern Uniper SE hat 2021 Pläne veröffentlicht, um in Wilhelmshaven ein entsprechendes Terminal zu errichten, um jährlich 1,7 Mio. Tonnen Ammoniak zu importieren. Im Zusammenhang mit der im August 2022 gegründeten deutsch-kanadischen Wasserstoffallianz wird Wilhelmshaven als Importhafen für kanadisches grünes Ammoniak genannt (Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG, 2022). Hier sollen ab 2025 jährlich bis zu 500.000 Tonnen grünes Ammoniak aus Kanada importiert werden. Die gleiche Menge will EON über einen noch nicht genannten deutschen Hafen importieren (Ralph Diermann, 2022). Weiterhin hat RWE angekündigt, in Brunsbüttel ein Ammoniak-Importterminal zu errichten, über das ab 2026 jährlich rund 300.000 Tonnen grüner Ammoniak nach Deutschland importiert werden sollen. Im nächsten Schritt sei geplant, an dem Terminal einen Cracker in groß-industriellem Maßstab zu errichten, um grünen Wasserstoff auch vor Ort zu produzieren. Dieser soll dann über eine eigene H<sub>2</sub>-Pipeline zu industriellen Abnehmern transportiert werden. Mit dieser Ausbaustufe ist zugleich eine Ausweitung der Ammoniak-Menge auf zwei Millionen Tonnen pro Jahr vorgesehen (RWE AG, 2022). Generell ist damit zu rechnen, dass die Importkapazitäten für grünes Ammoniak, über diese Kapazitäten hinaus, weiter ausgebaut werden müssen, da die abzusehenden Bedarfe diese nach aktueller Einschätzung übersteigen.

Auch für den Import von **synthetischem Methanol** existiert in Deutschland derzeit kein dediziertes Terminal. Anders als bei grünem Ammoniak ist für synthetisches Methanol keine Planung bekannt, um entsprechende Kapazitäten in Deutschland aufzubauen. Diese Infrastruktur muss neu geschaffen werden. Auch Erzeugungskapazitäten für grünes Methanol müssen aufgebaut werden. Derzeit hat sich z. B. Tasmanien als möglicher Exporteur für diesen Energieträger ins Spiel gebracht (Heiko Stumpf, 2021). Der Hafen Göteborg plant, der erste europäische Hub für grünes Methanol zu werden, und will gemeinsam mit Stena Line, DFDS, Ørsted und Liquid Wind eine Value Chain für grünes Methanol aufbauen (Margherita Bruno, 2022).

Im Bereich **Erdgas/LNG** erfolgten Importe nach Deutschland in der Vergangenheit in erheblichen Mengen mittels Pipelines, hauptsächlich aus Russland. Entsprechende Terminals existieren bisher in Deutschland nicht. Im Zuge der Verknappung der Gasimporte aus Russland wer-

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

den aktuell erhebliche Terminalkapazitäten für den Import von LNG in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Lubmin realisiert bzw. vorbereitet. Es wird damit gerechnet, dass diese Kapazitäten für zukünftige Bedarfe an SLNG-Importen ausreichen.

Einzig im Bereich **Rohöl/eCrude** erfolgten in der Vergangenheit Importe per Schiff nach Deutschland. Im Jahr 2020 wurden über Wilhelmshaven 18,1 Mio. Tonnen und über Brunsbüttel 3 Mio. Tonnen Rohöl nach Deutschland importiert. Diese Kapazitäten werden für die zukünftig abzusehenden Bedarfe an synthetischem Rohöl/eCrude als ausreichend eingeschätzt, so dass an dieser Stelle kein Handlungsbedarf besteht.

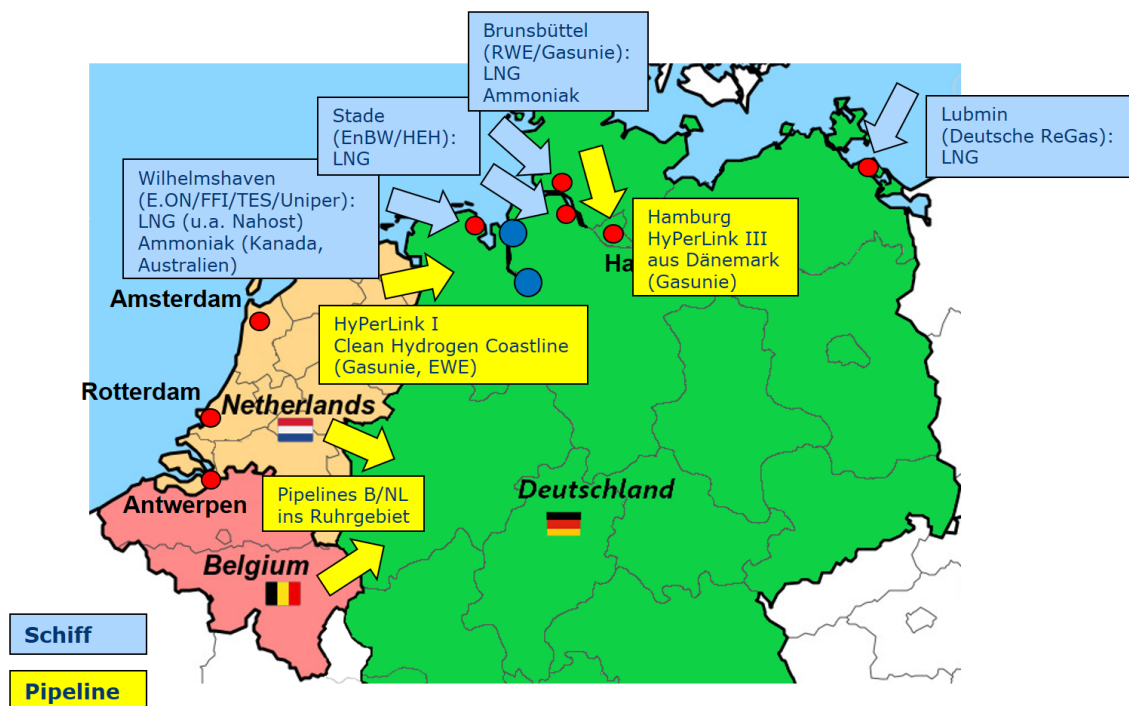


Abbildung 25: Importe nach Deutschland (eigene Darstellung ttz und ISL)

Transporte von Wasserstoff bzw. PtX-Energieträgern können grundsätzlich mit Hilfe von Schiffen sowie mit Hilfe von Pipelines realisiert werden. Pipelines haben den Vorteil, dass sie große Mengen des jeweiligen Energieträgers mit relativ geringem Aufwand transportieren können. Allerdings benötigen Pipelines für Planung und Konstruktion erheblichen zeitlichen Vorlauf und sind mit erheblichen Investitionskosten und baulichem Aufwand verbunden. Zudem sind sie naturgemäß unflexibel im Betrieb, d.h. können nicht flexibel an wechselnde Rahmenbedingungen wie politische oder wirtschaftliche Veränderungen angepasst werden, und weisen aufgrund ihrer räumlichen Ausdehnung und der damit verbundenen schlechten Überwachbarkeit ein relativ hohes Risiko für Anschläge und andere Störungen auf, wie jüngst die Anschläge auf die Gas-Pipelines Nord Stream 1 und 2 gezeigt haben (tagesschau, 2022). Schiffstransporte können dagegen mit relativ hoher Flexibilität an sich verändernde Gegebenheiten angepasst werden, indem z. B. andere Herkunftsländer und Häfen angelaufen werden können, und können generell besser überwacht und gesichert werden. Zudem weist der Schiffstransport im Gegensatz zum Transport mit Pipelines eine höhere Wirtschaftlichkeit, gerade über große

Transportdistanzen über ca. 2500 km, auf. **Daher kommt dem Schiff für den Transport der neuen Energieträger eine besondere Rolle zu.** Im Falle bestimmter Arten von Energieträgern, etwa LNG oder synthetisches Rohöl (eCrude), können sogar bereits bestehende oder derzeit aufgebaute Infrastrukturen und existierende Tankschiffe für deren Import verwendet werden. Langfristig ist mit einer Koexistenz von pipelinebasierten sowie maritimen Transportkonzepten für die wasserstoffbasierten Energieträger zu rechnen, wobei die jeweiligen Anteile an den Transportmengen derzeit wegen vieler Unwägbarkeiten noch nicht abgeschätzt werden können.

Generell müssen bürokratische Hürden abgebaut und Genehmigungsverfahren verkürzt werden.

### 8.1.2 Interessante Wasserstoffexportländer für Energiepartnerschaften Bremens mit Drittländern

Eine erhebliche Anzahl von Ländern und Regionen weltweit haben sich als mögliche Exporteure von Wasserstoff bzw. PtX-Energieträgern positioniert. Zu nennen sind hier zunächst verschiedene europäische Länder bzw. Regionen, u.a. Großbritannien/Schottland, Island, Norwegen sowie Spanien (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021), die wegen der relativ geringen Transportentfernungen und der politischen Stabilität als verlässliche Lieferanten von grünem Wasserstoff und PtX-Energieträgern in Frage kommen. Deutlich bessere Bedingungen für die Wasserstoff- bzw. PtX-Erzeugung als in vielen europäischen Ländern bestehen in verschiedenen Ländern außerhalb Europas aufgrund der intensiveren Sonneneinstrahlung bzw. stabileren Bedingungen für die Windenergieerzeugung. Von deutscher Seite bestehen Partnerschaften mit Australien, Neuseeland und Kanada (Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2022), deren Potenziale unter Berücksichtigung der erheblichen Transportdistanzen derzeit untersucht werden. Auch Länder in Nahost, etwa Saudi-Arabien (Sandra Enkhardt, 2021) und die Vereinigten Arabischen Emirate, sowie afrikanische Länder weisen sehr große Potenziale auf. Allein in Westafrika ließen sich jährlich maximal bis zu 165.000 TWh Wasserstoff herstellen. Daher wurden von deutscher Seite auch hier bereits Partnerschaften geschlossen, etwa mit Namibia (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2022). Derzeit werden im Rahmen des Projektes H2 ATLAS-AFRICA im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) Potenziale der grünen Wasserstoffproduktion in Afrika detailliert untersucht (Forschungszentrum Jülich GmbH, kein Datum). Auch Länder in Südamerika verfügen über erhebliche Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff und PtX-Energieträger. Chile, Uruguay und Paraguay sind hier Vorreiter (Johannes Dimas, 2020).

Neben den Erzeugungspotenzialen der Erzeugerländer ist es wichtig, auch die jeweilige politische Ausrichtung und Stabilität, ggf. bestehende Risiken im Hinblick auf Naturkatastrophen sowie die Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Transportströme detailliert zu untersuchen, um eine möglichst verlässliche Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und PtX-Energieträgern herzustellen. Tabelle 58 stellt auf Basis einer Literaturrecherche mögliche Wasserstoff-Exportländer sowie kommunizierte Partnerschaften bzw. angebaute Partnerschaften auf nationaler bzw. Hafenebene zusammen. Eine detailliertere Betrachtung der



einzelnen Exportländer übersteigt den Rahmen dieser Studie und ist z.B. in (Breitschopf, B et al., 2022) zu finden.

**Tabelle 58: Mögliche Wasserstoff-Exportländer und kommunizierte Partnerschaften bzw. angebahte Partnerschaften**

<b>Exportland</b>	<b>Partnerschaften (in Klammern: angebahte Partnerschaft)</b>
Ägypten	
Argentinien	Hamburg, Rotterdam
Australien/Tasmanien	Deutschland, Rotterdam, (Bremen), (Wilhelmshaven)
Chile	Hamburg, Antwerpen/Zeebrügge, Rotterdam
Dänemark	Hamburg
Irland	Amsterdam
Island	Rotterdam, Bremen)
Kanada	Deutschland, Hamburg, Wilhelmshaven, Antwerpen
Marokko	(Deutschland)
Mexiko	
Namibia	Deutschland
Neuseeland	
Niederlande	Deutschland
Niger	
Nigeria	
Norwegen	Bremen, Wilhelmshaven, Rotterdam
Oman	Rotterdam
Paraguay	
Portugal	(Rotterdam), (Bremen)
Saudi-Arabien	Deutschland, Hamburg
Schottland	Hamburg, Rotterdam, (Bremen)
Schweden	Rotterdam, Lingen per Binnenschiff über Rotterdam
Spanien	Rotterdam, (Bremen)

Südafrika	
Ukraine	
Uruguay	Hamburg
Vereinigte Arabische Emirate	Deutschland, Hamburg, Brunsbüttel

Die oben beschriebenen Aktivitäten im Hinblick auf Energiepartnerschaften müssen sowohl auf nationaler als auch auf regionaler Ebene weiter vorangetrieben werden, etwa durch den Ausbau der bestehenden Kontakte von bremischer Seite nach Andalusien, Island, Norwegen, Portugal, Schottland und Tasmanien. In Anbetracht möglicher Energiepartnerschaften mit dem Land Bremen sollten auch weitere Länder untersucht werden.

Im Hinblick auf entsprechende Aktivitäten anderer deutscher und europäischer Häfen, etwa die im August 2022 geschlossenen Vereinbarungen Hamburgs mit Chile, Uruguay und Argentinien (Hamburger Senatskanzlei, 2022) über den Aufbau eines strategischen Handelskorridors für grünen Wasserstoff und das im September 2022 geschlossene Memorandum of Understanding zwischen dem Hafen Amsterdam und Irland über den Aufbau einer Supply Chain für grünen Wasserstoff von Irland nach Kontinentaleuropa über Amsterdam (Margherita Bruno, 2022), ist hier dringender Handlungsbedarf gegeben.

In diesem Zusammenhang sei an dieser Stelle besonders auf die Aktivitäten des Hafens Rotterdam verwiesen, etwa ein im Dezember 2021 zwischen Rotterdam und Tasmanien abgeschlossenes Memorandum of Understanding (Guy Barnett, 2021) über den Import von grünem Wasserstoff über den Hafen Rotterdam, ein im Oktober 2022 unterzeichnetes Memorandum of Understanding über die Schaffung eines Importkorridors zwischen Algeciras (Andalusien) und Rotterdam für grünen Wasserstoff in Form von Ammoniak oder Methanol (Port of Rotterdam, 2022) und weitere. Durch den massiven Aufbau neuer Terminal-Infrastruktur plant der Hafen von Rotterdam, zur wichtigsten Wasserstoff-Drehscheibe in Europa zu werden und große Mengen der neuen Energieträger u.a. nach Deutschland zu liefern (HANSA International Maritime Journal, 2022).

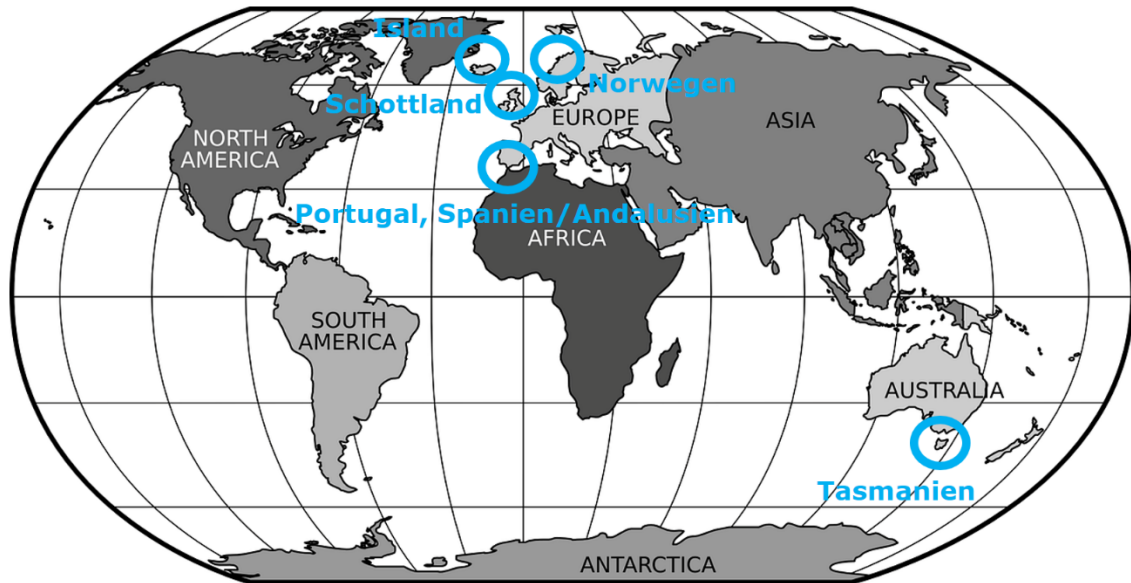


Bild von Clker-Free-Vector-Images auf Pixabay

Abbildung 26: Aktuell diskutierte Wasserstoffpartnerschaften des Landes Bremen (eigene Darstellung)

## 8.2 Ob und welche Rolle könnten die bremischen Häfen bei diesem neuen Transportgut spielen?

In dem Bremer Beschluss zur „Wasserstoffstrategie Land Bremen“ vom 21. Dezember 2021 heißt es: „Das Land Bremen bietet ideale Bedingungen für die Produktion, Verteilung, industrielle Nutzung und den Import von Wasserstoff. Es besteht Zugang zu Windenergie aus der Region, zu Kavernen-Speichern und zu einer herausragenden Hafeninfrastuktur, die als zentrale Stärke für einen Wasserstoffstandort zählt.“ (Senat der Freien Hansestadt Bremen, 2021) Diese bestehenden Potenziale gilt es zu mobilisieren, damit das Land Bremen und speziell die bremischen Häfen zum Aufbau einer umfassenden Wasserstoffwirtschaft in Deutschland beitragen können. Insbesondere gilt es, für Umschlag, Transport und Lagerung der in Frage kommenden Energieträger sinnvolle und realisierbare Lösungen zu finden und Konzepte zu entwickeln.

Im Nachfolgenden wird zunächst eine grundlegende Einschätzung der in dieser Studie aufgezeigten Energieträger in Bezug auf die bremischen Häfen anhand eines Energieträgerankings aufgezeigt, um anschließend die Ergebnisse ausführlich darzustellen.

### 8.2.1 Energieträgeranking

Es folgt eine genaue Betrachtung der in dieser Studie aufgezeigten Energieträger in Form eines Energieträgerankings, um anhand der in den Vorkapiteln dargestellten stofflichen Eigenschaften und Aspekte, Vorzugsvarianten für die bremischen Häfen ableiten zu können. Die Energieträger Druckwasserstoff, Flüssigwasserstoff, sMethanol, sAmmoniak, LOHC und sLNG wurden anhand der in **Tabelle 59: Bewertungsmethodik des Energieträgerankings** aufgeführten vier Bewertungscluster mittels zugehöriger Kriterien untersucht. Dabei wird bei Druckwasserstoff

nochmal zwischen dem Transport per Container oder Tankschiff unterschieden. Bei sMethanol, sAmmoniak und sLNG wird zwischen der Direktanwendung, z.B. als Bunkerkraftstoff oder der Anwendung als Wasserstoffträger unterschieden. Für LOHC wurden beispielhaft die beiden Formen Dibenzyltoluol und Methylcyclohexan untersucht. Für die Ableitung eines aussagekräftigen Gesamtergebnisses je Energieträger wurden die Cluster unterschiedlich gewichtet. Dabei wird die Perspektive für die Umsetzung in den bremischen Häfen mit 40% als am Wichtigsten erachtet, gefolgt von der Perspektive für den Import mit 25% und den technischen Eigenschaften mit 20%. Dem Cluster Kosten wird mit 15% die geringste Gewichtung zugeordnet, aufgrund der im Verlauf zu erwartenden Kostennivellierung.

**Tabelle 59: Bewertungsmethodik des Energieträgerranking**

Bewertungscluster	Clustergewichtung	Betrachtete Kriterien
Perspektive für Umsetzung	40 %	Erforderliche Sicherheitsabstände (Wohnbebauung, kritische Infrastruktur, andere Gefahrstoffe, andere Betriebe, etc.)
		Benötigte Anlagen
		Insgesamt benötigte Infra-/ Suprastruktur im Hafen
		Lieferung vom Hafen zum Verbraucher
		Abnehmer bzw. Verwendungsmöglichkeiten
Perspektive für den Import	25 %	Heutige technische Verfügbarkeit von Schiff und Infra-/ Suprastruktur
		Zeitliche Verfügbarkeit des Energieträgers auf der technischen Basis
Technische Eigenschaften	20 %	Energiegehalt (Wasserstoffspeicherkapazität) [kWh/l]
		Umwandlungsverluste im Hafen [%]
		Umweltwirkung/ Risikopotenzial [ADR-/ Stoff-/ Gefahrennummer; WGK]
Kosten	15 %	Gestehungskosten bis zum Hafen (aus Abb. 20; Zahlen für den Zeitraum 2030-2035, aus den Daten Marokko und iberische Halbinsel - "Kurzstrecke") [€/MWh]

In **Tabelle 60: Gesamtergebnis Energieträgerranking** wird das Gesamtergebnis des Energieträgerranking dargestellt, unterschieden nach Kurzfristperspektive (2023-2025), Mittelfristperspektive (2026-2031) und Langfristperspektive (ab 2032). Das Gesamtergebnis basiert auf einer rein technischen Betrachtung der Energieträger und ist nicht als Absolut zu verstehen. Ergänzende Faktoren, wie zum Beispiel die bereits erwähnten fortgeschrittenen sLNG Aktivitäten in anderen deutschen Häfen oder potenzielle Investitionsentscheidungen von Unternehmen, sind bei der Ableitung von Vorzugsvarianten zu berücksichtigen.

Aus rein technischer Sicht weisen mittelfristig die Energieträger sMethanol und Flüssigwasserstoff für den Wasserstofftransport große Potenziale auf. **Allerdings ist aus langfristiger Sicht keine stoffliche Vorzugsvariante ableitbar.** Dadurch ist es unabdingbar die Entwicklungen aller Energieträger weiter im Blick zu behalten.

Tabelle 60: Gesamtergebnis Energieträger ranking

Bremische Häfen		2023	2026	
		-	-	ab
		2025	2031	2032
grüne Energieträger	Wasserstoff Druck 350 bar (am Beispiel Container)	80%	80%	80%
	Wasserstoff Druck 700 bar (am Beispiel Tankschiff)	44%	80%	80%
	Wasserstoff flüssig	54%	85%	85%
	sMethanol (Direkte Nutzung)	84%	92%	92%
	sMethanol (Wasserstoffträger)	70%	88%	88%
	sAmmoniak (Direkte Nutzung)	66%	76%	86%
	sAmmoniak (Wasserstoffträger)	64%	73%	83%
	LOHC (Dibenzyltoluol)	71%	74%	77%
	LOHC (Methylcyclohexan)	69%	77%	81%
	sLNG (Direkte Nutzung)	74%	88%	91%
	sLNG (Wasserstoffträger)	62%	76%	89%

<=50%

>50%

>60%

>70%

>80%

Im Gesamtergebnis scheint synthetisches Methanol einen leichten Vorteil gegenüber anderen Energieträgern, z.B. sAmmoniak oder Flüssigwasserstoff zu haben. Dies ist darauf zurück zu führen, dass die zusätzlichen energetischen Aufwendungen für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für die Methanolsynthese stark von der gewählten CO<sub>2</sub>-Quelle und dem gewählten Separationsverfahren abhängen, dadurch sind die Prozessbedingungen für die Methanolsynthese „milder“ als die für die Ammoniaksynthese und die Energiedichte von Methanol ist höher als die von Ammoniak.

Ein noch größeres Potenzial wird für sMethanol in der Direktnutzung, z.B. als Bunkerkraftstoff gesehen. Bei den LOHC-Trägerstoffen scheint aus technischer Sicht Methylcyclohexan für die bremischen Häfen einen leichten Vorteil gegenüber Dibenzyltoluol zu besitzen. Allerdings sind auch bei diesen Ergebnissen gegebenenfalls weitere im Verlauf entstehende Faktoren zu berücksichtigen.

### 8.2.2 Wasserstofflogistik

Molekularer Wasserstoff besitzt aufgrund seiner geringen Dichte eine sehr geringe volumetrische Energiedichte. Um signifikante Energiemengen in Form von Wasserstoff transportieren zu können, muss dieser daher entweder stark komprimiert oder bei -253 °C tiefkalt verflüssigt

werden. Für beide Ansätze bestehen aktuell Konzepte für entsprechende maritime Transporte, die stetig weiterentwickelt werden.

Einsetzbare Lösungen bestehen aktuell nur für den Import von **komprimiertem Wasserstoff mittels spezieller Hochdruck-Tankcontainer** dar. Hierfür ist die komplette Infrastruktur vom Hersteller bis zum Verbraucher bereits verfügbar. Eine besondere Eigenschaft dieser Transporttechnologie ist die Tatsache, dass die Container mittels der vorhandenen Containerterminal- und Hinterlandtransport-Infrastruktur (LKW, Bahn, Binnenschiff) abgefertigt und bis zu den Anwendern im Hinterland transportiert werden können. Somit könnte, die Zertifizierung der Transportcontainer für den Seetransport vorausgesetzt, ein sofortiger Einstieg in Wasserstoffanwendungen beginnen. Die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dazu sollten möglichst zeitnah untersucht werden.

Im Falle des **tiefkalt verflüssigten Wasserstoffs** ist kurzfristig nicht mit entsprechenden Schiffskapazitäten zu rechnen, da derzeit nur ein Schiffsprototyp, die Suiso Frontier mit einer Ladekapazität von lediglich ca. 1.250 Kubikmetern, existiert und Flüssigwasserstoff von Australien nach Japan transportiert. Erst mittelfristig für 2027 haben die Unternehmen LH2 Europe und C-Job Naval Architects ein 141 Meter langes Flüssigwasserstoff-Tankschiff mit einer Speicherkapazität von 37.500 Kubikmetern angekündigt, mit dem Flüssigwasserstoff aus Schottland nach Deutschland importiert werden soll (LH2 Europe et al., 2022). Schiffe dieser Art würden eine interessante Option für Flüssigwasserstoff-Importe über die bremischen Häfen bieten. Um diese Möglichkeit auszuloten und ggf. zu konkretisieren, sollten zeitnah Sondierungsgespräche mit den genannten Unternehmen initiiert werden.

Ähnliches gilt für den Import von **komprimiertem Wasserstoff** in größeren Mengen. Aktuell werden Gespräche mit potenziellen Partnern geführt, die planen, ab etwa 2026/27 Wasserstoff mittels Druckgas-Transportschiffe aus europäischen Ländern, z.B. Portugal, nach Deutschland zu importieren. Derartige Schiffe sind derzeit in Planung und könnten, da es sich um konventionelle Technologien handelt, mittelfristig zur Verfügung stehen. Daher sollten ebenfalls Umschlagsmöglichkeiten für komprimierten Wasserstoff geschaffen werden, wenn sich entsprechende Partnerschaften verfestigen. Entwicklung und Bau entsprechender Druckgas-Transportschiffe mittlerer Größe für den Import von komprimiertem Wasserstoff können auch für die regionale Werftindustrie Potenziale bieten.

Eine weitere interessante Option für den Import größerer Mengen an Wasserstoff stellen **flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)** dar, die Wasserstoff durch chemische Reaktionen aufnehmen und wieder abgeben können. Konkret diskutiert wird derzeit ein Konzept auf Basis des LOHC Methylcyclohexan. Durch den Einsatz dieses Stoffes könnte mit konventionellen Tankschiffen mittlerer Größe Wasserstoff mit einem Energieinhalt von jährlich ca. 2 TWh über die bremischen Häfen importiert werden. Es bestehen keine besonderen Anforderungen an die Entladeeinrichtungen; vielmehr kann konventionelle Entladetechnologie für herkömmliche fossile Brennstoffe eingesetzt werden. Für eine Konkretisierung dieses Vorhabens muss insbesondere die Standortfrage der Entladeeinrichtungen sowie der Anlagen zur Freisetzung des Wasserstoffs aus dem LOHC geklärt werden. Im Hinblick auf den hohen Energiebedarf, der für

die Freisetzung des Wasserstoffs benötigt wird, ist ein Standort in der Nähe entsprechender Abwärmequellen, etwa des Stahlwerks, besonders sinnvoll.

Zum Weitertransport des Wasserstoffs ist eine Pipeline-Infrastruktur zu empfehlen, die einen **bremischen Pipeline-Backbone** von Bremerhaven-Nord (Elektrolyseur am Grauwalling) über die Überseehäfen und den Fischereihafen Bremerhaven (Elektrolyseur auf dem Elektrolyseur-Testfeld am Flughafen) zum Industriehafen in Bremen und über Bremen einen Anschluss an das European Hydrogen Backbone bietet. Über diese Pipeline sollten auch der Flughafen Bremen und das Stahlwerk Bremen versorgt werden können.

Komprimierter Wasserstoff kann, ggf. nach einer Druckminderung, direkt in die Pipeline eingespeist werden. Ähnliches gilt für mit Hilfe von LOHC importierten Wasserstoff nach dessen Freisetzung aus dem LOHC. Im Fall von Flüssigwasserstoff ist nach dessen Entladung vom Schiff eine Regasifizierung des Wasserstoffs notwendig, denn eine dauerhafte Lagerung des Flüssigwasserstoffs bei  $-253\text{ °C}$  ist wegen der unvermeidbaren Boil-Off-Verluste nicht sinnvoll.

Als Speicher für große Mengen des gasförmigen Wasserstoffs sind die **Kavernen in der Region** denkbar. Dem Beschluss des Magistrats Bremerhaven vom 07.11.2019 folgend sollte untersucht werden, ob die „Speicherung bzw. Einlagerung von Wasserstoff z. B. in der Kaverne „Desdorf“ unter der Luneplate (Bremerhaven) sowie Distribution“ umgesetzt werden kann (Magistrat der Stadt Bremerhaven, 2019). Auch die Eignung der Kavernen Lesum oder Huntorf bei Elsfleth sollten auf ihre Eignung als Lagerstätten für Wasserstoff hin untersucht werden. Die Kavernen sollten dann ebenfalls an den genannten bremischen Pipeline-Backbone angeschlossen werden.

Neben dem Weitertransport des regasifizierten Wasserstoffs mittels Pipeline sollte geprüft werden, ob ein **Transport des Flüssigwasserstoffs mittels spezieller Tank-Binnenschiffe** zu Abnehmern im Hinterland möglich wäre. Dies setzt allerdings die Verfügbarkeit entsprechender Tankschiffe voraus, die momentan noch nicht absehbar ist. Hier ergeben sich gegebenenfalls Potenziale für die regionale Werftindustrie.

### 8.2.3 PtX-Logistik

Es herrscht allgemein Einigkeit darüber, dass für bestimmte Bereiche in der Logistik, auch längerfristig, ein Bedarf an flüssigen und gasförmigen PtX-Energieträgern besteht. Dies gilt insbesondere für **synthetisches Kerosin (SAF)** für den Flugverkehr bzw. **synthetisches Methanol, synthetisches Ammoniak und SLNG** für den Schiffsverkehr. Für viele Einsatzmöglichkeiten im Hafenumschlag bieten flüssige PtX-Energieträger, hier hauptsächlich **synthetischer Dieselkraftstoff**, zumindest kurz- und mittelfristig eine sinnvolle Brückentechnologie.

Im Bereich der bremischen Häfen werden insbesondere im Bereich von synthetischem Methanol signifikante Potenziale sowohl im Import zum Weitertransport ins Hinterland als auch für das Bebunkern von Schiffen mit Methanol-Antrieb gesehen. Kleinere Schiffe wie die Uthörn des Alfred-Wegener-Instituts (AWI) werden zukünftig mit Methanol betrieben und die Reederei Maersk legt seine Containerschiff-Neubauten auf Methanol als Brennstoff aus.

In den bremischen Häfen sind bereits Unternehmen mit einer ausgeprägten Expertise im Kraftstoffbereich ansässig, welche voraussichtlich über ausreichende Speichermöglichkeiten für den Umschlag von synthetischem Methanol verfügen. Diese Unternehmen verfügen in Bremen und Bremerhaven über Lagerkapazitäten, welche entweder „Methanol-ready“ (Benzin-Tanklagerstätten) oder mit moderatem Aufwand umrüstbar (Mitteldestillat-Tanklagerstätten) sind. Von Vorteil ist, dass der Umschlag von synthetischem Methanol auf bestehenden Strukturen aufgebaut werden kann und keine neuen Flächen benötigt werden. Auch die zugehörige Transportlogistik ist vorhanden und ausbaufähig.

Neben dem Aufbau von Infrastrukturen für synthetisches Methanol sollten die weiteren Entwicklungen in den Bereichen Ammoniak und LNG bzgl. Angebot, sich ggf. entwickelnden Bedarfen und zukünftig benötigten Kapazitäten beobachtet werden, um möglicherweise entstehende Handlungsbedarfe frühzeitig zu erkennen und darauf reagieren zu können.

#### **8.2.4 Lokale Wasserstoff- und PtX-Herstellung**

Über die Schaffung der beschriebenen Importkapazitäten hinaus sollte auch eine **lokale Erzeugung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern**, insbesondere synthetisches Methanol und synthetischer Dieselmotorkraftstoff, im Land Bremen, nah am Verbraucher, unterstützt werden. Hierdurch kann zusätzliche Wertschöpfung in der Region generiert werden sowie in einem gewissen Rahmen eine Unabhängigkeit von Importströmen erreicht werden. Seitens entsprechender Unternehmen wurde bereits Interesse am Standort Bremerhaven signalisiert. Hier könnten nicht nur lokale CO<sub>2</sub>-Quellen genutzt werden, sondern auch Synergien mit einem CO<sub>2</sub>-Export ausgenutzt werden (vgl. Kapitel 8.2.6).

Um auch zukünftige Vorgaben zu THG-Emissionsvorschriften zu erfüllen, ist eine „sichere Verbindung“, d.h. eine Übertragung des Stroms von den regenerativen Stromquellen der Region unabhängig vom allgemeinen Stromnetz, zu gewährleisten. Weitere Potenziale können über einen Abzweig der Strom-Landanbindung der Offshore-Windparks nach Bremerhaven erschlossen werden.

In der **Abbildung 27: E-Fuels Landschaft (eigene Darstellung ISL und ttz)** werden die Energieströme von Wasserstoff, PtX, CO<sub>2</sub> und grünem Strom dargestellt, die in Bremerhaven idealerweise anfallen. Hier sind sowohl Importströme als auch lokale Erzeugung und Weitertransport berücksichtigt.



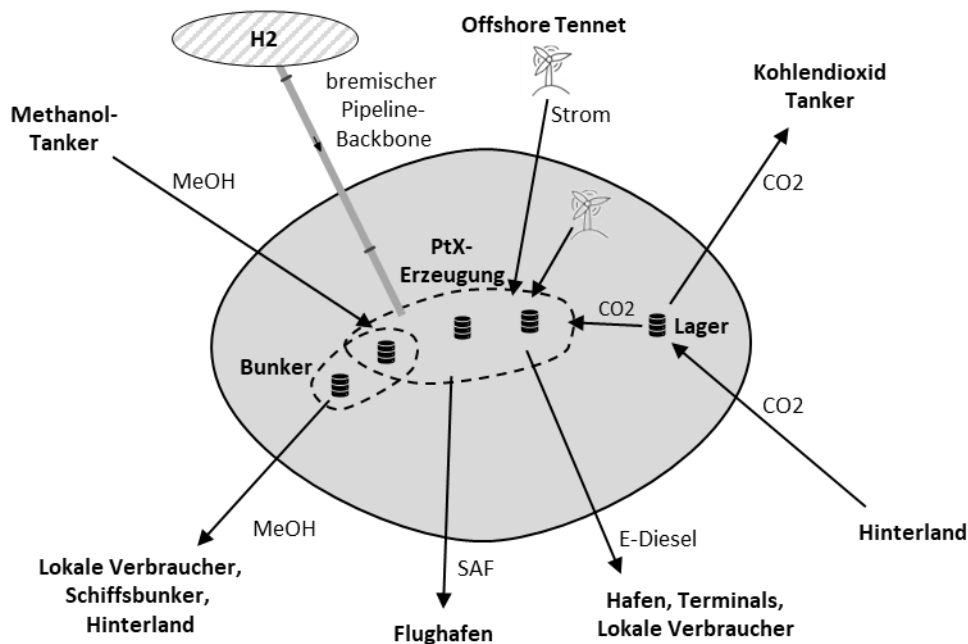


Abbildung 27: E-Fuels Landschaft (eigene Darstellung ISL und ttz)

Denkbar ist eine lokale Produktion verschiedener PtX-Kraftstoffe, namentlich synthetisches Methanol, synthetischer Dieselkraftstoff sowie synthetisches Kerosin (SAF). Als Ausgangsstoffe dienen grüner Wasserstoff, der über den bremischen Pipeline-Backbone zugeführt werden kann, CO<sub>2</sub> aus dem geplanten CO<sub>2</sub>-Umschlag in den bremischen Häfen, sowie grüner Strom, der über einen Abzweig der Strom-Landanbindung der entsprechenden Offshore-Windparks zugeführt werden kann. Die so produzierten PtX-Kraftstoffe werden lokal gespeichert und entweder einer lokalen Verwendung zugeführt oder über die bestehenden Hinterlandanbindungen Bremerhavens ins Hinterland transportiert.

Im Falle des synthetischen Methanols sollten neben lokalen Erzeugungskapazitäten auch Importmöglichkeiten weiter ausgebaut werden. Im Falle von synthetischem Dieselkraftstoff zur Treibstoffversorgung von Fahrzeugen auf den Containerterminals und im Überseehafen sollten die lokalen Erzeugungskapazitäten so ausgebaut werden, dass eine verlässliche Versorgung aller relevanten Bereiche gesichert ist. Im Falle von Flugtreibstoffen ist es denkbar, dass entsprechende SAF-Treibstoffe regional erzeugt werden, etwa auf dem Gelände des Flughafens Bremen. Dies muss weiter eruiert werden.

### 8.2.5 Bunker

Aktuell spielt Bremerhaven eine untergeordnete Rolle beim Bunkern von Seeschiffen. Gleichwohl sind grundsätzlich entsprechende Kapazitäten vorhanden. In Bremerhaven wird auch LNG gebunkert. Dies geschieht allerdings nicht durch Bremerhavener Firmen, sondern über Bunkerschiffe wie die „Kairos“ oder in einzelnen Fällen auch über Tank-Lkw. In beiden Fällen

kommt das LNG aus Rotterdam. Maßgeblicher Faktor für die Entscheidung, wo die Schiffe be-  
 bunkert werden, ist der Preis der Kraftstoffe.

Im Bereich der klimaneutralen Schiffstreibstoffe werden hauptsächlich SLNG, grünes Ammoniak und grünes Methanol diskutiert. Im Hinblick auf grünes Ammoniak besteht seitens der bremischen Hafenzugewirtschaft eine kritische Einschätzung, die aus der Toxizität von Ammoniak resultiert. Diese Einschätzung wird durch die bremischen Hafenbehörden geteilt. Im Hinblick auf grünes Methanol, das aufgrund der geringeren Energiedichte häufiger gebunkert werden muss als herkömmliche Kraftstoffe, wurden nach Aussage des Hafenkapitäns bereits Sicherheitsvorschriften erlassen, die sich an denen für LNG („low flashpoint fuels“) orientieren. Bremerhaven sei damit „Methanol ready“ für Bebungung von Land, vom Lkw oder von Schiffen. Die Bebungung mit Methanol bedarf momentan jeweils einer Einzelgenehmigung.

Maersk als große Reederei und Gesellschafter des „dedicated Terminal“ NTB zeigt sich offen gegenüber allen Kraftstoffen und Energieträgern, will sich derzeit allerdings nicht auf einen Kraftstoff festlegen. Aktuell werde in der maritimen Industrie vor allem Methanol als vielversprechender Kraftstoff wahrgenommen. Maersk hat derzeit 18 Großcontainerschiffe (ULCV) geordert, die Dual Fuel (Methanol und VLSFO) betrieben werden können. Die ULCV sollen in Rotterdam und Singapur versorgt werden. Zwischen den beiden Häfen wird ein sogenannter „Green Corridor“ aufgebaut, innerhalb dessen Schiffe mit nachhaltigen Kraftstoffen bunkern können. Weiterhin befindet sich ein Ostseefeeder (ebenfalls Dual Fuel) im Bau, der bereits ab Mitte 2023 auch Bremerhaven anfahren soll. Mit CMA CGM, die bisher auf LNG als Kraftstoff setzten, hat inzwischen die zweite große Linienreederei sechs Methanol-Neubauten mit einer Kapazität von jeweils 15.000 TEU geordert (HANSA International Maritime Journal, 2022).

Der Hafen Göteborg plant, der erste europäische Hub für grünes Methanol zu werden, und will gemeinsam mit Stena Line, DFDS, Ørsted und Liquid Wind eine Value Chain für grünes Methanol aufbauen (Margherita Bruno, 2022). Es wurde seitens Maersk angeregt, dass Anreizsysteme geschaffen werden sollten, um Häfen für die Betreiber von „klimaneutral betriebenen Schiffen“ attraktiv zu machen. Die strategische Entscheidung, in welchen Häfen der Ostseefeeder bebungert werden soll, wurde seitens Maersk noch nicht getroffen. Hier besteht die Möglichkeit für Bremerhaven, sich gegenüber anderen Häfen in der Nordwestsee strategisch zu positionieren, um diese Rolle einzunehmen und ggf. neue Geschäftsfelder zu erschließen bzw. auszubauen. Für die Versorgung von großen Schiffen mit synthetischem Methanol an der Stromkaje bietet sich eine wasserseitige Bebungung mit einer Bunkerbarge an.

### 8.2.6 CO<sub>2</sub>-Logistik

Sowohl bei der Anwendung von PtX-Energieträgern (außer Ammoniak) als auch bei der Reduktion der PtX-Energieträger in Wasserstoff fällt CO<sub>2</sub> als „Abfallprodukt“ an. Es ist zu erwarten, dass dieses CO<sub>2</sub> als Rohstoff für Neuerzeugung von PtX-Energieträgern, zur langfristigen Lagerung z.B. in ehemaligen Gasfeldern oder als Handelsgut gelagert und transportiert werden muss. Hier ergibt sich ein neues Geschäftsfeld für die Bremer Häfen als Exporthafen.

Wenn parallel zur Wasserstoffimport-Infrastruktur eine CO<sub>2</sub>-Export-Infrastruktur in einem Hafen aufgebaut wird, können vor Ort einerseits aus Teilen beider Stoffströme synthetische

Energieträger hergestellt werden, wenn hierzu die erforderliche erneuerbare Energie zur Verfügung steht (z.B. Windstrom zum Betrieb der Synthesanlage). Andernfalls müsste ein Teil des importierten Wasserstoffs hierzu herangezogen werden. Bei der Verbrennung von PtX-Energieträgern und -Kraftstoffen mit Ausnahme von Ammoniak fällt ebenfalls weiterhin CO<sub>2</sub> als „Abfallprodukt“ an. Dieses CO<sub>2</sub> könnte genauso wie bei Verbrennungsprozessen mit fossilen Energieträgern oder industrieller Erzeugung aufgefangen und entweder in unterirdischen Speichern endgelagert oder erneut als Rohstoff für die Neuerzeugung von PtX-Energieträgern verwendet werden. Zum anderen könnte es möglich sein, Tankschiffe für Flüssigwasserstoff nach dem Löschen der Ladung im Zielhafen zum Export von flüssigem CO<sub>2</sub> zu nutzen und so Leerfahrten zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren. Die technische Machbarkeit würde auch davon abhängen, welche Drücke in den Tanks, die eigentlich für den Wasserstofftransport konstruiert sind, realisiert werden können. CO<sub>2</sub> ist bei ca. – 56 °C und darüber bei Drücken oberhalb von 5,2 bar flüssig, d.h. die Tanks müssten für einen inneren Überdruck von etwa 6 bar bei –56 °C ausgelegt sein. Zudem müsste sichergestellt werden, dass vor einer Neubefüllung mit Wasserstoff das CO<sub>2</sub> restlos aus dem Tank entfernt werden kann.

### 8.3 Welche Lösungsansätze sind für die bremischen Häfen nutzbar?

#### 8.3.1 Die Jahre 2023 - 2026 (kurzfristig)

Bis zum Jahr 2023/24 wird es nicht möglich sein, signifikante neue Lager- und Umschlagsinfrastruktur für Wasserstoff und PtX-Energieträger zu errichten. Auch der Bau von Pipelines zum Transport von Wasserstoff benötigt einen längeren Zeitraum.

Einzig im Bereich des **containerisierten Wasserstofftransports** wird es möglich sein, entsprechende Transporte über die Containerterminals und die existierenden Hinterlandanbindungen durchzuführen, um Kleinverbraucher wie z.B. Wasserstoff-Tankstellen, Blockheizkraftwerke und Pilotprojekte in Forschung und Wissenschaft mit Wasserstoff zu versorgen (siehe Abbildung 28). **Diese Option sollte zeitnah auf Machbarkeit und ökonomische Rahmenbedingungen hin untersucht werden.** Gespräche mit potenziellen Lieferanten von containerisiertem Wasserstoff sowie dem Hansestadt Bremischen Hafenamts (HBH) und dem Hafenskapitän haben ergeben, dass entsprechende Transportcontainer, ihre Zulassung für maritime Transporte vorausgesetzt, bereits jetzt in kleinen Mengen, d.h. in der Größenordnung derzeitiger Gefahrguttransporte, als Gefahrgutcontainer umgeschlagen werden könnten. Im Falle zukünftiger größerer Anzahlen dieser Container, die über die aktuell vorgehaltenen Stellplätze für Gefahrgutcontainer hinausgehen, wären später organisatorische Maßnahmen auf den Terminals, wie etwa die Separation der Wasserstoff-Container von den konventionellen Containern, notwendig.

## Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

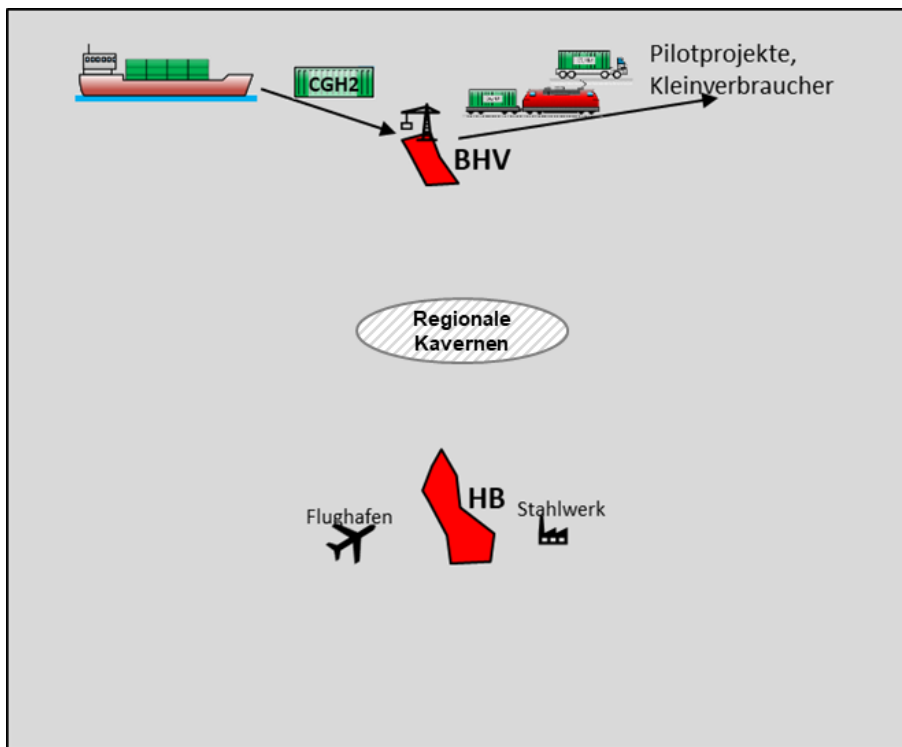


Abbildung 28: H2 Landschaft 2023-2026 (eigene Darstellung ISL und ttz)

Parallel sollte die Zeit genutzt werden, um frühzeitig mit der Ertüchtigung der Kavernen in der Region als Speichermöglichkeit für Wasserstoff und dem Bau erster Pipelineabschnitte zur Anbindung Bremerhavens zu beginnen.

Im Bereich der PtX-Energieträger besteht die Hoffnung, dass im Rahmen des im Herbst 2022 beantragten Forschungsprojektes MariSynFuel erste Schritte hin zu einer **lokalen Herstellung von grünem Methanol als Schiffstreibstoff** initiiert werden, mit dem das Forschungsschiff Uthörn II des AWI betrieben werden soll. Gemeinsam mit den ortsansässigen Treibstoffversorgungsunternehmen und relevanten Reedern sollten Konzepte geschaffen werden, um auf dieser Basis eine Grundlage für Bremerhaven als **Bunkerstandort für grünes Methanol als Treibstoff für die defossilisierte Schifffahrt** zu schaffen. Dies auch im Hinblick darauf, dass Maersk für die Jahresmitte 2023 ankündigte, dass ein Methanol-betriebenes Container-Feederschiff Bremerhaven anlaufen soll.

Gespräche mit den Bremerhavener Terminals haben ergeben, dass vor allem für den Betrieb der Van Carrier-Flotte synthetischer Dieselkraftstoff eine signifikante Rolle spielen kann. Seitens ISL und ttz bestehen Ansätze für ein entsprechendes Forschungs- und Umsetzungsprojekt zur Forschung auf diesem Gebiet und zum Aufbau einer **lokalen Produktion von synthetischem Dieselkraftstoff**, etwa für die Versorgung der Containerterminals.

### 8.3.2 Die Jahre 2026 - 2031 (mittelfristig)

Die Bremerhavener NorthH2 Projektgesellschaft hat ein 150 Meter langes Flüssigwasserstoff-Tankschiff mit einer Speicherkapazität von 1.000 t LH2 in Planung, mit dem Wasserstoff über

die Nordsee transportiert werden soll (A. Wellbrock, NorthH2 Projektgesellschaft mbH, 2023). LH2 Europe und C-Job Naval Architects haben für 2027 ein 141 Meter langes Flüssigwasserstoff-Tankschiff mit einer Speicherkapazität von 37.500 Kubikmetern angekündigt, mit dem LH2 aus Schottland nach Deutschland importiert werden soll (LH2 Europe et al., 2022). Bremische Kontakte zu Vertretern aus Schottland bestehen bereits. Diese Optionen werden als Möglichkeiten eingestuft, um **Flüssigwasserstoff** mit Schiffen mittlerer Größe, für die in überschaubarem Umfang neue Entladeinfrastrukturen erstellt werden müssen, über die bremischen Häfen nach Deutschland zu importieren.

Ähnliches gilt für den Import von **komprimiertem Wasserstoff** in größeren Mengen. Aktuell werden Gespräche mit potenziellen Partnern geführt, die planen, ab etwa 2026/27 Wasserstoff mittels Druckgas-Transportschiffen aus europäischen Ländern, z.B. Portugal, nach Deutschland zu importieren. Derartige Schiffe sind derzeit in Planung und könnten, da es sich um konventionelle Technologien handelt, mittelfristig zur Verfügung stehen. Daher sollten ebenfalls Umschlagsmöglichkeiten für komprimierten Wasserstoff geschaffen werden, wenn sich entsprechende Partnerschaften konkretisieren.

**Bis zum Jahr 2027/28 sollten entsprechende Umschlagsmöglichkeiten für Flüssigwasserstoff und komprimierten Wasserstoff, abhängig vom Fortgang der jeweiligen Verhandlungen, in den bremischen Häfen geschaffen werden.**

Als Standort hierfür sind die Überseehäfen in Bremerhaven, der Fischereihafen Bremerhaven, der Weserbogen in Bremerhaven und die Industrielägen in Bremen als Standort nahe dem Stahlwerk denkbar.

Darüber hinaus wird derzeit ein Konzept diskutiert, mit Hilfe des LOHC **Methylcyclohexan** und konventionellen Tankschiffen mittlerer Größe Wasserstoff mit einem Energieinhalt von jährlich ca. 2 TWh über die bremischen Häfen zu importieren.

**Abhängig vom Fortgang der Verhandlungen sollten mittelfristig in Absprache mit dem Investor entsprechende Umschlagsmöglichkeiten für Methylcyclohexan sowie Anlagen zur Freisetzung des Wasserstoffs aus dem LOHC in den bremischen Häfen geschaffen werden.**

Im Hinblick auf den hohen Energiebedarf, der für die Freisetzung des Wasserstoffs benötigt wird, wird ein Standort in der Nähe entsprechender Abwärmequellen, etwa des Stahlwerks, als sinnvoll erachtet.

Die genannten Umschlags- bzw. Verarbeitungseinrichtungen müssen über eine Pipeline an die Kavernen in der Region angeschlossen werden, um den nach der Entladung im Hafen regasifizierten Wasserstoff speichern zu können. Es wird als sinnvoll erachtet, diese Pipeline bis hin zum Stahlwerk Bremen fortzuführen, so dass das Stahlwerk zumindest zum Teil auf diesem Weg mit Wasserstoff versorgt werden kann. Hintergrund hierfür ist, dass der European Hydrogen Backbone Korridor C im Bereich der Nordsee erst bis 2030 operativ sein soll (Guidehouse, European Hydrogen Backbone (EHB) initiative, 2022). Da nicht klar ist, wann die Pipelines des European Hydrogen Backbones fertiggestellt und verfügbar sein werden, ist die Versorgung des Stahlwerks und des Flughafens zum fraglichen Zeitpunkt 2027/28 über diesen Weg noch als ungesichert einzustufen und daher hier nicht berücksichtigt. Auch die Mengen an Wasser-

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

stoff, die über den European Hydrogen Backbone für die Vielzahl an prognostizierten Verbrauchern zur Verfügung stehen werden, sind noch unklar.

**Parallel zum mittelfristigen Aufbau der genannten Wasserstoff-Umschlagsmöglichkeiten sollte bis zum Jahr 2027/28 ein bremischer Pipeline-Backbone erstellt werden, über den die Hafestandorte Bremen und Bremerhaven an die Kavernen der Region zur Speicherung des angelieferten Wasserstoffs angeschlossen werden. Über den bremischen Pipeline-Backbone kann das Stahlwerk mit Wasserstoff versorgt werden.**

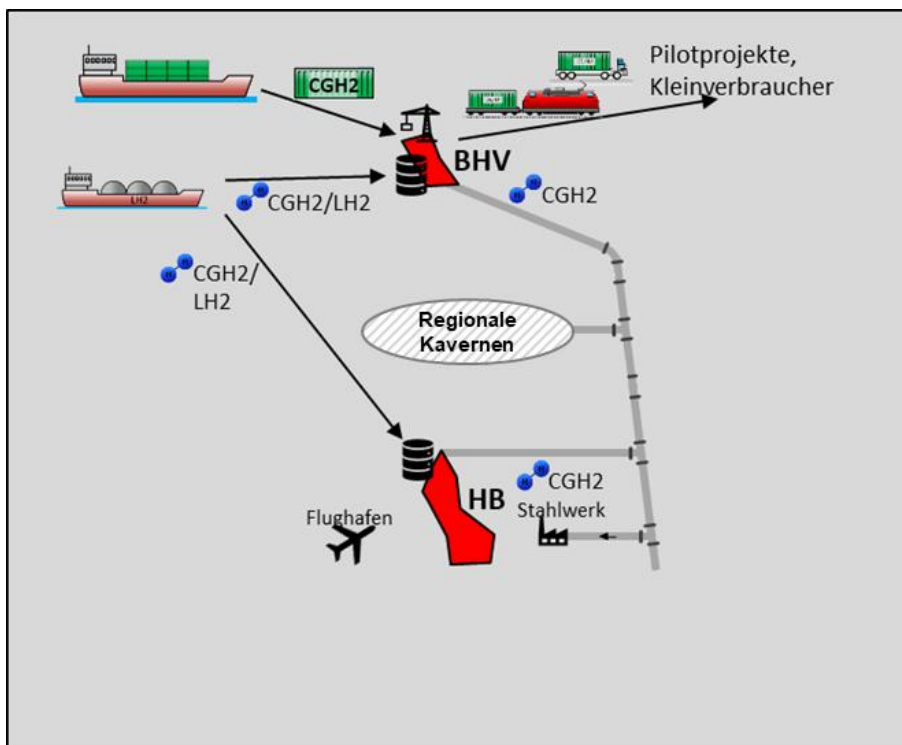


Abbildung 29: H2 Landschaft 2026 - 2031 (eigene Darstellung ISL und ttz)

Weiterhin ist zu prüfen, ob im Bereich der genannten LH2-Entladeinfrastrukturen eine Umschlagsanlage zum Weitertransport des Flüssigwasserstoffs mit Binnenschiffen ins entferntere Hinterland umsetzbar wäre. Dies setzt die Verfügbarkeit entsprechender Binnen-Tankschiffe voraus, die momentan noch nicht absehbar ist.

Im Bereich der PtX-Energieträger sollte, in Zusammenarbeit mit den ortsansässigen Treibstoffversorgungsunternehmen und relevanten Reedern, Bremerhaven als Bunkerstandort für grünes Methanol als Treibstoff für die defossilisierte Schifffahrt zunehmend ausgebaut werden. Weiterhin sollten Importinfrastrukturen für grünes Methanol geschaffen und in Kooperation mit entsprechenden Exportländern Transportkorridore für grünes Methanol aufgebaut werden. Ziele sind zum einen die Versorgung der regionalen Bunkereinrichtungen, zum anderen aber auch Importe grünen Methanols in das deutsche Hinterland mittels der bestehenden Hinterlandanbindungen Bremerhavens.

Wie bereits dargestellt, wird synthetischer Dieseltreibstoff voraussichtlich eine zentrale Rolle bei der Treibstoffversorgung von Fahrzeugen auf den Containerterminals und im Überseehafen (z.B. Van Carrier, Hafenbahn, Schlepper) spielen, die sonst nur schwierig zu defossilisieren sind. Für die Versorgung mit synthetischem Dieseltreibstoff kommen entweder lokale Erzeugungskapazitäten, eine Versorgung von anderen Standorten in Deutschland aus oder als dritte Option Importe aus Drittländern. Aus Sicht der bremischen Häfen ist zunächst zu prüfen, in wieweit **lokale Erzeugungskapazitäten für synthetischen Dieseltreibstoff** umsetzbar sind und die entsprechenden Bedarfe erfüllen können. Gegebenenfalls sollten parallel Versorgungsmöglichkeiten über andere Standorte bzw. Drittländer untersucht werden.

### **8.3.3 Die Jahre ab 2032 (langfristig)**

Wie oben dargestellt, soll der European Hydrogen Backbone Korridor C im Bereich der Nordsee bis 2030 operativ sein (Green Hydrogen Coastline Pipeline).

Bis 2032/33 sollte eine vollständige Anbindung Bremerhavens über einen bremischen Pipeline-Backbone erfolgt sein, sodass Bremerhaven, Bremen, die Kavernenspeicher und das Stahlwerk mit dem European Hydrogen Backbone verbunden sind. Der Flughafen könnte mit einem eigenen Stich direkt an das European Hydrogen Backbone angeschlossen werden.

**Das Ziel bis zum Jahr 2032/33 sollte die Fertigstellung des bremischen Pipeline-Backbone für den Anschluss der Hafenzugänge Bremen und Bremerhaven an die Kavernen und dessen Anschluss an den European Hydrogen Backbone sein.**

Auf diese Weise ist eine flexible und redundante Versorgung der Wasserstoff-Verbraucher einerseits über den European Hydrogen Backbone und andererseits über die oben erwähnten Flüssigwasserstoff-Tankschiffe möglich. Überkapazitäten aus den Flüssigwasserstoff-Tankschiffen könnten über den bremischen Pipeline-Backbone in den European Hydrogen Backbone eingespeist werden. Durch den Anschluss der Kavernen in der Region an dieses Netzwerk wird eine Speicherung erheblicher Mengen an Wasserstoff ermöglicht, so dass Schwankungen in der Nachfrage ausgeglichen werden können und Sicherheitsreserven im Falle von Versorgungsengpässen gebildet werden können.

In der **Abbildung 30: H2 Landschaft ab 2032 (eigene Darstellung ISL und ttz)** sind die neuen Pipelines des bremischen Pipeline-Backbones dargestellt, die den European Hydrogen Backbone mit den Häfen Bremen und Bremerhaven, den regionalen Kavernen dem Flughafen und dem Stahlwerk verbinden.

## Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

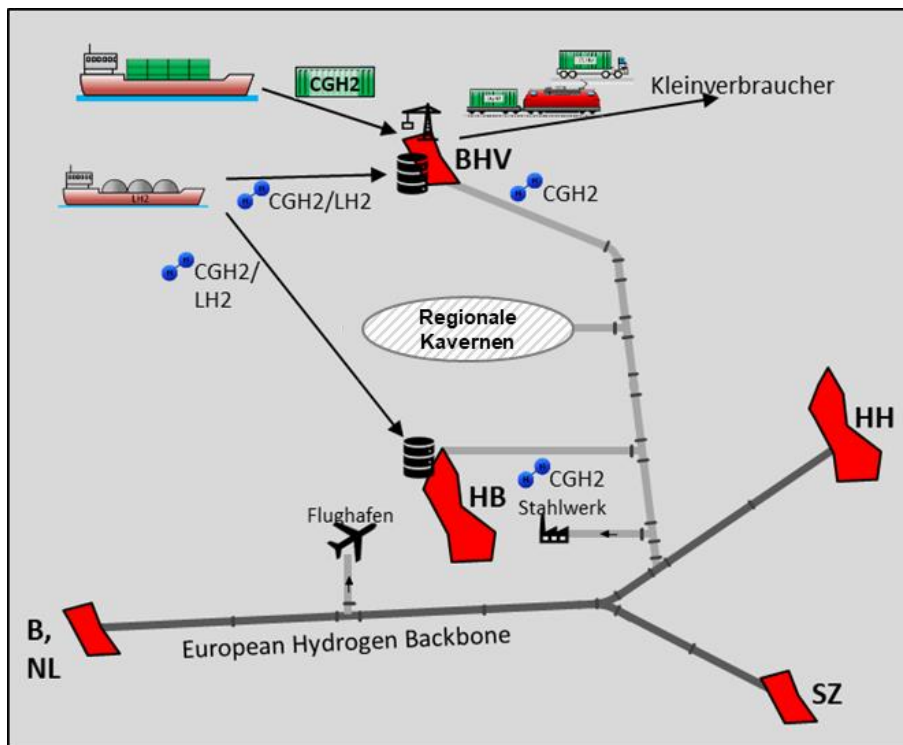


Abbildung 30: H2 Landschaft ab 2032 (eigene Darstellung ISL und ttz)

### 8.3.4 Standortspezifisch

Zur Ableitung potenzieller Standorte für die zuvor beschriebenen Lösungsansätze, wurden die Bremerhavener Standorte Containerterminal, Überseehafen, Verbindungshafen, Columbuskafe, Fischereihafen, Weserbogen und die Bremer Standorte Industriehafen, Neustädter Hafen, Osterort anhand bestimmter Kriterien für jeden der zuvor untersuchten Energieträger betrachtet. **Abbildung 31: Bewertungsmethodik des Standortranking** gibt eine Übersicht der angelegten Bewertungsmethodik. Die einzelnen Standorte wurden je Energieträger anhand der in **Abbildung 31: Bewertungsmethodik des Standortranking** aufgeführten Fragestellungen geprüft. Sollte eine Fragestellung mit nein beantwortet werden, handelt es sich um ein Ausschlusskriterium für diesen Standort. Nur wenn alle Fragestellungen mit ja beantwortet werden, geht dieser Standort für den jeweiligen Energieträger in die Bewertung ein. Die Bewertung erfolgt anhand der in **Abbildung 31: Bewertungsmethodik des Standortranking** dargestellten Gewichtung der Kriterien je Clusterfragestellung. Der Wert für die Eignung stellt dabei eine grobe Einschätzung dar. Werden alle Kriterien so bewertet, dass zumindest eine gewisse Eignung besteht, wird die Eignung als Prozentwert dargestellt (100 % bedeutet dabei eine vollständige Eignung bezüglich aller Kriterien).



## Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

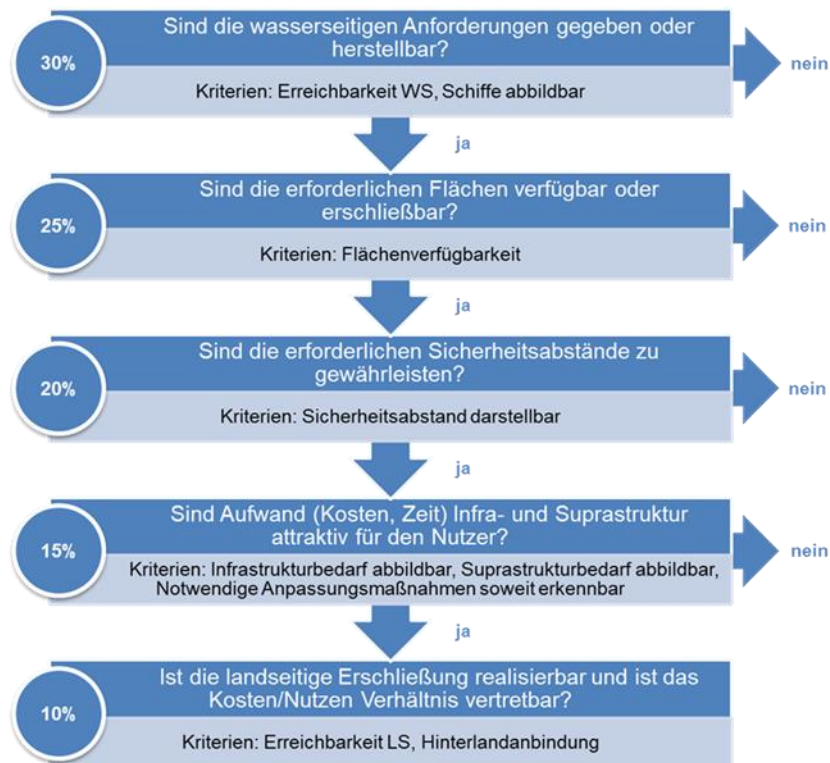


Abbildung 31: Bewertungsmethodik des Standortranking (eigene Darstellung bremenports)

Das aus dem Standortranking hervorgehende Gesamtergebnis wird in **Tabelle 61: Ergebnis Standortranking** dargestellt. Alle in der Farbe Weiß hinterlegten Tabellenfelder sind aufgrund eines oder mehrerer Ausschlusskriterien irrelevant oder nicht realisierbar. Das Ergebnis „nicht realisierbar“ deutet darauf hin, dass keine Fläche verfügbar ist (Kriterium: Flächenverfügbarkeit) und/ oder Schiffe mit Tiefgang, Breite und Länge am Liegeplatz nicht abbildbar sind (Kriterium: Schiffe abbildbar am Liegeplatz (Tiefe, Breite, Länge)).

Daraus folgt, dass für die Standorte Überseehafen, Verbindungshafen und Neustädter Hafen aktuell kein Potenzial für ein Importterminal für erneuerbare Energieträger vorliegt und diese Standorte für die weitere Betrachtung ausgeschlossen werden können.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

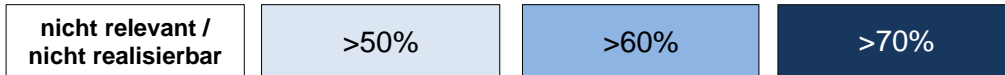
Tabelle 61: Ergebnis Standortranking

Gesamtergebnis		Energieträger				
		Druckwasserstoff (am Beispiel Container)	Druckwasserstoff (am Beispiel Tank-schiff)	Flüssig-wasserstoff	sMethanol (Direktver-brennung)	sMethanol (Wasser-stoffträger)
Standort/ Fläche	Containerterminal in Bremerhaven	98%				
	Überseehafen: Kaiserhäfen II & III, Nordhafen, Osthafen in Bremerhaven					
	Verbindungshafen in Bremerhaven					
	Columbuskaje in Bremerhaven		64%	64%	66%	64%
	Fischereihafen in Bremerhaven				71%	69%
	Weserbogen in Bremerhaven		69%	69%	71%	69%
	Industriehafen in Bremen		54%	54%		
	Neustädter Hafen in Bremen					
	Osterort in Bremen		56%	56%	58%	56%

Gesamtergebnis		Energieträger				
		sAmmoniak (Direkt-verbrennung)	sAmmoniak (Wasserstoff-träger)	LOHC (Wasserstoff-träger)	sLNG (Direktver-brennung)	sLNG (Wasser-stoffträger)
Standort/ Fläche	Containerterminal in Bremerhaven					
	Überseehafen: Kaiserhäfen II & III, Nordhafen, Osthafen in Bremerhaven					
	Verbindungshafen in Bremerhaven					
	Columbuskaje in Bremerhaven			64%	68%	64%
	Fischereihafen in Bremerhaven			69%		

Aufbau einer hafenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

Weserbogen in Bremerhaven	71% <sup>3</sup>	69% <sup>4</sup>	69%	73%	69%
Industriehafen in Bremen					
Neustädter Hafen in Bremen					
Osterort in Bremen			56%		



Für den Import von Druckwasserstoff im Container bieten sich die Containerterminals in Bremerhaven aufgrund der bereits bestehenden Strukturen als primäre Option an. Der Transport von Wasserstoff im Container stellt eine Besonderheit dar. Der Umschlag von Containern ist an anderen Standorten „nicht relevant“. Umgekehrt ist der Umschlag von Massengütern (gasförmig, flüssig) auf dem Containerterminal „nicht relevant“.

Aufgrund der bereits bestehenden Tanklagerstrukturen bietet der Umschlag von Bunkerkraftstoffen an der Columbuskaje großes Potenzial. Dabei kann sMethanol und sLNG eine Rolle spielen. Die Studie geht allerdings unter aktuellen Gesichtspunkten davon aus, dass die Importkapazitäten für sLNG über andere deutsche Seehäfen voraussichtlich abgedeckt werden und diese bereits mit ihren Planungs- und Genehmigungsverfahren weit fortgeschritten sind. Bei Vorliegen eines konkreten Investitionsvorhabens wäre der Eintritt in eine direkte Konkurrenzsituation zu prüfen. Für den Import von Druckwasserstoff, Flüssigwasserstoff, LOHC sowie sMethanol bzw. sLNG als Wasserstoffträger bzw. zur Direktverbrennung per Tankschiff bietet die Columbuskaje eine weitere Option, allerdings ist hier die Abstimmung mit den ansässigen Unternehmen zu berücksichtigen.

Im Fischereihafen ist die Schleusenpassage der limitierende Faktor. Unter den aktuell fokussierten Größenabmessungen der Tankschiffe für erneuerbare Energieträger bietet sich hier eine ergänzende Option für den Import von sMethanol sowohl als Bunkerkraftstoff als auch als Wasserstoffträger und LOHC als Wasserstoffträger. Bei geringfügig kleineren Abmessungen können sich weitere Potenziale für den Import von Druckwasserstoff und Flüssigwasserstoff ergeben.

In Anbetracht der geografischen Nähe zwischen den Standorten Fischereihafen und Weserbogen macht es Sinn, diese mit Ihren Stärken gemeinsam zu betrachten und als sich ergänzende Strukturen weiterzuentwickeln.

Laut Standortranking bietet der Weserbogen für den Import aller aufgeführten erneuerbaren Energieträgern, mit Ausnahme von containerisiertem Druckwasserstoff, eine Importoption

<sup>3</sup> Tatsächliche standortspezifische Eignung müsste in einem Genehmigungsverfahren geklärt werden.

<sup>4</sup> Tatsächliche standortspezifische Eignung müsste in einem Genehmigungsverfahren geklärt werden.

und somit die größte Flexibilität. Dies ist vor allem auf die geografische Lage am Weserfahrwasser und auf die Abbildbarkeit relevanter Sicherheitsabstände durch eine größere Distanz zu relevanter Bebauung zurückzuführen. Dieser Standort bietet sich als primäre Option für ein Importterminal von erneuerbaren Energieträgern an, allerdings unter dem Vorbehalt planungsrechtlicher Hürden. Aus diesem Grund ist die Nachverfolgung von Aktivitäten an den weiteren Standorten sinnvoll.

Auch wenn es laut Standortranking im Weserbogen ein Potenzial für den Umschlag von sAmmoniak gibt, so teilen die bremischen Häfen aktuell die bereits in der Studie beschriebene kritische Sichtweise der bremischen Hafenwirtschaft und bremischen Behörden hinsichtlich der Toxizität und der schwer abbildbaren Sicherheitsabstände von sAmmoniak. Aufgrund der vorgeschriebenen Sicherheitsabstände wird weiter von Einschränkungen bei Flächennutzung und Schifffahrt ausgegangen. Aus diesem Grund wird sAmmoniak nicht als primäres Handlungsfeld gesehen, gleichwohl die Entwicklungen bei diesem Energieträger weiter im Blick zu behalten sind.

Die nachfolgenden Abbildungen 32 und 33 zeigen die in dieser Studie identifizierten Standorte für den Import erneuerbarer Energieträger in den bremischen Häfen. sAmmoniak und sLNG werden nicht aufgeführt, da beide Energieträger in dieser Studie nicht als primäres Handlungsfeld eingestuft werden.



Abbildung 32: Grafische Darstellung potenzieller Standorte der primären Handlungsfelder für den Import erneuerbarer Energieträger in Bremerhaven (eigene Darstellung bremenports)

In Bremen Stadt bietet der Privatanleger Osterort des Stahlwerkes die primäre Option. Hier wäre der Umschlag von Druckwasserstoff, Flüssigwasserstoff, sMethanol und LOHC möglich und das Stahlwerk befindet sich als Großabnehmer in direkter Nähe. Allerdings sind alle Aktivitäten an diesem Standort von der Zustimmung durch den Stahlwerksbetreiber abhängig.

Aufgrund der Schleusenpassage bietet sich der Industriehafen für den Import von Druck- und Flüssigwasserstoff an. Auch hier gilt es, die Entwicklung der Schiffsgrößen im Auge zu behalten. Mit minimal kleineren Schiffen, als die heute typischen avisierten Schiffe, wäre im Industriehafen zusätzlich der Umschlag von LOHC und sMethanol abbildbar. Der Industriehafen bietet sich aufgrund der bereits vorhandenen Tanklagerstrukturen für den Umschlag erneuerbarer Ener-

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft

gieträger an, allerdings bedarf es hierfür der Abstimmung mit den ansässigen Tanklagerbetreibern.

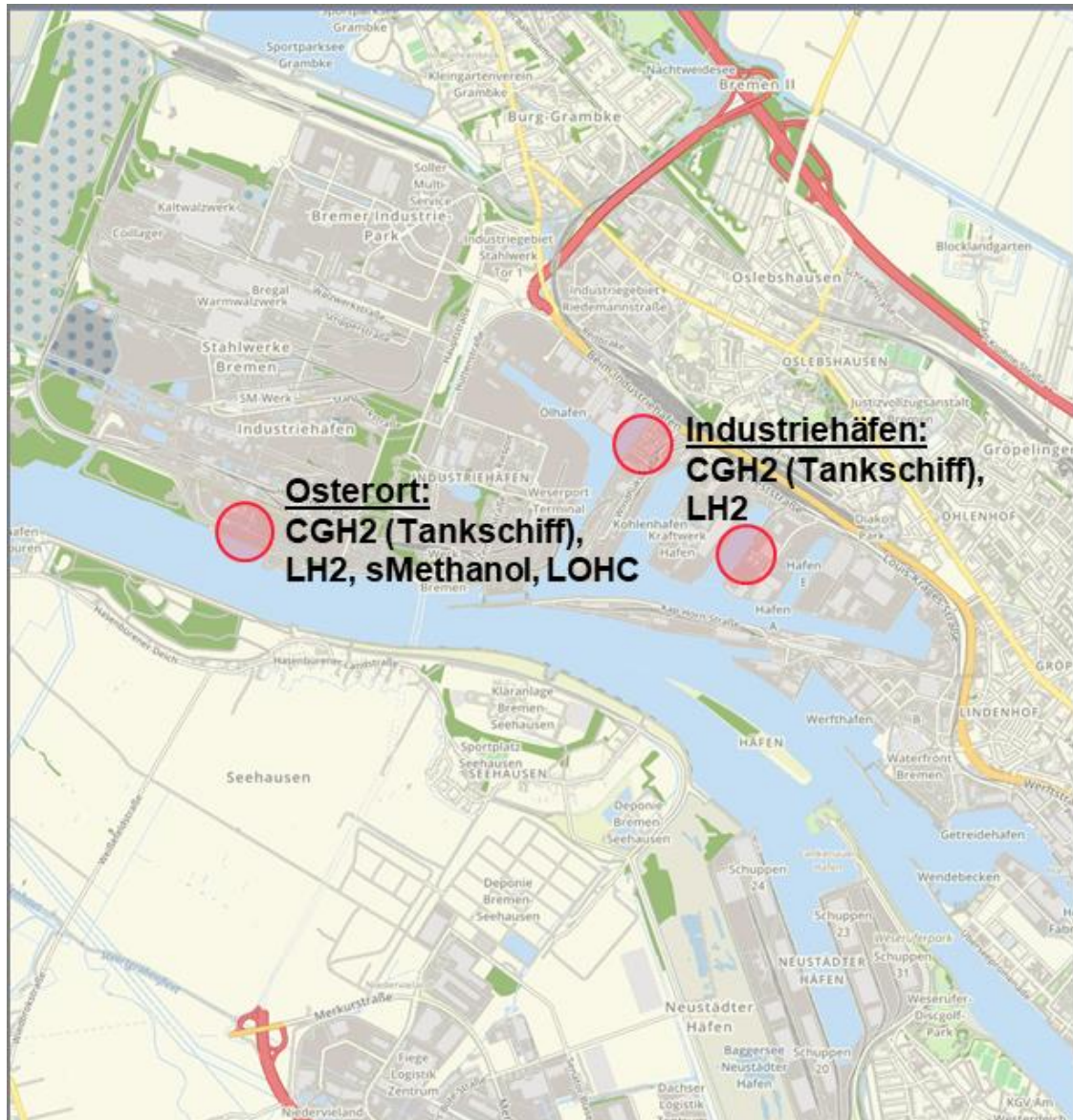


Abbildung 33: Grafische Darstellung potenzieller Standorte der primären Handlungsfelder für den Import erneuerbarer Energieträger in Bremen (eigene Darstellung bremenports)

Beide Standorte in Bremen Stadt sind mit einer Revierfahrt durch die Unterweser und somit Tiefgangrestriktionen verbunden. Alle Aktivitäten an den aufgezeigten Standorten sind abhängig von sich entwickelnden Partnerschaften und der Investitionsbereitschaft zugehöriger Unternehmen.

## 8.4 Fazit: Welche Anforderungen an den Hafenstandort werden erkennbar?

Aus den in den vorigen Kapiteln beschriebenen Erkenntnissen ergeben sich sowohl allgemeine als auch standortspezifische Handlungsfelder für die bremischen Häfen.

Zentrale allgemeine Anforderungen sind dabei die Planung und der Bau einer Wasserstoffpipeline mit der Anbindung der bremischen Häfen an regionale Kavernen, das Stahlwerk, den Flughafen und den European Hydrogen Backbone. Auch die Planung und Errichtung von Umschlagsanlagen, Lagertanks und gegebenenfalls Regasifizierungsanlagen für Wasserstoff und PtX-Energieträger ist zentral. Die Errichtung dieser Strukturen ist abhängig von den sich entwickelnden Partnerschaften und der Bereitstellung von passenden und ausreichenden Flächen sowie der zugehörigen wasser- und landseitigen Infrastruktur, sowie trimodalen Verladeeinrichtungen (Tank-LKW, Bahnkesselwagen, Tank-Binnenschiffe) zum Transport ins Hinterland.

Selbiges gilt für die Planung und Errichtung eines Import- und Bunkerterminals für sMethanol. Dabei können bei diesem Energieträger ergänzend bereits vorhandene Tanklagerinfrastrukturen umgerüstet werden. Um sich als Bunkerstandort für grünes Methanol zu etablieren ist die Planung und Einrichtung grüner klimaneutraler Transportkorridore sinnvoll.

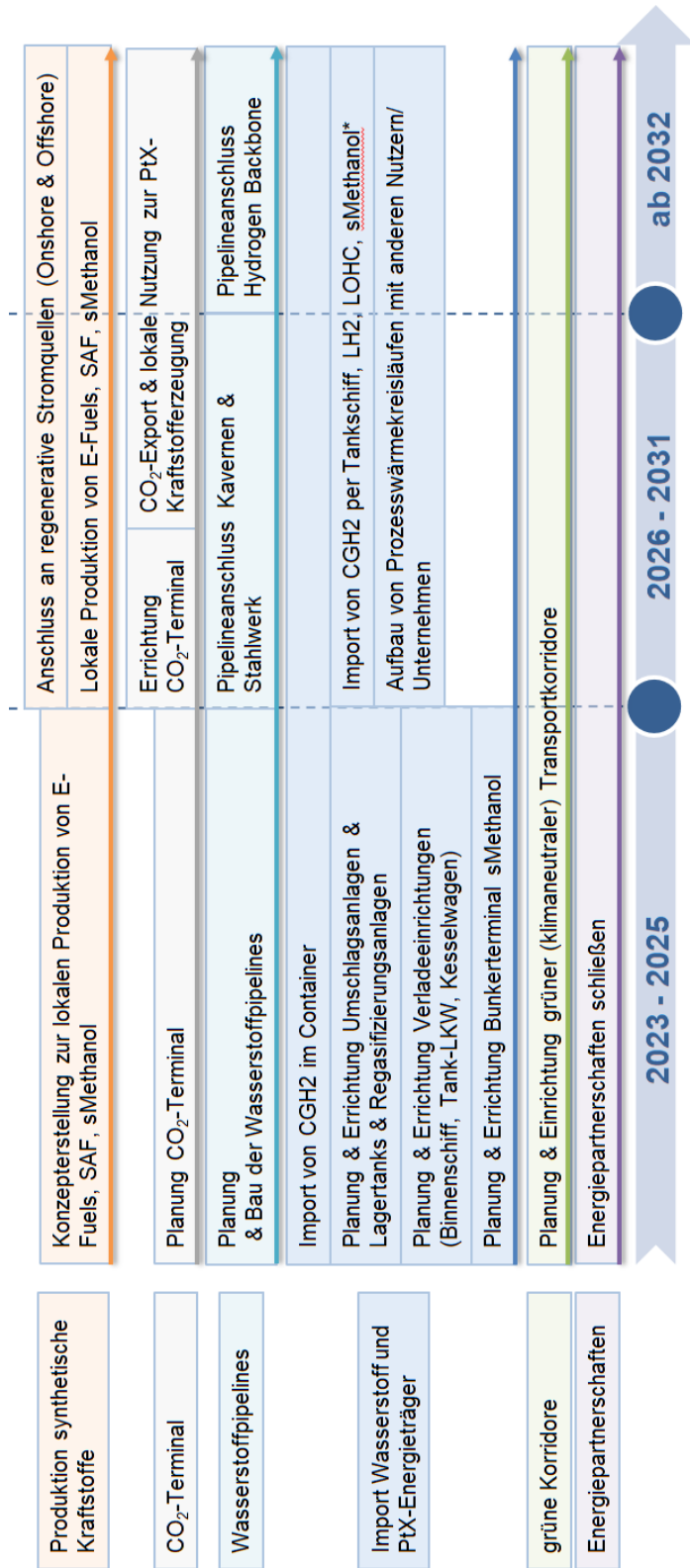
Gerade für energieintensive Prozesse, zum Beispiel der Dehydrierung von LOHC, wird der Aufbau von Prozesswärmekreisläufen mit anderen Nutzern und Unternehmen benötigt.

Ergänzend ist der Aufbau einer lokalen Produktion verschiedener PtX-Kraftstoffe sinnvoll, zu nennen sind hier sMethanol, synthetische E-Fuels sowie synthetisches Kerosin (SAF). Die Vernetzung dieses Produktionsclusters mit einem CO<sub>2</sub>-Umschlagterminal erscheint sinnvoll, um einen Teil des CO<sub>2</sub> in einem Kreislauf zur Produktion synthetischer E-Fuels zu verwenden. Durch eine lokale E-Fuel Produktion ergibt sich eine gewisse Versorgungssicherheit der ansässigen Hafenakteure mit E-Fuels, zum Beispiel synthetisches Diesel für die Van Carrier Flotte der Containerterminals. Ein weiterer Punkt ist die Versorgung und Anbindung an grüne Stromquellen, zum Beispiel über den Abzweig der Strom-Landanbindung an entsprechende Offshore-Windparks und die Anbindung an regenerative Onshore Energiequellen.

Da alle Aktivitäten abhängig von den sich entwickelnden Partnerschaften mit zugehörigen Investitionsentscheidungen sind, ist die aktive Akquise und der Abschluss von Energiepartnerschaften wichtig.

**Abbildung 34: Zeitliche Darstellung in der Studie identifizierter Handlungsfelder (eigene Darstellung bremenports)** gibt einen aggregierten Überblick der in der Studie identifizierten Handlungsfelder unter Betrachtung der aktuell angenommen Zeitlinie zur Umsetzung dieser Vorhaben.

Aufbau einer havenbezogenen Wasserstoffwirtschaft



\* Abhängig von sich entwickelnden Partnerschaften.

Abbildung 34: Zeitliche Darstellung in der Studie identifizierter Handlungsfelder (eigene Darstellung bremenports)



Für die betrachteten und ausgewählten Standorte ergeben sich weitere individuelle Handlungsfelder, um ein Importterminal zu realisieren. Dabei stehen vor allem infrastrukturelle Maßnahmen zur Bereitstellung von Flächen und einer attraktiven wasser- und landseitigen Verkehrsanbindung im Fokus.

**Tabelle 62: Standortsspezifische Handlungsfelder**

Standort	Handlungsfelder
Containerterminal	- Ggf. Bereich für Gefahrgut vorhalten (CGH2)
Columbuskaje	- Ausbau: Straßen-, Gleis-, Kajeninfrastruktur - Ggf. Ertüchtigung der Kajen am Verbindungshafen
Fischereihafen	- Flächenaufspülung - Neubau Binnenkaje - Anpassung Lüllichenge - Anpassung Hafenkanaal (Wassertiefe) - Anpassung Vorhafen und Nordmole
Weserbogen	- Neubau Außenanleger und/ oder Jetty-Struktur - Flächenaufspülung - Anbindung an das Straßen- und Schienennetz
Industriehafen	- Umrüstung bestehender Tanklager
Osterort	- Bau Jettystruktur - Abstimmung mit ArcelorMittal

Die in **Tabelle 62: Standortsspezifische Handlungsfelder** aufgeführten Handlungsfelder und Maßnahmen sind direkt abhängig von einer Umsetzungsentscheidung für den jeweiligen Standort. Wie eingangs erwähnt, soll diese Studie für solch eine Entscheidung oder zur weiteren Abstimmung herleitender Maßnahmen zur Befähigung solch einer Entscheidung eine Grundlage bieten.

## 9. Literaturverzeichnis

- A. Wellbrock, NorthH2 Projektgesellschaft mbH. (10. Januar 2023). Persönliche Mitteilung vom 10.01.2023.
- AG Energiebilanzen e.V. (Dezember 2021). *Energieverbrauch in Deutschland Daten für das 1. bis 4. Quartal 2021*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/01/quartalsbericht\\_q4\\_2021.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/01/quartalsbericht_q4_2021.pdf)
- AG Energiebilanzen e.V. (2022). *Bruttostromerzeugung Strommix Dezember 2021*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/Strommix-Dezember2021.pdf>
- Ariadne-Kopernikus-Projekt Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. (16. März 2022). *Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien*. Abgerufen am 27. Juli 2022 von [https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich\\_final.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich_final.pdf)
- Aug. Hedinger GmbH & Co. KG. (2021). *Sicherheitsdatenblatt Methanol*. Abgerufen am 13. 10 2022 von [www.der-hedinger.de](http://www.der-hedinger.de)
- Avia Mineralöl AG. (2014). *Sicherheitsdatenblatt Marlotherm SH*. München. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <http://sdbpool.de/Pdf/Download/?id=489355&t=4415aeaa161d4ac42b55dba917e95052>
- B. Eikmeier, K. Janßen, Fraunhofer IFAM; B. Meyer, T. Wassermann, Universität Bremen. (15. Oktober 2019). *Erstellung eines Wärmeatlas für Bremen und Bremerhaven*. Abgerufen am 26. Januar 2023 von [https://www.uni-bremen.de/fileadmin/user\\_upload/fachbereiche/fb4/res/publications/BerichtWrmeatlasFortschreibungWaermebedarfbis2050.pdf](https://www.uni-bremen.de/fileadmin/user_upload/fachbereiche/fb4/res/publications/BerichtWrmeatlasFortschreibungWaermebedarfbis2050.pdf)
- BEKS: EnergieEffizienz GmbH. (2013). *Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept für die Stadt Wilhelmshaven*. Nordsee Stadt Wilhelmshaven. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://www.wilhelmshaven.de/PDF/Infomaterial/36/36-04/Klimaschutzkonzept\\_Kurzfassung.pdf?m=1611236121&](https://www.wilhelmshaven.de/PDF/Infomaterial/36/36-04/Klimaschutzkonzept_Kurzfassung.pdf?m=1611236121&)
- Bernd Eikmeier et al. (15. Oktober 2019; überarbeitet am 07. Oktober 2021). *Erstellung eines Wärmeatlas für Bremen und Bremerhaven*. FRAUNHOFER- INSTITUT FÜR FERTIGUNGSTECHNIK UND ANGEWANDTE MATERIALFORSCHUNG IFAM OE ENERGIESYSTEMANALYSE, Uni Bremen Fachgebiet Resiliente Energiesysteme, Bremen. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [www.uni-bremen.de](http://www.uni-bremen.de)
- Breitschopf, B et al. (2022). *Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Exportländer*. Fraunhofer ISI (Hrsg.). Karlsruhe: HYPAT Working Paper 02/2022.
- bremenports GmbH & Co. KG. (2021). *H2Bx.MariTransGate*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von

- [https://www.bremenports.de/fileadmin/user\\_upload/Praesentation\\_Wasserstofftechnologie.pdf](https://www.bremenports.de/fileadmin/user_upload/Praesentation_Wasserstofftechnologie.pdf)
- Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin Ausschuss für Gefahrstoffe. (2020). *Technische Regeln für Gefahrstoffe (TRGS)*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.baua.de/>
- Bundesministerium der Justiz, Bundesamt der Justiz. (26. April 2000). *Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes*. Abgerufen am 21. Oktober 2022 von [https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv\\_12\\_2000/12.\\_BlmSchV.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_12_2000/12._BlmSchV.pdf)
- Bundesministerium für Bildung und Forschung. (24. August 2022). *Grüner Wasserstoff: Welche internationalen Projekte fördert das BMBF?* Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (Juni 2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. Abgerufen am 14. Juli 2022 von [https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (23. August 2022). *Markthochlauf von grünem Wasserstoff beschleunigen: Kanada und Deutschland unterzeichnen Wasserstoffabkommen*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/08/20220823-markthochlauf-von-grunem-wasserstoff-beschleunigen-kanada-und-deutschland.html>
- Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (Oktober 2021). *Klimapfade 2.0 Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Abgerufen am 25. Juli 2022 von <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- C. Robert. (2022). Import-Terminal für Ammoniak geplant. *Weser-Kurier*.
- Carl Roth GmbH + Co. KG. (16. Juni 2021). *Sicherheitsdatenblatt Methanol in der Überarbeitung*. Abgerufen am 06. Oktober 2022 von [www.carlroth.com](http://www.carlroth.com)
- CO2 Management AS. (2022). *Reducing CO2 emissions is today's most pressing challenge*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://wereturncarbon.com/>
- COSMO UG. (2021). *H2BrakeCO2*. Elsfleth: Stadt Brake (Unterweser). Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.h2brakeco2.de/>
- Crystec Technology Trading GmbH. (10. Februar 2022). *Ammoniak Cracker, Wasserstoffgenerator*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.crystec.com/kllyamd.htm>
- D'Ans et al. (1983). *Taschenbuch für Chemiker und Physiker - Organische Verbindungen* (Bd. Zwei). Berlin: Springer Verlag. Von <https://www.booklooker.de/B%C3%BCcher/D-Ans-Lax+Taschenbuch-f%C3%BCr-Chemiker-und-Physiker-Band-II-Organische-Verbindungen/id/A01CGiw401ZZG?zid=maf4jvltfcest05t4j6h2n169f> abgerufen

- Der Vorsitzende der Enquetekommission Martin Michalik. (2021). *Abschlussbericht der Enquetekommission, Klimaschutzstrategie für das Land Bremen*. Bremische Bürgerschaft. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [http://www.bremische-buergerschaft.de/presse/EK/Abschlussbericht\\_Enquetekommission\\_Bremen.pdf](http://www.bremische-buergerschaft.de/presse/EK/Abschlussbericht_Enquetekommission_Bremen.pdf)
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2021). *Abschlussbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2022). *Analyse ENERGY HUB Port of Wilhelmshaven – Standortkonzept*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/ANALYSE\\_ENERGY\\_HUB\\_Port\\_of\\_Wilhelmshaven\\_Standortkonzept.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/ANALYSE_ENERGY_HUB_Port_of_Wilhelmshaven_Standortkonzept.pdf)
- Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (13. Oktober 2021). *Wasserstoff-Studie für die maritime Branche*. Abgerufen am 25. Juli 2022 von <https://dmz-maritim.de/wasserstoff-studie-fuer-die-maritime-branche/>
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. (22. Dezember 2015). *Prognose 2030: Über 70 Millionen zusätzliche Flugpassagiere in Deutschland*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2015/20151222\\_prognose-2030-ueber-70-millionen-zusaetzliche-flugpassagiere-in-deutschland\\_16247.html](https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2015/20151222_prognose-2030-ueber-70-millionen-zusaetzliche-flugpassagiere-in-deutschland_16247.html)
- Die Senatorin für Wirtschaft, Arbeit und Europa et al. (2021). *Wasserstoffstrategie Land Bremen*. Bremer Senat. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2022/02/Wasserstoffstrategie-Land-Bremen.pdf>
- DVV Media Group GmbH. (24. Februar 2020). Grüner Wasserstoff von der Elbe. *Täglicher Hafenbericht Nr. 37*.
- DVV Media Group GmbH. (20. August 2021). H2-Projekte der HHLA gefördert. *Täglicher Hafenbericht Nr. 160*.
- DVV Media Group GmbH. (23. September 2021). Pläne für grünen Wasserstoff aus Wilhelmshaven. *Täglicher Hafenbericht Nr. 185*.
- DVV Media Group GmbH. (20. September 2021). Rotterdam liefert Biokerosin für den Markt. *Täglicher Hafenbericht Nr. 182*.
- DVV Media Group GmbH. (16. Juni 2021). Rotterdam will grünen Wasserstoff aus Island. *Täglicher Hafenbericht Nr. 114*.
- DVV Media Group GmbH. (08. August 2021). Rotterdam: Energiemix als Ziel. *Täglicher Hafenbericht Nr. 152*.
- DVV Media Group GmbH. (02. August 2021). Wasserstoff auf dem Seeweg. *Täglicher Hafenbericht Nr. 147*.
- Energate. (24. Januar 2022). *Wilhelmshaven setzt weiter auf Wasserstoff*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://energatemarkt.com/2021/11/27/wilhelmshaven-setzt-weiter-auf-wasserstoff/>

- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. (16. März 2022). *Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien*. Abgerufen am 25. Juli 2022 von [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-16-Szenarienvergleich\\_final.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-16-Szenarienvergleich_final.pdf)
- European Commission. (08. Juli 2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Abgerufen am 14. Juli 2022 von [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)
- Evonik Industries AG. (2021). *SEPURAN® Noble Membranes for efficient hydrogen recovery*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.membrane-separation.com/en/hydrogen/recovery-with-sepuran-noble>
- Fabian Piehl. (2019). *Machbarkeitsstudie zur Herstellung von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC)*. Technische Hochschule Köln. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [https://epb.bibl.th-koeln.de/files/1374/MA\\_Piehl\\_LOHC\\_48\\_20190610.pdf](https://epb.bibl.th-koeln.de/files/1374/MA_Piehl_LOHC_48_20190610.pdf)
- Felix Schimek et al. (2021). *Gutachten: H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein*. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Florian Ernst Nigbur. (2021). *Ammoniak-Cracker zur Brenngasversorgung von Brennstoffzellen*. Cuvillier Verlag. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://cuvillier.de/de/shop/publications/8519-ammoniak-cracker-zur-brenngasversorgung-von-brennstoffzellen>
- Florian Schwiegershausen. (29. Januar 2020). *Wie die Pipeline-Betreiber ein bundesweites Wasserstoffnetz planen*. (B. T. AG, Herausgeber) Abgerufen am 04. August 2022 von <https://www.weser-kurier.de/bremen/wirtschaft/wie-die-pipeline-betreiber-ein-bundesweites-wasserstoffnetz-planen-doc7e3ki3kgwyp13ibqfjmq>
- Forschungszentrum Jülich GmbH. (kein Datum). *H2 ATLAS-AFRICA Projekt*. Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.h2atlas.de/de/>
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. (21. Juni 2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3*. Abgerufen am 25. Juli 2022 von [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS\\_Kurzbericht.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf)
- Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT). (2021). *Binnenhäfen als Handlungsräume der Energiewende*. Oberhausen. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2022/enerport-metastudie/enerPort\\_Metastudie\\_Binnenhaefen\\_Ver%C3%B6ffentlichung\\_Vers2.pdf](https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2022/enerport-metastudie/enerPort_Metastudie_Binnenhaefen_Ver%C3%B6ffentlichung_Vers2.pdf)

- Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme. (kein Datum). *Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven*. Abgerufen am 26. Juli 2022 von <https://wind-wasserstoff-bremerhaven.de/>
- Freie Hansestadt Bremen. (19. Oktober 2021). *Bremisches Hafensicherheitsgesetz (BremHaSiG)*. Abgerufen am 21. Oktober 2022 von [https://www.transparenz.bremen.de/metainformationen/bremisches-hafensicherheitsgesetz-bremhasig-vom-30-april-2007-67687?asl=bremen203\\_tpgesetz.c.55340.de&template=20\\_gp\\_ifg\\_meta\\_detail\\_d#jlr-HfSiGBR2007pG4](https://www.transparenz.bremen.de/metainformationen/bremisches-hafensicherheitsgesetz-bremhasig-vom-30-april-2007-67687?asl=bremen203_tpgesetz.c.55340.de&template=20_gp_ifg_meta_detail_d#jlr-HfSiGBR2007pG4)
- Fuhrländer, D. (03. August 2022). Persönliches Gespräch.
- G. Böttner, H. (9. Dezember 2022). Tagung des Nationalen Wasserstoffrats in Bremerhaven . (G. Schories, Interviewer)
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH. (28. März 2022). *Projekt HyPerLink*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.gasunie.de/unternehmen/gasunie-deutschland/projekt-hyperlink>
- Greenport. (2021). *Clean hydrogen production*.
- Guidehouse, European Hydrogen Backbone (EHB) initiative. (Mai 2022). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030*. Abgerufen am 14. Oktober 2022 von [https://ehb.eu/files/downloads/1653999355\\_EHB-Supply-corridors-presentation-Full-compressed-1.pdf](https://ehb.eu/files/downloads/1653999355_EHB-Supply-corridors-presentation-Full-compressed-1.pdf)
- Guy Barnett. (28. Dezember 2021). *Tasmania and Port of Rotterdam sign green hydrogen MOU*. (T. Government, Herausgeber) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.portofrotterdam.com/files/media/3187>
- H2-Gate. (November 2021). *Importing one million tons of green hydrogen via the port of Amsterdam*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von Delivering the benefits of green hydrogen: [https://www.hydrogenious.net/wp-content/uploads/2021/12/211214\\_H2Gate-report-feasibility-phase\\_1.pdf](https://www.hydrogenious.net/wp-content/uploads/2021/12/211214_H2Gate-report-feasibility-phase_1.pdf)
- Hamburg Behörde für Wirtschaft und Innovation. (2022). *Green Hydrogen Hub Europe*. Hamburg: hamburg.de GmbH & Co. KG. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.hamburg.de/bwi/medien/15949734/2022-03-04-bwi-wasserstoff/>
- Hamburg Behörde für Wirtschaft und Innovation. (22. März 2022). *Machbarkeitsstudie zur Umrüstung des Kraftwerkes Moorburg*. (h. G. KG, Herausgeber) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von Startschuss für den Aufbau einer großen Elektrolyseanlage: <https://www.hamburg.de/bwi/medien/16009034/2022-03-22-bwi-wasserstoff/>
- Hamburger Hafen und Logistik Aktiengesellschaft. (26. April 2021). *Neu gegründeter Wasserstoffverbund plant, Hamburg grüner zu machen*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://hlla.de/unternehmen/news/detailansicht/neu-gegruendeter-wasserstoffverbund-plant-hamburg-gruener-zu-machen>

- Hamburger Senatskanzlei. (August 2022). *Hamburg schließt Wasserstoff-Kooperationen in Lateinamerika*. Abgerufen am 14. Oktober 2022 von <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/16447652/2022-08-28-sk-wasserstoff-lateinarmerika/>
- Handelsblatt GmbH. (23. März 2022). *LNG-Terminal Brunsbüttel gewinnt Shell als ersten Großkunden*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/fluessigerdgas-lng-terminal-brunsbuettel-gewinnt-shell-als-ersten-grosskunden/28190996.html>
- HANSA International Maritime Journal. (10. August 2022). *CMA CGM folgt Maersk bei Methanol-Neubauten*. Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://hansa-online.de/2022/08/featured/199751/cma-cgm-folgt-maersk-mit-methanol-neubauten/>
- HANSA International Maritime Journal. (18. Juli 2022). *Rotterdam soll neues Terminal für Energieimporte bekommen*. Abgerufen am 19. Oktober 2022 von [hansa-online.de/2022/07/featured/198663/rotterdam-soll-neues-terminal-fuer-energieimporte-bekommen](https://hansa-online.de/2022/07/featured/198663/rotterdam-soll-neues-terminal-fuer-energieimporte-bekommen)
- Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam). (2020). *Rotterdam entwickelt sich zur Wasserstoffdrehscheibe für Deutschland*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/rotterdam-entwickelt-sich-zur-wasserstoffdrehscheibe-fuer>
- Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam). (2021). *Delta Corridor - Connecting Industries*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/202104id-095\\_delta\\_corridor\\_en.pdf](https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/202104id-095_delta_corridor_en.pdf)
- Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam). (05 2021). Präsentation "IMPORT, EXPORT, SPEICHERUNG UND DISTRIBUTION".
- Havenbedrijf Rotterdam N.V. (Port of Rotterdam). (11. April 2022). *Entwicklung eines Importterminals für Wasserstoffträger im Rotterdamer Hafen*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/entwicklung-eines-importterminals-fuer-wasserstofftraeger-im?utm\\_campaign=&utm\\_content=C%26EA\\_NEWS\\_rotterdamer-hafen\\_NB-april-2022\\_DE&utm\\_medium=email&utm\\_source=Eloqua&elqTrackId=767A8](https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/entwicklung-eines-importterminals-fuer-wasserstofftraeger-im?utm_campaign=&utm_content=C%26EA_NEWS_rotterdamer-hafen_NB-april-2022_DE&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=767A8)
- Heiko Stumpf. (27. Dezember 2021). *Tasmanien will Großexporteur von grünem Wasserstoff werden*. (G. T.-G. mbH, Herausgeber) Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.gtai.de/de/trade/australien/branchen/tasmanien-will-grossexporteur-von-gruenem-wasserstoff-werden-755616>
- Helmut Gross. (kein Datum). *Naturschutzgebiet Luneplate Größtes Naturschutzgebiet im Land Bremen öffentlich zugänglich*. (M. d. Stadt Bremerhaven, Herausgeber) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.bremerhaven.de/de/freizeit-kultur/freizeit-im->

- gruenen/naturschutzgebiet-luneplate.27514.html?msclid=5025e84cc6c711ec944728f34c7bdee7
- Helmut Steuer. (24. August 2021). „Wir glauben nicht mehr an fossile Treibstoffe“ – *Containerriese bestellt mit Methanol angetriebene Schiffe*. (H. G.-e. KG, Herausgeber) Abgerufen am 27. Juli 2022 von <https://www.handelsblatt.com/technik/thespark/a-p-moeller-maersk-wir-glauben-nicht-mehr-an-fossile-treibstoffe-containerriese-bestellt-mit-methanol-angetriebene-schiffe/27545556.html>
- HGM Energy GmbH. (16. Juni 2022). *Home*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.hgm-energy.com/home>
- Hydrogen Import Coalition. (2021). *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*. Belgien. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.demegroup.com/sites/default/files/2021-01/Hydrogen%20Import%20Coalition%20Final%20Report.pdf>
- Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik. (11. März 2021). *H2Cool Prelude – Cooler Transport mit Wasserstoff-LKW*. Abgerufen am 27. Juli 2022 von [https://www.isl.org/public/projects/2021-03/Pressemitteilung\\_ISL\\_H2Cool\\_Prelude\\_03\\_2021.pdf](https://www.isl.org/public/projects/2021-03/Pressemitteilung_ISL_H2Cool_Prelude_03_2021.pdf)
- Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik. (2021). *HTTB - Hydrogen Technology for the Transport Business - synthetische Kraftstoffe für das Überseehafengebiet*. Abgerufen am 07. Oktober 2022 von <https://www.isl.org/de/projekte/httb-hydrogen-technology-the-transport-business-synthetische-kraftstoffe-fuer-ueberseehafengebiet>
- Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik. (Oktober 2021). Persönliche Kommunikation R. M. Knischka und N. Meyer-Larsen am Stand der Firma NPROXX im Rahmen der Messe Hydrogen Technology Expo Bremen, 20. und 21.10.2021. Bremen.
- International Energy Agency. (2021). *Hydrogen in North-Western Europe A vision towards 2030*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-north-western-europe>
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. (12. Oktober 2022). *Deutschland und Namibia werden Forschungspartner bei grünem Wasserstoff*. Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.iwr.de/news/deutschland-und-namibia-werden-forschungspartner-bei-gruenem-wasserstoff-news38098>
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. (15. September 2022). *Vereinigte Arabische Emirate liefern Wasserstoff nach Deutschland*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.iwr.de/ticker/erste-testlieferung-vereinigte-arabische-emirate-lieferten-wasserstoff-nach-deutschland-artikel4762>
- Irma Schmidt et al. (2014). Evaluation of Formic-Acid-Based Hydrogen Storage Technologies. *Energy & Fuels* Nr.28, S. 6540-6544. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/ef501802r#>



- Jack Donnelly. (11. Mai 2021). *Port of Antwerp collaborates in hydrogen-powered HyTrucks initiative*. (P. T. Maritime Information Services Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/port-of-antwerp-collaborates-in-hydrogen-powered-hytrucks-initiative/>
- Jack Donnelly. (05. November 2021). *Port of Antwerp works toward greener operations*. (P. T. Maritime Information Services Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/port-of-antwerp-works-toward-greener-operations/>
- Jack Donnelly. (11. Mai 2021a). *Port of Antwerp collaborates in hydrogen-powered HyTrucks initiative*. (P. T. Maritime Information Services Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/port-of-antwerp-collaborates-in-hydrogen-powered-hytrucks-initiative/>
- Jack Donnelly. (19. Oktober 2021b). *Maersk: methanol 'the way to go' for carbon-neutral shipping by 2050*. (P. T. Maritime Information Services Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/maersk-methanol-the-way-to-go-for-carbon-neutral-shipping-by-2050/>
- Jack Donnelly. (05. November 2021c). *Port of Antwerp works toward greener operations*. (P. T. Maritime Information Services Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/port-of-antwerp-works-toward-greener-operations/>
- Jaro Jens et al. (2021). *Gas for Climate - Extending the European Hydrogen Backbone*. Utrecht: Guidehouse. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/)
- Johannes Dimas. (22. Dezember 2020). *Grüner Wasserstoff in Lateinamerika: Chile ist Vorreiter*. (G. T.-G. mbH, Herausgeber) Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.gtai.de/de/trade/lateinamerika/branchen/gruener-wasserstoff-in-lateinamerika-chile-ist-vorreiter-592210>
- Jona Göbelbecker. (13. Januar 2022). *Projekt Delta Corridor – Neue Wasserstoff-Pipeline von Rotterdam nach Deutschland*. (H. GmbH, Hrsg.) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/neue-wasserstoff-pipeline-von-rotterdam-nach-deutschland-125.html>
- Jörn Schaar. (18. Februar 2022). *Import von Flüssigerdgas – wie es um ein LNG-Terminal in Brunsbüttel steht*. (D. K. Rechts, Hrsg.) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.deutschlandfunk.de/import-von-fluessigerdgas-wie-es-um-ein-lng-terminal-in-brunsbuettel-steht-dlf-11ac2894-100.html>
- Karsten Müller et al. (2017). Hydrogen Storage in Formic Acid: A Comparison of Process Options. *Energy & Fuels* Nr. 31, S. 12603-12611. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.7b02997#>
- Knuschke, C. (07. Juli 2022). Persönliches Gespräch Flughafen Bremen. (G. Prof. Dr. Schories, Interviewer)

- Kogure, R. (29. November 2022). (G. Schories, Interviewer)
- Kommission für Anlagensicherheit (KAS) bei Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (November 2010). *KAS-18: Empfehlungen für Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfall-Verordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung — Umsetzung § 50 BImSchG*. Abgerufen am 21. Oktober 2022 von [https://www.kas-bmu.de/kas-leitfaeden-arbeits-und-vollzugshilfen.html?file=files/publikationen/KAS-Publikationen/Leitfaeden%2C%20Arbeits-%20und%20Vollzugshilfen/KAS\\_18.pdf&cid=1535](https://www.kas-bmu.de/kas-leitfaeden-arbeits-und-vollzugshilfen.html?file=files/publikationen/KAS-Publikationen/Leitfaeden%2C%20Arbeits-%20und%20Vollzugshilfen/KAS_18.pdf&cid=1535)
- Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. (11. Oktober 2021). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Abgerufen am 25. Juli 2022 von <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- Lange, E. (10. September 2021). Wasserstoff aus Abfall. (V. V. GmbH, Hrsg.) *VDI-Nachrichten Nr. 36*, S. 15.
- LH2 Europe et al. (03. Mai 2022). *Wegweisendes Wasserstoff-Schiffsdesign wird den Markt für erneuerbare Energien in Europa revolutionieren*. Abgerufen am 27. Juli 2022 von <https://www.lh2europe.com/assets/files/press-release-lh2-europe-c-job-hydrogen-tanker-german-version.pdf>
- Lutz Timmermann. (19. September 2021). *Zwei neue Kavernen in Blexen sind denkbar*. (N.-Z. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 04. August 2022 von <https://www.nord24.de/wesermarsch/zwei-neue-kavernen-in-blexen-sind-denkbar-66701.html>
- Magistrat der Stadt Bremerhaven. (07. November 2019). *Magistrat stellt Weichen für Ausbau von Wasserstoffproduktion in Bremerhaven*. (v. d. Magistrat der Stadt Bremerhaven, Herausgeber) Abgerufen am 29. Juli 2022 von <https://www.bremerhaven.de/de/aktuelles/magistrat-stellt-weichen-fuer-ausbau-von-wasserstoffproduktion-in.96417.html>
- Margherita Bruno. (14. September 2022). *Ports of Amsterdam and Cork sign partnership for green supply chain*. (P. T. Services, Herausgeber) Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/ports-of-amsterdam-and-cork-sign-partnership-for-green-supply-chain/>
- Margherita Bruno. (17. Oktober 2022). *Ports of Rotterdam and Gothenburg to develop green shipping corridor*. (P. T. Services, Herausgeber) Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/ports-of-rotterdam-and-gothenburg-to-develop-green-shipping-corridor/>
- Margherita Bruno. (6. Juli 2022). *Shell signs off on Rotterdam port hydrogen plant*. (M. I. Port Technology, Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von

- <https://www.porttechnology.org/news/shell-signs-off-on-rotterdam-port-hydrogen-plant/>
- Martin Jendrischik. (13. Juni 2022). *Energiepark Wilhelmshaven: Erneuerbares Methan statt amerikanisches Fracking-Gas*. (Cleanthinking.de, Herausgeber) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.cleanthinking.de/energiepark-wilhelmshaven-erneuerbares-methan-statt-amerikanisches-fracking-gas/>
- Merkel Energy GmbH. (2021). *Energiedrehscheibe Wilhelmshaven 2.0 Standortanalyse*. Stadt Wilhelmshaven Der Oberbürgermeister. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.portofwilhelmshaven.de/entwicklungsmoeglichkeiten/energiedrehscheibe.php>
- Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten e V. (November 2021). *Wasserstoffstrategie Metropolregion Nordwest*. Abgerufen am 4. Januar 2023 von <https://www.metropolregion-nordwest.de/downloads/datei/OTAwMDAxNTI1Oy07L3Vzci9sb2NhbcC9odHRwZC92aHRkb2NzL2Ntc3gvdWV0cm9wb2xyZWdpb24vbWVkaWVuL2Rva3VtZW50ZS93YXNzZXJzdG9mZnN0cmF0ZWdpZV9kZXJfbWV0cm9wb2xyZWdpb25fbm9yZDhlc3QucGRm>
- Morgenpost Verlag GmbH. (05. März 2022). *So will Hamburg künftig Wasserstoff importieren*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.mopo.de/hamburg/so-will-hamburg-kuenftig-wasserstoff-importieren/>
- Naida Hakirevic Prevljak. (08. Dezember 2021). *Maersk unveils design of next-gen methanol-powered boxships*. (N. BV, Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.offshore-energy.biz/maersk-unveils-design-of-next-gen-methanol-powered-containerships/>
- NeuConnect Deutschland GmbH & Co. KG. (kein Datum). *Eine sichere Verbindung für die Stromversorgung der Zukunft*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://de.neuconnect-interconnector.com/>
- Nicole Weinhold. (2021). *Wüsten-Wasserstoff oder regionale Wertschöpfung?* TFV Technischer Fachverlag GmbH Erneuerbare Energien 07/2021, 14-14. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.erneuerbareenergien.de/energierecht/wuesten-wasserstoff-oder-regionale-wertschoepfung>
- Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG. (2020). *WASh2Emden – Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden Projektdokumentation*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.nports.de/media/hafenplus/Projekte/Wash2Emden/NPorts-Nachhaltigkeit-Projekt-WASh2Emden-Abschlussbericht.pdf>
- Nord Wirtschaft. (2022). *Brunsbüttel ist als Standort ideal*. (J. M. Verlag, Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [www.nordwirtschaft.de/LNG/Terminal](http://www.nordwirtschaft.de/LNG/Terminal)
- Norddeutscher Rundfunk. (04. März 2022). *Hamburger Hafen soll Wasserstoff-Terminals bekommen*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von

- <https://www.ndr.de/nachrichten/hamburg/Hamburger-Hafen-soll-Wasserstoff-Terminals-bekommen,wasserstoff344.html>
- Otto Machhammer et al. (April 2021). Sonne oder Wind: Was ist die bessere Energiequelle für Power-to-X. *Chem. Ing. Tech*, 93 No.4, S. 553-567. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://onlinelibrary.wiley.com/toc/15222640/2021/93/4>
- Otto Machhammer et al. (April 2021). Wasserstofftransport in Erdgaspipelines. *Chem. Ing. Tech*, 93, No. 4, S. 717-728. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://onlinelibrary.wiley.com/toc/15222640/2021/93/4>
- Philipp Gerbert et al. (2018). *BDI-Handlungsempfehlungen zur Studie „Klimapfade für Deutschland“*. ZVEI e. V. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.zvei.org/presse-medien/publikationen/bdi-handlungsempfehlungen-zur-studie-klimapfade-fuer-deutschland>
- Port of Rotterdam. (11. Oktober 2022). *Cepsa and the port of Rotterdam join up to create the first green hydrogen corridor between the north and south of Europe*. Abgerufen am 14. Oktober 2022 von <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/cepsa-and-the-port-of-rotterdam-join-up-to-create-the-first-green-hydrogen>
- Port Technology Team. (3. November 2022). *Maersk, Spanish Government to explore large-scale green fuels production*. Abgerufen am 15. Dezember 2022 von <https://www.porttechnology.org/news/maersk-spanish-government-to-explore-large-scale-green-fuels-production>
- Porthos CO2 Transport and Storage C.V. (2022). *Porthos Project*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.porthosco2.nl/en/project/>
- Prognos et al. (Juni 2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*. (S. Klimaneutralität, Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von Zusammenfassung im Auftrag Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_209\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf)
- Raffaele Piria et al. (08. Dezember 2021). *Analyse: Wasserstoffimportssicherheit für Deutschland – Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität*. (M. R. gGmbH, Herausgeber) Abgerufen am 19. Oktober 2022 von [https://ariadneprojekt.de/media/2021/12/Ariadne-Analyse\\_Wasserstoffimportssicherung\\_Dezember2021.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2021/12/Ariadne-Analyse_Wasserstoffimportssicherung_Dezember2021.pdf)
- Rainer Lütkehus. (16. Februar 2022). *belgieninfo.net*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.belgieninfo.net/von-oman-nach-zeebrugge-belgien-will-hub-fuer-gruenen-wasserstoff-werden/>
- Ralph Diermann. (23. August 2022). *Eon und Uniper wollen jährlich jeweils bis zu 500.000 Tonnen grünes Ammoniak aus Kanada importieren*. (p. m. KG, Hrsg.) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.pv-magazine.de/2022/08/23/eon-und-uniper-wollen-jaehrlich-jeweils-bis-zu-500-000-tonnen-gruenes-ammoniak-aus-kanada-importieren/>

- RWE AG. (18. März 2022). *Import von grüner Energie: RWE errichtet Ammoniak-Terminal in Brunsbüttel*. Abgerufen am 14. Oktober 2022 von <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-03-18-import-von-gruener-energie-rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel>
- Sandra Enkhardt. (12. März 2021). *Deutschland will Wasserstoff aus Saudi-Arabien importieren – Pilotprojekt zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie gestartet*. (p. m. KG, Herausgeber) Abgerufen am 19. Oktober 2022 von <https://www.pv-magazine.de/2021/03/12/deutschland-will-wasserstoff-aus-saudi-arabien-importieren-pilotprojekt-zur-dekarbonisierung-der-stahlindustrie-gestartet/>
- Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG. (2020). *Antwerpen bekommt »grüne« Power-to-Methanol-Anlage*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://binnenschifffahrt-online.de/2020/05/seehaefen/14299/antwerpen-weitert-methanolproduktion-aus/>
- Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG. (26. August 2022). *Wilhelmshaven schlägt Atlantik-Brücke nach Kanada*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://hansa-online.de/2022/08/featured/200704/wilhelmshaven-schlaegt-atlantik-bruecke-nach-kanada>
- Senat der Freien Hansestadt Bremen. (13. Dezember 2021). *Wasserstoffstrategie Land Bremen*. Abgerufen am 7. Oktober 2022 von <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2022/02/Wasserstoffstrategie-Land-Bremen.pdf>
- Sergio Matalucci. (Juli 2021). *pv-magazine*. (p. m. KG, Herausgeber) Von <https://www.pv-magazine.com/> abgerufen
- SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH. (28. September 2015). *Sicherheitsdatenblatt Ammoniak flüssig*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://pdfslide.tips/documents/sicherheitsdatenblatt-ammoniak-fluessig-skw-pde-sicherheitsdatenblatt-gemaess.html?page=1>
- Solarthemen Media GmbH. (01. Juni 2022). *Grüner Wasserstoff aus und für Bremerhaven ab 2023*. Abgerufen am 27. Juli 2022 von <https://www.solarserver.de/2022/06/01/gruener-wasserstoff-bremerhaven-2023/>
- Sören Berg et al. (2020). *Ergebnisse der Potenzialanalyse, Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden*. Projektkonsortium des Projektes WASH2Emden. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://www.mariko-leer.de/wp-content/uploads/2020/07/WASH2Emden\\_Ergebnisbrosch%C3%BCre\\_Mai-2020.pdf](https://www.mariko-leer.de/wp-content/uploads/2020/07/WASH2Emden_Ergebnisbrosch%C3%BCre_Mai-2020.pdf)
- Stadt Brake (Unterweser). (2021). *Projekt H2BrakeCO2*. Brake. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.h2brakeco2.de/projekt-2/>
- Statista Research Department, Statista GmbH. (01. April 2022). *Anteil der Energieträger an der Nettostromerzeugung in Belgien im Jahr 2021*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von [https://de.statista.com/statistik/daten/studie/182166/umfrage/struktur-der-bruttostromerzeugung-in-belgien/#:~:text=Im%20Jahr%202021%20lag%20der,On%2D%20sowie%20Offshore\)%20zusammen.](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/182166/umfrage/struktur-der-bruttostromerzeugung-in-belgien/#:~:text=Im%20Jahr%202021%20lag%20der,On%2D%20sowie%20Offshore)%20zusammen.)

- Statista Research Department, Statista GmbH. (01. April 2022). *Anteil der Energieträger an der Nettostromerzeugung in den Niederlanden im Jahr 2021*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/182184/umfrage/struktur-der-bruttostromerzeugung-in-den-niederlanden/?msclkid=4988f807c6c311ecbd63dad9d822fdbb>
- Statistisches Landesamt Bremen. (November 2021). *Statistisches Jahrbuch 2021*. Abgerufen am 26. Januar 2023 von [https://www.statistik.bremen.de/sixcms/media.php/13/Jb2021\\_pdfa.pdf](https://www.statistik.bremen.de/sixcms/media.php/13/Jb2021_pdfa.pdf)
- swb AG. (2021). *Großes CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial trifft auf beste Produktions- und Verteilungsbedingungen. Der Startschuss: mit grünem Stahl Emissionen reduzieren*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.swb.de/ueber-swb/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoff/elektrolyseur>
- tagesschau. (2. November 2022). *Röhre auf 250 Metern Länge zerstört*. Abgerufen am 16. Dezember 2022 von <https://www.tagesschau.de/ausland/europa/nord-stream-1-schaeden-101.html>
- TFV Technischer Fachverlag GmbH. (04. November 2021). Anlagen für Wasserstoffimport planen. *Erneuerbare Energien*, S. 18-19. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.erneuerbareenergien.de/energierecht/anlagen-fuer-wasserstoffimport-planen>
- TFV Technischer Fachverlag GmbH. (03. Juni 2022). *Zwei-Megawatt-Elektrolyseur für Bremerhaven*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von <https://www.erneuerbareenergien.de/transformation/zwei-megawatt-elektrolyseur-fuer-bremerhaven>
- The European Commission's science and knowledge service. (2021). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021-06/jrc124206\\_assessment\\_of\\_hydrogen\\_delivery\\_options.pdf](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021-06/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf)
- Thomas Melin et al. (2007). *Membranverfahren, Grundlagen der Modul- und Anlagenauslegung; 3. Auflage*. Berlin und Heidelberg: Springer Verlag. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-540-34328-8>
- Torsten Pauly. (02. April 2020). *Belgien ist bei Wasserstoff europaweit mit führend*. (G. T.-G. mbH, Herausgeber) Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.gtai.de/de/trade/belgien/specials/belgien-ist-bei-wasserstoff-europaweit-mit-fuehrend-233770>
- Trialog Publishers Verlagsgesellschaft. (08. Juni 2021). CMB.TECH opens world's first multimodal hydrogen refuelling station and presents the hydrogen truck Lenoir. *Internationales Verkehrswesen*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.internationales-verkehrswesen.de/cmb-tech-opens-worlds-first-multimodal-hydrogen-refuelling-station/>

- ttz Bremerhaven. (2021). *Voraussetzungen für eine CO2-neutrale Wirtschaft mit Wasserstoff, Methan und Methanol*.
- ttz, Bremerhaven. (Dezember 2022).
- Uniper SE. (14. April 2021). *Uniper will Wilhelmshaven zum Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff machen*. Abgerufen am 13. Oktober 2022 von <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-will-wilhelmshaven-zum-knotenpunkt-fuer-klimafreundlichen-wasserstoff-machen>
- Universität Bremen. (Januar 2020). *Fachgebiet Resiliente Energiesysteme, Forschung*. Abgerufen am 12. Oktober 2022 von Projekt H2B: <https://www.uni-bremen.de/res/forschung/h2b>
- Verein Deutscher Ingenieure. (Juli 1990). *VDI 3783 Blatt 2 - Umweltmeteorologie; Ausbreitung von störfallbedingten Freisetzungen schwerer Gase; Sicherheitsanalyse*. Abgerufen am 21. Oktober 2022 von <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-3783-blatt-2-umweltmeteorologie-ausbreitung-von-stoerfallbedingten-freisetzungen-schwerer-gase-sicherheitsanalyse-1>
- Verkehrsblatt - Amtsblatt des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur der Bundesrepublik Deutschland. (2020). *IMDG-Code 2020*. (B. f. (BMVi), Hrsg.) Abgerufen am 12. Oktober 2022 von inklusive Amendment 40-20, Ausgabe 2020: [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/Gefahrgut/imdg-code-de-2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/Gefahrgut/imdg-code-de-2020.pdf?__blob=publicationFile)
- wesernetz Bremen GmbH. (kein Datum). *Gasnetz Bremen*. Abgerufen am 04. August 2022 von <https://www.wesernetz.de/ueber-uns/netzbeschreibung/gasnetz>
- Windfinder. (2022). *Jährliche Wind- und Wetterstatistiken für Bremerhaven*. Abgerufen am 21. Oktober 2022 von <https://de.windfinder.com/windstatistics/bremerhaven>
- Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Küstenländer. (07. November 2019). *Norddeutsche Wasserstoffstrategie*. Abgerufen am 14. Juli 2022 von <https://norddeutschewasserstoffstrategie.de/>
- Zukunft Gas. (13. Juni 2022). *Zukunft Gas - Langfristiger Beitrag zum Klimaschutz*. Abgerufen am 06. Oktober 2022 von <https://gas.info/>

## **10. Anhang**

**Anhang 1: Förderrahmenbedingungen**

**Anhang 2: Projektideen**

**Anhang 3: Monitoring- und Methodenkonzept**



## Anhang 1: Förderrahmenbedingungen

<b>Horizont Europa, Horizon Europe</b> Zentrale Finanzierungsprogramm der Europäischen Union für Forschung und Innovation (9. Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Union). Es dient der Bekämpfung des Klimawandels, der Verwirklichung der Ziele der Vereinten Nationen für nachhaltige Entwicklung und der Förderung der Wettbewerbsfähigkeit und des Wachstums der EU.	
Fördergeber, Projektträger	Europäische Union
Frist für Beantragung	Anträge auf geöffnete und offene Ausschreibungen. Die Ausschreibungen sind ca. 3-4 Monate geöffnet.
Laufzeit des Programms	2021 - 2027
Förderung	<p>100 Prozent Förderquote zum Beispiel für Forschungs- und Innovationsmaßnahmen und Koordinierungs- und Unterstützungsmaßnahmen. Bei der 100-Prozent-Förderquote ergibt sich der Eigenanteil in der Regel aus den indirekten Kosten, die nur mit einer Pauschale von 25 Prozent der direkten Kosten gefördert werden.</p> <p>70 Prozent Förderquote bei Innovationsmaßnahmen. Eine Ausnahme gilt bei den Innovationsmaßnahmen für gemeinnützige (non-profit) Einrichtungen, die auch hier eine Förderquote von 100 Prozent erhalten.</p> <p>Bei Maßnahmen der Kofinanzierung beträgt die Förderquote mindestens 30 Prozent und kann in bestimmten Fällen auf bis zu 70 Prozent steigen.</p> <p>Das Programm fördert die Zusammenarbeit, stärkt die Wirkung von Forschung und Innovation bei der Entwicklung, Unterstützung und Umsetzung von EU-Strategien und leistet einen Beitrag zur Bewältigung globaler Herausforderungen. Es unterstützt die Hervorbringung und Verbreitung exzellenter Erkenntnisse und Technologien.</p> <p>Es dient der Schaffung von Arbeitsplätzen, dem optimalen Ausschöpfen des Talentpools der EU, der Förderung des Wirtschaftswachstums und der industriellen Wettbewerbsfähigkeit sowie der Optimierung der Investitionswirkung innerhalb eines gestärkten Europäischen Forschungsraums.</p> <p>Die Beteiligung am Programm steht Rechtspersonen aus der EU und assoziierten Ländern offen.</p>
Volumen	Budget 95,5 Milliarden Euro (Wissenschaftsexzellenz" mit 25 Milliarden Euro, Globale Herausforderungen und industrielle Wettbewerbsfähigkeit Europas mit 53,5 Milliarden Euro, Innovatives Europa mit 13,6 Milliarden Euro, Ausweitung der Beteiligung und Stärkung des Europäischen Forschungsraums mit 3,4 Milliarden Euro)

Anhang

Antragsverfahren	Zweistufige Anträge auf geöffnete Ausschreibungen (Überblick siehe Link zu Funding & Tenders Portal)
Stichworte	Chancengleichheit und Gender, Ethik, kleine und mittlere Unternehmen, internationale Zusammenarbeit, Nachhaltigkeit und Klimaschutz, Synergien mit anderen EU-Programmen, offene Wissenschaft und freier Zugang zu Forschungsergebnissen
Link	<a href="https://www.horizont-europa.de/">https://www.horizont-europa.de/</a> <a href="https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en">https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en</a> <a href="https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/home">https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/home</a> (Funding & Tenders Portal)

<b>Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)</b>	
Hier: F&E-Projekte Wasserstoff und Brennstoffzelle	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Projektträger Jülich (PtJ) Koordination: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW)
Frist für Beantragung	Jährlich jeweils zum 31.03. bzw. 30.09. für Einreichung einer Skizze
Laufzeit des Programms	30.06.2024
Förderung	Industrielle Forschung bis 50 %, experimentelle Entwicklung bis 25 %, Aufschläge sind möglich Aufbau von Innovationsclustern bis 50% Erlangung, Validierung und Verteidigung von Patenten bis 50 % Unternehmen in der Forschung max. 80 bis 100 %
Volumen	Verfügbare Mittel von jährlich rund 25 Mio. Euro
Antragsverfahren	Zweistufiges Verfahren
Stichworte	Bus, Pkw / Leichtfahrzeug, Nutzfahrzeug, Flurförderzeug, Sonderfahrzeug, Zug, Schiff, Flugzeug, Infrastruktur, Netzferne Stromversorgung, Stationäre Energieversorgung, Kraftstofferzeugung, Komponenten & Systeme, Normierung, Wasserstoff
Link	<a href="https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/wasserstoff-und-brennstoffzelle/">https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/wasserstoff-und-brennstoffzelle/</a>

<b>Förderkonzept Erneuerbare Kraftstoffe</b>	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) Koordination: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW)

Anhang

	lentechnologie (NOW)
Frist für Beantragung	31.03. / 30.09.
Laufzeit des Programms	31.12.2024
Förderung	Die Höhe der Zuwendung pro Vorhaben richtet sich im Rahmen der verfügbaren Haushaltsmittel nach den Vorgaben der Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Entwicklung regenerativer Kraftstoffe (FRL ErK). Förderfähig ist ausschließlich das technische Reaktorsystem. Die Pilotanlage muss mindestens einen Technologiereifegrad von 5 (> TRL 5) aufweisen. Keine Förderung von Investitionsvorhaben.
Volumen	Verfügbare Mittel von 1,54 Mrd. Euro im Zeitraum von 2021 bis 2024.
Antragsverfahren	Zweistufiges Verfahren
Stichworte	Förderangebote Regenerative Kraftstoffe: Biologische Methanisierung unter Nutzung von CO <sub>2</sub> -Quellen aus der Bioenergieproduktion und Wasserstoff, Entwicklung regenerativer Kraftstoffe, Entwicklungsplattform Power-to-Liquid-Kraftstoffe, Skizzeneinreichung Markttest PtL-Kerosin.
Link	<a href="https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/regenerative-kraftstoffe/">https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/regenerative-kraftstoffe/</a>

<b>Entwicklung regenerativer Kraftstoffe</b>	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), VDI/VDE Innovation + Technik GmbH Koordination: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW)
Frist für Beantragung	31.03. bzw. 30.09 eines Jahres für die Einreichung von Skizzen
Laufzeit des Programms	30.06.2024
Förderung	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, kommunale Unternehmen, Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen. Kleine und mittlere Unternehmen (KMU) werden zur Antragstellung ermutigt. Bis zu 100 % Förderung auf zuwendungsfähige projektbezogene Ausgaben, sofern an der Erfüllung des Zweckes kein wirtschaftliches Interesse besteht. Förderung für industrielle Forschung oder Durchführbarkeitsstudien bis zu 50 % der beihilfefähigen Kosten. Förderung im Rahmen experimenteller Entwicklung bis zu 25 % der beihilfefähigen Kosten. Förderung von Aufbau und Betrieb von Innovationsclustern bis zu 50 % der beihilfefähigen Kosten.

Anhang

	Förderung beihilfefähiger Kosten von KMU für die Erlangung, die Validierung und die Verteidigung von Patenten sowie für Innovationsberatungsdienste und innovationsunterstützende Dienstleistungen bis zu 50 %. Bei Beihilfen für Innovationsberatungsdienste und innovationsunterstützende Dienstleistungen Förderung bis 100 % der beihilfefähigen Kosten möglich, sofern der Gesamtbetrag der Beihilfe innerhalb von drei Jahren unter 200.000 EUR pro Unternehmen bleibt.
Volumen	
Antragsverfahren	zweistufig
Stichworte	Kraftstofferzeugung, Biokraftstoff, Wasserstoff, Strombasierte Kraftstoffe
Link	<a href="https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/entwicklung-regenerativer-kraftstoffe-08-2021/">https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/entwicklung-regenerativer-kraftstoffe-08-2021/</a>

<b>Klimafreundliche Nutzfahrzeuge</b>	
Hier: Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), Bundesamt für Güterverkehr (BAG)
Frist für Beantragung	vier Förderaufrufe pro Kalenderjahr (aktuell 29. Juni 2022 bis zum 10. August 2022)
Laufzeit des Programms	2024
Förderung	Bei Fahrzeuganschaffung 80 % Zuschuss der Investitionsmehrausgaben. Bei Tank- und Ladeinfrastruktur 80 % Zuschuss der zuwendungsfähigen projektbezogenen Gesamtausgaben. Machbarkeitsstudien werden mit 50 % bezuschusst. Zuwendungshöchstbetrag 25 Millionen Euro
Volumen	Im Zeitraum von 2021 bis 2024 stehen für die Förderung der Nutzfahrzeug-Anschaffung 1,6 Mrd. Euro zur Verfügung. Zuwendungshöchstbetrag 25 Millionen Euro pro Antragsteller.
Antragsverfahren	Einstufiges Verfahren. Alle eingehenden Anträge werden einem definierten Auswahlverfahren unterzogen. Kriterien für die Auswahl sind Anträge mit dem geringsten Beihilfebetrag beziehungsweise der höchsten Kosteneffizienz für die Umsetzung.
Stichworte	
Link	<a href="https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/foerderung/">https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/foerderung/</a>

<b>Maritimes Forschungsprogramm (Entwicklungsprogramm für die maritime Wirtschaft in den Bereichen Schiffstechnik, Produktion maritimer Systeme, Schifffahrt und Meerestechnik)</b> MARITIME.green – Umweltschonende maritime Technologien
---

Anhang

MARITIME.smart – Maritime Digitalisierung und smarte Technologien MARITIME.safe – Maritime Sicherheit MARITIME.value – Maritime Ressourcen	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Projektträger Jülich (PtJ)
Frist für Beantragung	Beantragung jederzeit
Laufzeit des Programms	Unbefristet
Förderung	Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft mit einer Betriebsstätte oder Niederlassung in Deutschland (Förderung bis 50 %). Eine Beteiligung von KMU ist erwünscht (Förderung bis 80 %). Antragsberechtigt sind auch Einrichtungen der Kommunen und Länder sowie des Bundes, Hochschulen, außeruniversitäre Forschungseinrichtungen und gemeinnützige Organisationen (Förderung bis 100 %). Verbundprojekte bis 3 Jahre Laufzeit.
Volumen	
Antragsverfahren	zweistufig
Stichworte	Schiffstechnik, Produktion maritimer Systeme, Schifffahrt und Meerestechnik
Link	<a href="https://www.ptj.de/projektfoerderung/maritime-forschungsstrategie-2025/maritimes-forschungsprogramm">https://www.ptj.de/projektfoerderung/maritime-forschungsstrategie-2025/maritimes-forschungsprogramm</a>

<b>Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft</b> Förderwettbewerb und Transformationskonzepte	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), VDI/VDE-IT
Frist für Beantragung	Der Start der 15. Runde des Förderwettbewerbs derzeit ausgesetzt. Förderanträge für Transformationskonzepte können eingereicht werden.
Laufzeit des Programms	

Anhang

Förderung	<p><b>Förderwettbewerb:</b></p> <p>Im Vergleich zu klassischen Förderprogrammen werden in dem wettbewerblichen Verfahren die zugelassenen Projektanträge entsprechend ihrer Fördereffizienz (je Fördereuro erreichte CO<sub>2</sub>-Einsparung pro Jahr) gefördert: Je höher die Einsparung oder je geringer die beantragte Förderung ist, desto besser ist die Fördereffizienz und damit die Chance, zu den geförderten Projekten einer Wettbewerbsrunde zu gehören. Maximale Förderquote von 60 Prozent der effizienzbezogenen Kosten.</p> <p><b>Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (EEW)-Transformationskonzepte:</b></p> <p>Unternehmen werden bei der Planung und Umsetzung der eigenen Transformation hin zur Neutralität ihres Treibhausgasausstoßes im Rahmen der EEW-Transformationskonzepte unterstützt. Ein Transformationskonzept ist die Darstellung der längerfristigen Dekarbonisierungsstrategie eines Unternehmens oder eines Unternehmensstandortes. Dies umfasst sowohl die qualitative und quantitative Beschreibung der Ausgangssituation (Zustand im Basisjahr) in Bezug auf ein CO<sub>2</sub>-Minderungsziel, als auch möglicher Maßnahmen mit denen das CO<sub>2</sub>-Ziel erreicht werden soll. Die Förderquote beträgt 50 Prozent der beihilfefähigen Kosten beziehungsweise 60 Prozent für KMU. Die maximale Fördersumme beträgt 80.000 Euro.</p>
Volumen	Die maximale Fördersumme beträgt zehn Mio. Euro pro Investitionsvorhaben.
Antragsverfahren	Zweistufig
Stichworte	
Link	<a href="https://vdivde-it.de/de/auftrag/foerderwettbewerb-energieeffizienz">https://vdivde-it.de/de/auftrag/foerderwettbewerb-energieeffizienz</a>

<b>Deutsche Bundesstiftung Umwelt</b>	
Fördergeber, Projektträger	Deutsche Bundesstiftung Umwelt
Frist für Beantragung	Anträge können kontinuierlich gestellt werden
Laufzeit des Programms	
Förderung	<p>Für Unternehmen, Vereine etc. in der Regel 50% der Projektkosten.          Für Hochschulen etc. bis zu 100% der Projektausgaben.</p> <p>Förderfähig sind Projekte, die einen hohen Beitrag zur Lösung von Umweltproblemen erwarten lassen und keinem der nachfolgend genannten Förderthemen (Auswahl) zugeordnet werden können:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Klima- und ressourcenschonendes Bauen</li> <li>- Energie- und ressourcenschonende Quartiersentwicklung und -erneuerung</li> <li>- Erneuerbare Energie, Energieeinsparung und -effizienz</li> </ul>

Anhang

	- Integrierte Konzepte und Maßnahmen zu Schutz und Bewirtschaftung von Grundwasser und Oberflächengewässern
Volumen	
Antragsverfahren	Zweistufig: Skizze 3-5 Seiten, Antrag ca. 20 Seiten.
Stichworte	
Link	<a href="https://www.dbu.de/2840.html">https://www.dbu.de/2840.html</a>

<b>Förderrichtlinie Innovative Hafentechnologie II (IHATEC II)</b>	
Förderung von Wissenschaft und Forschung auf dem Gebiet der Schifffahrt und des Umweltschutzes.	
Fördergeber, Projektträger	Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), TÜV Rheinland Consulting GmbH
Frist für Beantragung	15.03.2023
Laufzeit des Programms	Das Förderprogramm IHATEC II ist abgeschlossen
Förderung	<p>Unternehmen, Einrichtungen für Forschung und Wissensverbreitung, außeruniversitäre Einrichtungen und Ingenieurbüros können eine Förderung beantragen. Besonders angesprochen sind Unternehmen der Hafenvirtschaft in Verbindung mit industriellen Entwicklungspartnern und Einrichtungen für Forschung und Wissensverbreitung.</p> <p>Materielle Unterstützung und die Durchführung von Vorhaben, die innovative wissenschaftliche Entwicklungen auf dem Gebiet von Schifffahrt und Umweltschutz auch unter Einbeziehung technischer und / oder rechtlicher Fragestellungen fördern.</p> <p>Die Unterstützung und die Vergabe von wissenschaftlichen Forschungsaufträgen auf dem Gebiet von Schifffahrt und Umweltschutz.</p> <p>Anteilige Förderung Unternehmen. Der jeweilige Fördersatz richtet sich nach dem Innovationsgehalt des Projektes, der Unternehmensgröße sowie der Art der Zusammenarbeit und dem Grad der Ergebnisverbreitung.</p> <p>Bei Hochschulen und wissenschaftlichen Einrichtungen kann der Fördersatz bis zu 100 Prozent betragen.</p>
Volumen	64 Millionen Euro von 2021 bis 2025
Antragsverfahren	Zweistufig
Stichworte	<p>Unterstützung der deutschen See- und Binnenhäfen, Digitalisierung, Automatisierung, Vernetzung und Nachhaltigkeit.</p> <p>Stärkung von Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit der Häfen, Berücksichtigung klima- und umweltrelevanter Zielgrößen.</p>
Link	<a href="https://schlueter.foundation/stiftung/stiftungszweck">https://schlueter.foundation/stiftung/stiftungszweck</a>

<b>Kieserling Stiftung</b>	
Förderung von Wissenschaft und Forschung sowie Bildung und Erziehung auf dem Gebiet der Ver-	

Anhang

kehrswirtschaft und Logistik	
Fördergeber, Projektträger	Kieserling Stiftung
Frist für Beantragung	
Laufzeit des Programms	
Förderung	Teilfinanzierung von gemeinnützigen Zwecken.
Volumen	
Antragsverfahren	Einstufig
Stichworte	
Link	<a href="https://www.kieserling-stiftung.de/de/Foerderprojekte-17.html">https://www.kieserling-stiftung.de/de/Foerderprojekte-17.html</a>

<b>Forschung, Entwicklung und Innovation (FEI)</b>	
Fördergeber, Projektträger	BAB Die Förderbank für Bremen und Bremerhaven, Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung/EFRE Projektträger: BAB Bremer Aufbau Bank GmbH oder BIS Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH
Frist für Beantragung	
Laufzeit des Programms	
Förderung	Gewerbliche Unternehmen und Bremische Einrichtungen für Forschung und Wissensverbreitung als Kooperationspartner eines Unternehmens im Rahmen von FuE-Verbundprojekten. Zuschüsse von max. 50 % der förderfähigen Kosten.
Volumen	Bei Einzelprojekten bis zu 100.000 €, bei Kooperationsprojekten zwischen Unternehmen und Wissenschaft bis zu 200.000 €.
Antragsverfahren	Zweistufig.
Stichworte	Förderung innovativer Produkte, Verfahren oder Dienstleistungen, für die ein technisches und finanzielles Risiko besteht, das Projekt regionalwirtschaftlich relevant ist und mittelfristig einen wirtschaftlichen Erfolg verspricht.
Link	<a href="https://www.bab-bremen.de/de/page/programm/fei">https://www.bab-bremen.de/de/page/programm/fei</a>

<b>Programm zur Förderung anwendungsnahe Umwelttechniken (PFAU)</b>	
Ein Programm für Unternehmen in Kooperation mit Forschungseinrichtungen.	
Fördergeber, Projektträger	BAB Die Förderbank für Bremen und Bremerhaven, Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung/EFRE Projektträger: BAB Bremer Aufbau Bank GmbH oder BIS Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH



Anhang

Frist für Beantragung	
Laufzeit des Programms	
Förderung	Kleine und mittlere Unternehmen (KMU) der gewerblichen Wirtschaft. Großunternehmen unter besonderen Voraussetzungen. Forschungseinrichtungen im Rahmen von Verbundprojekten mit Unternehmen.
Volumen	Bei Einzelprojekten bis zu 100.000 €, Verbundprojekte bis zu 200.000 €.
Antragsverfahren	Zweistufig.
Stichworte	Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, Prozess- und Organisationsinnovationen, Durchführbarkeitsstudien, Innovationscluster, Innovationsberatungsdienste und innovationsunterstützende Dienstleistungen, Abordnung hochqualifizierten Personals
Link	<a href="https://www.bab-bremen.de/de/page/programm/pfau">https://www.bab-bremen.de/de/page/programm/pfau</a>

<b>Förderprogramm Angewandte Umweltforschung (AUF)</b>	
Ein Programm für Forschungseinrichtungen in Kooperation mit Unternehmen.	
Fördergeber, Projektträger	BAB Die Förderbank für Bremen und Bremerhaven, Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung/EFRE Projektträger: BAB Bremer Aufbau Bank GmbH oder BIS Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH
Frist für Beantragung	
Laufzeit des Programms	
Förderung	Forschungseinrichtungen des Landes Bremen. Unternehmen im Rahmen von Verbundprojekten mit Forschungseinrichtungen.
Volumen	Bei Einzelprojekten bis zu 150.000 €, Verbundprojekte bis zu 200.000 €.
Antragsverfahren	Zweistufig.
Stichworte	Effektive Umsetzung von Forschungsergebnissen in die wirtschaftliche Praxis, Verbesserung der F&E-Rahmenbedingungen im Umweltschutz, verstärkte Entwicklung von marktfähigen und innovativen Produkten, Dienstleistungen und Verfahren mit hoher Umweltverträglichkeit, Bildung von wissenschaftlichen Netzwerken unter Einbeziehung von Unternehmen
Link	<a href="https://www.bab-bremen.de/de/page/programm/auf">https://www.bab-bremen.de/de/page/programm/auf</a>

<b>Jens-Peter und Betsy Schlüter Stiftung</b>	
Förderung von Wissenschaft und Forschung auf dem Gebiet der Schifffahrt und des Umweltschutzes.	
Fördergeber, Projektträger	Jens-Peter und Betsy Schlüter Stiftung

Anhang

Frist für Beantragung	
Laufzeit des Programms	
Förderung	<p>Materielle Unterstützung und die Durchführung von Vorhaben, die innovative wissenschaftliche Entwicklungen auf dem Gebiet von Schifffahrt und Umweltschutz auch unter Einbeziehung technischer und / oder rechtlicher Fragestellungen fördern.</p> <p>Die Unterstützung und die Vergabe von wissenschaftlichen Forschungsaufträgen auf dem Gebiet von Schifffahrt und Umweltschutz.</p>
Volumen	
Antragsverfahren	
Stichworte	
Link	<a href="https://schlueter.foundation/stiftung/stiftungszweck">https://schlueter.foundation/stiftung/stiftungszweck</a>

**Anhang 2: Projektideen**

<b>H2Bx.HyGrid</b>	
Projekthalt	Der Projektantrag H2Bx.HyGrid beinhaltet die zentrale Lösung für ein CO <sub>2</sub> -neutrales Hafengebiet mit Hilfe eines smarten MicroGrids im Überseehafengebiet von Bremerhaven auf Basis von Windenergie und PV, in dem auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff für den lokalen Verbrauch angedacht war. In einem Microgrid befinden sich Stromerzeuger und -verbraucher in einem eigenen Netz, wobei Stromerzeuger und -verbraucher flexibel reagieren können. Bei Bedarf kann das MicroGrid auch autark betrieben werden.
Einbettung in die Projektlandschaft	Das Projekt bot die Möglichkeit, Synergien mit dem Projekt „Wasserstoff - Grünes Gas für Bremerhaven“ (Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme) mit dem Thema Wasserstoffwirtschaft in der Seestadt sowie mit Hy.City.Bremerhaven zu erschließen und hätte darüber hinaus als Grundlage für die nachfolgend beschriebenen Projekte H2Bx.HyFuel (Erzeugung grüner PtX-Energieträger) und H2Bx.HyShunter (multimodale Tankstelle u. a. für Rangierloks) verwendet werden können. Eine lokale Erzeugung von Energieträgern ermöglicht die Verfügbarkeit von Treibstoffen für Pilotprojekte (H2Bx.HyShipSol).
Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven	Mit Hilfe des Projektes H2Bx.HyGrid wären die wesentlichen Voraussetzungen für einen CO <sub>2</sub> -neutralen Hafenstandort Überseehafen geschaffen worden. Außerdem hätte eine lokale H <sub>2</sub> -Produktion die geplanten lokalen Wasserstoffanwendungen im Hafengebiet versorgen können und es hätten wichtige Erkenntnisse zum Betrieb der jeweiligen Anlagentechnik erlangt werden können.

<b>H2Bx.HyDistriTerm</b>	
Projekthalt	Der Projektantrag H2Bx.HyDistriTerm umfasste Umschlags-, Aufbereitungs- und Verteilungsanlagen für Import und Distribution von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in Bremerhaven. Dabei sollte der Import des Wasserstoffs mittels neuartiger Container bzw. von Wasserstoffderivaten mit spezialisierten Tankschiffen verfolgt werden.
Einbettung in die Projektlandschaft	Im Rahmen der Projektlandschaft sind Konzepte zum Import von H <sub>2</sub> und PtX-Kraftstoffen von allerhöchster Wichtigkeit für eine Partizipation Bremerhavens an einer deutschen Wasserstoffwirtschaft. Dies schließt auch fundierte Planungen für den Import von PtX-Kraftstoffen mit ein. In diesem Zusammenhang ist eine Umsetzung durch Nutzung von H <sub>2</sub> -Containern kurzfristig realisierbar und hätte „Fakten geschaffen“.
Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven	In dem Projekt hätten Synergien erschlossen werden können, wie z. B. mit HyLiner, welches den Einsatz von synthetischem Methanol betrachtet. Gleichzeitig hätten hier zusätzliche Versorgungsmöglichkeiten für Wasserstoffbedarfe in Bremen (u.s. Stahlwerk oder Flughafen) aufgebaut werden können.  Der Aufbau entsprechender Umschlags-, Aufbereitungs- und Verteilungsanlagen hätten in Bremerhaven den Import und die Verteilung von Wasserstoff

	<p>und seinen Derivaten vorangetrieben und einen Beitrag zur Klimaneutralität in der Schifffahrt sowie der deutschen Industrie bedeutet. Konzepte zum Betrieb und Einsatz bestimmter Anlagen hätten analysiert und optimiert werden können. Dies gilt sowohl für die genannten Anlagen als auch für die neuartigen H2-Container und Tankschiffe.</p>
--	--

<b>H2Bx.HyShunter</b>	
Projekthalt	<p>In dem Projekt H2Bx.HyShunter sollten die hafenseitigen Voraussetzungen für den Betrieb von wasserstoffbetriebenen Rangierloks geschaffen werden. Dies beinhaltet insbesondere den Aufbau einer multimodalen Tankstelle in Bremerhaven für Rangierlokomotiven, neue Schiffseinheiten und Straßenfahrzeuge. Die Entwicklung der Rangierlok und der notwendigen multimodalen Tankstelle sollte in unabhängigen Teilprojekten mit den beteiligten Partnern erfolgen.</p>
Einbettung in die Projektlandschaft	<p>H2Bx.HyShunter zielte auf die Kooperationen mit Alstom, evb und HPA mit ihren jeweils unabhängig eingereichten Projektkonzepten. Mit dem Projekt H2Bx.HyShunter boten sich Synergien mit dem Projekt Hy.City.Bremerhaven (im Förderprogramm NIP II) für die Versorgung von Schwerlastverkehren mit Wasserstoff an. Ein Abgleich mit parallelen Aktivitäten in den Projekten dui-sport, DLR, ZBT und Pesa-H2-Rangierlok, oder mit dem ISL-Projekt HTTB (Einsatz von E-Diesel) wäre erfolgt. Für den Einsatz nicht-fossiler Kraftstoffe im Rangierbetrieb sollte eine übergreifende Roadmap aufgebaut werden. Das Projekt SH2unter der o.g. Partner ist bewilligt und soll in die Umsetzung gehen.</p>
Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven	<p>Die Entwicklung einer wasserstoffbetriebenen Rangierlok hätte zur beispielhaften Dekarbonisierung von Rangierloks beitragen können und neue Erkenntnisse zur eingesetzten Technik erbracht. Dies gilt sowohl für den Betrieb als auch für die entsprechende Entwicklung. Die vielfältigen Synergien mit den oben genannten Projekten konnten nicht genutzt werden. Die erwähnte multimodale Tankstelle mit diversen Einsatzmöglichkeiten für Rangierlokomotiven, Schiffseinheiten und Straßenfahrzeuge hätte einen pilothaften Charakter haben können.</p> <p>Der Grundstein für eine mittelfristige Umstellung von Diesel auf wasserstoffgetriebene Rangierloks hätte gelegt werden können. Bei den Stahlwerken Bremen war man ebenso wie in Hamburg und den niedersächsischen Häfen an den Erfahrungen des Projektes interessiert.</p>

<b>H2Bx.HyShipSol</b>	
Projekthalt	<p>Das Projekt H2Bx.HyShipSol zielte auf die Untersuchung von mobilen, wasserstoffgespeisten Stromgeneratoren und den Neubau von vier mit Wasserstoffantrieb ausgerüsteten kleineren Schiffen (zwei Behördenschiffe, ein Wasser-schutzpolizeischiff und ein Laderaumsaugbagger) ab.</p>
Einbettung in die Projektlandschaft	<p>Mobile wasserstoffgespeiste Stromgeneratoren hätten eine dezentrale Stromversorgung z. B. an Schiffs-liegeplätzen zur Entlastung des Stromnetzes vorgesehen. Dabei wären Fragen der Beschaffung, des Betreibers und des</p>

Anhang

	Geschäftsmodells zu klären gewesen. Darüber hinaus sollten Synergien z. B. mit dem Projekt H2Bx.HyGrid (Erzeugung von Wasserstoff) und H2Bx.HyShunter (Aufbau einer Tankstelle, die nach dem Vorbild in Antwerpen von der Schifffahrt mit genutzt werden kann) erschlossen werden.
Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven	Dieses Projekt hätte Erkenntnisse zum Umgang und Betrieb von wasserstoffgespeisten Stromgeneratoren liefern können und demnach auch einen Beitrag zur Klimaneutralität insbesondere mit Blick auf die Versorgung von Schiffen am Liegeplatz geleistet. Dabei hätten Erfahrungen zur Praxistauglichkeit der Technologie gesammelt werden können, die Synergien mit anderen Projekten konnten nicht entstehen. Ein weiterer Baustein zur Entlastung des Stromnetzes konnte nicht geschaffen werden. Stattdessen wurden wasserstoffbasierte Generatoren und auch Schiffsprojekte an anderen Standorten (Dänemark, Belgien) umgesetzt.

<b>H2Bx.HyLiner</b>	
Projekthalt	In dem Projektantrag H2Bx.HyLiner wurde der Bau des Fahrgastschiffes GEESTEMÜNDE II auf Basis von Methanol-Brennstoffzellen beantragt. Für die Kraftstoffversorgung war eine enge Kooperation mit dem Projektantrag H2Bx.HyFuel vorgesehen.
Einbettung in die Projektlandschaft	Das Projekt zielte auf Synergien mit anderen Projekten ab, die für den Bau von Schiffen Antriebe mit nicht-fossilen Kraftstoffen vorsehen, z. B. dem abgelehnten Antrag zu dem Projekt H2Bx.HyShipSol oder dem Projekt UTHÖRN II des Alfred-Wegener-Instituts.
Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven	Die Entwicklung zeigt auf, dass insbesondere in den Bereichen Flug- und Schiffsverkehr der Einsatz von flüssigen Kraftstoffen wie E-Fuels oder synthetischem Methanol zumindest als Übergangslösung für viele Jahre eine Rolle spielen könnten.  Das Projekt H2Bx.HyLiner hätte in diesem Zusammenhang die Basis für praxisnahes Grundwissen bei Bau, Betrieb und Bebunkerung im Bereich Methanol liefern können. Der Einsatz der GEESTEMÜNDE II mit hafennahen Verkehren hätte Grundlagen für den Einsatz von Großcontainerschiffen, die z. B. von Maersk geplant werden (Helmut Steuer, 2021), aufzeigen können. Es hätten Erfahrungen im Umgang mit Methanol bei Transport, Lagerung und Bebunkerung gesammelt werden können  Es hätte durch einen klimaneutralen Betrieb der GEESTEMÜNDE II ein Schritt zum klimaneutralen Hafen bedeutet.

<b>H2Bx.HyFuel</b>	
Projekthalt	Das Projekt H2Bx.HyFuel hatte die lokale Produktion von synthetischem Methan und Methanol zur Nutzung als Schiffstreibstoff zum Ziel.
Einbettung in die Projektlandschaft	Die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen trägt zur Defossilisierung des Transportsektors bei. Folglich wäre eine Nutzung in verschiedenen Folgeprojekten möglich gewesen.  Das grüne Methanol war z. B. als Treibstoff für die GEESTEMÜNDE II vorgese-

Anhang

	<p>hen (H2Bx.HyLiner).</p>
<p>Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven</p>	<p>H2Bx.HyFuel hätte die Möglichkeit geschaffen, Schadstoffemissionen von entsprechenden Verkehrsträgern durch die Nutzung von synthetischem Methan bzw. Methanol zu verringern. Mit dem Einsatz des erzeugten E-Fuels in Folgeprojekten hätten Erfahrungen beim Betrieb von Schiffen und anderen Fahrzeugen gesammelt werden können.</p> <p>Darauf aufbauend hätte man die Ausweitung auf andere Kraftstoffe, wie z. B. synthetischen Diesel (Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, 2021) vorantreiben können und Synergien mit Hy.City.Bremerhaven (Solarthemen Media GmbH, 2022) wären möglich gewesen. Zudem war eine enge Kooperation mit dem Projekt HyLiner (Bau des Fahrgastschiffes GEESTEMÜNDE II auf Basis von Methanol-Brennstoffzellen) vorgesehen.</p> <p>Wie bereits bei HyLiner beschrieben, können E-Fuels als mögliche Übergangslösung eine wichtige Rolle einnehmen.</p>

<p><b>H2Bx.HyCompany</b></p>	
<p>Projekthalt</p>	<p>Der Projektantrag H2Bx.HyCompany beinhaltete die autonome Energieversorgung eines typischen Transportunternehmens (Brüssel &amp; Maass) unter Berücksichtigung der Betankung der LKW, des Stroms sowie der Gebäudeheizung und -kühlung. Die Stromerzeugung sollte mit Hilfe einer eigenen PV-Anlage erfolgen und grüner Wasserstoff selbst erzeugt werden.</p>
<p>Einbettung in die Projektlandschaft</p>	<p>Das Projekt strebte einen, vom Hafen unabhängigen, betrieblich autarken Ansatz an. Dabei hätten sich mit dem geplanten H2Cool-Umsetzungsprojekt auf Basis von H2Cool-Prelude (Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, 2021) Synergien ergeben, unter anderem mit einer Betriebs-Wasserstofftankstelle bei Brüssel &amp; Maass.</p>
<p>Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven</p>	<p>H2Bx.HyCompany hätte exemplarisch im Transportunternehmen Brüssel &amp; Maass die Umsetzung einer autonomen, dezentralen Energieversorgung inklusive entsprechender Handlungsansätze aufgezeigt. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse und verfolgten Ansätze hätten auf weitere Unternehmen übertragen werden können und folglich einen Beitrag zur Klimaneutralität geleistet.</p> <p>Das Projekt hätte mit seinem pilothaften Charakter unter anderem Hinweise bezüglich technischer und ökonomischer Aspekte der eingebundenen Anlagen und Geräte geliefert. Die erwähnten Synergien konnten zudem nicht erschlossen werden.</p>

<p><b>Horizont 2020-Antrag „Greening Ports“</b></p>	
<p>Projekthalt</p>	<p>Das Projekt „Greening Ports“ wurde auf EU-Ebene beantragt und verfolgte das Ziel, den Flug- und Schiffsverkehr mit Hilfe multimodalen Hubs nachhaltiger zu gestalten, wobei viele Wertschöpfungsstufen einbezogen werden sollten, u.a. die Erzeugung und Speicherung grüner Energie, Elektrolyse und Erzeugung von Methanol.</p>
<p>Einbettung in die</p>	<p>Das Projekt stand mit 49 europäischen Partnern auf einer breiten Basis und</p>

Anhang

Projektlandschaft	hätte eine hohe Sichtbarkeit auf EU-Ebene erzielen können. Unter den Partnern wären z. B. die Häfen „Lighthouse Port“ Valencia, „Fellow Ports“ Brüssel, Bremerhaven und Malmö-Kopenhagen gewesen.
Entgangene Effekte für Bremen/ Bremerhaven	<p>Insbesondere in den Bereichen Flug- und Schiffsverkehr ist ein hohes Einsparpotential von Schadstoffemissionen feststellbar, welches durch nachhaltige Konzepte verringert oder ganz vermieden werden könnte.</p> <p>Der im Projekt verfolgte ganzheitliche Ansatz sollte die Erzeugung der grünen Energieträger (Elektrolyse und Methanolerzeugung) und ihre Speicherung, Bunkerung, Entwicklung diverser Fahrzeuge für das Terminal-Operating, die Hinterland-Logistik und das Passagierterminal berücksichtigen. Als Methoden sollten Digital Twins und Simulationen eingesetzt werden. Die Erstellung eines Masterplans und ein anschließender Schritt zur Kommerzialisierung waren vorgesehen.</p> <p>Durch die gemeinsame Arbeit mit vielen Projektpartnern wären wertvolle Kontakte entstanden, auch für die gemeinsame Arbeit in Folgeprojekten.</p>

### Anhang 3: Monitoring- und Methodenkonzept

In diesem Kapitel werden Indikatoren definiert, die den Auftraggeber bei der Bewertung der folgenden Kernfragen unterstützen sollen:

- Welche Transportwege werden sich bei einer zunehmenden Nachfrage von Wasserstoff etablieren?
- Ob und welche Rolle könnten die bremischen Häfen bei diesem neuen Transportgut spielen?
- Welche logistischen Anforderungen an den Hafenstandort werden erkennbar (zu erwartende Schiffe, Hafen- und Umschlagsanlagen, Sicherheitsvorkehrungen)?
- Welche Lösungsansätze wären für die bremischen Häfen nutzbar?

#### Bestimmung relevanter Indikatoren

Indikatoren bilden die Basis eines Monitorings. Sie können quantitativ (z. B. „Erzeugungskapazität ist 5 GW“) oder qualitativ (z. B. „regulatorische Rahmenbedingungen sind geschaffen“) sein.

Es wird vorgeschlagen, die Indikatoren im Hinblick auf die Ziele möglichst aussagekräftig zu formulieren und nach Möglichkeit zu beziffern. Demzufolge müssen entsprechende Datengrundlagen, auf die sich bestimmte Ziele beziehen, verlässlich sein und gesammelt werden, um auf eine belastbare Datenbasis zurückgreifen zu können.

Folgende Tabelle beinhaltet Vorschläge zu strategischen Zielen und wie sich diese durch entsprechende Indikatoren überprüfen lassen.

Strategische Ziele	Indikatoren
In der Region Bremerhaven/ Bremen sind geeignete Flächen und Standorte für technische Einrichtungen (z. B. Elektrolyseure, Speichereinrichtungen, Pipelines, Transportinfrastruktur) ausreichend vorhanden.	(a <sub>1</sub> ... a <sub>i</sub> ) Geeignete Standorte und Flächen zum bedarfsgerechten Neu- und Ausbau von technischen Einrichtungen identifiziert (b <sub>1</sub> ... b <sub>i</sub> ) Anzahl der Genehmigungen für Neu- und Ausbau der technischen Einrichtungen
Die Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff und PtX nach Strombezugsquelle sind in Bremerhaven/ Bremen im Plan.  Die Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX entwickeln sich in Bremerhaven/ Bremen wirtschaftlich positiv.	Jährliche Produktionsmenge strombasierter Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe differenziert nach Strombezugsquellen; Entwicklung der Herstellungskosten: (a <sub>1</sub> ... a <sub>i</sub> ) Menge und Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX aus Offshore-Windenergie (b <sub>1</sub> ... b <sub>i</sub> ) Menge und Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX aus Onshore-Windenergie (c <sub>1</sub> ... c <sub>i</sub> ) Menge und Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX aus Photovoltaik (d <sub>1</sub> ... d <sub>i</sub> ) Menge und Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX aus weiterer Quelle



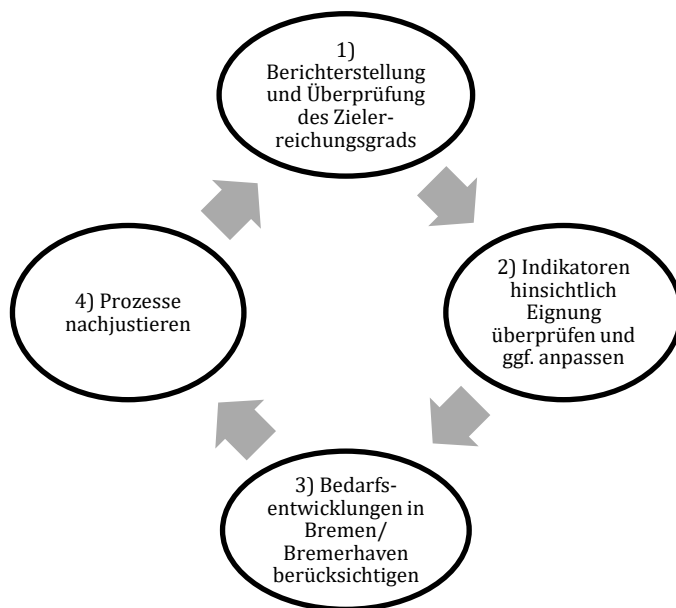
Anhang

<p>Der Import von Wasserstoff und PtX in Bremerhaven/ Bremen kann die Nachfragerücke ausgleichen.</p> <p>Die Transportkosten sinken bei steigenden Mengen bzw. bewährten Transportprozessen.</p>	<p>Entwicklung von Wasserstoff- und PtX-Importen differenziert nach Exportland und Transportweg; Entwicklung der Transportkosten:</p> <p>(a<sub>1</sub> ... a<sub>i</sub>) Importmenge von Wasserstoff und PtX als Massengut aus verschiedenen Exportländern</p> <p>(b<sub>1</sub> ... b<sub>i</sub>) Importmenge von Wasserstoff und PtX containerisiert aus verschiedenen Exportländern</p> <p>(c<sub>1</sub> ... c<sub>i</sub>) Importmenge von Wasserstoff und PtX mittels Pipeline aus verschiedenen Exportländern</p>
<p>Die Speichermöglichkeiten von Wasserstoff und PtX in Bremerhaven/ Bremen sind ausreichend.</p>	<p>Entwicklung von Wasserstoff- und PtX-Speichermöglichkeiten:</p> <p>(a<sub>1</sub> ... a<sub>i</sub>) Speicherkapazität von Wasserstoff und PtX in Kavernen (differenziert nach Umwidmung bzw. Ertüchtigung bestehender Kavernen und Neubau)</p> <p>(b<sub>1</sub> ... b<sub>i</sub>) Speicherkapazität von Wasserstoff und PtX in Tanks (differenziert nach Umrüstung und Neubau)</p> <p>(c<sub>1</sub> ... c<sub>i</sub>) Speicherkapazität von Wasserstoff und PtX in anderer Speicherform</p>
<p>Bremerhaven/ Bremen hat hinreichende Weiterleitungskapazitäten für Wasserstoff und PtX.</p>	<p>Entwicklung der Weiterleitungskapazität bzw. des Transportvolumens vom Hinterlandtransport:</p> <p>(a<sub>1</sub> ... a<sub>i</sub>) Weiterleitungskapazität von Wasserstoff in Pipelines</p> <p>(b<sub>1</sub> ... b<sub>i</sub>) Weiterleitungskapazität von Wasserstoff und PtX per LKW (z. B. Tube-Trailer, Tankwagen)</p> <p>(c<sub>1</sub> ... c<sub>i</sub>) Weiterleitungskapazität von Wasserstoff und PtX per Binnenschiff</p> <p>(d<sub>1</sub> ... d<sub>i</sub>) Weiterleitungskapazität von Wasserstoff und PtX per Bahn</p> <p>(e<sub>1</sub> ... e<sub>i</sub>) Andere Weiterleitungskapazitäten von Wasserstoff und PtX</p>
<p>Bedarfsmeldungen aus der Wirtschaft sind ausreichend.</p>	<p>(a<sub>1</sub> ... a<sub>i</sub>) Bedarf an Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen</p>
<p>Veränderungen von Flottenstrukturen relevanter Schiffstypen hinsichtlich alternativer Kraftstoffe.</p>	<p>(a) Anzahl Umbauten nach Antriebsart</p> <p>(b) Anzahl Neubeschaffungen nach Antriebsart</p> <p>(c) Anzahl Abwrackungen</p>
<p>THG-Reduktion in Anwendungsbereichen (Anmerkung: Strommix bei Elektroantrieben, z. B. Containerbrücken).</p>	<p>Höhe der THG-Reduktion in t CO<sub>2</sub>-Äquivalent differenziert nach Anwendungsbereich</p> <p>(a) THG-Reduktion Containerbrücken (Strommix)</p> <p>(b) THG-Reduktion Van Carrier und andere Stapelgeräte</p> <p>(c) THG-Reduktion Hafenbahn</p> <p>(d) THG-Reduktion Schlepper</p> <p>(e) THG-Reduktion Lotsenschiffe</p> <p>(f) Sonstiges</p>

Erweiterung der Ausbildungsbilanz der Handwerkskammer.	(a) Ausgebildete Fachkräfte (Absolventen) (b) Weitergebildete Fachkräfte (c) Anzahl klimaneutraler Ausbildungsberufe
Wertschöpfung im Bereich Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen durch Steuern	Einnahmen durch Gewerbesteuer für Wasserstoff und PtX

### Konzept einer Bewertungsmethodik

Die entwickelte Bewertungsmethodik dient dazu, die Ziele zu erreichen und Entwicklungen kontinuierlich und systematisch zu beobachten und zu verbessern. Folgendes Vorgehen wird vorgeschlagen. Die Abbildung zeigt den schematischen Ablauf der entworfenen Bewertungsmethodik:



Insgesamt wird mit der Bewertungsmethodik regelmäßig (z. B. jährlich) die Erreichung der Ziele anhand der entsprechend formulierten Indikatoren geprüft und dient als Entscheidungshilfe für Anpassungen. Die Indikatoren werden bei Bedarf überarbeitet, d. h. Indikatoren können neu definiert, gelöscht oder angepasst werden. Zudem ermöglicht ein jährlicher Monitoringbericht, aufgetretene Herausforderungen und neue Bedarfe aufzunehmen, um weitere Handlungsbedarfe oder Handlungsansätze zu identifizieren und die Prozesse anzupassen. Zusätzlich zu einem jährlichen Monitoringbericht wird vorgeschlagen, bei Bedarf einen erweiterten Bericht anzufertigen, der auf der Grundlage der jährlichen Berichte die Strategie insgesamt bewertet und Verbesserungspotentiale ermittelt.

**Anwendung des Monitoring- und Methodenkonzept bezogen auf Bremen/ Bremerhaven**

Um beurteilen zu können, wie weit die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Bremen und Bremerhaven fortgeschritten ist bzw. inwieweit sich der Entwicklungsstand im Plan befindet, wurde das Excel-Tool „Bewertung Wasserstoffwirtschaft.xlsx“ entwickelt, um dafür eine Bewertung vornehmen zu können.

In dem Tool werden für die strategischen Ziele Indikatoren definiert und für jeden Indikator Jahresziele für eine zeitlich definierte Periode festgelegt. Zu den Indikatoren können der aktuelle Entwicklungsstand und eine Bemerkung ergänzt werden. Auf Basis des Entwicklungsstands jedes Indikators erfolgt die Bewertung der Jahresziele. Die Bewertung wird als Prozentzahl angegeben und gibt den Grad der Zielerreichung des Indikators an. Wird ein Jahresziel nicht erfüllt, teilweise erfüllt bzw. ganz erfüllt werden die Werte 0 Prozent, ein Wert zwischen 0 und 100 Prozent bzw. 100 Prozent eingegeben.

Die folgende Tabelle zeigt als Beispiel ein ausgefülltes Tabellenblatt.

Strategische Ziele	Indikator	Bewertung [%] der Jahresziele	Ziel in Periode	Entwicklungsstand	Bemerkung
Technische Einrichtungen sind vorhanden	Elektrolyseur Industriehafen	100%	Standorte sind festgelegt	Standorte festgelegt	
	Elektrolyseur Grauwall	100%	Standorte sind festgelegt	Standorte festgelegt	
	Elektrolyseur Luneplate	100%	Standorte sind festgelegt	Standorte festgelegt	
	Kaverne Dedesdorf	50%	Eignung geprüft, Umwidmung	Eignung geprüft	
	Kaverne Huntorf	50%	Eignung geprüft, Umwidmung	Eignung geprüft	
	Kaverne Lesum	50%	Eignung geprüft, Umwidmung	Eignung geprüft	
	Pipeline HB-BHV	40%		politische Entscheidung	
	Pipeline Anschluss Backbone	70%		politische Entscheidung	
	Pipeline Großverbraucher	70%		politische Entscheidung	Stahlwerk, Flughafen
	HB H2 Terminal	0%		in Planung	Industriehäfen
	HB PtX Terminal	0%		Umrüstung geprüft	Methanol
	BHV H2 Terminal	20%		in Planung	Fischereihafen, Containerterminal
	BHV PtX Terminal	10%		Umrüstung geprüft	Methanol
Die Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff und PtX hinsichtlich Strombezugsquelle sind ausreichend	HB H2	80%			Strom für Testbetrieb
	HB PtX				
	BHV H2	80%			Strom für Testbetrieb
	BHV PtX	100%			Strom für Methanol Testbetrieb
Die Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX entwickeln sich wirtschaftlich positiv	HB H2				
	HB PtX				
	BHV H2				für Testbetrieb geeignet
	BHV PtX				für Methanol-Testbetrieb geeignet
Der Import von Wasserstoff und PtX kann die Nachfrage ausgleichen	HB H2	100%	0 MW	nachgefragte Menge	H2 Container
	HB PtX	100%	0 MW	nachgefragte Menge	Methanol für Testanlagen
	BHV H2	100%	0 MW	nachgefragte Menge	H2 Container
	BHV PtX	100%	0 MW	nachgefragte Menge	Methanol für Maersk
Die Transportkosten sinken bei steigenden Mengen bzw. bewährten Transportprozessen	H2	0%			
	PtX	0%			
Die Speichermöglichkeiten von Wasserstoff und PtX im Hafen sind ausreichend	HB H2	0%			
	HB PtX	30%			Umrüstung auf Methanol
	BHV H2	0%			
	BHV PtX	30%			Umrüstung auf Methanol
Hinreichende Weiterleitungskapazitäten für Wasserstoff und PtX aus den Häfen sind vorhanden	HB H2	20%			H2-Container
	HB PtX	20%			Umwidmung Schifftransporte
	BHV H2	30%			H2-Container
	BHV PtX	20%			Umwidmung Schifftransporte
Bedarfsmeldungen aus der Wirtschaft sind ausreichend	HB H2				
	HB PtX				
	BHV H2	100%		nachgefragte Menge	H2 Tankstelle
	BHV PtX	100%		nachgefragte Menge	eFuels
Veränderungen von Flottenstrukturen relevanter Schiffstypen hinsichtlich alternativer Kraftstoffe	H2	100%			noch keine Erwartung
	PtX	80%		Neubauten in Planung	Maersk Neubauten Methanol, Uthörn
THG-Reduktion erfolgt in Anwendungsbereichen (Strommix bei Elektroantrieben, z. B. Containerbr.)	HB	80%	Anteil grüner Strom		Strommix in Häfen
	BHV	80%	Anteil grüner Strom		Strommix in Häfen
Erweiterung der Ausbildungsbilanz der Handwerkskammer	HB	100%			noch keine Erwartung
	BHV	100%			noch keine Erwartung
Wertschöpfung im Bereich Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen erfolgt durch Steuern	HB H2	100%	0,00	erwartete Steuereinnahme	noch keine Erwartung
	HB PtX	100%	0,00	erwartete Steuereinnahme	noch keine Erwartung
	BHV H2	100%	0,00	erwartete Steuereinnahme	noch keine Erwartung
	BHV PtX	100%	0,00	erwartete Steuereinnahme	noch keine Erwartung
	<b>Erfüllungsgrad</b>	<b>62%</b>			

## Anhang

Die Jahresziele werden pro Periode festgelegt und spiegeln den gewünschten Entwicklungsstand des Indikators am Ende der Periode wider. Für jeden Indikator sollte für die Bewertung der Jahresziele ein Prozentwert eingegeben werden, da Indikatoren ohne Einträge bei der Berechnung des Erfüllungsgrades unberücksichtigt bleiben und dadurch den Erfüllungsgrad verfälschen können.

Die Datei ist so aufgebaut, dass eine Bewertung für die Jahre 2023, 2028, 2033, 2038 und 2043 in 5-Jahres-Schritten erfolgt. Abschließend werden die Bewertungen der Jahresziele in einer Zusammenfassung zusammengeführt.

Strategische Ziele	Indikator	Bewertung [%] der Jahresziele 2023	Bewertung [%] der Jahresziele 2028	Bewertung [%] der Jahresziele 2033	Bewertung [%] der Jahresziele 2038	Bewertung [%] der Jahresziele 2043
Technische Einrichtungen sind vorhanden	Elektrolyseur Industriehafen	0%	0%	0%	0%	0%
	Elektrolyseur Grauwall	0%	0%	0%	0%	0%
	Elektrolyseur Luneplate	0%	0%	0%	0%	0%
	Kaverne Dedesdorf	0%	0%	0%	0%	0%
	Kaverne Huntorf	0%	0%	0%	0%	0%
	Kaverne Lesum	0%	0%	0%	0%	0%
	Pipeline HB-BHV	0%	0%	0%	0%	0%
	Pipeline Anschluss Backbone	0%	0%	0%	0%	0%
	Pipeline Großverbraucher	0%	0%	0%	0%	0%
	HB H2 Terminal	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX Terminal	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2 Terminal	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX Terminal	0%	0%	0%	0%	0%
Die Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff und PtX hinsichtlich Strombezugsquelle sind ausreichend	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Die Herstellungskosten von Wasserstoff und PtX entwickeln sich wirtschaftlich positiv	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Der Import von Wasserstoff und PtX kann die Nachfrage ausgleichen	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Die Transportkosten sinken bei steigenden Mengen bzw. bewährten Transportprozessen	H2	0%	0%	0%	0%	0%
	PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Die Speichermöglichkeiten von Wasserstoff und PtX im Hafen sind ausreichend	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Hinreichende Weiterleitungskapazitäten für Wasserstoff und PtX aus den Häfen sind vorhanden	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Bedarfsmeldungen aus der Wirtschaft sind ausreichend	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
Veränderungen von Flottenstrukturen relevanter Schiffstypen hinsichtlich alternativer Kraftstoffe	H2	0%	0%	0%	0%	0%
	PtX	0%	0%	0%	0%	0%
THG-Reduktion erfolgt in Anwendungsbereichen (Strommix bei Elektroantrieben, z. B. Containerbr.)	HB	0%	0%	0%	0%	0%
Erweiterung der Ausbildungsbilanz der Handwerkskammer	HB	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV	0%	0%	0%	0%	0%
Wertschöpfung im Bereich Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen erfolgt durch Steuern	HB H2	0%	0%	0%	0%	0%
	HB PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV H2	0%	0%	0%	0%	0%
	BHV PtX	0%	0%	0%	0%	0%
	<b>Erfüllungsgrad</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>

In der letzten Zeile der Auswertungsjahre und der Zusammenfassung wird der Erfüllungsgrad ausgegeben. Dieser Wert gibt den durchschnittlichen Erfüllungsgrad über alle Indikatoren an. Alle Indikatoren sind dabei gleichgewichtet, haben aber unterschiedliche Bedeutungen. Dieser Durchschnittswert kann daher nur als grober Maßstab herangezogen werden. Auch bei einem

Vergleich zwischen den Jahren ist zu berücksichtigen, dass, aufgrund höher gesteckter Ziele in den Folgejahren, ein Vergleich zwischen den Jahren nicht sinnvoll ist.

In der Anwendung muss für jeden Indikator festgelegt werden, in welchem Jahr die Umsetzung des Indikators erfolgt sein soll und wie die Umsetzung aussehen soll. Daraus ergeben sich die Jahresziele für die vorhergehenden Perioden. Indikatoren können, abhängig von neuen Entwicklungen oder geänderten Zielen, neu definiert oder gelöscht werden. Die Tabelle zur Bewertung der Wasserstoffwirtschaft ist als „lebende“ Tabelle konzipiert und zeigt Handlungsbedarfe in den zeitlichen Perioden auf.