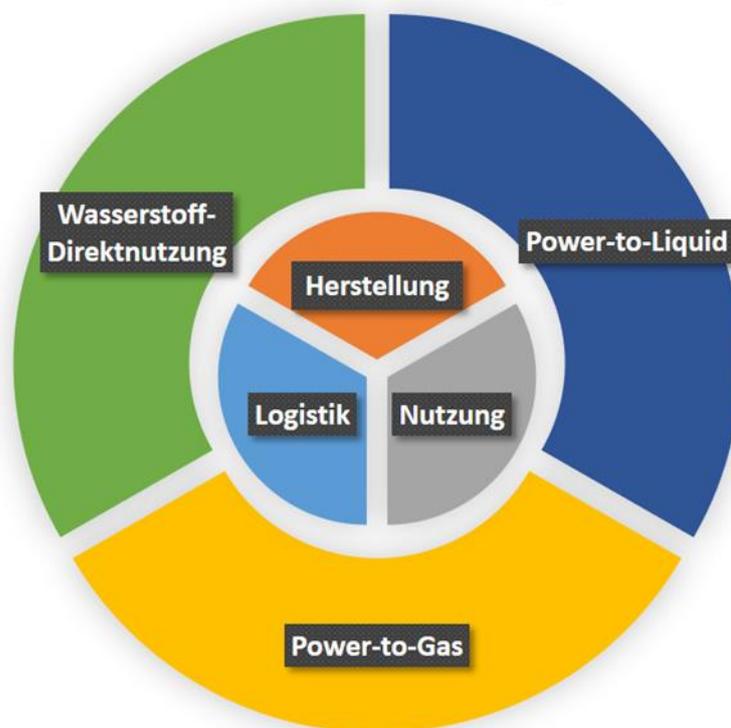


Die Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft

Im Auftrag des
Deutschen Maritimen Zentrums e.V.



vorgelegt von



Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik

Bremerhaven/Bremen, den 09.11.2021

Erstellt im Auftrag von

Deutsches
Maritimes
Zentrum

Deutsches Maritimes Zentrum e.V.
Hermann-Blohm-Straße 3
20457 Hamburg

Bearbeitet von

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

Autoren

Dr. Nils Meyer-Larsen
Ralf Michael Knischka
Matthias Dreyer
Dr. Holger Kramer
Leitung Prof. Dr. Frank Arendt



Sphera Solutions GmbH
Hauptstraße 111-113
70771 Leinfelden-Echterdingen
Tel. +49 (0)711 341817-0
Fax +49 (0)711 341817-25
www.sphera.com

Dr. Michael Baumann

GMW Consultancy

- Marine-, Process-, Energy Technology -

GMW Consultancy
Butendiek 14
21714 Hammah
Tel. +49 (0)4144 6989862
www.gmw-consultancy.com

Dr. Gerd Würsig

© Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik ISL. Das Deutsche Maritime Zentrum e.V. erhält Nutzungsrechte für die Verwendung und Vervielfältigung.

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

Kurzzusammenfassung der Studie

Diese Studie befasst sich mit der Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft.

Basis ist dabei eine ganzheitliche Betrachtung der Prozessketten mit der Herstellung verschiedener Wasserstoff- und PtX¹-Energieträger aus grünem Strom. Für die Einzelprozesse sind die Technologien mit Stand der Technik und Forschung und den aktuellen Wirkungsgraden beschrieben. Untersucht werden auch die Transporte zwischen den Prozessschritten.

Bei der Erstellung dieser Studie wurden einige Kernaussagen zu Wasserstoffstrategien und relevanten Zielsetzungen für die deutsche maritime Wirtschaft erarbeitet, aufgegriffen und diskutiert.

Die Strategien, deren Ziele für Deutschland untersucht wurden, sind ambitioniert, werden aber durch die Novellierung des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung übertroffen. Bei diesen Zielen darf nicht übersehen werden, dass auch konkurrierende oder ergänzende Ziele wie der Ausstieg aus der Kernenergie und den Kohlekraftwerken auf die Verfügbarkeit regenerativ erzeugten Stroms angewiesen sind. Die direkte Nutzung des grünen Stroms ist überall dort zu bevorzugen, wo die Nachteile von Speicherung und Transport des Energieträgers nicht die energetischen Nachteile einer Weiterverarbeitung zu Wasserstoff oder PtX überwiegen.

Die Techniken der Wasserstoff-, Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Produktion werden in dieser Studie mit ihren Prozessketten von der Erzeugung bis zum Verbraucher aufgezeigt und mit ihren Wirkungsgraden bewertet. Die Möglichkeiten und Kosten der notwendigen Transporte werden hierbei gesondert betrachtet, um unterschiedliche Entfernungen und Techniken der Transporte berücksichtigen zu können. Die Ressourcen an grünem Strom und Wasser werden dabei ebenfalls berücksichtigt. Die Treibhausgasemissionen (THG) über den Lebenszyklus verschiedener Power-to-Gas-Versorgungsketten werden dargestellt.

Die Beschreibung der unterschiedlichen Wasserstoff- und PtX-Produkte, ihrer Technologien und des Standes ihrer Entwicklung mit ihren Vorteilen und Nachteilen zeigt im Ergebnis, dass für eine Erreichung der Klimaziele eine Marktdurchdringung möglichst **aller** dieser Ansätze angestrebt werden sollte.

Nach der Untersuchung der Bedarfe und Strategien sowie der Betrachtung der technischen Möglichkeiten und ihrer Prozessketten wird in der Studie die Logistik untersucht, die zur Deckung der Bedarfe in Deutschland erforderlich ist. Einen Schlüssel für den Erfolg stellt der möglichst schnelle und umfangreiche Ausbau der regenerativen Stromerzeugung dar. Aufgrund der Restriktionen bei Transport und Lagerung von Wasserstoff ist dessen Erzeugung und Lagerung in Deutschland grundsätzlich zu bevorzugen. Der innerdeutsche Transport mit Hilfe von Pipelines und die Speicherung in Kavernen bieten dabei gute Lösungsmöglichkeiten. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Möglichkeiten der innerdeutschen Erzeugung beschränkt sind.

¹ Power-to-X, Umwandlung Grünstrom in transportfähige Masse

Um beispielhaft den Bedarf für Deutschland an regenerativem Strom für 2045 inländisch allein durch Offshore-Windkraft zu decken, wären zusätzliche Offshore-Windparks mit einer Fläche von der Größe Mecklenburg-Vorpommerns erforderlich. Dies entspricht einer Fläche, die von der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in Nord- und Ostsee bei weitem nicht gedeckt werden kann. Trotzdem ist ein größtmöglicher Ausbau aller regenerativen inländischen Stromerzeugungsarten anzustreben.

Auch bei größten Anstrengungen eines zusätzlichen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten bleibt daher ein erheblicher Anteil des Importbedarfs an klimaneutralen Energieträgern. Die Studie untersucht mögliche Erzeugungsorte (Australien, Chile, Island, Kanada, Marokko, Norwegen und die Vereinigten Arabischen Emirate) für den Import von Wasserstoffprodukten. Dazu wird der Import von Wasserstoff und unterschiedlichen PtX mit Hilfe von geeigneten Schiffen untersucht. Eine Unterstützung durch Import-Pipelines wäre dabei hilfreich, zum Beispiel mit einer Wasserstoff-Pipeline aus Ländern wie Marokko. Zum Vergleich werden daher Kosten und Kapazitäten des Baus einer Pipeline zwischen Marokko und Deutschland betrachtet.

Das Ergebnis zeigt, dass die Schiffstransporte durchaus konkurrenzfähig sind und mit wachsender Entfernung immer konkurrenzfähiger im Vergleich mit einer Pipeline werden. Gegenüber einer Festlegung auf ein Exportland und die Transferländer beim Bau einer Pipeline ist der Wechsel eines Exportlandes beim Schiffstransport vergleichsweise einfach. Beim Schiffstransport zeigt sich, dass der Transport umso günstiger wird, je höher die Energiedichte des Energieträgers ist. Die jeweils gewählte Schiffsgröße ist ebenfalls ausschlaggebend, wobei zu beachten ist, dass im Erzeugerland entsprechende Mengen des jeweiligen Energieträgers angeboten werden müssen, um die Schiffe der gewählten Größe auszulasten.

Beim Import in den Häfen ist der Umschlag, die Lagerung und die Verteilung im Hinterlandverkehr bei den synthetischen Varianten der etablierten fossilen Energieträger wie E-Crude (synthetisches Rohöl) oder Methan (synthetisches Erdgas) am einfachsten. Hier kann die Infrastruktur wie Raffinerien, Tankstellennetz, Erdgas-Verteilernetz usw. direkt weitergenutzt werden.

Alle anderen Transporte von Wasserstoff und PtX sind möglich und für spezielle Anwendungen auch sinnvoll, bedürfen aber größerer Neu- oder Umbaumaßnahmen der Infrastruktur und der Anpassung und Erweiterung der Regelwerke.

Weiterführende Vorschläge sind in dem Kapitel 11 Fazit und Handlungsempfehlungen enthalten.

Inhaltsverzeichnis	Seite
Abkürzungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VIII
1 Einführung und Zielsetzung	1
2 Zielsetzungen aus den Wasserstoffstrategien	3
2.1 Untersuchung der Wasserstoffstrategien	3
2.1.1 Europäische Wasserstoffstrategie	4
2.1.2 Nationale Wasserstoffstrategie	6
2.1.3 Norddeutsche Wasserstoffstrategie	8
2.1.4 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)	9
2.2 Gegenüberstellung der Wasserstoffstrategien	11
2.2.1 Definitionen von Wasserstoff	11
2.2.2 Rolle von blauem Wasserstoff	12
2.2.3 Rolle von synthetischen Energieträgern	13
2.2.4 Ausbau erneuerbarer Energien	14
2.2.5 Ausbau von Infrastruktur	14
2.2.6 Bedeutung von Importen	15
2.2.7 Bedeutung von Seehäfen	16
2.2.8 Einheitliche Standards	17
2.3 Bewertung der relevanten Zielsetzungen für die maritime Branche	18
2.3.1 Die maritime Branche als Anwender	18
2.3.2 Die maritime Branche als Transportdienstleister	19
2.3.3 Potenziale von Seehäfen als Wasserstoffhubs	21

2.4	Zusammenfassung	21
3	Rahmenbedingungen und Entwicklungsstand von Wasserstoff- und PtX-Technologien	23
3.1	Entwicklungsstand Herstellung und Nutzung	25
3.1.1	Ammoniak-Synthese (Cluster)	25
3.1.2	Ammoniak Verbrennungsmotor	28
3.1.3	Brennstoffzelle	28
3.1.4	Dampfreformierung aus Erdgas	33
3.1.5	Diesel-, Kerosin-, Benzin-Synthese (Cluster)	34
3.1.6	Direktbrennstoffzelle/Reformer	37
3.1.7	E-Crude-Synthese	38
3.1.8	Elektrolyse	39
3.1.9	Elektrolyse aus Meerwasser	41
3.1.10	E-Motor	43
3.1.11	H ₂ Komprimierung (CGH ₂)	45
3.1.12	H ₂ Verflüssigung (LH ₂)	47
3.1.13	H ₂ Verbrennungsmotor	48
3.1.14	Kreislauf H ₂ Trägermaterial	49
3.1.15	Methanol-Synthese (Cluster)	52
3.1.16	Methan-Synthese (Cluster)	55
3.1.17	Methan Komprimierung (SCNG)	58
3.1.18	Methan Verflüssigung (SLNG)	58
3.1.19	Raffination	60
3.1.20	Verbrennungsmotor	60
3.2	Entwicklungsstand hinsichtlich der Logistik	62
3.2.1	Transport von Strom	62
3.2.2	Transport von Gas (gasförmig)	66
3.2.3	Transport von Gas (flüssig)	68
3.2.4	Transport von Flüssigkeiten	70

3.3	Wasserstoff-Tankstellennetz	71
3.4	Zusammenfassung	74
4	Beschreibung der Prozessketten	76
4.1	Prozessketten für Wasserstoff-Direktnutzung	76
4.1.1	A. Wasserstoff tiefkalt-verflüssigt bis zur Brennstoffzelle	77
4.1.2	B. Wasserstoff komprimiert bis zur Brennstoffzelle	78
4.1.3	C. Wasserstoff komprimiert bis zum Verbrennungsmotor	79
4.1.4	D. Wasserstoff per Trägermaterial bis zur Brennstoffzelle	80
4.2	Prozessketten für Power-to-Gas	81
4.2.1	E. Methan über Synthese komprimiert bis zum Verbrennungsmotor	81
4.2.2	F. Methan über Synthese komprimiert bis zur Direktbrennstoffzelle	82
4.2.3	G. Methan über Synthese tiefkalt-verflüssigt (SLNG) bis zum Verbrennungsmotor	83
4.2.4	H. Ammoniak über Synthese komprimiert bis zum Verbrennungsmotor	84
4.2.5	I. Ammoniak über Synthese komprimiert bis zur Direktbrennstoffzelle	85
4.3	Prozessketten für Power-to-Liquid	86
4.3.1	J. Methanol über Synthese bis zum Verbrennungsmotor	86
4.3.2	K. Methanol über Synthese bis zur Direktbrennstoffzelle	87
4.3.3	L. Diesel, Kerosin, Benzin über Synthese bis zum Verbrennungsmotor	88
4.3.4	M. E-Crude zur Raffination bis zum Verbrennungsmotor	89
4.4	Analyse der Wirkungsgrade verschiedener H ₂ -Prozessketten	90
4.4.1	Wasserstoff-Direktnutzung	91
4.4.2	Power-to-Gas	92
4.4.3	Power-to-Liquid	93
4.5	Analyse der Treibhausgasemissionen verschiedener H ₂ -Prozessketten	94
4.5.1	Wasserstoff-Direktnutzung	97
4.5.2	Power-to-Gas	100
4.5.3	Power-to-Liquid	102

4.5.4	Zusammenfassung	104
5	Analyse der Rahmenbedingungen zu Erzeugung, Nutzung und Bedarfen von H ₂ und PtX	105
5.1	Abschätzung des Wasserstoff- und PtX-Bedarfs in Deutschland und global	105
5.2	Ableitung von Erzeugungskapazitäten und Importbedarf in Deutschland	110
5.3	Wasserstoffelektrolyse aus Windenergie in deutschen Küstenregionen	112
5.3.1	Potenziale für die Wasserstoffelektrolyse entsprechend der installierten Nennkapazität	112
5.3.2	Potenziale für die Wasserstoffelektrolyse entsprechend dem geplanten Ausbau bis 2030	115
5.4	Zusammenfassung	117
6	Analyse der Perspektiven zu Logistik von H ₂ und PtX	118
6.1	Berücksichtigung von Erzeugungsorten und -technologien in H ₂ -Exportländern	118
6.2	Perspektiven für den Import von H ₂ und PtX mit Tankschiffen	120
6.3	Analyse der Perspektiven des Imports von H ₂ und CH ₄ mittels Pipelines	130
6.3.1	Technischer Rahmen am Beispiel einer Pipeline Marokko/Deutschland	130
6.3.2	Energieaufwand für den Pipelineimport und Vergleich mit Schiffstransporten	133
7	Aktuelle Forschungs- oder Pilotprojekte	137
7.1	AquaVentus	138
7.2	Campfire	140
7.3	Clustermanagement e4ships	140
7.3.1	Jacht mit Brennstoffzellen	141
7.3.2	Pa-X-ell/Pa-X-ell 2	141
7.3.3	RiverCell/RiverCell2	142
7.3.4	SchIBZ/SchIBZ 2/MultiSchIBZ	142
7.3.5	Schubschiff Elektra	142

7.4	Green Wilhelmshaven	143
7.5	RH ₂ INE	143
7.6	Wash2emden	144
7.7	Westküste 100	145
7.8	Zusammenfassung	146
8	Bedarfe, Kapazitäten und Kennzahlen	147
8.1	Kapazitäten und Kennzahlen zu Erzeugung, Logistik und Nutzung von H ₂ und PtX	147
8.1.1	Szenario 1 der diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO ₂ Einsparung	148
8.1.2	Szenario 2 der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO ₂ Einsparung	152
8.1.3	Szenario 3 der diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO ₂ Einsparung angepasst an das Klimaschutzgesetz 2021	155
8.1.4	Szenario 4 der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO ₂ Einsparung angepasst an das Klimaschutzgesetz 2021	157
8.1.5	These „Wasserstoffbedarf kann durch inländische Erzeugung abgedeckt werden“ nicht haltbar	161
8.2	Rolle der Lebenszyklusanalyse bei der Auswahl der Kennzahlen	162
8.2.1	Kennzahlen zur Erfassung der THG-Emissionen von Unternehmen/Institutionen der maritimen Wirtschaft	163
8.2.2	THG-Bilanzierung der Energieträgerimporte in Szenario 3	165
8.3	Zusammenfassung	166
9	Anforderungen an Forschungs- und Implementierungsbedarf	168
9.1	Hotspots der Wasserstofftechnologien	168
9.1.1	Mögliche Hotspots für Export	168
9.1.2	Versorgungsstrategien mit Wasserstoff und PtX	171
9.1.3	Bestehende Güterströme untersuchter Energieträger	174
9.1.3.1	Einfuhr von Erdgas	175

9.1.3.2	Einfuhr von Rohöl	177
9.1.3.3	Einfuhr von Methanol	179
9.1.3.4	Einfuhr von Ammoniak	181
9.1.4	Hotspots der Nutzung	183
9.2	Stärken und Schwächen der Technologien bezüglich ihrer Anwendung und Folgerungen für die deutsche maritime Industrie	186
9.3	Potenzielle Auswirkungen auf deutsche Häfen	187
9.3.1	Seehäfen als Importeure von Wasserstoff und PtX	187
9.3.2	Seehäfen als Anwender von Wasserstoff und PtX	190
9.4	Zusammenfassung	192
10	Regelwerke	194
10.1	Regelwerke zur Sicherheit in der Logistik	194
10.1.1	Bestimmungen für Wasserstoff im Rahmen von ADR - Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße	194
10.1.2	Berücksichtigung von Wasserstoff in ATEX (ATmosphères EXplosibles)	195
10.1.3	Europäische Richtlinie für ortsbewegliche Druckgeräte 2010/35/EU	197
10.1.4	Gültigkeit der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) bei Wasserstoff	198
10.1.5	Anwendbarkeit des Gesetzes zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG)	198
10.1.6	Wasserstoff in den Normungssystemen ISO, IEC und EN	199
10.2	Stand der Umsetzung der RICHTLINIE 2014/94/EU	201
10.3	Befreiung von der EEG-Umlage	202
10.4	Bewertung von H ₂ und PtX bezüglich Energiesteuer (Mineralölsteuer) und Lkw-Maut	203
10.5	Bewertung Zertifizierungssystem CertifHy	206
10.6	Darstellung IMO GHG Strategie (inkl. Maßnahmen wie EEDI, EEXI, CII)	207
10.7	Darstellung Randbedingungen IMO IGF-, IGC- und IMDG-Code	210

10.8	Regularien für das Bunkern in Häfen	212
10.9	Zusammenfassung	213
11	Fazit und Handlungsempfehlungen	215
11.1	Politische Dimension	215
11.2	Wissenschaftliche Dimension	217
11.3	Technologische Dimension	217
12	Literaturverzeichnis	220

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
°C	Grad Celsius
a	annum (lat.), Jahr
AC	Alternating Current, Wechselstrom
ADR	Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, https://www.gesetze-im-internet.de/adrg/BJNR214890969.html
AEL	Alkalische Elektrolyse
AFC	Alkaline Fuel Cell, Alkalische Brennstoffzelle
ASM	Asynchronmotor
ATEX	EU-weite Richtlinien für Explosionsschutz
ATR	Autothermal Reforming
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BetrSichV	Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln
Blauer Wasserstoff	Wasserstoff aus Erdgas oder Kohle gewonnen mit Speicherung von CO ₂
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BOR	boil-off rate
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCS	Carbon Capture and Storage, Abscheidung und Einlagerung von CO ₂
CCU	Carbon Capture and Utilization, Technologie zur Nutzung von CO ₂ als Rohstoff
CEF	Connecting Europe Facility, eine Projektförderungslinie der EU
CGH2	Compressed gaseous hydrogen; komprimierter Wasserstoff

CH ₃ OH	Methanol, auch Carbinol, Methylalkohol oder Holzalkohol genannt
CH ₄	Methan (Hauptbestandteil von Erdgas)
CHG	Compressed hydrogen gas, komprimierter Wasserstoff
CMG	Compressed methane gas, komprimiertes Methangas
CNG	Compressed Natural Gas, komprimiertes Erdgas
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CV	Container Vessel
dena	Deutsche Energie-Agentur, www.dena.de
DMZ	Deutsches Maritimes Zentrum e.V., www.dmz-maritim.de
EE	Erneuerbare Energie
EEG	[Deutsches] Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Benzin	Ein Produkt der E-Fuels Familie
E-Crude	Aus Wasserstoff gewonnenes Äquivalent zu Crude-Oil (Rohöl)
E-Diesel	Ein Produkt der E-Fuels Familie
E-Fuel	Flüssiger veredelter Wasserstoff (z.B. E-Diesel, E-Benzin)
E-Gas	Gasförmiger veredelter Wasserstoff
E-Lkw	Elektrisch angetriebener LKW, z.B. mit Batterie oder/und FC
E-Motor	Elektromotor
EN	Europäische Normen
F&E	Forschung & Entwicklung
FC	Fuel Cell, Brennstoffzelle
Ft	Feet, Fuß im deutschen. Maßangabe für Größen von Schiffscainern
FT-D, FT-Diesel	Fischer-Tropsch Diesel
GO	Guarantee of Origin
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 ₂	Wasserstoff [in molekularer Form]
H2020	Horizon 2020, ein Förderrahmenprogramm für Forschung und Innovation der EU

HHV	Higher heating value, höherer Heizwert [z.B. von Erdgas]
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
IMO	International Maritime Organisation, www.imo.org
IEC	International Electrotechnical Commission, Normungsgremium für Elektrotechnik (www.iec.ch)
IHATEC	Förderprogramm des BMVI für Innovative Hafentechnologien
ISL	Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik, www.isl.org
ISO	International Organization for Standardization, Internationale Organisation für Normung, www.iso.org
KIT	Karlsruher Institut für Technologie, www.kit.edu
LH2	Liquid hydrogen; flüssiger Wasserstoff
LHV	Lower heating value, geringerer Heizwert [z.B. von Erdgas]
LOHC	Liquid organic hydrogen carriers; flüssige organische Wasserstoffträger
LMG	Liquefied methane gas, verflüssigtes Methangas
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquefied petroleum gas, Flüssiggas
MG	Methane Gas
MW	Megawatt (entsprechend 1.000 kW)
N ₂	Stickstoff [in molekularer Form]
NH ₃	Ammoniak
NGO	Non-governmental organisation: unabhängige, nichtstaatliche Organisation, welche kein Gewinnziel verfolgt
NO _x	Stickoxide
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell, Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle
PEM	Proton Exchange Membrane Electrolysis, Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur
PSM	Permanentmagneterregter Synchronmotor
PtG, P2G	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid, auch E-Fuels
PTS	Port-To-Ship, eine Variante für die Bebunkerung von Schiffen
PtX, P2X	Power-to-X, Umwandlung Grünstrom in transportfähige Masse

SCNG	Synthetic Compressed Natural Gas, Synthetisches Erdgas in komprimierter Form
SLNG	Synthetic Liquid Natural Gas, Synthetisches Erdgas in flüssiger Form
SMR	Steam Reforming (Dampfreformierung/Dampfreforming)
SNG	Synthetic Natural Gas, synthetisch erzeugtes Erdgas-Äquivalent
SOEC	Solid Oxide Electrolysis, Hochtemperatur-Elektrolyse
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell, Festoxid-Brennstoffzelle
SSM	Fremd- oder stromerregter Synchronmotor
STS	Ship-To-Ship, eine Variante für die Bebunkerung von Schiffen
T-PED	Europäische Richtlinie für ortsbewegliche Flaschen und Großflaschen
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit, Einheit zur Zählung von 20-Fuß-Standardcontainern
TTS	Truck-To-Ship, eine Variante für die Bebunkerung von Schiffen
TW	Terawatt (entsprechend 1.000 GW)
ULCC	Ultra Large Crude Carrier, Öltanker mit Tragfähigkeit von über 320.000 Tonnen Rohöl
VLCC	Very Large Crude Carrier, Öltanker mit Tragfähigkeit von 200.000 bis 320.000 Tonnen Rohöl
WEA	Windenergieanlage

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiegehalt von Wasserstoff in Abhängigkeit von Gewicht bzw. Volumen, Druck und Temperatur	46
Tabelle 2: Fossile und alternative Kraftstoffe mit qualitativ mindestens gleichwertigen synthetischen Äquivalenten	61
Tabelle 3: Übersicht über verschiedene Schiffsgrößen	71
Tabelle 4: Wasserstofftankstellen in Deutschland	73
Tabelle 5: Ergebnisse der Analyse zu den THG-Emissionen der Stromerzeugung für das Jahr 2040	97
Tabelle 6: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland und weltweit	108
Tabelle 7: Entwicklung des Bedarfs an fossilen Energieträgern in Deutschland	108
Tabelle 8: Entwicklung der kumulierten Bedarfe an grünem H ₂ und PtX-Energieträgern in Deutschland und Weltweit	110
Tabelle 9: Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff in Deutschland	111
Tabelle 10: Erzeugungskapazitäten, Bedarfe und benötigte Importmengen für grünen Wasserstoff in Deutschland entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie	111
Tabelle 11: Erzeugungskapazitäten, Bedarfe und benötigte Importmengen für grünen Wasserstoff in Deutschland entsprechend der dena-Leitstudie	112
Tabelle 12: Installierte Nennleistung der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in den norddeutschen Bundesländern	113
Tabelle 13: Installierte Leistung an Onshorekapazität in Deutschland 2020 und Entwicklung entsprechend der Ausbauziele für 2030	116
Tabelle 14: Rahmenbedingungen der Wasserstoff- und Energieträgererzeugung in den Erzeugungsländern	120
Tabelle 15: Untersuchte Schiffstypen	122
Tabelle 16: Verwendete Kenndaten der Schiffe	123
Tabelle 17: Kennzahlen zu den spezifischen Energiebedarfen des PtX Schiffstransportes	124

Tabelle 18: Transportleistung und Kosten für PtX Transport und Herstellung	124
Tabelle 19: Brennstoff- und Charterkosten für PtX Transport	124
Tabelle 20: Übersicht einiger ausgewählter Wasserstoffprojekte	137
Tabelle 21: Bedarfsschätzung (Szenario 1)	148
Tabelle 22: Wirkungsgrade (Szenario 1)	148
Tabelle 23: Pipelines (Szenario 1)	149
Tabellen 24: Strombedarf für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 1)	149
Tabellen 25: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 1)	150
Tabelle 26: Aufteilung der Schiffsimporte (Szenario 1, Variante Verringerung der Pipelinekapazität)	151
Tabelle 27: Anzahl der Schiffsanlandungen (Szenario 1, Variante Änderung der Pipelinekapazität)	151
Tabelle 28: Aufteilung der Schiffsimporte (Szenario 1, Variante ohne Pipeline)	151
Tabelle 29: Anzahl der Schiffsanlandungen (Szenario 1, Variante ohne Pipeline)	152
Tabelle 30: Bedarfsschätzung (Szenario 2)	152
Tabelle 31: Wirkungsgrade (Szenario 2)	152
Tabelle 32: Pipelines (Szenario 2)	153
Tabellen 33: Strombedarfe für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 2)	153
Tabellen 34: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 2)	154
Tabelle 35: Aufteilung der Schiffsimporte (Szenario 2, Variante ohne Pipeline)	154
Tabelle 36: Anzahl der Schiffsanlandungen (Szenario 2, Variante ohne Pipeline)	155
Tabelle 37: Bedarfsschätzung (Szenario 3)	155
Tabelle 38: Wirkungsgrade (Szenario 3)	155

Tabelle 39: Pipelines (Szenario 3)	155
Tabellen 40: Strombedarfe für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 3)	156
Tabellen 41: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 3)	157
Tabelle 42: Bedarfsschätzung (Szenario 4)	158
Tabelle 43: Wirkungsgrade (Szenario 4)	158
Tabelle 44: Pipelines (Szenario 4)	158
Tabellen 45: Strombedarfe für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 4)	159
Tabellen 46: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 4)	160
Tabelle 47: Aufteilung Schiffsimporte (Szenario 4, Import mit Tankern der Suiso Frontier-Größe)	160
Tabelle 48: Eingesetzte Schiffstypen (Szenario 4, Import mit Tankern der Kawasaki-Größe)	161
Tabelle 49: Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen (Szenario 4, Import mit Tankern der Kawasaki-Größe)	161
Tabelle 50: THG-Bilanzierung von Szenario 3 für das Jahr 2045	166
Tabelle 51: Ausgewählte Länder mit Aussagen zu ihrer Versorgungsstrategie mit Wasserstoff und PtX	172
Tabelle 52: Stärken und Schwächen von H2 und PtX Technologien	186
Tabelle 53: Aufteilung der Schiffsimporte auf die Energieträger entsprechend Szenario 1	188
Tabelle 54: Einfuhren untersuchter Energieträger insgesamt und über deutsche Häfen	188
Tabelle 55: Explosionsgruppen	196
Tabelle 56: Übersicht CertifHy Herkunftsnachweise (Guarantees of Origin)	207

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Wasserstofftechnologien	1
Abbildung 2: Phasen der untersuchten Wasserstoffstrategien	4
Abbildung 3: Strommix Deutschlands 2020 in TWh und Ausbauziele Offshore-Windenergie in TWh bis 2040	10
Abbildung 4: Darstellung Technologien und Prozessketten für H ₂ Direktnutzung, PtG und PtL	23
Abbildung 5: Szenario Entwicklung des Energiebedarfs der dena bis 2050	24
Abbildung 6: Großtechnische Synthese von Ammoniak nach Haber und Bosch	26
Abbildung 7: Schematische Darstellung der Funktion einer PEMFC-/DMFC-(/PAFC-) Brennstoffzelle	29
Abbildung 8: Transportschiff für komprimierten Wasserstoff mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb	32
Abbildung 9: Emissionen der unterschiedlichen Wasserstoffproduktionen der Greenpeace energy EG	34
Abbildung 10: Weltweit erste integrierte Power-to-Liquid (PtL) Versuchsanlage zur Synthese von Kraftstoffen aus dem Kohlendioxid der Luft	35
Abbildung 11: E-Fuels – Production and Products (PtL)	35
Abbildung 12: Stator und Rotor eines Elektromotors	43
Abbildung 13: Metallhydridspeicher in einer Wasserstoffanlage	50
Abbildung 14: Mit Methanol betriebene Fähre	54
Abbildung 15: Schematischer HELMETH Power-To-SNG Prozess	56
Abbildung 16: Schematische Darstellung der Audi e-gas-Anlage im norddeutschen Werlte	57
Abbildung 17: Komprimierungsrate von LNG durch Verflüssigung	59
Abbildung 18: Die vier Takte beim Viertakt-Ottomotor	60

Abbildung 19: Struktur des Stromnetzes im europäischen Verbundnetz	62
Abbildung 20: Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem ersten Quartal 2021	64
Abbildung 21: Fortschritt der Vorhaben nach dem EnLAG (Stand nach dem ersten Quartal 2021)	65
Abbildung 22: Container mit Druckbehältern	66
Abbildung 23: Betrachtungsrahmen der THG-Bilanzierung	95
Abbildung 24: THG-Emissionen verschiedener Wasserstoffversorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung	99
Abbildung 25: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Wasserstoffversorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland)	100
Abbildung 26: THG-Emissionen von Versorgungsketten von Power-to-Gas-Energieträgern (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung	101
Abbildung 27: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Power-to-Gas-Versorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland)	102
Abbildung 28: THG-Emissionen von Versorgungsketten von Power-to-Liquid-Energieträgern (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung	103
Abbildung 29: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Power-to-Liquid-Versorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland)	104
Abbildung 30: Entwicklung des deutschen Primärenergiebedarfs entsprechend der Szenarien TM80 und TM95 der dena-Leitstudie	106
Abbildung 31: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland und weltweit	107
Abbildung 32: Erzeugungsländer, die angewandten EE-Technologien und die dazugehörigen Transporte	119
Abbildung 33: Beispiele für Typschiffe zum H ₂ und PtX Transport	121
Abbildung 34: Gesamtübersicht zu den spezifischen Energiebedarfen des PtX Schiffstransportes	125

Abbildung 35: Brennstoffverbrauch, Tankvolumen, Energieinhalt der definierten Tankschiffe	126
Abbildung 36: Übersicht zu den Gesamtkosten von PtX in Deutschland für alle Schiffe und Rundreisestrecken	127
Abbildung 37: Exemplarischer Vergleich der Gesamtkosten von PtX Marokko-Deutschland und Australien-Deutschland (Rundreisen)	128
Abbildung 38: Aufteilung der Gesamtkosten für die Rundreisestrecke Australien/Deutschland/Australien	129
Abbildung 39: Verlauf der generischen Pipeline Marokko/Deutschland	131
Abbildung 40: Vergleich der Kapitalkosten für den Pipeline-, Schiffsimport von Wasserstoff bzw. Methan aus Marokko - Pipelinetransport mit Zv mit GuD bzw. Zv mit Netzstrom und Schiffstransport	132
Abbildung 41: Energieaufwand für den Pipelinetransport von Methan, Wasserstoff für die Zv mit Strom aus dem Netz und mit Energie aus der Pipeline mittels GuD	134
Abbildung 42: Vergleich des Energieaufwandes für den Import von Wasserstoff mit Pipeline oder Schiff aus Marokko	136
Abbildung 43: Karte der deutschen AWZ mit eingezeichneten Offshore-Windkraftfeldern und Schifffahrtsrouten	138
Abbildung 44: e4ships: Möglicher Einsatz von Brennstoffzellen in Haupt- und Nebenaggregaten der See- und Binnenschifffahrt	141
Abbildung 45: WASH2Emden: Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden	144
Abbildung 46: Westküste100: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab	145
Abbildung 47: Lebenszyklus „Energieträger“	163
Abbildung 48: Lebenszyklus „Schiff“	164
Abbildung 49: Hotspotanalyse der Wasserstoff- und PtX-Erzeugung	169
Abbildung 50: Ausgewählte Länder mit Aussagen zu ihrer Versorgungsstrategie mit Wasserstoff und PtX	174

Abbildung 51: Einfuhr von Erdgas nach ausführendem Land 2019	175
Abbildung 52: Einfuhr von Rohöl nach ausführendem Land 2020	177
Abbildung 53: Einfuhr von Methanol nach ausführendem Land 2020	179
Abbildung 54: Einfuhr von Ammoniak nach ausführendem Land 2020	181
Abbildung 55: Fokus auf Verkehrsmittel	184
Abbildung 56: Vision für ein Wasserstoffnetz in Deutschland	185
Abbildung 57: Gegenüberstellung von tatsächlichen Einfuhren, Szenario 1 und geplanten Terminalkapazitäten	189

1 Einführung und Zielsetzung

Diese Studie zur Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft betrachtet insbesondere die beiden folgenden Aspekte: Einerseits die Rolle der maritimen Wirtschaft für Transport, Lagerung und Umschlag der insgesamt in Deutschland benötigten Energieträger und andererseits die Rolle der maritimen Wirtschaft als Energieverbraucher für Lagerung, Umschlag und Transport über alle Verkehrsträger.

Alle Aktivitäten in diesem Projekt beziehen sich sowohl auf Wasserstoff-Direktnutzung mit Hilfe von Brennstoffzellen oder Wasserstoffverbrennung als auch auf Power-to-X (PtX)-Technologien, also Power-to-Liquid (PtL, eFuels) und Power-to-Gas (PtG). Diese Technologien werden in dieser Studie in ihrer Gesamtheit als Wasserstofftechnologien bezeichnet.

Das ISL ist von der These überzeugt, dass zahlreiche Wasserstofftechnologien für die Transformation der deutschen Wirtschaft weg von fossilen Brennstoffen und für die Erreichung der Klimaziele relevant sind und Gegenstand intensiver Projekt- und Forschungsaktivitäten sein müssen.

Anwendungsprojekte und Forschung unterteilen sich jeweils in die Bereiche Erzeugung sowie Transport, Umschlag, Lagerung und die Nutzung der beschriebenen Energieträger, also Wasserstoff bzw. PtX. Der Bereich Transport, Umschlag und Lagerung wird im Folgenden unter dem Begriff Logistik zusammengefasst. Die folgende Grafik zeigt eine Übersicht der Wasserstofftechnologien mit der direkten Nutzung von Wasserstoff und den PtX Energieträgern Power-to-Liquid (PtL) und Power-to-Gas (PtG).

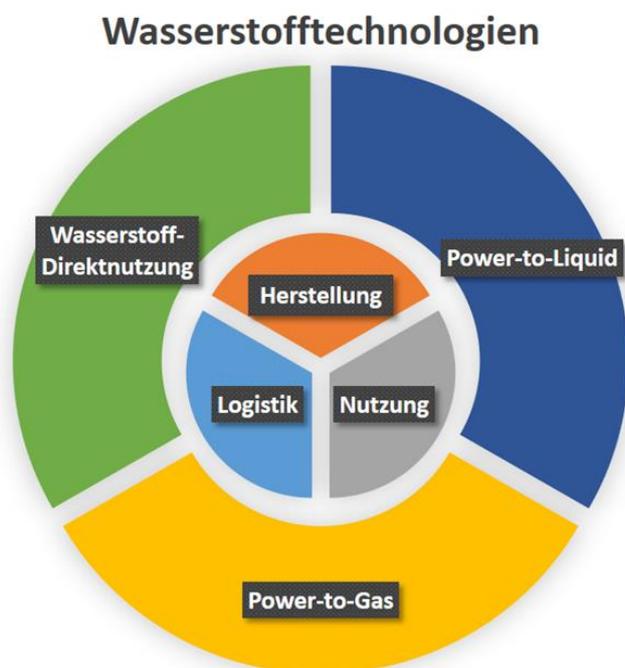


Abbildung 1: Übersicht der Wasserstofftechnologien²

² ISL: eigene Darstellung.

In dieser Studie wird abgeleitet, an welchen Punkten die deutsche maritime Wirtschaft dazu beitragen kann, die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie zu erreichen. Diese sind die Erreichung der Klimaziele, Schaffung neuer Wertschöpfungsketten für die deutsche Wirtschaft und die Weiterentwicklung der internationalen energiepolitischen Zusammenarbeit. Hierfür ist es notwendig, weiteren Forschungs- und Regelungsbedarf zu identifizieren. Im maritimen Bereich sind dafür vor allem bei der Logistik sowie bei der Nutzung (bspw. Treibstoffe für Schiffe und Umschlaggeräte) Ansatzpunkte zu finden.

2 Zielsetzungen aus den Wasserstoffstrategien

Mit der Norddeutschen Wasserstoffstrategie³ im Jahr 2019 sowie der Nationalen Wasserstoffstrategie⁴ und der Europäischen Wasserstoffstrategie⁵ im Jahr 2020 wurden drei bedeutende Initiativen verabschiedet, die das Ziel haben, eine Wasserstoffwirtschaft zu etablieren. Eine Wasserstoffwirtschaft ist ein energiewirtschaftliches Konzept einer Volkswirtschaft, bei dem Wasserstoff und aus Wasserstoff hergestellte Folgeprodukte den Großteil der aufgewendeten Energieträger ausmachen.⁶ Eine Wasserstoffwirtschaft, bei der der verwendete Wasserstoff ohne Emissionen erzeugt werden kann, ermöglicht die Vereinbarkeit von Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Sie wird als Voraussetzung für die Einhaltung der Klimaziele und für eine erfolgreiche Energiewende wahrgenommen.⁷

Die Wasserstoffstrategien verfolgen ganzheitliche Ansätze zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft, in denen unterschiedliche Aspekte berücksichtigt werden müssen. Es müssen technologische Innovationen in den Bereichen Produktion, Transport und Nutzung angestoßen werden. Es müssen voraussichtlich Förderprogramme und Rahmenbedingungen angepasst oder geschaffen werden, um die Innovationen zu initiieren und einen reibungslosen Übergang zur Wasserstoffwirtschaft zu gewährleisten. Ein ebenso wichtiger Bestandteil der Strategien ist die Etablierung von Kontrollinstrumenten, um einen stetigen Abgleich des aktuellen Stands mit den strategischen Zielen durchzuführen, und bei Bedarf steuernd einzugreifen.

In diesem Kapitel werden zunächst die Europäische, die Nationale und die Norddeutsche Wasserstoffstrategie untersucht. Die Ziele, Maßnahmen und Instrumente der einzelnen Strategien werden benannt, und die Strategien einander gegenübergestellt. Ein besonderer Fokus wird bei der Untersuchung auf die Rolle, die der maritimen Branche in den jeweiligen Strategien zugeschrieben wird, gelegt. Die Untersuchung der Strategien wird ergänzt durch eine Analyse des Windenergie-auf-See-Gesetzes, dessen aktuelle Novelle die Möglichkeit vorsieht, Seeflächen explizit für den Betrieb von Elektrolyseuren oder PtX-Anlagen auszuschreiben.⁸ Die Analyse und Bewertung der Zielsetzungen, die in der maritimen Branche entstehen, bilden den Abschluss des Kapitels.

2.1 Untersuchung der Wasserstoffstrategien

In diesem Abschnitt werden die Europäische, die Nationale und die Norddeutsche Wasserstoffstrategien einzeln untersucht. Alle drei Strategien vereint ein vergleichbares Ziel; der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Deutlichster Unterschied der Strategien sind unterschiedliche Zeithorizonte und eine variable Anzahl aufeinander folgender Phasen, mit der die Ziele erreicht werden sollen. In der nachstehenden Grafik werden die Zeithorizonte der unterschiedlichen Strategien einander gegenübergestellt.

³ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁴ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁵ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

⁶ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Wasserstoffwirtschaft. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoffwirtschaft.html> (abgerufen am 13.04.2021)

⁷ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁸ Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, § 2 Absatz 1 Satz 4. Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

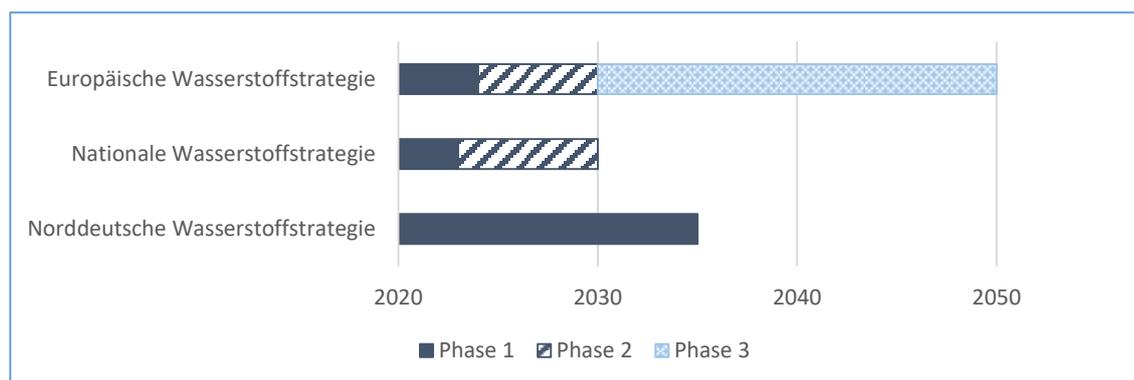


Abbildung 2: Phasen der untersuchten Wasserstoffstrategien⁹

2.1.1 Europäische Wasserstoffstrategie

Die Europäische Wasserstoffstrategie¹⁰ wurde im Juli 2020 durch die Europäische Kommission verabschiedet. Das Ziel ist es, bis 2050 in der Europäischen Union eine Wasserstoffwirtschaft und einen internationalen Wasserstoffmarkt zu etablieren. Um dies zu erreichen, sollen Innovationen in drei zeitlich definierten Phasen durchgeführt und die Erzeugungskapazitäten für sauberen, erneuerbaren Wasserstoff sukzessive erhöht werden. Der erneuerbare Wasserstoff soll dabei vornehmlich mittels Wasserelektrolyse unter Verwendung von Solar- und Windenergie erzeugt werden. Im Rahmen der Europäischen Wasserstoffstrategie ist auch Biowasserstoff als sauberer, erneuerbarer Wasserstoff definiert, der durch eine Reformierung von Biogas oder Biomasse erzeugt wird. Dies ist eine Abgrenzung zu dem in anderen Publikationen verwendeten Begriff des grünen Wasserstoffs, welcher ausschließlich durch Wasserelektrolyse unter Verwendung von erneuerbaren Energien produziert wird. Es wird davon ausgegangen, dass die Erhöhung der Produktionskapazitäten von unterschiedlichen technischen Disruptionen und Innovationen entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette begleitet wird.

In der ersten Phase sollen bis 2024 6 GW Elektrolysekapazität errichtet werden und 1 Mio. t sauberer Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden. In dieser ersten Phase sollen die Produktionskapazitäten für Elektrolyseure hochskaliert werden, um eine Massenfertigung erzielen zu können. Elektrolyseure sollen zunächst in der Nähe von Verbrauchern aus Industrie und Chemie errichtet werden und nach Möglichkeit aus lokal erzeugten erneuerbaren Energien gespeist werden, um Transportwege auf ein Minimum zu reduzieren. Um die Wasserstoffnachfrage zu decken, setzt die Europäische Wasserstoffstrategie auch auf die Dekarbonisierung bestehender Wasserstoff-Produktionsanlagen durch ein Retrofit mit CCS (Carbon Capture and Storage)-Anlagen. Der dadurch erzeugte kohlenstoffarme Wasserstoff, der in anderen Publikationen auch als blauer Wasserstoff bezeichnet wird, soll mindestens in der Übergangsphase zu einer Wasserstoffwirtschaft als Instrument genutzt werden, um die Produktion und einen Wasserstoffmarkt aufzubauen und zu vergrößern. In der ersten Phase soll der Wasserstoff nur über kurze Distanzen und im Idealfall über bestehende Netze transportiert werden. Daher ist der Bedarf an Transportinfrastruktur zu Beginn noch gering, es sollen jedoch bereits Planungen und

⁹ ISL: eigene Darstellung auf Basis der untersuchten Wasserstoffstrategien.

¹⁰ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 3ff. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

Innovationen angestoßen werden, um in den folgenden Phasen Wasserstoff auch über größere Distanzen zu transportieren. Weiterhin wird ein dediziertes Wasserstofftankstellennetz benötigt. Die Aufgaben für die Politik sind bis 2024 davon geprägt, innerhalb der EU die Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Wasserstoffmarkt mit Anreizen für Angebot und Nachfrage aufzustellen.¹¹ Als Kernelement des Wasserstoffmarktes werden ein gestärktes Emissionshandelssystem sowie sogenannte Carbon Contracts for Difference (CCfD) genannt, mit denen die Kostenlücke zwischen sauberem und kohlenstoffarmem Wasserstoff zu fossilen Alternativen geschlossen werden soll.¹²

In der anschließenden, von 2025 bis 2030 festgelegten, zweiten Phase sollen die Maßnahmen aus der ersten Phase fortgeführt und zusätzlich die Elektrolysekapazität in der Europäischen Union bis 2030 auf 40 GW erhöht werden, sodass pro Jahr bis zu 100 Mio. t sauberer Wasserstoff produziert werden kann. Durch die Maßnahmen in der ersten Phase sollen die Produktionskosten für sauberen Wasserstoff gegenüber den Produktionskosten für fossilen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff konkurrenzfähiger werden. Die Umstellung der industriellen Sektoren auf sauberen Wasserstoff soll durch zusätzliche Rahmenbedingungen unterstützt und Rahmenbedingungen für den Einsatz von Wasserstoff in Zügen, Schiffen und anderen Transportmitteln geschaffen werden. Wasserstoff soll in dieser Phase auch zur Speicherung als Backup¹³ oder als Puffer als Bestandteil der europäischen Stromversorgung dienen. Über sogenannte „Hydrogen Valleys“, also Gebiete, in denen Erzeugung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff geographisch gebündelt werden, soll auch der Transport innerhalb der Europäischen Union und darüber hinaus eine Rolle spielen, um Nachfragezentren mit Standorten zu verknüpfen, an denen das Erzeugungspotenzial für grünen Wasserstoff besonders hoch ist. Als Rückgrat für den EU-weiten Transport soll ein paneuropäisches Wasserstoffnetz mit angeschlossenen Wasserstofftankstellen geplant werden. Für den Aufbau eines paneuropäischen Wasserstoffnetzes sind der Ausbau beziehungsweise die Umrüstung von Teilen des bestehenden Gasnetzes auf den Betrieb mit Wasserstoff sowie umfangreiche Lagerkapazitäten erforderlich. Optional kann ein internationaler Handel, also der tatsächliche Austausch von Wasserstoff und auf Wasserstoff basierenden Energieträgern, über die Grenzen der EU hinaus mit östlichen Nachbarländern oder Anrainerstaaten des Mittelmeers, erfolgen. Ein möglicher Seetransport von Wasserstoff oder auf Wasserstoff basierenden Energieträgern wird in dieser Phase der Strategie nicht diskutiert, der Fokus liegt auf dem landbasierten Wasserstoffhandel. Übergeordnetes Ziel der zweiten Phase ist es, bis 2030 einen offenen, grenzüberschreitenden und wettbewerbsfähigen Wasserstoffmarkt innerhalb der EU zu errichten, der allen Sektoren einen effizienten Zugang zu der Ressource Wasserstoff bietet.¹⁴

Die dritte und letzte Phase der Wasserstoffstrategie beginnt 2030 und endet 2050. Technische Wasserstoffanwendungen sollen in diesem Zeitraum hohe technologische Reifegrade erlangen und in großem Maßstab auch in Sektoren wie Luft- und Seeverkehr eingesetzt werden. Sowohl in der Luftfahrt wie auch in der Schifffahrt können synthetische, aus sauberem Wasserstoff hergestellte, Kraftstoffe eingesetzt werden und damit einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Ein bedeutendes Ziel der dritten Phase ist, durch die Anwendung von

¹¹ Ebd., S. 5f.

¹² Ebd., S. 13

¹³ In Brennstoffzellen kann Wasserstoff rückverstromt werden und beispielsweise, wenn durch Wind und Sonne nicht genügend Strom erzeugt werden kann, als Backup eine durchgehende Stromversorgung sichern.

¹⁴ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 6f. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

Wasserstoff eine ökologisch nachhaltige und dabei gleichzeitig wirtschaftliche Lösung zu erreichen. Es wird erwartet, dass bis zum Ende der dritten Phase etwa ein Viertel des aus erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms für die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff eingesetzt wird. Dafür müssen die Erzeugungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen drastisch erhöht werden. In Produktionsstätten, in denen mit Erdgas und CCS-Anlagen kohlenstoffarmer Wasserstoff erzeugt wird, soll in der letzten Phase der Europäischen Wasserstoffstrategie anstelle von Erdgas nachhaltig produziertes Biogas eingesetzt werden. Auf diese Weise könnte statt kohlenstoffarmem Wasserstoff sogar Wasserstoff mit negativen CO₂-Emissionen erzeugt werden.¹⁵

2.1.2 Nationale Wasserstoffstrategie

Die Nationale Wasserstoffstrategie wurde im Juni 2020 durch das Bundeskabinett beschlossen. In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird grünem Wasserstoff eine zentrale Rolle beim Erreichen der Klimaziele und für die erfolgreiche Energiewende zugeschrieben. In der Nationalen Wasserstoffstrategie werden konkrete Ziele formuliert. Grüner Wasserstoff soll unter Verwendung von erneuerbaren Energien durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt werden. Es wird somit eine deutliche Abgrenzung von sogenanntem grauem und blauem Wasserstoff durchgeführt, die aus fossilen Energieträgern gewonnen werden. Bei der Herstellung von blauem Wasserstoff wird zumindest ein Teil der entstehenden CO₂-Emissionen bei der Herstellung abgeschieden.^{16, 17} Mit einer auf grünem Wasserstoff basierenden Energiewende soll die Bundesrepublik Deutschland bei Wasserstofftechnologien eine internationale Vorreiterrolle einnehmen und bei der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff die weltweite Technologie- und Marktführerschaft erreichen. Eine effiziente Zusammenarbeit von Politik, Forschung und Industrie soll gewährleisten, dass diese Ziele erreicht werden.¹⁸

Aktuell besteht in Deutschland eine jährliche Wasserstoffnachfrage in Höhe von 55 TWh Wasserstoff. Der verwendete Wasserstoff ist zum Großteil sogenannter grauer Wasserstoff, also Wasserstoff, der aus fossilen Quellen ohne die Verwendung von CCS-Anlagen produziert wird und entsprechend treibhausgasintensiv ist. Es wird erwartet, dass die Nachfrage nach Wasserstoff bis 2050 deutlich steigen wird. In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird eine zukünftige Nachfrage von mindestens 90 TWh mit der Anmerkung, dass die Nachfrage bis 2050 auch auf 380 TWh steigen könnte, genannt. Allein 80 TWh der Nachfrage werden aus der Stahlindustrie kommen, weitere 22 TWh aus der Chemie- und Petrochemieindustrie. Um einen Teil der Nachfrage zu decken, sollen bis 2030 5 GW und bis spätestens 2040 weitere 5 GW Elektrolysekapazität in Deutschland errichtet werden, um grünen Wasserstoff inländisch erzeugen zu können. Mit 10 GW Elektrolysekapazität können jährlich 28 TWh Wasserstoff erzeugt werden. Ein Großteil des Wasserstoffbedarfs wird auch in Zukunft durch Importe gedeckt werden. Um die Herausforderungen zu lösen, wird auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie ein mehrphasiges Maßnahmenprogramm aufgesetzt.¹⁹

¹⁵ Ebd., S. 7

¹⁶ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

¹⁷ Weitere Informationen zur Differenzierung von Wasserstoff nach seiner Herstellungsmethode werden in Abschnitt 2.2.1 dargestellt.

¹⁸ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

¹⁹ Ebd., S. 5f. & 10

Die erste Phase, die mit dem Beschluss der Nationalen Wasserstoffstrategie startete und die 2023 abgeschlossen werden soll, ist davon geprägt, den Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu beginnen und erste Chancen zu nutzen, um die Basis für einen balancierten und funktionierenden Heimatmarkt aufzubauen. Die erste Phase der Nationalen Wasserstoffstrategie umfasst 38 bis 2023 abzuschließende Maßnahmen, die die Erzeugung von Wasserstoff, unterschiedliche Anwendungsfälle sowie benötigte Infrastruktur und Rahmenbedingungen beinhalten. 35 dieser Maßnahmen sind zum Zeitpunkt des Beschlusses der Nationalen Wasserstoffstrategie bereits in Umsetzung gewesen.

- Durch verschiedene Maßnahmen soll eine Kostendegression bei der Herstellung von grünem Wasserstoff erzielt werden, um eine nachhaltige und bezahlbare Herstellung zu ermöglichen. In dieser Phase werden bereits verschiedene Mittel und Instrumente zur Verfügung gestellt, um für die Verwendung von grünem Wasserstoff in verschiedenen industriellen Prozessen Akzeptanz zu erzielen. Wie auch in der Europäischen Wasserstoffstrategie werden CCfD als geeignetes Instrument genannt, um die Kostennachteile von grünem Wasserstoff gegenüber fossilen Alternativen zu reduzieren.²⁰
- Bei der Umstellung auf Wasserstoff und PtX-Energieträger sollen Anwender, bei denen die Kostennachteile bei einer Umstellung nur gering sind, sowie Anwender, die ohne den Einsatz von grünem Wasserstoff nur schwer dekarbonisierbar sind, priorisiert werden. Um die Sektoren Verkehr und Logistik zu dekarbonisieren, werden unterschiedliche Ansätze verfolgt. Der Anteil erneuerbarer Energien soll in diesen Sektoren durch die Verwendung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern erhöht werden. Insbesondere für Luftverkehr und Schifffahrt seien synthetische Kraftstoffe ein wichtiger Hebel, um Emissionen zu senken. Im Straßenverkehr soll eine Treibhausgasquote Anreize setzen, um fossile Energieträger durch Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe zu ersetzen.²¹
- Um den Wasserstoff effizient vom Standort der Erzeugung zum Endverbraucher zu transportieren, soll überprüft werden, ob das bestehende Gasnetz zumindest in Teilen auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden kann. Darüber hinaus sollen die regulatorischen Grundlagen für ein umfassendes Wasserstoffnetzwerk erarbeitet werden. Dazu gehören auch die Planungen für ein dem Bedarf entsprechendes Netzwerk an Wasserstofftankstellen.²²
- Die Basis für alle technologischen Innovationen entlang der gesamten Wertschöpfungskette soll intensiv durch die Forschung begleitet werden.²³
- Auf europäischer Ebene möchte sich die Bundesrepublik Deutschland für Nachhaltigkeitsstandards und eine gemeinsame Infrastruktur einsetzen. Zudem soll der Aufbau eines europäischen und internationalen Wasserstoffmarktes durch aktive Mitarbeit an Regularien, Codes und Standards mitgestaltet werden.²⁴

²⁰ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 17f. & 21. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

²¹ Ebd., S. 18f.

²² Ebd., S. 23

²³ Ebd., S. 24

²⁴ Ebd., S. 26

- Auf internationaler Ebene werden Energiepartnerschaften mit strategischen Exportländern geschlossen, um die entstehende Angebotslücke durch nicht ausreichende inländische Erzeugungskapazitäten zu schließen. Diese Energiepartnerschaften können auch mit Entwicklungsarbeit verknüpft werden. In jedem Fall soll sichergestellt werden, dass die Energiepartnerschaften nicht zu Lasten des Eigenenergiebedarfs oder zu Lasten knapp verfügbarer natürlicher Ressourcen wie beispielsweise Wasser gehen.²⁵

Die zweite Phase der Nationalen Wasserstoffstrategie beginnt 2024 und soll bis 2030 andauern. In dieser Phase soll der in der ersten Phase aufgebaute Heimatmarkt weiter gestärkt werden. Darüber hinaus wird Deutschland sich auf europäischer und internationaler Ebene bemühen, den Wasserstoffstandort Deutschland zu stärken. Für diese Phase und die Zeit darüber hinaus werden noch keine konkreten Maßnahmen benannt.²⁶

2.1.3 Norddeutsche Wasserstoffstrategie

Die Norddeutsche Wasserstoffstrategie wurde im November 2019 durch die norddeutschen Bundesländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein verabschiedet. Ziel der Strategie ist es, bis 2035 eine auf grünem Wasserstoff basierende Wasserstoffwirtschaft aufzubauen, in der die Nachfrage nach grünem Wasserstoff nahezu vollständig gedeckt wird.²⁷

Um dieses übergeordnete Ziel zu erreichen, werden einzelne Schritte mit jeweiligen Teilzielen beschrieben.²⁸

- Der Ausgangspunkt ist die Errichtung von Wasserstoffhubs, an denen die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette von Produktion über Logistik zu Nutzung lokal konzentriert ist. Bis 2025 sollen in Norddeutschland erste Wasserstoffhubs ausgewiesen werden, die sich durch günstige Ausgangsvoraussetzungen wie beispielsweise eine hohe Konzentration potenzieller Abnehmer oder eine geographische Nähe zu Seehäfen auszeichnen.²⁹
- Neben Wasserstoffhubs sollen in Norddeutschland bis 2025 gezielt attraktive Konditionen geschaffen werden, um Unternehmen entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette zu stärken und neue Unternehmen für die Region zu gewinnen. In diesem Zusammenhang sollen bis 2025 500 MW Elektrolysekapazität und bis 2030 5 GW Elektrolysekapazität errichtet werden. Die Elektrolyseure sollen vornehmlich aus Windenergie gespeist werden, weshalb auch die gesetzliche Beschränkung des Ausbaus von Windenergie, sowohl onshore als auch offshore, aufgehoben werden soll.³⁰
- Da die Ausbaupotenziale für Windenergie und damit auch die Potenziale für die Elektrolyse begrenzt seien, würde der Import von Wasserstoff und PtX-Energieträgern zunehmend an Bedeutung

²⁵ Ebd., S. 27f.

²⁶ Ebd., S. 17

²⁷ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. I. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

²⁸ Ebd., S. 15

²⁹ Ebd., S. 18ff.

³⁰ Ebd., S. 18ff.

gewinnen. Eine tragende Rolle haben in diesem Zusammenhang bestehende Importterminals für gasförmige oder flüssige Energieträger in Seehäfen.³¹

- Um die Akzeptanz von Wasserstoff in der Bevölkerung zu erhöhen, sollen Einsatzmöglichkeiten im Mobilitätssektor vorangetrieben werden. Bis 2025 sollen im Mobilitätssektor Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Nachfrage nach grünem Wasserstoff zu vergrößern. Unerlässlich für eine Akzeptanz im Mobilitätssektor sei ein entsprechend dimensioniertes Netz aus Wasserstoff-tankstellen.³²
- Neben dem Mobilitätssektor seien verschiedene Industriezweige, insbesondere die Stahlindustrie, die chemische Industrie und die petrochemische Industrie, Emittent einer großen Menge an Treibhausgasen. Da in vielen Prozessen bereits fossiler Wasserstoff eingesetzt würde, sollen durch den Einsatz grünen Wasserstoffs Dekarbonisierungspotenziale ausgeschöpft werden. Dass dies aktuell noch nicht der Fall sei, liege an den deutlich höheren Kosten für grünen Wasserstoff und PtX-Energieträger. Die norddeutschen Küstenländer wollen bis 2025 einen verbindlichen Rechtsrahmen aufsetzen, um die Kostennachteile für grünen Wasserstoff zu reduzieren und um die industrielle Nachfrage nach grünem Wasserstoff deutlich zu steigern.³³
- Um Synergien zu erschließen, werden Kooperationen mit benachbarten Regionen und Anrainerstaaten wie den Niederlanden angestrebt, um gemeinsam das Ziel einer ganzheitlichen und einheitlichen Wasserstoffwirtschaft zu erreichen.³⁴
- Letztlich wollen die norddeutschen Bundesländer als Antreiber einer Wasserstoffwirtschaft mit der Bundesregierung einen Dialog eingehen, um auf die notwendigen Rahmenbedingungen einzuwirken und im Hinblick auf die bei der Umsetzung von EU-Recht entstehenden Spielräume beratend zur Verfügung zu stehen.³⁵

2.1.4 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

Das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz, WindSeeG) in seiner aktuellen Fassung wurde im Juni 2020 verabschiedet und trat im Dezember 2020 in Kraft. Zweck des Gesetzes ist es, vor dem Hintergrund des Klima- und Umweltschutzes die Kapazitäten für die Nutzung der Offshore-Windenergie auszubauen. Neben dem Naturschutz erfahren die Schifffahrt sowie die Offshore-Anbindungsleitungen im Sinne des Gesetzes eine besondere Berücksichtigung. Im Kern des Gesetzes steht die Anhebung der Ausbauziele auf 20 GW bis 2030 und auf 40 GW bis 2040.³⁶ Ende 2020 ist eine Erzeugungskapazität von circa 8 GW in deutschen Seegebieten installiert.³⁷ Das WindSeeG sieht in der Novelle die Möglichkeit einer

³¹ Ebd., S. 20

³² Ebd., S. 21ff.

³³ Ebd., S. 22f.

³⁴ Ebd., S. 27f. & 30f.

³⁵ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 31ff. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

³⁶ Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, § 1 Absatz 1. Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/windsee/WindSeeG.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

³⁷ Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.: Verteilung der OWP auf Bundesländer und Nord- bzw. Ostsee. Unter: <https://bwo-offshore-wind.de/verteilung-der-owp-auf-bundeslaender-und-nord-bzw-ostsee/> (abgerufen am 07.04.2021)

Ausschreibung von Seeflächen für den Betrieb von Elektrolyseuren oder PtX-Anlagen vor³⁸, und erfährt daher vor dem Hintergrund der Nationalen Wasserstoffstrategie eine besondere Bedeutung.

Eine Offshore-Windenergieanlage erreicht pro Jahr circa 4.500 Volllaststunden.³⁹ Mit 20 GW können somit abhängig von unterschiedlichen Standortfaktoren und Anlagenspezifikationen ab 2030 ca. 90 TWh erneuerbarer Strom pro Jahr erzeugt werden, mit 40 GW ab 2040 sind es dann sogar 180 TWh pro Jahr. Dies allein reicht allerdings noch nicht aus, um die Stromversorgung in Deutschland ausschließlich durch erneuerbare Energien zu decken. 2020 wurden in Deutschland netto 490 TWh Strom erzeugt. Zwar wurden knapp über 50 % des Nettostroms aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen, dennoch stammten noch ca. 240 TWh aus nicht erneuerbaren und fossilen Energieträgern. Von diesen 240 TWh werden ca. 80 TWh aus Braunkohle, jeweils ca. 60 TWh aus der Nutzung von Erdgas und Kernenergie und 40 TWh aus anderen fossilen Energieträgern gewonnen.⁴⁰ Die Menge Strom, die ab 2040 jährlich Offshore erzeugt werden soll, entspricht also der Menge an Strom, die derzeit aus fossilen und nicht erneuerbaren Energieträgern ohne Kernenergie erzeugt wird.

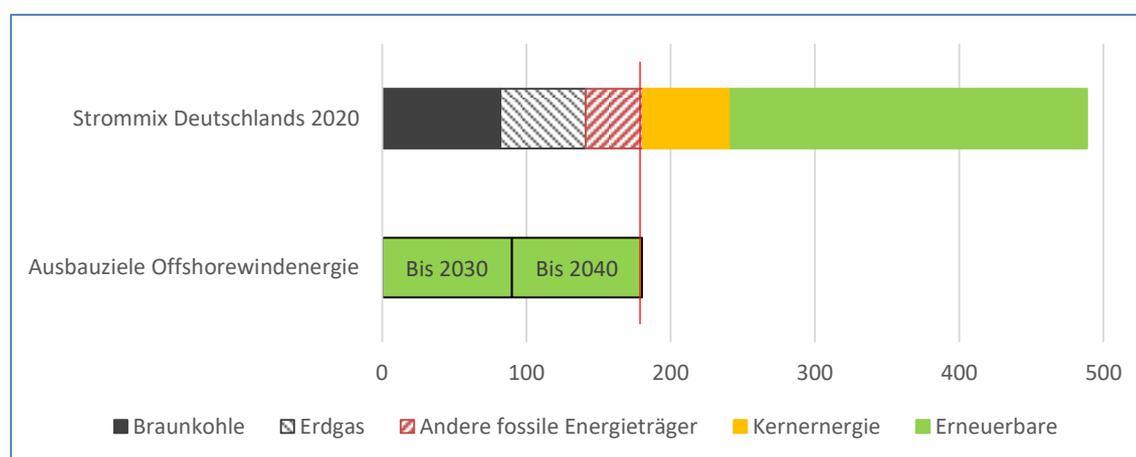


Abbildung 3: Strommix Deutschlands 2020 in TWh und Ausbauziele Offshore-Windenergie in TWh bis 2040⁴¹

Das heißt, dass die Ausbauziele für Offshore-Windenergie allein nicht ausreichend sind, um die deutsche Stromversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Ein wachsender Strombedarf, der durch eine zunehmende Elektrifizierung unterschiedlicher Sektoren, wie beispielsweise die Elektro-Mobilität, resultiert, ist in dieser Betrachtung noch nicht berücksichtigt.

Die deutschen Seeregionen haben große Erzeugungspotenziale für Offshore-Windenergie, weshalb es nahe liegt, in Zukunft auch grünen Wasserstoff entweder vor Ort oder in Küstenregionen zu erzeugen. Dafür wurde

³⁸ Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, § 2 Absatz 1 Satz 4. Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

³⁹ Christoph Kost et al.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energie-systeme ISE (Hrsg.). Unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen am 07.04.2021)

⁴⁰ Bruno Burger: Nettostromerzeugung in Deutschland 2020. Erneuerbare Energien erstmals über 50 Prozent. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hg.). Unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html> (abgerufen am 14.04.2021)

⁴¹ ISL: eigene Darstellung basierend auf Bruno Burger: Nettostromerzeugung in Deutschland 2020.

im WindSeeG in der Novelle von Juni 2020 das Konzept „sonstiger Energiegewinnungsanlagen“ eingeführt. Dieser Begriff umfasst zum einen Anlagen, die nicht aus Wind, sondern zum Beispiel aus dem Tidenstrom oder aus Salzgehaltgradienten Strom erzeugen. Zum anderen umfasst der Begriff Anlagen, aus denen statt Strom beispielsweise Gase oder Flüssigkeiten hergestellt werden – Elektrolyseure oder PtX-Anlagen.⁴² Im Rahmen der Novelle dürfen nun auch Seeflächen explizit für den Betrieb solcher „sonstigen Energiegewinnungsanlagen“ ausgeschrieben werden.⁴³

Dies bedeutet nur, dass diese Option besteht. Das WindSeeG kennt keine Zweckbindung. Die Ausbauziele in Höhe von 40 GW könnten auch vollständig zur herkömmlichen Stromgewinnung eingesetzt werden. Vor dem Hintergrund, dass noch fast die Hälfte des Stroms in Deutschland aus fossilen und nicht erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, ist es sinnvoller, die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten für die Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Deutschland zu nutzen, bevor Umwandlungsverluste für die Herstellung von H₂ und PtX-Energieträgern in Kauf genommen werden, um andere Industriezweige zu dekarbonisieren.

2.2 Gegenüberstellung der Wasserstoffstrategien

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Gemeinsamkeiten und die deutlichsten Unterschiede der unterschiedlichen Wasserstoffstrategien dargestellt. Da die übergeordneten Ziele der Strategien kongruent sind und Schnittmengen hinsichtlich des regionalen Bezugs bestehen, ist es von hoher Bedeutung, dass die Wege zum Ziel miteinander vereinbar sind. Ziel dieses Abschnitts ist die Darstellung von Bereichen, in denen es Übereinstimmungen gibt und von Bereichen, in denen die Strategien im Widerspruch zueinanderstehen, um Konfliktpotenziale frühzeitig zu erkennen und diese gegebenenfalls durch regulatorische Maßnahmen zu minimieren. Die Reihenfolge, in der Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Strategien genannt werden, steht nicht im Zusammenhang mit einer etwaigen Gewichtung der einzelnen Aspekte, sondern entspricht einer logischen Abfolge.

2.2.1 Definitionen von Wasserstoff

Grundsätzlich wird Wasserstoff entsprechend seiner Herkunft differenziert. Sowohl im deutschen als auch im internationalen Sprachraum wird Wasserstoff entsprechend der Herkunft mit einer farblichen Codierung bezeichnet. Am üblichsten sind die folgenden Kategorien:

- Grauer Wasserstoff, der unter der Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen aus fossilen Energieträgern hergestellt wird.
- Blauer Wasserstoff, der im Grunde grauer Wasserstoff ist, bei dem mithilfe von CCS-Anlagen die Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen auf ein Minimum reduziert wird.
- Grüner Wasserstoff, der durch die Elektrolyse von Wasser unter der ausschließlichen Verwendung von erneuerbaren Energien hergestellt wird.⁴⁴

⁴² Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, § 3 Absatz 7. Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/wind-seeg/WindSeeG.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁴³ Ebd., § 2 Absatz 1 Satz 4

⁴⁴ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 29. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

Der Farbfächer ist über diese drei Kategorien zwar erweiterbar, wird dann allerdings oft nicht mehr einheitlich verwendet. So wird beispielsweise je nach Publikation Wasserstoff, der aus dem allgemeinen Strommix, aus Nuklearkraft oder aus Biomasse gewonnen wird, eine unterschiedliche Farbe zugewiesen.⁴⁵ Sowohl in der Nationalen als auch in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie werden die in den Stichpunkten genannten Definitionen für die Kategorisierung von Wasserstoff verwendet. Sofern nicht anders benannt, werden diese Definitionen auch im Rahmen dieser Studie angewendet.

In der Europäischen Wasserstoffstrategie werden davon abweichende Bezeichnungen verwendet. Primär wird der Ausdruck erneuerbarer Wasserstoff verwendet, der wahlweise auch durch den Ausdruck sauberer Wasserstoff ersetzt werden kann. Sauberer Wasserstoff fasst zwei Herstellungsmethoden für Wasserstoff zusammen. Zunächst schließt der Begriff grünen Wasserstoff ein. Darüber hinaus wird auch Wasserstoff, der durch die Dampfreformierung von Biogas oder durch die biochemische Umwandlung von Biomasse gewonnen wird, eingeschlossen. Neben dem Begriff des erneuerbaren Wasserstoffs wird der Begriff kohlenstoffarmer Wasserstoff gebraucht. Dieser Begriff bezeichnet zunächst Wasserstoff, der gemäß der Farbenlehre als blauer Wasserstoff bezeichnet würde. Zusätzlich wird auch elektrolytisch hergestellter Wasserstoff eingeschlossen, bei dessen Herstellung nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen zum Einsatz kommt. Auch im Bereich der synthetischen Energieträger wird unterschieden zwischen erneuerbaren synthetischen Energieträgern und kohlenstoffarmen synthetischen Energieträgern.⁴⁶

Diese unterschiedlichen Definitionen könnten auf einem grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt problematisch werden, wenn durch einen Verbraucher eine bestimmte Wasserstoffkategorie ausgeschlossen werden soll. In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird diese Problematik gewürdigt.⁴⁷ Aufgrund der intensiven Einbindung Deutschlands in den europäischen Energiemarkt wird auch kohlenstoffarmer Wasserstoff im Sinne der Europäischen Wasserstoffstrategie in der Bundesrepublik eine Rolle spielen. Dies sollte allerdings nur in einer zeitlich undefinierten Übergangsphase passieren. Der Fokus liegt ansonsten auf der ausschließlichen Verwendung von grünem Wasserstoff.

Die Nationale⁴⁸ und die Europäische⁴⁹ Wasserstoffstrategie beschreiben beide die Bedeutung international einheitlicher und verständlicher Standards hinsichtlich der Definition von unterschiedlichen Wasserstoffstrategien und technischer Standards. Dass die Strategien bereits in den bestehenden Versionen unterschiedliche Begrifflichkeiten verwenden, könnte die Etablierung einer einheitlichen Definition deutlich einschränken.

2.2.2 Rolle von blauem Wasserstoff

Die Rolle von blauem Wasserstoff fällt in den Strategien sehr unterschiedlich aus.

⁴⁵ Timur Gül et al: The future of hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. S. 34. Unter: <https://www.env.go.jp/earth/g20karuizawa/assets/pdf/The%20future%20of%20Hydrogen.pdf> (abgerufen am 07.04.2021)

⁴⁶ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S.3f. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

⁴⁷ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 3. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁴⁸ Ebd., S. 12

⁴⁹ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 12. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

In der Norddeutschen Wasserstoffstrategie findet blauer oder kohlenstoffarmer Wasserstoff keine direkte Erwähnung, der Fokus der Ausarbeitung liegt vollständig auf der Verwendung von grünem Wasserstoff. Es wird allerdings angemerkt, dass Carbon Capture and Utilization (CCU)-Verfahren an Punktquellen eingesetzt werden können, um CO₂ als Ausgangsstoff für chemische Prozesse, wie beispielsweise die Erzeugung von PtX-Energieträgern, zu gewinnen. Daraus lässt sich schließen, dass auch ein Einsatz von blauem Wasserstoff nicht ausgeschlossen wäre.⁵⁰

Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht vor, blauen Wasserstoff nur in der Übergangsphase zu einer Wasserstoffwirtschaft einzusetzen. Blauer Wasserstoff soll allerdings nicht explizit hergestellt werden, die Verwendung von blauem Wasserstoff wird lediglich als nicht vermeidbares Resultat der Einbindung in einen zukünftigen, europäischen Wasserstoffmarkt akzeptiert.⁵¹

In der europäischen Wasserstoffstrategie wird blauer beziehungsweise kohlenstoffarmer Wasserstoff als wichtige Stütze für den Hochlauf und die Skalierung des Wasserstoffmarktes wahrgenommen. Insbesondere in der Übergangsphase soll blauer Wasserstoff durch neue gesetzliche Rahmenbedingungen unterstützt werden, um Treibhausgaseinsparungen zu möglichst geringen Preisen zu erreichen.⁵²

2.2.3 Rolle von synthetischen Energieträgern

Synthetischen Energieträgern wird in allen drei Strategien eine bedeutende Rolle bei der Erreichung der Ziele der Strategien zugeschrieben. Trotz einiger grundlegender Gemeinsamkeiten bestehen auch unterschiedliche Ansätze zum Einsatz synthetischer Energieträger.

In der Europäischen Wasserstoffstrategie wird unterschieden zwischen erneuerbaren und kohlenstoffarmen synthetischen Energieträgern. Für die zugeordnete Rolle ist dies allerdings irrelevant. Synthetische Energieträger sollen vor allem in Bereichen eingesetzt werden, in denen eine Dekarbonisierung mit anderen Mitteln mit hohen Hürden verbunden ist, oder die anderweitig gar nicht umsetzbar ist. Als wichtigste Beispiele dieser schwer dekarbonisierbaren Sektoren werden die Luftfahrt und die Seeschifffahrt genannt.⁵³

Dieselbe Rolle wird synthetischen Energieträgern auch im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie zugeschrieben.⁵⁴ Zusätzlich wird hier noch die Möglichkeit der Diversifizierung der Energieträger und vor allem auch der Energiequellen durch die Verwendung synthetischer Energieträger benannt.⁵⁵ Insbesondere für den internationalen Handel über weite Strecken sollen PtX-Energieträger eingesetzt werden, um auch bestehende Transportinfrastruktur wie Tankschiffe für den Import großer Energiemengen einzusetzen.⁵⁶

Auch in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie werden synthetische Energieträger für die Dekarbonisierung von Sektoren, die nicht durch Elektrifizierung oder Brennstoffzellen dekarbonisiert werden können, als am

⁵⁰ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 23. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁵¹ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 3. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021).

⁵² Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 5. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

⁵³ Ebd., S. 11

⁵⁴ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 11. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁵⁵ Ebd., S. 11

⁵⁶ Ebd., S. 13

besten geeignet genannt. Sie sind dadurch essenziell für das Erreichen der Klimaziele. Wie auch die Nationale Wasserstoffstrategie greift die Norddeutsche Wasserstoffstrategie die Bedeutung Synthetischer Energieträger für den Import auf.

2.2.4 Ausbau erneuerbarer Energien

Die Grundvoraussetzung für grünen Wasserstoff ist die Verfügbarkeit großer Mengen erneuerbarer Energien. In den meisten Szenarien wird davon ausgegangen, dass in Deutschland oder Europa nicht genügend Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen werden kann, um damit genügend grünen Wasserstoff zu produzieren, um die Nachfrage zu befriedigen. Neben Importen ist daher auch der Ausbau der Erzeugungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien ein wichtiger Aspekt auf dem Weg zu einer Wasserstoffwirtschaft, der in den drei Strategien unterschiedlich gehandhabt wird.

Im Rahmen der Europäischen Wasserstoffstrategie wird der Ausbau erneuerbarer Energien nicht thematisiert. In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird festgestellt, dass die Erzeugungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien konsequent erhöht werden müssen, um die Potenziale von grünem Wasserstoff langfristig und nachhaltig nutzen zu können.⁵⁷

Diese Feststellung wird in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie aufgenommen und konkretisiert. Für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten von Strom aus erneuerbaren Energien besteht zum Zeitpunkt der Veröffentlichung eine gesetzliche Deckelung, um die Stromübertragungskapazitäten nicht zu überschreiten.⁵⁸ Dieser Deckel wurde durch das Inkrafttreten des WindSeeG im Dezember 2020 angehoben. Es sollen zusätzliche Erzeugungskapazitäten für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, gegebenenfalls auch ohne einen Netzanschluss, errichtet werden, die ausschließlich für die Produktion von grünem Wasserstoff oder PtX-Kraftstoffen verwendet werden.⁵⁹ Auch dieser Bestandteil der Norddeutschen Wasserstoffstrategie kann durch die Novellierung des WindSeeG umgesetzt werden.⁶⁰

2.2.5 Ausbau von Infrastruktur

Durch einen Übergang zu einer Wasserstoffwirtschaft entstehen gegebenenfalls neue oder geänderte Anforderungen an Infra- und Suprastrukturen. Diesbezügliche Planungen in den Wasserstoffstrategien werden in diesem Abschnitt dargestellt.

In der Europäischen Wasserstoffstrategie werden benötigte Infrastrukturen sowie mögliche Einbindungen oder Änderungen bestehender Infrastrukturen zur Nutzung mit Wasserstoff und Folgeprodukten benannt. Konkret sollen bestehende Infrastruktur und insbesondere bestehende Gasnetze möglichst weiter genutzt werden. Entweder soll eine Umrüstung erwogen werden, oder es soll überprüft werden, zu welchem Anteil Wasserstoff in Erdgasnetze beigemischt werden kann. Wo bestehende Gasnetze nicht weitergenutzt werden können, sollen neue auf den Transport von Wasserstoff ausgelegte Pipelinenetze in Betrieb genommen werden.

⁵⁷ Ebd., S. 10

⁵⁸ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 13f. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁵⁹ Ebd., S. 15

⁶⁰ Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, § 2 Absatz 1 Satz 4. Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

Ziel ist es, zunächst lokale Cluster miteinander zu verknüpfen und erst später eine EU-weite und weiterreichende Transportinfrastruktur aufzubauen. Auch der Einsatz von Schiffen und der Umbau von LNG-Terminals für die Nutzung von Wasserstoff sind Möglichkeiten, bestehende Infrastruktur zu nutzen. Bezüglich der Erzeugung wird vor allem CCS und CCU-Infrastruktur genannt, um die bestehende CO₂-intensive Wasserstoffproduktion zu dekarbonisieren und um CO₂ als Rohstoff zu gewinnen. Über die Erzeugungs- und Transportinfrastruktur soll eine den Anforderungen entsprechende Verteilinfrastruktur in Form eines umfangreichen Tankstellennetzwerks in der EU erschaffen werden, um einen gleichberechtigten Zugang zur Ressource Wasserstoff zu gewährleisten.⁶¹

Infrastrukturell bedacht werden die Wasserstoffsektoren Erzeugung, Transport, Speicherung und Verwendung auch im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie. In allen Bereichen soll die notwendige Infrastruktur errichtet werden. Zudem soll eine Anknüpfung an die europäische Gasnetzinfrastuktur stattfinden. Dies ist auch eine Grundvoraussetzung für die Teilnahme an einem europäischen oder darüberhinausgehenden Wasserstoffmarkt.⁶²

Die in der Europäischen und der Nationalen Wasserstoffstrategie beschlossenen Maßnahmen zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur finden sich in abgeschwächter Form auch in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wieder. Der Fokus der Darstellung liegt allerdings mehr auf dem Bedarf an Infrastruktur als an der tatsächlichen Planung der Maßnahmen. Es wird hervorgehoben, dass mit den großen Seehäfen und den Kavernen in der Region bereits Infrastruktur für Speicherung, Transport und Verteilung besteht, die mit geringem Aufwand auch im Rahmen der Wasserstoffstrategie weitergenutzt werden kann.⁶³

2.2.6 Bedeutung von Importen

Ein großer Anteil der EU-Mitgliedsstaaten ist zunehmend abhängig von Energieimporten.^{64, 65} Das heißt, die Menge der importierten Energieträger übersteigt die Menge der exportierten Energieträger. Ein zunehmender Ausbau der Produktionskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien könnte diese Abhängigkeit von Exporten zwar reduzieren, in absehbarer Zeit aber nicht zu einer Energieautarkie führen. Aus diesem Grund werden sowohl Europa als auch Deutschland langfristig von Energieimporten abhängig sein. In allen drei Strategien werden Importe thematisiert, allerdings teils vor unterschiedlichen Hintergründen.

In der Europäischen Wasserstoffstrategie wird keine Abschätzung zur künftigen Wasserstoffnachfrage erstellt oder wieviel Wasserstoff beziehungsweise auf Wasserstoff basierende synthetische Energieträger importiert werden müssten. Es wird lediglich anerkannt, dass sich ein internationaler Handel entwickeln könnte. In den ersten Phasen werde dieser vor allem mit benachbarten Ländern, die am Mittelmeer oder im Osten an Europa

⁶¹ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 14ff. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

⁶² Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 3 & 12. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁶³ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 19ff. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁶⁴ A. Breitkopf: Abhängigkeit der EU-27 von Energieimporten in den Jahren 2002 bis 2019. Statista GmbH (Hg.). Unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154569/umfrage/abhaengigkeit-von-energieimporten-in-der-eu-27/> (abgerufen am 14.04.2021)

⁶⁵ A. Breitkopf: Länder mit der höchsten Abhängigkeit von Energieimporten in der EU-28 im Jahr 2019. Statista GmbH (Hg.). Unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224707/umfrage/laender-mit-der-hoechsten-abhaengigkeit-von-energieimporten-in-der-eu-27/> (abgerufen am 14.04.2021)

grenzen, stattfinden. Darüber hinaus wird auch ein Handel über weite Strecken, beispielsweise mit den USA oder mit China, nicht ausgeschlossen.⁶⁶

Die Nationale Wasserstoffstrategie benennt konkrete Zahlen zu aktuellen und zukünftigen Bedarfen sowie zu zukünftigen inländischen Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff. Dass die Erzeugungskapazitäten bei weitem nicht ausreichen, um selbst die gegenwärtige Nachfrage nach fossilem Wasserstoff zu decken, wird verdeutlicht. Es wird intensiv auf die Bedeutung von Wasserstoffimporten und Energiepartnerschaften hingewiesen, die notwendig sind, um der Wasserstoffstrategie zu einem nachhaltigen Erfolg zu verhelfen. Dafür sollen auch neue Energiepartnerschaften und Handelsbeziehungen erschlossen werden.⁶⁷

Auch in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wird die Bedeutung von Importen in einem gesonderten Abschnitt thematisiert. Aufgrund der begrenzten Potenziale für den Ausbau erneuerbarer Energien seien auch die Potenziale für die Produktion von Wasserstoff begrenzt und es müssten große Mengen grünen Wasserstoffs importiert werden. Die volkswirtschaftlich günstigsten Importkonzepte sollen evaluiert und vorbereitet werden.⁶⁸

2.2.7 Bedeutung von Seehäfen

Seehäfen wird im Rahmen der Diskussion um Wasserstoffwirtschaften im Kontext von Energieimporten eine tragende Rolle zugeschrieben. Da der Umschlag und der Transport großer Mengen Wasserstoff oder wasserstoffbasierter Energieträger entscheidend für eine Wasserstoffwirtschaft sind, ist die effiziente Nutzung und Erweiterung vorhandener Hafeninfrastruktur eine wichtige Erfolgsvoraussetzung. Das liegt auch daran, dass die weiterverarbeitende Industrie häufig in der Nähe von Häfen lokalisiert ist. Dadurch, dass infrastrukturbedingt auch eine gute Anbindung an Offshore-Windparks, in denen grüner Strom produziert wird, etabliert werden kann, sind Seehäfen prädestiniert dafür, die Produktion und die Nutzung von grünem Wasserstoff in einem Wasserstoffhub zu bündeln. Diese Bedeutung wird teilweise in den Wasserstoffstrategien auch herausgestellt, die Bedeutung wird allerdings in einem sehr unterschiedlichen Rahmen hervorgehoben.

In der Europäischen Wasserstoffstrategie werden Häfen vor allem als Testfeld für Wasserstoffanwendungen angesehen. Im Rahmen einer Ausschreibung im Horizon 2020-Programm sollen dafür in Häfen oder Flughäfen 100 MW Elektrolysekapazität, sowie eine Zusammensetzung typischer Verbraucher in einem Demonstrationsprojekt dargestellt werden, um so die Anwendbarkeit unterschiedlicher Wasserstoffstrategien im Realbetrieb zu bestätigen.⁶⁹ Auf die herausragende Bedeutung von Häfen für den Import wird in dieser Strategie nicht eingegangen.

In der Nationalen Wasserstoffstrategie wird nicht auf die Bedeutung von Häfen für eine Wasserstoffwirtschaft eingegangen.

⁶⁶ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 6f. & 19. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

⁶⁷ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 27f. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁶⁸ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 17f. & 20. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁶⁹ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 18. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

Von den anderen beiden Strategien abweichend ist die Norddeutsche Wasserstoffstrategie. Die in Norddeutschland vorhandenen Seehäfen werden durch ihre Funktion als Logistik- und Wirtschaftszentren als deutlicher Standortvorteil gegenüber anderen Regionen anerkannt. Dadurch, dass Häfen ein Knotenpunkt unterschiedlicher Verkehrsträger und Verkehrsmittel sind, sollen Wasserstoffhubs in räumlicher Nähe zu Seehäfen etabliert werden. Zudem sollen gemäß der Norddeutschen Wasserstoffstrategie Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern über bestehende und zu errichtende Importterminals in Seehäfen durchgeführt werden, sobald die inländischen Potenziale zur Erzeugung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern ausgeschöpft sind.⁷⁰

2.2.8 Einheitliche Standards

Je weiter Wasserstofftechnologien von Laborversuchen über Reallabore bis hin zur Anwendung in gegebenenfalls sogar grenzüberschreitenden Wasserstoffwirtschaften weiterentwickelt werden, desto größer wird die Bedeutung verbindlicher Standards und einheitlicher Zertifizierungen und Kontrollsysteme. Diese Bedeutung wird in allen drei Strategien anerkannt.

In der Europäischen Wasserstoffstrategie wird die Wichtigkeit einer gemeinsamen und verständlichen Terminologie betont. Darüber hinaus sollen europaweit geltende Kriterien für die Zertifizierung von erneuerbarem und von kohlenstoffarmem Wasserstoff sowie EU-weite Kontrollinstanzen vereinbart werden. Gemeinsame Qualitätsstandards, die die Reinheit von grünem Wasserstoff betreffen, und Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff sollen in der zweiten Phase der Strategie bis 2030 etabliert werden. Außerdem sollen Standards oder Quoten für die Beimischung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff oder darauf basierenden synthetischen Energieträgern in bestehende Anwendungen entworfen werden.⁷¹

Einheitliche Standards werden auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie gefordert. Die Bundesrepublik Deutschland möchte in den technologischen Bereichen Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe Standards hinsichtlich Qualität und Nachhaltigkeit setzen. Diese sollen auch unterstützend in die Entwicklung europäischer und internationaler Standards und Regulierungen einfließen, um ein einheitliches Verständnis und eine einheitliche Definition von Wasserstoff auf einem grenzüberschreitenden Markt zu gewährleisten. In der Nationalen Wasserstoffstrategie werden unterschiedliche Bereiche, in denen Bedarf nach Standardisierung und Zertifizierung besteht oder entstehen kann, definiert. Dies sind Standards für die Betankung, für die Genehmigung und Zulassung von wasserstoffbetriebenen Verkehrsmitteln und für die Einhaltung der stofflichen Qualität von Wasserstoff und daraus hergestellten PtX-Energieträgern. Auch die Zulassung von Schiffen wird als standardisierungsbedürftiger Anwendungsfall identifiziert.⁷²

⁷⁰ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 22ff. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁷¹ Europäische Kommission: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, S. 12. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773> (abgerufen am 29.04.2021)

⁷² Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 21. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

In der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wird die Bedeutung einheitlicher, technischer Standards in den Bereichen Umfüllung, Eichung und Messung herausgestellt. Die Norddeutschen Küstenländer wollen sich allerdings nicht auf einer europäischen oder internationalen Ebene, sondern nur auf Bundesebene für eine Vereinheitlichung technischer Standards einsetzen.⁷³

Die Vereinheitlichung von Standards und Zertifizierung im Hinblick auf Wasserstofftechnologien ist ein Thema, das in allen drei Strategien auch auf übergeordneten Ebenen erreicht werden soll. Dabei sind es vor allem die Europäische sowie die Nationale Wasserstoffstrategie, die sich auch auf europäischer und auf internationaler Ebene für einheitliche Standards einsetzen wollen. Da die grundlegenden Definitionen von Wasserstoff innerhalb dieser beiden Strategien deutliche Unterschiede zueinander aufweisen, kann es zu Schwierigkeiten bei einer gemeinsamen Definition internationaler Standards kommen. Da in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie nur auf Bundesebene einheitliche Standards angestrebt werden, wird es hier nur zu indirekten Formulierungsschwierigkeiten durch den Konflikt zwischen der Europäischen und der Nationalen Wasserstoffstrategie kommen.

2.3 Bewertung der relevanten Zielsetzungen für die maritime Branche

Die maritime Branche besteht aus unterschiedlichen Teilbereichen. Zum einen ist die Seeschifffahrt als Transportdienstleister ein prägender Teil der Branche. Darüber hinaus sind auch Werften und Häfen inklusive der jeweiligen Dienstleister und Zulieferer Bestandteil der maritimen Branche. Ergänzt werden diese Bereiche durch Unternehmen, die mit Forschung und Entwicklung befasst sind. In allen drei Wasserstoffstrategien wird die maritime Branche in unterschiedlichen Rollen erwähnt. Daraus ergeben sich Zielsetzungen unterschiedlicher Art. Prinzipiell unterschieden wird zwischen der Anwendung von Wasserstofftechnologien, der Transportdienstleistung und den Potenzialen von Seehäfen, sich als Wasserstoffhubs zu etablieren.

2.3.1 Die maritime Branche als Anwender

In allen drei Strategien wird die maritime Branche als Anwender von Wasserstoff oder PtX-Energieträgern genannt. Insbesondere im Bereich von Antriebstechnologien bedeutet das für den Schiffbau Anpassungen. Der Einsatz von Batterien eignet sich aufgrund deren geringer massenspezifischer Energiedichte nicht in der internationalen Frachtschifffahrt. Ein batterieelektrischer Antrieb wird in der Nationalen Wasserstoffstrategie daher nur bei einzelnen Anwendern in der Küsten- und Binnenschifffahrt erwogen. Der Einsatz von Wasserstoffbrennstoffzellen kann dagegen in diesen Bereichen eine Rolle spielen.⁷⁴ Da allerdings selbst verflüssigter Wasserstoff im Vergleich mit anderen Energieträgern eine geringe volumetrische Energiedichte⁷⁵ besitzt, werden die benötigten Brennstofftanks mit steigenden Anforderungen an die mitzuführende Energiemenge, wie sie beispielsweise in der internationalen Fracht- und Passagierschifffahrt üblich sind, sehr groß. Daher sollen in

⁷³ Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie, S. 28. Unter: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

⁷⁴ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 11. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁷⁵ U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: Hydrogen Storage. Unter: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> (abgerufen am 28.07.2021)

allen drei Strategien synthetische PtX-Energieträger eingesetzt werden, um die Seeschifffahrt zu dekarbonisieren.

Neben der Anwendung in Schiffen bestehen auch Anwendungsbereiche in Häfen und bei hafennahen Betrieben. Zwar sind Umschlagsgeräte wie zum Beispiel Containerbrücken oder Portalkräne auf Schienen meistens bereits elektrifiziert, doch auch in eventuell für Umschlagsgeräte benötigten Generatoren und in vielen Umschlags- und Rangiergeräten, wie beispielsweise Portalhubwagen, Reach Stackern, Flurförderfahrzeugen oder Zugmaschinen und Transportern⁷⁶ sowie in Arbeitsbooten wie Schleppern und Lotsenbooten kommen nach wie vor in der Regel fossile Brennstoffe zum Einsatz. Auch in Lager- und Verwaltungsgebäuden von Häfen wird Energie in Form von Elektrizität und Wärme häufig aus fossilen Energieträgern genutzt. In diesen Bereichen der Anwendung in der maritimen Branche sollte zunächst überprüft werden, welche Nutzer einfach elektrifiziert^{77, 78} oder mit Brennstoffzellen⁷⁹ ausgestattet werden können, bevor gegebenenfalls synthetische PtX-Energieträger⁸⁰ zum Einsatz kommen.

Im Anwendungsbereich insbesondere von großen Schiffen müssen Grundlagen erforscht werden, da hier sowohl die ökologische als auch die ökonomische und soziale Nachhaltigkeit unterschiedlicher Konzepte untersucht und bewertet werden müssen. Generell muss auch ermittelt werden, ob und wie neue Schiffstypen mit neuartigen Antrieben⁸¹ oder Kraftstoffen⁸² zugelassen werden können, beziehungsweise, wie eine Zulassung gewährleistet werden kann.

2.3.2 Die maritime Branche als Transportdienstleister

Die maritime Branche wird allgemein vornehmlich als Transportdienstleister mit Schiffen als Verkehrsmittel wahrgenommen. Eine große Menge der importierten Energieträger wird über weite Distanzen in Form von Öl oder Kohle in Schiffen importiert. Diese Energieträger sollen in Zukunft durch grünen Wasserstoff und klimaneutrale PtX-Energieträger abgelöst werden. Die in den Wasserstoffstrategien genannten Erzeugungskapazitäten werden allerdings bei weitem nicht genügen, um die nationale Nachfrage zu decken.

⁷⁶ Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V.: Seehäfen in der Energiewende: Wasserstoff. Unter: https://zds-seehaefen.de/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-03_ZDS_Wasserstoff_Arbeitspapier_Juni21.pdf (abgerufen am 09.06.2021)

⁷⁷ Port Technology International: Kalmar Unveils First Electric Reach Stacker. Maritime Information Services Ltd. (Hg.). Unter: https://www.porttechnology.org/news/kalmar_unveils_first_electric_reachstacker/ (abgerufen am 22.07.2021)

⁷⁸ Linde Material Handling GmbH: Elektronischer Kompaktantrieb mit Präzision und Leistung. Elektrostapler. Unter <https://www.linde-mh.de/elektrostapler/> (abgerufen am 22.07.2021)

⁷⁹ Jungheinrich AG: Jungheinrich präsentiert die Studie einer Direktmethanol-Brennstoffzelle für Flurförderzeuge. Unter: <https://www.jungheinrich.com/presse-events/pressemitteilungen/jungheinrich-praesentiert-die-studie-einer-direktmethanol-brennstoffzelle-fuer-flurfoerderzeuge-4458> (abgerufen am 22.07.2021)

⁸⁰ Bundesministerium für Bildung und Forschung Unterabteilung Nachhaltigkeit: Umweltschonende Technologie: Neues Forschungsschiff Uthörn wird mit grünem Methanol angetrieben. Unter: https://www.fona.de/de/aktuelles/nachrichten/2021/210906_Utoern.php (abgerufen am 22.07.2021)

⁸¹ Ballard Power Systems: Ballard Signs MOU with Global Energy Ventures For Development of Fuel Cell-Powered Ship. Unter: <https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2021/02/03/ballard-signs-mou-with-global-energy-ventures-for-development-of-fuel-cell-powered-ship> (abgerufen am 08.02.2021)

⁸² Naida Hakirevic Prevljak: CMA CGM launches 1st low-carbon shipping offer based on biomethane. Navingo BV (Hg.). Unter: https://www.offshore-energy.biz/cma-cgm-launches-1st-low-carbon-shipping-offer/?utm_source=offshore-energy&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-04-09 (abgerufen am 09.04.2021)

In der Europäischen Wasserstoffstrategie wird erwähnt, dass bis 2024 6 GW und bis 2030 40 GW Elektrolysekapazität errichtet werden sollen. Auf die Entwicklung der Nachfrage wird allerdings nicht eingegangen, weshalb auch kein Rückschluss auf die Menge der Importe und auf deren Bedeutung für die maritime Branche gezogen werden kann.

Anders sieht es allerdings in den beiden anderen Wasserstoffstrategien aus. Entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie besteht in Deutschland derzeit eine Wasserstoffnachfrage nach fossilem Wasserstoff in Höhe von 55 TWh pro Jahr. Bis 2030 soll die Nachfrage auf mindestens 90 TWh/a ansteigen. Bis dahin sollen 5 GW Elektrolysekapazität in Deutschland installiert werden, die 14 TWh grünen Wasserstoff pro Jahr produzieren können.

Auch in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie ist geplant, bis 2030 in den norddeutschen Küstenländern 5 GW Elektrolysekapazität zu errichten. Eine mögliche Nachfrage wird nicht benannt. Dass die Nationale und die Norddeutsche Wasserstoffstrategie bis 2030 die gleichen Ausbauziele bezüglich Elektrolysekapazität haben, widerspricht sich nicht, sondern deckt sich. Dass die Elektrolysekapazität in den norddeutschen Küstenländern aufgebaut wird, ist angesichts der Ausbaupotenziale für offshore aus Windenergie erzeugten Strom naheliegend.

Durch die in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten Pläne für die inländischen Erzeugungskapazitäten und die Mindestbedarfe entsteht bereits eine Deckungslücke von 76 TWh/a für grünen Wasserstoff, die durch Importe gedeckt werden muss. Dies entspricht einer Menge von 2,3 Millionen Tonnen Wasserstoff.

Es muss daher dringender Gegenstand der Forschung sein, geeignete Schiffstypen und Importkonzepte zu erarbeiten und zu verifizieren, um den Herausforderungen der Wasserstoffstrategien gerecht zu werden.

Für die längerfristige Zukunft wird die Nachfrage nach Wasserstoff sowohl in Deutschland^{83, 84} als auch weltweit^{85, 86} drastisch ansteigen, wenn fossile Energieträger ersetzt werden sollen. 2019 wurden in Deutschland fossile Energieträger mit einem kumulierten Energiegehalt von über 2.600 TWh⁸⁷ verbraucht. Das heißt, dass 2030 durch 110 TWh grünen Wasserstoff nur ca. 4 % der fossilen Energieträger ersetzt werden können. Ein großer Teil davon wird in Zukunft weiterhin importiert werden.⁸⁸ Dabei ist zu bedenken, dass es sich hier um eine Verschiebung der Transportketten und Transportkonzepte handeln wird und nicht um zusätzliche Mengen. Ein Schiff, das fossile Kraftstoffe transportiert, kann mit geringem Aufwand auch das entsprechende synthetische Äquivalent transportieren, ohne dass neue Regularien und Sicherheitsvorkehrungen erforderlich sind.

⁸³ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie S. 10 Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁸⁴ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil B, S. 15, 166f. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

⁸⁵ Pierre-Etienne Franc: At the heart of the energy transition. Unter: <https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2020/03/11/air-liquide-pe-franc-march-2020.pdf> (abgerufen am 25.05.2021)

⁸⁶ DNV GL (heute DNV): Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050 S. 99f. Unter: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download> (abgerufen am 08.04.2021)

⁸⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (abgerufen am 13.04.2021).

⁸⁸ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil B, S. 15, 166f. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

2.3.3 Potenziale von Seehäfen als Wasserstoffhubs

Seehäfen sind als Logistikzentren ein Knotenpunkt unterschiedlicher Verkehrsträger. Versorgungsunternehmen und Industrie sind daher oft in geographischer Nähe zu Häfen angesiedelt. In allen drei Wasserstoffstrategien wird die Wichtigkeit von Wasserstoffhubs genannt, in denen Angebot und Nachfrage in einem engen geographischen Raum aufeinandertreffen. Dies ist in größeren Seehäfen, wie soeben dargestellt, fast immer der Fall. Dies wird in der Nationalen und verstärkt auch in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie so anerkannt. Seehäfen sollen darin eine Führungsrolle einnehmen, wenn es um die Einrichtung von Wasserstoffhubs geht.

Das bedeutet, dass Seehäfen zukünftig eine Rolle als Lager- und Umschlagspunkt der nationalen Verteilung von Wasserstoff und den Folgeprodukten haben. Durch die Anbindung unterschiedlicher Verkehrsmittel können Wasserstoff und PtX-Energieträger von einem Hafen gut weitertransportiert werden. Weitertransporte können per Zug oder Lkw, aber auch per Feeder- oder Binnenschiff erfolgen, solange noch keine entsprechend ausgebauten Gasnetze errichtet wurden.

Seehäfen wird die Eignung als Wasserstoffhub zugeschrieben, da sie im Bereich der fossilen Energieträger und Rohstoffe bereits eine vergleichbare Funktion erfüllen. Dennoch muss genau ermittelt werden, welche Mengenanforderungen bestehen und welche Voraussetzungen dafür erforderlich werden. Das umschließt auch eine Überprüfung der möglichen Weiternutzung oder möglichen Umrüstung bestehender Anlagen, Transport- und Umschlagsmittel. Weiterhin muss geprüft werden, ob Qualitäts- oder Messstandards überarbeitet werden müssen, um den neuen Energieträgern gerecht zu werden.

2.4 Zusammenfassung

Die Europäische, die Nationale und die Norddeutsche Wasserstoffstrategie sowie das WindSeeG wurden hinsichtlich ihrer Zielsetzungen und Konsequenzen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft untersucht und hinsichtlich der Rolle, welche die maritime Branche bei der jeweiligen Umsetzung zugeordnet ist, bewertet. Alle drei Strategien eint das Ziel, in den kommenden Jahrzehnten eine Wasserstoffwirtschaft im jeweiligen geographischen Geltungsraum aufzubauen. Ziele sind neben der Erhöhung von nachhaltigen Wasserstofferzeugungskapazitäten und technologischen Reifegraden von Wasserstofftechnologien der Aufbau eines grenzüberschreitenden Wasserstoffmarktes, wobei insbesondere die deutschen Strategien die Notwendigkeit von Importen von Wasserstoff und Wasserstoffprodukten betonen. Vorhandene Infrastruktur im Hinblick auf Erzeugung, Transport und Nutzung soll nach Bedarf weiterverwendet und zusätzlich benötigte Infrastruktur aufgebaut werden. Langfristig soll nachhaltig erzeugter Wasserstoff mit fossilem Wasserstoff auf allen Ebenen konkurrieren können.

Trotz ähnlicher Ziele bestehen zwischen den Strategien teilweise deutliche Unterschiede. Während der Einsatz von blauem Wasserstoff in den deutschen Wasserstoffstrategien nur eine untergeordnete Rolle in der Übergangsphase zu grünem Wasserstoff spielt, ist er in der Europäischen Wasserstoffstrategie eine wichtige Stütze für Hochlauf und Skalierung des Wasserstoffmarktes. PtX-Energieträger werden in allen Strategien als wichtiges Mittel wahrgenommen, um schwer dekarbonisierbare Sektoren in Industrie und Transport zu erreichen. In den deutschen Strategien wird ferner die Möglichkeit, durch PtX-Energieträger bestehende Transportinfrastrukturen weiter zu nutzen, benannt.

Die maritime Branche wird in der Europäischen und auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie vor allem als Anwender von Wasserstofftechnologien dargestellt. Beide deutsche Strategien heben die entscheidende

Funktion von Häfen bei Import und Verteilung von Wasserstoff hervor. Diese Funktion wird insbesondere im Rahmen der Ziele der Norddeutschen Wasserstoffstrategie betont.

In allen drei Strategien werden Ziele für den Ausbau von Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff und PtX-Energieträgern beschlossen. In der Nationalen und in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wird zudem verdeutlicht, dass die Erzeugungskapazitäten für Strom aus regenerativen Energien deutlich erhöht werden müssen, um die Ziele der Strategien zu erreichen. Im WindSeeG werden Ziele für den Ausbau der Offshore-Stromerzeugung festgelegt. Ein Ausbau der Kapazitäten zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist notwendige Voraussetzung, um Wasserstoff und PtX-Energieträger in größeren Mengen inländisch produzieren zu können und somit die Abhängigkeit von Importen zu reduzieren. Da das WindSeeG allerdings keine Zweckbindung vorsieht, eine direkte Nutzung des Stroms vorzuziehen ist und die vorgesehene Kapazität nicht ausreicht, um den Anteil von fossilen Energieträgern und Kernenergie an der Stromerzeugung zu ersetzen, kann aus den Ausbauzielen keine Kapazitätssteigerung im Bereich Wasserstoff- und PtX-Erzeugung abgeleitet werden.

Um die Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer Wasserstoffgesellschaft hinreichend zu erfüllen, müssen folgende Handlungen im Sinne der Wasserstoffstrategien durchgeführt werden:

- Es muss untersucht werden, wie die maritime Branche Anwender von Wasserstofftechnologie werden kann. Dabei sollten unterschiedliche Ansätze technologieoffen über Pilotprojekte erprobt werden, um aus unterschiedlichen Konzepten einen sinnvollen anwendungs- und zielorientierten Technologiemark zu identifizieren.
- Zu erwartende Importmengen und Importstrukturen von Wasserstoff und PtX-Energieträger müssen in Szenarien abgeschätzt werden. Darauf aufbauend muss untersucht werden, welche Importinfra- und Suprastruktur benötigt wird, um die erwarteten Mengen zu importieren. Bestandteil dieser Überlegungen müssen aufgrund der Rolle, die Seehäfen in den deutschen Wasserstoffstrategien zugeordnet sind, auch mögliche Terminalstrukturen sein.
- Vor dem Hintergrund der Potenziale von Häfen, sich als Wasserstoffhubs zu etablieren, müssen geeignete Standorte mit Standortanalysen bestimmt werden. An diesen Standorten muss eine langfristige und ergebnisorientierte Verknüpfung der Herstellung und des Verbrauchs von Wasserstoff gewährleistet werden. Vor diesem Hintergrund ist eine Anbindung an effiziente Import-, Export- und Verteilstrukturen notwendig, weshalb Häfen vor diesem Hintergrund als besonders geeignet angesehen werden.
- Um sich unter den Technologieführern zu etablieren, ist es für die Akteure der deutschen maritimen Industrie wichtig, frühzeitig neue Chancen und Möglichkeiten zu erkennen und zu nutzen.

3 Rahmenbedingungen und Entwicklungsstand von Wasserstoff- und PtX-Technologien

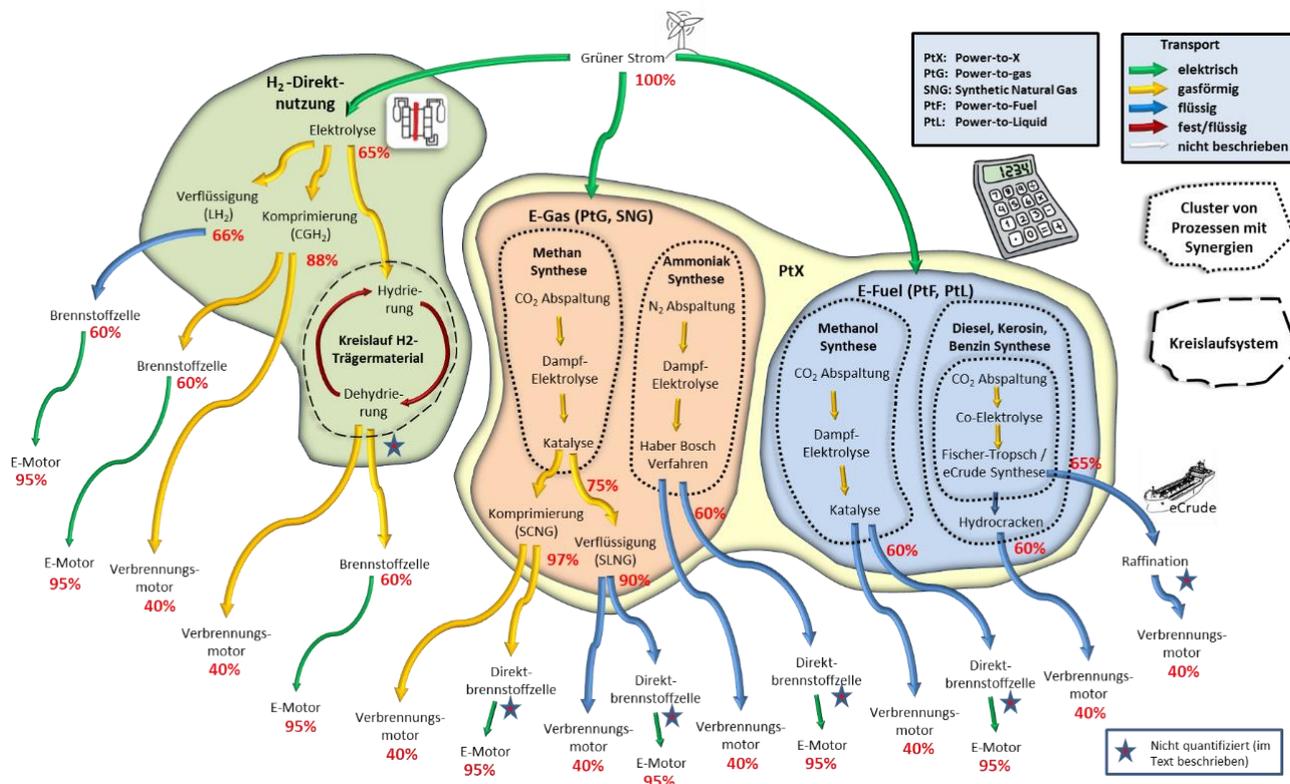


Abbildung 4: Darstellung Technologien und Prozessketten für H₂ Direktnutzung, PtG und PtL⁸⁹

In der Abbildung 4 sind alle für diese Studie relevanten Prozessketten in einer Baumstruktur dargestellt. Die Technologien, die dabei zum Einsatz kommen, werden in diesem Kapitel beschrieben. Ausgehend von Strom aus regenerativen Quellen kann entweder eine H₂-Direktnutzung erfolgen, oder es erfolgt mit Synthesetechniken eine Weiterverarbeitung zu E-Gas (PtG) oder E-Fuels (PtL). Im Falle der dargestellten Direktbrennstoffzellen ist zu bemerken, dass diese Technologie nur selten eingesetzt und hier der Vollständigkeit halber genannt wird.

H₂ Direktnutzung: Dieser Zweig beschreibt die Nutzung für Antriebe im Bereich der Verkehrsträger Bahn, Lkw und Schiff, ohne dass der Wasserstoff in der chemischen Zusammensetzung verändert wird. Er wird lediglich für Transport und/oder Lagerung unterschiedlich gespeichert.

Die direkte Nutzung des Wasserstoffs zum Antrieb verschiedener Verkehrsträger durch Verbrennung in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren hat den Vorteil, dass Wirkungsgradverluste durch chemische Wandlung in PtX-Energieträger entfallen. Diese Form ist zu bevorzugen, wenn der Aufwand für Transport und Lagerung diesen Vorteil langfristig nicht aufhebt. Es ist zu beachten, dass in diesem Bereich der Fortschritt bezogen

⁸⁹ ISL: eigene Darstellung.

auf Wirkungsgrad und Kosten das größte Potenzial bietet. Der notwendige Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur ist hingegen aufwändig.

E-Gas: E-Gas wird oft auch als PtG, P2G (Power-to-Gas) oder SNG (Synthetic Natural Gas) bezeichnet. Dieser Zweig beschreibt die Umwandlung und Nutzung für Antriebe im Bereich der Verkehrsträger Bahn, Lkw und Schiff durch chemische Wandlung in gasförmige Energieträger wie z.B. synthetisches Methan oder Ammoniak.

Die „Veredelung“ des Wasserstoffs in gasförmige Energieträger bietet den Vorteil, dass Transport, Lagerung und Verbrennung in Antrieben auf vorhandene und erprobte Technik zurückgreifen können. Zudem besteht die Möglichkeit, dass die vorhandene Infrastruktur des Erdgasbereichs mit Pipelines, Versorgungsleitungen und Kavernen durch Ausbau oder Umnutzung eingesetzt werden kann.

E-Fuel: E-Fuel wird oft auch als PtF (Power-to-Fuel), PtL oder P2L (Power-to-Liquid) bezeichnet. Dieser Zweig beschreibt die Umwandlung und Nutzung für Antriebe im Bereich der Verkehrsträger Bahn, Lkw und Schiff durch chemische Wandlung in flüssige Energieträger wie z.B. synthetisches Methanol, Diesel, Kerosin oder Benzin.

Auch die „Veredelung“ des Wasserstoffs in flüssige Energieträger bietet den Vorteil, dass Transport, Lagerung und Verbrennung in Antrieben auf vorhandene und erprobte Technik zurückgreifen können. Bezüglich der Infrastruktur ist besonders der Seetransport mit der vorhandenen Tankerflotte interessant. Auch der Weitertransport im Inland auf Binnenwasserstraßen, per Bahn oder Lkw kann vorhandene Infrastruktur nutzen. Das gleiche gilt für das vorhandene Tankstellennetz.

Zukunft der beschriebenen Nutzungsarten

Die vom ISL vertretene These, dass alle beschriebenen Nutzungsarten ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten, wird u. a. durch eine Veröffentlichung der Deutschen Energie-Agentur (dena) gestützt.

Das folgende Szenario der dena für die Entwicklung des Energiebedarfs bis zum Jahr 2050 zeigt, dass die Nutzung von fossilen Energien sich auch hier auf die verschiedenen Energieträger divers umverteilt.

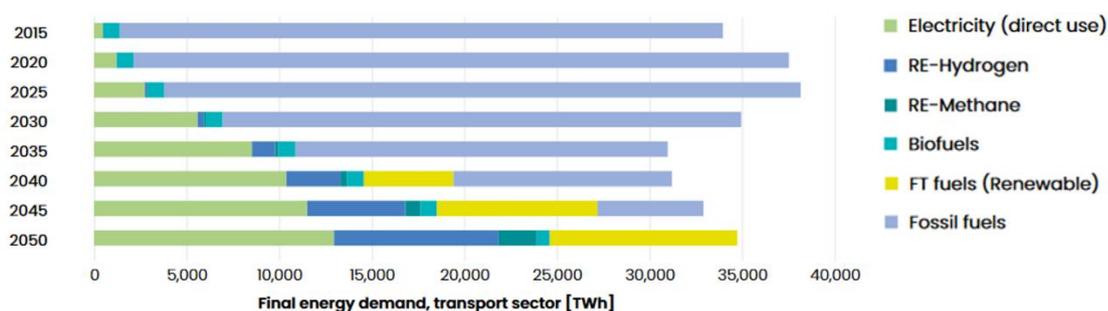


Abbildung 5: Szenario Entwicklung des Energiebedarfs der dena bis 2050⁹⁰

⁹⁰ Ram M., Galimova T., Bogdanov D., Fasihi M., Gulagi A., Breyer C., Micheli M., Crone K. (2020). Powerfuels in a Renewable Energy World - Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050. LUT University and Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Lappeenranta, Berlin. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/Global_Alliance_Powerfuels_Study_Powerfuels_in_a_Renewable_Energy_World.pdf S. 22 (abgerufen am 19.01.2021)

Im Folgenden wird zunächst der Entwicklungsstand der Technologien hinsichtlich Herstellung und Nutzung beschrieben. Dabei werden die Technologien (Prozesse sowie Cluster von Prozessen) in alphabetischer Reihenfolge aufgeführt. Die Herstellung von Wasserstoff per Elektrolyse spielt dabei eine zentrale Rolle, da die PtG- und PtL-Folgeprodukte auf Wasserstoff basieren.

Anschließend wird der Entwicklungsstand der Logistik für den Transport von Wasserstoff, E-Gas und E-Fuel dargestellt. In Abbildung 4 stellen die gezeigten Knotenpunkte die Technologien, die Verbindungen zwischen den Knotenpunkten die Logistik zwischen den Technologien dar.

3.1 Entwicklungsstand Herstellung und Nutzung

3.1.1 Ammoniak-Synthese (Cluster)

Darstellung der Technik

In der maritimen Wirtschaft wird Ammoniak aktuell propagiert, da es die einzige Technologie bietet, die in der gesamten Kette kohlenstofffrei ist und für deren Herstellung und Transport langjährige Erfahrungen bestehen. Ammoniak eignet sich einerseits als Transportmedium für Wasserstoff und bietet überdies das Potenzial, in der Schifffahrt direkt als Treibstoff eingesetzt zu werden.

Ammoniak ist eine gasförmige Verbindung, bestehend aus Stickstoff und Wasserstoff. Das Gas hat einen stark stechenden Geruch, ist farblos und giftig. Der Hauptteil mit ca. 95 % des Ammoniaks wird in der landwirtschaftlichen Produktion freigesetzt.⁹¹

Die Ammoniak-Synthese besteht aus einer Abfolge von Prozessschritten. Diese sollten im Zuge der Klimaneutralität mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben werden. Bei der Synthese selbst wird aus Stickstoff (N_2), z.B. gewonnen aus der Umgebungsluft, und Wasser (H_2O) in einem Dampf-Elektrolyseur ein Synthesegas erzeugt, welches im Haber-Bosch-Verfahren zu Ammoniak (NH_3) gewandelt wird. Ein guter Wirkungsgrad kann erreicht werden, wenn alle Prozesse direkt nacheinander im Cluster stattfinden. Hierbei ist als Synergieeffekt sicherzustellen, dass die erzeugte Wärmeenergie nicht verloren geht.

Das von den Chemikern Fritz Haber und Carl Bosch zu Beginn des 20. Jahrhunderts entwickelte und nach ihnen benannte Haber-Bosch-Verfahren ist ein Verfahren zur synthetischen Herstellung von Ammoniak aus den Elementen Stickstoff und Wasserstoff.

⁹¹ Umweltbundesamt: Luft. Luftschadstoffe im Überblick. Ammoniak. Unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe-im-ueberblick/ammoniak#emittenten-quellen-fur-ammoniak-in-der-landwirtschaft> (abgerufen am 26.01.2021)

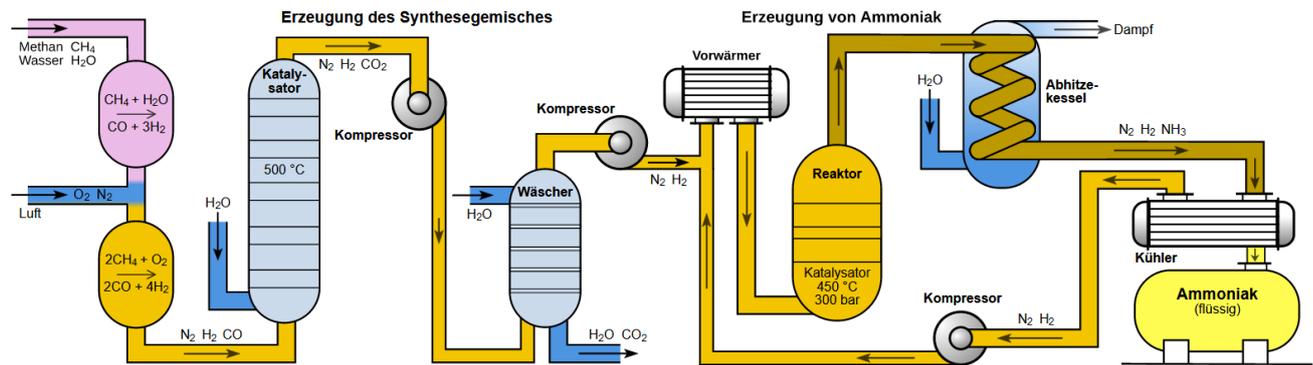


Abbildung 6: Großtechnische Synthese von Ammoniak nach Haber und Bosch⁹²

Die großtechnische Synthese von Ammoniak mittels des Haber-Bosch-Verfahrens ist in der Abbildung 6 dargestellt.⁹³

Bei diesem Verfahren werden für die Produktion von 1 kg Ammoniak etwa 0,6 kg Methan oder rund 30 MJ \approx 8,3 kWh an zugeführter Energie benötigt. Der Heizwert von Ammoniak beträgt 5,2 kWh/kg. Dies entspricht einem Wirkungsgrad für die Herstellung von Ammoniak von 63 %.⁹⁴

In den obigen Beschreibungen der Ammoniakherstellung nach Haber-Bosch wird die Wasserstoffherstellung per herkömmlicher Dampfreformierung aus fossilem Methan zugrunde gelegt, vgl. Kapitel 3.1.4 Dampfreformierung aus Erdgas. Um die Ammoniak-Synthese klimaneutral zu gestalten, muss die Herstellung des Wasserstoffs durch ein Verfahren ersetzt werden, bei dem Strom aus regenerativen Quellen zum Einsatz kommt.

Die Firma Sunfire hat ein entsprechendes Verfahren entwickelt, in dem nicht flüssiges, sondern gasförmiges Wasser – also Wasserdampf – gespalten wird.⁹⁵

Da der Wirkungsgrad der herkömmlichen Dampfreformierung (Angaben zwischen 75 % und 90 %) und der Dampfelektrolyse (mehr als 80 Prozent bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff nach Angaben von Sunfire) sich im gleichen Bereich bewegen, wird für die weiteren Berechnungen für das Haber-Bosch-Verfahren mit Einsatz der Dampfelektrolyse zur Wasserstoffgewinnung von einem Wirkungsgrad von 60 % ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

Derzeit werden nach verschiedenen Angaben neue Verfahren erforscht mit dem Ziel einer direkten Erzeugung von Ammoniak mittels Elektrolyse unter Umgehung des Haber-Bosch-Verfahrens, um so „den Energieaufwand von Power to Ammonia deutlich zu reduzieren und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit zu verbessern“.⁹⁶

⁹² Von Sven - Eigenes Werk, CC BY-SA 4.0. Unter: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3167578> (abgerufen am 04.02.2021)

⁹³ Hans-Peter Willig: Die Chemie-Schule. Haber-Bosch-Verfahren. Unter: <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Haber-Bosch-Verfahren> (abgerufen am 21.02.2021)

⁹⁴ Jochen Fricke: Ammoniak – ein idealer Wasserstoff-Speicher. Unter: <https://www.bayern-innovativ.de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher> (abgerufen am 26.02.2021)

⁹⁵ Sunfire GmbH: SUNFIRE liefert leistungsfähigstes Dampf-Elektrolyse-Modul der Welt an Salzgitter Flachstahl. Unter: https://www.sunfire.de/de/news/detail/DAMPF-ELEKTROLYSE-MODUL_SALZGITTER_FLACHSTAHL (abgerufen am 13.04.2021)

⁹⁶ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Power to Ammonia. Unter: https://www.energie-lexikon.info/power_to_ammonia.html (abgerufen am 22.02.2021)

Auch im Bereich des Ammoniak-Crackens, d.h. der Generierung von Wasserstoff aus Ammoniak, sind unterschiedliche Forschungsansätze zu verzeichnen:

- In dem Projekt CAMPFIRE wird die dezentrale Produktion von Ammoniak und deren Einsatz als Energieträger im maritimen Umfeld gefördert (siehe auch Abschnitt 7.2).⁹⁷
- In dem Projekt 'NH₃toH₂' arbeiten der Lehrstuhl Energietechnik der Universität Duisburg-Essen und das Duisburger Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH (ZBT) an der Wasserstoffherzeugung aus Ammoniak.⁹⁸
- Eine andere Forschergruppe arbeitet an einem Cracker zur Aufspaltung von Ammoniak mit einem Katalysator bei etwa 700 bis 800 Grad. Der Ammoniakcracker enthält einen Brenner, der die erforderliche Wärme bereitstellt. Als Brennstoff dient das Abgas der Brennstoffzelle. „Der Ammoniakcracker erreicht bereits jetzt einen Wirkungsgrad von über 90 Prozent“.⁹⁹
- GenCell Energy, ein israelisches Unternehmen, gab 2019 eine Forschungskooperation mit dem Fraunhofer UMSICHT-Institut bekannt, in deren Rahmen ein neues Verfahren des Ammoniak-Crackens entwickelt werden soll.¹⁰⁰
- In Wilhelmshaven plant die Firma Uniper ein Importterminal für klimaneutral erzeugtes Ammoniak mit einem angeschlossenen Ammoniak-Cracker zur Herstellung von Wasserstoff. Unter dem Namen „Green Wilhelmshaven“ startet eine Machbarkeitsstudie. Die Umsetzung ist für den zweiten Teil der Dekade geplant.¹⁰¹
- Bis 2024 soll im Rahmen des von der EU geförderten H2020-Projekts ARENHA (Advanced materials and Reactors for Energy storage through Ammonia) das „Wettbewerbspotenzial von Ammoniak als Energieträger zur Herstellung von reinem Wasserstoff und als möglicher Kraftstoff für Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen nachgewiesen werden. Dafür sollen Material- und Reaktorkonzepte entwickelt werden, die den Einsatz von Ammoniak zur flexiblen, sicheren und rentablen Speicherung und Nutzung erneuerbarer Energie ermöglichen. Darunter zählen Elektrolysezellen für die Wasserstoffherzeugung, Katalysatoren für die Niedertemperatur- bzw. Niederdruck-Ammoniaksynthese sowie Absorptionsmittel und Membranreaktoren für die Zersetzung von Ammoniak zu reinem Wasserstoff (> 99,99 %)“.¹⁰²

⁹⁷ Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. (INP): Campfire. Unter: <https://wir-campfire.de/> (abgerufen am 04.06.2021)

⁹⁸ Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik: NH₃toH₂-Projekt. Unter: https://www.uni-due.de/energietechnik/de/pro_nh3toh2 (abgerufen am 22.02.2021)

⁹⁹ Michael Steffen: Ammoniak versorgt Handymasten mit Strom - Zwei Duisburger forschen an sinnvoller Ergänzung zur Wasserstoffwirtschaft. Unter: <https://www.en-former.com/ammoniak-versorgt-handymasten-mit-strom/> (abgerufen am 22.02.2021)

¹⁰⁰ Trevor Brown: GenCell A5 update: hydrogen power from ammonia fuel cells. Unter: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/gencell-a5-update-hydrogen-power-from-ammonia-fuel-cells-the-next-big-thing-in-energy-production/> (abgerufen am 26.02.2021)

¹⁰¹ Uniper SE: Uniper will Wilhelmshaven zum Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff machen. Unter: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-will-wilhelmshaven-zum-knotenpunkt-fuer-klimafreundlichen-wasserstoff-machen> (abgerufen am 11.05.2021)

¹⁰² Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS. EU-Projekt ARENHA: Grünes Ammoniak für die Energiewende. Unter: https://www.ikts.fraunhofer.de/de/presse/news/2020_10_13_eu_projekt_arenha.html (abgerufen am 26.02.2021)

- Ab 2024 sollen in Norwegen erste Erprobungen für das Versorgungsschiff 'Viking Energy' starten. Geplant ist die Ausrüstung mit einer 2-MW-Ammoniak-Brennstoffzelle. Hiermit soll es bis zu 3.000 Stunden jährlich fahren können.¹⁰³
- Der US-Gashersteller Air Products und der Kraftwerksbetreiber ACWA Power aus Saudi-Arabien sowie das dortige Königshaus planen, ab 2025 in der saudischen Wüste klimaneutrales Ammoniak zu produzieren.¹⁰⁴ Air Products als ausschließlicher Abnehmer beabsichtigt, das grüne Ammoniak weltweit zu exportieren, um es am Zielort für die Herstellung von grünem Wasserstoff zu trennen.¹⁰⁵

Das Haber-Bosch-Verfahren zur Herstellung von Ammoniak ist ein ausgereiftes Verfahren basierend auf fossilem Methan als Quelle für Wasserstoff. Für die Herstellung von klimaneutralem Ammoniak muss der erforderliche Wasserstoff auf der Basis von Strom aus regenerativen Quellen erzeugt werden.

3.1.2 Ammoniak Verbrennungsmotor

Darstellung der Technik

Verbrennungsmotoren für Ammoniak als Kraftstoff sind momentan nur in der Seeschifffahrt in Planung. In verschiedenen Projekten wird der Einsatz getestet, um den relativ hohen Energiegehalt von Ammoniak nutzen zu können. Aufgrund der schlechten Verbrennungseigenschaften von Ammoniak kommt ein Einsatz in Dual-Fuel Motoren in Betracht.

Stand von Forschung und Entwicklung

Ein Beispiel für einen Ammoniak-Dual-Fuel Motor ist die "MAN's B&W dual-fuel ME-LGIP engine", die Anfang 2022 betriebsbereit sein soll.¹⁰⁶

3.1.3 Brennstoffzelle

Darstellung der Technik

Brennstoffzellen sind galvanische Zellen, d. h. der Brennstoff reagiert mit einem Oxidationsmittel wie Sauerstoff. Hierbei entsteht Reaktionsenergie, die in elektrische Energie umgewandelt wird. Neben Strom wird bei dieser Reaktion Wärme und Wasser freigesetzt. Somit ist die Brennstoffzelle ein Wandler für die direkte Nutzung in z.B. Elektroantrieben und kein Energiespeicher.¹⁰⁷

¹⁰³ BusinessPortal Norwegen. Clean Energy, Maritime Wirtschaft. Weltweit erstes Schiff mit kohlenstofffreien Ammoniak-Brennstoffzellen ab 2024 in Norwegen im Test. Unter: <https://businessportal-norwegen.com/2020/01/23/weltweit-erstes-schiff-mit-kohlenstofffreien-ammoniak-brennstoffzellen-ab-2024-in-norwegen-im-test> (abgerufen am 01.02.2021)

¹⁰⁴ Ralph Diermann. Entwicklung von grünem Ammoniak. Dieser ökologische Energieträger schlägt sogar Wasserstoff. Unter: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/gruenes-ammoniak-dieser-oekologische-energietraeger-schlaegt-sogar-wasserstoff-a-5012251f-35e9-4430-b122-ddaa3d4758f1> (abgerufen am 01.02.2021)

¹⁰⁵ Agentur Zukunft. Weltgrößtes grünes Wasserstoff-/Ammoniak-Projekt. Unter: <https://www.agentur-zukunft.eu/2020/07/543-weltgroesstes-gruenes-wasserstoff-ammoniak-projekt> (abgerufen am 21.02.2021)

¹⁰⁶ NauticExpo. News & Trends. Ammoniak entwickelt sich zum Brennstoff der Zukunft. Unter: <https://trends.nauticexpo.de/project-331153.html> (abgerufen am 18.03.2021)

¹⁰⁷ Zukunft Gas e.V.: Funktionsprinzip Brennstoffzelle. "Kalte" Verbrennung liefert zuverlässig Wärme und Strom. Unter: <https://www.erdgas.info/neue-heizung/heizungstechnik/brennstoffzelle/funktionsprinzip-brennstoffzelle> (abgerufen am 29.01.2021)

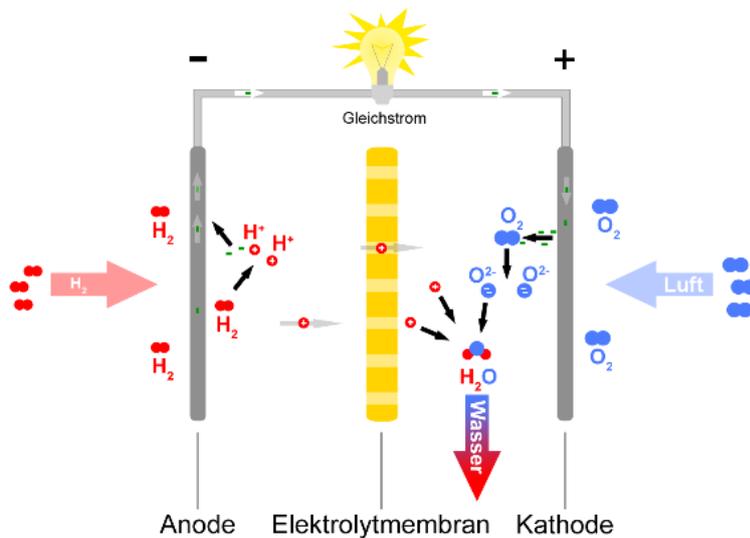


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Funktion einer PEMFC-/DMFC-/PAFC-Brennstoffzelle¹⁰⁸

Die Funktionsweise einer Brennstoffzelle ist in der Abbildung 7 schematisch dargestellt. Dabei lassen sich mehrere Typen von Brennstoffzellen unterscheiden:

- Alkalische Brennstoffzelle (AFC)

Die Alkalische Brennstoffzelle ("Alkaline Fuel Cell" - AFC) ist eine Niedertemperaturbrennstoffzelle, die bei Betriebstemperaturen bis 90 °C arbeitet. Aufgrund der hohen Anforderungen dieser Brennstoffzellen an die Reinheit von Wasserstoff haben sich die Anwendungen bisher weitgehend auf die Bereiche Raumfahrt und Militärtechnik beschränkt¹⁰⁹ und spielt in anderen Bereichen kaum eine Rolle. Die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs konnte in letzter Zeit gesenkt werden, so reicht für heutige AFC bereits Wasserstoff in Industriequalität.

- Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle (PEFC)

Die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle ("Polymer Electrolyte Fuel Cell" - PEFC) ist eine Niedertemperaturbrennstoffzelle (auch NT-PEFC), die bei Betriebstemperaturen unter 100 °C arbeitet. Zurzeit befinden sich Hochtemperatur-PEFC in Entwicklung, die die Reaktionstemperatur auf bis zu 180 °C anheben können. Die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen sind einfach aufgebaut, ermöglichen schnelle Lastwechsel, gute Kaltstarteigenschaften und haben eine kompakte Bauform bei hoher Leistungsdichte. Der PEFC wird ein großes Marktpotenzial prognostiziert.¹¹⁰

¹⁰⁸ Christoph Lingg: Schematische Darstellung des Funktionsprinzips einer Brennstoffzelle. Unter: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Brennstoffzelle_funktionsprinzip.png (abgerufen am 04.02.2021)

¹⁰⁹ EnergieAgentur.NRW: Brennstoffzelle & Wasserstoff. Brennstoffzelle und Wasserstoff, Elektromobilität. Unter: <https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/brennstoffzellentypen> (abgerufen am 01.02.2021)

¹¹⁰ Ebd.

- Festoxid-Brennstoffzelle, Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Die SOFC ist eine Hochtemperaturbrennstoffzelle, die in einem Temperaturbereich von 650 °C bis 1.000 °C arbeitet und neben Wasserstoff auch mit Erdgas oder Biogas betrieben werden kann.¹¹¹

Mit Stand von Januar 2010 benennt GreenGear.de die Wirkungsgrade von Brennstoffzellen im Niedertemperaturbereich für AFCs mit 60 – 70 % und für PEMFCs mit 50 – 70 %, im Hochtemperaturbereich für die SOFC von 60 – 65 %.¹¹²

Es wird für einen Einsatz von Brennstoffzellen in der Transportwirtschaft von einem mittleren Wirkungsgrad von 60 % ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

Im Folgenden werden einige Beispiele für den Stand von Forschung und Entwicklung aufgeführt:

- Ab Frühjahr 2022 werden auf der vom Eisenbahnverkehrsunternehmen EVB betriebenen Bahnstrecke Buxtehude - Bremerhaven - Cuxhaven 14 Wasserstoffzüge mit Brennstoffzelle vom Typ Coradia iLint der Firma Alstom mit einer Reichweite von 1.000 km im Personenverkehr fahren. Die tägliche Betankung erfolgt zunächst per Lkw-Trailer und wird später an einer neuen Wasserstofftankstelle in Bremervörde, wo der Wasserstoff vor Ort aus regenerativ erzeugtem Strom und Elektrolyse hergestellt wird, fortgeführt.¹¹³
- Die Deutsche Bahn und Siemens Mobility gehen in Baden-Württemberg im Jahr 2024 mit einer Regionalbahn mit Brennstoffzellenantrieb und einer neuen Wasserstofftankstelle in den Probebetrieb.¹¹⁴
- In dem Projekt e4ships sollen auf Schiffen durch den Einsatz von Brennstoffzellen Schadstoffemissionen gesenkt werden (siehe auch Abschnitt 7.3).¹¹⁵ In diesem Zusammenhang wurde am 27. Mai 2021 das wasserstoffbetriebene Schubschiff ELEKTRA zu Wasser gelassen.¹¹⁶
- Lürssen baut im Kundenauftrag eine Yacht mit Brennstoffzellenantrieb. Als Trägermaterial für den Wasserstoff wird Methanol verwendet, aus dem der Wasserstoff für den Einsatz in der Brennstoffzelle herausgelöst wird.¹¹⁷

¹¹¹ Ebd.

¹¹² GreenGear.de: Das Auto der Zukunft – Alternative Kraftstoffe und Antriebe. Unterschiede zwischen den Brennstoffzellentypen. Unter: <https://www.greengear.de/elektrischer-antrieb-die-brennstoffzelle> (abgerufen am 29.01.2021)

¹¹³ Sonntagsjournal der Nordsee-Zeitung: Vorbereitung auf Wasserstoffzug. Landesnahverkehrsgesellschaft passt Bahnhöfe auf EVB-Strecke für 7,5 Millionen Euro an. Nordwestdeutsche Verlags-GmbH (Hg.). S.15. Unter: www.sonntagsjournal.de/wp-content/uploads/archiv/sjnz_210808.pdf (abgerufen am 19.08.2021)

¹¹⁴ Deutsche Bahn AG: Deutsche Bahn und Siemens starten ins Wasserstoff-Zeitalter. Unter: https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/Deutsche-Bahn-und-Siemens-starten-ins-Wasserstoff-Zeitalter-5735960 (abgerufen am 19.08.2021)

¹¹⁵ NOW GmbH: Toplaterne – Übergeordnetes Synergiemodul im Leuchtturmvorhaben „e4ships – Brennstoffzellen im maritimen Einsatz“. Unter: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/e4ships-toplaterne/> (abgerufen am 07.06.2021)

¹¹⁶ Berliner Hafen- und Lagerhausgesellschaft mbH: Erfolgreicher Stapellauf der „ELEKTRA“ in Derben. Unter: https://www.e4ships.de/app/download/13846646290/BEHALA_PM_ELEKTRA_Stapellauf_27052021.pdf?t=1622561380 (abgerufen am 07.06.2021)

¹¹⁷ Lürssen Yachts: Lürssen installs first fuel cell on a yacht. Unter: <https://www.e4ships.de/app/download/13831380390/L%C3%BCrssen+installs+first+fuel+cell.pdf?t=1622561380> (abgerufen am 07.06.2021)

- In einem Forschungsprojekt will das Kreuzfahrtunternehmen Carnival Corp. im Laufe des Jahres 2021 auf dem Kreuzfahrtschiff AIDAnova Brennstoffzellen testen. Der Wasserstoff soll dabei aus dem Energieträger Methanol gewonnen werden.¹¹⁸
- Die Initiative Rh2ine beabsichtigt, bis Jahr 2024 auf der Strecke zwischen Rotterdam und Duisburg mindestens 10 wasserstoffbetriebene Frachtschiffe zu betreiben (siehe auch Abschnitt 7.5).
- In dem EU-Projekt NAUTILUS soll mit einem Hybridaggregat, bestehend aus einer SOFC Brennstoffzelle und einem Verbrennungsmotor, der Wärme- und Strombedarf auf einem Kreuzfahrtschiff geregelt werden. Ziel ist es, die Versorgung vollständig über die Brennstoffzelle zu steuern.¹¹⁹
- Aufgrund der ab 2026 in den norwegischen Gewässern geltenden strengen Emissionsvorschriften planen Norled und Havila Kystruten Schiffsneubauten, die für den Betrieb mit Wasserstoff vorgesehen sind. Eine dazu in Auftrag gegebene Fähre wird auf der Basis von zwei 200 kW Ballard-Brennstoffzellenmodulen angetrieben und kann 3 Tonnen flüssigen Wasserstoff bunkern.¹²⁰
- Das zwischen Rotterdam und Antwerpen eingesetzte Binnenschiff „Maas“ erhält im dritten Quartal 2021 einen Wasserstoffantrieb auf Brennstoffzellenbasis mit einer Leistung von 825 kW zur Versorgung des Antriebs und der Hilfsenergie und einem 504 kWh Lithium-Ionen-Batteriepaket.¹²¹
- Das australische Unternehmen Global Energy Ventures (GEV) hat mit dem kanadischen Brennstoffzellen-Hersteller Ballard Power Systems und dem finnischen Technologiekonzern Wärtsilä Absichtserklärungen für den Bau eines Tankschiffes für den Transport von komprimiertem Wasserstoff unterzeichnet. Das Unternehmen „entwickelt unter der Bezeichnung C-H2-Ship ein neues, brennstoffzellenbetriebenes Schiff, das für den Transport von komprimiertem grünem Wasserstoff ausgelegt ist. [...] Das FCwaveTM-System von Ballard wird den für den Antrieb benötigten Wasserstoff aus dem komprimierten grünen Wasserstoff beziehen, der an Bord gespeichert und vom Schiff transportiert wird“. ¹²² Für das Schiff, das 2.000 t komprimierten Wasserstoff unter einem Druck von 250 bar bei Normaltemperatur transportieren können soll, wurde im Frühjahr 2021 ein „Approval in Principle“ (AIP) des American Bureau of Shipping (ABS) erteilt.¹²³

¹¹⁸ Franz Joseph Neumeier: Klimaschutz in der Kreuzfahrt. Klimaziele der Kreuzfahrt-Reedereien und CO₂-Emissionen der globalen Schifffahrt. Unter: <https://www.cruisetricks.de/klimaziele-der-kreuzfahrt-reedereien-und-co2-emissionen-der-globalen-schifffahrt/> (abgerufen am 19.08.2021)

¹¹⁹ German Aerospace Center V. (DLR, NAUTILUS project coordinator): About the project. Unter: <https://nautilus-project.eu/> (abgerufen am 19.08.2021)

¹²⁰ Peter Pospiech: Mobilitätswende in Norwegen mit Wasserstoff für Fjord-Fähren. Unter: <http://www.veus-shipping.com/2020/01/mobilitaetswende-in-norwegen-mit-wasserstoff-fuer-fjord-faehren> (abgerufen am 01.02.2021)

¹²¹ Schifffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG: Frachter »Maas«: Umrüstung auf Wasserstoff noch dieses Jahr. Unter: <https://binnenschifffahrt-online.de/2021/03/schiffstechnik/19188/frachter-maas-soll-noch-in-diesem-jahr-mit-wasserstoff-fahren/> (abgerufen am 08.03.2021)

¹²² Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Ballard Power treibt Entwicklung von Schiffs-Brennstoffzellen voran. Unter: <https://www.iwr.de/news/ballard-power-treibt-entwicklung-von-schiffs-brennstoffzellen-voran-news37225> (abgerufen am 12.04.2021)

¹²³ Global Energy Ventures Ltd.: GEV RECEIVES APPROVAL IN PRINCIPLE FOR ITS C-H₂ SHIP CONTAINMENT SYSTEM. Unter <https://gev.com/wp-content/uploads/2021/03/gev-receives-approval-in-principle-for-c-h2-ship.pdf> (abgerufen am 07.07.2021)



Abbildung 8: Transportschiff für komprimierten Wasserstoff mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb¹²⁴

- Nach einer Pilotphase mit 10 Brennstoffzellen-Lkw vom Typ Xcient Fuel Cell in der Schweiz plant der Hersteller Hyundai, 1.600 Fahrzeuge bis 2025 für den europäischen Markt zu produzieren.¹²⁵ Dabei plant Hyundai Hydrogen Mobility (HMM), im Jahr 2022 in Europa zu expandieren und nennt den deutschen und niederländischen Markt.¹²⁶
- Nicola Motors plant, ab 2023 den „emissionsneutralen Schwerlast-Lkw“ Nikola Tre in der Brennstoffzellenvariante mit 700 bar Drucktanks in Ulm zu produzieren und auf den Markt zu bringen.¹²⁷
- Die Volvo Group und die Daimler Truck AG haben das Joint-Venture Cellcentric GmbH & Co. KG gegründet. Mit der Produktion von schweren Lkw auf Brennstoffzellen basierend soll 2025 begonnen werden.¹²⁸

Verschiedene Arten von Brennstoffzellen arbeiten in unterschiedlichem Temperaturbereichen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden. Brennstoffzellen werden in der Praxis eingesetzt, beispielsweise in Pkw oder in einzelnen Projekten für Busse und Lkw mit Pilotcharakter. Für den Einsatz auf Schiffen sind Brennstoffzellen angekündigt, die z. B. auf Methanol- oder Ammoniakbasis arbeiten. Weitere Forschungserfolge lassen höhere Wirkungsgrade erwarten.

¹²⁴ Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Ballard Power treibt Entwicklung von Schiffs-Brennstoffzellen voran. Unter: <https://www.iwr.de/news/ballard-power-treibt-entwicklung-von-schiffs-brennstoffzellen-voran-news37225> (abgerufen am 12.04.2021).

¹²⁵ Torsten Seibt: Hyundai Xcient Fuel Cell FCEV Brennstoffzellen Lkw. Wasserstoff-Lkw soll weltweit durchstarten. Motor Presse Stuttgart GmbH & Co.KG (Hg.). Unter: <https://www.auto-motor-und-sport.de/elektroauto/hyundai-xcient-fuel-cell-fcev-brennstoffzelle-lkw-wasserstoff/> (abgerufen am 19.08.2021)

¹²⁶ Hyundai Hydrogen Mobility AG: Hyundai XCIENT Fuel Cell Trucks erreichen die Marke von einer Million Kilometer – ohne CO2-Emissionen!. Unter: <https://hyundai-hm.com/2021/07/05/hyundai-xcient-fuel-cell-trucks-erreichen-die-marke-von-einer-million-kilometer-ohne-co2-emissionen/> (abgerufen am 31.08.2021)

¹²⁷ Bernd Conrad et al.: Zusammenarbeit von Iveco und Nikola Motors. Elektro-Lkw wird in Ulm gebaut. Motor Presse Stuttgart GmbH & Co.KG (Hg.). Unter: <https://www.auto-motor-und-sport.de/elektroauto/nikola-iveco-cnh-industrial-joint-venture-elektro-lkw/> (abgerufen am 19.08.2021)

¹²⁸ Bernd Conrad et al.: Daimler Trucks und Volvo gründen Cellcentric. Joint Venture für Brennstoffzellen-Lkw. Motor Presse Stuttgart GmbH & Co.KG (Hg.). Unter: <https://www.auto-motor-und-sport.de/verkehr/daimler-trucks-volvo-group-kooperation-brennstoffzelle/> (abgerufen am 19.08.2021)

3.1.4 Dampfreformierung aus Erdgas

Darstellung der Technik

Wasserstoff stellt schon heute ein wichtiges Element in der globalen Energielandschaft dar. Global wurden z. B. im Jahr 2020 ca. 74 Mio. Tonnen reiner Wasserstoff verbraucht.¹²⁹ Für dessen Produktion wurden ca. 830 Mio. Tonnen CO₂ an Emissionen freigesetzt. Der Anteil des emissionsfrei hergestellten Wasserstoffs beträgt bislang nur 0,7 %.¹³⁰

Die dominierende Technik der Wasserstoffproduktion ist bislang die Dampfreformierung (SMR, Steam Reforming), ein kostengünstiges Verfahren, bei dem der hergestellte Wasserstoff als „**Grauer Wasserstoff**“ bezeichnet wird. Angaben zum Wirkungsgrad reichen von 75 bis 90 %.¹³¹

Wird bei dem Verfahren das freigesetzte CO₂ abgetrennt und z.B. unterirdisch eingelagert (CCS, Carbon Capture and Storage), wird der erzeugte Wasserstoff „**Blauer Wasserstoff**“ genannt.

Für die Produktion von blauem Wasserstoff wird neben der Dampfreformierung von Erdgas (SMR) auch das aufwändigere Verfahren des Autothermal Reforming (ATR)¹³², mit Vorteilen beim CCS, eingesetzt. Bei beiden Verfahren gehen bei der Produktion etwa 20-35 % der Energie verloren.

Langfristiges Ziel ist der Einsatz und die Produktion von „**Grünem Wasserstoff**“, die in dieser Studie eingehend beschrieben werden.

Einen Vergleich der Emissionen der unterschiedlichen Wasserstoffproduktionen bietet die folgende Grafik:

¹²⁹ Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik: Wasserstoff – Logistik ist Schlüssel zum Erfolg der Nationalen Wasserstoffstrategie. ISL Thesenpapier. Unter: https://www.isl.org/de/thesenpapier_wasserstoff (abgerufen am 06.04.2021)

¹³⁰ Ebd.

¹³¹ EnergieAgentur.NRW GmbH: Brennstoffzelle & Wasserstoff. Erzeugung. Unter: <https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/erzeugung> (abgerufen am 13.04.2021)

¹³² Das Verfahren wird beschrieben beim Forschungszentrum Jülich GmbH: Fuel synthesis and systems engineering.Reforming. Unter: https://www.fz-juelich.de/iek/iek-14/EN/Forschung/_Fuel-Processing-and-Systems/Unterthemen/3_Reformierung.html(abgerufen am 02.08.2021)

Emissionen der Wasserstoffproduktion

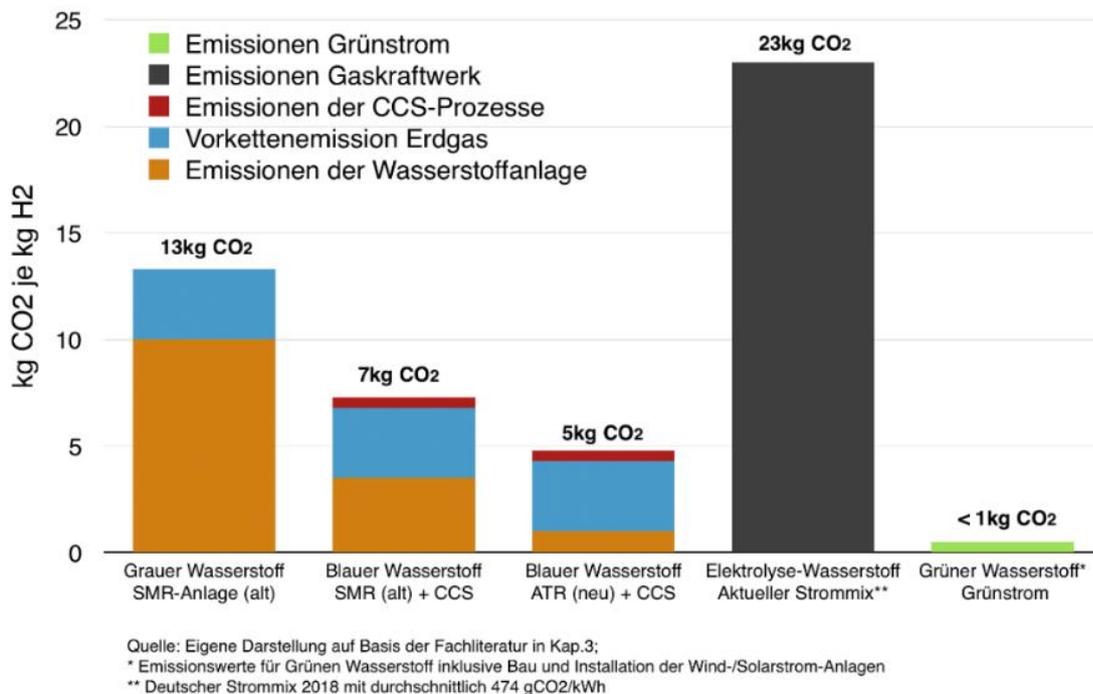


Abbildung 9: Emissionen der unterschiedlichen Wasserstoffproduktionen der Greenpeace energy EG¹³³

In Abbildung 9 wird verdeutlicht, dass auch moderne Elektrolyse bei Einsatz des aktuellen Strommix eine äußerst schlechte Bilanz der Emissionen aufweist. Das Verfahren „Blauer Wasserstoff ATR (neu) + CCS“ bietet Möglichkeiten als Übergangstechnologie. Das Ziel kann nur die Erzeugung von grünem Wasserstoff aus grünem Strom sein.

Stand von Forschung und Entwicklung

Die Dampfreformierung aus Erdgas wird breit eingesetzt und gilt als technisch ausgereift.

3.1.5 Diesel-, Kerosin-, Benzin-Synthese (Cluster)

Darstellung der Technik

Forschungspartner des Kopernikus-Projektes P2X haben ein integriertes Verfahren entwickelt, um aus Wasserstoff und in der Luft enthaltenem Kohlendioxid synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquid, PtL) zu generieren. So lässt sich „Ökostrom [...] langfristig speichern, Kraftstoffe mit hoher Energiedichte wären kohlendioxidneutral nutzbar“.¹³⁴ Die auf dem Gelände des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) installierte Versuchsanlage wird in Abbildung 10 gezeigt. Synthetische Kraftstoffe weisen eine Reihe von Vorteilen auf: Sie sind ohne

¹³³ Steffen Bukold: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads. Kurzstudie der Greenpeace Energy eG, S. 11. Unter: <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf> (abgerufen am 25.03.2021)

¹³⁴ Karlsruher Institut für Technologie: Presseinformation 107/2019. Kohlendioxidneutrale Kraftstoffe aus Luft und Strom. Unter: https://www.kit.edu/kit/pi_2019_107_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php (abgerufen am 02.02.2021)

große Umbauten in Autos, Bahnen, Flugzeugen oder Schiffen als Antrieb zu verwenden. Als Emissionen entstehen aufgrund der besonders reinen Herstellung weit weniger Ruß und Stickoxide. Der CO₂-Ausstoß entspricht lediglich der Menge, die zuvor der Luft entnommen worden ist.¹³⁵ Daher sind aus grünem Wasserstoff generierte synthetische Kraftstoffe in der Anwendung klimaneutral.



Abbildung 10: Weltweit erste integrierte Power-to-Liquid (PtL) Versuchsanlage zur Synthese von Kraftstoffen aus dem Kohlendioxid der Luft¹³⁶

Die Produktion von E-Fuels kann mit folgendem Bild veranschaulicht werden:

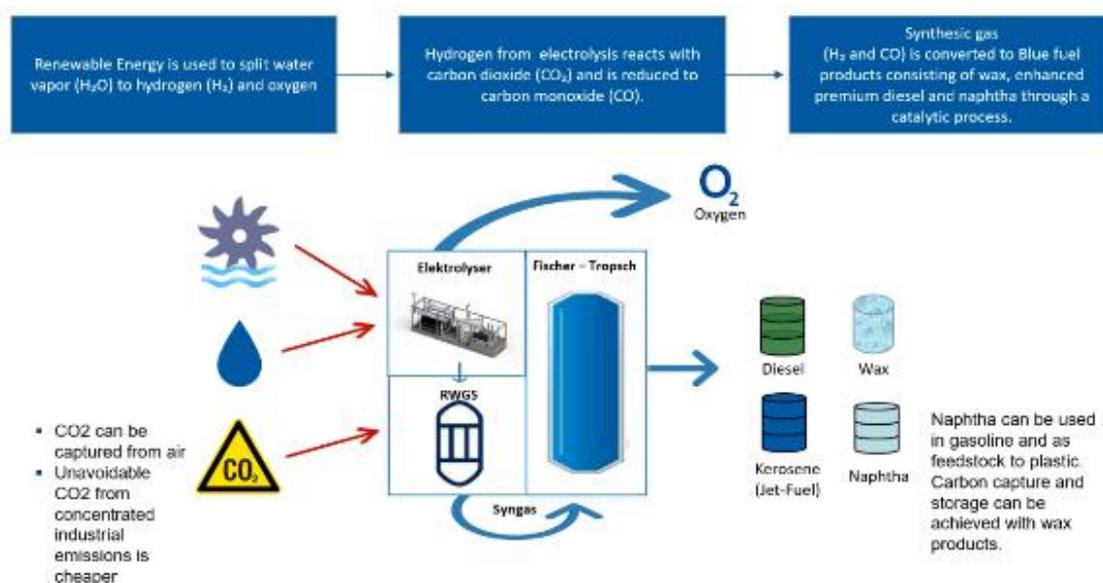


Abbildung 11: E-Fuels – Production and Products (PtL)¹³⁷

¹³⁵ Hans-Robert Richarz: E-Fuels. Sauberer Sprit dank Reinheitsgebot 2.0. Unter: <https://www.auto-medienportal.net/artikel/detail/51160> (abgerufen am 02.02.2021)

¹³⁶ Karlsruher Institut für Technologie: Presseinformation 107/2019. Kohlendioxidneutrale Kraftstoffe aus Luft und Strom. Unter: https://www.kit.edu/kit/pi_2019_107_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php (abgerufen am 02.02.2021)

¹³⁷ Screenshot aus: Nordic Blue Crude (inzwischen Nordic Electrofuel AS): What we do. Unter: <https://nordicbluecrude.no> (abgerufen am 03.02.2021)

Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) beschreibt in einer Pressemitteilung zu den Projektergebnissen von P2X die Erzeugung kohlendioxidneutraler Kraftstoffe aus Luft und Strom in 4 Schritten. Das dargestellte Verfahren (Abbildung 11) wurde im P2X-Projekt weiterentwickelt und wird im Folgenden für die Erzeugung von synthetischem Benzin, Diesel und Kerosin beschrieben.

1. Zunächst wird Kohlendioxid aus der Umgebungsluft gewonnen. Dazu nutzt die Direct-Air-Capture-Technologie von Climeworks ein spezielles Filtermaterial, das die Kohlendioxidmoleküle aufsaugt und unter Vakuum bei 95 Grad Celsius wieder löst.
2. Dann erfolgt die zeitgleiche **elektrolytische Spaltung von CO₂** und Wasserdampf. Dieses Verfahren des Technologieunternehmens Sunfire wird Co-Elektrolyse genannt. Es produziert in einem einzigen Prozessschritt ein Synthesegas, bestehend aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid, das die Grundlage für viele Verfahren in der chemischen Industrie bildet. Dieses Verfahren besitzt bei industriellem Maßstab einen hohen Wirkungsgrad von 80 Prozent.
3. Im dritten Schritt werden aus dem Synthesegas langkettige Kohlenwasserstoffmoleküle nach dem **Fischer-Tropsch**-Verfahren erzeugt.
4. Im letzten Schritt wird mit dem Verfahren des **Hydrocrackens** die Qualität und Ausbeute des Kraftstoffes bestimmt. Dieser Teilprozess wurde vom KIT in die Prozesskette integriert. In diesem Prozess werden die Kohlenwasserstoffketten so verändert, dass Kraftstoffe wie Benzin, Kerosin und Diesel entstehen.¹³⁸

Das oben im dritten Schritt beschriebene Rohprodukt für Kraftstoffe wird allgemein als E-Crude bezeichnet und ist mit Rohöl vergleichbar. Bei der Umsetzung im industriellen Maßstab erwartet das Unternehmen Audi zukünftig bei diesem gesamten Prozess der Fischer-Tropsch-Synthese über E-Crude einen Wirkungsgrad von 70 %.¹³⁹

Unter der Voraussetzung, dass die o. A. Herstellungsweise im Cluster betrieben wird, wird für die weitere Berechnung von einem Wirkungsgrad von 60 % ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

Am 30. April 2020 hat das Start-Up Nordic Blue Crude angekündigt, dass in einer sich im Bau befindlichen Produktionsstätte in Herøya (Norwegen) bis Ende 2021 zehn Millionen Liter synthetisches Rohöl hergestellt werden und die Produktionsmenge innerhalb von fünf Jahren auf 200 Millionen Liter jährlich gesteigert werden soll.¹⁴⁰ Am 9. Juni 2020 wurde diese Ankündigung von Norsk e-Fuel AS, einem neu gegründeten europäischen Industriekonsortium (Sunfire, Climeworks, Paul Wurth, Valinor), dahingehend konkretisiert, dass diese Anlage

¹³⁸ Karlsruher Institut für Technologie: Presseinformation 107/2019. Kohlendioxidneutrale Kraftstoffe aus Luft und Strom. Unter: https://www.kit.edu/kit/pi_2019_107_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php (abgerufen am 02.02.2021)

¹³⁹ Wolfgang Kempkens: Treibstoff der Zukunft. Öko-Diesel nur aus Wasser und CO₂. Unter: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/rohstoffe/oeko-diesel-wasser-co2> (abgerufen am 02.02.2021)

¹⁴⁰ Laurin Paschek: E-Crude-Produktion in Norwegen. Blaues Öl. Unter: <https://www.primemovers.de/de/handeln/blaes-oeel> (abgerufen am 02.02.2021)

mit einer Produktionskapazität von 10 Millionen Litern pro Jahr 2023 in Betrieb gehen wird. Ziel ist eine Produktion von 100 Millionen Litern bis 2026.¹⁴¹ Angaben zu Kosten synthetischer Kraftstoffe wurden mit der Gründung von Norsk e-Fuel AS konkretisiert: "Sunfire rechnet mit einem Liter-Preis von 3,50 Euro zum Einstieg im Jahr 2023. Perspektivisch sollen die Preise auf 1,50 Euro pro Liter sinken, langfristig auf 1,20 Euro".¹⁴² Bei der Anlage in Herøya wird aufgrund günstiger Preise für Strom und CO₂ von Kosten von zwei Euro pro Liter ausgegangen, die Tendenz wird als sinkend beschrieben.¹⁴³

Ein weiterer Ansatz bietet das in Chile durch die deutsche Bundesregierung geförderte Projekt "Haru Oni", das mit 8,23 Mio. Euro gefördert wird. Hier werden E-Fuels aus Windstrom in Patagonien erzeugt und nach Deutschland exportiert. Ab 2022 sollen 130.000 Liter erzeugt werden und bis 2026 auf eine jährliche Kapazität von 550 Mio. Liter gesteigert werden.¹⁴⁴

Die grundlegenden Verfahren für die Synthese von Diesel, Kerosin und Benzin haben in Deutschland eine lange Tradition. Die Anwendung von Wasserstofftechnologien ist bei diesen Verfahren neu eingebunden. In Versuchsanlagen werden bereits hohe Wirkungsgrade erreicht. Die Herstellung in groß-industriellem Maßstab muss sich jetzt beweisen. Aufgrund der hohen Energiedichte ergeben sich gegenüber allen anderen beschriebenen Technologien Vorteile, die auf absehbare Zeit besonders in der Luft- und Schifffahrt, aber auch dort, wo Infrastruktur einem langen Lebenszyklus unterliegt, z.B. im Hafenumschlag, weiterhin eine hohe Bedeutung spielen können.

3.1.6 Direktbrennstoffzelle/Reformer

Darstellung der Technik

Der Begriff der Direktbrennstoffzelle wird in der Literatur besonders häufig in Zusammenhang mit Methan, Methanol und Ammoniak verwendet. Der Begriff besagt, dass der Ausgangsstoff in der Brennstoffzelle direkt, d.h. ohne vorherige Abspaltung des Wasserstoffs in einem separaten Reformierungsschritt, zu elektrischer Energie gewandelt wird. Hier ist zu bemerken, dass diese Technologie nur selten eingesetzt und hier der Vollständigkeit halber genannt wird.

In Direktmethanol-Brennstoffzellen (DMFC Direct Methanol Fuel Cell) wird Methanol direkt in elektrischen Strom umgewandelt. Methanol ist ein flüssiger Kraftstoff mit einer hohen Energiedichte und ermöglicht bei Umgebungstemperatur eine einfache Handhabung, z.B. beim Befüllen des Brennstoffs.¹⁴⁵

¹⁴¹ Sunfire GmbH: Norsk e-fuel plant die erste kommerzielle Anlage für wasserstoffbasierten erneuerbaren Flugkraftstoff in Norwegen. Unter: <https://www.sunfire.de/de/news/detail/norsk-e-fuel-plant-die-erste-kommerzielle-anlage-fuer-wasserstoffbasierten-erneuerbaren-flugkraftstoff-in-norwegen> (abgerufen am 09.04.2021)

¹⁴² Martin Jendrischik: Trotz Wasserstoffstrategie: Große Power-to-X-Anlage von Norsk e-Fuel entsteht in Norwegen. Unter: <https://www.cleantalking.de/wasserstoffstrategie-powertox-norsk-e-fuel-norwegen/> (abgerufen am 09.04.2021)

¹⁴³ Laurin Paschek: E-Crude-Produktion in Norwegen. Blaues Öl. Unter: <https://www.primemovers.de/de/handeln/blaus-oeel> (abgerufen am 02.02.2021)

¹⁴⁴ Rouben Bathke: Wasserstoffstrategie. Fördergelder für E-Fuels aus Chile. Unter: <https://www.energate-messenger.de/news/207692/foerdergelder-fuer-e-fuels-aus-chile> (abgerufen am 02.02.2021)

¹⁴⁵ Forschungszentrum Jülich GmbH: Forschung. Energie. Direktmethanol-Brennstoffzellen: DMFC. Unter: https://www.fz-juelich.de/portal/DE/Forschung/EnergieUmwelt/Brennstoffzellen/DMFC/_node.html (abgerufen am 09.04.2021)

DMFC-Systeme sind für die mobile und netzunabhängige Stromversorgung kleiner Elektrogeräte sehr gut geeignet, z.B. als Batterieersatz für Kleinfahrzeuge und Roboter oder als Hilfsstromaggregate für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung. So wird z.B. im Rahmen des EU-Projekts Intelligent Sea der Einsatz einer Methanol-Brennstoffzelle als Stromversorgung eines Seezeichens im Bereich des Stockholmer Hafens Norvik getestet.¹⁴⁶ Für den Einsatz im Transportbereich wurden zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie keine Projekte zur Umsetzung gefunden. Insoweit ist für diesen Bereich weiterer Forschungsbedarf notwendig.

Stand von Forschung und Entwicklung

Für Methan und Ammoniak sind Direktbrennstoffzellen in der Erforschung.

Die derzeit in Projekten eingesetzten Brennstoffzellen für Methan und Ammoniak enthalten immer eine vorgelagerte Komponente zur Reformierung des Ausgangsstoffs, um Wasserstoff von den anderen Komponenten oder Inhaltsstoffen zu trennen. Der so abgespaltene Wasserstoff wird anschließend in einer herkömmlichen Brennstoffzelle umgesetzt, wodurch elektrische Energie entsteht. Dieses Verfahren ist für Methanol ebenfalls einsetzbar und wird insbesondere für den Einsatz in der Schifffahrt weiterverfolgt¹⁴⁷.

Für eine bessere Handhabung der Ausgangsstoffe Methan, Methanol und Ammoniak bei Transport und Lagerung wird ein geringerer Wirkungsgrad gegenüber der Direktnutzung von Wasserstoff in Kauf genommen.

3.1.7 E-Crude-Synthese

Darstellung der Technik

Das in Kapitel 3.1.4 beschriebene Fischer-Tropsch-Verfahren (FT-Verfahren) in vier Schritten produziert nach dem dritten Schritt synthetisches Rohöl, das sogenannte E-Crude. Dies ist ein dem fossilen Rohöl entsprechender klimaneutraler Rohstoff mit hoher Energiedichte, der mit herkömmlichen Rohöltankern über große Entfernungen transportiert und mit bestehenden Infrastrukturen verladen, gelagert, verteilt und verarbeitet werden kann. Besonders die vorhandenen Infrastrukturen aus Hafenanlagen, Lagerkapazitäten, Raffinerien und Verteilstrukturen bis hin zu Tankstellen für Endverbraucher sind damit unmittelbar für E-Crude einsetzbar.

Die Unterbrechung des FT-Verfahrens nach Erzeugung des E-Crudes im dritten Prozessschritt birgt gegenüber dem vollständig integrierten FT-Verfahren in vier Schritten allerdings den Nachteil, dass das vorhandene Temperaturniveau nicht für den vierten Schritt des Hydrocrackens genutzt wird und diese Energie dem Prozess so verlorenght. Die Unterbrechung an dieser Stelle birgt aber den Vorteil, dass der Transport von E-Crude mit der bestehenden Infrastruktur bis hin zur Raffinerie geleistet werden kann. Die ersten drei Prozessschritte finden also im Erzeugerland statt. In der Raffinerie im Verbraucherland findet dann der vierte Schritt, die Weiterverarbeitung zu Diesel, Kerosin oder Benzin statt, wobei an dieser Stelle zusätzliche Energie aufgewendet werden muss. Der Vorteil ist, dass im Verbraucherland bestehende Raffinerien weiter genutzt werden können.

¹⁴⁶ Port Technology International: Stockholm Norvik Port trials methanol fuel cell smart navigation marker. Maritime Information Services Ltd. (Hg.).
Unter: <https://www.porttechnology.org/news/stockholm-norvik-port-trials-methanol-fuel-cell-smart-navigation-marker/> (abgerufen am 24.06.2021)

¹⁴⁷ Martin Zerta et al.: SHIPFUEL – Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt– Hintergrundbericht; Studie im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI); München/Hamburg/Berlin 2019. Unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_studie-ship-fuel-1.pdf (abgerufen am 04.10.2021)

Der Wirkungsgrad wird in der Literatur mit 65 bis 70 Prozent angegeben.¹⁴⁸ Es wird für weitere Betrachtungen von einem Wirkungsgrad von 65 % ausgegangen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die weitere Verarbeitung von E-Crude zu Benzin, Diesel oder Kerosin in einer Raffinerie geschieht und somit ein Wirkungsgrad über die gesamte Prozesskette bis hin zum Endverbraucher in dieser Studie nicht abschließend bewertet wird.

Stand von Forschung und Entwicklung

Der Forschungsbedarf ist in dem Abschnitt 3.1.5 dargestellt.

3.1.8 Elektrolyse

Darstellung der Technik

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt. Das Wasser wird mit Hilfe von Strom aus regenerativen Quellen in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. „Die Herstellung von grünem Wasserstoff ist emissionsfrei, wenn der dafür benötigte Strom emissionsfrei produziert wurde“.¹⁴⁹

Folgende Verfahren kommen bei der Elektrolyse zur Anwendung:

- AEL (Alkalische Elektrolyse): Das Verfahren befindet sich im kommerziellen Einsatz.
- PEM (Proton Exchange Membrane Electrolysis):¹⁵⁰ Dieses Verfahren ist flexibler, aber mit höheren Kosten verbunden.¹⁵¹
- SOEC (Solid Oxide Electrolysis, Hochtemperatur-Elektrolyse): SOEC-Anlagen befinden sich derzeit in der kommerziellen Einführung. Sie gelten als effizient und verwenden vergleichsweise preiswerte Materialien.

Als Standard wird bei der Niedertemperaturelektrolyse von der PEM-Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad von 65 % ausgegangen.¹⁵² Bei Nutzung von Synergien werden die höheren Wirkungsgrade in der Beschreibung der Cluster berücksichtigt.

Stand von Forschung und Entwicklung

Für die Küstenregionen entlang der Nordsee wird hier anhand von Beispielen der aktuelle Stand dargestellt, inwiefern Elektrolyseleistung aus regenerativen Energien (insbesondere Windenergie) zur Wasserstoffproduktion beiträgt oder beitragen soll.

Die folgenden exemplarischen Beispiele sind anhand der Herstellungsorte alphabetisch sortiert:

¹⁴⁸ MINT Zirkel: Blue Crude – Kraftstoff der Zukunft? Unter: <https://mint-zirkel.de/2018/01/blue-crude-kraftstoff-der-zukunft/> (abgerufen am 09.04.2021)

¹⁴⁹ Steffen Bukold: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads. Kurzstudie der Greenpeace Energy eG. Unter: <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf> (abgerufen am 25.03.2021)

¹⁵⁰ Die Bezeichnungen „Polymer-Elektrolyt-Membran“ (PEM) und „Proton Exchange Membrane“ (PEM) finden für Elektrolyseverfahren synonym Anwendung.

¹⁵¹ Steffen Bukold: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads. Kurzstudie der Greenpeace Energy eG. Unter: <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf> (abgerufen am 25.03.2021)

¹⁵² Tom Smolinka et al.: Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH. Unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5194940.pdf (abgerufen am 08.02.2021)

- In Bremerhaven wird im Projekt „Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven“ ein Elektrolyseur-Testfeld aufgebaut, das in der ersten Ausbaustufe eine 2 MW-Elektrolyseureinheit umfassen wird, die perspektivisch auf 10 MW ausgebaut werden soll. Läuft diese im Volllastbetrieb, kann so rund 1 Tonne Wasserstoff/Tag produziert werden und Industrieunternehmen und den Mobilitätssektor mit grünem Wasserstoff versorgen. Die Energie für die Elektrolyse liefert eine 8 MW Forschungsturbinen. Weiterhin wird ein Microgrid-Testlabor eingerichtet, um die Möglichkeiten autarker Netze zu untersuchen, sowie in diversen Projekten Wasserstoff-Anwendungen untersucht.¹⁵³
- Hamburg plant im Hafen eine Anlage für die Wasserstoff-Elektrolyse mit einer Leistung von 100 Megawatt, entsprechend zwei Tonnen oder 22.000 m³/Stunde. Der Wasserstoff soll als Treibstoff oder als Grundstoff in der Industrie verwendet werden.¹⁵⁴
- Die EWE AG betreibt auf seinem Gelände im niedersächsischen Huntorf mehrere Kavernen, in denen Erdgas gespeichert wird und es wird im kleinen Maßstab erprobt, wie eine Wasserstoffwirtschaft funktionieren kann.¹⁵⁵ Der Elektrolyseur auf dem Gelände in Huntorf hat eine Leistung von 25 Kilowatt und bezieht den grünen Strom aus einer 100 Kilowatt-Photovoltaikanlage.¹⁵⁶
- In Leuna will das Unternehmen Linde bis 2022 eine Wasserstoffelektrolyseanlage mit dem PEM-Verfahren und einer Leistung von 24 MW errichten. Der so erzeugte grüne Wasserstoff soll über das bestehende Pipelinennetz Industriekunden versorgen.¹⁵⁷
- Der Ölkonzern BP und der dänische Energiekonzern Ørsted wollen gemeinsam grünen Wasserstoff produzieren. Auf dem Gelände der BP-Raffinerie in Lingen (Emsland) wollen die Unternehmen eine 50-Megawatt-Elektrolyse-Anlage bauen. Für die Erzeugung soll Strom von Ørsted-Windparks in der Nordsee verwendet werden. Der grüne Wasserstoff könnte bei der Herstellung von Kraftstoffen rund 20 % des aus fossilem Erdgas erzeugten Wasserstoffs ersetzen. Das Projekt ist so ausgelegt, dass die Elektrolyseleistung auf 150 Megawatt erweiterbar ist.¹⁵⁸
- Bis 2023 soll in dem Projekt GET H2 Nukleus für grünen Wasserstoff eine öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur die Erzeugung mit industriellen Abnehmern in Niedersachsen und NRW verbunden werden. Aus Windstrom wird im RWE Kraftwerk in Lingen der Wasserstoff per Elektrolyse (Leistung ca. 100 MW) erzeugt. Für den Transport zu Chemieparcs und Raffinerien in Lingen,

¹⁵³ Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES: Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven. Unter: <https://wind-wasserstoff-bremerhaven.de/> (abgerufen am 21.09.2021)

¹⁵⁴ Julia Köppe (dpa): Hamburg plant weltgrößte Anlage für Wasserstoff-Elektrolyse. Unter: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/wasserstoff-elektrolyse-hamburg-plant-weltgroesste-anlage-im-hafen-a-1285352.html> (abgerufen am 11.12.2020)

¹⁵⁵ EWE AG: Wasserstoff – Langzeitspeicher für erneuerbare Energien. Unter: <https://www.ewe.com/de/konzern/zukunft-gestalten/wasserstoff> (abgerufen am 24.03.2021)

¹⁵⁶ EWE AG: EWE erzeugt jetzt grünen Wasserstoff im Nordwesten. Unter: <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2020/07/ewe-erzeugt-jetzt-grnen-wasserstoff-im-nordwesten-ewe-ag> (abgerufen am 24.03.2021)

¹⁵⁷ Hühthig GmbH: Anlagenbau. Grüner Wasserstoff. Linde will weltgrößte Wasserstoff-Elektrolyseanlage auf PEM-Basis in Leuna bauen und betreiben. Unter: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/linde-will-weltgroesste-wasserstoff-elektrolyseanlage-auf-pem-basis-in-leuna-bauen-und-betreiben-123.html> (abgerufen am 12.04.2021)

¹⁵⁸ Ørsted und bp: Mit grünem Wasserstoff die Industrie dekarbonisieren. Unter: https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/de_de/germany/home/presse/pressemitteilungen/2020/gr%C3%BCner-wasserstoff/mit-gruenem_wasserstoff_die_industrie_dekarbonisieren_10-11-2020.pdf (abgerufen am 11.12.2020)

Marl und Gelsenkirchen werden über ca. 130 km Gasleitungen auf den Wasserstofftransport umgestellt oder neu gebaut.¹⁵⁹

- Am Kraftwerkstandort Mittelsbüren in Bremen soll eine Wasserstoffelektrolyseanlage mit einer Leistung von ca. 24 MW entstehen. Die Anlage soll das in direkter Nachbarschaft befindliche Stahlwerk von ArcelorMittal mit grünem Wasserstoff versorgen.¹⁶⁰
- Mit dem Projekt „eFarm“ erhält Nordfriesland eine Wasserstoffinfrastruktur von der Wasserstoffherzeugung aus Windstrom, der Verarbeitung mit 5 PEM-Elektrolyseuren (2 Elektrolyseure in Bosbüll installiert; Elektrolyseure in Langenhorn, Dörpum, Reußenköge bis Mitte 2021 geplant) mit jeweils 225 Kilowatt Leistung, dem Transport per Lkw zu Wasserstofftankstellen in Niebüll und Husum für die Nutzung in Pkw, Lkw und dem öffentlichen Personennahverkehr. Die Prozesswärme aus der Elektrolyse wird als klimaneutrale Wärme genutzt.¹⁶¹
- In Rotterdam soll in dem Demonstrationsprojekt MULTIPLY bis 2024 ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 2,6 MW entstehen. Die Anlage nutzt das Verfahren der Hochtemperatur-Elektrolyse.¹⁶²

Als Beispiele für Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse sind zudem die in Kapitel 7 beschriebenen Projekte zu nennen.

In allen genannten Elektrolyseverfahren werden große Fortschritte bei der Weiterentwicklung erzielt. Es gilt abzuwarten, wie weit sich die Optimierung der Wirkungsgrade im industriellen Maßstab verwirklichen lässt.

3.1.9 Elektrolyse aus Meerwasser

Darstellung der Technik

Die Bewertung des Wasserbedarfes für die Wasserstoffelektrolyse wird gegenwärtig kontrovers diskutiert. Es wird davor gewarnt, dass die Wasserstoffelektrolyse in wasserarmen Regionen aufgrund des Bedarfs an Trinkwasser mit negativen Folgen für den regionalen Wasserhaushalt verbunden sein kann. Um diesen Effekt zu vermeiden, sei in küstennahen Gebieten die Entsalzung von Meerwasser denkbar, um Trinkwasser in ausreichenden Mengen zur Verfügung zu stellen, was allerdings mit zusätzlichen Kosten verbunden sei. Diese seien nach Aussage der Energy Transitions Commission mit ca. zwei US-Cent je Kilogramm grünen Wasserstoff aber vergleichsweise gering.¹⁶³ Würde im Jahr 2050 von einem globalen Wasserstoffbedarf von 800 Millionen Tonnen ausgegangen werden, würde der jährliche Wasserbedarf für die Elektrolyse elf Milliarden Tonnen betragen, was lediglich 0,7 Prozent des weltweiten Süßwasserbedarfs von Industrie, Landwirtschaft und privaten

¹⁵⁹ Nowega GmbH: Get H2 Nukleus. H2-Infrastruktur Lingen-Gelsenkirchen. Unter: <https://www.get-h2.de/projekt-nukleus/> (abgerufen am 23.02.2021)

¹⁶⁰ swb AG: EWE mit Tochter swb und ArcelorMittal kooperieren bei grüner Stahlerzeugung Absichtserklärung unterzeichnet / Bremer H2-Produktion liefert Impuls für Europa. Unter: <https://www.swb.de/ueber-swb/presse/presseinformationen/2020-07-12-ewe-mit-tochter-swb-und-arcelormittal-kooperieren-bei-gruener-stahlerzeugung-absichtserklaerung-unterzeichnet--bremer-h2-produktion-liefert-impuls-fuer-europa> (abgerufen am 23.03.2021)

¹⁶¹ André Steinau: Die Wasserstoff-Gesellschaft. Unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/die-wasserstoff-gesellschaft> (abgerufen am 23.03.2021)

¹⁶² Sunfire GmbH: Multiplier – Grüner Wasserstoff für Raffinerie erneuerbarer Produkte in Rotterdam. Unter: <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/multiplier-gruener-wasserstoff-fuer-raffinerie-erneuerbarer-produkte-in-rotterdam> (abgerufen am 11.12.2020)

¹⁶³ Klaus Stratmann: Klimaneutralität. Schattenseite des Hoffnungsträgers: Produktion von Wasserstoff könnte Ressourcen gefährden. Unter: <https://amp2.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-schattenseite-des-hoffnungstraegers-produktion-von-wasserstoff-koennte-ressourcen-gefaehrden/27063644.html> (abgerufen am 09.04.2021)

Haushalten entspräche. Schon allein die heutige Öl- und Gasförderung würde 18 Milliarden Tonnen Wasser jährlich benötigen¹⁶⁴ und damit den Wasserbedarf für die Elektrolyse deutlich übersteigen.

Gleichwohl gehören laut Global Risks Report 2019 des World Economic Forums Krisen in der Wasserversorgung zu den globalen Risiken sowohl mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit als auch mit den stärksten Auswirkungen.¹⁶⁵ Als Konsequenzen von Wasserknappheit werden allgemein die Unterdeckung der vorhandenen Nachfrage, aber auch der wirtschaftliche Wettbewerb um Wasserquantität und Wasserqualität genannt. Auch der Deutsche Sachverständigenrats für Umweltfragen fordert, sicherzustellen, dass „in den Produktionsländern [...] keine zusätzlichen sozialen Probleme oder Umweltauswirkungen entstehen“.¹⁶⁶ Daher müssen, gerade im Hinblick auf eine in Zukunft zu erwartende zunehmende Knappheit der Ressource Trinkwasser, in wasserarmen Regionen Technologien entwickelt werden, die z.B. die direkte Elektrolyse von Meerwasser ohne vorherige Entsalzung ermöglichen und so die Trinkwasserreserven schonen.

Stand von Forschung und Entwicklung

- Problematisch in herkömmlichen Elektrolyseuren ist die Korrosion und damit die Zerstörung der Elektroden durch die Chloridionen des Salzwassers. Um diesen Prozess zu unterbinden, wird aktuell an speziellen Beschichtungen für die Anode des Elektrolyseurs geforscht.¹⁶⁷ Entsprechende Lösungen wurden bisher im Labormaßstab entwickelt.
- Ein interessanter Ansatz ist die Verwendung von Membranen, die das Meerwasser filtern können. Bei einem Einsatz solcher Membranen in der technischen Elektrolyse könnte die Salzkonzentration auf der Oberfläche der Elektroden des Elektrolyseurs verringert und Membranverschmutzungen reduziert werden.¹⁶⁸
- Die Meerwasser-Elektrolyse weist erhebliche Potenziale im Zusammenhang mit Offshore-Windparks auf, da Windenergieanlagen auf See „deutlich mehr und regelmäßiger Strom als ihre Pendants an Land erzeugen“. Im Rahmen des Projektes H₂Mare sollen Elektrolyseure direkt in Offshore-Windenergieanlagen integriert werden, um direkt auf See Wasserstoff herzustellen. Die direkte Kopplung von Windkraftanlage und Elektrolyseur „soll die Kosten der Wasserstoffproduktion minimieren. Denn ohne Anbindung ans Stromnetz können Infrastrukturkosten erheblich gesenkt werden. Zudem bedeutet die Entkopplung von Elektrolyse und Netz eine Entlastung für örtliche Netzstrukturen“. In dem H₂Mare-Projekt PtX-Wind wird darüber hinaus „die Erzeugung weiterer Power-to-X-Produkte auf See, beispielsweise von Methanol und Ammoniak getestet. [...] Zudem konzentriert sich PtX-Wind auf die Wasserdampfelektrolyse und die Meerwasserelektrolyse. Ist die Nutzung der Meerwasserelektrolyse

¹⁶⁴ Ebd.

¹⁶⁵ World Economic Forum: The Global Risks Report 2019, 14th Edition. Unter: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Global_Risks_Report_2019.pdf (abgerufen am 13.04.2021)

¹⁶⁶ Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Unter https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.html (abgerufen am 27.06.2021)

¹⁶⁷ Y. Kuang et al.: Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels. Unter: <https://doi.org/10.1073/pnas.1900556116> (abgerufen am 13.04.2021)

¹⁶⁸ Tong, W., Forster, M., Dionigi, F. et al. Electrolysis of low-grade and saline surface water. *Nat Energy* 5, 367–377 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0550-8>. Unter: <https://www.nature.com/articles/s41560-020-0550-8> (abgerufen am 13.04.2021)

erfolgreich, muss das aus dem Meer gewonnene Wasser vor der Elektrolyse nicht mehr entsalzt werden“.¹⁶⁹ In diesem Zusammenhang ist auch zu klären, wie die auf See erzeugten Energieträger an Land transportiert werden können. Dies kann gegebenenfalls durch noch zu konstruierende Spezialschiffe bewerkstelligt werden.

Die Funktion dieser Technologien wurde bisher durch Prototypen im Labormaßstab erforscht und demonstriert. Diese Studien haben gezeigt, dass die Entwicklung neuer selektiver Katalysatoren und spezieller Membrantechnologie wichtige Schritte hin zu einer Hochleistungs-Salzwasser-Elektrolyse sind und zukünftig stärker beforscht werden sollten.¹⁷⁰ Aktuell sind verschiedene entsprechende Projekte in Vorbereitung. Mit der Verfügbarkeit entsprechender Technologien im industriellen Maßstab ist daher erst mittel- bis langfristig zu rechnen.

3.1.10 E-Motor

Darstellung der Technik

Ein Elektromotor, dargestellt in Abbildung 12, wandelt elektrische Energie in mechanische Leistung um.



Abbildung 12: Stator und Rotor eines Elektromotors¹⁷¹

Elektromotoren haben eine Stromzufuhr. Auf Grundlage der magnetischen Wirkung des elektrischen Stromes wird der Antrieb für Maschinen und Geräte erzeugt.¹⁷²

Elektromotoren können als Generator wirken, indem sie ihre Funktionsweise umkehren. Die Bewegungsenergie wird in elektrische Energie gewandelt und wieder in einem Akku gespeichert. Das Fahrzeug wird dabei abgebremst. Dieser Vorgang wird Rekuperation genannt und ist für die Effizienz von Elektro- und Hybrid-Antrieben ein entscheidender Faktor.¹⁷³

¹⁶⁹ Bundesministerium für Bildung und Forschung: Wie Partner im Leitprojekt H₂Mare Wasserstoff direkt auf hoher See produzieren wollen. Unter: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare> (abgerufen am 17.08.2021)

¹⁷⁰ Peter Strasser: Salzwasser statt Trinkwasser. Elektrolyse von Meerwasser könnte neuen Schub für Wasserstoff als Energieträger liefern. Unter: https://www.pressestelle.tu-berlin.de/menue/tub_medien/publikationen/medieninformationen/2020/mai_2020/medieninformation_nr_782020/ (abgerufen am 05.05.2021)

¹⁷¹ Zureks: Stator und Rotor eines Elektromotors. Unter: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Stator_and_rotor_by_Zureks.JPG (abgerufen am 08.07.2021)

¹⁷² Conrad Electronic SE: Ratgeber. Technik einfach erklärt. Was ist ein Elektromotor. Unter: <https://www.conrad.de/de/ratgeber/technik-einfach-erklart/elektromotor.html#definition> (abgerufen am 10.02.2021)

¹⁷³ Josef Reitberger: Wie funktioniert eigentlich Rekuperation. Unter: https://efahrer.chip.de/e-wissen/wie-funktioniert-eigentlich-rekuperation_1051 (abgerufen am 11.12.2020)

Stand von Forschung und Entwicklung

- Elektromotoren sind seit mehr als 150 Jahren in vielfältigsten Bauarten in Gebrauch. Der Elektromotor „ist im Laufe der Zeit immer weiterentwickelt und verbessert worden. Heute verwendete Exemplare gelten als ausgereift, nahezu verschleiß- und wartungsfrei sowie als hocheffizient“. ¹⁷⁴
- Antriebsvarianten in Elektroautos: ¹⁷⁵
 - Asynchronmotor (ASM); eingesetzt im Tesla Model S und X
 - Synchronmotor in den Varianten
 - Permanentmagneterregter Synchronmotor (PSM); eingesetzt z. B. im Hyundai Ioniq oder im VW eGolf.
 - Fremd- oder stromerregter Synchronmotor (SSM); bislang wenig eingesetzter Motorentyp, der ohne Seltene-Erden-Magnete auskommt und diese Ressource damit schützt, z.B. im Renault Zoe.
 - Reluktanzmotor; eingesetzt in der zweimotorigen Ausstattung des Tesla-Model 3.
- Elektromotoren in Lkw, Schiffen, Bahn usw.:
 - Elektromotoren haben sich in der Schifffahrt bewährt. So benötigen beispielsweise „Schiffe, die auf offener See präzise manövrieren oder einen festen Einsatzort halten müssen, eigentlich nur eine geringe Leistung. [...] Wird dagegen bei dieser Situation der Elektroantrieb genutzt, regelt der Frequenzumrichter über dem Synchronmotor direkt die Drehzahl der Propeller, die dadurch viel langsamer laufen können. Da Synchronmotoren auch bei niedrigen Drehzahlen einen hohen Wirkungsgrad erreichen, spart der elektrische Betrieb Treibstoff. Weiterer Vorteil ist die verbesserte Manövrierfähigkeit, die sich durch das konstante Drehmoment der Elektromotoren ergibt. Schon bei geringen Drehzahlen steht das volle Moment zur Verfügung, das zahlt sich aus, beim Manövrieren im Hafen oder beim An- und Ablegen“. ¹⁷⁶
 - Im elektrifizierten Bahnverkehr kommen „unabhängig von der Ausgestaltung des Bahnstromsystems als Fahrmotoren überwiegend Drehstrom-Asynchronmaschinen zum Einsatz“. ¹⁷⁷
 - Auch im Hafenumschlag und bei schweren Transportfahrzeugen haben sich Elektromotoren seit langer Zeit etabliert. „Hybride Container-Fahrzeuge (Straddle Carrier), elektrisch angetrieben durch speziell ausgelegte und konstruierte Elektromotoren von Oswald, finden sich weltweit in den meisten Häfen der Welt. Auch das weltweit größte Elektrofahrzeug, der Schweizer Muldenkipper „E-Dumper“, läuft nunmehr seit über einem Jahr [August 2019] erfolgreich und

¹⁷⁴ Dirk Baranek: Der Elektromotor hat noch viel Potenzial. Unter: <https://blog.energiesdienst.de/der-elektromotor-hat-noch-viel-potenzial> (abgerufen am 16.11.2020)

¹⁷⁵ Martin Föhse: PSM, ASM, Reluktanz – Antriebsmotoren in Elektroautos. Unter: <https://plugme.de/psm-asm-reluktanz-antriebsmotoren-in-elektroautos> (abgerufen am 10.02.2021)

¹⁷⁶ Baumüller Nürnberg GmbH: Mehr Strom auf dem Wasser: Wie Elektromotoren Schiffe sauberer machen. Unter: <https://www.wileyindustry-news.com/news/mehr-strom-auf-dem-wasser-wie-elektromotoren-schiffe-sauberer-machen> (abgerufen am 10.02.2021)

¹⁷⁷ Pechristener et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Fahrmotor. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fahrmotor#Gleichstrommotor> (abgerufen am 08.12.2020)

energieautark – angetrieben durch einen 634 kW-Oswald-Elektromotor. Doch die Elektromobilität spielt nicht nur auf dem Land eine Rolle. Aktuell fahren ca. 30 Schiffe mit Oswald-Hauptantrieben für die Propeller, direkt angetrieben, als Thruster¹⁷⁸ oder in Kombination mit Schiffsgetrieben, im Binnenbereich in Europa sowie auf See für hochmoderne und effiziente Schiffe“.¹⁷⁹

- Eine andere Bauform des Elektromotors wird im Transport vor allem beim Personentransport der Eisenbahn genutzt: Der Linearmotor¹⁸⁰ für den Antrieb in Magnetschwebbahnen.¹⁸¹ Funktionsweise: Dieser Motor erzeugt eine gradlinige Bewegung anstatt einer Rotation und kommt somit ohne bewegliche Teile aus.
- Größere Elektromotoren können in einem breiten Lastbereich hohe Wirkungsgrade über 95 % erreichen.¹⁸²
- Für die weiteren Berechnungen wird von einem Wirkungsgrad von 95 % ausgegangen.

Die Effizienz von Elektromotoren ist ein ausschlaggebender Faktor in den Prozessketten, in denen Brennstoffzellentechnik zum Einsatz kommt. Auch die Wirkungsgrade von Elektromotoren werden weiterhin optimiert. Für Synchronmotoren konnten bereits Wirkungsgrade über 98 % gemessen werden.¹⁸³

3.1.11 H2 Komprimierung (CGH2)

Darstellung der Technik

Komprimierter Wasserstoff wird als CGH2 (Compressed gaseous hydrogen) und tiefkalter Wasserstoff wird als LH2 (Liquid Hydrogen) bezeichnet.

Die Energiemenge von 3.000 Liter Wasserstoff entspricht unter normalem Druck der Energiemenge von einem Liter Benzin. Für Transport und Speicherung muss Wasserstoff stark verdichtet werden. Zu diesem Zweck wird Wasserstoff entweder stark komprimiert oder auf -253° C abgekühlt, so dass es flüssig ist.¹⁸⁴

Um Wasserstoff-Gas effizient speichern und transportieren zu können, kann es auf einen hohen Druck komprimiert werden. Übliche Drucktanks für mit Wasserstoff betriebene Kraftfahrzeuge sind heute für einen Maximaldruck von 700 bar oder gar 800 bar ausgelegt. Eine weitere Entwicklung „für Drucke sogar deutlich ober-

¹⁷⁸ Thruster (Ruderpropeller) sind Antriebe mit einer hohen Manövrierfähigkeit für Schiffe und Plattformen. Diese um 360° frei schwenkbaren Propeller können ihren Schub in jede Richtung abgeben.

¹⁷⁹ Ute Drescher: Elektromobilität. Elektro-Lkw: 640 Oswald-PS für über 40 t. Unter: <https://www.konstruktionspraxis.vogel.de/elektro-lkw-640-oswald-ps-fuer-ueber-40-t-a-860209> (abgerufen am 09.12.2020)

¹⁸⁰ Arilou Jeschu et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Linearmotor. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Linearmotor> (abgerufen am 10.02.2021)

¹⁸¹ Mehr Informationen unter: Rainald62 et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Magnetschwebbahn. Unter <https://de.wikipedia.org/wiki/Magnetschwebbahn> (abgerufen am 10.02.2021)

¹⁸² Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Wirkungsgrad. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/wirkungsgrad.html> (abgerufen am 10.01.2021)

¹⁸³ ABB Asea Brown Boveri Ltd: Sparsamster Synchronmotor der Welt. Weltrekord: Elektromotor mit fast 100 Prozent Energieeffizienz. Unter: <https://www.industr.com/de/weltrekord-elektromotor-mit-fast-prozent-energieeffizienz-2299451> (abgerufen am 16.11.2020)

¹⁸⁴ Joachim Wolf: Die neuen Entwicklungen der Technik. Handout zum Vortrag. Medienforum Deutscher Wasserstofftag (Linde AG und VDI Wissensforum) (Hg.). Unter: https://www.pangas.ch/de/images/WASSERSTOFFTAG-03_WOLF_HANDOUT_tcm553-115960.pdf (abgerufen am 05.02.2021)

halb von 1000 bar erscheint als technisch möglich. Die verwendeten Druckgasflaschen müssen aus optimierten Materialien bestehen (die durch den Wasserstoff nicht verspröden) und spezielle Verschlüsse aufweisen, da sonst hohe Verluste durch Diffusion auftreten würden“.¹⁸⁵

Für die Kompression des Wasserstoffs ist ein erheblicher Energieaufwand notwendig, der mit dem Druck ansteigt. Die Kompression von 1 bar auf 800 bar kostet ca. 14 % des Heizwerts des Wasserstoffs.¹⁸⁶

Tabelle 1: Energiegehalt von Wasserstoff in Abhängigkeit von Gewicht bzw. Volumen, Druck und Temperatur¹⁸⁷

Wasserstoff	Druck [bar]	Temperatur [°C]	Dichte [kg/m ³]	Energieinhalt in MJ	Energieinhalt in kWh
1 kg	1	25	0,08	120	33,3
1 Nm ³	1	25	0,08	10,7	3,0
1 m ³ Gas	200	25	14,5	1685	468
1 m ³ Gas	350	25	23,3	2630	731
1 m ³ Gas	750	25	39,3	4276	1188
1 m ³ Gas	900	25	46,3	4691	1303
1 m ³ flüssig	1	-253	70,8	8495	2360

In der obigen Tabelle wird der Energiegehalt von Wasserstoff in Abhängigkeit von Gewicht bzw. Volumen, Druck und Temperatur dargestellt.

Für die weiteren Berechnungen für die Komprimierung auf 350 bar wird von einem Wirkungsgrad von 88 % ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

- Für Industriekunden „sind bislang große Tanks für Druckgas die gängigste Lösung. Der Wasserstoff wird dabei unter 50 bis 70 bar Druck gesetzt, wofür etwa sechs bis sieben Prozent der im Wasserstoff gespeicherten Energie benötigt wird. Im Fall von Hochdruckspeichern mit beispielsweise 350 oder 700 bar, wie sie in Automobilen eingesetzt werden, steigt dieser Energieaufwand auf 12 bis 15 Prozent des ursprünglichen Energieinhalts, da ein entsprechender Aufwand für die Temperaturkompensation berücksichtigt werden muss. Der Nachteil von Druckgas-Speichern liegt im hohen Gewicht und dem großen Raumbedarf der Tanks: Je größer der Tank, umso dicker muss dessen Wand sein – und je kleiner der Tank, umso mehr davon sind zur Speicherung der gleichen Menge Wasserstoff nötig. CGH2-Tanks enthalten daher bei relativ hohem Gewicht und Eigenvolumen relativ wenig Wasserstoff – schlechte Voraussetzungen für einen Transport großer Mengen über große Distanzen. Linde sieht die Zukunft von Druckwasserstofftanks daher überall dort, wo Volumen und Gewicht keine Rolle spielen, etwa bei Speichern auf großen Firmengeländen“.¹⁸⁸

¹⁸⁵ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Wasserstoffspeicher. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoffspeicher.html> (abgerufen am 05.02.2021)

¹⁸⁶ Ebd.

¹⁸⁷ Helmut Eichlseder et al.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Speicherung und Transport. ATZ/MTZ-Fachbuch 4. Auflage S. 110. Unter: <https://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-8348-9674-2> (abgerufen am 15.02.2021)

¹⁸⁸ Joachim Wolf: Wasserstoff-Infrastruktur: Von der Herstellung zum Tank. Artikel in Zeitschrift Linde Technology 2/2003 S.20f. Unter: https://www.linde-gas.de/de/images/LindeTech2_03_neu_tcm565-71300.pdf (abgerufen am 05.02.2021)

- Aufgrund der „geringeren Energieverluste hat sich aktuell die Speicherung und Betankung von komprimiert gasförmigen Wasserstoff (CGH₂) bei einem Druck von 350 bar (Busse, Lkw) und bei einem Druck von 700 bar (PKW) in FCEV-Fahrzeugen“¹⁸⁹, d.h. in Brennstoffzellen-Fahrzeugen, durchgesetzt.
- Durch den „hohen Druckanstieg bei der Druckgasbetankung entsteht eine nicht unerheblich große Wärmemenge im Fahrzeugtanksystem. Aus diesem Grund wird, bei Betankungsdrücken größer 350 bar, der gasförmige Wasserstoff an der H₂-Tankstelle vorgekühlt bei -33 °C bis -40 °C bevorratet und zur Druckgasbetankung verwendet. Aus Gründen des Bauteilschutzes vor Überhitzung dürfen die Temperaturen in den Tanks der FCEV-Fahrzeuge nicht über 85 °C ansteigen (Norm SAE 2012)“.¹⁹⁰
- In Abhängigkeit von der vorhandenen Infrastruktur kann grüner Wasserstoff an der Tankstelle erzeugt werden. Bei Tankstellen, die beliefert werden, erfolgt die Anlieferung mit Druckwasserstoff oder bei größeren Mengen mit Flüssigwasserstoff.¹⁹¹

Obwohl Wasserstoff unter Druck im Vergleich zu Flüssigwasserstoff höhere Volumina erfordert, kann dieser Nachteil durch die Vermeidung der bei Flüssigwasserstoff unvermeidbaren Boil-Off-Effekte in vielen Fällen ausgeglichen werden. Die Technik ist bewährt und wird durch die Verwendung moderner Materialien ständig verbessert.

3.1.12 H₂ Verflüssigung (LH₂)

Darstellung der Technik

Komprimierter Wasserstoff wird als CGH₂ (Compressed gaseous hydrogen) und tiefkalter Wasserstoff wird als LH₂ (Liquid Hydrogen) bezeichnet.

Die Energiemenge von 3.000 Liter Wasserstoff entspricht unter normalem Druck der Energiemenge eines Liters Benzin. Für Transport und Speicherung muss Wasserstoff stark verdichtet werden. Zu diesem Zweck wird Wasserstoff entweder stark komprimiert oder auf -253° C abgekühlt, so dass es flüssig ist.¹⁹²

„Eine Alternative stellt die Verflüssigung von Wasserstoff dar. In diesem Zustand besitzt LH₂ zwar eine wesentlich höhere Dichte 71 kg/m³, muss aber im flüssigen Zustand bei -253 °C gespeichert werden. Solche Speicher sind günstiger für größere Speichermengen und werden daher häufig beim Transport von H₂ über weite Strecken eingesetzt. Der Nachteil ist das Abdampfen des H₂, welches durch Erwärmung hervorgerufen wird“.¹⁹³ Dieser Boil-Off-Effekt kann durch eine hocheffektive Isolation verringert werden.

¹⁸⁹ Frank Jacobi: Leitfaden für die Errichtung von öffentlich zugänglichen Wasserstoff-Tankstellen im Land Mecklenburg-Vorpommern. Broschüre der Landesenergie- und Klimaschutzagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH S. 7. Unter: <https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2019/10/LEKA-LF-Wasserstoff-web.pdf> (abgerufen am 05.02.2021)

¹⁹⁰ Ebd.

¹⁹¹ Ebd.

¹⁹² Joachim Wolf: Die neuen Entwicklungen der Technik. Handout zum Vortrag. Medienforum Deutscher Wasserstofftag (Linde AG und VDI Wissensforum) (Hg.). Unter: https://www.pangas.ch/de/images/WASSERSTOFFTAG-03_WOLF_HANDOUT_tcm553-115960.pdf (abgerufen am 05.02.2021)

¹⁹³ EMCEL GmbH: Frage des Monats. Welche Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es? Unter: <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung> (abgerufen am 09.12.2020)

Heutige LH2-Speicher „halten das Gas bis zu zwei Wochen lang bei -253 °C, ohne dass etwas davon entweicht. Kryostate (Kühlgeräte, mit denen sehr tiefe Temperaturen erreicht werden können) und doppelwandige, super-isolierte Behälter verhindern fast vollständig jede Form von Wärmeübertragung. Ausgestattet mit dieser Technik transportieren [...] Lkw heute bei weniger als 40 Tonnen Gesamtgewicht fast dreieinhalb Tonnen Wasserstoff – das ist etwa zehn Mal mehr als die herkömmlichen, noch schwereren Trailer für unter Druck gespeicherten Wasserstoff“.¹⁹⁴ Die Verflüssigung bedarf „einer Energie von 36 kJ/g, um Wasserstoff auf eine Temperatur von -253 °C herunterzukühlen, was ca. einem Drittel der gespeicherten Energie entspricht“.¹⁹⁵

Es wird für weitere Berechnungen von einem Wirkungsgrad von 66 % ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

- Im Jahr 1898 wurde Wasserstoff erstmals vom britischen Chemiker und Physiker James Dewar verflüssigt. Technische Bedeutung erlangte der flüssige Wasserstoff in den 60er Jahren im Raumfahrtbereich im Rahmen des 'Apollo'-Projekts. „Seit diesem Zeitpunkt werden Verflüssigungsanlagen im industriellen Maßstab gebaut. Die Technologie der Wasserstoffverflüssigung kann daher heute als ausgereift angesehen werden“.¹⁹⁶ Es wird angestrebt, die Anlagen wirtschaftlich zu optimieren.
- Europaweit gibt es derzeit nur drei Anlagen, mit denen Wasserstoff in großem Maßstab verflüssigt werden kann. Eine davon ist von Linde am Chemiestandort Leuna. „Dort will der Gase-Konzern nun den modernsten Wasserstoff-Verflüssiger hinzufügen, um ab 2021 auch grünen Wasserstoff aus dem geplanten Reallabor in Leuna verarbeiten und zur Versorgung von Wasserstoff-Tankstellen verwenden zu können.“¹⁹⁷

Die tiefkalte Verflüssigung von Wasserstoff bietet den Vorteil der besseren Transportmöglichkeiten. Dieses Verfahren ist vergleichbar mit der Verflüssigung von Erdgas zu Flüssigerdgas (LNG). Bei Wasserstoff existiert der Nachteil der wesentlich tieferen benötigten Temperaturen, die mit einem wesentlich erhöhten Boil-Off einhergehen. Hier ist ein hoher Forschungsbedarf für Kühl- und Isoliertechnik gegeben.

3.1.13 H2 Verbrennungsmotor

Darstellung der Technik

Eine Anpassung von Verbrennungsmotoren für die Verbrennung von Wasserstoff ist mit einem vertretbaren Aufwand möglich. Um eine Optimierung des Wirkungsgrads für die Verwendung von Wasserstoff zu erreichen, wurde ein spezieller Motor entwickelt.

¹⁹⁴ Joachim Wolf: Wasserstoff-Infrastruktur: Von der Herstellung zum Tank. Artikel in Zeitschrift Linde Technology 2/2003 S.22. Unter: https://www.linde-gas.de/de/images/LindeTech2_03_neu_tcm565-71300.pdf (abgerufen am 05.02.2021)

¹⁹⁵ dieBrennstoffzelle.de: Speicherung von Wasserstoff. Unter: <http://www.diebrennstoffzelle.de/wasserstoff/speicherung.shtml> (abgerufen am 16.02.2021)

¹⁹⁶ Michael Bracha: Wasserstoff - ein sauberer Energieträger. Artikel in Berichte aus Technik und Wissenschaft 75/1997, Fa. Linde S. 25. Unter: https://www.linde-gas.de/de/images/Nr75_Wasserstoff_tcm565-74420.pdf (abgerufen am 16.02.2021)

¹⁹⁷ Martin Jendrischik: Wasserstoff-Verflüssiger: Linde verdoppelt Kapazitäten in Leuna Unter: <https://www.cleanthinking.de/wasserstoff-verfluessiger-linde-leuna> (abgerufen am 09.12.2020)

Stand von Forschung und Entwicklung

- Spezialisten von BMW, HOERBIGER, TU Graz und HyCentA entwickelten im Rahmen des Projekts "H2BVplus" ein Wasserstoff-Brennverfahren mit höchsten Wirkungsgraden für Pkw-Verbrennungsmotoren (erreichter Wirkungsgrad im Projekt 42 %, erklärtes Ziel der Entwickler 45 %).¹⁹⁸
- Laut einer Pressemitteilung¹⁹⁹ vom August 2021 hat DEUTZ mit dem TCG 7.8 H2 einen marktreifen Wasserstoffmotor mit einer Leistung von 200kW entwickelt, der den von der EU vorgegebenen CO₂-Grenzwert für „Zero Emission“ erfüllt. Der Motor „eignet sich grundsätzlich für alle heutigen DEUTZ-Anwendungen, dürfte aber auf Grund der zur Verfügung stehenden Infrastruktur erstmal in den Bereichen stationäre Anlagen und Generatoren sowie Schienenverkehr“ eingesetzt werden. Die Serienproduktion des Motors plant DEUTZ für 2024.

Verbrennungsmotoren können ihre Stärke ausspielen, wenn Treibstoffe mit hoher Energiedichte getankt werden. Der Nachteil der geringen Energiedichte von Wasserstoff gegenüber PtX kann damit nur über eine hohe Effizienz der Antriebstechnik kompensiert werden. Antriebe mit Brennstoffzellen und Elektromotor haben schon heute eine höhere Effizienz als Wasserstoff-Verbrennungsmotoren. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass die Technik der H₂-Verbrennungsmotoren in einigen Nischen zur Anwendung kommen wird.

3.1.14 Kreislauf H₂ Trägermaterial

Darstellung der Technik

Wasserstoff kann zur Speicherung und zum vereinfachten Transport an ein anderes Medium gebunden werden. Dieses Medium kann entweder eine Flüssigkeit, ein sogenannter Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), oder ein Feststoff wie z.B. Metallhydride oder Nano-Kohlenstoffe, an welche Wasserstoff durch Adsorption bindet, sein.

Flüssige Träger: Die LOHC haben gegenüber reinem Wasserstoff den Vorteil einer hohen volumetrischen Energiedichte. Ein weiterer Vorteil ist der einfache Transport und die unkomplizierte Lagerung. LOHC kann transportiert werden wie Flüssigkeit.²⁰⁰ Die „Beladung des LOHC findet dabei unter erhöhtem Druck von > 5 bar Wasserstoff und Temperaturen von etwa 150 – 320 °C statt. Bei der Beladung wird durch die exotherme Reaktion Wärme freigesetzt. Diese Wärme kann besonders bei einer Beladung bei hohen Temperaturen anderweitig genutzt werden. Die Entladung des LOHC [...] [findet] bei Temperaturen zwischen 250 – 320 °C und niedrigen Drücken von < 5 bar statt. Der im LOHC gespeicherte Wasserstoff kann nur in Anwesenheit eines geeigneten Katalysators und erheblicher Wärmezufuhr freigesetzt werden. Diese Eigenschaft trägt zur Sicherheit von

¹⁹⁸ BMW Group: BMW Wasserstoffmotor erreicht Spitzenwirkungsgrad. Unter: <https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0005613DE/bmw-wasserstoffmotor-erreicht-spitzenwirkungsgrad?language=de> (abgerufen am 10.12.2020)

¹⁹⁹ DEUTZ AG: Der Wasserstoffmotor von DEUTZ ist reif für den Markt. Unter: <https://www.deutz.com/media/pressemitteilungen/der-wasserstoffmotor-von-deutz-ist-reif-fuer-den-markt> (abgerufen am 17.08.2021)

²⁰⁰ M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert, M. Kaltschmitt: Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 135, 2021, 110171, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110171>. Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304627> (abgerufen am 12.04.2021)

LOHC-Anlagen bei²⁰¹ Wasserstoff in einem Metallhydridspeicher bzw. Wasserstoff gebunden an ein LOHC ist nicht brennbar.

- Ein LOHC-Tank kann mit herkömmlichen Transportmitteln transportiert werden, so können auf einem 40-Fuß-Trailer 1.800 kg Wasserstoff gebunden an ein LOHC transportiert werden.²⁰²
- Bei LOHC Trägermaterialien wie Dibenzyltoluol lässt die Speicherkapazität bei jedem erneuten Ladezyklus nach. Über eine mögliche und praktikable Anzahl von Zyklen müssen weitere Forschungsergebnisse abgewartet werden.²⁰³
- LOHC verdampfen während des Transports nicht, es wird davon ausgegangen, dass bei langen Transporten etwa 0,2 % der Ladungsmenge verloren gehen. Das entspricht demselben Verlust, der beim Transport von Rohöl oder Raffinerieprodukten auftritt. Der Grund dafür ist, dass zum Beispiel Laderäume nicht komplett leer gepumpt werden oder Ladungsreste in den Rohrleitungen verbleiben.²⁰⁴

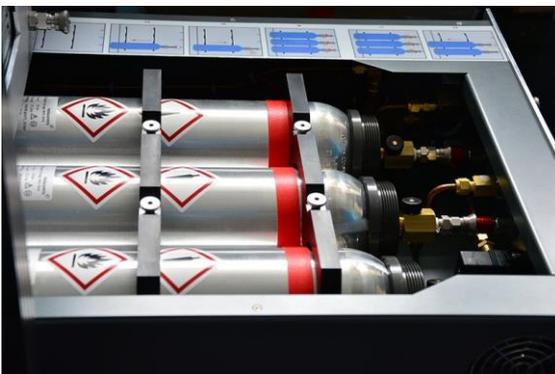


Abbildung 13: Metallhydridspeicher in einer Wasserstoffanlage²⁰⁵

Feste Träger: Metallhydride entstehen durch eine katalytische Reaktion von Leichtmetallen und Wasserstoff. Aufgrund des hohen Gewichts ist der Einsatz von Metallhydriden als Speicher und für den Transport von Wasserstoff begrenzt. Sie werden beispielsweise auf U-Booten eingesetzt, bei denen eine hohe Masse ohnehin für den getauchten Betrieb benötigt wird.²⁰⁶ Abgesehen von diesem Anwendungsfall werden Metallhydride vor

²⁰¹ A. Bösmann: Komplexe Katalysatorsysteme und kontinuierliche Verfahren. Wasserstoff und Energie. Energiespeicherung und –transport. Unter: <https://www.crt.tf.fau.de/forschung/arbeitsgruppen/komplexe-katalysatorsysteme-und-kontinuierliche-verfahren/wasserstoff-und-energie/> (abgerufen am 12.04.2021)

²⁰² Reace Louise Edwards, Carolina Font-Palma, Joe Howe, The status of hydrogen technologies in the UK: A multi-disciplinary review, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 43, 2021, 100901, ISSN 2213-1388, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100901>. Unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221313882031328X> (abgerufen am 05.02.2021)

²⁰³ EMCEL GmbH: Frage des Monats. Welche Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es? Unter: <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung> (abgerufen am 09.12.2020)

²⁰⁴ M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert, M. Kaltschmitt: Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 135, 2021, 110171, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110171> Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304627> (abgerufen am 12.04.2021)

²⁰⁵ AnjuJo: Metallhydridspeicher in einer Wasserstoffanlage. Unter: https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Metal_Hydride_Storage_Canisters.jpg (abgerufen am 24.02.2021)

²⁰⁶ Michael Hirscher: Das Raumwunder im Tank. Unter: <https://www.mpg.de/1326157/wasserstoff> (abgerufen am 05.02.2021)

allem als stationäres Speichermittel zum Beispiel in Wasserstofftankstellen eingesetzt. Beispiel eines Speichers siehe Abbildung 13.

- Es werden ca. 250 kg Metallhydrid benötigt, um 5 kg Wasserstoff zu speichern. Das Verhältnis von gespeicherter Energie zum Gewicht des Speicher- und Transportmediums ist daher sehr gering.²⁰⁷
- In einem Metallhydridspeicher geht kein Wasserstoff durch Verdampfen verloren, die Speicherdauer kann daher sehr lange angelegt werden.²⁰⁸
- Metallhydride verlieren mit zunehmender Anzahl der Ladezyklen an Kapazität. Je nach Metallhydrid kann der Kapazitätsverlust auf 6 % pro 1.000 Zyklen begrenzt werden.²⁰⁹
- Da es sowohl im Bereich der LOHC als auch bei den Metallhydridspeichern eine Vielzahl von unterschiedlichen Trägermaterialien gibt, ist die Festlegung auf einen einzigen Wert für den Wirkungsgrad nicht sinnvoll.

Stand von Forschung und Entwicklung

- Es wird derzeit an weiteren Einsatzzwecken für Metallhydride geforscht. Denkbar ist ein Einsatz im Schienenverkehr, wo das Gewicht ebenfalls nachrangig sein könnte oder ein Einsatz zum Beispiel im Schwerlastverkehr oder auf Schiffen, wo das Gewicht des Metallhydridspeichers auch als Ballast eingesetzt werden kann.²¹⁰
- In aktuellen Forschungsprojekten wird versucht, Metallhydridspeicher kleiner und effizienter zu gestalten.²¹¹
- Es soll daran geforscht werden, die Effizienz der LOHC-Prozesse zu optimieren, um das Trägermaterial länger einsetzen zu können und die Prozesse unter geringerem Energieeinsatz durchzuführen.²¹²
- Das Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) am Standort Dresden hat eine Möglichkeit gefunden, Wasserstoff in einer Paste zu binden. Magnesium in Pulverform erwärmt auf 350°C reagiert bei Druck von 5-6 bar mit Wasserstoff zu Magnesiumhydrid. Mit einigen weiteren Zusätzen kann die Paste in Tuben oder Kartuschen als Energiespeicher genutzt werden. Zur Freisetzung des gasförmigen Wasserstoffs muss Wasser hinzugegeben werden. Ein Vorteil bei diesem Verfahren ist, dass auch Wasserstoff aus dem zugegebenen Wasser ge-

²⁰⁷ Ebd.

²⁰⁸ TÜV SÜD AG: Speicherung von Wasserstoff. Unter: <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff> (abgerufen am 05.02.2021)

²⁰⁹ Jose Bellosta von Colbe et al.: Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives. Artikel in Science Direct. International Journal of Hydrogen Energy Volume 44 Issue 15 S. 7780ff. Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304627> (abgerufen am 05.02.2021)

²¹⁰ TÜV Süd AG: Speicherung von Wasserstoff. Unter: <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff> (abgerufen am 05.02.2021)

²¹¹ Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Entwicklung kleiner Wasserstoff-Speicher im Fokus. Unter: <https://www.iwr.de/news/entwicklung-kleiner-wasserstoff-speicher-im-fokus-news35803> (abgerufen am 05.02.2021)

²¹² Rao, P.C.; Yoon, M. Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems: A Review on Recent Progress. *Energies* 2020, 13, 6040. <https://doi.org/10.3390/en13226040>. Unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/22/6040> (abgerufen am 05.02.2021)

löst wird und genutzt werden kann. Die Energiespeicherdichte wird mit dem zehnfachen von Batterien angegeben.²¹³ Da das Verfahren z.Zt. lediglich für Systeme mit bis zu 10 KW geplant wird, wird es hier im Transportbereich momentan nicht weiter berücksichtigt.

Die in diesem Kapitel beschriebenen Trägermaterialien haben in speziellen Einsatzbereichen ihre Existenzberechtigung. Der groß-industrielle Einsatz von LOHC als Trägermaterial erscheint sinnvoll, wenn die Fragestellungen zu Hydrierung, Dehydrierung, Rücktransport des Trägermaterials und Anzahl der möglichen Transportzyklen gelöst sind. Erst dann können Wirkungsgrade abschließend bewertet werden.

3.1.15 Methanol-Synthese (Cluster)

Darstellung der Technik

Methanol (CH₃OH), auch Carbinol, Methylalkohol oder Holzalkohol genannt, ist ein Alkohol, der sehr giftig, flüchtig und brennbar ist und leicht verdunstet.²¹⁴

Die Methanol-Synthese wird in einem Prozess durchgeführt, bei dem aus Kohlendioxyd oder Kohlenmonoxid und Wasserstoff mittels eines Katalysators Methanol hergestellt wird. Es wird erwartet, dass der Wirkungsgrad durch Prozessoptimierungen von 56 % bis 2050 auf 66 % gesteigert werden kann.²¹⁵ Dieser hohe Wirkungsgrad kann allerdings nur erreicht werden, wenn alle Prozesse direkt nacheinander im Cluster unter Hochtemperatur stattfinden. Hierbei ist als Synergieeffekt sicherzustellen, dass die Prozesswärme für die integrierten Teilprozesse sukzessive genutzt wird und nicht verloren geht. Für die Synthese von grünem Methanol kann Kohlendioxyd z.B. aus Kraftwerksabgasen und grüner Wasserstoff durch Elektrolyse gewonnen werden.

- Es wird bei der Methanol-Synthese von einem Wirkungsgrad von 60 % ausgegangen.
- Grüner Wasserstoff wird, wie oben beschrieben, im Cluster durch Hochtemperatur-Elektrolyse mit Strom aus regenerativen Quellen hergestellt. Die Herstellung von grünem Wasserstoff ist emissionsfrei, wenn der benötigte Strom emissionsfrei produziert wurde.
- Ein Katalysator aus Indiumoxid und einer geringen Menge Palladium erzeugt effizient aus vorher abgespaltenem Kohlendioxyd und dem Wasserstoff dann Methanol.²¹⁶

²¹³ n-tv Nachrichtenfernsehen GmbH: Auto. Mehr Leistung als Akkumulatoren. Wasserstoffpaste - Treibstoff der Zukunft? Unter: <https://www.n-tv.de/auto/Wasserstoffpaste-Treibstoff-der-Zukunft-article22332083.html> (abgerufen am 02.02.2021)

²¹⁴ Duden Learnattack GmbH: Methanol – Eigenschaften und Verwendung. Unter: <https://www.lernhelfer.de/schuelerlexikon/chemie-abitur/artikel/methanol-eigenschaften-und-verwendung> (abgerufen am 05.08.2021)

²¹⁵ Deutsche Energie-Agentur GmbH: Power to X: Technologien. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf (abgerufen am 13.04.2021)

²¹⁶ Robert Klatt: Katalysator erzeugt effizient Methanol aus CO₂ und Wasserstoff. Forschung und Wissen (Hg.). Unter: <https://www.forschung-und-wissen.de/nachrichten/chemie/katalysator-erzeugt-effizient-methanol-aus-co2-und-wasserstoff-13373205>(abgerufen am 05.08.2021)

Stand von Forschung und Entwicklung

- Die erste große Fabrik für Methanol-Synthese steht im Ort Grindavik auf der isländischen Halbinsel Reykjanes. Den Strom bezieht die Methanol-Produktionsstätte aus einem benachbarten Geothermiekraftwerk. In einem kombinierten Prozess wird CO₂ aus der Luft und Wasserstoff per Elektrolyse aus Wasser gewonnen. Produziert werden fünf Millionen Liter Treibstoff pro Jahr.²¹⁷
- Das Unternehmen Carbon Recycling International (CRI) hat auf Island mehrere Anlagen für die Erzeugung von Methanol umgesetzt. Neueste Planung ist eine Anlage in China, die jährlich 160.000 Tonnen CO₂ zu Methanol umwandelt.²¹⁸
- In dem Projekt FASTWATER soll Methanol als sauberer Kraftstoff, in Verbindung mit Verbrennungsmotoren, Gasturbinen sowie Brennstoffzellen, in der Schifffahrt eingesetzt werden. In Demonstratoren soll die komplette Kette von der Methanolproduktion auf Basis von regenerativ erzeugtem Strom bis zur Schiffsbunkerung mit einem Hafenschlepper, einem Lotsenboot, einem Küstenwachschiff und einem Flusskreuzer dargestellt werden.²¹⁹ Im Hafen von Antwerpen wird ein Schlepper im Rahmen des Projektes auf Methanolantrieb umgerüstet. Die Sondergenehmigung für die Umrüstung des »Methatug« hat die Europäische Kommission im Juni 2021 erteilt. Der »Methatug« wird voraussichtlich Anfang 2022 einsatzbereit sein.²²⁰
- Die Stena Germanica (siehe Abbildung 14) ist eines der größten Fährschiffe der Welt mit 240 Metern Länge und einer Kapazität für 300 Autos und 1.300 Passagiere. Die Stena Germanica verwendet für den Methanol-Betrieb angepasste Verbrennungsmotoren. Die im Jahr 2015 umgerüstete Fähre ist in der Ostsee auf der Linie Kiel-Göteborg im Einsatz.²²¹ Die „Stena Germanica“ ist allerdings bisher nicht klimaneutral. Nur einer von vier Motoren wird derzeit mit Methanol angetrieben, das überdies noch aus fossilen Quellen stammt. Es ist geplant, langfristig grünes Methanol einzusetzen.²²²

²¹⁷ Wolfgang Kempkens: Technologie. WiWo Green. Methanol: Isländer könnten Hälfte ihres Spritbedarfs bald mit Ökotreibstoff decken. Unter: <https://www.wiwo.de/technologie/green/methanol-isländer-koennten-haelfte-ihres-spritbedarfs-bald-mit-oekotreibstoff-decken/13549436.html> (abgerufen am 09.03.2021)

²¹⁸ Carbon Recycling International: Major milestones reached in the first commercial CO₂ to methanol plant. Unter: <https://www.carbonrecycling.is/news-media/2021/2/9/major-milestones-reached-in-the-first-commercial-co2-to-methanol-plant> (abgerufen am 13.04.2021)

²¹⁹ FASTWATER Dissemination Group. Work packages. Unter: https://www.fastwater.eu/work_packages.html (abgerufen am 19.08.2021)

²²⁰ Port of Antwerp: Weltpremiere für den Hafen von Antwerpen: Schlepper mit Methanolantrieb. Unter: <https://newsroom.portofantwerp.com/weltpremiere-fur-den-hafen-von-antwerpen-schlepper-mit-methanolantrieb#> (abgerufen am 24.06.2021)

²²¹ Stena Line GmbH & Co. KG: Unsere Schiffe. Stena Germanica. Unter: <https://www.stenaline.de/unsere-schiffe/stena-germanica> (abgerufen am 21.02.2021)

²²² Hanno Böck: Energiewende: Grüne Methanolproduktion benötigt auch grünes Kohlendioxid. Unter: <https://www.golem.de/news/energiewende-gruene-methanolproduktion-benoetigt-auch-gruenes-kohlendioxid-2102-153852.html> (abgerufen am 12.04.2021)



Abbildung 14: Mit Methanol betriebene Fähre²²³

- AP Møller-Maersk kündigten im Frühjahr 2021 an, im Jahr 2023 das erste klimaneutrale Containerschiff zum Einsatz zu bringen. Es soll durch klimaneutrales Methanol angetrieben werden und über eine Kapazität von 2.000 TEU verfügen.²²⁴ Weiterhin will das Unternehmen laut einer Pressemitteilung vom August 2021 im ersten Quartal 2024 das erste einer Serie von acht großen Containerschiffen vorstellen, die mit CO₂-neutralem Methanol betrieben werden können. Die Schiffe werden von Hyundai Heavy Industries (HHI) gebaut und haben eine Nennkapazität von ca. 16.000 TEU. Die Vereinbarung mit HHI beinhaltet eine Option auf vier weitere Schiffe bis 2025. Maersk will die Schiffe so bald wie möglich mit CO₂-neutralem E-Methanol oder nachhaltigem Bio-Methanol betreiben. Die Serie soll ältere Schiffe ersetzen und eine jährliche CO₂-Einsparung von rund 1 Million Tonnen ermöglichen.²²⁵ Das benötigte E-Methanol soll ab 2023 in einer neuen Produktionsanlage in Dänemark produziert werden, die Maersk in Kooperation mit den dänischen Firmen REIntegrate und European Energy aufbaut. Der für die E-Methanolproduktion benötigte grüne Strom soll von einer Solarfarm in Kassø in Süd-Dänemark geliefert werden.²²⁶
- Im Juni 2021 fand die Kiellegung für das Nachfolgeschiff des Forschungsschiffes Uthörn des Bremerhavener Alfred-Wegener-Institutes auf der Fassmer-Werft im niedersächsischen Berne statt. Das Schiff erhält einen emissionsarmen Methanol-Antrieb. Eingesetzt werden modifizierte Diesel-Motoren mit einer Leistung von insgesamt 600 kW, die zudem den Strom für zwei elektrische Fahrmotoren liefern.²²⁷

²²³ Stena Line GmbH & Co. KG: Unsere Schiffe. Stena Germanica. Unter: <https://www.stenaline.de/unsere-schiffe/stena-germanica> (abgerufen am 21.02.2021)

²²⁴ Eklavya Gupta: Maersk plans to operate first carbon-neutral container ship by 2023. S&P Global Platts (Hg.). Unter: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/021721-maersk-plans-to-operate-first-carbon-neutral-container-ship-by-2023> (abgerufen am 29.06.2021)

²²⁵ Esther van der Wal: Maersk bestelt acht containerschepen op CO₂-neutrale methanol bij Hyundai Heavy Industries. Doelgroep media vof (Hg.). Unter: <https://www.transport-online.nl/site/nl/130526/maersk-bestelt-acht-containerschepen-op-co2-neutrale-methanol-bij-hyundai-heavy-industries/> (abgerufen am 24.08.2021)

²²⁶ A. P. Møller-Mærsk A/S: Maersk secures green e-methanol for the world's first container vessel operating on carbon neutral fuel. Unter: <https://www.maersk.com/news/articles/2021/08/18/maersk-secures-green-e-methanol> (abgerufen am 24.08.2021)

²²⁷ Alfred-Wegener-Institut, Helmholtz-Zentrum für Polar- und Meeresforschung: CO₂-neutral auf der Nordsee. Unter: <https://www.awi.de/ueber-uns/service/presse/presse-detailansicht/co2-neutral-auf-der-nordsee.html> (abgerufen am 05.07.2021)

- Die MSC-Gruppe sowie die Reederei Oldendorff sind laut einer Pressemitteilung im Sommer 2021 dem Methanol Institute (MI)²²⁸ beigetreten und schließen sich damit einer wachsenden Zahl von Reedereien an, die aktiv die Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff erforschen. Die Ziele dieser Organisation umfassen den Wissensaustausch und den Aufbau von Erfahrungen bei der Verwendung von Methanol als sicheren, zukunftssicheren Kraftstoff.²²⁹
- Synthetisches Methanol wird bei Total in Leuna künftig mit grünem Wasserstoff hergestellt. In drei Jahren Testlauf (Stand 2019) sollen 500 Tonnen synthetisches Methanol hergestellt werden. Das Projekt in Leuna heißt nun E-CO₂MET und soll ein Sunfire-HyLink 200-System für den ersten technologischen Schritt zur Methanol-Produktion erhalten. Die Sunfire-Elektrolyse hat einen Wirkungsgrad von mehr als 80 Prozent, weil industrielle Abwärme direkt genutzt werden kann. Während der Zusammenarbeit mit Total wird der Elektrolyseur in verschiedene Forschungsprogramme eingebunden. In Leuna werden mehrere Studien durchgeführt, die die Leistungsfähigkeit des Systems auch in Abhängigkeit von variabler erneuerbarer Energiezufuhr bewerten sollen. Aus Sicht von Total ist dies alles nur ein erster Schritt, um anschließend größere Mengen Methanol nicht mehr auf Basis von Erdöl herstellen zu müssen.²³⁰

Die Methanol-Synthese einschließlich Veredelung und Umwandlung wird von der dena mit dem Technology Readiness Level (TRL) der Stufe 8: „Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich“ bewertet. Methanol wird insbesondere im Bereich der Schifffahrt eine große Chance eingeräumt.²³¹

3.1.16 Methan-Synthese (Cluster)

Darstellung der Technik

Die Methan-Synthese kann in zwei Teilreaktionen beschrieben werden: Zunächst reagiert Wasserstoff mit Kohlendioxyd, z.B. aus Kraftwerksabgasen gewonnen, zu Kohlenmonoxyd und Wasser. Im nächsten Schritt reagiert das Kohlenmonoxyd unter Zuhilfenahme eines Katalysators mit weiterem Wasserstoff zu Synthetic Natural Gas (SNG) in Form von Methan.²³²

Der unten angegebene hohe Wirkungsgrad kann nur erreicht werden, wenn alle Prozesse direkt nacheinander im Cluster stattfinden. Hierbei ist als Synergieeffekt sicherzustellen, dass die einmal erreichte Wärme der Stoffe nicht verloren geht.

Strom aus erneuerbaren Energien kann in synthetisches Erdgas (hauptsächlich Methan) umgewandelt und im vorhandenen Erdgasnetz gespeichert und verteilt werden. Voraussetzung sind wirtschaftliche Prozesse (siehe

²²⁸ Methanol Institute: The Methanol Institute is the global trade association for the Methanol Industry. <https://www.methanol.org/> (abgerufen am 20.07.2021)

²²⁹ Current Business Media Ltd: MSC Group and Oldendorff Carriers join the Methanol Institute. Unter: <https://shipinsight.com/articles/msc-group-and-oldendorff-carriers-join-the-methanol-institute/> (abgerufen am 20.07.2021)

²³⁰ Martin Jendrischik: Total setzt in Leuna auf synthetisches Methanol. Unter <https://www.cleantalking.de/synthetisches-methanol-total-sunfire-wasserstoff> (abgerufen am 11.12.2020)

²³¹ Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: Umweltfreundlich unterwegs dank Methanol. Unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/umweltfreundlich-unterwegs-dank-methanol-1506212> (abgerufen am 05.08.2021)

²³² Andol et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Power-to-Gas. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Gas> (abgerufen am 26.02.2021)

Abbildung 15), um den Strom auch sinnvoll nutzen zu können. Die Erdgas-Infrastruktur spielt in Deutschland mit 40.000 km Fernleitungsnetz, Kavernen für die Speicherung und Gasverteilernetze mit einer Länge von mehr als 470.000 km eine hervorragende Rolle bei der Energieversorgung.²³³ Eine Einspeisung von Synthetic Natural Gas (SNG) in dieses Netz ist einfach möglich. Für den Einsatz im mobilen Sektor ist hingegen eine Komprimierung (SCNG) oder Verflüssigung (SLNG) des Methans aufgrund der Tankkapazitäten notwendig.

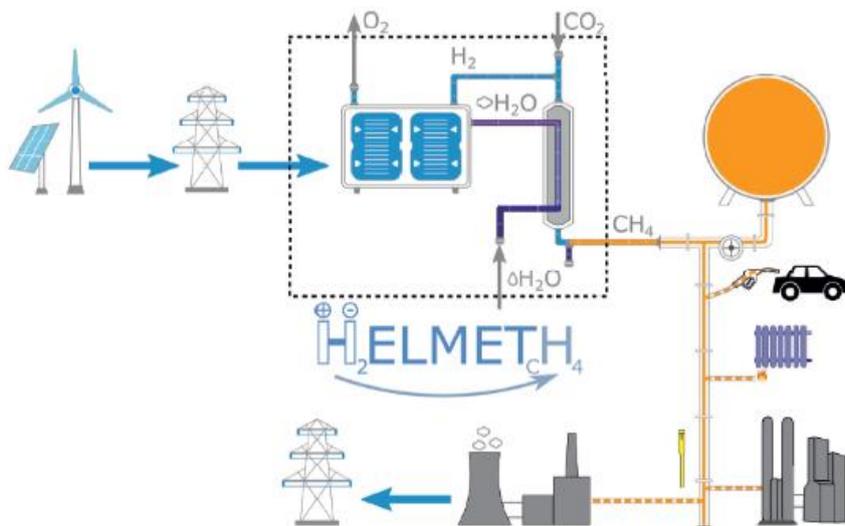


Abbildung 15: Schematischer HELMETH Power-To-SNG Prozess²³⁴

Stand von Forschung und Entwicklung

- Mit „einer Demonstrationsanlage im Rahmen des Projekts **HELMETH** ist es EU Forschern unter der Koordination des Karlsruher Institut für Technologie (KIT) gelungen, die Hochtemperatur-Elektrolyse und Methanisierung als gemeinsamer Power-to-Gas-Prozess mit einem Wirkungsgrad von über 75 Prozent im Technikumsmaßstab zu realisieren“.²³⁵ Hierbei werden Synergien zwischen den Prozessschritten genutzt, um den Wirkungsgrad zu erhöhen. Das betrifft vor allem die Kopplung der Hochtemperaturprozesse der Elektrolyse, der CO₂-Abspaltung und der Methanisierung.
- Obgleich von den Projektbeteiligten Wirkungsgrade von über 80 % erwartet werden, wird für die weiteren Berechnungen von einem Wirkungsgrad von 75 % ausgegangen. Hinzu kommen Wirkungsgradverluste durch Komprimierung oder Verflüssigung. Der Wasserstoffanteil im Methan lag bei der HELMETH Anlage bei unter 2 % und war somit unkritisch.

²³³ Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.: Gasinfrastruktur. Gassektor im Wandel. Unter: <https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/gassektor/> (abgerufen am 11.12.2020)

²³⁴ Karlsruher Institut für Technologie: HELMETH Power-to-SNG mit hohem Wirkungsgrad. Unter: <https://www.sek.kit.edu/downloads/2019-datenblatt-helmeth.pdf> (abgerufen am 11.12.2020)

²³⁵ Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Forscher steigern Wirkungsgrad von Power-to-Gas Anlagen kräftig. Unter: <https://www.iwr.de/news/forscher-steigern-wirkungsgrad-von-power-to-gas-anlagen-kraeftig-news35044> (abgerufen am 11.12.2020)

- Der Einsatz von Liquid Natural Gas (LNG) für Antriebssysteme unterschiedlicher Verkehrsträger ist erprobt und vielfach im Einsatz. Ein Umstieg auf SLNG birgt die Möglichkeit, diese Antriebe CO₂-neutral zu betreiben.
- Die CMA CGM JACQUES SAADE ist mit 399,9 m Länge und 23.000 TEU das momentan größte Containerschiff mit LNG Antrieb.
- Im Bereich der Lkw-Transporte ist IVECO als Hersteller Vorreiter gewesen. Der Schwerlastverkehr mit LNG und CMG wird durch Mautbefreiung, Energiesteuerermäßigung und ab 2021 eine teilweise Befreiung von "Luftverschmutzungskosten" gefördert.²³⁶
- "Die Audi e-gas-Anlage [siehe Abbildung 16] im norddeutschen Werlte, die der Anlagenbauer ETO-GAS (vormals SolarFuel) im Auftrag der AUDI AG errichtet hat [und im Juni 2013 eröffnet wurde], war die weltweit erste Anlage im industriellen Maßstab, die aus CO₂ und erneuerbarem Strom ein-spisefähiges, synthetisches Erdgas generiert".²³⁷

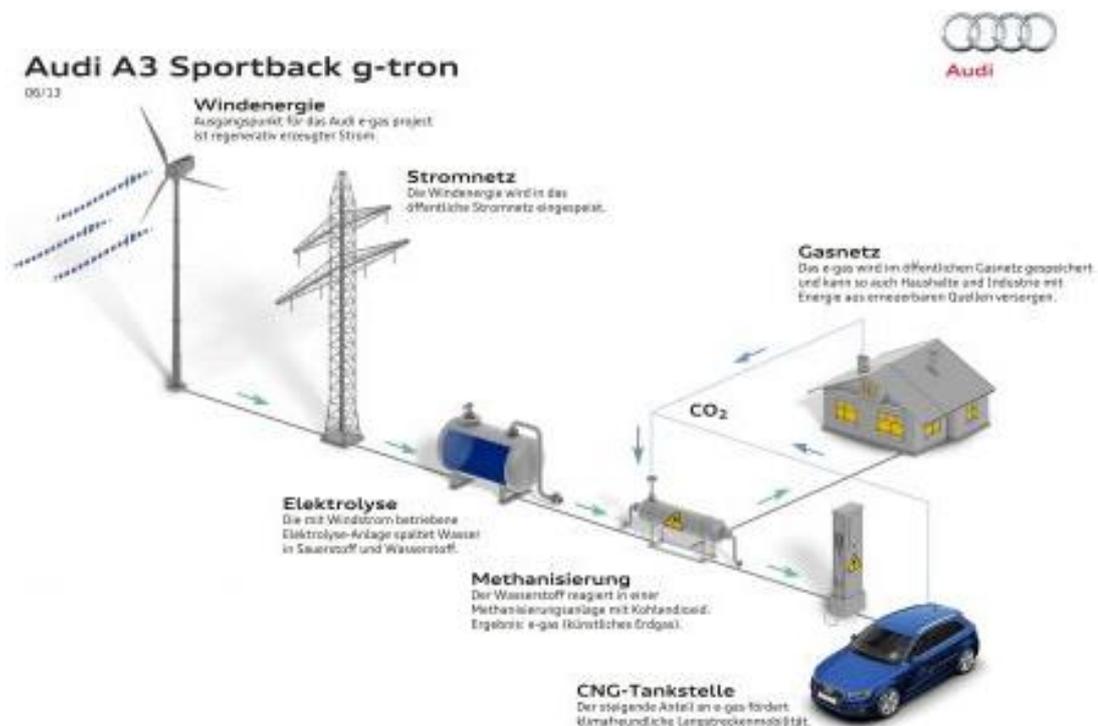


Abbildung 16: Schematische Darstellung der Audi e-gas-Anlage im norddeutschen Werlte²³⁸

²³⁶ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Referat G20 Projektbüro Nationale Plattform Zukunft der Mobilität: Bericht 10/2019 der Arbeitsgruppe 5 Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung. Unter: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/03/NPM-AG-5-LNG-und-CNG-Strategie-im-Schwerlastverkehr.pdf> (abgerufen am 11.12.2020)

²³⁷ AUDI AG: Audi Technology Portal. Mobilität der Zukunft. Audi e-gas. Unter: <https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas> (abgerufen am 11.12.2020)

²³⁸ Ebd.

Die Methan-Synthese bietet eine PtX-Technologie mit großem Potential. Auch die mögliche Nutzung der Erdgasinfrastruktur mit Pipelines, Kavernen und Verteilnetzen sowie Erfahrungen mit Erdgasmotoren und Brennstoffzellen bieten vielfältige Möglichkeiten, auf die in folgenden Kapiteln eingegangen wird.

3.1.17 Methan Komprimierung (SCNG)

Darstellung der Technik

In der Natur vorkommendes fossiles Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan und ist je nach Lagerstätte mit weiteren Gasen vermischt. Mit Hilfe von grünem Wasserstoff kann dem Erdgas entsprechendes synthetisches Methan hergestellt werden. Im Englischen wird es als Synthetic Natural Gas (SNG) bezeichnet, welches von der Wortwahl her unglücklich, aber den historisch gewachsenen Bezeichnungen (Erdgas = Natural Gas) geschuldet ist. Zum wirtschaftlichen Transport und anschließendem Verkauf, beispielsweise an PKW-Tankstellen, wird das Erdgas unter Druck gesetzt. Synthetisches Erdgas in komprimierter Form wird im Englischen als Synthetic Compressed Natural Gas (SCNG) bezeichnet.

- Komprimiertes Erdgas (Compressed Natural Gas, CNG) ist hoch verdichtet (z.B. auf 200 bar bei 15 °C). So kann es bei Normaltemperaturen transportiert werden, benötigt aber Behälter, die dem großen Druck standhalten können (siehe auch Kapitel 3.2.2).
- Ebenso wie fossiles Erdgas besteht synthetisches Erdgas hauptsächlich aus Methan (CH₄).
- Durch Kompression wird eine wesentlich geringere Dichte als durch Verflüssigung erreicht.
- Der Energieaufwand für die Kompression ist geringer als der Energieaufwand für die Verflüssigung.

Es wird durch Verluste bei der Kompression von einem Wirkungsgrad von 97 %²³⁹ ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

Vorhandene Technik und Infrastruktur im Verteilerverkehr kann auch mit SCNG weiter genutzt werden.

3.1.18 Methan Verflüssigung (SLNG)

Darstellung der Technik

In der Natur vorkommendes Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan und ist je nach Lagerstätte ein Gemisch mit weiteren Gasen. Zum wirtschaftlichen Transport und anschließendem Verkauf, beispielsweise an Pkw-Tankstellen, wird das Erdgas unter Druck gesetzt oder abgekühlt. Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) ist tiefkalt. Der Siedepunkt liegt bei atmosphärischem Druck bei ungefähr -160 °C.²⁴⁰

Mit Hilfe von grünem Wasserstoff kann ein dem Erdgas entsprechendes Methanäquivalent hergestellt werden, dieses ist das synthetische Erdgas. Im Englischen wird es als Synthetic Natural Gas bezeichnet, welches von der Wortwahl her unglücklich, aber der historisch gewachsenen Bezeichnung (Erdgas = Natural Gas) geschuldet ist. Ebenso wie Erdgas besteht synthetisches Erdgas hauptsächlich aus Methan (CH₄). Synthetisches

²³⁹ Martin Wietschel et al.: Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2019/klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.pdf> (abgerufen am 07.06.2021)

²⁴⁰ TOTAL Deutschland GmbH: LNG – die mobile und umweltschonende Energiequelle. Welche physikalischen Eigenschaften hat LNG? Unter: <https://www.total.de/produkte/gas-strom/fluessiges-erdgas> (abgerufen am 04.02.2021)

Erdgas in verflüssigter Form wird im englischen als Synthetic Liquefied Natural Gas (SLNG) bezeichnet. Synthetisches Erdgas in verflüssigter Form wird ebenfalls als Liquefied Methane Gas (LMG) bezeichnet.

Die Abbildung 17 zeigt die heute übliche Komprimierung um den Faktor 600 durch Verflüssigung. Üblich hierfür ist ein mehrstufiges Verfahren, in dem die Wärme entzogen wird.



↘ Aus einer Volumeneinheit LNG werden etwa 600 Volumeneinheiten Erdgas.

Abbildung 17: Komprimierungsrate von LNG durch Verflüssigung²⁴¹

Die Verflüssigung verbraucht gut 10 % des Heizwertes des Gases. Es wird daher für die weiteren Berechnungen von einem Wirkungsgrad von 90 % ausgegangen.

Stand von Forschung und Entwicklung

- Ein „großer LNG-Tanker transportiert eine enorme Menge von Energie in der Größenordnung von einigen Petajoule; das entspricht mehreren Prozent des Jahresbedarfs der Schweiz an Erdgas“. Trotz besser Isolierung entweicht bei jedem LNG Tank immer ein kleiner Teil des Gases (*boil-off*). Dieses Gas kann entweder direkt genutzt werden, z.B. zum Antrieb des Schiffes, oder muss wieder verflüssigt werden, da Methangas hochgradig klimaschädlich ist.²⁴²
- Der Transport mit Tankern ermöglicht die Markterschließung von Erdgas Erzeuger- und Verbraucherländern, die nicht wirtschaftlich mit Pipelines verbunden werden können.

Die Technik für Flüssigerdgas (LNG) auf der Basis von fossilem Erdgas ist inzwischen ausgereift. Die Anwendung für synthetisches Methan ist daher beherrschbar. Es wird erwartet, dass zukünftig verbesserte Verfahren entwickelt werden, die es ermöglichen, weniger als 10 % der Energie des Methans für die Verflüssigung aufzuwenden.²⁴³

²⁴¹ Ebd.

²⁴² Ebd.

²⁴³ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Flüssigerdgas. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html> (abgerufen am 04.02.2021)

3.1.19 Raffination

Darstellung der Technik

Die Erzeugung von Kerosin, Diesel oder Benzin aus fossilem Rohöl erfolgt in Raffinerien. Dieses Verfahren ist Stand der Technik und wird in dieser Studie nicht weiter beschrieben. Das fossile Rohöl kann durch synthetisch erzeugtes E-Crude ersetzt werden, wodurch entsprechend grüne Kraftstoffe hergestellt werden können.

Stand von Forschung und Entwicklung

Die Erzeugung von Kerosin, Diesel oder Benzin aus fossilem Rohöl in Raffinerien ist auf einem hohen Entwicklungsstand. Durch die Reinheit des synthetischen E-Crudes können mögliche Verbesserungen in den Verfahren erwartet werden.

3.1.20 Verbrennungsmotor

Darstellung der Technik

Der Verbrennungsmotor ist ein seit Anfang des 20. Jahrhunderts genutzter Wandler von chemischer (meist fossiler) Energie in mechanische Energie, welche z.B. zum Vortrieb eines Kraftfahrzeugs genutzt wird. Neben dem in Abbildung 18 gezeigten Viertakt-Ottomotor werden weitere Varianten wie etwa der Dieselmotor oder der Kreiskolbenmotor genutzt.

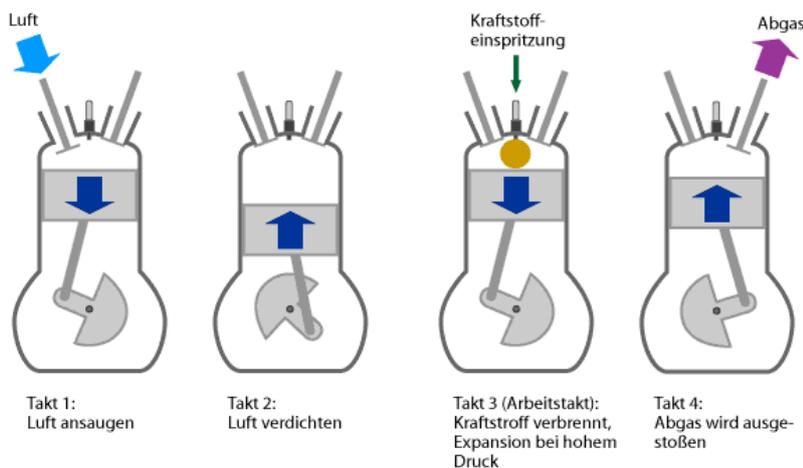


Abbildung 18: Die vier Takte beim Viertakt-Ottomotor²⁴⁴

- Kleinere Dieselmotoren z. B. in Autos erreichen bei Vollast Wirkungsgrade von über 35 %, mit Direkteinspritzung und Turboaufladung auch über 40 %; große Schiffsdiesel erreichen sogar ca. 50 %.
- Es wird für weitere Berechnungen von einem Wirkungsgrad von 40 % ausgegangen.

Die folgende Tabelle zeigt fossile und alternative Kraftstoffe, deren synthetische Äquivalente gleiche oder bessere Qualitäten zur Schadstoffreduktion bieten:

²⁴⁴ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Dieselmotor. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/img/dieselmotor.webp> (abgerufen am 15.05.2020)

Tabelle 2: Fossile und alternative Kraftstoffe mit qualitativ mindestens gleichwertigen synthetischen Äquivalenten²⁴⁵

Name	Aggregatzustand	Dichte in kg/m ³ [A 1]	Heizwert in kWh/kg[A 1]	Heizwert pro Volumeneinheiten[A 2]
Wasserstoff	gasförmig (Normaldruck)	0,09 ^[1]	33,3	3 kWh/m ³
Wasserstoff	gasförmig (20 MPa)		33,3	530 kWh/m ³
Wasserstoff	flüssig	70,8 ^[2]	33,3	2351 kWh/m ³
Erdgas H-Gas (CNG/GNV)	gasförmig (Normaldruck)	0,81	13,0	10,5 kWh/m ³
Erdgas L-Gas (CNG/GNV)	gasförmig (Normaldruck)	0,82	11,3	9,3 kWh/m ³
Erdgas	gasförmig (20 MPa)		12,0	2580 kWh/m ³
Autogas („Flüssiggas“)	flüssig	540	12,8	6966 kWh/m ³
Superbenzin	flüssig	748 ^[3]	11,4 ^[4]	8527 kWh/m ³
Methanol	flüssig	787 ^[5]	5,53 ^[6]	4352 kWh/m ³
Ethanol	flüssig	789 ^[7]	7,43 ^[7]	5862 kWh/m ³
Benzin-Benzol-Gemisch	flüssig	796	11,6	9300 kWh/m ³
Diesel	flüssig	833 ^[8]	11,9 ^[9]	9912 kWh/m ³
Benzol	flüssig	879 ^[10]	11,1 ^[6]	9756 kWh/m ³
Pflanzenöl	flüssig	918 ^[11]	10,4 ^[11]	9547 kWh/m ³

- ↑ ^{a b} Für komplexe Stoffgemische sind Durchschnitts- bzw. Mittelwerte angegeben.
- ↑ Berechnet aus dem jeweiligen bequellten Wert nach $m = V \cdot \rho$ wenn nicht anders angegeben.

- ↑ Dichte bei 0 °C. Eintrag zu [Wasserstoff](#) in der GESTIS-Stoffdatenbank des IFA, abgerufen am 27. November 2017
- ↑ Dichte bei -253 °C. David R. Lide (Hrsg.): *CRC Handbook of Chemistry and Physics*. 89. Auflage. (Internet-Version: 2009), CRC Press/Taylor and Francis, Boca Raton, FL, *Properties of the Elements and Inorganic Compounds*, S. 4-17.
- ↑ Dichte bei 15 °C. Norm DIN EN 228:2014-10 *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren* ([beuth.de](#)).
- ↑ Konrad Reif: *Ottomotor-Management: Steuerung, Regelung und Überwachung*. 4., vollst. neubearb. Auflage. Springer-Verlag, Wiesbaden 2014, ISBN 978-3-8348-2102-7, S. 69 (eingeschränkte Vorschau in der Google-Buchsuche).
- ↑ Dichte bei 25 °C. Eintrag zu [Methanol](#) in: *Römpp Online*. Georg Thieme Verlag, abgerufen am 27. November 2017.
- ↑ ^{a b} Yaşar Demirel: *Energy: Production, Conversion, Storage, Conservation, and Coupling*. Springer, London 2012, ISBN 978-1-4471-2372-9, S. 38, doi:10.1007/978-1-4471-2372-9 (Dort entnommen aus *The Engineering Toolbox*).
- ↑ ^{a b} Dichte bei 20 °C. Eintrag zu [Ethanol](#) in: *Römpp Online*. Georg Thieme Verlag, abgerufen am 27. November 2017.
- ↑ Dichte bei 15 °C. Norm DIN EN 590:2017-10 *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieseldieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren* ([beuth.de](#)).
- ↑ Jan Hoinkis: *Chemie für Ingenieure*. Wiley-VCH, Weinheim 2015, ISBN 978-3-527-68461-8 (eingeschränkte Vorschau in der Google-Buchsuche).
- ↑ Dichte bei 20 °C. Eintrag zu [Benzol](#) in: *Römpp Online*. Georg Thieme Verlag, abgerufen am 27. November 2017.
- ↑ ^{a b} Dichte bei 15 °C. Norm DIN 51605:2010-09 *Kraftstoffe für pflanzenölaugliche Motoren – Rapsölkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren* ([beuth.de](#)).

Stand von Forschung und Entwicklung

- Forschung und Entwicklung von Verbrennungsmotoren sind seit Jahrzehnten nahezu ausgereift. Größere Verbesserungen bei den Wirkungsgraden sind nicht zu erwarten.
- Spezialisten von BMW, HOERBIGER, TU Graz und HyCentA entwickelten im Rahmen des Projekts "H2BVplus" ein Wasserstoff-Brennverfahren mit höchsten Wirkungsgraden für Pkw-Verbrennungsmotoren (Wirkungsgrad 42 %, Ziel 45 %).²⁴⁶

²⁴⁵ Josua et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Kraftstoff. Unter: de.wikipedia.org/wiki/Kraftstoff (abgerufen am 08.02.2021)

²⁴⁶ BMW Group: BMW Wasserstoffmotor erreicht Spitzenwirkungsgrad. Unter: <https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0005613DE/bmw-wasserstoffmotor-erreicht-spitzenwirkungsgrad?language=de> (abgerufen am 10.12.2020)

Die Technik der Verbrennungsmotoren ist ausgereift und robust. Der Aufwand für eine Umstellung von fossilen Kraftstoffen auf ihre synthetischen Äquivalente ist beherrschbar.

3.2 Entwicklungsstand hinsichtlich der Logistik

3.2.1 Transport von Strom

Darstellung der Technik

Die Generierung von grünem Strom aus regenerativen Quellen stellt die erste Phase der Herstellung von grünem Wasserstoff bzw. grüner wasserstoffbasierter Energieträger dar. Der grüne Strom kann anschließend entweder lokal für den Betrieb von Elektrolyseuren verwendet werden, wenn Stromproduktion und Elektrolyse in unmittelbarer Nähe zueinander stattfinden, oder muss entsprechend über Stromtrassen transportiert werden. Stromtrassen für die Fernübertragung von Strom werden an Land über Freileitungen oder Erdkabel, auf See über Seekabel realisiert.

Dabei wird an Land in der Regel mit Dreiphasen-Drehstrom mit einer Frequenz von 50 Hertz und einer Spannung von bis zu 380.000 Volt übertragen. Die Struktur im europäischen Verbundnetz ist in Abbildung 19 dargestellt.

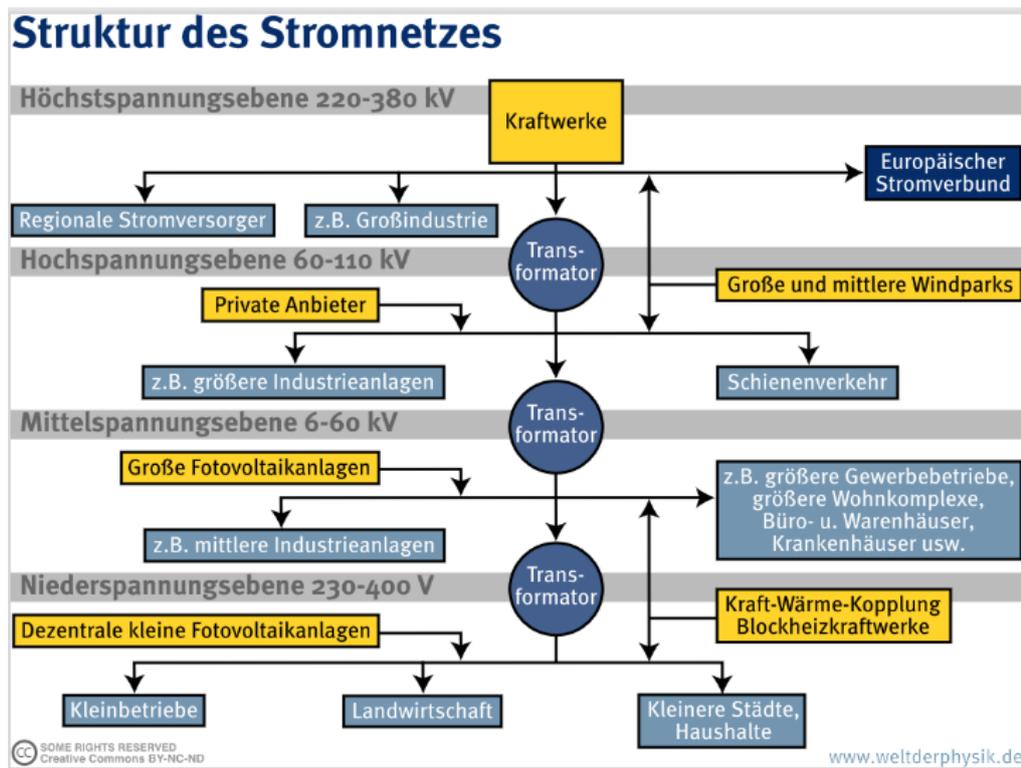


Abbildung 19: Struktur des Stromnetzes im europäischen Verbundnetz²⁴⁷

²⁴⁷ Hermann-Friedrich Wagner: Struktur des deutschen Stromnetzes. Unter: <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/strom/netzstruktur> (abgerufen am 16.12.2020) Bildlizenz: CC-BY-NC-ND.

Die Übertragungsverluste in Dreiphasensystemen betragen in Mitteleuropa etwa 6 % der Netzleistung, gemittelt über die verschiedenen Spannungsebenen. Die relativen Verluste von rund 1 % auf 100 km Länge bleiben bei einer Freileitung auch bei geringeren Übertragungsleistungen in etwa konstant.²⁴⁸

Die Übertragungsverluste können durch den Einsatz der HGÜ (Hochspannungs-Gleichstromübertragung) reduziert werden. Dafür ist allerdings der Einsatz von Gleichrichtern und Wechselrichtern notwendig, damit vor und nach der Übertragung Wechselstrom vorhanden ist. Der Verlust durch Stromrichter beträgt auf beiden Seiten zusammen deutlich unter 2 %. Die Energieverluste in der Leitung können recht niedrig sein – in günstigen Fällen nur z. B. 3 % pro 1.000 km Leitungslänge.²⁴⁹ HGÜ wird z.Zt. vor allem bei Seekabeln eingesetzt. Erste Trassen für eine Fernübertragung durch Deutschland sind bereits in Bau.²⁵⁰

Die Vorhaben zum Ausbau des Netzes aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) sind im Folgenden auf der Deutschland-Karte Abbildung 20 ersichtlich. Die erreichten Fortschritte in den einzelnen Kategorien bis einschließlich Herbst 2020 befinden sich in der Abbildung 21.

²⁴⁸ Wdwd et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Übertragungsverlust. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/%C3%9Cbertragungsverlust> (abgerufen am 15.12.2020)

²⁴⁹ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Hochspannungs-Gleichstromübertragung. Unter: https://www.energie-lexikon.info/hochspannungs_gleichstromuebertragung.html (abgerufen am 15.12.2020)

²⁵⁰ Wdwd et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Hochspannungs-Gleichstrom-%C3%9Cbertragung> (abgerufen am 05.08.2021)

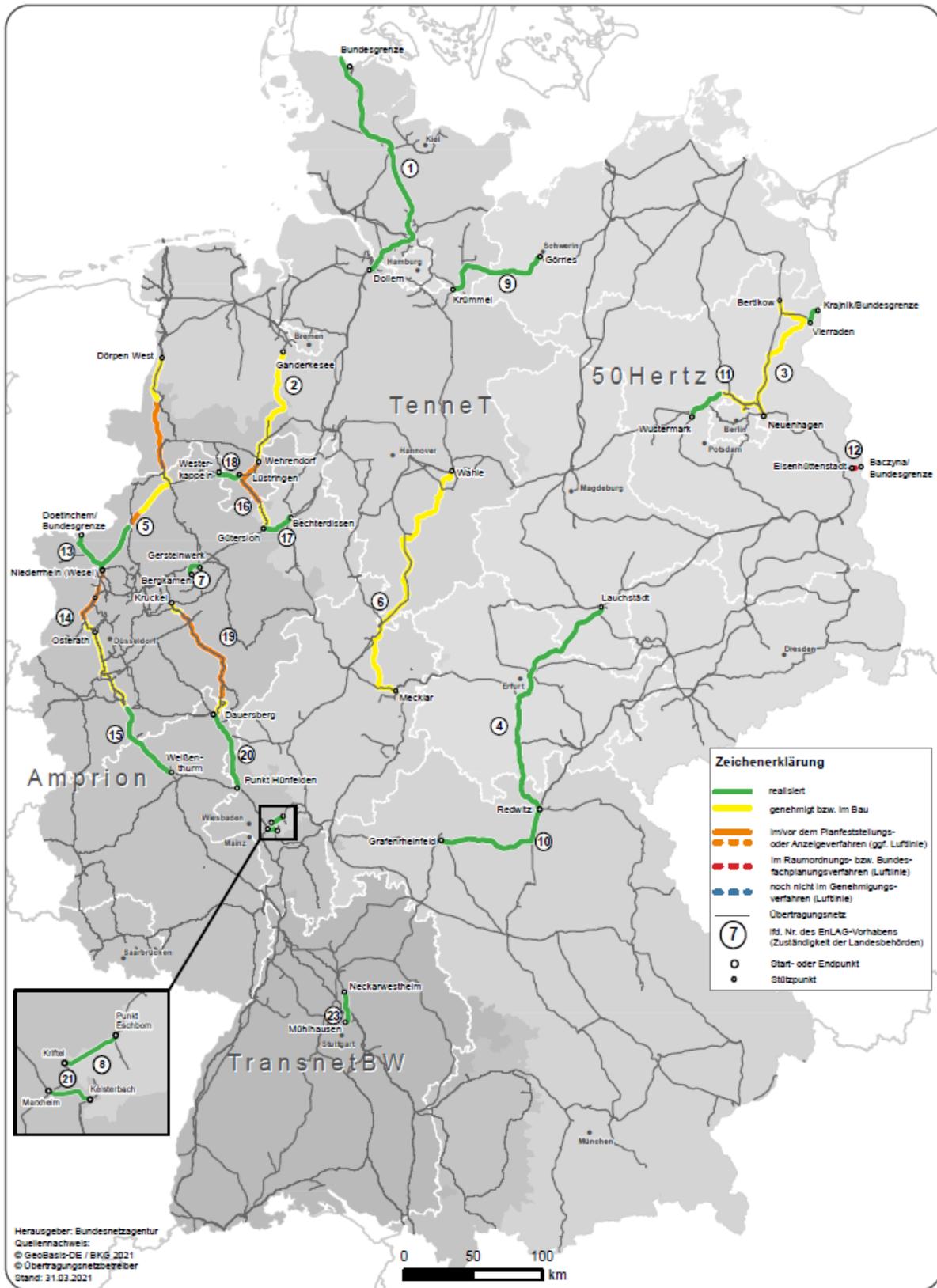


Abbildung 20: Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem ersten Quartal 2021²⁵¹

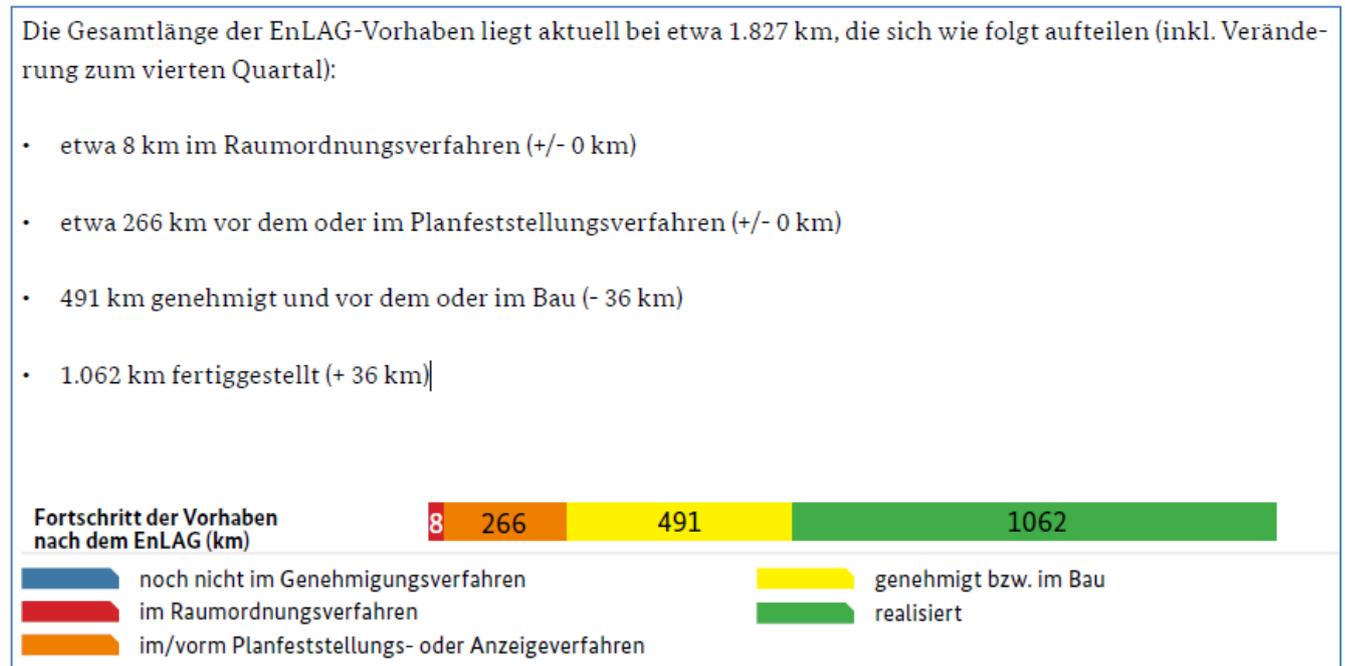


Abbildung 21: Fortschritt der Vorhaben nach dem EnLAG (Stand nach dem ersten Quartal 2021)²⁵²

Die Vorhaben zum Ausbau des Netzes aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) werden laufend aktualisiert. Ein weiterer Fortschritt ist beim Ausbau der regenerativen Energien sowohl in den Fernverbindungen als auch im Verteilnetz notwendig.

Stand von Forschung und Entwicklung

Das Verfahren der Hochspannungs-Gleichstromübertragung ist mit dem Einsatz der Offshore-Windenergie und deren Anbindung an das Festland erprobt und hat sich etabliert.

Deshalb wird diese Technik für eine verlustarme Übertragung von Strom über lange Distanzen an Land bevorzugt. Die Vorteile bei Übertragungsverlusten ergeben sich bei Entfernungen von 750 km an aufwärts.²⁵³

Mit dem Ausbau der regenerativen Energien und der Förderung des Energieverbrauchs hin zu grünem Strom ergeben sich zwangsläufig auch höhere Anforderungen an das deutsche und europäische Stromnetz. Für längere Strecken bietet dabei die Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnik (HGÜ-Technik) Potenziale.

²⁵¹ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Monitoring des Stromnetzausbaus Erstes Quartal 2021 Unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Monitoringberichte/Monitoring_2021-Q1.pdf?__blob=publicationFile (abgerufen am 31.08.2021)

²⁵² Ebd.

²⁵³ Wdwd et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Hochspannungs-Gleichstrom-%C3%9Cbertragung> (abgerufen am 05.08.2021)

3.2.2 Transport von Gas (gasförmig)

Darstellung der Technik

Gase können in unterschiedlichen Aggregatzuständen entweder verflüssigt oder unter Druck transportiert werden. Beide Zustände haben unterschiedliche Vor- und Nachteile. Durch Verflüssigung erreichen Gase die höchstmögliche Komprimierung und dadurch eine hohe Dichte. Die Verflüssigung ist allerdings sehr energieintensiv und der Transport ist eine technische Herausforderung. Die andere Möglichkeit des Transports von Gasen ist der Transport in gasförmigem Zustand. Dabei steht das Gas unter Druck, um eine höhere Komprimierung zu erreichen und wird entweder in speziellen Druckbehältern oder in Pipelines transportiert. Die Konstruktion von Druckbehältern ist vergleichsweise einfach, da z. B. keine Isolierung gegen Wärmeeinfluss wie bei verflüssigten Gasen benötigt wird. Die Druckbehälter müssen so gefertigt sein, dass sie Druck standhalten können, der 500 bar deutlich überschreiten kann, um den Sicherheitsvorschriften hinsichtlich des Berstdrucks zu genügen. Die verwendeten Materialien sind unterschiedlich und abhängig vom jeweiligen Transportdruck.²⁵⁴

Mehrere solcher einzelner Druckbehälter können zusammengeschlossen und in einem größeren Container transportiert werden, wie in Abbildung 22 dargestellt.



Abbildung 22: Container mit Druckbehältern²⁵⁵

Neben Druckcontainern sind Pipelines eine effiziente Möglichkeit, große Mengen Gas zu transportieren. Die Röhren aus Stahl können entweder über Land oder auch auf dem Meeresboden verlegt werden. In den Röhren wird Gas bei Drücken zwischen 30 und 80 bar transportiert. Um einem Druckverlust vorzubeugen, werden in bestimmten Abständen Kompressorstationen eingefügt, um den Druck aufrecht zu erhalten. Pipelines für Erdgas werden mit zunehmender Länge teuer im Bau und Betrieb. Ab einer Länge von über 1.300 km auf dem Meeresboden oder über 4.000 km über Land ist es kostengünstiger, das verflüssigte Erdgas mit Schiffen zu transportieren.²⁵⁶

²⁵⁴ Vito Milella et al.: Potenzialbeschreibung – Wasserstofftransport über das Schienennetz. Studie der LandesEnergieAgentur Hessen GmbH (LEA) S. 14ff. Unter: <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf> (abgerufen am 11.02.2021)

²⁵⁵ NPROXX B.V.: Speichersystem. Unter: www.nprox.com (erhalten am 03.03.2021)

²⁵⁶ I.A. Gondal: 12 - Hydrogen transportation by pipelines. Editor(s): Ram B. Gupta, Angelo Basile, T. Nejat Vezirođlu, In Woodhead Publishing Series in Energy, Compendium of Hydrogen Energy, Woodhead Publishing, 2016, Pages 301-322, ISBN 9781782423621, <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00012-2>. Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423621000122> (abgerufen am 11.02.2021)

- In 40-Fuß-Druckcontainern oder Trailern können etwa 10 t komprimiertes Methan oder 1 t komprimierter Wasserstoff transportiert werden.²⁵⁷ In einem 20-Fuß-Tankcontainer können bis zu 17 t komprimiertes Ammoniak, das unter Druck verflüssigt wird, transportiert werden.²⁵⁸
- Pipelines für Methan (Erdgas) sind die verbreitetste Art von Gaspipelines. Weltweit gibt es etwa 3 Mio. km Erdgaspipelines.²⁵⁹ Diese Pipelines sind üblicherweise aus Stahl gefertigt.
- Die Technik für Wasserstoffpipelines ist ähnlich wie für Erdgas. Die Anforderungen an das Material sind allerdings höher, da Wasserstoff Metalle wie Stahl verspröden kann, wodurch die Integrität der Pipeline eingeschränkt werden kann. Weltweit gibt es nur etwa 5.000 km Wasserstoffpipelines.
- Auch Ammoniak kann in Pipelines transportiert werden. Allein in den USA gibt es etwa 5.000 km Ammoniakpipelines.²⁶⁰ Der Unterschied zu anderen Gasen ist, dass Ammoniak bereits ab einem Druck von 9 bar flüssig wird, weshalb in diesen Pipelines flüssiges Ammoniak transportiert wird.²⁶¹

Stand von Forschung und Entwicklung

- Container für den Drucktransport von Gasen haben standardisierte Größen²⁶², um mit ebenfalls standardisierten Umschlagsgeräten umgeschlagen werden zu können. Es ist nicht sinnvoll, von diesem Standard abzuweichen. Die Forschung sollte den Fokus daher auf die Optimierung der verbauten Gastanks legen, um größere Mengen komprimierter Gase transportieren zu können.
- Es wird zurzeit daran geforscht, bestehende Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff zu nutzen. Erste Studien weisen darauf hin, dass die Möglichkeit im Einzelfall untersucht werden muss.²⁶³
- Die Wasserstoffspeicherung in Kavernen ist in der Erprobung und steht vor der Einführung.²⁶⁴
- Ein Brennstoffzellenhersteller sowie ein Anbieter von Druckgastransportlösungen haben eine Absichtserklärung unterzeichnet, gemeinsam ein mit Brennstoffzellen betriebenes Schiff zum Transport von 2.000 t unter Druck stehendem Wasserstoff zu entwickeln.²⁶⁵

²⁵⁷ Wystrach GmbH: Transportmodule für Gase - CNG / H₂. Unter: <https://www.wystrach.gmbh/produkt-wystrach-gascontainer-cng.html> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁵⁸ Eurotainer SA: The #1 Tank in Container Leasing. Unter: <https://www.eurotainer.com/de/container/gastanks/gastanks-fuer-wasserfreies-ammoniak> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁵⁹ Timur Gül et al: The future of hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. S. 34. Unter: <https://www.env.go.jp/earth/g20karuizawa/assets/pdf/The%20future%20of%20Hydrogen.pdf> (abgerufen am 07.04.2021)

²⁶⁰ Raffaele Piria et al.: Wasserstoff in den USA. adelphi consult GmbH (Hg.). Unter: https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Wasserstoff%20in%20den%20USA_adelphi%20Studie.pdf (abgerufen am 02.09.2021)

²⁶¹ Sankara Papavinasam: Corrosion Control in the Oil and Gas Industry S. 123. Gulf Professional Publishing, 2014, ISBN 9780123970220, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.04001-2>. Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123970220040012> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁶² International Organization for Standardization: ISO 668:2013. Series 1 freight containers — Classification, dimensions and ratings. Unter: <https://www.iso.org/standard/59673.html> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁶³ IRENA (2019), Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf (abgerufen am 12.02.2021)

²⁶⁴ Mehr Informationen unter: Nicole Weinhold: Nicht so schwierig: Wasserstoff in Erdgas-Kavernen speichern. Unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/nicht-so-schwierig-wasserstoff-in-erdgas-kavernen-speichern> (abgerufen am 29.03.2021)

²⁶⁵ Ballard Power Systems: Ballard Signs MOU with Global Energy Ventures For Development of Fuel Cell-Powered Ship. Unter: <https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2021/02/03/ballard-signs-mou-with-global-energy-ventures-for-development-of-fuel-cell-powered-ship> (abgerufen am 08.02.2021)

Der Transport von Wasserstoff unter Druck benötigt höhere Volumina im Vergleich zum tiefkalt verflüssigten Transport. Trotzdem hat der Transport in Druckbehältern Vorteile: Der zeitkritische Faktor durch Boil-Off-Gas entfällt, was auf langen Transportstrecken oder bei langer Lagerung von Vorteil ist. Der Transport vom Hersteller bis zum Verbraucher kann in dieser Form durchgängig erfolgen.

3.2.3 Transport von Gas (flüssig)

Darstellung der Technik

Gase zu transportieren ist eine technische Herausforderung, da sie eine geringe Dichte haben und es daher technisch aufwendig ist, große Mengen zu transportieren. Aus diesem Grund werden Gase wie Wasserstoff, Erdgas oder Ammoniak vor dem Transport verflüssigt. Durch die Verflüssigung wird das Gas stark komprimiert und es können bei gleichem Volumen größere Massen und größere Energiemengen transportiert werden.²⁶⁶ Wann ein Gas den Aggregatzustand wechselt und flüssig wird, ist abhängig vom Umgebungsdruck und der Temperatur des Gases. Diese Temperatur liegt meistens deutlich unter 0 °C. Verflüssigte Gase werden in Tanks transportiert. Diese Tanks müssen den erforderlichen Gasdrücken standhalten können und zudem über eine ausreichende Isolation verfügen, um ein Verdampfen des Gases („boil-off“) zu vermeiden. Diese sogenannten Kryotanks bestehen in der Regel aus zwei Stahlbehältern, die durch eine Isolationsschicht und ein Vakuum voneinander getrennt sind. In einigen gewichtskritischen Anwendungsfällen werden die Tanks nicht aus Stahl, sondern aus leichteren Werkstoffen gefertigt.²⁶⁷ Verflüssigte Gase werden in Tanks auf Schiffen^{268, 269}, in Tanklastwagen²⁷⁰ oder in Containern²⁷¹ transportiert. Bei einem Transport über weite Strecken verdampft trotz der Isolierung immer ein geringer Teil der Ladung, der wieder verflüssigt oder verbrannt wird.²⁷² Die resultierenden Verluste sind vor allem für lang andauernde Transporte eine Herausforderung.

- Für den Transport verflüssigter Gase auf See werden spezielle Tanker eingesetzt. Die Größe der Tanker wird durch die Anforderung an die Tanks und durch Größenbestimmungen der Häfen durchgesetzt und fällt daher sehr unterschiedlich aus. Der derzeit größte Flüssigwasserstofftanker transportiert ein Volumen von 1.250 m³ Flüssigwasserstoff²⁷³, ein Flüssigerdgastanker um 180.000 m³

²⁶⁶ U.S. Energy Information Administration: Natural gas explained. Liquefied natural gas. Unter: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁶⁷ Martin Sippel et al.: Progress on Advanced Cryo-Tanks Structural Design Achieved in CHATT-Project. Unter: <https://elib.dlr.de/107546/1/ECSSMET2016CHATT.pdf> (abgerufen am 11.07.2021)

²⁶⁸ Clarkson Research Services Limited: Shipping Intelligence Network (SIN). Unter: <https://sin.clarksons.net/> (abgerufen am 24.06.2021)

²⁶⁹ Amit Malewar: Japan introduces the world's first liquid hydrogen transport vessel. Unter: <https://www.inceptivemind.com/japan-suiso-frontier-worlds-first-liquid-hydrogen-transport-vessel/10801> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁷⁰ Medienforum Deutscher Wasserstofftag (Linde AG und VDI Wissensforum): Liquid Hydrogen Container. Unter: https://www.linde-gas.de/de/images/Wasserstofftag-03_Exponat_Trailer_tcm565-71326.pdf (abgerufen am 12.02.2021)

²⁷¹ Gardner Cryogenics: Hydrogen Products. World-class hydrogen storage and transport. Unter: <https://www.gardnercryo.com/hydrogen-products> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁷² Mohammed Al-Breiki, Yusuf Bicer, Comparative life cycle assessment of sustainable energy carriers including production, storage, overseas transport and utilization, *Journal of Cleaner Production*, Volume 279, 2021, 123481, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123481>. Unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620335265> (abgerufen am 11.02.2021)

²⁷³ Amit Malewar: Japan introduces the world's first liquid hydrogen transport vessel. Unter: <https://www.inceptivemind.com/japan-suiso-frontier-worlds-first-liquid-hydrogen-transport-vessel/10801> (abgerufen am 12.02.2021)

(teilweise sogar über 250.000 m³)²⁷⁴, während Tanker für Ammoniak ca. 20.000 m³ transportieren.²⁷⁵

- Über Land können verflüssigte Gase in Tankwagen auf der Straße zu ihrem Ziel bewegt werden. Ein zugelassener Tankwagen für die Straße fasst etwa 45 m³, die Größe des Tankwagens ist beschränkt durch maximal zulässige Abmessungen für Lkw.²⁷⁶
- Kleinere Mengen Wasserstoff können auch in speziellen Containern mit Standardmaßen transportiert werden. In einem 40-Fuß-Tankcontainer können bis zu 40 m³ Flüssigwasserstoff transportiert werden.²⁷⁷ Diese Container werden mit herkömmlichen Transportmitteln wie Schiffen, Zügen und Lkw transportiert.

Stand von Forschung und Entwicklung

Es wird bereits an größeren Flüssigwasserstofftankern für den Transport über weite Seestrecken geforscht. Für die langfristige Zukunft wird erwartet, dass Tanker statt 1.250 m³²⁷⁸ bis zu 160.000 m³ Flüssigwasserstoff²⁷⁹ transportieren können. Die Größen von Containern und Tankwagen für den Transport von Flüssigwasserstoff unterliegen Normierungen^{280, 281} und können daher nicht größer gebaut werden. Die Forschung wird sich in diesem Bereich daher darauf konzentrieren, Isolierungen zu verbessern und Rückverflüssigungsanlagen effizienter zu gestalten.

Dasselbe Phänomen ist auch bei Transportmitteln für andere verflüssigte Gase deutlich; es zeichnen sich bereits optimale Größen für verschiedene Transportmittel ab. Es gibt beispielsweise für den Transport von Flüssigerdgas Tanker mit einer Kapazität von über 200.000 m³, der weitaus größte Teil der geordneten Tanker hat allerdings „nur“ eine Kapazität von bis zu 180.000 m³.²⁸²

Tiefkalt verflüssigte Gase werden in speziellen Tanks mit verschiedenen Verkehrsmitteln transportiert. Durch die Verflüssigung erhöht sich die Dichte des Gases und es werden gegenüber dem Drucktransport bei gleichem Transportvolumen mehr Masse und Energie transportiert. Die Reduzierung von „boil-off“, also der Teile der Ladung, die durch Überschreiten des Siedepunktes verdampfen, ist insbesondere im Bereich des Transports von Flüssigwasserstoff Gegenstand der Forschung. Zudem wird an Schiffen geforscht, die große Mengen Flüssigwasserstoff über weite Strecken transportieren können.

²⁷⁴ Clarkson Research Services Limited: Shipping Intelligence Network (SIN). Unter: <https://sin.clarksons.net/> (abgerufen am 24.06.2021)

²⁷⁵ Ebd.

²⁷⁶ Medienforum Deutscher Wasserstofftag (Linde AG und VDI Wissensforum): Liquid Hydrogen Container. Unter: https://www.linde-gas.de/de/images/Wasserstofftag-03_Exponat_Trailer_tcm565-71326.pdf (abgerufen am 12.02.2021)

²⁷⁷ Gardner Cryogenics: Hydrogen Products. World-class hydrogen storage and transport. Unter: <https://www.gardnercryo.com/hydrogen-products> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁷⁸ Amit Malewar: Japan introduces the world's first liquid hydrogen transport vessel. Unter: <https://www.inceptivemind.com/japan-suiso-frontier-worlds-first-liquid-hydrogen-transport-vessel/10801> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁷⁹ Kawasaki Heavy Industries: From LNG Carriers to Liquefied Hydrogen Carriers. Unter: <https://global.kawasaki.com/en/stories/articles> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁸⁰ International Organization for Standardization: ISO 668:2013. Series 1 freight containers — Classification, dimensions and ratings. Unter: <https://www.iso.org/standard/59673.html> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁸¹ EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE 2010/35/EU. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX:32010L0035> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁸² Clarkson Research Services Limited: Shipping Intelligence Network (SIN). Unter: <https://sin.clarksons.net/> (abgerufen am 24.06.2021)

3.2.4 Transport von Flüssigkeiten

Darstellung der Technik

Dieser Abschnitt bezieht sich auf den Transport von Energieträgern, die unter Normalbedingungen flüssig sind. Der Transport von Gasen, deren Volumen entweder durch eine Erhöhung des Transportdrucks oder durch eine starke Herabkühlung bis zur Verflüssigung reduziert wird, wird in Abschnitt 3.2.2 und in Abschnitt 3.2.3 beschrieben. Herkömmliche Kraftstoffe wie beispielsweise Rohöl, Raffinerieprodukte wie Benzin oder Diesel oder auch weniger verbreitete Energieträger wie zum Beispiel Methanol sind unter Normalbedingungen in der Regel in einem flüssigen Zustand und werden auch so transportiert. Bei flüssigen Ladungen ist das erzielbare Verhältnis vom Volumen der Ladung zu der transportierten Masse und damit auch im Verhältnis zur transportierten Energiemenge im Optimum.^{283, 284} Diese Energieträger können in Tanks zum Beispiel auf speziellen Tankwagen²⁸⁵ oder Containern²⁸⁶ transportiert werden. Über lange Strecken können Tankschiffe eingesetzt werden, mit denen sehr große Mengen an Energie transportiert werden können.²⁸⁷

- Tankwagen haben ein Tankvolumen von bis zu 39 m³. Die Menge der mitführbaren Flüssigkeiten wird auch durch die Masse der Ladung bestimmt. Hat diese eine höhere Dichte, kann das Volumen des Anhängers nicht voll ausgenutzt werden. Zudem muss immer ein Prozentsatz des Tanks leer bleiben, um einer Ausdehnung der Ladung vorzubeugen.²⁸⁸
- Es gibt ISO-Tankcontainer mit 20 oder 40 ft Größe. Diese Container können mit Lkw, auf Zügen oder auf Containerschiffen transportiert werden. Der 20 ft-Container hat ein Volumen von bis zu 26 m³, der 40 ft-Container bis zu 44 m³. Wie auch bei den Tankwagen können diese Volumina nicht voll genutzt werden.²⁸⁹
- Tankschiffe sind eine Option, große Mengen flüssiger Energieträger zu transportieren. Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über verschiedene typische Schiffsgrößen, mit denen unterschiedliche flüssige Energieträger transportiert werden.

²⁸³ British Broadcasting Corporation: States of matter: Density. Unter: <https://www.bbc.co.uk/bitesize/guides/ztb3h39/revision/2> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁸⁴ Ein Feststoff hätte theoretisch eine noch eine höhere Energiedichte als eine Flüssigkeit. Allerdings würde dies eine Erhöhung von Transportdruck oder eine Reduzierung der Transporttemperatur erfordern, wodurch der Transport technisch aufwändiger und unwirtschaftlicher würde.

²⁸⁵ Kässbohrer Sales GmbH: Tankauflieger für Gefahrstoffe. K.STB E 39 / 5 - 11 / 24. Unter: <https://www.kaessbohrer.com/de/produkte/tankauflieger-599-c/tankauflieger-fur-gefahrstoffe-622-c/k-stb-e-39-5-11-24-519-p> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁸⁶ International Organization for Standardization: ISO 668:2013. Series 1 freight containers — Classification, dimensions and ratings. Unter: <https://www.iso.org/standard/59673.html> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁸⁷ Encyclopædia Britannica, Inc.: Tanker. Unter: <https://www.britannica.com/technology/tanker> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁸⁸ Kässbohrer Sales GmbH: Tankauflieger für Gefahrstoffe. K.STB E 39 / 5 - 11 / 24. Unter: <https://www.kaessbohrer.com/de/produkte/tankauflieger-599-c/tankauflieger-fur-gefahrstoffe-622-c/k-stb-e-39-5-11-24-519-p> (abgerufen am 12.02.2021)

²⁸⁹ MT Container GmbH: Tankcontainer kaufen: Darauf kommt es an. Unter: <https://www.mtcontainer.de/container/tank-container/tankcontainer-kaufen/> (abgerufen am 12.02.2021)

Tabelle 3: Übersicht über verschiedene Schiffsgößen²⁹⁰

	Methanol	E-Crude	E-Diesel	E-Benzin
Schiffstyp	LPG Tanker	Ultra Large Crude Carrier	Product Tanker	Product Tanker
Beispielschiff [Name]	Taranaki Sun	FSO Asia	LR2 Eternity	LR2 Eternity
Stoffdichte [kg/m ³]	792	870	845	879
Tankvolumen [m ³]	55.330	513.683	115.572	115.572
Transportierte Stoffmenge [t]	42.945	437.966	95.705	99.556
Transportierte Energie [GWh]	235	5.080	1.139	1.155

Stand von Forschung und Entwicklung

- Die Größe von Tanklastwagen²⁹¹ und Containern²⁹² ist durch zulässige Maximalgrößen beschränkt. In diesem Bereich wird an neuen Tankmaterialien und Effizienzsteigerungen geforscht.
- Gleiches gilt für Tankschiffe. Sinnvolle Größen werden durch die Nachfrage vorgegeben und haben sich bereits herauskristallisiert (siehe auch Tabelle 3).²⁹³ Es wird auch hier an der Effizienz zum Beispiel von Ladepumpen geforscht, um Ladungsverluste gering zu halten.²⁹⁴

Wie auch verflüssigte Gase werden Flüssigkeiten in spezialisierten Tanks gelagert. Zum Transport können unterschiedliche Verkehrsträger eingesetzt werden. Da Flüssigkeiten unter Normalbedingungen chemisch stabil sind, kann es nicht zu „boil-off“ kommen, wodurch der Transport und die Lagerung technisch nicht kompliziert sind. Optimale Größen von Transportmitteln für unterschiedliche Flüssigkeiten sind bereits entwickelt. Die Forschung in diesem Bereich ist von der Entwicklung alternativer Tankmaterialien oder einer Erhöhung der Effizienz unterschiedlicher Komponenten geprägt.

3.3 Wasserstoff-Tankstellennetz

Im Bereich Straßenverkehr hat die Europäische Union in der „Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“²⁹⁵

²⁹⁰ ISL, eigene Darstellung basierend auf: Clarkson Research Services Limited: Shipping Intelligence Network (SIN). Unter: <https://sin.clarksons.net/> (abgerufen am 24.06.2021)

²⁹¹ EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE 2010/35/EU. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX:32010L0035> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁹² International Organization for Standardization: ISO 668:2013. Series 1 freight containers — Classification, dimensions and ratings. Unter: <https://www.iso.org/standard/59673.html> (abgerufen am 05.08.2021)

²⁹³ Clarkson Research Services Limited: Shipping Intelligence Network (SIN). Unter: <https://sin.clarksons.net/> (abgerufen am 24.06.2021)

²⁹⁴ Bei Tankern kann eine Residualmenge der transportierten Flüssigkeit in den Tanks verbleiben, die durch die Ladungspumpen nicht entladen werden kann.

²⁹⁵ EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE 2014/94/EU. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094> (abgerufen am 17.05.2021)

u. a. den Rahmen für die Wasserstoffversorgung für den Straßenverkehr geschaffen. So ist in Artikel 5 „Wasserstoffversorgung für den Straßenverkehr“ folgendes festgelegt:

„(1) Mitgliedstaaten, die sich dafür entscheiden, in ihre nationalen Strategierahmen öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen aufzunehmen, stellen sicher, dass bis 31. Dezember 2025 eine angemessene Anzahl solcher Tankstellen zur Verfügung steht, um den Verkehr von Kraftfahrzeugen mit Wasserstoffantrieb, einschließlich Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb, innerhalb der von diesen Mitgliedstaaten festgelegten Netze, darunter gegebenenfalls grenzüberschreitende Verbindungen, sicherzustellen.

(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen, die ab dem 18. November 2017 errichtet oder erneuert werden, den technischen Spezifikationen nach Anhang II Nummer 2²⁹⁶ entsprechen.

(3) Der Kommission wird die Befugnis übertragen, gemäß Artikel 8 delegierte Rechtsakte zur Aktualisierung der Bezugnahmen auf die in den technischen Spezifikationen in Anhang II Nummer 2 aufgeführten Normen zu erlassen, wenn diese Normen durch von den einschlägigen Normungsgremien verabschiedete neue Fassungen ersetzt werden.

Es ist besonders wichtig, dass die Kommission ihrer üblichen Praxis folgt und vor dem Erlass dieser delegierten Rechtsakte Konsultationen mit Sachverständigen, auch mit Sachverständigen der Mitgliedstaaten, durchführt. In diesen delegierten Rechtsakten wird eine Übergangsfrist von mindestens 24 Monaten vorgesehen, bevor die darin enthaltenen technischen Spezifikationen oder ihre Änderungen für neu zu errichtende oder zu erneuernde Infrastrukturen bindend werden.“

Im Februar 2015 „hat das Joint Venture H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG mit den Gesellschaftern Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell und TOTAL den operativen Betrieb aufgenommen, mit dem Ziel den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland maßgeblich zu beschleunigen. Seit dem 15.06.2016 kann neben Benzin und Diesel direkt am Autobahnkreuz Wuppertal-Nord (Nordrhein-Westfalen) [...] gasförmiger Wasserstoff (H₂) getankt werden. [...] Aufgabe der Gesellschaft ist der flächendeckende Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland und damit Koordination, Planung, Bau und Betrieb von bis zu 400 H₂-Stationen bis zum Jahr 2023.“²⁹⁷

H2 Mobility benennt als erstes Ziel „den Betrieb von 100 Wasserstoffstationen in sieben deutschen Ballungszentren (Hamburg, Berlin, Rhein-Ruhr, Frankfurt, Nürnberg, Stuttgart und München) sowie entlang der verbindenden Fernstraßen und Autobahnen. An allen Stationen können Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (Kleintransporter) mit 700 bar und einem Bedarf von 5 kg (teilweise auch bis 8 kg) Wasserstoff tanken.“ Im Schwerlast- und Busverkehr ist eine 350 bar Betankung erforderlich, die andere technische Anforderungen an die Tankstellen stellt. Aktuell wird laut H2 Mobility an „sieben ausgewählten Standorten eine 350 bar Betankung für Busse“ angeboten. Und ab „2021 werden weitere Stationen dort errichtet, wo eine Nutzfahrzeugnachfrage besteht und eine öffentliche Tankstelle für ein wachsendes Tankstellennetz für Pkw sinnvoll erscheint“.²⁹⁸

²⁹⁶ Im Anhang II Nummer 2 sind die technischen Spezifikationen für Wasserstofftankstellen für Kraftfahrzeuge definiert. Dies betrifft: 1. Die Spezifikation ISO/TS 20100 für den Einsatz von gasförmigem Wasserstoff als Kraftstoff, 2. Die Reinheit des angebotenen Wasserstoffs entsprechend den technischen Spezifikationen der Norm ISO 14687-2 e, 3. Die verwendeten Betankungs-Algorithmen und -Ausrüstungen entsprechend der Spezifikation ISO/ TS 20100, 4. Die eingesetzten Kupplungen für die Betankung von Kraftfahrzeugen mit gasförmigem Wasserstoff entsprechend der Norm ISO 17268.

²⁹⁷ NOW GmbH: H2 MOBILITY – Mission Infrastruktur. Unter: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/h2mobility/> (abgerufen am 17.05.2021)

²⁹⁸ H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG: Wir können Wasserstoff. Unter: <https://h2.live/h2mobility> (abgerufen am 17.05.2021)

Mit Stand 02.09.2021 wird der aktuelle Ausbaustand der Wasserstoff-Tankstellen von H2 Mobility wie folgt benannt:

Tabelle 4: Wasserstofftankstellen in Deutschland²⁹⁹

Wasserstofftankstellen in Deutschland	Anzahl
Eröffnet	92
Davon eröffnet für Busse und Lkw	7
In Planungsphase	3
In Genehmigungsphase	2
In Ausführungsphase	7
Inbetriebnahme und Probetrieb	3

An den sieben Tankstellen mit 350 bar-Zapfpunkten würden heute hauptsächlich Busse tanken. Als Einschränkung wird genannt, dass bisher nur der aktuell verbaute Standard mit Typ 3-Tank³⁰⁰ versorgt werden kann. Um die folgende Fahrzeuggeneration mit Typ 4-Tank³⁰¹ bedienen zu können, sind Anpassungen erforderlich.

Mit Stand 21.04.2021 wird der Ausbaustand der Wasserstofftankstellen von H2 Mobility europaweit mit 143 Tankstellen in Betrieb und 47 Tankstellen in der Realisierung angegeben. Die norddeutschen Küstenländer sind an das Wasserstoffstraßennetz mit dem Ballungsraum Hamburg über die verbindenden Fernstraßen und Autobahnen an die anderen Ballungszentren angebunden. Eine Nutzung des Wasserstoff-Tankstellennetzes für den Schwerlastverkehr beschränkt sich dabei auf die Tankstellen in Hamburg, Berlin, Münster, Flughafen Köln/Bonn, Köln-Frechen, Flughafen Stuttgart und Frankfurt.³⁰²

Zu Betankungsmöglichkeiten im maritimen Bereich bietet beispielsweise HYON, ein Joint Venture der Unternehmen Nel ASA, Hexagon Composites ASA und PowerCell Sweden AB, in Kooperation mit Statkraft und TrønderEnergi laut einer Pressemitteilung vom Sommer 2020 Lösungen für die Bebunkerung von Schiffen mit Druckwasserstoff an. Die Verwendung von Druckwasserstoff wird als kosteneffiziente Methode benannt, die ein schnelles Bunkern ermöglicht und für eine Reihe von Schiffstypen anwendbar sein soll. Viele der benötigten Technologien, wie z.B. Drucktanks, sind bereits am Markt verfügbar und müssen lediglich für die Nutzung im maritimen Bereich geprüft und zugelassen werden.³⁰³

Die Unternehmen Moss Maritime, Equinor, Wilhelmsen und DNV-GL haben Anfang 2019 bekannt gegeben, dass sie ein Design für ein Bunkerschiff für Flüssigwasserstoff erarbeitet haben. Mit einer Ladekapazität von

²⁹⁹ H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG: Netzausbau live: Der aktuelle Stand für Deutschland. Unter: <https://h2.live/netzausbau> (abgerufen am 02.09.2021)

³⁰⁰ Weitere Informationen über Tanks der Typen 1, 2, 3 und 4: EMCEL GmbH: Wasserstoffdruckbehälter: Welche Druckbehälter-Typen gibt es? Unter: <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/> (abgerufen am 05.08.2021)

³⁰¹ Bei Druckbehältern vom Typ 3 und Typ 4 umfasst ein Kohlefaserbehälter einen innenliegenden Behälter, den sogenannten Liner. Beim Typ 4 wird ein Liner statt aus Metall aus Kunststoff eingesetzt. Diese führt zwar zu einem höheren Preis, aber zu einer höheren Belastbarkeit bei einem geringeren Gewicht.

³⁰² H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG: Netzausbau live: Der aktuelle Stand für Deutschland. Unter: <https://h2.live/netzausbau> (abgerufen am 17.05.2021)

³⁰³ Statkraft: Hydrogen for high-speed crafts and other coastal vessels. Unter: <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/hydrogen-for-high-speed-crafts/> (abgerufen am 23.08.2021)

9.000 m³ Flüssigwasserstoff soll das Design eine optimierte thermische Isolation mit strikten Sicherheitsmaßnahmen kombinieren. Nach Angaben von Moss Maritime soll das Konzept wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Verwendung von Druckwasserstoff bieten.³⁰⁴

Im Hafen von Antwerpen hat das Unternehmen CMB.Tech im Sommer 2021 eine multimodale Wasserstoff-Tankstelle eröffnet. Nach Unternehmensangaben handelt es sich dabei um die „erste Tankstelle der Welt, die grünen Wasserstoff für den Antrieb von Schiffen, Tube Trailern, Pkw, Lkw und Bussen“³⁰⁵ bereitstellt.

Das mit einer Brennstoffzelle betriebene Fahrgastschiff MS Alsterwasser der Hamburger HADAG Seetouristik und Fährdienst AG, das von 2008 bis 2013 in der Personenbeförderung eingesetzt wurde, verfügte über eine Wasserstoff-Tankstelle an einem Stichkanal in Hamburg-Barmbek. Diese wurde von der Linde AG als Projektpartner im Rahmen eines europäischen Verbundprojekts aufgebaut und betrieben, nach Abschluss des Projektes jedoch wieder zurückgebaut.³⁰⁶

Das Wasserstofftankstellennetz für Pkw befindet sich europaweit im Aufbau. Im Lkw-Bereich steht der Aufbau am Anfang. Ein zügiger Aufbau des Tankstellennetzes für Lkw ist für die Akzeptanz und die Umstellung auf Wasserstoff-Lkw erforderlich. Im maritimen Bereich stehen technische Lösungen für Wasserstofftankstellen zur Verfügung, deren grundsätzliche Einsetzbarkeit in einzelnen Demonstrationsprojekten gezeigt wurde. Mit einer flächendeckenden Verfügbarkeit entsprechender Einrichtungen mit den benötigten Kapazitäten zur Bebunkerung von Schiffen kann allerdings erst langfristig gerechnet werden. In diesem Bereich muss darüber hinaus geklärt werden, welche Art der wasserstoffbasierten Treibstoffe sich in den verschiedenen Bereichen der Schifffahrt durchsetzen wird, bevor mit dem Aufbau entsprechender Tankstelleninfrastrukturen begonnen werden kann. Es ist festzustellen, dass die Angaben zur Leistungsfähigkeit, Effizienz und Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Lösungen derzeit noch kein einheitliches Bild geben.

3.4 Zusammenfassung

Für die Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft stehen die Aspekte „maritime Industrie als Verbraucher“ und „maritime Industrie für Logistik“ im Mittelpunkt.

Basis ist dabei eine ganzheitliche Betrachtung der Prozessketten mit der Herstellung verschiedener Wasserstoff- und PtX-Energieträger mit Strom aus regenerativen Quellen. Für die Einzelprozesse sind die Technologien mit Stand der Technik und Forschung und den aktuellen Wirkungsgraden beschrieben. Untersucht werden auch die Transporte zwischen den Prozessschritten.

Diese Studie belegt, dass jede der beschriebenen Technologien ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten kann.

³⁰⁴ Verdict Media Limited: Moss Maritime and partners develop LH2 bunker vessel design. Norway-based Moss Maritime, Equinor, Wilhelmsen and DNV-GL have developed a new design for a liquefied hydrogen (LH2) bunker vessel. Unter: https://www.ship-technology.com/news/moss-maritime-develop-bunker/?utm_source=Army%20Technology&utm_medium=website&utm_campaign=Must%20Read&utm_content=Image (abgerufen am 23.08.2021)

³⁰⁵ DVV Media Group GmbH: Wasserstoff im Hafen Antwerpen bunkern. Unter: <https://www.thb.info/rubriken/maritime-wirtschaft/detail/news/wasserstoff-im-hafen-antwerpen-bunkern.html> (abgerufen am 23.08.2021)

³⁰⁶ BÜRGERSCHAFT DER FREIEN UND HANSESTADT HAMBURG: Schriftliche Kleine Anfrage des Abgeordneten Michael Kruse (FDP) vom 03.08.18 und Antwort des Senats Drucksache 21/13949. Jetzt ein kühles Alsterwasser – Was macht eigentlich das gleichnamige Schiff? Unter: <https://www.buergerschaft-hh.de/parldok/dokument/63336/.pdf> (abgerufen am 23.08.2021)

Die H₂-Direktnutzung bietet das größte Potential für weitere Optimierungen durch Forschung und Entwicklung. Einige der PtX-Technologien können vorhandene Infrastrukturen verwenden und praktisch unmittelbar eingesetzt werden, z.B. durch Umstellung von Erdgaslagerung und Pipelines oder die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen.

Im Bereich der maritimen Tankstelleninfrastruktur muss zunächst geklärt werden, welche Art der wasserstoffbasierten Treibstoffe sich in den verschiedenen Bereichen der Schifffahrt durchsetzen wird, bevor mit dem Aufbau entsprechender Infrastrukturen zur Bebunkerung von Schiffen begonnen werden kann. Hierfür sind Forschungs- und Entwicklungsprojekte sowie prototypische Demonstrationsvorhaben von größter Wichtigkeit, um praktische Erfahrungen mit den verschiedenen Technologien zu sammeln, auf deren Basis fundierte Entscheidungen gefasst werden können.

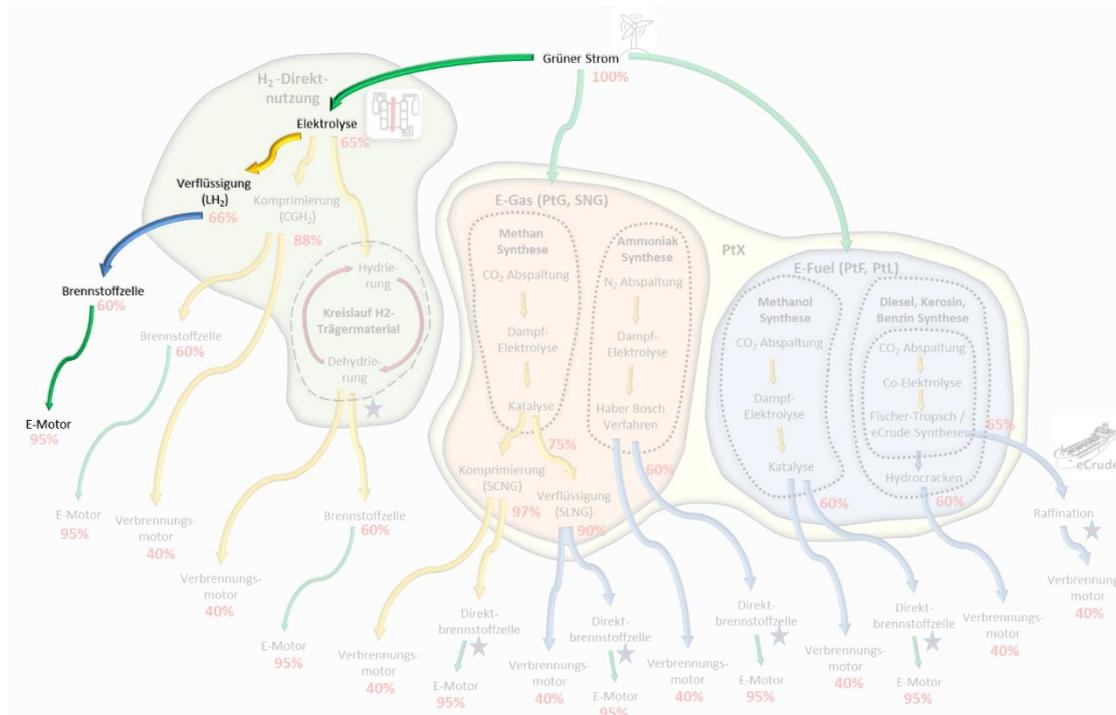
4 Beschreibung der Prozessketten

In den folgenden Kapiteln werden die in Kapitel 3.1 beschriebenen Einzelprozesse und -technologien zu Prozessketten von der Generierung des jeweiligen Energieträgers aus grünem Strom über deren Speicherung und Transport bis hin zur Nutzung der Energie zusammengefügt. Die folgenden Grafiken basieren auf der ISL-eigenen Darstellung (siehe Abbildung 4). In den dazugehörigen Tabellen werden Zweck und Hintergründe sowie die Vor- und Nachteile der einzelnen Prozessketten beschrieben.

4.1 Prozessketten für Wasserstoff-Direktnutzung

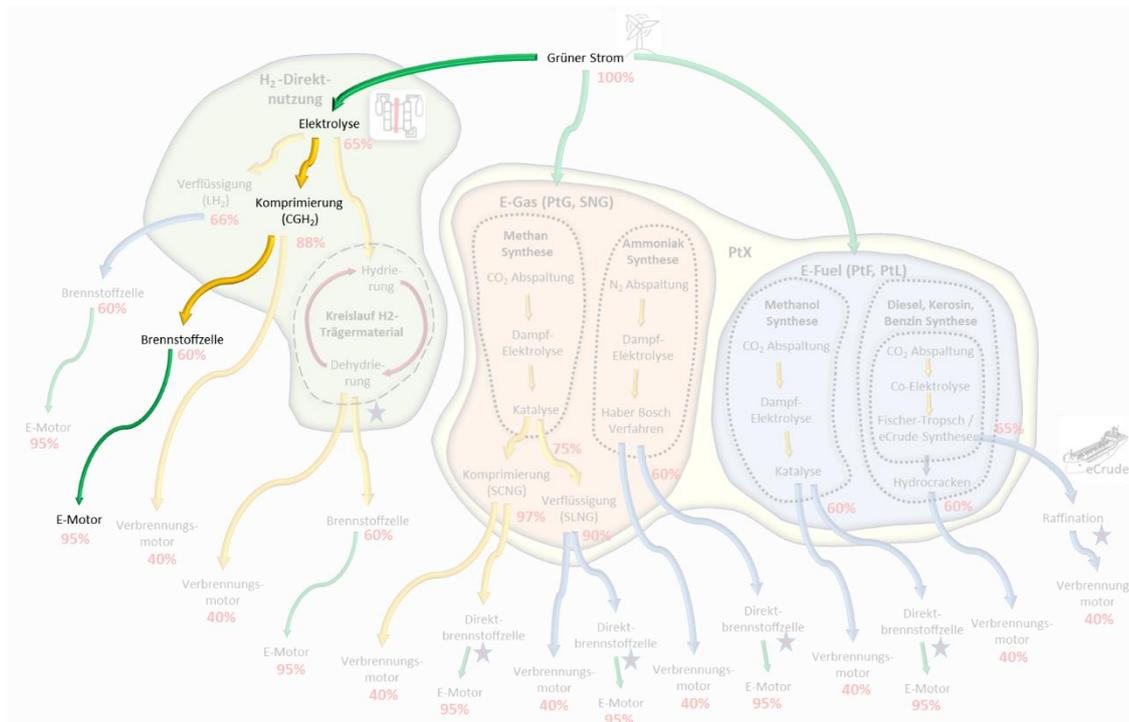
Die direkteste Verwendung von Wasserstoff ist die Nutzung vor Ort, ohne dass Transport und Lagerung eine aufwändige Rolle spielen.

4.1.1 A. Wasserstoff tiefkalt-verflüssigt bis zur Brennstoffzelle



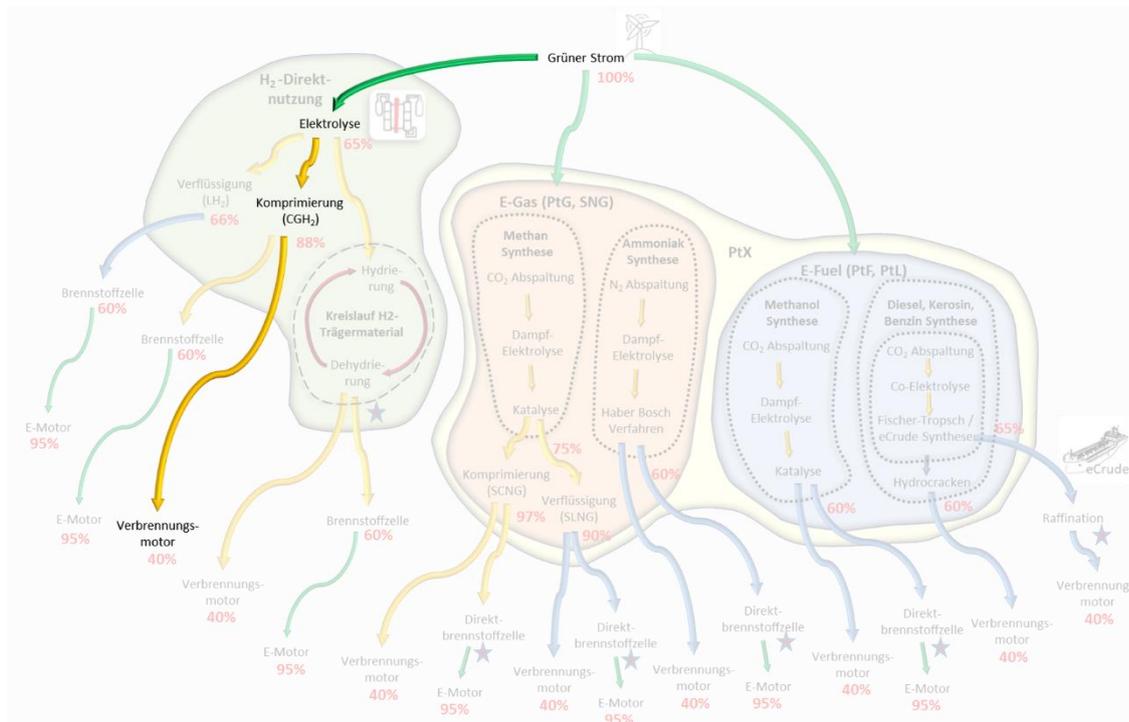
Kategorie	Beschreibung
Zweck	<p>Diese Prozesskette wird angewandt, wenn die Wasserstoff-Direktnutzung nicht ohne einen Transport über eine längere Strecke erfolgen kann und trotzdem die Vorteile der H₂-Direktnutzung gegenüber dem Aufwand bei einer Weiterverarbeitung zu PtX überwiegen.</p> <p>Diese Prozesskette steht in direkter Konkurrenz zur Prozesskette „B“ mit dem druckkomprimierten Transport von Wasserstoff bei Umgebungstemperatur.</p>
Vorteile	<p>Tiefgekühlter Wasserstoff hat eine höhere Dichte als Wasserstoff unter Druck (beispielsweise die dreifache Dichte gegenüber Druckwasserstoff bei 350 bar).</p> <p>Darüber hinaus erhöht sich der Vorteil an transportierter Wasserstoffmenge gegenüber der druckkomprimierten Transportart um ein Vielfaches durch den bauartbedingten Aufbau der Transportbehälter.</p>
Nachteile	<p>Die Temperatur von -253 °C muss gehalten werden – entweder durch Kühlung, Verbrauch oder Abdampfen. Dies führt zu strengen zeitlichen Restriktionen für den Transport.</p> <p>Für den Endverbraucher wird Wasserstoff üblicherweise als Druckwasserstoff angeboten, sodass ggf. eine Konvertierung erforderlich ist.</p> <p>Hoher Aufwand hinsichtlich Isolierung.</p> <p>Schiffe für den Transport in großem Maßstab existieren derzeit noch nicht.</p>

4.1.2 B. Wasserstoff komprimiert bis zur Brennstoffzelle



Kategorie	Beschreibung
Zweck	Diese Prozesskette wird angewandt, wenn die Wasserstoff-Direktnutzung mit einem Transport über eine längere Strecke erfolgen soll und trotzdem die Vorteile der H ₂ -Direktnutzung gegenüber dem Aufwand bei einer Weiterverarbeitung zu PtX überwiegen. Diese Prozesskette steht in direkter Konkurrenz zur Prozesskette „A“ mit tiefgekühltem Transport von Wasserstoff.
Vorteile	Druckkomprimierter Wasserstoff kann bei Umgebungstemperatur transportiert werden und über längere Zeit gelagert werden. Daher bestehen kaum zeitliche Restriktionen bei Transport und Lagerung. Der Transport in standardisierten Transportbehältern wie zum Beispiel Gasflaschen oder Gasflaschen im Verbund (z.B. in Containern oder Wechselcontainern) ermöglicht einen verkehrsträgerübergreifenden Transport vom Erzeuger bis zum Endverbraucher. Der Wasserstoff wird an Tankstellen in vorkomprimierter Form angeliefert und vor Ort erfolgt eine Anpassung auf den erforderlichen Druck, z.B. 350 bar für Lkw, 700 bar für Pkw.
Nachteile	Für Transportbehälter mit druckbeständigem Material besteht ein hoher Aufwand. Der erforderliche hohe Druck bedingt möglichst zylindrische Formen der Transportbehälter und führt daher zu ungenutzten Zwischenräumen bei der Stauung. Schiffe für den Transport in großem Maßstab existieren derzeit noch nicht.

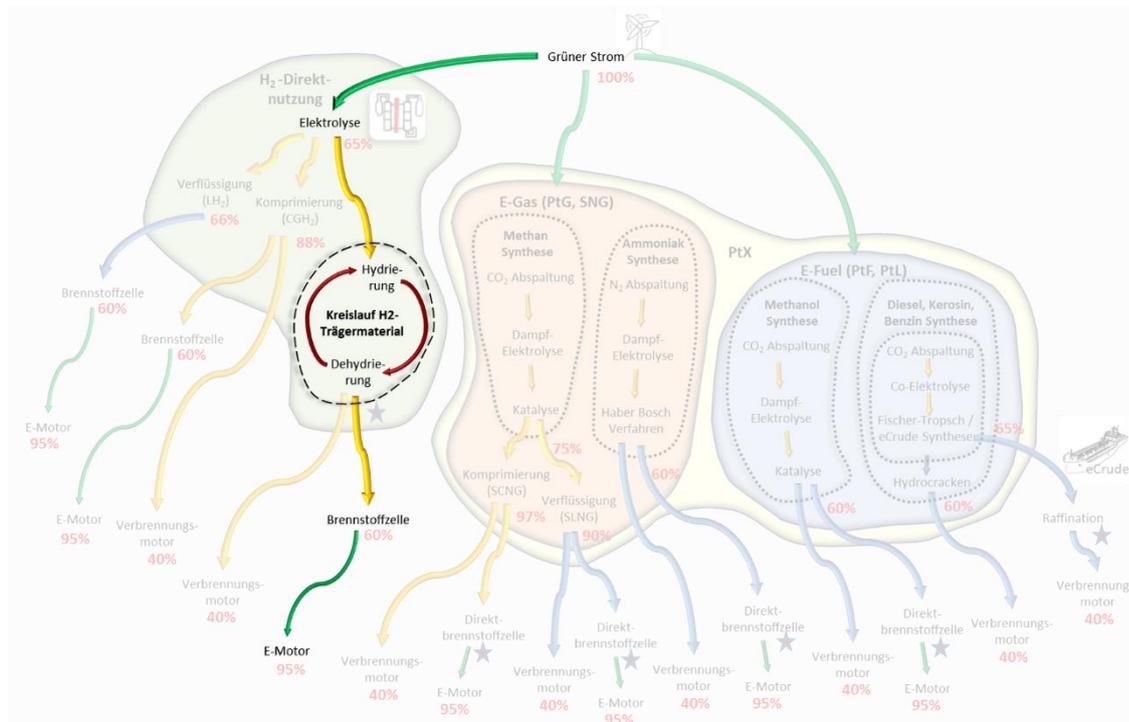
4.1.3 C. Wasserstoff komprimiert bis zum Verbrennungsmotor



Kategorie	Beschreibung
Zweck	Diese Prozesskette entspricht der Prozesskette „B“ mit dem Unterschied, dass die Verwendung als Antrieb einen Wasserstoff-Verbrennungsmotor nutzt.
Vorteile	<p>Siehe Prozesskette „B“.</p> <p>Ein anderer Vorteil dieser Prozesskette liegt im Einsatz etablierter Technologien der Antriebstechnik. Dies hat vor allem in einer Übergangsphase den Vorteil günstigerer Preise für klimaneutrale Brennstoffe, bis die Brennstoffzellen-Technologie preislich konkurrenzfähig ist.</p> <p>Das Abgasverhalten im Vergleich zum herkömmlichen Verbrennungsmotor ist gut. Bei der Verbrennung entstehen Wasserdampf und Stickoxide (NO_x), die durch Prozessoptimierung minimiert werden können. Spuren von Kohlendioxid, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenwasserstoffen entstehen durch Schmieröle.³⁰⁷</p>
Nachteile	<p>Siehe Prozesskette „B“.</p> <p>Der schlechtere Wirkungsgrad gegenüber der Brennstoffzellen-Technologie führt bzgl. der Verbräuche zu höheren Betriebskosten.</p>

³⁰⁷ Johannes Maximilian et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Wasserstoffverbrennungsmotor. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffverbrennungsmotor> (abgerufen am 23.08.2021)

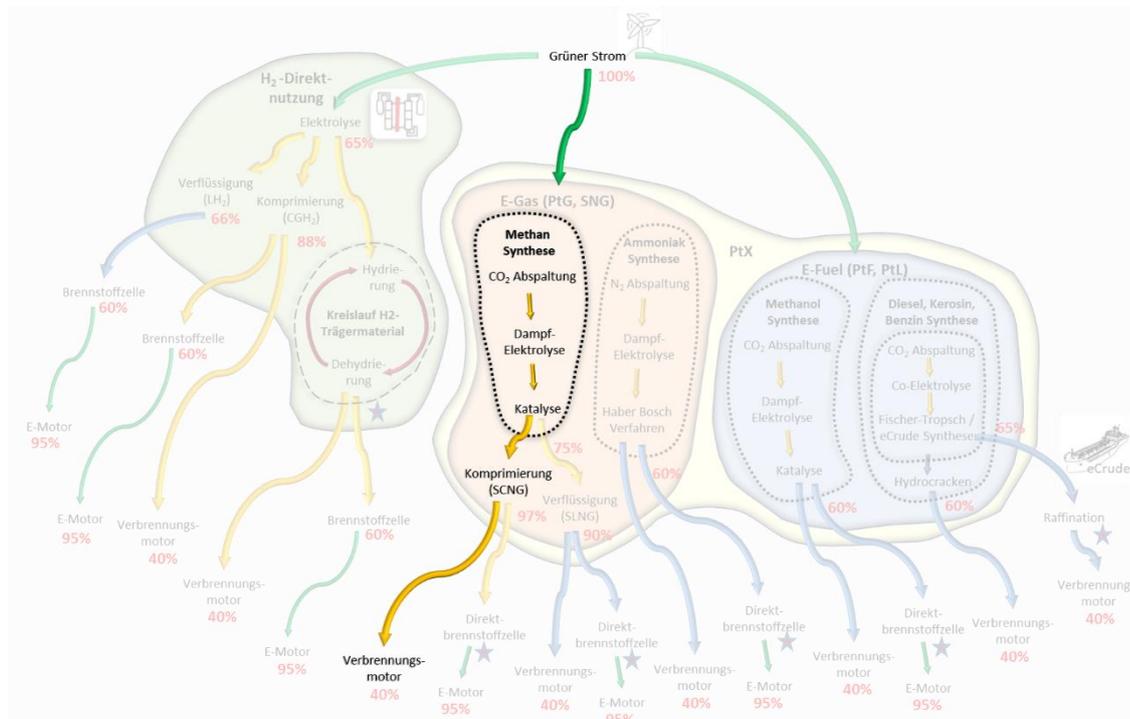
4.1.4 D. Wasserstoff per Trägermaterial bis zur Brennstoffzelle



Kategorie	Beschreibung
Zweck	Es gibt seit Jahrzehnten Ansätze, Wasserstoff mithilfe unterschiedlicher Trägermaterialien effizient und sicher zu transportieren. Hier ist zwischen festen (mineralischen) Trägermaterialien und Flüssigkeiten (LOHC) zu unterscheiden. Diese Studie betrachtet dabei an dieser Stelle nur Trägermaterialien, die im Kreislaufverfahren wiederverwendet werden können.
Vorteile	Der Transport des Wasserstoffs kann bei Umgebungstemperatur erfolgen und bietet hohe Sicherheitsstandards. Die hohe Speichermöglichkeit der Trägermaterialien bietet eine effiziente Transport- und Lagermöglichkeit.
Nachteile	Das Trägermaterial muss wieder zurücktransportiert werden. Im Bereich der LOHC nimmt die Speichermöglichkeit des Trägermaterials mit der Nutzungsdauer ab. Erhöhte Anforderung an die Tanktechnologie (getrennte Tanks für hydriertes und dehydriertes LOHC bzw. Membrantank), ggf. erhöhter Platzbedarf. Der Bedarf an thermischer Energie für die Dehydrierung limitiert den Wirkungsgrad bzw. schränkt die Einsatzmöglichkeiten ein. Der Nachweis für eine effiziente Nutzung an Bord von Schiffen muss noch erbracht werden.

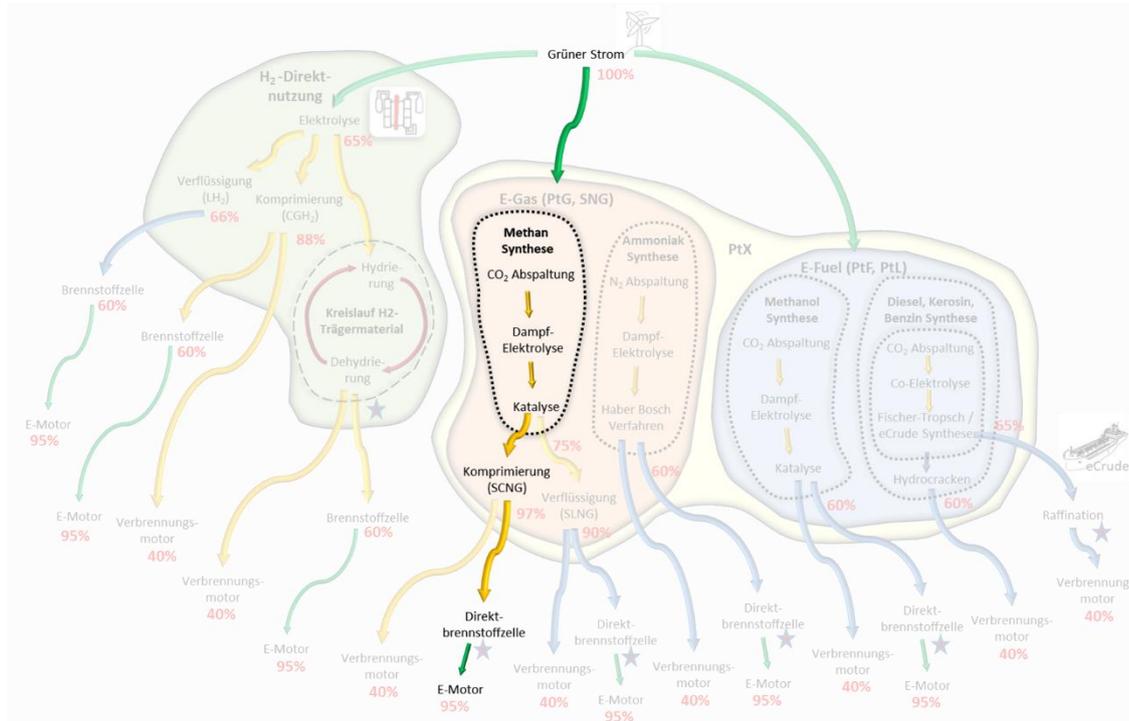
4.2 Prozessketten für Power-to-Gas

4.2.1 E. Methan über Synthese komprimiert bis zum Verbrennungsmotor



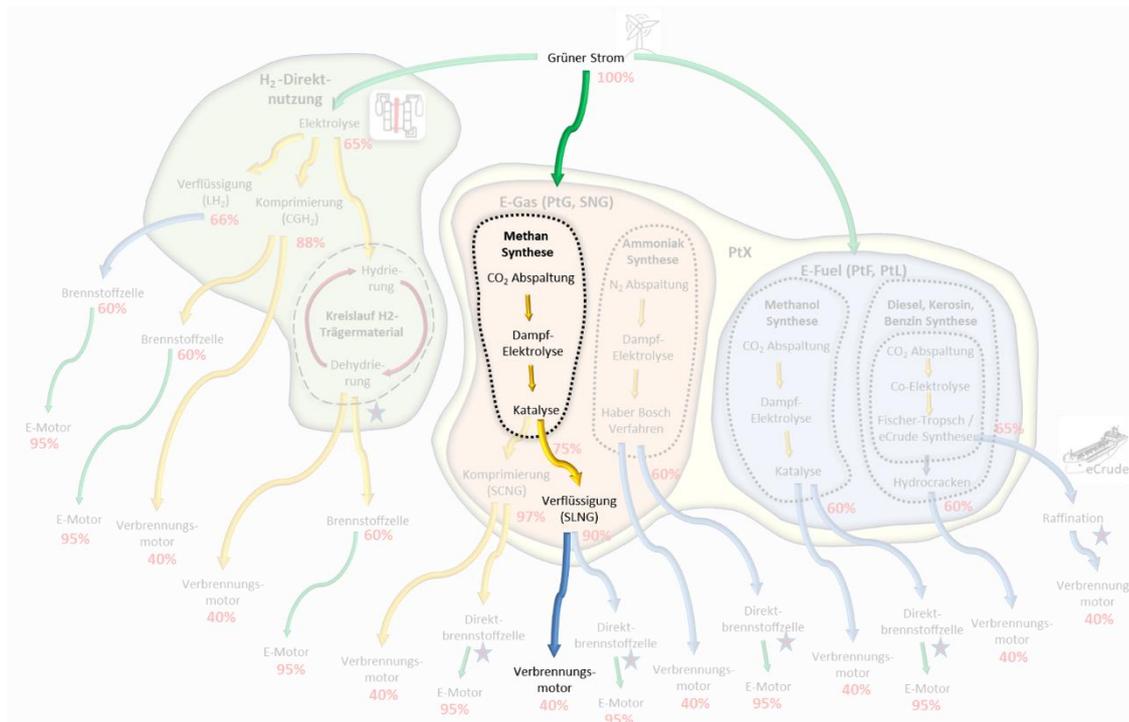
Kategorie	Beschreibung
Zweck	Synthetisch erzeugtes Methan verfolgt den Zweck, einen klimaneutralen Ersatz für Erdgas zu schaffen. Transport, Lagerung und die Nutzung von Erdgas sind seit langer Zeit Stand der Technik.
Vorteile	Bestehende Antriebstechniken von Verbrennungsmotoren für Erdgas können weiterbetrieben werden. Für den Transport steht ein umfangreiches Pipelinenetz zur Verfügung. Die Lagerung in Kavernen ist ebenfalls Stand der Technik und in großem Maßstab einsetzbar. Ein fließender Übergang bei der Nutzung der bestehenden Infrastruktur ist möglich. Ein Transport in komprimierter Form ist über die verschiedenen Verkehrsträger als SCNG-Ersatz Stand der Technik.
Nachteile	Methan ist flüchtiges, sehr klimaschädliches Gas. Bei der Handhabung in Transport, Lagerung und Nutzung ist auf die Vermeidung von Methanschlupf zu achten.

4.2.2 F. Methan über Synthese komprimiert bis zur Direktbrennstoffzelle



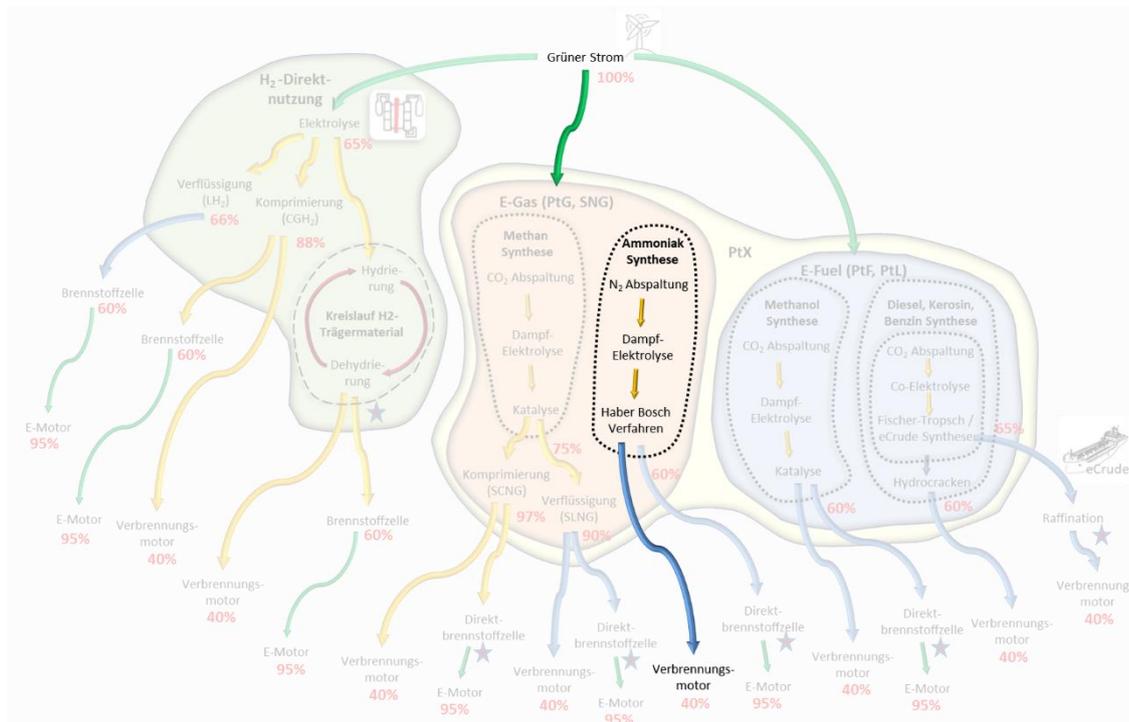
Kategorie	Beschreibung
Zweck	Siehe Prozesskette „E“.
Vorteile	Die Vorteile von Transport und Lagerung sind in der Prozesskette „E“ beschrieben. Im Gegensatz zu der Prozesskette „E“ kann hier mit der Brennstoffzellentechnik ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden. Die Fortschritte in der Weiterentwicklung der Brennstoffzellen-Technologie können diese Form der Nutzung zunehmend attraktiver machen.
Nachteile	Die Nachteile von Methan als klimaschädliches Gas sind in Prozesskette „E“ beschrieben. Ein weiterer Nachteil dieser Nutzung besteht in dem zusätzlichen Schritt der Reformierung des Methans zur Nutzung des Wasserstoffs in der Brennstoffzelle. Die momentane Forschung legt den Fokus auf die Nutzung dieser Technologie zur Wärme-Kraft-Kopplung im Heizungsbereich und weniger auf den Einsatz im Transport.

4.2.3 G. Methan über Synthese tiefkalt-verflüssigt (SLNG) bis zum Verbrennungsmotor



Kategorie	Beschreibung
Zweck	Siehe Prozesskette „E“.
Vorteile	Die Vorteile von Transport und Lagerung von Methan bis zu der Verflüssigung sind in der Prozesskette „E“ beschrieben. Ein zusätzlicher Vorteil dieser Prozesskette besteht in der Nutzung der bestehenden LNG-Infrastruktur. Der Transport und die Nutzung des gekühlten Gases sind Stand der Technik. In der gekühlten Form als synthetisches LNG wird im Gegensatz zur komprimierten Form eine höhere Energiemenge pro Volumeneinheit transportiert.
Nachteile	Die Nachteile von Methan als klimaschädliches Gas sind in der Prozesskette „E“ beschrieben. Wie bei allen gekühlten Energieträgern ist auf die Einhaltung der Kühltemperatur zu achten. Dies bringt zeitliche Restriktionen mit sich, die auch durch Nutzung des Boil-Off-Gases für den Antrieb vermieden werden können.

4.2.4 H. Ammoniak über Synthese komprimiert bis zum Verbrennungsmotor

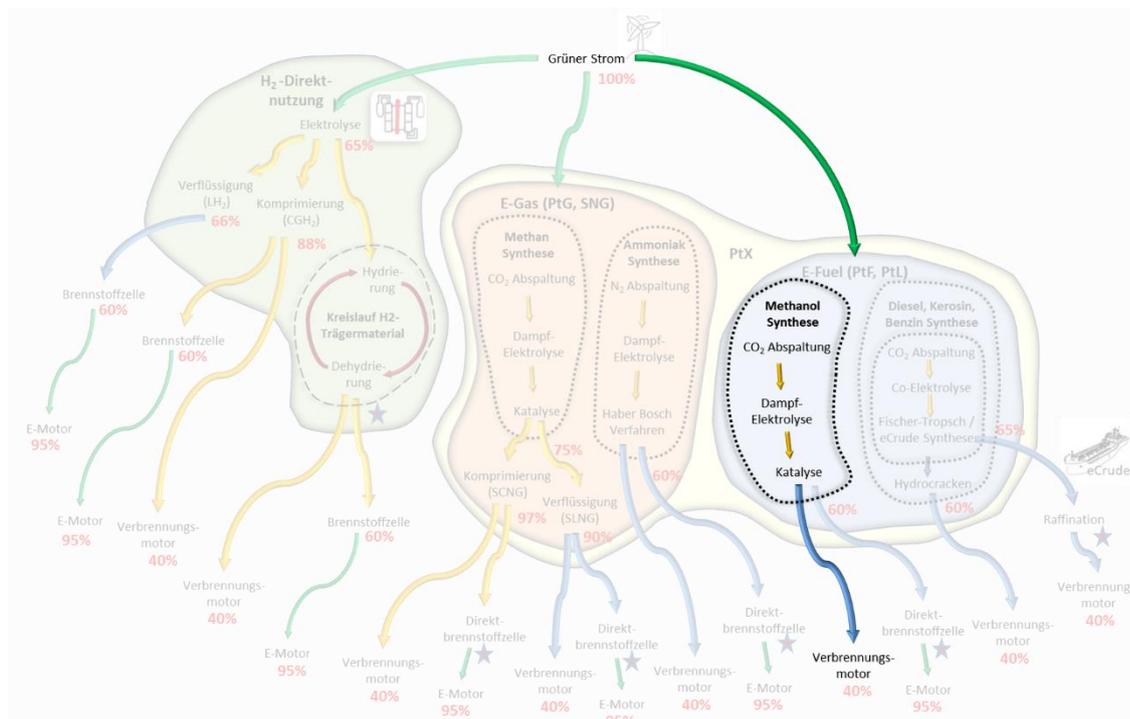


Kategorie	Beschreibung
Zweck	Ammoniak hat eine relativ hohe Energiedichte und gilt in einer normalen Umgebung als nicht brennbar. Ammoniak als Treibstoff für Verbrennungsmotoren wird derzeit nur im Bereich der Seeschifffahrt in Betracht gezogen.
Vorteile	Ammoniak ist als einziger hier beschriebener Energieträger in der gesamten Prozesskette kohlenstoffunabhängig.
Nachteile	Ammoniak ist als flüchtiges Gas giftig. Transport und Lagerung sind entsprechend aufwändig und bergen Gesundheitsgefahren. Bei der Verbrennung ist die Entstehung von Stickoxiden (NO _x) möglichst zu vermeiden. Aufgrund der hohen Anforderungen an Druck und Temperatur für eine Verbrennung ist ein Einsatz nur im Dual-Fuel-Verfahren möglich.

4.3 Prozessketten für Power-to-Liquid

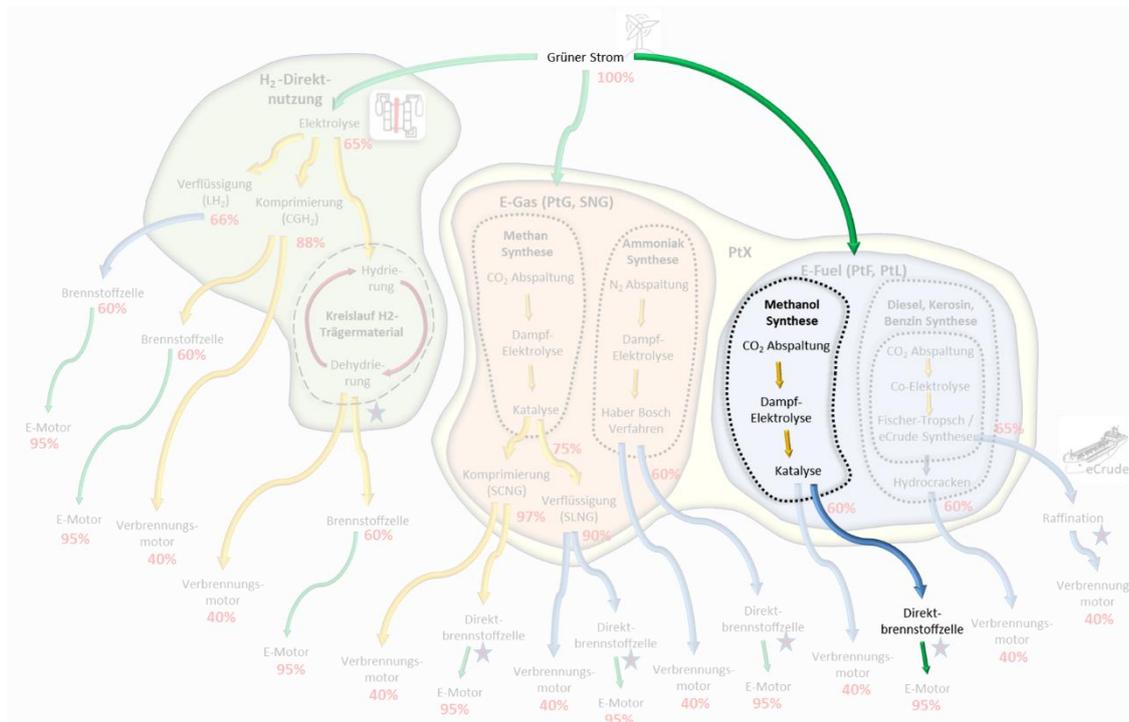
Diese Studie befasst sich mit der Erzeugung von synthetischem Methanol, Benzin, Kerosin und Diesel aus regenerativem Strom mit Wasserstoffabspaltung und Kohlenstoffanreicherung. Andere klimaneutrale biologische Herstellungsverfahren werden hier nicht betrachtet.

4.3.1 J. Methanol über Synthese bis zum Verbrennungsmotor



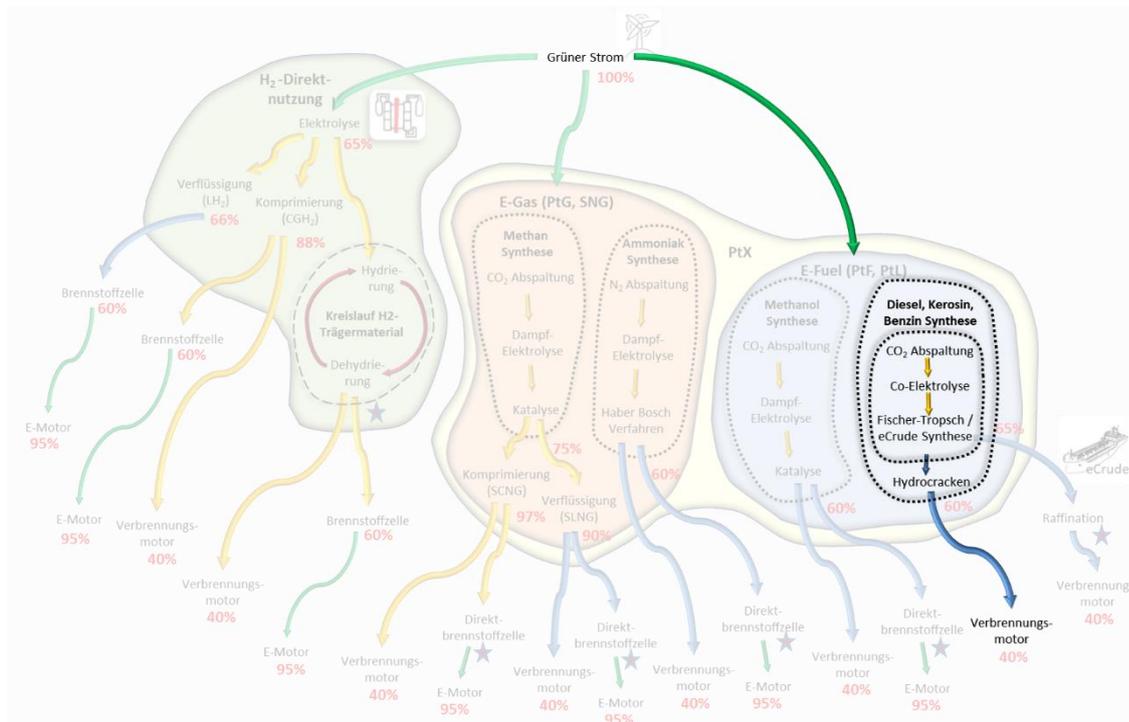
Kategorie	Beschreibung
Zweck	Methanol wurde mit seinem hohen Energiegehalt seit Ende der sechziger Jahre als Kraftstoff für Antriebseinheiten verschiedener Verkehrsträger erprobt und sogar erfolgreich im Motorsport eingesetzt.
Vorteile	<p>Methanol ist bei Umgebungstemperatur flüssig und kann dementsprechend unproblematisch transportiert und gelagert werden. Hierbei kann die bewährte Technik und Infrastruktur für Transport und Nutzung weitergenutzt werden.</p> <p>Eine Anpassung von Verbrennungsmotoren an die Nutzung von Methanol ist mit einem geringen Aufwand durchführbar.</p> <p>Die Nutzung von Methanol in Verbrennungsmotoren ist, bis hin zu großen Schiffsmotoren, heute schon erprobt.</p>
Nachteile	Methanol muss als Kontaktgift entsprechend der Gefahrgutverordnung behandelt werden.

4.3.2 K. Methanol über Synthese bis zur Direktbrennstoffzelle



Kategorie	Beschreibung
Zweck	Siehe Prozesskette „J“.
Vorteile	Die Handhabung von Methanol ist in der Prozesskette „J“ beschrieben. Darüber hinaus wird in dieser Prozesskette der höhere Wirkungsgrad der Brennstoffzelle genutzt.
Nachteile	Die Gefahren sind in Prozesskette „J“ beschrieben. Methanol muss derzeit für die Verwendung in Brennstoffzellen in einem zusätzlichen Prozessschritt reformiert werden.

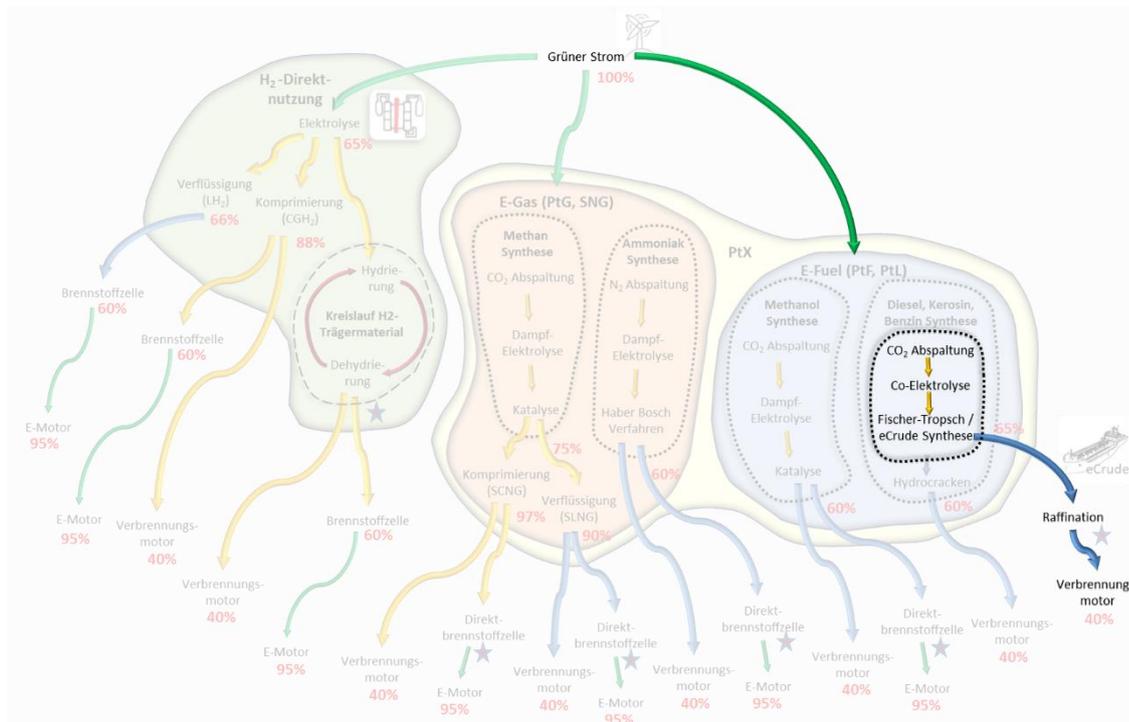
4.3.3 L. Diesel, Kerosin, Benzin über Synthese bis zum Verbrennungsmotor



Kategorie	Beschreibung
Zweck	Diesel, Kerosin und Benzin sind als Kraftstoff seit Beginn der Mobilität als Standard erprobt und bewährt. Im Zuge der Strategie der CO ₂ -Vermeidung zur Erreichung der Klimaziele ist ein Ersatz der kohlenstoffbasierten Kraftstoffe im Fokus. Die synthetische Erzeugung dieser Kraftstoffe mit Hilfe von regenerativem Strom ergibt die Möglichkeit eines Kohlenkreislaufs zur Erreichung der gesteckten Ziele.
Vorteile	Die gesamte bestehende Infrastruktur für Transport und Lagerung kann weiter genutzt werden. Dies kann in bewährter Form bei Umgebungstemperatur in großskalierten Mengen durchgeführt werden. Da auch alle Antriebseinheiten fast ohne Anpassungen weiter genutzt werden können, ist im Bereich der Nutzung ein sofortiger Umstieg möglich. Somit bietet sich diese Technologie zumindest als Übergangslösung an.
Nachteile	Bei der Verbrennung entstehen Schadstoffe. ³⁰⁸

³⁰⁸ Andol et al.: Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. E-Fuel. Unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/E-Fuel> (abgerufen am 23.08.2021)

4.3.4 M. E-Crude zur Raffination bis zum Verbrennungsmotor



Kategorie	Beschreibung
Zweck	<p>E-Crude³⁰⁹ ist als synthetisches Äquivalent zu Rohöl zu betrachten. Es entsteht nach dem dritten von vier Schritten der in der Prozesskette „L“ beschriebenen Diesel-, Kerosin-, Benzin-Synthese.</p> <p>Sinnvoll kann es sein, diesen Prozessschritt zu unterbrechen, um das Zwischenprodukt E-Crude in diesem Zustand über weite Strecken transportieren und die Raffinerien in Deutschland für die Weiterverarbeitung nutzen zu können.</p>
Vorteile	<p>Die Erzeugung von E-Crude vor Ort in Gebieten mit preiswertem regenerativem Strom schafft die Voraussetzung für einen günstigen Transport nach Deutschland.</p> <p>Der Transport mit vorhandenen Rohöltankern kann den Importbedarf Deutschlands schnell abdecken. Die vorhandenen Raffineriekapazitäten können in Deutschland weiter ausgelastet werden. Die Infrastruktur zur Verteilung der Treibstoffe besteht. Die weiteren Vorteile durch die Nutzung als Kraftstoff in Verkehrsträgern sind in der Prozesskette „L“ beschrieben.</p>
Nachteile	<p>Bei der Herstellung von E-Crude in den Erzeugerländern begibt Deutschland sich in eine stärkere Abhängigkeit (eine teilweise Erzeugung im Inland ist anzustreben).</p> <p>Das Aufsplitten der Prozesskette „L“ hat zur Folge, dass die Synergien nicht komplett genutzt werden können und der Gesamtwirkungsgrad entsprechend geringer ausfällt.</p> <p>Bei der Verbrennung entstehen Schadstoffe.</p>

³⁰⁹ Synthetischer Rohölersatz auf Wasserstoffbasis.

4.4 Analyse der Wirkungsgrade verschiedener H₂-Prozessketten

In diesem Kapitel erfolgt eine Berechnung der Gesamtwirkungsgrade über die in den Kapiteln 4.1 bis 4.3 beschriebenen Prozessketten. Diese bilden die Grundlage für weitere Betrachtungen in den Folgekapiteln. Es ist zu beachten, dass lediglich die Einzelwirkungsgrade der in Kapitel 3.1 beschriebenen Prozesse in Betracht gezogen werden. Für die zwischen den einzelnen Prozessschritten befindlichen Transportprozesse ist an dieser Stelle die Angabe fixer Wirkungsgrade nicht möglich, da Transportverluste im Einzelfall von der Transportentfernung und der eingesetzten Technologie abhängen und so nicht absolut beziffert werden können. Einen Überblick hierzu bieten die in Kapitel 3.2 beschriebenen Transporttechnologien. Eine detaillierte Betrachtung der verschiedenen Aspekte des Schifftransports erfolgt in Kapitel 6.

Weiterhin sind folgende Aspekte zu beachten:

Synergien

Diese Studie berücksichtigt innerhalb der Prozessketten (Cluster) Synergien, die z.B. durch gemeinsame Nutzung der Wärmeenergie über mehrere Prozessschritte verlässlich erzielt werden können.

Nicht berücksichtigt werden dagegen andere positive Einflüsse auf die Wirkungsgrade wie z.B. günstige Weiternutzung von CO₂ aus Industrieprozessen oder eine mögliche Nutzung von Abwärme z.B. als Fernwärme.

Kreislauf H₂-Trägermaterial

Der Wirkungsgrad beim Einsatz eines H₂-Trägermaterials ist abhängig von dem verwendeten Trägermaterial, dem Rückweg zur Wiederaufladung und der Anzahl der möglichen Wiederaufladungen.

Aufgrund der großen Abweichungen unterschiedlicher Trägermaterialien ist hier von einer Pauschalisierung abzusehen, so dass für diesen Bereich kein Gesamtwirkungsgrad berechnet werden kann.

Direkt-Brennstoffzelle

Obwohl in der Literatur oft von einer Direkt-Brennstoffzelle gesprochen wird, ist die Technik, in der der jeweilige PtX-Energieträger direkt in der Brennstoffzelle umgesetzt wird, bisher nur bei Methanol und in kleinerem Maßstab ausgereift. Alle anderen Technologien nutzen eine Reformierung (Abspaltung des Wasserstoffs) direkt vor einer konventionellen Brennstoffzelle. In diesen Fällen ist der Begriff Direkt-Brennstoffzelle irreführend.

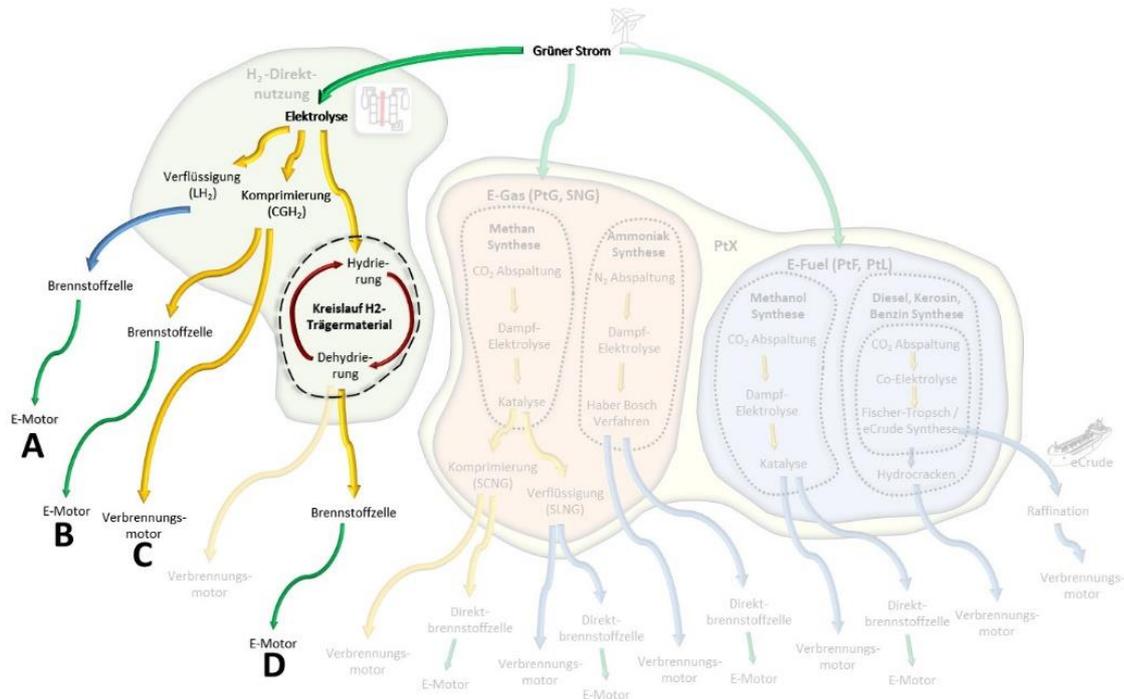
Da der Reformierungsprozess für verschiedene PtX-Energieträger deutlich unterschiedliche Wirkungsgrade aufweist, wird hier von pauschalisierten Angaben abgesehen, so dass für diese Bereiche keine Gesamtwirkungsgrade berechnet werden können.

Raffination

Die Unterbrechung des Clusters Diesel-, Kerosin-, Benzin-Synthese nach dem Prozessschritt der Fischer-Tropsch-Synthese verhindert die Weiternutzung der Wärmeenergie für das Hydrocracken. Der Vorteil der Unterbrechung an dieser Stelle ergibt sich aus den guten Transportmöglichkeiten des E-Crudes (synthetisches Rohöl). Die Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraftstoffen wie Diesel, Kerosin oder Benzin kann dann in den bestehenden Raffinerien in Deutschland erfolgen.

Ein Wirkungsgrad der Raffination wird an dieser Stelle nicht untersucht.

4.4.1 Wasserstoff-Direktnutzung

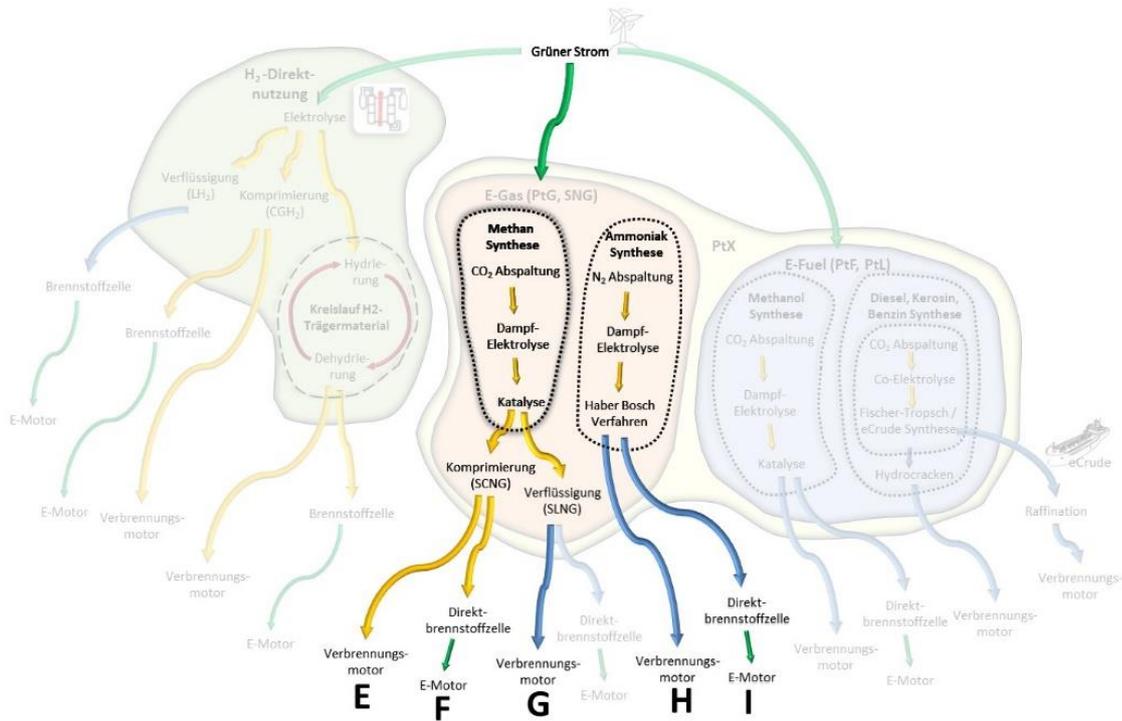


	A	B	C	D
Regenerativer Strom	100 %	100 %	100 %	100 %
Elektrolyse	65 %	65 %	65 %	65 %
Verflüssigung (LH2)	66 %			
Komprimierung (CGH2)		88 %	88 %	
Kreislauf H2 Trägermaterial				*
Brennstoffzelle	60 %	60 %		60 %
E-Motor	95 %	95 %		95 %
Verbrennungsmotor			40 %	
Wirkungsgrad Prozesskette	24 %	33 %	23 %	n. a.

Die angegebenen Einzelwirkungsgrade sind typische Durchschnittswerte aus der Literatur, die in Kapitel 3.1 ausgewiesen sind und mit der Parallelstudie „Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Schiffssegmenten“ validiert wurden. Das Produkt der „Wirkungsgrad Prozesskette“ wurde nur bei den Ketten berechnet, bei denen alle Einzelwirkungsgrade bekannt sind. Mögliche Aufwände für Transporte wurden nicht einbezogen, sie können für jeden Einzelfall berechnet werden (siehe Kapitel 3.2).

* Kein Wirkungsgrad quantifiziert.

4.4.2 Power-to-Gas

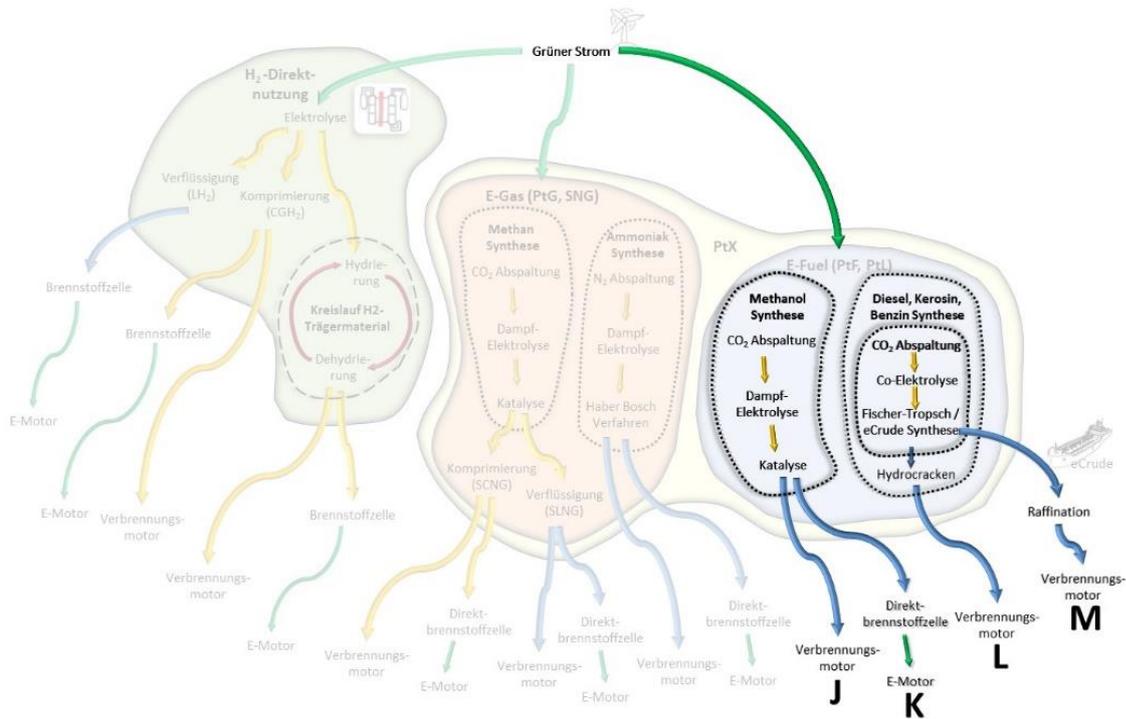


	E	F	G	H	I
Grüner Strom	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Methan-Synthese	75 %	75 %	75 %		
Ammoniak-Synthese				60 %	60 %
Komprimierung (SCNG)	97 %	97 %			
Verflüssigung (SLNG)			90 %		
Direktbrennstoffzelle		*			*
E-Motor		95 %			95 %
Verbrennungsmotor	40 %		40 %	40 %	
Wirkungsgrad Prozesskette	29 %	n. a.	27 %	24 %	n. a.

Die angegebenen Einzelwirkungsgrade sind typische Durchschnittswerte aus der Literatur, die in Kapitel 3.1 ausgewiesen sind und mit der Parallelstudie „Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Schiffssegmenten“ validiert wurden. Das Produkt der „Wirkungsgrad Prozesskette“ wurde nur bei den Ketten berechnet, bei denen alle Einzelwirkungsgrade bekannt sind. Mögliche Aufwände für Transporte wurden nicht einbezogen, sie können für jeden Einzelfall berechnet werden (siehe Kapitel 3.2).

* Kein Wirkungsgrad quantifiziert.

4.4.3 Power-to-Liquid



	J	K	L	M
Grüner Strom	100 %	100 %	100 %	100 %
Methanol-Synthese	60 %	60 %		
Diesel-, Kerosin-, Benzin-Synthese			60 %	
E-Crude-Synthese				65 %
Raffination				*
Direktbrennstoffzelle		*		
E-Motor		95 %		
Verbrennungsmotor	40 %		40 %	40 %
Wirkungsgrad Prozesskette	24 %	n. a.	24 %	n. a.

Die angegebenen Einzelwirkungsgrade sind typische Durchschnittswerte aus der Literatur, die in Kapitel 3.1 ausgewiesen sind und mit der Parallelstudie „Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Schiffssegmenten“ validiert wurden. Das Produkt der „Wirkungsgrad Prozesskette“ wurde nur bei den Ketten berechnet, bei denen alle Einzelwirkungsgrade bekannt sind. Mögliche Aufwände für Transporte wurden nicht einbezogen, sie können für jeden Einzelfall berechnet werden (siehe Kapitel 3.2).

* Kein Wirkungsgrad quantifiziert.

4.5 Analyse der Treibhausgasemissionen verschiedener H₂-Prozessketten

Dieses Kapitel beschreibt die Treibhausgasemissionen ausgewählter Prozessketten aus den Kapiteln 4.1, 4.2 und 4.3. Auf Grundlage der beiden Kriterien „Nutzen für die deutsche maritime Wirtschaft“ und „Vermeidung von Treibhausgasemissionen“ wurden verschiedene Prozessketten zur Versorgung von Deutschland mit Wasserstoff-, Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Energieträgern ausgewählt und im Anschluss ihre THG-Bilanzen berechnet und analysiert. Die betrachteten Erzeugungsländer und -technologien basieren auf der Auswahl aus Kapitel 6.1.

Zunächst werden die Grundannahmen der THG-Analyse beschrieben. In den Kapiteln 4.5.1, 4.5.2 und 4.5.3 folgen dann die Ergebnisse der Analyse.

Die THG-Analyse betrachtet die Versorgungsketten folgender Energieträger (die Schiffstypen sind in Kapitel 6.2 beschrieben):

Wasserstoff-Direktnutzung (Erzeugung, Schiffstransport und Pipelinetransport):

- LH₂ (vgl. Prozesskette A, Produktion im Ausland, Import mit Schiff (3))
- CGH₂ (vgl. Prozessketten B und C, Produktion in Marokko, Pipelineimport)
- CGH₂ (vgl. Prozessketten B und C, Produktion im Inland)

Power-to-Gas (Erzeugung und Schiffstransport):

- LMG (vgl. Prozesskette G, Import mit Schiff (1))
- Ammoniak (vgl. Prozesskette H, Import mit Schiff (5))

Power-to-Liquid (Erzeugung und Schiffstransport):

- Methanol (vgl. Prozesskette J, Import mit Schiff (7))
- E-Crude (vgl. Prozesskette M, Import mit Schiff (9))

Die THG-Bilanzierung umfasst den Lebenszyklus der Prozessketten. Das bedeutet, dass Herstellung, Nutzung und Lebensende der Prozessketten einbezogen sind. Herstellung und Lebensende werden unter dem Begriff „Infrastruktur“ zusammengefasst. Die Energieträgerversorgung umfasst die Energieträgererzeugung und die Energieträgerlogistik bis zum Erreichen der Energieträger in Deutschland (Hafen oder Pipelineknotenpunkt). Die Energieträgerlagerung im Hafen und die Energieträgernutzung ist nicht Teil der Analyse. Abbildung 23 stellt den Betrachtungsrahmen der THG-Bilanzierung dar.

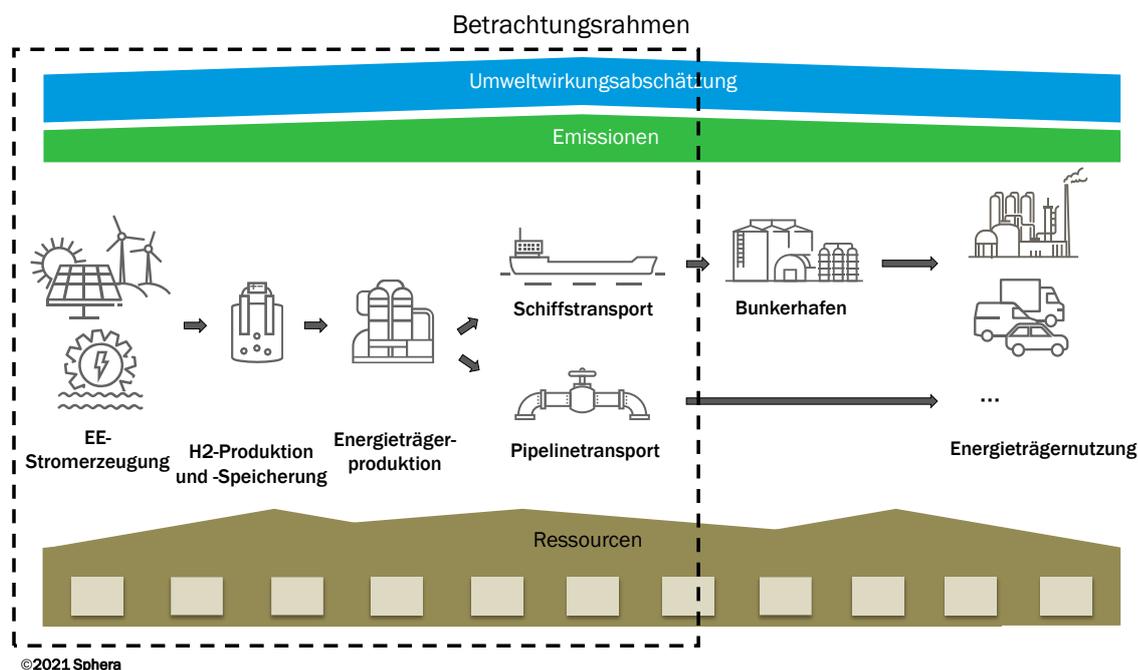


Abbildung 23: Betrachtungsrahmen der THG-Bilanzierung³¹⁰

Die Methodik zur Treibhausgasbilanzierung basiert auf dem fünften Sachstandsbericht des IPCC (International Panel on Climate Change, Weltklimarat) (Einheit: kg CO₂-Äq.).³¹¹ Charakterisierungsfaktoren definieren, wie stark einzelne Emissionen zur THG-Bilanzierung beitragen. Methanemissionen spielen bei der THG-Bilanzierung eine wichtige Rolle, da z. B. entlang der LMG-Prozessketten Methanschlupf auftritt (z. B. bei Schiffsantrieben). Es wurden die folgenden Charakterisierungsfaktoren (GWP₁₀₀³¹² ohne Feedbackmechanismen) aus dem fünften IPCC-Sachstandsbericht angewendet:

- CO₂ (Charakterisierungsfaktor 1)
- CH₄ (Charakterisierungsfaktor 30)
- N₂O (Charakterisierungsfaktor 265)
- Die Charakterisierungsfaktoren für alle weiteren klimawirksamen Emissionen stammen ebenfalls aus dem fünften IPCC-Sachstandsbericht.

Die verwendeten Daten für die bei der THG-Analyse basieren auf den Sphera GaBi-Ökobilanzdatenbanken³¹³ und auf der langjährigen Erfahrung von Sphera aus vielzähligen Projekten im Energie- und Mobilitätsbereich mit öffentlichen Institutionen und der Industrie.

³¹⁰ Sphera Solutions GmbH: Betrachtungsrahmen der THG-Bilanzierung. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

³¹¹ IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. Unter: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr> (abgerufen am 17.05.2021)

³¹² GWP - Global Warming Potential. Mit dem Index 100 wird das Treibhauspotential auf einen Zeitraum von 100 Jahren bezogen.

³¹³ Sphera Solutions GmbH: GaBi Datenbanken. Unter: <https://gabi.sphera.com/deutsch/datenbanken/gabi-datenbanken/> (abgerufen am 17.05.2021)

Die Treibhausgasanalyse berücksichtigt die in Kapitel 6.1 beschriebenen Erzeugungsorte und die Rahmenbedingungen zur Wasserstoff- und Energieträgererzeugung (z. B. Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien) in den Erzeugungsländern. Die Transportdistanzen leiten sich aus Abbildung 32 in Kapitel 6.1 ab. Daten zu Schiffen und dem Schiffstransport (z. B. Verbrauch der Schiffsantriebe) der betrachteten H₂- und PtX-Energieträger wurden von GMW Consultancy³¹⁴ bereitgestellt.

Weitere grundlegende Annahmen der THG-Analyse sind im Folgenden zusammengefasst:

- Der Vergleich der THG-Emissionen der Wasserstoff-, Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Energieträger erfolgt auf Basis ihres Energieinhalts (Heizwert, Bezugseinheit: MJ).
- Das Bezugsjahr für die THG-Analyse ist 2040 (Importe von Power-to-X nach Deutschland sind etabliert).
- Strom aus erneuerbaren Energien wird in der Nähe der Elektrolyse erzeugt (50 km Übertragung über 220 kV Hochspannungsleitung).
- Wenn die Elektrolyse/Energieträgerproduktion außerhalb Deutschlands stattfindet, befinden sich die Elektrolyseure/Produktionsanlagen am Hafen.
- 50 % der H₂-Erzeugung erfolgt mit alkalischer Elektrolyse, 50 % der H₂-Erzeugung mit PEM-Elektrolyse.
- Für die Erzeugung der kohlenstoffhaltigen Energieträger (tiefkalt-verflüssigtes Methan, Methanol und E-Crude) wird aus der Umgebungsluft entnommenes CO₂ genutzt (Direct Air Capture).
- Wenn bei der Energieträgererzeugung Wärme freigesetzt wird, wird diese wärmeverbrauchenden Prozessen zugeführt und so der Wärmebedarf des Gesamtsystems reduziert.
- Der Antrieb von Schiffen für Energieträgertransport erfolgt durch Verbrennungsmotoren (Verwendung des transportierten Energieträgers).
- Die Verdichtung für den Pipelinetransport basiert auf Strom (Elektromotoren).

Die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien ist die Voraussetzung zur Umsetzung von grünen Wasserstoff- und PtX-Versorgungsketten. Die THG-Emissionen der Stromerzeugung hängen von der jährlichen Sonneneinstrahlung und Windverfügbarkeit in den verschiedenen Erzeugungsländern und den daraus resultierenden Volllaststunden ab. Zur Berechnung der lebenszyklusübergreifenden THG-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung in den Erzeugungs- und Transportländern im Jahr 2040 wurden die GaBi-Datenbanken³¹⁵ angewendet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

³¹⁴ Persönliche Auskunft GMW Consultancy (Gerd Würsig).

³¹⁵ Sphera Solutions GmbH: GaBi Datenbanken. Unter: <https://gabi.sphera.com/deutsch/datenbanken/gabi-datenbanken/> (abgerufen am 17.05.2021)

Tabelle 5: Ergebnisse der Analyse zu den THG-Emissionen der Stromerzeugung für das Jahr 2040³¹⁶

Stromerzeugung (Erzeugungsland)	THG-Emissionen [g CO ₂ -Äq./kWh Strom]
Photovoltaik (Australien)	17
Solarthermie (Australien)	8
Photovoltaik (Chile)	16
Solarthermie (Chile)	8
Photovoltaik (Marokko)	19
Solarthermie (Marokko)	11
Photovoltaik (VAE)	18
Solarthermie (VAE)	11
Wind Onshore (Nordnorwegen)	4
Wasserkraft (Kanada)	15
Wasserkraft 70 %, Geothermie 30 % (Island)	20
Wind Offshore (Deutschland)	2
Strommix Deutschland im Jahr 2040	157
Strommix EU-27 im Jahr 2040	163

Die in Tabelle 5 dargestellten THG-Emissionen basieren auf den in Kapitel 6.1 beschriebenen Rahmenbedingungen für die Wasserstoff- und Energieträgererzeugung in den Erzeugungsländern. Für die Wasserstoffelektrolyse und -speicherung in den Erzeugungsländern mit hoher Sonneneinstrahlung wird angenommen, dass Strom aus Photovoltaik verwendet wird. Für die Energieträgerproduktion wird für diese Länder ein Strommix aus 67 % Photovoltaik und 33 % Solarthermie veranschlagt. Für die übrigen Länder wird die Annahme getroffen, dass für Elektrolyse, Speicherung und Energieträgererzeugung Strom aus den jeweiligen erneuerbaren Energien (Wind, Wasserkraft, Geothermie) oder der vorhandene Strommix verwendet wird.

Die folgenden Unterkapitel beschreiben die Ergebnisse der THG-Analyse der Wasserstoff-, Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Versorgungsketten.

4.5.1 Wasserstoff-Direktnutzung

Abbildung 24 fasst die Ergebnisse der THG-Analyse der betrachteten Wasserstoffversorgungsketten zusammen. Die Zahlenwerte in Abbildung 24 berücksichtigen den Lebenszyklus inklusive Herstellung und Lebensende (Infrastruktur). Eine Unterteilung in Prozesskettenbetrieb und -infrastruktur erfolgt dann anschließend in Abbildung 25. Aus Abbildung 24 lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

- Die THG-Emissionen der Wasserstoffversorgungsketten (inkl. Wasserstoffherzeugung und Logistik) sind zunächst abhängig vom Strommix für H₂-Elektrolyse, H₂-Speicherung und H₂-Verflüssigung (Schiffstransport), sowie vom Strommix für die H₂-Verdichtung (Pipeline) (vgl. Tabelle 5).

³¹⁶ Sphera Solutions GmbH: Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

- Die Stromversorgung im H₂-Erzeugungsland ist aufgrund des hohen Stromverbrauchs der H₂-Elektrolyse der wichtigste Beiträger zu den THG-Emissionen (siehe hellblauer Balken). Norwegen weist unter den Erzeugungsländern aufgrund der sehr niedrigen THG-Emissionen der Stromerzeugung aus Windkraft mit sehr guten Windbedingungen den niedrigsten Wert auf.
- Die Pipelineversorgung aus Marokko weist im Vergleich höhere THG-Emissionen auf als der Schiffs-transport aus Marokko (Treiber für THG-Emissionen: elektromotorische Verdichtung mit europäischem Strommix 2040 beim Pipelinetransport).
- Die THG-Emissionen der regionalen Wasserstoffherzeugung (z. B. in Norddeutschland) werden fast ausschließlich durch den für die Elektrolyse angewendeten Strommix beeinflusst. Sie können im Vergleich sehr niedrige Werte (Versorgung mit Offshore-Windkraft) oder sehr hohe Werte aufweisen (deutscher Strommix 2040).
- Bei LH₂/CGH₂ als kohlenstofffreier Energieträger findet keine CO₂-Aufnahme während der Energieträgerproduktion statt, beim Schiffstransport wird kein CO₂ und Methan durch den Schiffsantrieb ausgestoßen (siehe kaum sichtbarer dunkelblauer Balken des Schiffstransports in Abbildung 24).
- Die Wasserstoffnutzung (z. B. in Deutschland) muss in eine ganzheitliche Energieträgerbewertung einbezogen werden. Die Nutzung des Energieträgers Wasserstoff beim Endverbraucher (z. B. in Brennstoffzellen) zeichnet sich dadurch aus, keine direkten CO₂-Emissionen zu verursachen. Das ist auch der entscheidende Vorteil gegenüber einer fossilen Energieträgerversorgung (vgl. Erdölversorgung in Abbildung 24).
- Je länger der Schiffstransport ist, desto größer sind die Auswirkungen des Schiffstransports auf die Prozesskettenemissionen der Logistik. Der Grund ist der LH₂-Verbrauch der Schiffsantriebe: Es muss mehr Wasserstoff im Erzeugungsland produziert und verflüssigt werden, um im Hafen in Deutschland die gleiche Energiemenge zu erhalten. Die THG-Emissionen je MJ nach Deutschland transportiertem Wasserstoff sind für die Wasserstoffproduktion in Australien beispielsweise nur 2 % geringer als in Marokko, obwohl in Australien noch bessere Sonneneinstrahlungsbedingungen verfügbar sind (10 % niedrigere THG-Emissionen je kWh Strom aus Photovoltaikanlagen) (siehe hellblaue Balken in Abbildung 24).

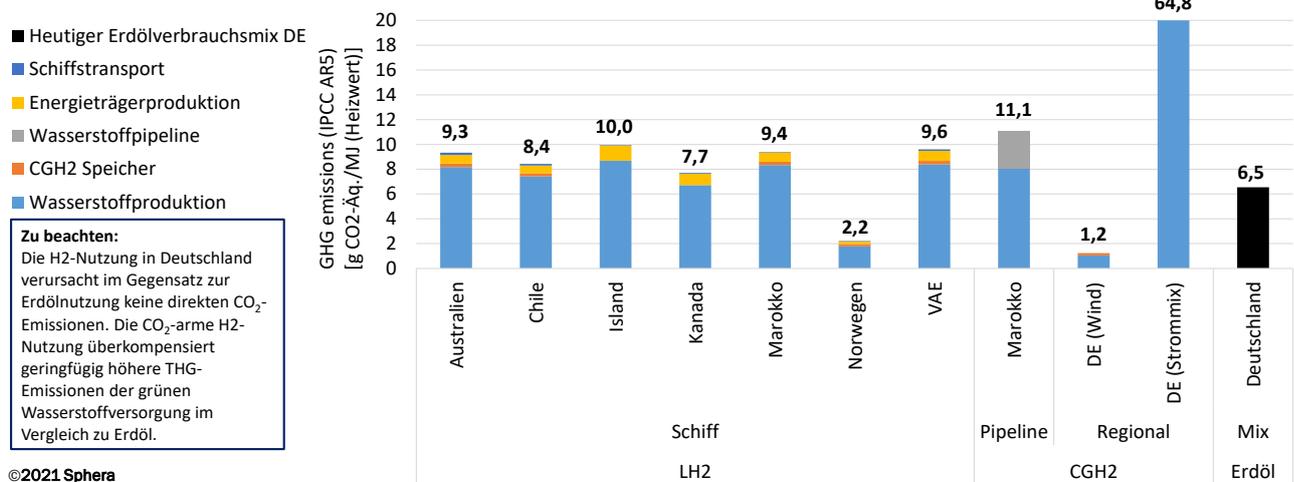


Abbildung 24: THG-Emissionen verschiedener Wasserstoffversorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung³¹⁷

Abbildung 25 beschreibt die Zahlenwerte aus Abbildung 24 als Aufteilung nach Betrieb und Infrastruktur der Wasserstoffversorgung. Hier lassen sich die folgenden Kernaussagen treffen:

- Der Betrieb der Erzeugung und Logistik verursacht den Großteil der THG-Emissionen der Wasserstoffversorgung (min. 67 % der Lebenszyklusemissionen DE (Wind), max. 99 % DE (Strommix)). Die Emissionen des Betriebs werden durch den Stromverbrauch der Erzeugung und Logistik verursacht.
- Die THG-Emissionen von Herstellung und Lebensende der Infrastruktur sind in erster Linie abhängig von den Volllaststunden der Elektrolyseure und der H₂-Speicherung (je höher die Volllaststunden, desto geringer die zugeordneten THG-Emissionen).
- Die THG-Emissionen des Schiffbaus und -lebensendes je MJ geliefertem H₂ sind abhängig von der zu den Zielhäfen transportierten Wasserstoffmenge entlang des Lebenszyklus (Annahme: 25 Jahre Lebensdauer der Schiffe). Je größer die Transportdistanz ist, desto mehr Schiffe werden für den Transport benötigt und desto größer wird die Bedeutung der Herstellung und des Lebensendes der Schiffe für die THG-Bilanz. Am Beispiel Australien, das die größte Entfernung aufweist, lässt sich ablesen, da mehr Schiffe für den Transport benötigt werden, dass der Anteil für Herstellung und Lebensende der Erzeugungs- und Logistikinfrastruktur am größten ist.

³¹⁷ Sphera Solutions GmbH: THG-Emissionen verschiedener Wasserstoffversorgungsketten und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.



Abbildung 25: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Wasserstoffversorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland)³¹⁸

4.5.2 Power-to-Gas

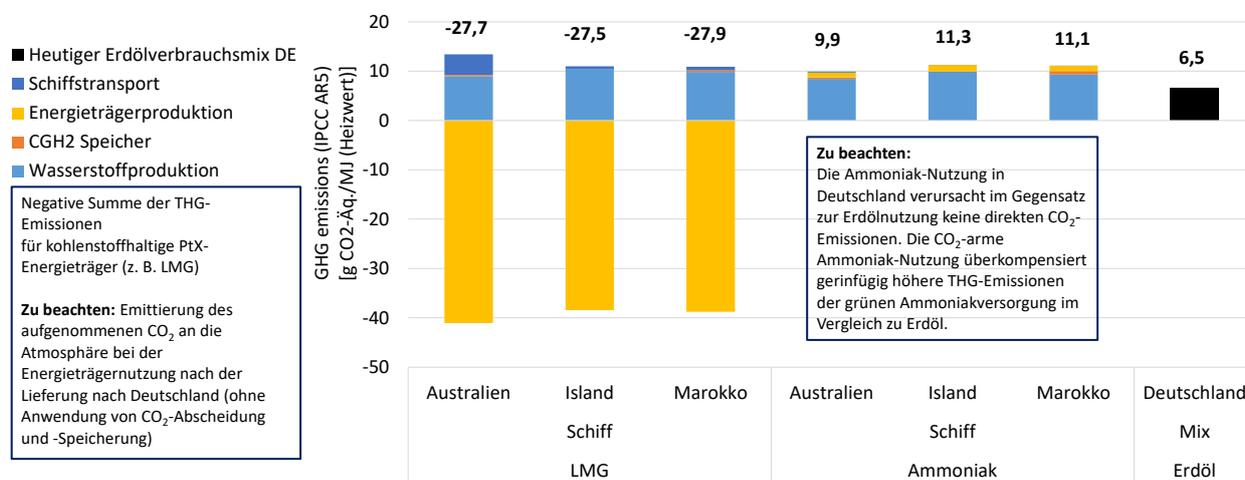
In Abbildung 26 sind die Ergebnisse der THG-Analyse der betrachteten Power-to-Gas-Versorgungsketten zusammengefasst. Die aufgeführten Zahlenwerte berücksichtigen den Lebenszyklus inklusive Herstellung und Lebensende (Infrastruktur). Für die Betrachtung von Power-to-Gas wurden drei Länder aufgrund ihrer Eigenschaften ausgewählt: Australien (großes Erneuerbares-Energien-Potenzial und lange Transportdistanz), Island (bereits heute verfügbare erneuerbare Energien, Nähe zu Deutschland/Europa) und Marokko (großes Erneuerbares-Energien-Potenzial, Nähe zu Deutschland/Europa).

Auf Basis von Abbildung 26 lassen sich folgende Kernaussagen treffen:

- Tiefkalt verflüssigtes Methan (synthetisch hergestellt; SLNG oder LMG genannt) ist ein kohlenstoffhaltiger Energieträger, Ammoniak ein kohlenstofffreier Energieträger. Bei Ammoniak findet daher keine CO₂-Aufnahme während der Energieträgerproduktion statt, beim Schiffstransport wird kein CO₂ und Methan durch den Schiffsantrieb ausgestoßen.
- Bei LMG wird CO₂ während der Energieträgererzeugung aufgenommen (Direct Air Capture) und der aufgenommene Kohlenstoff vor allem beim Schiffstransport teilweise als Kohlendioxid und Methan (Methanschlupf von Schiffsmotoren) wieder an die Atmosphäre abgegeben. Die Methanemissionen der Schiffsmotoren je verbranntem MJ Energieträger sind bei LMG die höchsten unter den PtX-Energieträgern, die spezifischen CO₂-Emissionen dafür geringer als bei Methanol und E-Crude (siehe dunkelblaue Balken in Abbildung 24 und Abbildung 26).
- Die THG-Emissionen der Power-to-Gas-Versorgungsketten (inkl. Wasserstoffherzeugung, Energieträgerherzeugung und Logistik) sind neben der CO₂-Aufnahme hauptsächlich abhängig vom Strommix für die H₂-Elektrolyse in den Produktionsländern.

³¹⁸ Sphera Solutions GmbH: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Wasserstoffversorgungsketten. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

- Die Energieträgernutzung muss in eine ganzheitliche Energieträgerbewertung einbezogen werden. Die Nutzung von Ammoniak beim Endverbraucher zeichnet sich dadurch aus, keine direkten CO₂-Emissionen zu verursachen. Bei LMG wird CO₂ während der Energieträgerproduktion aufgenommen und kompensiert somit das CO₂, das bei der Nutzung/Verbrennung emittiert wird. Dies sind die entscheidenden Vorteile gegenüber einer fossilen Energieträgerversorgung (vgl. Erdölversorgung in Abbildung 26).
- Ein Schiffstransport über große Distanz führt zu größeren Auswirkungen des Schiffstransports auf die Prozesskettenemissionen der Logistik. Der Grund sind die Schiffsantriebsemissionen (LMG) und der LMG-/Ammoniakverbrauch der Schiffsantriebe: Es muss mehr Wasserstoff und Energieträger im Erzeugungsland produziert werden, um im Hafen in Deutschland die gleiche Energiemenge zu erhalten (vgl. auch Beschreibung zu Abbildung 24).



©2021 Sphera

Abbildung 26: THG-Emissionen von Versorgungsketten von Power-to-Gas-Energieträgern (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung³¹⁹

Abbildung 27 beleuchtet die LMG- und Ammoniak-Versorgungsketten aus der Lebenszyklusperspektive. Hier ergeben sich die folgenden Kernaussagen:

- Der Betrieb der Erzeugung und Logistik verursachen den entscheidenden Anteil der THG-Bilanz. Bei LMG spielen die CO₂-Aufnahme und die CO₂-Emissionen der Wasserstoffproduktion die größte Rolle. Bei Ammoniak sind die CO₂-Emissionen der Wasserstoffproduktion (verursacht durch den Stromverbrauch der Elektrolyse) die wichtigsten Beiträge.
- Die THG-Emissionen von Herstellung und Lebensende der Infrastruktur sind in erster Linie abhängig von den Volllaststunden der Energieträgererzeugung, der H₂-Erzeugung und der H₂-Speicherung (je höher die Volllaststunden, desto geringer die zugeordneten THG-Emissionen).

³¹⁹ Sphera Solutions GmbH: THG-Emissionen von Versorgungsketten von Power-To-Gas-Energieträgern (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

- Die THG-Emissionen des Schiffbaus und -lebensendes je MJ geliefertem Power-to-Gas-Energieträger sind abhängig von der zu den Zielhäfen transportierten Energieträgermenge entlang des Lebenszyklus (Annahme: 25 Jahre Lebensdauer der Schiffe). Je größer die Transportdistanz ist, desto mehr Schiffe werden für den Transport benötigt und desto größer wird die Bedeutung der Herstellung und des Lebensendes der Schiffe für die THG-Bilanz (Beispiel Australien).



Abbildung 27: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Power-to-Gas-Versorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland)³²⁰

4.5.3 Power-to-Liquid

Abbildung 28 gibt einen Überblick über die in der THG-Analyse betrachteten Power-to-Liquid-Versorgungsketten. Für die Betrachtung der Power-to-Liquid-Energieträger wurden zunächst die gleichen drei Länder wie bei Power-to-Gas ausgewählt. Die Zahlenwerte in Abbildung 28 berücksichtigen den Lebenszyklus inklusive Herstellung und Lebensende (Infrastruktur). Als zusätzliches Land wurden für E-Crude die Vereinigten Arabischen Emirate, aufgrund der ihrer heute schon bestehenden Erdölinfrastruktur, mitaufgenommen. Folgende Kernaussagen lassen sich aus Abbildung 28 ableiten:

- Methanol und E-Crude sind kohlenstoffhaltige Energieträger. Bei beiden wird daher durch Direct Air Capture CO₂ während der Energieträgererzeugung aufgenommen und der aufgenommene Kohlenstoff teilweise als Kohlendioxid und Methan wieder an die Atmosphäre abgegeben (beim Schiffstransport, siehe dunkelblaue Balken).
- Die Kohlendioxidemissionen der Schiffsmotoren je verbranntem MJ Energieträger sind bei E-Crude (gefolgt von Methanol) die höchsten unter den PtX-Energieträgern, die spezifischen Methanemissionen dafür geringer als bei LMG (siehe dunkelblaue Balken in Abbildung 24 und Abbildung 26).
- Die THG-Emissionen der Power-to-Liquid-Versorgungsketten (inkl. Wasserstoffherzeugung, Energieträgererzeugung und Logistik) sind, analog zu den Power-to-Gas-Versorgungsketten, neben der

³²⁰ Sphera Solutions GmbH: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Power-To-Gas-Versorgungsketten. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

CO₂-Aufnahme hauptsächlich abhängig vom Strommix für die H₂-Elektrolyse in den Produktionsländern.

- Die Energieträgernutzung muss in eine ganzheitliche Energieträgerbewertung einbezogen werden. Bei der Methanol- und E-Crude-Produktion wird CO₂ aufgenommen. Das ist der entscheidende Vorteil gegenüber fossilen Energieträgern (vgl. Erdölversorgung in Abbildung 26).
- Je länger der Schiffstransport ist, desto größer sind die Auswirkungen des Schiffstransports auf die Prozesskettenemissionen der Logistik. Der Grund sind die Schiffsantriebsemissionen und die Bereitstellung der Energieträger für den Schiffsantrieb: Es muss mehr Wasserstoff und Energieträger im Produktionsland erzeugt werden, um im Hafen in Deutschland die gleiche Energiemenge zu erhalten (vgl. auch Beschreibung zu Abbildung 24).

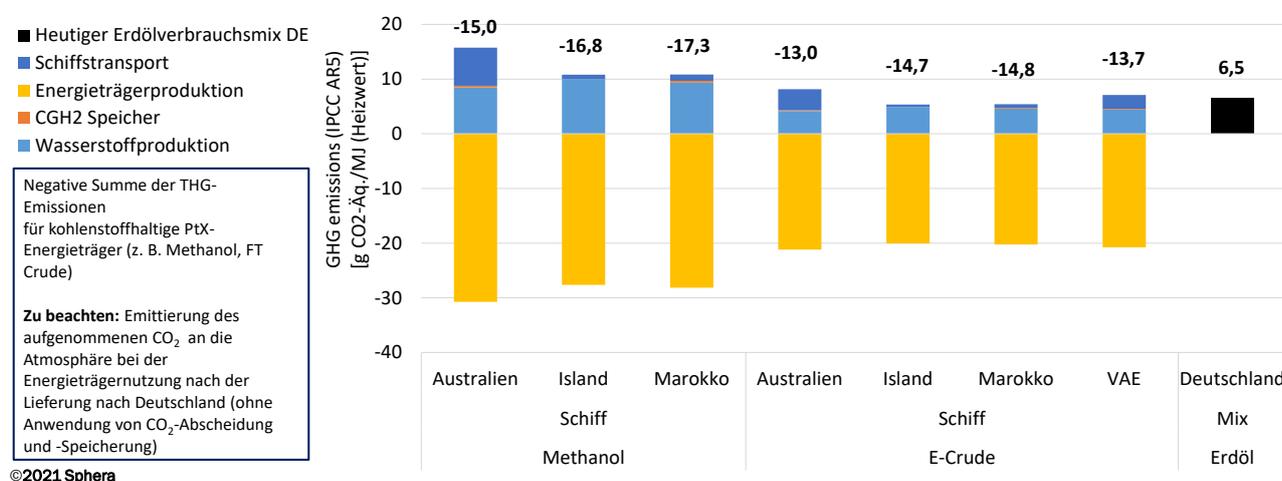


Abbildung 28: THG-Emissionen von Versorgungsketten von Power-to-Liquid-Energieträgern (bis Zielhafen in Deutschland) und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung³²¹

Abbildung 29 betrachtet die Power-to-Liquid-Versorgungsketten aus der Lebenszyklusperspektive. Hier ergeben sich die folgenden Kernaussagen:

- Der Betrieb der Erzeugung und Logistik verursachen den entscheidenden Anteil der THG-Bilanz. Dabei spielen sowohl bei Methanol als auch bei E-Crude die CO₂-Aufnahme und die CO₂-Emissionen der Wasserstoffproduktion die wichtigste Rolle.
- Die THG-Emissionen von Herstellung und Lebensende der Infrastruktur sind in der Hauptsache abhängig von den Volllaststunden der Energieträgererzeugung, der H₂-Erzeugung und der H₂-Speicherung (je höher die Volllaststunden, desto geringer die zugeordneten THG-Emissionen).
- Die THG-Emissionen des Schiffbaus und -lebensendes je MJ geliefertem Power-to-Liquid-Energieträger sind abhängig von der zu den Zielhäfen transportierten Energieträgermenge entlang des Lebenszyklus (Annahme: 25 Jahre Lebensdauer der Schiffe). Je größer die Transportdistanz ist, desto mehr Schiffe werden für den Transport benötigt und desto größer wird die Bedeutung der Herstellung und des Lebensendes der Schiffe für die THG-Bilanz (Beispiel Australien).

³²¹ Sphera Solutions GmbH: THG-Emissionen von Versorgungsketten von Power-To-Liquid-Energieträgern und Vergleich mit heutiger Erdölversorgung. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

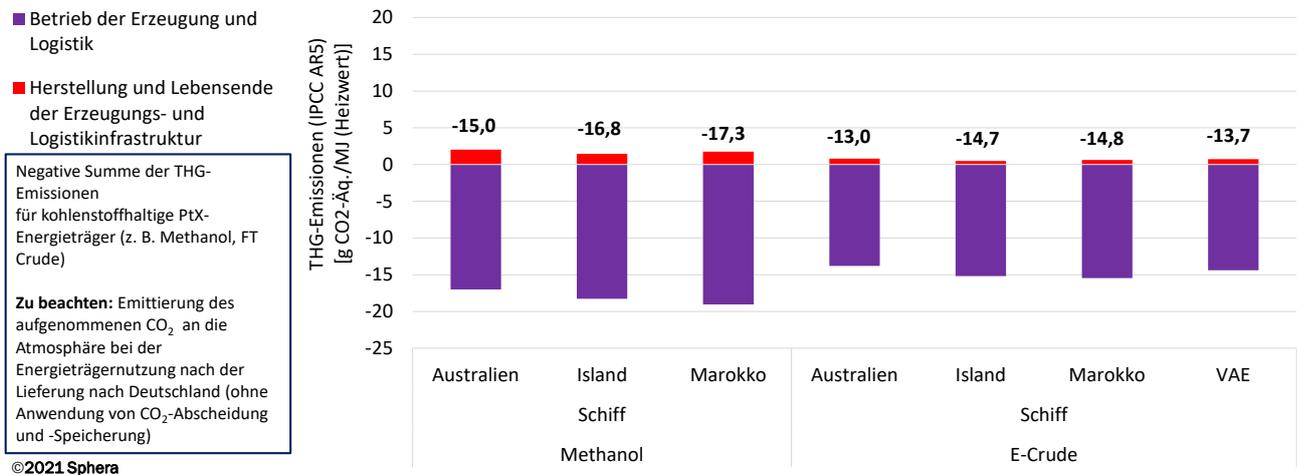


Abbildung 29: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Power-to-Liquid-Versorgungsketten (bis Zielhafen in Deutschland)³²²

4.5.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend ergibt sich aus der in diesem Kapitel durchgeführten Analyse der Treibhausgasemissionen die Hauptaussage, dass im Vergleich zu fossil basierten Energieträgern mit allen auf erneuerbaren Energien basierten Wasserstoff- und PtX-Erzeugungs- und Logistikketten THG-Emissionseinsparungen erzielt werden können. Der Vorteil von Energieträgern, die auf erneuerbare Energien basieren, ergibt sich insbesondere durch die Energieträgernutzung (in der Industrie, Mobilität etc.), da während der Nutzung keine THG-Emissionen entstehen (Wasserstoff, Ammoniak) oder das bei der PtX-Produktion der Atmosphäre entnommene CO₂ emittiert wird (LMG, Methanol, E-Crude). Der insgesamt relevanteste Anteil der THG-Emissionen der H₂- und PtX-Energieträgerversorgung wird durch den Stromverbrauch der Wasserstoffelektrolyse und die dafür notwendige Stromerzeugung verursacht. Diese THG-Emissionen der EE-Stromerzeugung, die durch die Bereitstellung der Infrastruktur hervorgerufen werden (z. B. Herstellung von Photovoltaikanlagen/Windkraftanlagen), sind jedoch schon heute im Vergleich zur fossil basierten Stromerzeugung als sehr gering einzustufen und werden sich aufgrund der globalen THG-Einsparungsbemühungen noch weiter verringern.

Der Fokus in diesem Kapitel liegt auf der THG-Analyse der Wasserstoff- und PtX-Erzeugungs- und Logistikketten. Eine Gesamtbewertung der THG-Emissionen der verschiedenen Wasserstoff- und PtX-Energieträger ist stark abhängig von der Nutzungsart der Energieträger. Ein ganzheitlicher Vergleich der Energieträger (für die Entscheidung zwischen verschiedenen Energieträgern für konkrete Anwendungsfälle) sollte daher in Zukunft auf Basis konkreter Nutzungsarten durchgeführt werden.

³²² Sphera Solutions GmbH: Verteilung der THG-Emissionen über den Lebenszyklus verschiedener Power-To-Liquid-Versorgungsketten. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

5 Analyse der Rahmenbedingungen zu Erzeugung, Nutzung und Bedarfen von H₂ und PtX

In diesem Kapitel soll zunächst der erwartete Bedarf an H₂ und PtX in Deutschland und weltweit für die Jahre 2030, 2040 und 2050 untersucht werden. Teil der Untersuchung ist ein Überblick über bestehende Bedarfe an Wasserstoff und Bedarfe an fossilen Energieträgern, da diese im Rahmen der unterschiedlichen Wasserstoffstrategien sukzessive durch Alternativen aus Wasserstoff und PtX-Energieträgern ersetzt werden sollen.

Anschließend wird dargestellt, welche Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff und PtX in Deutschland entsprechend errichtet werden sollen. Dafür wird auf unterschiedliche Strategien und Veröffentlichungen eingegangen. Aus den Bedarfen und den Erzeugungskapazitäten werden die jeweiligen Importbedarfe abgeleitet.

Den Abschluss des Kapitels bildet eine Analyse der Elektrolysepotenziale in deutschen Küstenregionen. Ziel der Darstellung ist die Identifizierung der für die der Nationalen Wasserstoffstrategie entsprechenden Elektrolysekapazitäten benötigten Strommengen und Nennkapazitäten.

5.1 Abschätzung des Wasserstoff- und PtX-Bedarfs in Deutschland und global

In den letzten Jahren stagnierte der Primärenergieverbrauch in Deutschland mit kleinen Schwankungen auf einer Höhe und belief sich 2020 auf eine Summe von 3.273 TWh.³²³ Der Begriff Primärenergie fasst die Menge an Energie, die in einem festgelegten Zeitraum, beispielsweise einem Jahr, verbraucht wird, zusammen. Er umfasst nicht nur Energie in Form von Strom, sondern inkludiert auch alle anderen in einer Volkswirtschaft verbrauchten Energieträger wie zum Beispiel Kohle, Erdöl oder Raffinerieprodukte. Es werden nicht nur die für die Stromproduktion aufgewendeten Energieträger eingeschlossen, sondern auch Primärenergieträger, die für den Betrieb von Verbrennungsmotoren und Kraftwerken verwendet werden, und andere.

Entsprechend der Energiereferenzprognose des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird der Primärenergieverbrauch in Deutschland stetig sinken und 2050 auf ein Niveau von 2.333 TWh pro Jahr³²⁴ fallen. Ein vergleichbarer Trend für Deutschland wird in der dena-Leitstudie angenommen. Im Szenario TM95 wird eine CO₂-Einsparung in Höhe von 95 % für 2050 angenommen. Dieses Szenario geht mit einer Reduktion des Primärenergiebedarfs auf jährlich 2.007 TWh bis 2050 einher.³²⁵ Die Zusammensetzung des Primärenergiebedarfs der entsprechenden Szenarien ist in Abbildung 30 dargestellt. Ein abnehmender Trend des Primärenergiebedarfs in Deutschland wird auch in weiteren Studien erwartet. Beispielsweise wird in der 2021 veröffentlichten Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Stiftung Klimaneutralität dargestellt, dass Deutschland bereits bis 2045 klimaneutral werden könnte. Damit dies gelingen kann, müsse der Primärenergiebedarf,

³²³ H. G. Buttermann: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020. AG Energiebilanzen e.V. (Hg.) S. 2. Unter: <https://newsletter.ag-energiebilanzen.de/?nltr=NDY7MTM5MDtodHRwczovL2FnLWVuZXJnaWVvaWxbnplbi5kZS9pbmRleC5waHA%2FYXJ0aWNsZV9pZD0yOSZ-maWxlTmFtZT1hZ2ViX2phaHJlc2JlcmJjaHQyMDIwXzlwMjEwNDA2Yi9kdC5wZGY7OzU3ZGJhNzcyMWZlMTA4MDJkNDE3ZWNmZTVkMmE1NDJi> (abgerufen am 13.04.2021)

³²⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (abgerufen am 13.04.2021)

³²⁵ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

stärker als in den anderen beiden untersuchten Studien, auf circa 1.800 TWh im Jahr 2045 sinken.³²⁶ Das Ziel ist durch den kürzeren Zeithorizont deutlich ambitionierter als in den anderen untersuchten Studien.

Kurz nach Erscheinen der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) der Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vorgelegt. Durch diese Novelle wird das Klimaschutzgesetz wesentlich verschärft; bis 2030 sollen die Jahresemissionsmengen selektierter Sektoren um 65 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 reduziert werden. Das Erreichen der Treibhausgasneutralität wird um 5 Jahre von 2050 auf 2045 vorgezogen.³²⁷ Entsprechend einer Stellungnahme des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V. würde eine Minderung der Jahresemissionsmengen um 65 % bis 2030 eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Primärenergiebedarf auf 1.084 TWh/a erforderlich machen. Gemessen an den abgeschätzten Primärenergiebedarfen der untersuchten Studien entspräche dies etwas weniger als der Hälfte der abgeschätzten gemittelten Primärenergiebedarfe für 2030. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten bis 2030 die Nennkapazität der installierten Photovoltaikanlagen auf 205 GW und die Nennkapazität der onshore installierten Windenergieanlagen auf 95 GW erhöht werden.³²⁸ Die unterschiedlichen Szenarien zur Entwicklung des deutschen Primärenergiebedarfs werden in Abbildung 31 und in veranschaulicht.

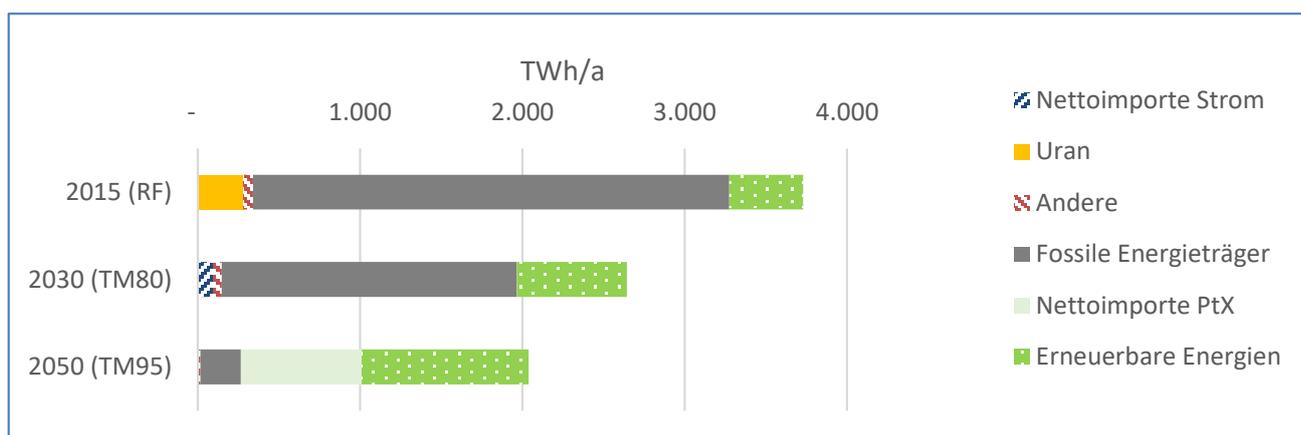


Abbildung 30: Entwicklung des deutschen Primärenergiebedarfs entsprechend der Szenarien TM80 und TM95 der dena-Leitstudie³²⁹

Weltweit betrug 2020 der kumulierte Primärenergiebedarf circa 186.100 TWh. Entsprechend des International Energy Outlook 2019 der US Energy Information Administration ist für den weltweiten Primärenergiebedarf kein abnehmender Trend zu erkennen. Es wird erwartet, dass der weltweite Primärenergiebedarf bis 2050 um 44 % auf insgesamt 266.988 TWh/a ansteigen wird. Ein anderes Szenario wird durch den DNV GL aufgestellt.

³²⁶ M. Weiß et al.: Klimaneutrales Deutschland 2045. Stiftung Klimaneutralität (Hg.). S. 21. Unter: https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/04/2021_KNDE2045_Zusammenfassung_DE.pdf (abgerufen am 18.05.2021)

³²⁷ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Unter: <https://www.bmu.de/gesetz/entwurf-eines-ersten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundes-klimaschutzgesetzes/> (abgerufen am 19.05.2021)

³²⁸ Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.: BEE-Stellungnahme zum Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. S. 7f. Unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210512_BEE-Stellungnahme_KSG.pdf (abgerufen am 19.05.2021)

³²⁹ ISL: eigene Darstellung, basierend auf Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

Hier wird erwartet, dass der weltweite Primärenergiebedarf zunächst ansteigt, bis 2032 eine Spitzennachfrage von 173.333 TWh/a erreicht wird. Anschließend soll die Nachfrage bis 2050 langsam zurückgehen.³³⁰ Basisjahr des Szenarios des DNV GL ist 2018 mit einem Primärenergiebedarf von 167.500 TWh. In dem Szenario des DNV GL wurden bereits die Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Entwicklung des Primärenergiebedarfs berücksichtigt.³³¹ Die betrachteten Szenarien zur Entwicklung des weltweiten Primärenergiebedarfs werden ebenfalls in Abbildung 31 und in Tabelle 6 veranschaulicht und den entsprechenden Szenarien zur Entwicklung des deutschen Primärenergiebedarfs gegenübergestellt.

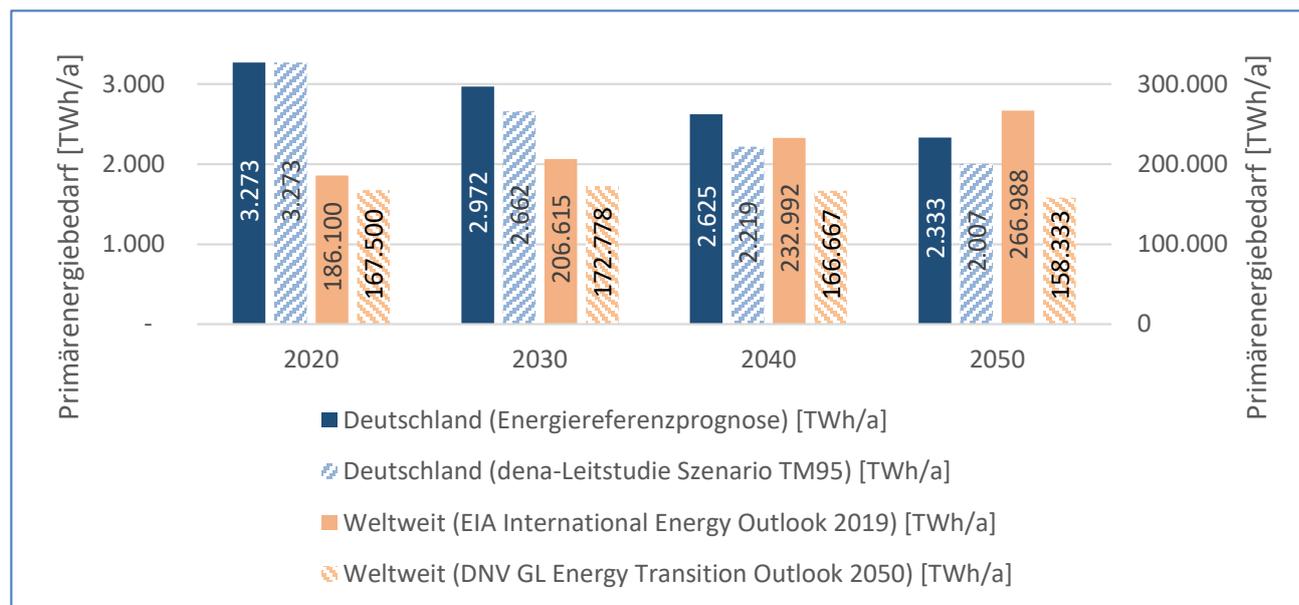


Abbildung 31: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland und weltweit³³²

Vor dem Hintergrund, dass ein Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie die erfolgreiche Energiewende durch die Nutzung von grünem Wasserstoff und grünen PtX-Energieträgern ist, ist die Entwicklung des Anteils fossiler Energieträger in Deutschland relevant, um gegebenenfalls zukünftige Bedarfe, die die Mengen der in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten Bedarfe überschreiten, einzuordnen. Die Entwicklung des Bedarfs an fossilen Energieträgern wird in Tabelle 7 dargestellt.

2020 wurden in Deutschland 2.686 TWh an fossilen Energieträgern genutzt. Das entspricht einem Anteil von ca. 82 % am Primärenergiebedarf in Höhe von 3.273 TWh. Gemäß der Energierferenzprognose des BMWi wird erwartet, dass im Jahr 2050 für fossile Energieträger nur noch eine Nachfrage in Höhe von 1.431 TWh besteht. Das entspricht einer Reduktion um ca. 53 % gegenüber 2020. Im Rahmen des TM95-Szenarios der dena-Leitstudie wird für 2050 ein Bedarf an 250 TWh fossilen Energieträgern angenommen. Das ist eine Reduktion um circa 91 % gegenüber dem Jahr 2020.

³³⁰ DNV GL (inzwischen DNV): Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050 S. 66f. Unter: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download> (abgerufen am 08.04.2021)

³³¹ Ebd. S. 4

³³² ISL: eigene Darstellung basierend auf den genannten Studien.

Tabelle 6: Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland und weltweit

Jahr	Deutscher Primärenergiebedarf entsprechend Energieerferenzprognose ³³³ [TWh/a]	Deutscher Primärenergiebedarf entsprechend TM95-Szenario aus dena-Leitstudie ³³⁴ [TWh/a]	Erwarteter weltweiter Primärenergiebedarf ³³⁵ [TWh/a]	Erwartetes weltweites Primärenergieangebot ³³⁶ [TWh/a]
2020	3.273 ³³⁷	3.273 ³³⁸	186.100	167.500 ³³⁹
2030	2.972	2.662	206.615	172.778
2040	2.625	2.219	232.992	166.667
2050	2.333	2.007	266.988	158.333

Tabelle 7: Entwicklung des Bedarfs an fossilen Energieträgern in Deutschland

Jahr	Prognose der Nachfrage gemäß Energieerferenzprognose ³⁴⁰ [TWh/a]	Nachfrageentwicklung entsprechend TM95-Szenario aus dena-Leitstudie [TWh/a] ³⁴¹
2020 ³⁴²	2.686	2.686
2030	1.889	1.840
2040	1.667	1.195
2050	1.431	250

³³³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Entwicklung der Energiemärkte – Energieerferenzprognose. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energieerferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (abgerufen am 13.04.2021)

³³⁴ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

³³⁵ U.S. Energy Information Administration: International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. Unter: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>. Werte unter: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/excel/reference/table_a1.xlsx (beide abgerufen am 13.04.2021)

³³⁶ DNV GL (inzwischen DNV): Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050. Unter: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download> (abgerufen am 08.04.2021)

³³⁷ H. G. Buttermann: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020. AG Energiebilanzen e.V. (Hg.) S. 2. Unter: <https://newsletter.ag-energiebilanzen.de/?nltr=NDY7MTM5MDtodHRwczovL2FnLWVuZlJnaWVuaWxhbnplbi5kZS9pbmRleC5waHA%2FYXJ0aWNsZV9pZD0yOSZmaWxlTmFtZT1hZ2ViX2phaHJlc2JlcmljaHQyMDIwXzlwMjEwNDA2Yl9kdC5wZGY7OzU3ZGJhNzcyMWZlMTA4MDJkNDE3ZWNmZTVkMmE1NDJi> (abgerufen am 13.04.2021)

³³⁸ Ebd.

³³⁹ Dieser Wert bezieht sich gemäß der zugrundeliegenden Studie des DNV GL auf das Jahr 2018.

³⁴⁰ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Entwicklung der Energiemärkte – Energieerferenzprognose. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energieerferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (abgerufen am 13.04.2021)

³⁴¹ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

³⁴² H. G. Buttermann: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020. AG Energiebilanzen e.V. (Hg.) S. 2. Unter: <https://newsletter.ag-energiebilanzen.de/?nltr=NDY7MTM5MDtodHRwczovL2FnLWVuZlJnaWVuaWxhbnplbi5kZS9pbmRleC5waHA%2FYXJ0aWNsZV9pZD0yOSZmaWxlTmFtZT1hZ2ViX2phaHJlc2JlcmljaHQyMDIwXzlwMjEwNDA2Yl9kdC5wZGY7OzU3ZGJhNzcyMWZlMTA4MDJkNDE3ZWNmZTVkMmE1NDJi> (abgerufen am 13.04.2021)

Aktuell besteht gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie in Deutschland eine Wasserstoffnachfrage in Höhe von 55 TWh/a³⁴³, die allerdings in erster Linie durch Wasserstoff gedeckt wird, der aus fossilen Energieträgern erzeugt worden ist. Die Nachfrage soll sich bis 2030 auf 90-110 TWh/a³⁴⁴ erhöhen und 2050 schließlich bis zu 380 TWh/a betragen.³⁴⁵ Es wird davon ausgegangen, dass sich die zukünftige Nachfrage ausschließlich auf grünen Wasserstoff bezieht. Die Entwicklung dieser Nachfrage wird in Tabelle 8 dargestellt.

In der dena-Leitstudie wird im TM95-Szenario zwar ein langsamerer Anstieg der Bedarfe angenommen. Für 2030 wird eine Nachfrage nach 47 TWh/a grünen PtX-Energieträgern erwartet. Der Begriff PtX-Energieträger umfasst entsprechend der dena-Leitstudie auch grünen Wasserstoff. Auf eine bestehende Nachfrage wird nicht eingegangen. Da die Nachfrage nach PtX-Energieträgern im Basisjahr des Szenarios bei null liegt, wird davon ausgegangen, dass die angenommenen, zukünftigen Bedarfe aus einer zusätzlichen Nachfrage erwachsen. Die Nachfrage wird sich in der dena-Leitstudie bis 2040 auf etwa 143 TWh/a mehr als verdreifachen und bis 2050 auf 908 TWh/a ansteigen.³⁴⁶ Die Nachfrageentwicklung entsprechend der dena-Leitstudie wird ebenfalls in Tabelle 8 dargestellt.

Entsprechend einer Einschätzung von Air Liquide werde der weltweite Wasserstoffverbrauch von 2.778 TWh/a im Jahr 2020 bis 2050 auf über 21.000 TWh/a steigen. Das entspräche einem Wachstum von weit über 700 % in 30 Jahren.³⁴⁷ Eine geringere Nachfrage erwartet der DNV GL im Energy Transition Outlook 2020. Hier wird die Nachfrage nach Wasserstoff als Energieträger abgeschätzt. Da Wasserstoff derzeit vor allem als Rohstoff eingesetzt wird, stellt die Studie des DNV GL nicht den Gesamtbedarf an Wasserstoff, sondern eine zusätzliche Nachfrage dar. Die Nachfrage nach Wasserstoff als Energieträger soll bis 2050 auf circa 6.666 TWh/a ansteigen. In der Sensitivitätsanalyse des DNV GL wurde festgestellt, dass ein höherer CO₂-Preis einen positiven Einfluss auf die Nachfrage nach Wasserstoff als Energieträger haben könnte, die in der Folge auf bis zu 11.944 TWh/a ansteigen könnte.³⁴⁸ Beide Szenarien werden in Tabelle 8 dargestellt. Die zusätzlichen Bedarfe des DNV GL werden in der Tabelle auf die bestehende Nachfrage addiert, um die Entwicklung vollständig darzustellen. In einem aktuellen Marktausblick der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft PricewaterhouseCoopers (PwC) wird ebenfalls ein deutlicher Anstieg der Nachfrage nach Wasserstoff bis 2050 erwartet. Es wird erwartet, dass die Nachfrage bis 2050 auf bis zu 600 Mio. t/a ansteigen könnte, was einem Energiegehalt von circa 19.998 TWh entspricht.³⁴⁹

³⁴³ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie S. 10. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

³⁴⁴ Ebd., S. 5

³⁴⁵ Ebd., S. 10

³⁴⁶ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil B, S. 15, 166f. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

³⁴⁷ Pierre-Etienne Franc: At the heart of the energy transition. Unter: <https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2020/03/11/air-liquide-pe-franc-march-2020.pdf> (abgerufen am 25.05.2021)

³⁴⁸ DNV GL (inzwischen DNV): Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050 S. 99. Unter: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download> (abgerufen am 08.04.2021)

³⁴⁹ PricewaterhouseCoopers GmbH: Wasserstoff-Marktausblick: Expert:innen rechnen mit Nachfrageboom ab 2030. Unter: <https://www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2021/wasserstoff-marktausblick-expert-innen-rechnen-mit-nachfrageboom-ab-2030.html> (abgerufen am 18.08.2021)

Tabelle 8: Entwicklung der kumulierten Bedarfe an grünem H₂ und PtX-Energieträgern in Deutschland und Weltweit

Jahr	Nationale Wasserstoffstrategie [TWh/a]	TM95-Szenario aus dena-Leitstudie [TWh/a]	Weltweit Air Liquide [TWh/a] ³⁵⁰	Weltweit DNV GL – bestehende Nachfrage ³⁵¹ sowie zusätzliche Nachfrage ³⁵² [TWh/a]
2020	55 ³⁵³	k.A.	2.778	2.778 + 0 = 2.778
2030	90-110	47	3.889	2.778 + 555 = 3.333
2040	k.A.	143	7.778	2.778 + 1.944 = 4.722
2050	110-380	908	21.667	2.778 + 6.666 = 9.444

5.2 Ableitung von Erzeugungskapazitäten und Importbedarf in Deutschland

In diesem Abschnitt wird eine Analyse der untersuchten Veröffentlichungen hinsichtlich der inländischen Produktionskapazitäten für Deutschland durchgeführt und es werden daraus die Angebotslücken abgeleitet, welche durch den Import von grünem Wasserstoff und grünen PtX-Energieträgern gedeckt werden sollten.

In der Nationalen Wasserstoffstrategie ist vorgesehen, dass ab 2030 14 TWh/a grüner Wasserstoff und ab 2040 28 TWh/a grüner Wasserstoff innerhalb Deutschlands produziert werden können. Dafür werden bis 2030 Elektrolyseure mit einer Nennkapazität von insgesamt 5 GW errichtet. Weitere 5 GW sollen in den folgenden Jahren bis 2035 und spätestens 2040 hinzugebaut werden.³⁵⁴

In der dena-Leitstudie werden deutlich höhere Annahmen für die inländische Produktion von grünem Wasserstoff und PtX-Energieträgern skizziert. Bis 2030 sollen in Deutschland bereits 46 TWh/a grüner Wasserstoff produziert werden. Die Produktion soll im Anschluss bis 2040 auf 112 TWh/a und bis 2050 auf insgesamt 164 TWh/a erhöht werden.³⁵⁵ Die Erzeugungskapazitäten der beiden Szenarien werden nachfolgend in Tabelle 9 dargestellt.

³⁵⁰ Pierre-Etienne Franc: At the heart of the energy transition. Unter: <https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2020/03/11/air-liquide-pe-franc-march-2020.pdf> (abgerufen am 25.05.2021)

³⁵¹ Ebd.

³⁵² DNV GL (inzwischen DNV): Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050 S. 99f. Unter: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download> (abgerufen am 08.04.2021)

³⁵³ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie S. 10. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

³⁵⁴ Ebd.

³⁵⁵ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil B, S. 15, 166f. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

Tabelle 9: Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff in Deutschland³⁵⁶

Jahr	Nationale Wasserstoffstrategie [TWh/a]	TM95-Szenario aus dena-Leitstudie [TWh/a]
2030	14	46
2040	28	112
2050	28	164

Durch die Kenntnis der Bedarfe an grünem Wasserstoff und der inländischen Produktionsmenge für die Schlüsseljahre wird die Angebotslücke entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie berechnet und in Tabelle 10 dargestellt. 2030 wird die Angebotslücke je nachdem, wie sich der tatsächliche Bedarf entwickelt, zwischen 76 und 96 TWh/a liegen. Um diese Nachfrage zu decken, werden Importe von grünem Wasserstoff zwischen 2,3 und 2,9 Mio. t/a benötigt.

2040 werde sich der Bedarf zwar auf einem ähnlichen Niveau wie bereits 2030 befinden, dafür würde gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie allerdings auch die inländische Produktion erweitert, so dass die Angebotslücke 82 TWh/a betragen wird und durch Importe von 2,5 Mio. t/a Wasserstoff gedeckt werden könnte.

Ein weiterer Ausbau der Erzeugungskapazitäten über das Niveau von 2040 hinaus wird in der Nationalen Wasserstoffstrategie nicht angesprochen. Allerdings könne der Bedarf auf bis zu 380 TWh/a im Jahr 2050 ansteigen, was bedeutet, dass in der Folge jährlich bis zu 10,6 Mio. t Wasserstoff importiert werden müssten.

Tabelle 10: Erzeugungskapazitäten, Bedarfe und benötigte Importmengen für grünen Wasserstoff in Deutschland entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie³⁵⁷

Jahr	Bedarf [TWh/a]	Inländische Produktion [TWh/a]	Angebotslücke [TWh/a]
2030	90-110	14	76-96
2040	110	28	82
2050	110-380	28	82-352

Die etwas geringere Nachfrage nach Wasserstoff entsprechend dem TM95-Szenario der dena-Leitstudie soll 2030 fast vollständig durch die inländische Produktion gedeckt werden. Lediglich ein Wasserstoffbedarf mit einem Energiegehalt von 1 TWh würde durch Importe aus anderen europäischen Ländern gedeckt werden. Das entspricht einer Menge von ca. 30.000 t Wasserstoff.

2040 wird erwartet, dass sowohl die Bedarfe als auch die inländische Produktion drastische Erhöhungen im Vergleich zu 2030 erfahren haben und eine Restmenge von 31 TWh/a Wasserstoff verbleibt, die durch Importe von 0,9 Mio. t/a Wasserstoff gedeckt werden kann. Auch zu diesem Zeitpunkt würde vor allem aus EU-Ländern importiert werden.

Bis 2050 würde der Bedarf an Wasserstoff die inländische Produktion in Deutschland deutlich übertreffen. Es müssten Importe in Höhe von 744 TWh/a Wasserstoff durchgeführt werden. 6 Mio. t/a Wasserstoff mit einem

³⁵⁶ ISL: eigene Auswertung.

³⁵⁷ ISL: eigene Auswertung.

Energiegehalt von 199 TWh/a würden aus der EU und 16,4 Mio. t/a Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 545 TWh/a würden aus Nicht-EU-Staaten importiert, um die Lücke zu Nachfrage zu befriedigen.

Tabelle 11: Erzeugungskapazitäten, Bedarfe und benötigte Importmengen für grünen Wasserstoff in Deutschland entsprechend der dena-Leitstudie³⁵⁸

Jahr	Bedarf [TWh/a]	Inländische Produktion [TWh/a]	Angebotslücke [TWh/a]
2030	47	46	1
2040	143	112	31
2050	908	164	744

Dass sich diese Angebotslücken entwickeln, wird auch durch weitere Studien gestützt. In der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Stiftung Klimaneutralität wird dargestellt, dass nur etwa ein Drittel der Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Energieträgern durch eine inländische Produktion gedeckt werden kann. Der Großteil wird importiert werden müssen.³⁵⁹ Dass Deutschland zwar große Potenziale für die Produktion von grünem Wasserstoff berge, aber auch auf Importe angewiesen sei, um die entstehenden Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Energieträgern zu decken, wird in einer im April 2021 veröffentlichten Studie von Strategy&, einer Tochtergesellschaft der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft PwC, grafisch veranschaulicht.³⁶⁰

5.3 Wasserstoffelektrolyse aus Windenergie in deutschen Küstenregionen

Unter dem Begriff Küstenregionen werden in diesem Abschnitt die norddeutschen Bundesländer, die bereits im Sinne der Norddeutschen Wasserstoffstrategie kooperieren, zusammengefasst. Das heißt, es sind die Bundesländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein eingeschlossen. In diesem Abschnitt wird zunächst untersucht, welche Mengen an Strom aus Windenergie sowohl *Offshore* auf See als auch *Onshore* an Land in den Küstenregionen erzeugt werden können. Daran anschließend wird in Szenarien analysiert, welche Menge an Wasserstoff erzeugt werden könnte, wenn Anteile der Stromerzeugungskapazitäten genutzt würden, um per Wasserelektrolyse grünen Wasserstoff zu erzeugen.

5.3.1 Potenziale für die Wasserstoffelektrolyse entsprechend der installierten Nennkapazität

In den deutschen Küstenregionen besteht eine gesamte Nennkapazität von 30,2 GW. Den größten Anteil an der Nennkapazität hat das Bundesland Niedersachsen mit 11,4 GW installierter Leistung Onshore und 4,9 GW installierter Leistung Offshore. Niedersachsen ist damit nicht nur Spitzenreiter unter den norddeutschen Bundesländern, sondern unter allen deutschen Bundesländern. Dies wird verdeutlicht in Tabelle 12 und Tabelle 13.

³⁵⁸ ISL: eigene Auswertung.

³⁵⁹ M. Weiß et al.: Klimaneutrales Deutschland 2045. Stiftung Klimaneutralität (Hg.) S. 27. Unter: https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/04/2021_KNDE2045_Zusammenfassung_DE.pdf (abgerufen am 18.05.2021)

³⁶⁰ Matthias Witzemann et al.: Laying the foundations of a low carbon hydrogen market in Europe. S. 14. Unter: <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/insights/2021/laying-the-foundations-of-a-low-carbon-hydrogen-market-in-europe.html> (abgerufen am 25.05.2021)

Tabelle 12: Installierte Nennleistung der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in den norddeutschen Bundesländern³⁶¹

Bundesland	Nennkapazität Onshore [GW] ³⁶²	Nennkapazität Offshore [GW] ³⁶³	Nennkapazität gesamt [GW]
Bremen	0,2	-	0,2
Hamburg	0,1	-	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	3,6	1,1	4,7
Niedersachsen	11,4	4,9	16,3
Schleswig-Holstein	7,1	1,8	8,9
Gesamt	22,4	7,8	30,2

Welche Energiemenge mit dieser installierten Leistung erzeugt werden kann, ist abhängig von unterschiedlichen Faktoren wie der Auslegung der Anlagen und auch vom Standort. Da die produzierte Energiemenge wetterbedingten und verfügbarkeitsbedingten Schwankungen unterliegt, wird die durchschnittliche Leistung von Windenergieanlagen (WEA) üblicherweise in Volllaststunden angegeben. Die jährlichen Volllaststunden bezeichnen die Zeitspanne, die eine WEA bei Nennleistung betrieben werden müsste, um die gleiche Energiemenge zu produzieren, die in einem normalen Betriebsjahr, das auch Flauten und Wartungspausen einschließt, erzeugt wird. Sie unterscheiden sich dadurch von den reinen Betriebsstunden, die auch gezählt werden, wenn die Anlage nur zu einem geringen Prozentsatz der Nennleistung betrieben werden kann. Die Volllaststunden unterscheiden sich je nach Standort und sind Offshore trotz geringerer Verfügbarkeit der Anlagen oft deutlich höher als an Land. In küstennahen Gebieten können Windenergieanlagen an Land bis zu 3.200 jährliche Volllaststunden erreichen. An sehr gut gelegenen Offshorstandorten könnten sogar bis zu 4.500 jährliche Volllaststunden erzielt werden.³⁶⁴

Durch die Kenntnis der Nennleistung und der jährlichen Volllaststunden kann die Jahresleistung in TWh errechnet werden:

$$\frac{\text{Nennleistung (GW)}}{1.000} * \text{Volllaststunden (h)} = \text{Jahresleistung (TWh)}$$

Berechnung der Bruttostromerzeugung aus Onshore-WEA in deutschen Küstenländern:

³⁶¹ ISL: eigene Auswertung.

³⁶² Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland S. 12. Unter: https://www.windguard.de/jahr-2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2020/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202020.pdf (abgerufen am 13.04.2021)

³⁶³ Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.: Verteilung der OWP auf Bundesländer und Nord- bzw. Ostsee. Unter: <https://bwo-offshore-wind.de/verteilung-der-owp-auf-bundeslaender-und-nord-bzw-ostsee/> (abgerufen am 07.04.2021)

³⁶⁴ Christof Kost et al.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (abgerufen am 13.04.2021)

$$\frac{22,4 \text{ GW}}{1.000} * 3.200 \text{ h} = 71,7 \text{ TWh}$$

Berechnung der Bruttostromerzeugung aus Offshore-WEA in deutschen Küstenländern:

$$\frac{7,8 \text{ GW}}{1.000} * 4.500 \text{ h} = 35,1 \text{ TWh}$$

Zu der Bruttostromerzeugung aus Offshore-WEA in Deutschland ist anzumerken, dass 2020 tatsächlich nur 27,3 TWh Strom aus Offshore-WEA erzeugt wurden³⁶⁵, was deutlich unter der exemplarischen Berechnung liegt. 27,3 TWh Strom aus Offshore-WEA entspricht bei einer Nennleistung von 7,8 GW 3.500 Volllaststunden. Da für die Bruttostromerzeugung aus Onshore-WEA in Deutschland keine nach Bundesländern aufgeschlüsselten Werte veröffentlicht werden, kann die Berechnung nicht überprüft werden. Im Modell wird daher sowohl für die Onshore als auch für die Offshore erzeugte Energie auf die Ergebnisse aus den Berechnungen verwiesen.

Ein Teil der erzeugten Energie könnte in Zukunft direkt am Erzeugungsort genutzt werden, um durch die Elektrolyse von Wasser grünen Wasserstoff zu produzieren, um einen Teil des Nationalen und Norddeutschen Wasserstoffbedarfs decken zu können. Da auch die Elektrolyse eine gewisse Prozessenergie benötigt, steht am Ende weniger Energie in Form von Wasserstoff zur Verfügung, als in Form von elektrischer Energie in den Prozess eingegangen ist. Diese Differenz wird als Umwandlungsverlust bezeichnet und unterscheidet sich je nachdem, welche Elektrolysemethode verwendet wird. In der Regel stehen am Ende zwischen 50 – 70 % der aufgewendeten Energie als Wasserstoff zur Verfügung.³⁶⁶ In der weiteren Berechnung wird ein mittlerer Wirkungsgrad von 60 % angenommen.

$$\begin{aligned} & (\text{Onshorejahresleistung (TWh)} + \text{Offshorejahresleistung (TWh)}) \\ & * \text{Wirkungsgrad der Elektrolyse (\%)} = \text{Grüner Wasserstoff (TWh)} \end{aligned}$$

$$(71,7 \text{ TWh} + 35,1 \text{ TWh}) * 60 \% = 64,1 \text{ TWh}$$

Würde also die gesamte in Küstenregionen und Offshore verfügbare Windenergie-Nennkapazität für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt, könnten ca. 64 TWh/a grüner Wasserstoff erzeugt werden. Das wäre eine ausreichende Menge, um den derzeitigen Wasserstoffbedarf in Deutschland in Höhe von 55 TWh/a³⁶⁷ zu decken und darüber hinaus noch Wasserstoff zur Verfügung zu haben. Dies würde allerdings auch bedeuten, dass der für die Elektrolyse aufgewendete Strom nicht mehr als Strom für den Direktverbrauch zur Verfügung stehen würde und sich der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix reduzieren würde. Aufgrund der Umwandlungsverluste sollten erneuerbare Energien zuerst eingesetzt werden, um die Stromversorgung zu dekarbonisieren, bevor zusätzliche Erzeugungskapazitäten errichtet werden, die genutzt werden, um Wasserstoff und PtX-Produkte zu erzeugen.

³⁶⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland S. 6. Unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=31 (abgerufen am 13.04.2021)

³⁶⁶ GreenGear: Elektrischer Antrieb – die Brennstoffzelle. Unter: <https://www.greengear.de/elektrischer-antrieb-die-brennstoffzelle/> (abgerufen am 09.04.2021)

³⁶⁷ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

Um den bestehenden deutschen Wasserstoffbedarf von 55 TWh/a zu decken, würden ca. 90 TWh/a Strom aus erneuerbaren Energien benötigt. Das entspricht etwa der gesamten in den Küstenländern installierten Nennkapazität an Onshore-WEA, sowie der Hälfte der offshore installierten Nennkapazität.

Da große Teile der Nennkapazität benötigt werden, um Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, könnte ein kleinerer Teil genutzt werden, um grünen Wasserstoff herzustellen und gleichzeitig die Stromversorgung zu gewährleisten. Würden 10 % der Nennkapazität an installierten WEA in den deutschen Küstenländern eingesetzt werden, könnten 6,4 TWh Wasserstoff pro Jahr produziert werden. Mit 20 % würden bereits 12,8 TWh/a grüner Wasserstoff produziert werden. In jedem Fall würde die Nutzung von Windenergieproduktionskapazitäten in den deutschen Küstenländern bedeuten, dass auch der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung reduziert würde. Unmittelbar wichtigstes Ziel sollte daher der Ausbau der Kapazitäten für die Erzeugung von Strom aus Windenergie sowohl Onshore als auch Offshore sein.

5.3.2 Potenziale für die Wasserstoffelektrolyse entsprechend dem geplanten Ausbau bis 2030

Ein Ausbau der Nennkapazitäten für die Erzeugung von Strom aus Windenergie ist bereits Bestandteil der aktuellen politischen Agenda Deutschlands. Erhöhte Ausbauziele werden in den aktuellen Novellen des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genannt. Onshore sollen bis 2030 insgesamt 95 GW Leistung installiert sein³⁶⁸, Offshore sollen 2030 20 GW Erzeugungskapazitäten installiert sein.³⁶⁹

Dies bedeutet für die deutschen Küstenländer, dass auch die Potenziale für die Wasserstoffelektrolyse aus Windenergie deutlich erhöht werden. Während die zusätzlich auszubauende Nennleistung Offshore vollständig den Küstenländern zugerechnet werden kann, werden die Ausbauziele für 2030 entsprechend der 2020 bestehenden Anteile der einzelnen Bundesländer an der Gesamtnennleistung der Windenergie in Deutschland verteilt.

Das bedeutet, dass entsprechend den Ausbauzielen bis zum Jahr 2030 in deutschen Küstenregionen 38,6 GW Nennkapazität Onshore und 20 GW Nennkapazität Offshore errichtet werden. In Relation zur 2020 installierten Nennleistung von insgesamt 30,2 GW³⁷⁰ ist dies eine Steigerung der installierten Leistung um 94 %.

Mit den 2030 in den Küstenregionen installierten Nennleistungen werden unter den gleichen Voraussetzungen wie im vorangegangenen Abschnitt insgesamt über 210 TWh/a Strom produziert. Nun könnte ein Teil davon eingesetzt werden, um Wasserstoff zu produzieren.

³⁶⁸ Sila Akat: Die EEG-Novelle 2021 und PPAs. Unter: <https://blog.energybrainpool.com/die-eeg-novelle-2021-und-ppas/> (abgerufen am 08.04.2021)

³⁶⁹ Deutscher Bundestag: Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, § 1 Absatz 1. Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf> (abgerufen am 29.04.2021)

³⁷⁰ Installierte Nennleistung 2020: 22,4 GW onshore und 7,8 GW offshore.

Tabelle 13: Installierte Leistung an Onshorekapazität in Deutschland 2020 und Entwicklung entsprechend der Ausbauziele für 2030³⁷¹

Bundesland	Installierte Leistung 2020 [GW] ³⁷²	Anteil an Gesamtleistung 2020 [%]	Entwicklung der installierten Leistung 2030 [GW]
Niedersachsen	11,4	20,80	19,8
Brandenburg	7,5	13,61	12,9
Schleswig-Holstein	7,1	12,86	12,2
Nordrhein-Westfalen	6,2	11,24	10,7
Sachsen-Anhalt	5,3	9,61	9,1
Rheinland-Pfalz	3,8	6,84	6,5
Mecklenburg-Vorpommern	3,6	6,47	6,1
Bayern	2,6	4,66	4,4
Hessen	2,3	4,18	4,0
Thüringen	1,7	3,02	2,9
Baden-Württemberg	1,6	2,86	2,7
Sachsen	1,3	2,32	2,2
Saarland	0,5	0,92	0,9
Bremen	0,2	0,36	0,3
Hamburg	0,1	0,23	0,2
Berlin	0,0	0,02	0,0
Gesamt	54,9	100,00	95³⁷³

Die Nationale Wasserstoffstrategie nennt als Ausbauziel 2030 für die Elektrolyseleistung 5 GW Elektrolysekapazität. Damit könnten gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie jährlich 14 TWh Wasserstoff³⁷⁴ produziert werden. Dabei wird in der Nationalen Wasserstoffstrategie für die Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 70 % angenommen. Um diese Menge Wasserstoff zu produzieren, würde aufgrund der Umwandlungsverluste 20 TWh/a an erneuerbarem Strom benötigt werden. Das bedeutet, im Jahr 2030 würden 9,5 % des in deutschen Küstenregionen aus Windenergie gewonnenen Stroms genügen, um die geplante Elektrolysekapazität zu betreiben. 20 TWh/a an Strom entsprechen etwa der Jahresproduktion von 20 % der neu installierten Leistung. Das heißt, durch die neu installierte Leistung würden die deutschen Küstenregionen in der Lage sein, sowohl den Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung zu erhöhen und gleichzeitig die Elektrolyseziele für 2030 entsprechend der Nationalen und der Norddeutschen Wasserstoffstrategie zu erfüllen. Um

³⁷¹ ISL: eigene Auswertung.

³⁷² Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland S. 12. Unter: https://www.windguard.de/jahr-2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2020/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202020.pdf (abgerufen am 13.04.2021)

³⁷³ Sila Akat: Die EEG-Novelle 2021 und PPAs. Unter: <https://blog.energybrainpool.com/die-eeq-novelle-2021-und-ppas/> (abgerufen am 08.04.2021)

³⁷⁴ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

die Umwandlungsverluste entsprechend zu würdigen, sollte dennoch zunächst die Stromerzeugung für den Direktverbrauch vollständig dekarbonisiert sein, bevor Windenergie zu Elektrolysezwecken eingesetzt wird.

5.4 Zusammenfassung

Es wurden unterschiedliche Studien analysiert, in denen die Primärverbräuche und die Entwicklung der Nachfrage nach fossilen Energieträgern, Wasserstoff und PtX-Energieträgern in Deutschland und Weltweit bis ins Jahr 2050 abgeschätzt wurden. Während erwartet wird, dass in diesem Zeitraum der Primärenergieverbrauch in Deutschland um 30-60 % sinken wird, wird für den weltweiten Primärenergiebedarf ein Anstieg um über 40 % erwartet.

Während in Deutschland bis zum Jahr 2050 eine Verringerung der Nachfrage nach fossilen Energieträgern zwischen 45-90 % möglich ist, wird angenommen, dass sich die Nachfrage nach Wasserstoff und PtX-Energieträgern im selben Zeitraum in Deutschland um das 6- bis 16-fache vergrößern wird. Weltweit soll sich die Nachfrage im selben Zeitraum um das 3- bis 8-fache steigern.

Darüber hinaus wurden Studien untersucht, aus denen die Erzeugungskapazitäten und die Importbedarfe für Wasserstoff und PtX-Energieträger in Deutschland bis ins Jahr 2050 abgeschätzt werden. In allen Untersuchungen wird verdeutlicht, dass sowohl die Erzeugungskapazitäten, als auch die Mengen, die importiert werden müssen, bis 2050 drastisch steigen werden. Fragen des effizienten Imports und Konsequenzen für die Infrastruktur und die Hafenvirtschaft sowie mögliche Exportländer werden in Kapitel 9 diskutiert.

In Szenarien wurde untersucht, inwieweit die Windenergie in deutschen Küstenregionen³⁷⁵ genutzt werden kann, um mittels Elektrolyse Wasserstoff herzustellen. Die gesamte in diesen Regionen onshore und offshore installierte Nennkapazität – 30,2 GW – würde ausreichen, um etwa 64 TWh/a grünen Wasserstoff aus Elektrolyse herzustellen. Das würde ausreichen, um den derzeitigen deutschen Bedarf an fossilem Wasserstoff zu ersetzen. Da diese Nennkapazität allerdings bereits für die Stromerzeugung benötigt wird, sollte grüner Wasserstoff aus zusätzlich errichteter Nennkapazität erzeugt werden. Es wurde in einem Szenario untersucht, wie viel Wasserstoff mit der zusätzlich geplanten Erzeugungskapazität für Strom aus erneuerbaren Energien in deutschen Küstenregionen erzeugt werden könnte. Es ist geplant, dass die Nennkapazitäten bis 2030 auf insgesamt 58,6 GW ausgebaut werden. Mit ca. 9,5 % dieser Nennkapazität könnte genügend Wasserstoff produziert werden, um die Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie zu decken.³⁷⁶

³⁷⁵ Als deutsche Küstenregionen werden im Rahmen dieser Studie die deutschen Bundesländer mit Zugang zu Nord- oder Ostsee bezeichnet

³⁷⁶ 14 TWh grüner Wasserstoff pro Jahr

6 Analyse der Perspektiven zu Logistik von H₂ und PtX

In der Studie werden mögliche Erzeugungsorte für den Import von Wasserstoff und Wasserstoffprodukten untersucht. Als mögliche Herkunftsländer werden Australien, Chile, Island, Kanada, Marokko, Norwegen und die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) diskutiert. Neben den Erzeugungstechnologien und den jeweils resultierenden Treibhausemissionen werden auch die Transportmöglichkeiten von LH₂, CGH₂, LNG, Methanol, Ammoniak sowie FT-Crude per Schiff betrachtet und in den Vergleich zu einem Pipelinetransport gesetzt.

Um den Schiffstransport betrachten zu können, werden für den Transport von LH₂, CGH₂, LNG, Methanol, Ammoniak und FT-Crude existierende Tankerkonzepte untersucht und zu konstruierenden Tankerkonzepten gegenübergestellt. Auch der Nationale Wasserstoffrat beschäftigt sich in einer Veröffentlichung mit den verschiedenen Optionen für den Transport von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern³⁷⁷, kommt allerdings zu dem Schluss, dass insbesondere die Kostenseite beim Schiffstransport dort nicht abschließend bewertet werden kann. Dieser Aspekt wird in der vorliegenden Studie aufgegriffen und neben weiteren Aspekten einer detaillierten Analyse unterzogen.

6.1 Berücksichtigung von Erzeugungsorten und -technologien in H₂-Exportländern

Die Erzeugungsorte und -technologien wurden auf Grundlage der beiden Kriterien „Nutzen für die deutsche maritime Wirtschaft“ und „Vermeidung von Treibhausgasemissionen“ ausgewählt.

Die ausgewählten Länder zeichnen sich durch ein großes Ausbaupotenzial für erneuerbare Energien (EE) mit exzellenten Stromerzeugungsbedingungen (Australien, Chile, Marokko, Norwegen, VAE) oder durch eine bereits bereitstehende Erneuerbare-Energien-Infrastruktur aus (Island, Kanada). Zudem bieten alle Länder aufgrund von Häfen in der jeweiligen Erzeugungsregion eine gute Anschlussmöglichkeit für Schiffstransporte. Marokko bietet zusätzlich eine wirtschaftlich interessante Möglichkeit des Pipelinetransports nach Deutschland.

In Abbildung 32 werden die Erzeugungsländer, die angewandten EE-Technologien und die dazugehörigen Transporte auf einer Weltkarte dargestellt. Die Transportdistanzen wurden auf 100 km genau gerundet, um eine realistische Entfernung zu allen wichtigen deutschen Zielhäfen abzuschätzen.

³⁷⁷ Nationaler Wasserstoffrat: Wasserstofftransport. Unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf (abgerufen am 19.07.2021)

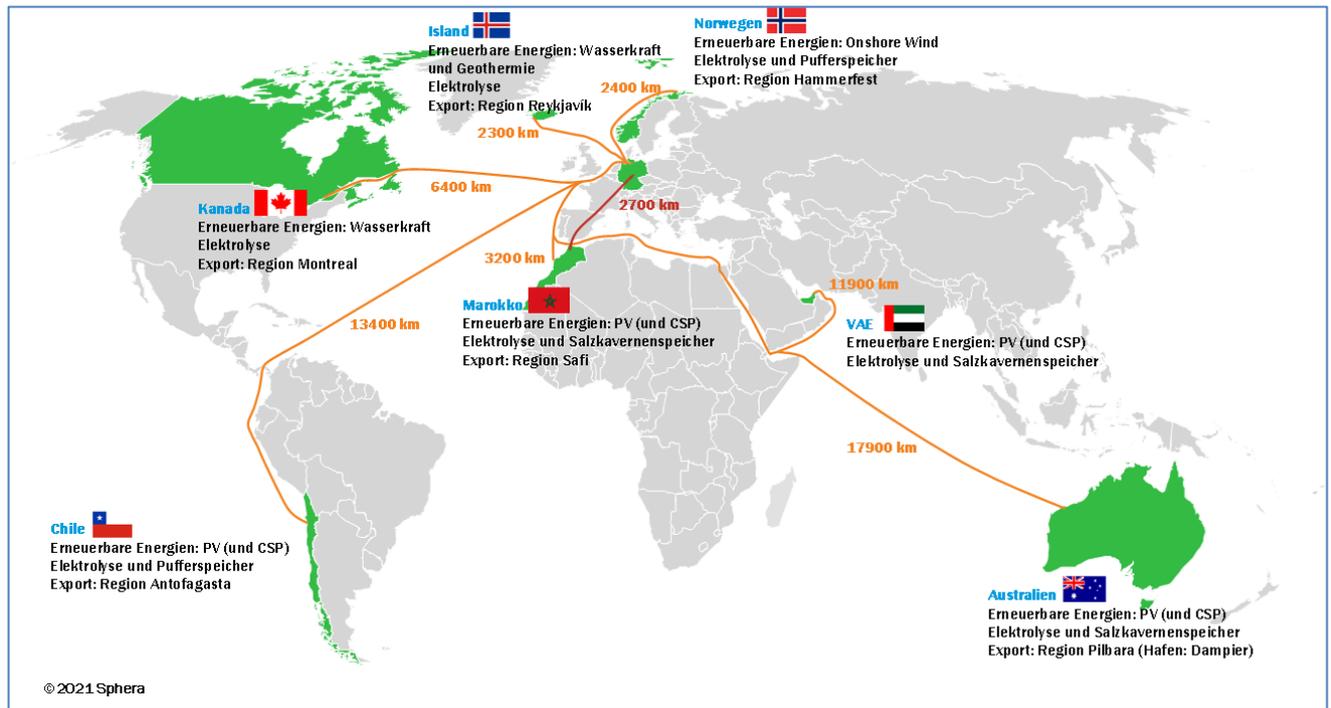


Abbildung 32: Erzeugungsländer, die angewandten EE-Technologien und die dazugehörigen Transporte³⁷⁸

In Tabelle 14 sind die Rahmenbedingungen für die Wasserstoff- und Energieträgererzeugung in den Erzeugungsländern im Detail dargestellt. Bei einer kontinuierlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft (Kanada) bzw. Wasserkraft und Geothermie (Island) kann für die Wasserstoffelektrolyse eine hohe Zahl an Volllaststunden erzielt werden, es wird daher keine CGH₂-Zwischenspeicherung benötigt.

Die in diesem Kapitel dargestellten Rahmenbedingungen zu Erzeugungsorten und -technologien finden Eingang in die THG-Bilanzierung in Kapitel 0.

³⁷⁸ Sphera Solutions GmbH: Erzeugungsländer, die angewandten EE-Technologien und die dazugehörigen Transporte. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

Tabelle 14: Rahmenbedingungen der Wasserstoff- und Energieträgererzeugung in den Erzeugungsländern

Land und H2-Produktion	Energieträger für Transport	Annahmen
Deutschland (Norddeutschland) 1. 100 % Offshore-Wind, 4.000 Volllaststunden 2. Allgemeiner Strommix, 7.000 Volllaststunden	Komprimierter Wasserstoff (regionale Erzeugung)	1. Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in Salzkavernen; Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, 2. Stromverbrauch aus DE-Netzmix
Australien (Westaustralien), 100 % PV, 1.850 Volllaststunden	Tiefkalt verflüssigter Wasserstoff Ammoniak	Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in Salzkavernen; Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 67 % CSP, 33 % PV
Chile (Nordchile), 100 % PV, 2.150 Volllaststunden	E-Crude Methanol	Speicherung von komprimiertem Wasserstoff; Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 8.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 67 % CSP, 33 % PV
Island (Wasserkraft und Geothermie), 70 % Wasserkraft, 30 % Geothermie, 7.000 Volllaststunden		Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 100 % Wasserkraft
Kanada (Wasserkraft), 100 % Wasserkraft, 7.000 Volllaststunden		Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 100 % Wasserkraft
Marokko (Region Safi), 100 % PV, 1.700 Volllaststunden		Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in Salzkavernen; Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 67 % CSP, 33 % PV
	Wasserstoffpipeline	Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in Salzkavernen; Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 67 % CSP, 33 % PV; Stromverbrauch aus EU-Netzmix 2040
Norwegen (Nordnorwegen), 100 % Onshore-Wind, 5.000 Volllaststunden	Tiefkalt verflüssigter Wasserstoff Ammoniak	Speicherung von komprimiertem Wasserstoff; Energieträgerproduktion: Teillastbetrieb, 6.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 100 % Onshore-Wind
Vereinigte Arabische Emirate, 100 % PV, 1.800 Volllaststunden	E-Crude Methanol	Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in Salzkavernen; Energieträgerproduktion: Volllastbetrieb, 7.000 Volllaststunden, Stromverbrauch aus 67 % CSP, 33 % PV

6.2 Perspektiven für den Import von H2 und PtX mit Tankschiffen

Für alle in diesem Kapitel untersuchten Schiffstypen und für alle benannten Entfernungen sind die für den Transport notwendigen spezifischen Energien sowie die spezifischen Transportkosten angegeben (Siehe Tabelle 17, Tabelle 18). Unter Verwendung der Tabellen können die Transportkosten, Herstellungskosten und

transportierten Energien für die benannten Herstellungsorte direkt abgelesen werden. Bei Verwendung der energiebezogenen Daten aus Tabelle 17 können beliebige andere Kostenmodelle zur Ermittlung der Transportkosten verwendet werden. Im Folgenden werden einige wesentliche Aspekte des PtX Importes mit Tankschiffen zusammenfassend dargestellt.

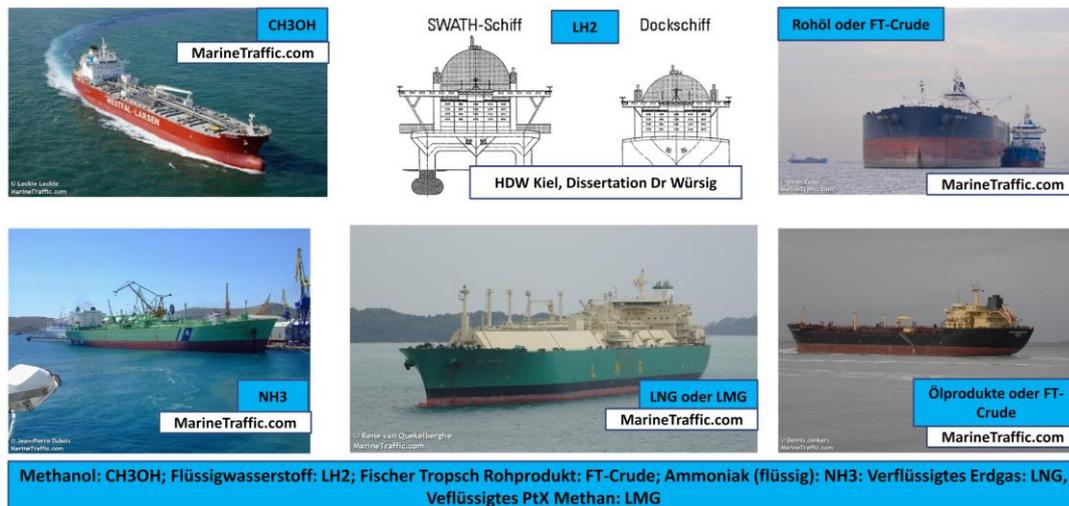


Abbildung 33: Beispiele für Typschiffe zum H2 und PtX Transport³⁷⁹

Die in Abbildung 33 dargestellten LH2 Schiffe wurden in einem deutschen F+E Projekt entwickelt. Beide Schiffe haben eine geometrische Tankkapazität von 115.000 m³.

Optionen für Tankschiffe für Import von H2 und PtX

Für den PtX Transport werden die typspezifischen Daten existierender Schiffe einschließlich der Investitionskosten exemplarisch verwendet.

Für die noch nicht vorhandene Technologie des LH2 Tankers wurde die Analogie zum LNG Transport verwendet sowie auf Ergebnisse von F+E Projekten aus den 1990er Jahren zurückgegriffen.^{380, 381} Die Skalierung der Antriebsleistung erfolgt auf der Basis der Daten des Vergleichsschiffes und ist daher hoch angesetzt.

Als Referenzfall wird ein typischer 175.000 m³ LNG Tanker verwendet. Die mit diesem Schiff transportierte Energie ist Referenz für die Vergleichsschiffe.

Heute existieren nur für den FT-Crude Transport Schiffe, mit denen die Referenzenergie transportiert werden kann.

Bei der Bestimmung der notwendigen Daten der Schiffe wird auf die Baubarkeit geachtet. Bis auf die Flüssigwasserstoff-Tanker können heute alle Schiffe ohne wesentlichen Entwicklungsaufwand gebaut werden. Für die Wasserstofftanker ist hingegen ein erheblicher Entwicklungsaufwand notwendig, da eine Vakuumsuperisolierung für sehr große Tanks schwierig zu realisieren ist.

³⁷⁹ Bundesministerium für Bildung und Forschung: Nationales unterstütztes Vorhaben: Entwicklung eines Transportsystems zum Transport von energie-wirtschaftlich relevanten Mengen Wasserstoff. Förderkennzeichen zu Phase-I: BMBF-MTK-462. F+E Berichte. HDW, Noell-LGA, GL, 1990.

³⁸⁰ Gerd Würsig: Shipping Liquid Hydrogen. In: Marine Engineers Review, London, 1991, S. 10–14.

³⁸¹ Gerd Würsig: Beitrag zur Auslegung von mit Wasserstoff betriebenen Hauptantriebsanlagen für Flüssig-Wasserstoff-Tankschiffe. Verlag Mainz, Aachen, 1996.

Die Entwicklung der Tanktechnologie für genügend große Schiffsladetanks ist eine technologische Herausforderung. Wesentlicher Grund hierfür ist, dass bei gleicher Verdampfungsrate pro Tag wie bei einem LNG-Tanker der Wärmeeintrag um den Faktor 10 geringer sein muss.³⁸² Dieser geringe Wärmeeintrag wird bei heutigen LNG-Tankern bereits durch die Tankauflager überschritten.

Die Liste in der folgenden Tabelle beschreibt die untersuchten Schiffstypen und ist die Basis für die Interpretation in den nachfolgenden Diagrammen.

Tabelle 15: Untersuchte Schiffstypen

Schiffstyp Nr.	Schiffstyp	Ladung	Beschreibung
(1)-GC	Gas Carrier	LNG	Gastanker typischer Größe für den LNG Transport. Membrantanks mit maximal 0,7 bar(g) Druck (relativer Druck zum Umgebungsdruck - Atmosphärendruck) ³⁸³ , Ladungstemperatur -162 °C (100 % Methan). Hier: Transport von verflüssigtem Methan (LNG).
(2)-GC	Gas Carrier	Flüssigwasserstoff	Flüssigwasserstoff Tanker mit dem gleichen Tankvolumen wie der LNG-Tanker (1)-GC.
(3)-GC	Gas Carrier	Flüssigwasserstoff	Flüssigwasserstoff Tanker zum Transport der gleichen Energiemenge wie der LNG-Tanker (1)-GC.
(4)-GC	Gas Carrier	LPG	Gastanker typischer Größe für den Transport von Liquefied Petroleum Gas (LPG) (bezeichnet eigentlich nur Propan, Butan und deren Gemische; wird aber häufig in der Schiffsbezeichnung für alle verflüssigten Gase außer LNG verwendet). Typ A Tanks ³⁸⁴ mit maximal 0,7 bar(g) Relativdruck, Rückkühlanlage für die Ladung. Minimale Ladungstemperatur -55 °C. Einige dieser Schiffe sind für den Ammoniaktransport zugelassen. Hier: Transport von Ammoniak (NH ₃).
(5)-GC	Gas Carrier	Ammoniak	Ammoniak Gastanker mit der gleichen transportierten Energie wie der LNG Tanker (1)-GC.
(6)-ChC	Chemical Carrier	Methanol	Chemikaliertanker typischer Größe für den Transport von flüssigen Chemieprodukten als Massengut. Hier: Transport von Methanol (CH ₃ OH).
(7)-ChC	Chemical Carrier	Methanol	Chemikaliertanker mit der gleichen transportierten Energie wie der LNG Tanker (1)-GC. Hier: Transport von Methanol (CH ₃ OH).
(8)-PrdC	Product Carrier	FT-Crude	Produktentanker typischer Größe zum Transport von Öl und Ölprodukten. Hier: Transport von FT-Crude.
(9)-PrdC	Product Carrier	FT-Crude	FT-Crude Tanker mit der gleichen transportierten Energie wie der LNG Tanker (1)-GC.
(10)-ChC	Chemical Carrier	Methanol	Tanker für den Transport von Methanol mit den gleichen Abmessungen wie der (11) VLCC zum Rohöltransport.
(11)-VLCC	Very Large Crude Carrier	FT-Crude	Tanker typischer Größe zum Transport großer Rohölmengen. Hier: Transport von FT-Crude.

³⁸² Gerd Würsig: Shipping Liquid Hydrogen. In: Marine Engineers Review, London, 1991, S. 10–14.

³⁸³ International Maritime Organization: International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code).
Unter: <https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IGC-Code.aspx> (abgerufen am 09.08.2021)

³⁸⁴ Ebd.

In Tabelle 16 sind einige Basisdaten der Schiffe wiedergegeben. Die angenommenen Kapitalkosten sind ebenfalls dargestellt. Für (1), (4), (8) und (11) sind die Kapitalkosten direkt aus Statistiken existierender Schiffe abgeleitet.

Tabelle 16: Verwendete Kenndaten der Schiffe

Basisdaten der Tankschiffe											
GMW Consultancy	(1)-GC	(2)-GC	(3)-GC	(4)-GC	(5)-GC	(6)-ChC	(7)-ChC	(8)-ProdC	(9)-ProdC	(10)-ChC	(11)-VLCC
Tankvolumen: m**3 / 10**3	175	175	391	75	266	42	220	42	98	313	313
Schiffslänge zwischen den Loten: m	297	320	420	222	330	176	280	176	215	337	337
Schiffsbreite: m	43	50	55	38	50	30	50	30	40	62	62
Tiefgang: T=T(lw)+T(DW+BW): m	9,45	7,78	10,45	10,32	18,09	10,16	18,76	10,86	13,92	17,03	20,50
Seitenhöhe Schiff: m	19	24	33	19	27	15	22	15	18	21	21
Leerschiffsgewicht; lw (light weight); t	16867	18194	23879	14192	42190	9220	36625	9220	11249	44652	44652

Kapitalkosten der Tankschiffe											
GMW Consultancy	(1)-GC	(2)-GC	(3)-GC	(4)-GC	(5)-GC	(6)-ChC	(7)-ChC	(8)-ProdC	(9)-ProdC	(10)-ChC	(11)-VLCC
Januar 2021; World_Shipyard_Monitor_01_21.pdf											
Aufträge, S.14; Anzahl	163			99				216			79
Wert, S 14; mio \$	30000			5700				7200			7100
Wert/Schiff: mio\$	184			58				33			90
Wert/Schiff: \$/t(dw)	2362			1629				900			296
Wert/Schiff: \$/t(GT)	2027			1966				1469			592
Wert/Schiff: \$/m**3(cargo)	1239			704				1047			292
Wert/Schiff: \$/m**3(cargo)	1239	3098	3098	704	704	845	845	774	774	234	290
Minimum Charterate: \$/d	91832	229579	512812	22354	79415	15208	78601	13926	32207	31005	38462

In der Tabelle 17 sind die spezifischen Brennstoffbedarfe für die oben definierten Typschiffe wiedergegeben. Die Bezugsgrößen sind die Energiemengen in den Ladetanks bei Abfahrt vom Verladeterminale. Ggf. anfallende Verbräuche während der Reise sind nicht berücksichtigt. Die Werte entsprechen damit der an anderer Stelle in diesem Bericht verwendeten Systematik zur Bestimmung der Importmengen nach Deutschland.

Tabelle 17: Kennzahlen zu den spezifischen Energiebedarfen des PtX Schiffstransportes³⁸⁵

MWh/MWh: Übersicht für den energetischen Transportaufwand. Bezug: Nutzenergie am PtX Herstellungsort (Rundreise, nur Seetage; hhv)							
GMW C	Island	Norwegen	Marokko	Kanada	VAE	Chile	Australien
(1)-GC	0,008	0,009	0,012	0,023	0,043	0,049	0,065
(3)-GC	0,012	0,012	0,017	0,033	0,062	0,070	0,093
(5)-GC	0,011	0,011	0,015	0,029	0,054	0,061	0,082
(7)-ChC	0,011	0,012	0,016	0,032	0,059	0,067	0,089
(9)-PrdC	0,006	0,006	0,008	0,017	0,031	0,035	0,047
(10)-ChC	0,003	0,003	0,004	0,008	0,015	0,017	0,022
(11)-VLCC	0,003	0,003	0,004	0,008	0,014	0,016	0,021
(2)-GC	0,014	0,015	0,019	0,039	0,072	0,081	0,109
(4)-GC	0,017	0,017	0,023	0,046	0,086	0,097	0,130
(6)-ChC	0,021	0,022	0,029	0,058	0,109	0,122	0,164
(8)-PrdC	0,009	0,009	0,012	0,024	0,045	0,051	0,068

Tabelle 18: Transportleistung und Kosten für PtX Transport und Herstellung³⁸⁶

GMW Consultancy	(1)-GC	(2)-GC	(3)-GC	(0)-GC	(4)-GC	(5)-GC	(6)-CG	(7)-ChC	(8)-PrdC	(9)-PrdC	(10)-ChC	(11)-VLCC
MWh: Energie (hhv); Nutzladung (BOG und Brennstoff nicht abgezogen)	1102475	465164	1102475	321767	301706	1102475	201043	1102475	449284	1102475	1482351	3774940
€/MWh: Herstellungskosten am Produktionsort	140,31	119,79	119,79	119,79	147,96	147,96	138,60	138,60	151,22	151,22	138,60	151,22

Tabelle 19: Brennstoff- und Charterkosten für PtX Transport³⁸⁷

GMW Consultancy Brennstoff plus Charterkosten: €/MWh							
	Island	Norwegen	Marokko	Kanada	VAE	Chile	Australien
(1)-GC	1,90	1,97	2,55	4,84	8,79	9,87	13,09
(3)-GC	5,62	5,80	7,26	13,07	23,08	25,81	33,99
(5)-GC	2,26	2,35	3,06	5,91	10,79	12,12	16,12
(7)-ChC	2,37	2,46	3,21	6,19	11,31	12,71	16,90
(9)-PrdC	1,23	1,28	1,68	3,26	5,99	6,73	8,96
(10)-ChC	0,61	0,63	0,83	1,59	2,90	3,26	4,33
(11)-VLCC	0,51	0,53	0,70	1,37	2,53	2,84	3,79
(2)-GC	5,99	6,19	7,76	14,03	24,82	27,77	36,59
(4)-GC	3,17	3,30	4,33	8,43	15,49	17,41	23,19
(6)-ChC	3,70	3,85	5,05	9,88	18,17	20,44	27,22
(8)-PrdC	1,64	1,71	2,25	4,40	8,10	9,11	12,14

In Tabelle 18 sind Transportleistungen und Herstellungskosten dargestellt. Tabelle 19 zeigt die aus den Brennstoff- und Charterkosten zusammengesetzten Transportkosten für die unterschiedlichen Importländer. Für den Brennstoff wird die Verwendung des jeweils transportierten PtX angenommen.

³⁸⁵ GMW Consultancy: Kennzahlen zu den spezifischen Energiebedarfen des PtX Schiffstransportes. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

³⁸⁶ GMW Consultancy: Transportleistung und Kosten für PtX Transport und Herstellung. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

³⁸⁷ GMW Consultancy: Brennstoff- und Charterkosten für PtX Transport. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

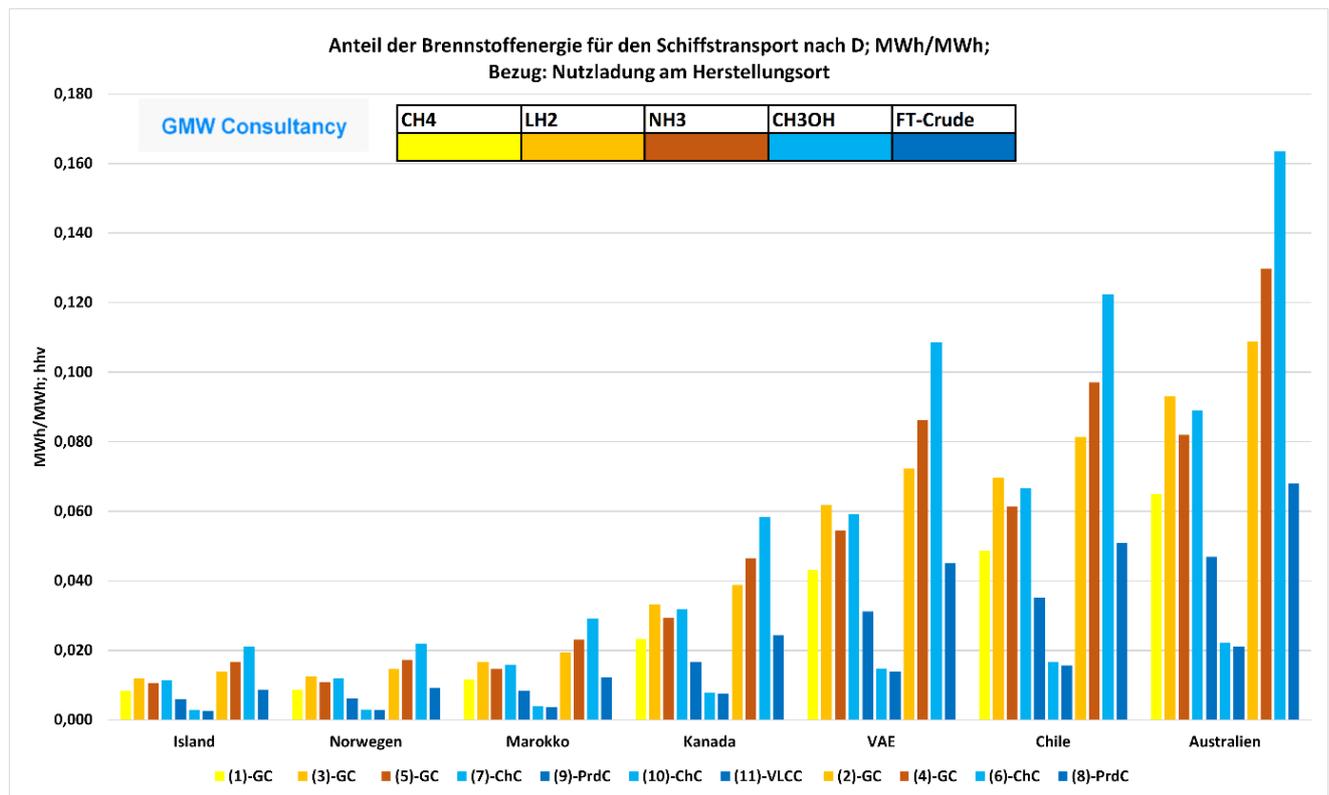


Abbildung 34: Gesamtübersicht zu den spezifischen Energiebedarfen des PtX Schiffstransportes³⁸⁸

In Abbildung 34 ist die Gesamtübersicht des spezifischen Energiebedarfes für alle Schiffsvarianten und Entfernungen dargestellt.

In Abbildung 34 sind die folgenden Aussagen dargestellt:

- Für die Entfernungen bis ca. 7000 sm (sm Seemeile) Rundreise bleibt der energetische Aufwand für alle Schiffstypen und PtX unterhalb von 6 % der transportierten Energie. Dies betrifft die Importe aus Island, Norwegen, Marokko und Kanada.
- Für Entfernungen über 7000 sm Rundreise und damit für Importe aus den VAE, Chile und Australien wird deutlich, dass die kleinen Schiffe bis zu 16 % der transportierten Energie benötigen, während die Schiffe für die transportierte Nutzenergie des LMG Schiffes ((1)-GC) mit 1,1 TWh Transportleistung auch bei sehr großen Entfernungen unter 10 % der Nutzenergie zum Transport benötigen.
- Der energetische Vorteil beim Transport von Methanol oder FT-Crude mit Schiffen der VLCC Größe wird deutlich. Diese Schiffe benötigen auch bei den größten hier angesetzten Rundreisestrecken niemals mehr als ca. 2 % der transportierten Energie. Der Vergleich dieser Schiffe mit den auf die Referenzenergie des LMG Tankers ausgelegten Schiffen zeigt, dass Methanol oder FT-Crude bei großem Importbedarf mit Schiffen der Typen (10)-ChC oder (11)-VLCC transportiert werden sollten.

³⁸⁸ GMW Consultancy: Gesamtübersicht zu den spezifischen Energiebedarfen des PtX Schiffstransportes. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

- Der Import von LMG ist für alle PtX verflüssigten Gase am günstigsten.³⁸⁹ Mit deutlichem Abstand folgt der Import von Ammoniak.³⁹⁰ Das Schlusslicht beim Import von verflüssigten Gasen bildet der verflüssigte Wasserstoff (LH2).³⁹¹

Im Folgenden wird betrachtet, wie sich dieser Energieaufwand bezogen auf die Transportstrecke in Seemeilen verhält.

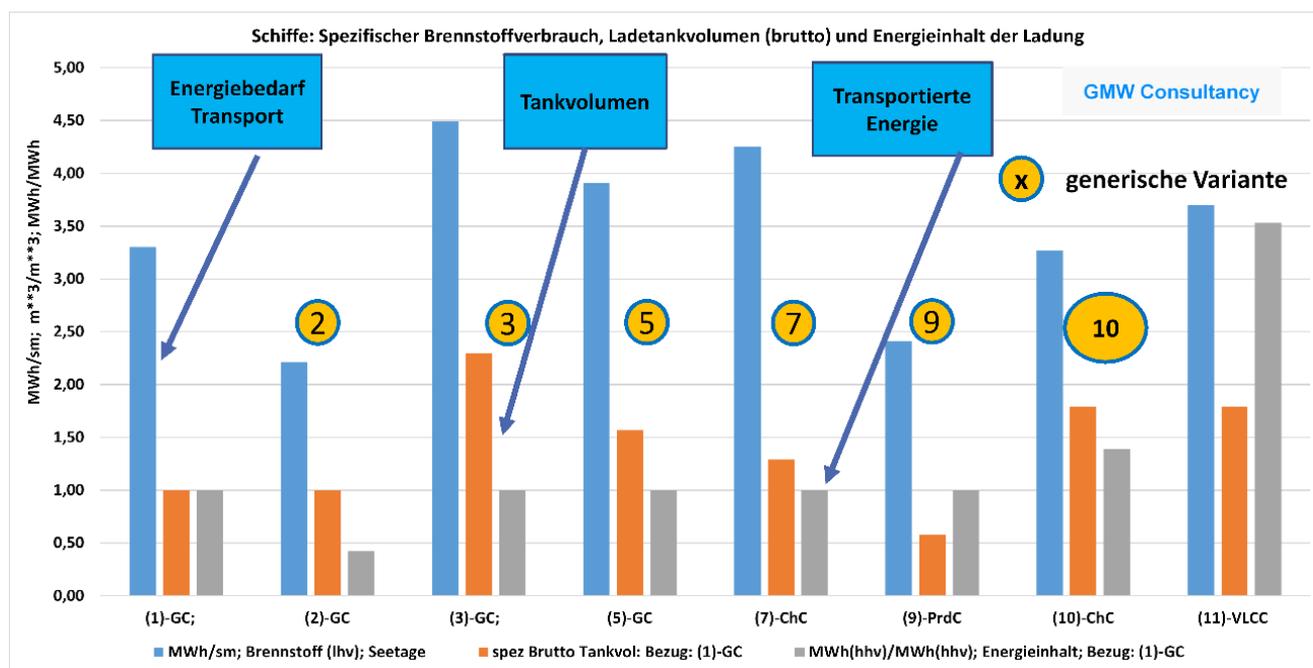


Abbildung 35: Brennstoffverbrauch, Tankvolumen, Energieinhalt der definierten Tankschiffe³⁹²

Für den langfristig notwendigen Import großer Energiemengen zeigt Abbildung 35, mit welchen Tankvolumen und spezifischen Energiebedarfen für den Transport zu rechnen ist. Die grauen Balken geben die Verhältnisse zwischen den transportierten Energiemengen wieder.

Existierende Rohöltanker (VLCC) mit synthetischem Rohöl haben, verglichen mit dem existierenden Flüssig-gastanker, mehr als den dreifachen Energieinhalt.

Um die Effizienz der Schiffstransporte beurteilen zu können, wird der transportierte Energieinhalt in dieser Grafik in Relation zum jeweiligen Energiebedarf für den Transport und das Tankvolumen des jeweiligen Schiffstyps gesetzt.

³⁸⁹ Volker Bertram et al.: Ship Design for Efficiency and Economy. Butterworth-Heinemann, 1998.

³⁹⁰ Gerd Würsig et al.: OPTIMIZATION OF A COMPOSITE CNG TANK SYSTEM. In: ICSOT 2006: Design, Construction and Operation of Natural Gas Carriers and Offshore Systems. Royal Institution of Naval Architects, London, 2006. Unter: https://www.libramar.net/news/icsot_2006_design_construction_and_operation_of_natural_gas_carriers_and_offshore_systems/2017-07-19-2536 (abgerufen 25.08.2021)

³⁹¹ Teilprojekte WP-080: Konzeption eines Schiffes zum Transport von Wasserstoff. Projekt der EG-Kommission zur Konzeption einer Wasserstoff-Versorgungskette zwischen Kanada und Deutschland. TNSW, GL, Reederei August Bolten, 1990.

³⁹² GMW Consultancy: Brennstoffverbrauch, Tankvolumen, Energieinhalt definierten Tankschiffe. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

Gesamtkosten des Schiffstransports für die untersuchten Transportländer

In Abbildung 36 werden die Gesamtkosten für Wasserstoff- und PtX-Transport mit den jeweiligen Schiffen für alle untersuchten Exportländer dargestellt.

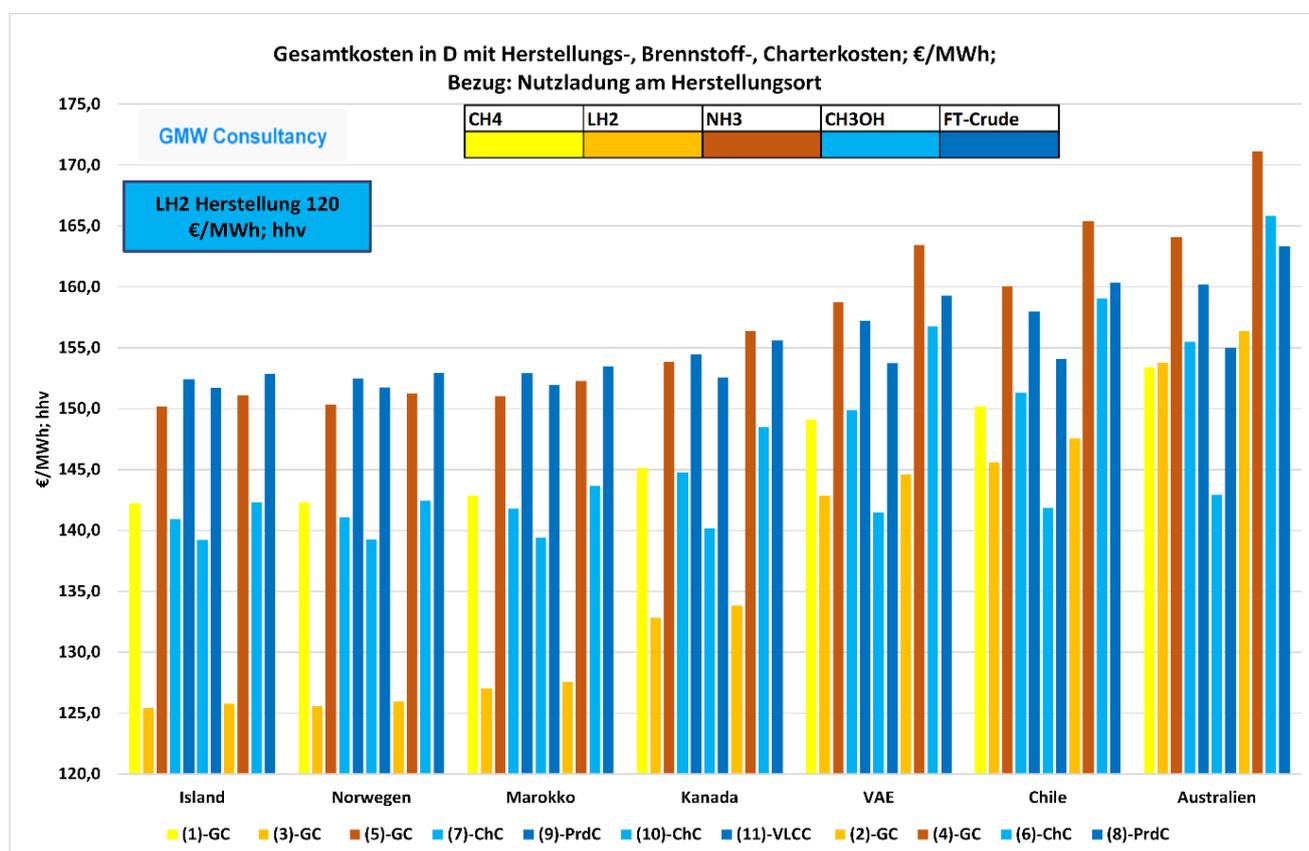


Abbildung 36: Übersicht zu den Gesamtkosten von PtX in Deutschland für alle Schiffe und Rundreisestrecken³⁹³

Exemplarischer Vergleich der Gesamtkosten für die Schiffstransporte Marokko-Deutschland und Australien-Deutschland

Die Kosten des Schiffstransports wurden für alle Importfälle untersucht und bewertet. Exemplarisch ist im Folgenden der Import über eine kurze und eine lange Strecke dargestellt.

In Abbildung 37 werden die Gesamtkosten am Zielort (Deutschland) mit Herstellung in Marokko (kurze Strecke) bzw. Australien (lange Strecke) anhand der Rundreisen dargestellt. Die Abbildung zeigt die Kosten für alle 11 Typschiffe. Die Legende im unteren Bildteil gibt die Typschiffe für beide Transportfälle in der Reihenfolge von links nach rechts an. Beispielsweise ist (1)-GC der LMG Tanker, zu dem die gelben Balken für den Transportfall Marokko bzw. Australien gehören.

³⁹³ GMW Consultancy: Gesamtkosten des Schiffstransports. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

entspricht 2 %). Der Transport von Ammoniak über weite Strecken verteuert diesen so stark, dass er im Vergleich mit 164 Euro/MWh die höchsten Kosten verursacht.

Für die unterschiedlichen Rundreisestrecken sind die Brennstoffkosten die variable Größe, da die Kostenfaktoren PtX Herstellung und Charrate für jeden Schiffstyp konstant sind. Die Brennstoffkosten sind direkt proportional zur Rundreisestrecke. Aus diesem Grund kann von einer exemplarischen Kostenaufteilung direkt auf andere Distanzen geschlossen werden.

Die Aufteilung der Gesamtkosten ist in Abbildung 38 exemplarisch für den Import von PtX aus Australien für alle Typschiffe dargestellt. Alle anderen Importfälle ergeben geringere Transportkosten.

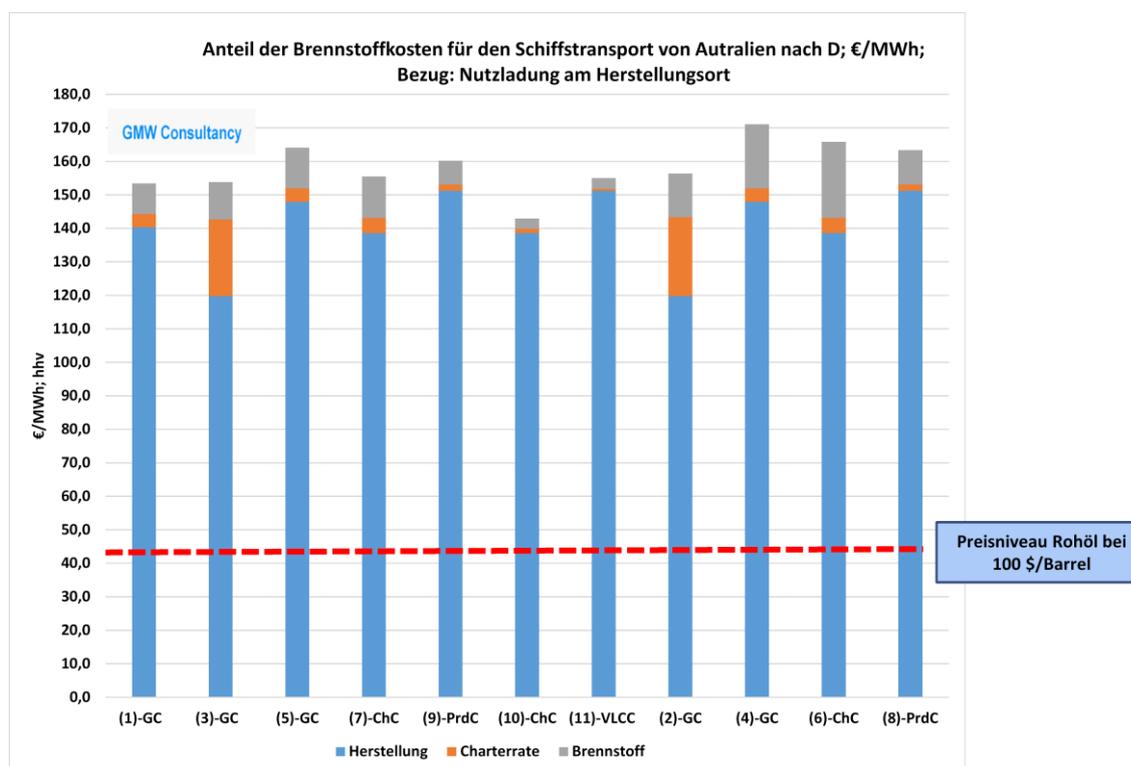


Abbildung 38: Aufteilung der Gesamtkosten für die Rundreisestrecke Australien/Deutschland/Australien³⁹⁵

Für die Charterkosten wird davon ausgegangen, dass sie die Gesamtkosten des Schiffsbetriebes mit Ausnahme der Brennstoffkosten abdecken. Die Kapitalkosten der Schiffe sind daher in den Charterkosten enthalten. Die Charterkosten sind aus dem Kapitaleinsatz und den Betriebskosten ermittelt und nicht von Marktpreisen abgeleitet. Dieses Vorgehen vermeidet die Wiedergabe von u.U. sehr starken Marktschwankungen, die das Ergebnis verzerren würden und für diese Untersuchung nicht zielführend sind. Die hohen Kapitalkosten für LH2 Tanker (siehe Tabelle 15) sind in Abbildung 38 deutlich erkennbar. Für alle anderen Schiffstypen spielen die Kapitalkosten eine untergeordnete Rolle.

³⁹⁵ GMW Consultancy: Aufteilung der Gesamtkosten für die Rundreisestrecke Australien/Deutschland/Australien. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

Der dominierende Anteil der PtX Herstellung wird ebenfalls deutlich. Die Schiffe werden dann mit PtX Brennstoffen betrieben. Daher sind die Brennstoffkosten ein wesentlicher Teil der Transportkosten. Die von der Gesellschaft zu tragenden Kosten veranschaulicht die Referenzlinie, die sich auf einen Ölpreis von 100\$/Barrel bezieht, der zuletzt im Jahr 2014 erzielt wurde.

Zwischen den Brennstoff- und Herstellungskosten besteht eine feste Relation. Andere Kostenmodelle als die hier verwendeten verschieben die Absolutwerte, aber nicht die Relation. Insofern ist Abbildung 38 allgemeingültig. Solange Konsens darüber besteht, dass der Wasserstoff-Transport mit Schiffen sehr viel kapitalintensiver ist als der Transport der anderen PtX, können auch die Relationen der Charterkosten zu den Herstellungs- und Brennstoffkosten als allgemeingültig angesehen werden.

Für LMG, FT-Crude und PtX Methanol existieren die notwendigen Transporteinheiten bereits. Es sind dies die heute üblichen LNG Tanker bzw. die für den Import von Rohöl verwendeten VLCC. Auch das Flüssiggas Ammoniak kann in einer ersten Phase problemlos mit den existierenden Schiffen bzw. Schiffsflotten transportiert werden.

Für Wasserstoff existieren weder LH2 Tankschiffe, die die hier diskutierten Kapazitäten besitzen, noch gibt es die notwendige Technologie zum Bau entsprechender Schiffstanks. Überdies fehlen die notwendigen Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff, die einen solchen Tanker in angemessener Zeit beladen könnten. Die Einführung einer LH2 Transportkette wird sofort sehr große Investitionen in eine noch nicht vorhandene Transportkette erfordern, die für Jahrzehnte in direkter Konkurrenz zu existierenden Logistikinfrastrukturen steht.

6.3 Analyse der Perspektiven des Imports von H₂ und CH₄ mittels Pipelines

6.3.1 Technischer Rahmen am Beispiel einer Pipeline Marokko/Deutschland

Für den exemplarischen Vergleich zwischen Schiffstransport und Pipelinetransport wird eine generische Pipeline zwischen Marokko und Deutschland definiert (Abbildung 39). Die Pipelinedaten orientieren sich an heutigen großen modernen Ferngasleitungen für Erdgas wie z.B. den North-Stream Leitungen.³⁹⁶ Der Innendurchmesser wird mit 1000 mm, der Anfangsdruck mit 200 bar und der Druck für die Zwischenverdichtung mit 100 bar angesetzt.

³⁹⁶ Thorsten Gundlach: Nord Stream 2 – Technische Highlights. gwf-Gas + Energie Vulkan-Verlag GmbH (Hg.). Unter: <https://gwf-gas.de/produkt/nord-stream-2-technische-highlights/> (abgerufen am 09.08.2021)

Verlauf der generischen Pipeline Marokko/Deutschland

1.	Jorf Lasfar: Marokko:	0 km
2.	Melilla (Spanien):	577 km
3.	Almeria (Spanien): (Seeverlegung)	165 km
4.	Andorra:	752 km
5.	Saarbrücken : (Deutschland)	858 km
6.	Kassel: (Deutschland)	290 km
Gesamtstrecke:		2642 km
Angenommen Investitionskosten:		

6710 mio €

(Annahme: 2540,- €/m)

Rundreisestrecke Schiff:
Marokko/Deutschland/Marokko: 6249 km;



Abbildung 39: Verlauf der generischen Pipeline Marokko/Deutschland³⁹⁷

In Jorf Lasfar plant Marokko die Errichtung eines LNG Terminals, daher wird dieser Punkt als Ausgangspunkt für Pipeline und Seetransport von PtX definiert. Da eine Pipeline durch die Straße von Gibraltar schwierig erscheint, wird die Routenführung nach Melilla, einer spanischen Stadt mit einer Landesgrenze zu Marokko, und von dort nach Almeria in Spanien gewählt. Der weitere Verlauf folgt der kürzesten Route bis in die Mitte Deutschlands (Kassel).

Die spezifischen Kosten sind auf der Basis der Untersuchungen von D. Krieg³⁹⁸ aus den Kostenangaben o.g. Quellen sowie Expertenbefragungen ermittelt worden.

Neben der Anfangsverdichtung am Herstellungsort des PtX ist ggf. eine Zwischenverdichtung (Zv) notwendig, um die auftretenden Druckverluste zu kompensieren. Üblicherweise wird bei Transportleitungen das Gas mit Hilfe von Gasturbinen (GT) zwischenverdichtet (Wirkungsgrad $\approx 40\%$). Effizienter ist die Nutzung einer Gas- und Dampfturbine (GuD) (Wirkungsgrad $\approx 50\%$). In beiden Fällen wird die Energie aus dem transportierten Gas bereitgestellt.

Falls ein Netzanschluss für Strom möglich ist, kann ggf. auch ein aus dem Stromnetz gespeister Elektromotor als Verdichterantrieb verwendet werden (Wirkungsgrad $\approx 95\%$). Die Energie wird dann extern bereitgestellt und beeinflusst die Transportkapazität der Pipeline nicht. Die erste Zwischenverdichtung ist Hunderte Kilometer vom Herstellungsort entfernt. Aus diesem Grund ist es wahrscheinlich, dass die Elektroenergie aus dem

³⁹⁷ GMW Consultancy: Berechnungen und Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

³⁹⁸ Dennis Krieg: Konzept und Kosteneines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. ISBN-978-3-89336-800-6. Forschungszentrum Jülich (Hg.). Unter: <http://publications.rwth-aachen.de/record/197499> (abgerufen am 09.08.2021)

jeweiligen Netz, zu den jeweiligen Stromkosten und mit dem jeweiligen CO₂ Emissionen des Netzes bereitgestellt wird. Es scheint nicht sinnvoll, die günstigen Stromkosten am PtX Herstellungsort anzusetzen oder diese Kosten gleich ganz zu vernachlässigen.

Wie im Folgenden gezeigt wird ist es notwendig, die Energie und die Kosten für die Zwischenverdichtung zu berücksichtigen. Geschieht dies nicht, werden die Ergebnisse verfälscht. Wegen der ggf. großen Bedeutung des Energie- und Kostenaufwandes für den Wasserstofftransport mit Pipelines werden hier sowohl die Verdichtung über eine GuD als auch die Verdichtung über einen E-Motor mit Netzstrom untersucht und dem Schiffstransport gegenübergestellt.

Die betrachtete Pipelinegröße und Druckstufe entspricht heute üblichen modernen Transportleitungen. Die Vergleichsschiffe sind in Kapitel 6.2 dieses Berichts beschrieben.

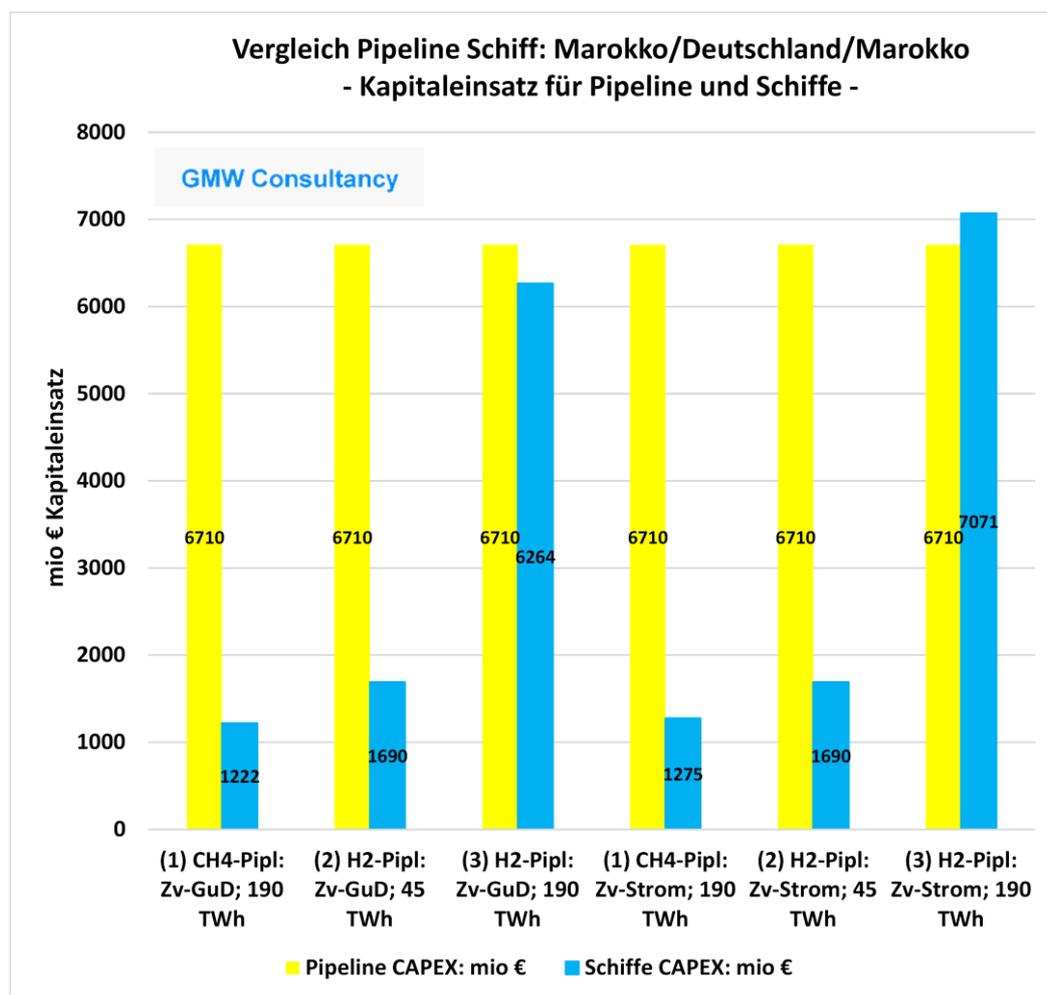


Abbildung 40: Vergleich der Kapitalkosten für den Pipeline-, Schiffsimport von Wasserstoff bzw. Methan aus Marokko - Pipelinetransport mit Zv mit GuD bzw. Zv mit Netzstrom und Schiffstransport³⁹⁹

³⁹⁹ GMW Consultancy: Vergleich der Kapitalkosten für Gas-Transporte. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

Als Referenzpipeline wird eine Ferntransportleitung für Erdgas (Methan) angenommen:

- (1) CH₄-Pipl: Methanpipeline wie oben beschrieben. Die Einspeisung in die Pipeline beträgt 190 TWh/a.

Für den Wasserstofftransport werden zwei Varianten betrachtet:

- (2) H₂-Pipl: Eine Wasserstoffpipeline mit einer Geschwindigkeit am Eintritt, die der Eintrittsgeschwindigkeit der Methanpipeline entspricht. Die Transportleistung mit Wasserstoff ist hier niedrig. Die Einspeisung in die Pipeline beträgt 45 TWh/a.
- (3) H₂-Pipl: Eine Wasserstoffpipeline mit der gleichen Transportleistung (am Eintritt in die Pipeline vor Abzug von Transportverlusten) wie sie die Methanpipeline aufweist. Die Einspeisung in die Pipeline beträgt 190 TWh/a entsprechend der Methanpipeline.

Die angesetzten Kapitalkosten für die Transportoptionen sind in Abbildung 40 dargestellt. Da für die Pipeline immer von gleichem Durchmesser und Länge ausgegangen wird und die Zv Kosten nicht getrennt berücksichtigt sind, bleiben die Kapitalkosten der Pipeline konstant (gelbe Balken). Die unterschiedlichen Schiffskosten ergeben sich aus der unterschiedlichen Anzahl der Schiffe, die zum Ersatz der Pipeline benötigt werden und den unterschiedlich transportierten Medien Wasserstoff bzw. Methan.

6.3.2 Energieaufwand für den Pipelineimport und Vergleich mit Schiffstransporten

In Abbildung 41 wird der Energieaufwand für die Zv mit Netzstrom und die Zv mit Energie aus der Pipeline unter Verwendung eines GuD-Prozesses dargestellt. Für Methan ist dieser Aufwand direkt mit dem Energieaufwand für den Erdgastransport vergleichbar. Somit ist sowohl der Transportaufwand für PtX Methan und Wasserstoff als auch der Vergleich zwischen Erdgas- und Wasserstofftransport möglich. Für Wasserstoff ist der Energiebedarf für die beiden Optionen Verdichtung mit einem Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) und Verdichtung über Netzstrom dargestellt.

Für den Wasserstofftransport ist sowohl eine Pipeline mit einer Auslastung von 45 TWh/a als auch eine Pipeline mit 190 TWh/a angegeben. Für Methan wird die 190 TWh/a Pipeline berücksichtigt. Die Auslastung bezieht sich auf die am Beginn der Pipeline eingespeiste Energie.

Da die Erstverdichtung in allen Fällen am Herstellungsort des PtX durch Strom erfolgt, ist für die Wasserstoffpipeline mit Zv die angegebene Auslastung gleich der Energie am Pipelineende in Deutschland. Für die Zv mit GuD muss die Energie zur Zv von der Auslastung abgezogen werden, um die in Deutschland nutzbare Energie zu erhalten.

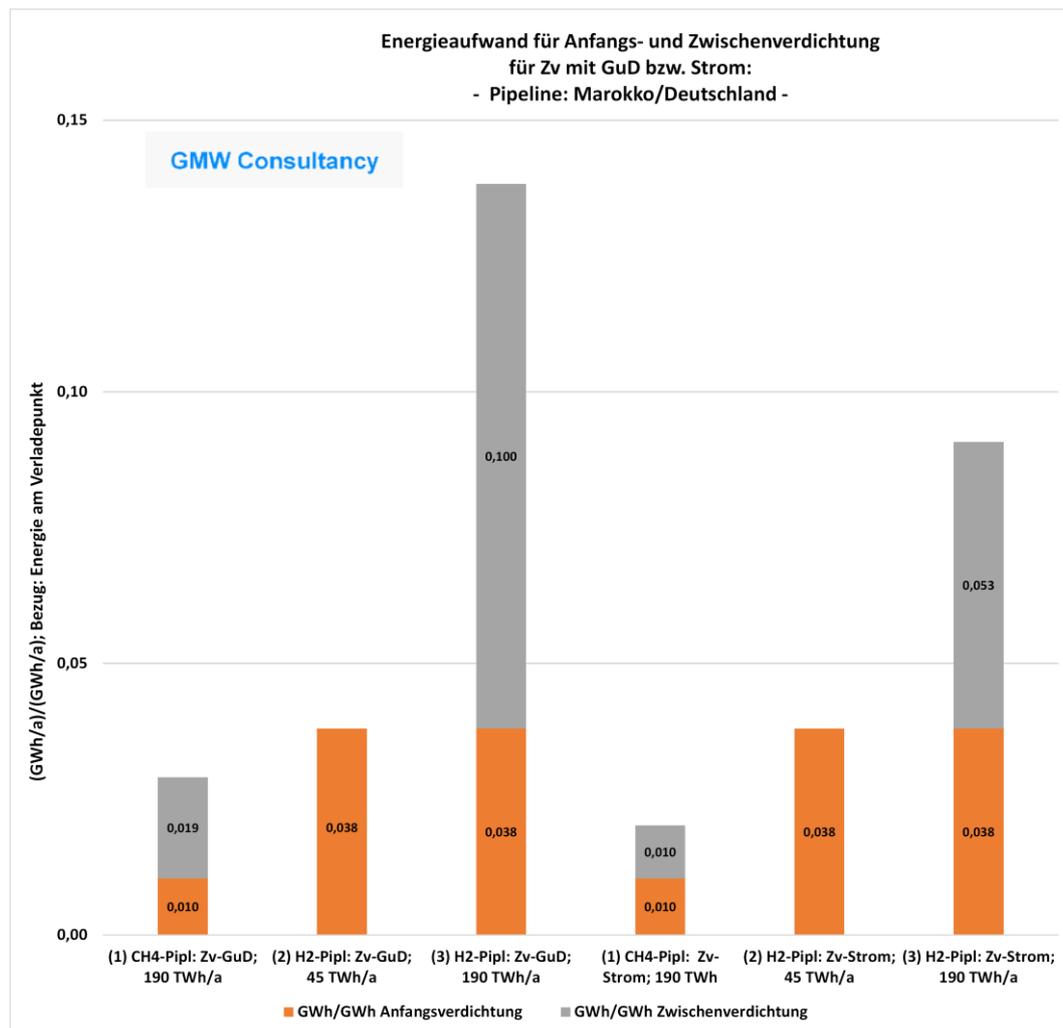


Abbildung 41: Energieaufwand für den Pipelinetransport von Methan, Wasserstoff für die Zv mit Strom aus dem Netz und mit Energie aus der Pipeline mittels GuD⁴⁰⁰

Der Aufwand für den Transport von PtX Methan ist für beide Zv Optionen mit 2,9 % für die Zv mit GuD bzw. 2,0 % für die Zv mit Strom relativ gering.

Ein anderes Bild ergibt sich für den PtX Wasserstoff. Für die 45 TWh/a Auslastung ist keine Zv notwendig. Der Aufwand ist daher in beiden Fällen (Zv mit GuD und mit Netzstrom) gleich und beträgt ca. 3,8 % der übertragenen Energie.

Der Vergleich der benötigten Energie zeigt, dass für den Transport mit der (2) H2-Pipl (45 TWh/a) relativ gesehen mehr Energie für die Av erforderlich ist als für den Transport von Methan mit einer 190 TWh/a Pipeline (inklusive erforderlicher Zv).

Beim PtX Wasserstoff Transport über die 190 TWh/a Leitung ist eine Zv notwendig, die den Energieaufwand für den Wasserstofftransport erheblich vergrößert. Hier ist bei der Zv über GuD ein Aufwand von 10 % der

⁴⁰⁰ GMW Consultancy: Energieaufwand für den Pipelinetransport von Gasen. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

Transportleistung für die Zv notwendig, der aus der Pipeline gedeckt werden muss. Damit stehen am Zielort nur 171 TWh/a zur Verfügung anstatt wie bei der Methanpipeline 186 TWh/a.

Die Darstellung macht deutlich, dass der Energiebedarf für den Transport insbesondere bei einem Vergleich zwischen Methan- und Wasserstofftransport mit Pipelines immer berücksichtigt werden muss.

In der Variante der Wasserstoffpipeline ((3) H₂ Pipl) mit Zv durch Netzstrom steht zwar die gesamte eingespeiste Energie am Zielort zur Verfügung, allerdings ist für die Zv 5,3 %, entsprechend ca. 10 TWh/a an Energie, extern bereitzustellen. Der Energieaufwand für diese externe Bereitstellung muss in einem Vergleich zum Methantransport berücksichtigt werden. Beim Methantransport ist für die Zv mit Netzstrom lediglich ein Aufwand von 1,9 TWh/a anzusetzen.

Es bleibt festzuhalten, dass der PtX Methantransport im Vergleich zum PtX Wasserstofftransport signifikant weniger Energie benötigt.

Für die Fälle, in denen eine Zv notwendig ist, kann der in Abbildung 41 dargestellte Energieaufwand leicht auf andere Entfernungen übertragen werden. Für eine erste Abschätzung kann einfach die benötigte Energie zur Zv durch die hier betrachtete Pipelinelänge geteilt und mit der zu untersuchenden Länge multipliziert werden. Die Energie zur Anfangsverdichtung bleibt immer gleich.

Dem Energieaufwand für die 190 TWh/a Wasserstoffpipeline für die Zv mit Netzstrom von 5,3 % steht ein Aufwand für den Schiffstransport von 1,7 % bis 1,9 % gegenüber (vgl. Tabelle 17). Wie Abbildung 42 zeigt, ist der für den Schiffstransport notwendige Energieaufwand für die Verflüssigung bei Wasserstoff sehr groß und verschiebt das Bild zu Lasten des Schiffstransports. Aus diesem Grund ist der Pipelineimport von Wasserstoff bei der hier gewählten relativ kurzen Entfernung energetisch günstiger als der Import per Schiff. Der Methanimport per Pipeline oder Schiff ist energetisch etwa gleichwertig.

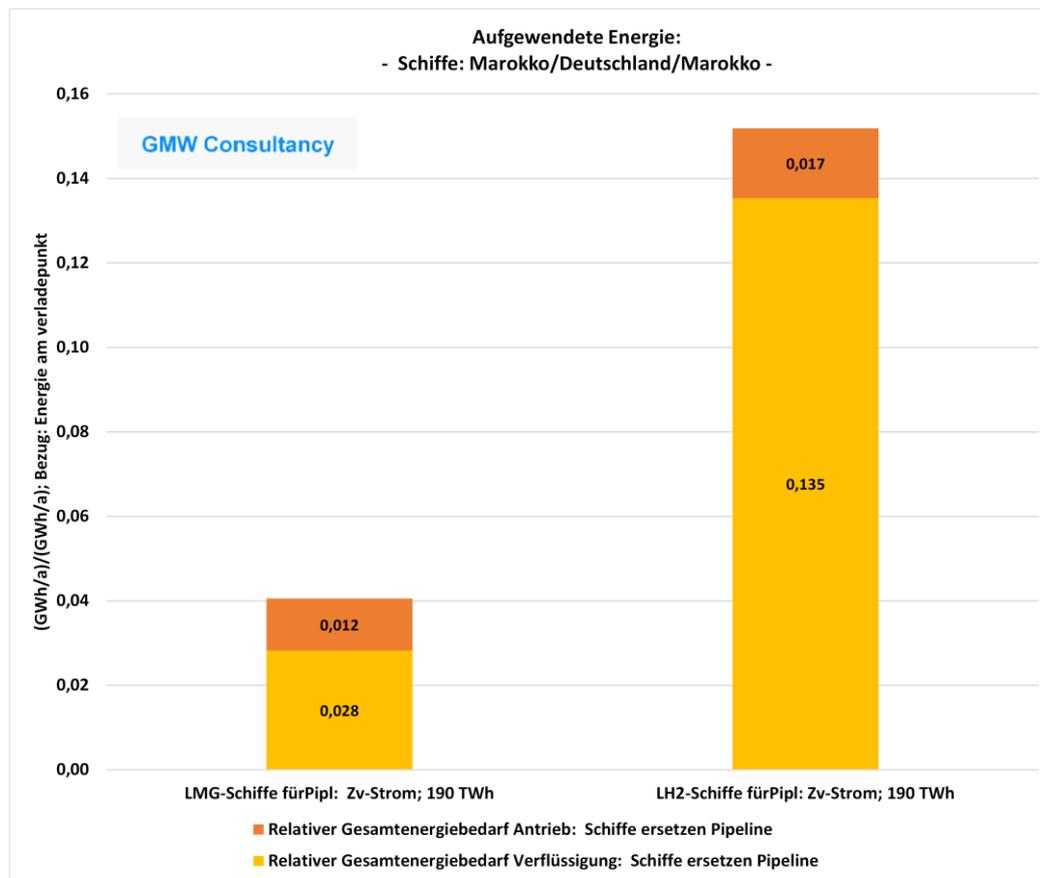


Abbildung 42: Vergleich des Energieaufwandes für den Import von Wasserstoff mit Pipeline oder Schiff aus Marokko⁴⁰¹

Auch unter Berücksichtigung der Erstverdichtung auf der Pipelineseite bleibt der Import von Wasserstoff aus Marokko per Pipeline energetisch günstiger als per Schiff. Etwa ab der Entfernung Kanada/Deutschland wird der Verflüssigungsaufwand für den Schiffstransport kompensiert. Ab dieser Entfernung ist der Wasserstofftransport per Schiff energetisch günstiger als per Pipeline.

Für den Methanimport stehen die vorhandenen Schiffe zum LNG Import zur Verfügung. Mit diesen ist ein Import von Methan problemlos möglich.

Zu bedenken ist, dass es die Technologie für den LH2 Schiffstransport noch nicht gibt. Die Bedarfe für Importe von Wasserstoff und PtX werden zukünftig steigen. Der Zeitraum bis dahin sollte für Planungen und Bau von Pipelines und Schiffen sowie entsprechender Hafeninfrasturktur genutzt werden.

Bei Planung und Bau von Pipelines ist zu berücksichtigen, dass damit die Festlegung auf ein Herstellungsland verbunden ist. Bei politischen und wirtschaftlichen Veränderungen kann ein Schiffstransport im Vergleich zur Pipeline flexibler an neue Bedingungen angepasst werden. Auch sind Abhängigkeiten von politischen Gegebenheiten und Kosten durch Transitländer zu berücksichtigen.

⁴⁰¹ GMW Consultancy: Vergleich des Energieaufwandes für den Import von Wasserstoff mit Pipeline oder Schiff aus Marokko. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

7 Aktuelle Forschungs- oder Pilotprojekte

In diesem Kapitel sind Forschungsprojekte als Beispiele der unterschiedlichen aktuellen Forschungsbereiche aufgeführt. Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, welche aufgrund der hohen Dynamik und der Vielfältigkeit der Themen und Bereiche, den nationalen und internationalen Förderungen sowie den Interessen von Fachverbänden über den Rahmen dieser Studie hinausgehen würde.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die in den folgenden Kapiteln aufgeführten Projekte alphabetisch geordnet und gibt an, ob es sich um ein reines Forschungsprojekt oder einen konkreten Anwendungsfall als Umsetzungsprojekt handelt:

Tabelle 20: Übersicht einiger ausgewählter Wasserstoffprojekte⁴⁰²

Projekt	Projektseite	Unterprojekt(e)	Forschungsprojekt	Umsetzungsprojekt
AquaVentus	https://www.aquaventus.org/	AquaCampus		X
		AquaDuctus		X
		AquaNavis		X
		AquaPortus		X
		AquaPrimus	X	X
		AquaSector		X
Campfire	https://wir-campfire.de/		X	
Clustermanagement e4ships	https://www.e4ships.de/	Jacht mit Brennstoffzellen		X
		Pa-X-ell, Pa-X-ell 2	X	X
		RiverCell, RiverCell2	X	X
		SchIBZ, SchIBZ 2, MultiSchIBZ	X	X
		Schubschiff Elektra		X
Green Wilhelmshaven	https://www.uniper.energy/news/download/1013733/20210414-uniper-pr-greenwilhelmshaven-de-clean.pdf		X	
RH ₂ INE	https://www.rh2ine.eu/		X	X
Wash2emden	https://www.mariko-leer.de/portfolio-item/wash2emden/		X	
Westküste 100	https://www.westkueste100.de/		X	X

⁴⁰² ISL: eigene Darstellung auf Basis der ausgewählten Projekte.

7.1 AquaVentus

AquaVentus ist eine Projektfamilie, welche der Erschließung der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)⁴⁰³ in der Nordsee (Abbildung 43) dient, und das Ziel hat, Wasserstoff zu gewinnen, zu nutzen und weiter zu vertreiben. Es wurde ein Förderverein gegründet, welcher sich gegenwärtig (August 2021) aus 68 Mitgliedern aus Wirtschaft, Forschung und anderen Organisationen zusammensetzt.⁴⁰⁴

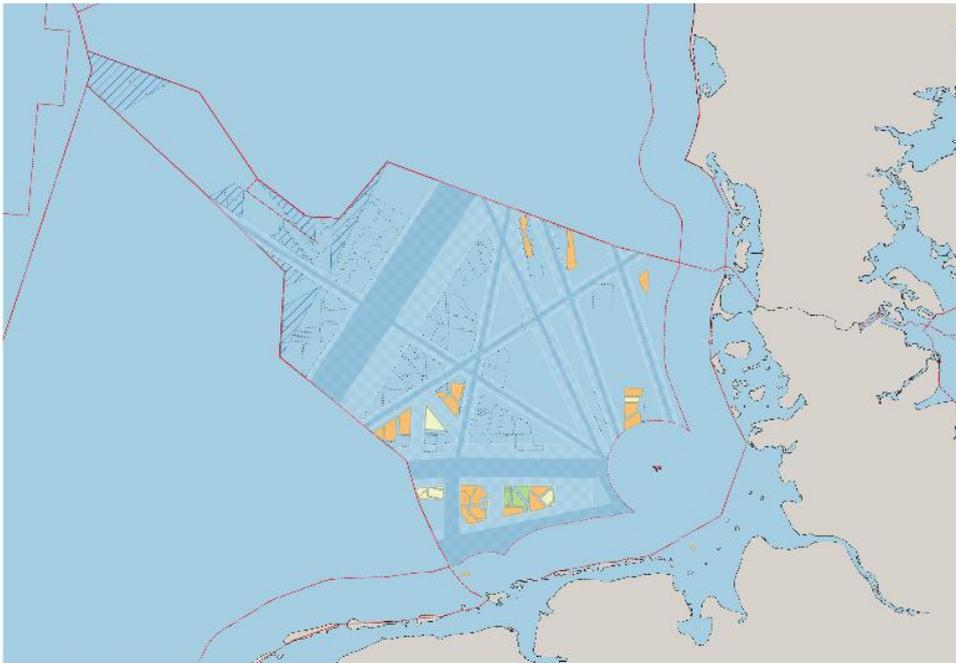


Abbildung 43: Karte der deutschen AWZ mit eingezeichneten Offshore-Windkraftfeldern und Schifffahrtsrouten⁴⁰⁵

Die fünf Einzelprojekte, die nachfolgend einzeln erklärt werden, sind AquaPrimus, AquaCampus, AquaPortus, AquaSector, AquaDuctus und AquaNavis, welches sich in der Aufbauphase befindet.

7.1.1 AquaCampus

Im Einzelprojekt AquaCampus soll ein Forschungsfeld auf offenem Meer für Über- und Unterwassertechnologien unter realen Bedingungen mit drei Quadratkilometern Größe bis zu 45 m Tiefe errichtet werden.

7.1.2 AquaDuctus

Im Projekt AquaDuctus soll ab 2030 eine dedizierte Wasserstoffpipeline von Helgoland aus bis in den nordwestlichen Teil der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) reichen und zusätzlich eine Anbindung

⁴⁰³ Mehr Informationen zur AWZ unter: <https://www.bfn.de/themen/meeresnaturschutz/nationale-meeresschutzgebiete/nordsee-awz.html> (abgerufen am 05.03.2021)

⁴⁰⁴ Jörg Singer: Über AquaVentus. Die grüne Energie-Revolution beginnt in der Nordsee. Unter: www.aquaventus.org (abgerufen am 05.03.2021) Mitgliederliste Ebd.

⁴⁰⁵ Ebd.

von Helgoland zum Festland zur Versorgung des Großraums Hamburg / Brunsbüttel errichtet werden. Es sollen Erzeugungskapazitäten im GW-Bereich für bis zu 100.000 t Wasserstoff für Wirtschaft und Mobilität zur Verfügung stehen. Für 2035 sieht die Planung vor, die Erzeugungskapazität auf 10 GW zu steigern.

7.1.3 AquaNavis

Der Kern des Projekts - Klimaneutralität mit Wasserstoffanwendungen herzustellen - soll mit Schiffen weitergeführt werden, welche mit grünem Wasserstoff angetrieben werden. Dabei sollen unterschiedliche Schiffstypen realisiert werden, in erster Linie Crew Transfer Vessels und Service Operation Vessels zur Wartung und Bedienung von Windparks, Frachtschiffen, Fähren und Kreuzfahrtschiffen. Weitere Schiffstypen können ebenfalls eingebunden werden.

7.1.4 AquaPortus

Das Projekt soll ab 2024 starten. Es sollen stufenweise die Hafenanlagen auf Helgoland zu einem Wasserstoff-Hub ausgebaut werden. Eine LOHC-Infrastruktur soll die Produktionsmengen aufnehmen und weiterverarbeiten. Die LOHC-Abwärme kann zur Wärmeversorgung genutzt werden, um Heizöl auf der Insel einzusparen. Schiffe mit Wasserstoffantrieben sollen für Passagiere und Windpark-Wartung genutzt werden. Zudem soll ab 2026 die Notstromversorgung der Insel von Dieselaggregaten auf Wasserstoffbrennstoffzellen inkl. Bevorratung umgestellt werden. Das Ziel ist, dass Helgoland nach Beendigung der Umbauarbeiten im Hafen ab 2029 als Wasserstoff-Hub fungiert. Schiffe, deren Antrieb direkt auf Wasserstoff oder der LOHC-Technologie beruhen, bunkern auf Helgoland; überschüssiges Gas soll als H₂ oder LOHC an Land gebracht werden.

7.1.5 AquaPrimus

Im Einzelprojekt AquaPrimus soll ein 14 MW-Prototyp einer dezentralen Wasserstoff-Erzeugungseinheit ab 2023 entwickelt und in Mukran, Sassnitz, ein Jahr lang getestet werden. Die elektrische Energie wird vor allem über einen Photovoltaik-Park vor Ort bereitgestellt. Zudem sollen zwei Pilotanlagen vor Helgoland ab 2025 errichtet werden. Diese sollen je eine 14 MW Windturbine und einen modularen Elektrolyseur auf einer Plattform beinhalten. Die Jahresproduktion pro Anlage wird mit 3.500 t H₂ angegeben. Das erzeugte Gas soll mittels Pipeline zum Südhafen Helgoland befördert werden. Mit diesem Wasserstoff soll im Regelbetrieb begonnen werden, die Insel Helgoland zu dekarbonisieren.

7.1.6 AquaSector

Im Projekt AquaSector soll ein Betreiberkonsortium ab 2028 mit der Bezeichnung AlphaVentus Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 290 MW und einer zentralen Elektrolyse-Plattform betreiben. Dieses ist erst nach Vorbereitung und Ausschreibung des Windvorranggebietes 'SEN-1' durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)⁴⁰⁶ möglich. Ebenfalls soll ein zweites Pipeline-Segment, bezeichnet als AquaDuctus, jährlich bis zu 25.000 t H₂ von den Elektrolyseuren der Windkraftanlagen nach Helgoland leiten.

⁴⁰⁶ Mehr Informationen unter: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: FEP 2020 - Karte Nordsee. Unter: https://www.bsh.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Servicesuche_Formular.html;jsessionid=B542007C93BE751FA91782A0E5FE6858.live21304?nn=1651716&re-sourceId=1651764&input_=1651716&pageLocale=de&templateQueryString=SEN-1&submit.x=0&submit.y=0 (abgerufen am 31.08.2021)

7.2 Campfire

Das hauptsächlich in der Region Nord-Ost (Städte Rostock, Stralsund, Greifswald und die Uckermark) angesiedelte Projekt mit insgesamt 31 Partnern⁴⁰⁷ wird vom Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie koordiniert und vom BMBF unterstützt. Das Ziel ist es, die Energiewende zu fördern, insbesondere mit dezentraler Produktion von Ammoniak (NH₃) und dem nachfolgenden Einsatz als Energieträger im maritimen Umfeld. Dabei werden auch elektrokeramische Membranen in einem Dünnschichtverfahren für die Massenproduktion erforscht und gefertigt. Im Projekt werden ebenfalls die Rahmenbedingungen in rechtlicher, ökonomischer und politischer Hinsicht für die entwickelten Technologien untersucht.⁴⁰⁸

7.3 Clustermanagement e4ships

Bereits im Jahr 2009 nahmen die beteiligten Partner⁴⁰⁹ im Verbundprojekt 'e4ships – Brennstoffzellen im maritimen Einsatz' die Arbeit auf. Das Ziel in diesem Projekt ist es, geeignete Voraussetzungen und die dazugehörigen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Etablierung der Mobilität von Binnen- und Seeschiffen mit wasserstoffbasierten Brennstoffen (z.B. Methanol, Erdgas (CNG oder LNG), Diesel oder Wasserstoff) und Brennstoffzellen zu schaffen.⁴¹⁰

Im Mittelpunkt des Clustermanagements e4ships stehen die vom Bundesverkehrsministerium im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) geförderten maritimen Demonstrationsvorhaben Pa-X-ell, RiverCell, SchIBZ/MultiSchIBZ und ELEKTRA. In diesen Vorhaben werden Konzepte mit Brennstoffzellensystemen für die Bordenergieversorgung großer seegängiger Schiffe mit Strom, Wärme und Kälte für den Hotelbedarf und für die gesamte Energieversorgung von Binnenschiffen entwickelt und umgesetzt.

Die Treibstoffe mit niedrigem Flammpunkt, wie Methanol, Wasserstoff oder andere Primärenergieträger, die im Rahmen der Brennstoffzellentechnologie eingesetzt werden können, benötigen eine Zulassung durch die International Maritime Organization (IMO) für den Einsatz auf Seeschiffen bzw. durch den Europäischen Ausschuss für die Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI) für den Einsatz auf Binnenschiffen. Daher bildet diese aktive Mitwirkung bei den zu schaffenden regulatorischen Rahmenbedingungen den Schwerpunkt des Clustermanagements e4ships. Sie ergänzen ihrerseits die im Verbundvorhaben e4ships durch die Partner zu leistenden technischen Entwicklungsschritte bis zur weitgehenden Einsatzreife der Technologie. In einer ersten Projektphase konnte eine regulatorische Grundlage geschaffen werden, um Brennstoffzellen auf Schiffen zu nutzen.

⁴⁰⁷ Mehr Informationen unter: <https://wir-campfire.de/partner/> (abgerufen am 07.06.2021)

⁴⁰⁸ Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. (INP): Campfire. Unter: <https://wir-campfire.de/> (abgerufen am 04.06.2021)

⁴⁰⁹ NOW GmbH: Toplaterne – Übergeordnetes Synergiemodul im Leuchtturmvorhaben „e4ships – Brennstoffzellen im maritimen Einsatz“. Unter: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/e4ships-toplaterne/> (abgerufen am 07.06.2021)

⁴¹⁰ hySOLUTIONS GmbH: e4ships. Unter: <https://www.e4ships.de/> (abgerufen am 04.06.2021)

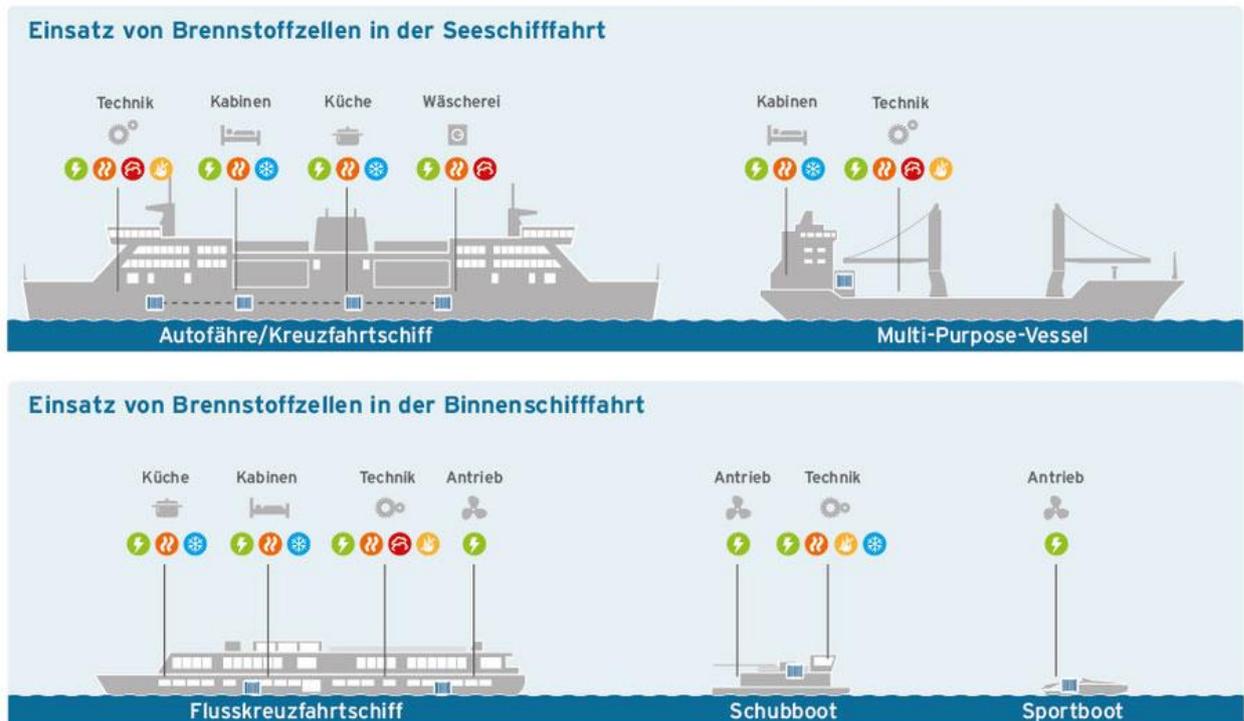


Abbildung 44: e4ships: Möglicher Einsatz von Brennstoffzellen in Haupt- und Nebenaggregaten der See- und Binnenschifffahrt⁴¹¹

7.3.1 Jacht mit Brennstoffzellen

Die erste Jacht mit Brennstoffzellentechnik wird bei der Lürssen Werft gebaut. Die eingebaute Brennstoffzelle unterstützt die konventionellen Generatoren und stellt einen Meilenstein in Hinsicht auf emissionsfreie Yachten dar. Die Technik erlaubt ein schadstofffreies Ankern für 15 Tage oder eine Reise von bis zu 1.000 Meilen bei langsamer Fahrt.^{412, 413}

7.3.2 Pa-X-ell/Pa-X-ell 2

Für den Bereich der Passagierschifffahrt werden im Projekt Pa-X-ell unter Leitung der Papenburger Meyer Werft Niedrigtemperatur-PEM Brennstoffzellen und ein integrierter Methanol-Reformierungsprozess erprobt, um künftig die Energie für den Hotelbetrieb an Bord dezentral zu erzeugen und einzusetzen. In einer ersten Phase wurden bereits Entwicklungsarbeiten mit einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle vorgenommen sowie eine Anlage auf einer Fähre installiert und unter Realbedingungen erprobt.

⁴¹¹ hySOLUTIONS GmbH: e4ships. Unter: <https://www.e4ships.de/deutsch/hintergrund/> (abgerufen am 04.06.2021)

⁴¹² Lürssen Yachts: Lürssen installs first fuel cell on a yacht. Unter: <https://www.e4ships.de/app/download/13831380390/L%C3%BCrssen+installs+first+fuel+cell.pdf?t=1622561380> (abgerufen am 07.06.2021)

⁴¹³ Mehr Informationen unter: www.lurssen.com/ (abgerufen am 07.06.2021)

Die internationale Klassifikationsgesellschaft DNV GL hat das mit Methanol als Energieträger betriebene Brennstoffzellensystem der Freudenberg Sealing Technologies im Projekt Pa-X-ell 2 erfolgreich geprüft und das Prüfergebnis „Approval in Principle“ erteilt. Dieses System soll zukünftig als ein Teil des dezentralen Energienetzes an Bord von Passagierschiffen auf hoher See genutzt werden.⁴¹⁴

Aktuell werden Untersuchungen zu einem dezentralen Energienetz und einem intelligenten Energiemanagementsystem fortgesetzt.

7.3.3 RiverCell/RiverCell2

Im Projekt RiverCell, geleitet von der Meyer Werft, wurde eine modulare hybride Energieversorgung mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen und Methanol als alternativem Kraftstoff für Flusskreuzfahrtschiffe entwickelt. In einer zweiten Projektphase wurde ein Demonstrator an Land in einem Teil eines Schiffsrumpfs auf der Neptun Werft in Rostock gebaut, der Erkenntnisse über das Gesamtsystem, die Integration der Brennstoffzelle, das Energiemanagementsystem und die Bebungung und Handhabung von Methanol liefert. Weiterhin finden unter anderem Untersuchungen zur Leistungsdichte, der Lebensdauer des Systems und der Tauglichkeit des Brennstoffs statt. Der sichere Betrieb wird in der konkreten Anwendung demonstriert und die Erkenntnisse tragen wesentlich zu der Entwicklung von Vorschriften bei.

7.3.4 SchIBZ/SchIBZ 2/MultiSchIBZ

Der Schwerpunkt dieser thematisch miteinander verknüpften Projekte liegt in der Entwicklung eines Brennstoffzellensystems mit Hochtemperatur-SOFC-Brennstoffzellen für große Seeschiffsanlagen, die mit schwefelarmem Diesel betrieben werden. Darüber hinaus werden Komponenten in Stacks und Subsystemen speziell für den Reformier entwickelt und getestet. Die CO₂-Emissionen werden durch den besseren Wirkungsgrad um ca. 25 % gegenüber der Verbrennung im Schiffsdiesel gesenkt, weitere Vorteil ist die vorhandene Brennstoffversorgung in den Häfen sowie die Energiedichte des Diesels. Diese Anlage wurde nach den Regeln des DNVGL erfolgreich getestet.

Im Projekt SchIBZ 2 wurde unter anderem die vollständige Seetauglichkeit einer mit Diesel betriebenen Brennstoffzellenanlage auf einem Seeschiff geprüft. Hierbei werden Festoxidbrennstoffzellen und Lithium-Ionen-Batterien genutzt. Leitend ist hierbei die Firma thyssenkrupp Marine Systems⁴¹⁵, mit dem Ziel, an Bord einen Hotelbetrieb zu versorgen.⁴¹⁶

7.3.5 Schubschiff Elektra

Auf der Schiffswerft H. Barthel in Derben⁴¹⁷ wurde am 27. Mai 2021 das Schubschiff ELEKTRA erstmalig zu Wasser gelassen. Bei der Realisierung des Kanalschubbootes soll die technische und wirtschaftliche Machbarkeit durch die BEHALA und die TU Berlin geprüft werden. Der Antrieb des Schiffes wird hybrid-elektrisch mit

⁴¹⁴ Freudenberg Sealing Technologies: Auf Kurs. Freudenberg-Sicherheitskonzept für maritimes Brennstoffzellensystem erhält Zertifizierung. Unter: <https://www.e4ships.de/app/download/13650880690/2020.11.03+PM+Freudenberg+Proof+of+Principle.pdf?t=1622561380> (abgerufen am 07.06.2021)

⁴¹⁵ Mehr Informationen unter: <https://www.thyssenkrupp-marinesystems.com/de> (abgerufen am 07.06.2021)

⁴¹⁶ hySOLUTIONS GmbH: SchIBZ2. Unter: <https://www.e4ships.de/deutsch/projekte-seeschiffahrt/schibz2/> (abgerufen am 07.06.2021)

⁴¹⁷ Mehr Informationen unter: <http://www.barthel-werft.de/index.html> (abgerufen am 07.06.2021)

der Energie eines Brennstoffzellensystems und Batterien oder rein batterieelektrisch realisiert. Das Brennstoffzellensystem (NT PEM) erhält komprimierten Wasserstoff aus einem auf dem Oberdeck platzierten Wasserstoffspeicher.

Eine Hauptaufgabe des Projektes ist der regionale Transport von Gütern in Berlin-Brandenburg und überregionale Transporte, wie z.B. schwere Gasturbinen vom Siemens-Werk in Berlin nach Hamburg, ohne Einschränkungen für den Betrieb des Schubbootes.

7.4 Green Wilhelmshaven

Die Firma Uniper plant, in Wilhelmshaven einen Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff zu erstellen.⁴¹⁸ Das Projekt mit dem Namen „Green Wilhelmshaven“ startet mit einer Machbarkeitsstudie für einen Hafenterminal für den Import von klimaneutral erzeugtem Ammoniak sowie einem angeschlossenen skalierbaren Ammoniak-Cracker zur Erzeugung von Wasserstoff. Weiterhin in der Studie enthalten ist eine Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage von etwa 410 Megawatt. Die Import- und die Elektrolyseanlage sollen zusammen knapp 300.000 Tonnen Wasserstoff erzeugen können, somit etwa 10 % des deutschen Bedarfs im Jahr 2030 zur Verfügung stellen können. Hiermit kann die lokale Industrie versorgt werden und Wasserstoff in das nationale Netz eingespeist werden. Eine Inbetriebnahme der Anlage wird für die zweite Hälfte des Jahrzehnts angestrebt. Eine Förderung dieses Projekts wurde beim Bundeswirtschaftsministerium als 'Important Project of Common European Interest'⁴¹⁹ eingereicht.

7.5 RH₂INE

Die Initiative RH₂INE (Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence), zum Teil finanziert durch die EU Connecting Europe Facility (CEF), besteht aus 17 Wirtschaftsunternehmen und Behörden zur Einführung eines kohlenstofffreien Rhein-Alpen-Korridors zwischen Rotterdam (NL) und Genua (IT) für die Binnenschifffahrt und den Transport auf der letzten Meile per Straße oder Schiene.⁴²⁰ Es sollen marktreife Wasserstoffanwendungen entwickelt und in einem nachhaltigen und untereinander kompatiblen Gas- und Elektrizitätsnetzwerk betrieben werden.

Im Projekt ist geplant, mit Wind- und Solarenergie Wasserstoff zu produzieren, diesen zu speichern und für den Frachttransport per Schiff zu nutzen. Es soll ebenfalls eine Wasserstoffversorgung für weitere Transportmittel aufgebaut werden.

Mit mindestens 10 wasserstoffbetriebenen Frachtschiffen soll die Route zwischen Rotterdam und Duisburg in 2024 betrieben werden. Drei Wasserstoff-Bunkerstationen sind auf diesem Wasserweg geplant. Weitere primär beteiligte Häfen sind Amsterdam, Duisburg, Düsseldorf, Neuss und Köln.

⁴¹⁸ Uniper SE: Uniper will Wilhelmshaven zum Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff machen. Unter <https://www.uniper.energy/news/download/1013733/20210414-uniper-pr-greenwilhelmshaven-de-clean.pdf> (abgerufen am 11.05.2021)

⁴¹⁹ Weitere Informationen unter: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI\(2020\)659341](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI(2020)659341) (Stand 25.05.2021)

⁴²⁰ RH₂INE initiative: Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence. Unter: <https://www.rh2ine.eu/> (abgerufen am 08.03.2021)

7.6 Wash2emden

WASH2Emden ist eine durch IHATEC⁴²¹ geförderte Machbarkeitsstudie für den Hafen Emden (Niedersachsen) zur Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff (Abbildung 45). Unter der Federführung von Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG mit vier weiteren Projektpartnern und drei Kooperationspartnern wurde die Studie im Mai 2020 abgeschlossen.⁴²² Aufbauend auf dieser Studie soll eine Demonstrationsphase folgen.⁴²³

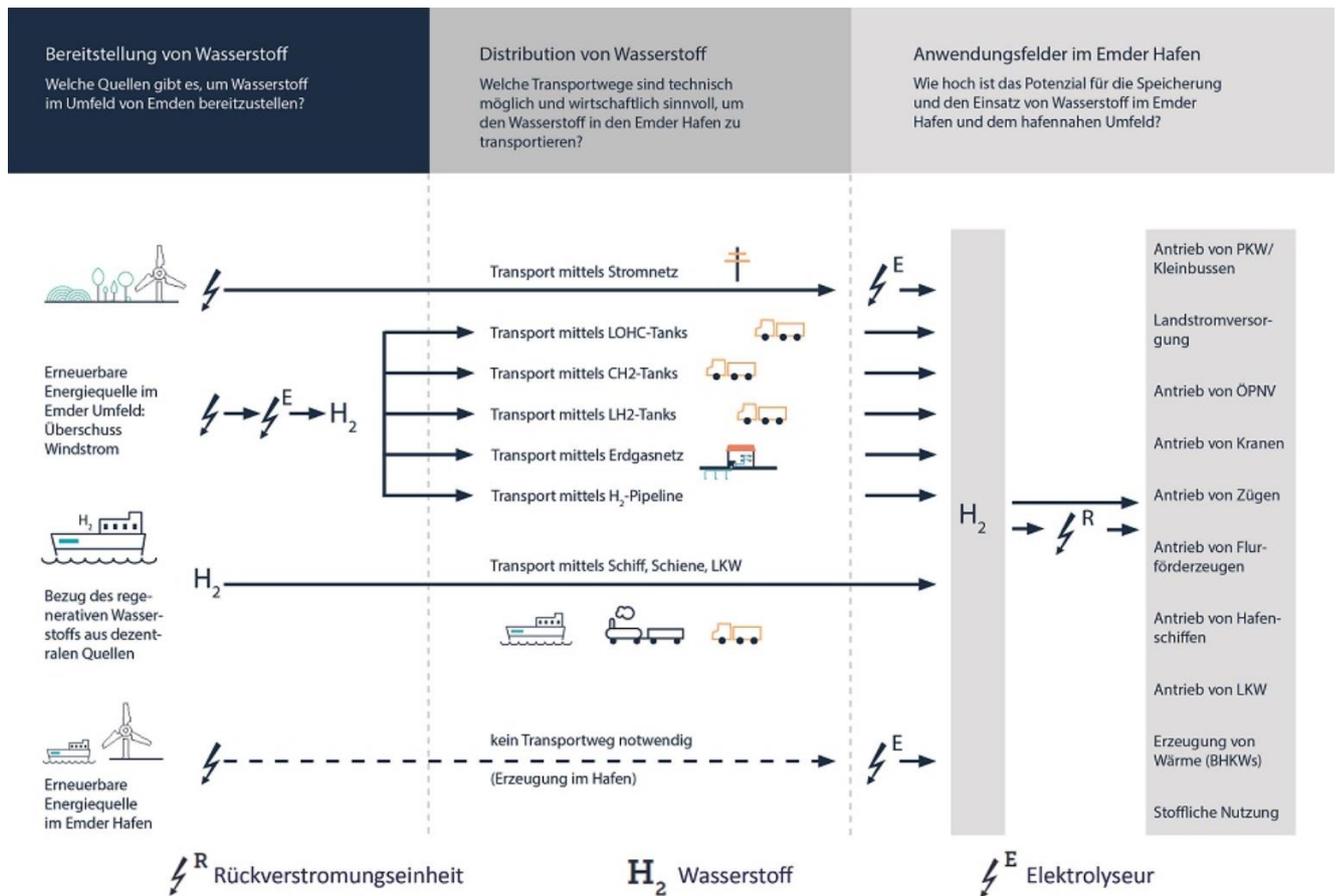


Abbildung 45: WASH2Emden: Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden⁴²⁴

Günstig erzeugter Wasserstoff, unterstützt durch reduzierte Strompreise, Umlagereduzierungen (z.B. EEG) und garantierte Abnahmemengen, kann wirtschaftlich im Vergleich zu Dieselantrieben sein. Wasserstoff kann im

⁴²¹ Förderprogramm des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur für Innovative Hafentechnologien, Mehr Informationen unter: TÜV Rheinland Consulting GmbH: Innovative Hafentechnologien. Unter: <https://www.innovativehafentechnologien.de/> (abgerufen am 31.08.2021)

⁴²² Sören Berg et al.: Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden. Unter: https://www.nports.de/media/Unternehmen/Nachhaltigkeit/NPorts_Wash2Emden_Broschuer_e_2020.pdf (abgerufen am 08.03.2021)

⁴²³ Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG: WASH2Emden Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden. Unter: https://www.innovativehafentechnologien.de/wp-content/uploads/2018/12/IHATEC_Projektsteckbrief_Wash2Emden_formatiert.pdf (abgerufen am 08.03.2021)

⁴²⁴ Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG: WASH2Emden Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden. Abschlussbrochüre. Unter: https://www.nports.de/media/hafenplus/Projekte/Wash2Emden/NPorts-Nachhaltigkeit-Projekt-WASH2Emden-Broschuer_e_2020.pdf (abgerufen am 08.03.2021)

Emder Hafengebiet aufgrund relativ geringer Investitionskosten als komprimiertes Gas gespeichert werden und wird verflüssigtem H_2 und LOHC aus Kostengründen vorgezogen.

Hinsichtlich der Marktverfügbarkeit des Einsatzes von Wasserstoff in Nutzfahrzeugen kann mittelfristig eine CO_2 -Reduktion im Bereich von 10.500 t (Reduktion ca. 8 %) erzielt werden.

Durch Erzeugung und Nutzung synthetischer Kraftstoffe können weitere Emissionsreduktionen erreicht werden, sofern Kapazitäten zur Gewinnung und für den Import von Wasserstoff geschaffen werden. Mit diesen Kraftstoffen können auch die CO_2 -Emissionen der Stromnutzung im Emden Hafen um ca. 34 % reduziert werden.

Auf Basis der Studie ist eine Demonstrationsphase in Vorbereitung. Hierbei soll eine Wasserstoffkette mit am Markt verfügbaren Technologien als Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft im Emden Hafen aufgebaut werden.

7.7 Westküste 100

Das Reallabor Westküste 100 (kurz Westküste100) soll grünen Wasserstoff mittels einer 30 MW Elektrolyseanlage erzeugen. Technische Innovationen sollen unter realen Bedingungen im industriellen Maßstab entwickelt und erprobt werden (Abbildung 46). Hierfür hat sich eine branchenübergreifende Partnerschaft aus Wirtschaft und Wissenschaft mit 10 Partnern gefunden.⁴²⁵



Abbildung 46: Westküste100: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab⁴²⁶

⁴²⁵ Raffinerie Heide GmbH: Sektorenkopplung komplett: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab. Unter: <https://www.westkueste100.de/> (abgerufen am 08.03.2021)

⁴²⁶ Ebd.

Aus Offshore-Windenergie erzeugter grüner Wasserstoff soll in Gasnetze eingespeist werden und für die Produktion von Treibstoffen für Flugzeuge genutzt werden. Im letzteren Fall soll CO₂ aus bestehender regionaler Zementproduktion genutzt werden. Ebenfalls soll die in der H₂-Produktion entstehende Abwärme genutzt werden.

Der in der Raffinerie Heide durch Elektrolyse erzeugte grüne Wasserstoff soll in ein Wasserstoffnetz zwischen der Raffinerie, den Stadtwerken, einem Kavernensystem und dem bestehenden Erdgasnetz mittels neuartiger Pipelinetechnologie eingespeist werden. Das Kavernenspeichersystem soll als Zwischenspeicher für die kontinuierliche industrielle Wasserstoffversorgung dienen.

Der bei der Elektrolyse freiwerdende Sauerstoff könnte mit dem Oxyfuel-Verfahren den Verbrennungsprozess eines regionalen Zementwerkes unterstützen, um Stickoxid-Emissionen (NO_x) zu reduzieren. Das dabei entstehende Kohlendioxid (CO₂) könnte in der Raffinerie zur Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (z.B. Kerosin, Methanol) genutzt werden

Ebenfalls soll die entstehende Prozesswärme in einem bestehenden und weiter ausgebauten Wärmenetz angekoppelt und genutzt werden.

7.8 Zusammenfassung

Diese ausgewählten Projekte zeigen beispielhaft die Bandbreite und Tiefe der aktuellen Forschung in Bezug auf Wasserstoff und wasserstoffbasierte Energieträger im maritimen Bereich auf. Es wird deutlich, dass es für ähnlich gelagerte Herausforderungen und konkrete Aufgabenstellungen ganz unterschiedliche Lösungen zur Erreichung des Ziels geben kann. Der Umfang der Veränderungen ist in den meisten Fällen nicht auf einen Ort, eine Firma oder ein Hafenterminal beschränkt, sondern die Umsetzung betrifft häufig ganze Bereiche, zum Teil auch über Bundesland- und Ländergrenzen hinweg. Daher sollte bei der Einführung entsprechender Maßnahmen eher in einem größeren Zusammenhang gedacht, geplant und umgesetzt werden. Nationale und internationale Partnerschaften sind notwendig, um die Vorhaben nachhaltig umsetzen zu können, Synergien zu erschließen und einen gegenseitigen Erfahrungsaustausch zu ermöglichen.

8 Bedarfe, Kapazitäten und Kennzahlen

8.1 Kapazitäten und Kennzahlen zu Erzeugung, Logistik und Nutzung von H₂ und PtX

In der bisherigen Studie wurden die Bedarfe an Wasserstoff und PtX in Kapitel 5 untersucht und quantifiziert. Die technischen und logistischen Möglichkeiten über die unterschiedlichen Prozessketten wurden in den Kapiteln 3 und 4 beschrieben und quantifiziert. In diesem Kapitel sollen aus den bisher erzielten Ergebnissen insbesondere Kennzahlen für die Erzeugung, Logistik und Nutzung auf der Basis von angenommenen Bedarfen in verschiedenen Szenarien dargestellt werden. Diese sind nicht als Prognosen zu verstehen.

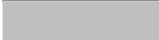
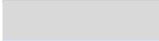
Aufgrund der Vielfalt der Möglichkeiten und Anwendungsfälle ist eine absolute Bewertung dieser Kennzahlen nicht sinnvoll.

Aus diesem Grund wurde ein Berechnungsmodell entwickelt, das Spielraum für die Entwicklung unterschiedliche Strategien für die Jahre 2030, 2040 und 2050 bietet. Als Basis dienen die dena-Leitstudie bzw. die Novelle des Klimaschutzgesetzes nach Beschluss des Bundeskabinetts vom 12. Mai 2021.

Es folgen vier Szenarien zur Umsetzung verschiedener Strategien mit deren Kennzahlen. Für alle Szenarien gilt, dass der Einsatz einer Pipeline aufgrund der aufwendigen Planungs-, Genehmigungs- und Bauverfahren frühestens nach dem Jahr 2040 berücksichtigt wird.

Um eine Einordnung und die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, werden zwei Strategien beleuchtet. Zum einen wird die Strategie der Gleichverteilung aller Bedarfe für die verschiedenen PtX neben einer höheren Wasserstoff-Direktnutzung untersucht. Diese Strategie bietet die Möglichkeit der Nutzung aller Vorteile der PtX in ihren beschriebenen Bereichen. Zum zweiten wird die Strategie der bevorzugten Wasserstoff-Direktnutzung beleuchtet, die zurzeit vermehrt in der öffentlichen Diskussion gefordert wird.

Die Legende für die Szenarien wurde wie folgt festgelegt:

Farbe	Legende
	Überschrift
	Bezeichnung
	Berechneter Wert
	Angaben aus Studie
	Anwendereingabe

Im Folgenden wird von der Bruttotransportkapazität von Schiffen und Pipelines ausgegangen. Diese Kapazität entspricht der Einspeisung in die Pipeline am Herstellungsort des PtX und im Fall des Schiffstransportes der Energie zum geometrischen Volumen der Ladetanks. In den Aufwandsbetrachtungen in Abschnitt 9.3 sind die Nettotransportmengen am Zielort Deutschland angegeben. In allen Szenarien wird bezüglich der Schiffsanlandungen nur die absolute Anzahl pro Jahr angegeben. Um den Bedarf an dafür tatsächlich erforderlichen Schiffen zu ermitteln, muss die Entfernung der Transportstrecke und die sich daraus ergebende Reisedauer für eine Rundreise errechnet werden (siehe Kapitel 6.2 Perspektiven für den Import von H₂ und PtX mit Tankschiffen).

Beschreibung der Szenarien

- Szenario 1 der diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung

- Szenario 2 der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung
- Szenario 3 der diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung angepasst an das Klimaschutzgesetz 2021
- Szenario 4 der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung angepasst an das Klimaschutzgesetz 2021

8.1.1 Szenario 1 der diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung

Diese Studie geht davon aus, dass alle im Kapitel 3 beschriebenen Wasserstofftechnologien für die Transformation der deutschen Wirtschaft weg von fossilen Brennstoffen und die Erreichung der Klimaziele von Vorteil sind.

Dieses Szenario beschreibt eine Strategie zu einer möglichst diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger.

- Für die Nutzung bietet sich der Vorteil, bestehende Verkehrsmittel ohne große Änderungen weiter einzusetzen. Dies gilt auch in der Luft- und Schifffahrt.
- Für den Import und die Verteilung im Inland können teilweise bestehende Infrastrukturen weiterhin genutzt werden.
- Für die Nutzung in den Jahren 2040 und 2050 wird vermehrt auf Wasserstoff gesetzt, da hier die höchsten Weiterentwicklungspotenziale erwartet werden. Die weiteren PtX-Energieträger werden hier gleichverteilt.

Tabelle 21: Bedarfsschätzung (Szenario 1)

Bedarfsschätzung für das Szenario [TWh/a]				
Jahr	Primärenergiebedarf	Bedarf H ₂ + PtX	Erzeugung in Deutschland	Import
2030	2662	47	46	1
2040	2219	144	112	31
2050	2007	908	164	744

Die hier beschriebenen Bedarfe sowie die Erzeugungsorte beziehen sich auf die Festlegungen in Kapitel 5 für das 95 % Szenario der Dena Leitstudie.

Tabelle 22: Wirkungsgrade (Szenario 1)

Wirkungsgrade der Herstellung					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	65 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2040	75 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2050	80 %	75 %	60 %	60 %	65 %

Alle Wirkungsgrade wurden für das Jahr 2030 und bis auf Wasserstoff auch für die Jahre 2040 und 2045 übernommen (siehe Kapitel 4.4). Im Bereich der H₂-Direktnutzung ist eine stetige Entwicklung zu beobachten, die

speziell in Hochtemperaturverfahren und anderen inzwischen patentierten Verfahren eine schnelle Steigerung aufzeigen.

Tabelle 23: Pipelines (Szenario 1)

Pipeline für den Import von Wasserstoff oder Methan aus Marokko [TWh/a]			
Jahr	Wasserstoff	Wasserstoff	Methan
2030	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00
2050	190,00	45,00	190,00

Die ermittelten Kennzahlen der Pipelines aus Kapitel 6.3 werden in den hier untersuchten Szenarien für drei verschiedene exemplarische Fälle (Durchsatz 190 TWh/a, Durchsatz 45 TWh/a, Verzicht auf den Einsatz einer Pipeline) berücksichtigt.

Für die Anfangsverdichtung (Av) wird am Herstellungsort und für die Zwischenverdichtung (Zv) wird an den benötigten Zwischenstationen Strom zur Verfügung gestellt. Die dafür benötigte Energie wird hier nicht von der Übertragungsleistung abgezogen und wird nur als zusätzlicher Aufwand in der Kostenbetrachtung berücksichtigt.

In diesem Szenario wird für die Berechnung exemplarisch die Wasserstoffpipeline mit Zwischenverdichtung gewählt (190 TWh/a).

Inländische Erzeugung

Für dieses Szenario ist der Primärenergiebedarf und die Verteilung auf die inländische Erzeugung und den Import in Kapitel 5.2 definiert. Die Verteilung auf die Wasserstoff- und PtX-Energieträger ergibt sich aus der Beschreibung des Szenarios und führt zu der Berechnung der Strombedarfe für die Herstellung.

Tabellen 24: Strombedarf für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 1)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	15	12	15	15	14	71
2040	43	27	33	33	31	167
2050	55	40	50	50	46	241

Erzeugung in Deutschland [TWh/a]							
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST	Gesamt SOLL
2030	10	9	9	9	9	46	46
2040	32	20	20	20	20	112	112
2050	44	30	30	30	30	164	164

Die Verteilung der Erzeugung von Wasserstoff- und PtX-Energieträgern wurde entsprechend dieses diversifizierten Szenarios vorgenommen.

Aufgrund guter Lagermöglichkeiten in Kavernen und möglicher dezentraler Erzeugung vertritt das ISL die These, dass es sinnvoll ist, den Schwerpunkt der Erzeugung in Deutschland auf eine Wasserstoff-Direktnutzung zu konzentrieren.

Die heutige Speicherkapazität für Methan (als Erdgas) entspricht dem Bedarf Deutschlands für ca. 90 Winter-tage. Es ist zu prüfen, in welchem Umfang diese Speicher für Wasserstoff geeignet sind. Es ist zukünftig mög-lich und erforderlich, eine Speicherung von Methan und Wasserstoff parallel zu betreiben.

Importbedarf

Aus den für dieses Szenario in Kapitel 5.2 ermittelten Primärenergiebedarfen ergibt sich abzüglich der jeweili-gen inländischen Erzeugung der Anteil, der an Wasserstoff und PtX importiert werden muss. Der Import er-folgt entweder über die exemplarisch definierten Pipelines oder per Schiffstransport. Die jeweiligen Mengen der Schiffsimporte an Wasserstoff und PtX in TWh/a zeigen auf, welche Importmengen für Umschlag und Zwi-schenlagerung auf die deutschen Häfen pro Jahr zulaufen.

Tabellen 25: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 1)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	0	0	0	0	2
2040	15	7	8	8	8	46
2050	280	173	217	217	200	1087

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]								
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL
2030	1	0	0	0	0	1	0	1
2040	11	5	5	5	5	31	0	31
2050	34	130	130	130	130	554	190	744

Eingesetzte Schiffstypen					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	12	1	4	10	11
2040	12	1	5	10	11
2050	3	1	5	10	11

Ladungskapazität der eingesetzten Schiffstypen [TWh]					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	0,45	1,10	0,30	1,48	3,77
2040	0,45	1,10	1,10	1,48	3,77
2050	1,10	1,10	1,10	1,48	3,77

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	-	-	-	-	2
2040	24	5	5	3	1,3	38
2050	31	118	118	88	34	390

Schiffstypen Kapazität [TWh]		
Schiffstyp	Quelle	Kapazität
1	GWC	1,10
2	GWC	0,47
3	GWC	1,10
4	GWC	0,30
5	GWC	1,10
6	GWC	0,20
7	GWC	1,10
8	GWC	0,45
9	GWC	1,10
10	GWC	1,48
11	GWC	3,77
12	Kawasaki	0,45

Die Tabellen zeigen für das Szenario 1 der diversifizierten Nutzung im Ergebnis die Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energieträger pro Jahr unter Berücksichtigung einer Wasserstoffpipe-line mit einer Leistung von 190 TWh/a im Jahr 2050.

Die Auswahl der Schiffstypen ergibt sich aus der in Kapitel 6.2 beschriebenen Verfügbarkeit bezogen auf die hier berechneten Importbedarfe.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, ob sowohl die Erzeugungskapazitäten in den Exportländern als auch die Umschlags- und Lagerkapazitäten in Deutschland für die ermittelten Mengen an Energieträgern aus-gelegt werden können.

In den unterschiedlichen Szenarien wird nur die Anzahl der Schiffsanlandungen in Deutschland aufgezeigt. Der Bedarf an Tankern hängt stark vom Wasserstoff und PtX Exportland ab. So beträgt zum Beispiel die Rundreise-dauer zwischen Marokko und Deutschland ca. 11 bis 13 Tage, zwischen Australien und Deutschland aber 48

bis 60 Tage. Bei langer Rundreisedauer sind entsprechend mehr Schiffe einzusetzen, um die gleiche Energie pro Jahr zu transportieren.

- Der schnell ansteigende Bedarf kann aus der existierenden Flotte an LNG Tankern (aktuell etwa 500 Schiffe) gedeckt werden.
- Die Konstruktion und der Bau des LH2-Tankers (Schiffstyp 3) zum Transport der gleichen Energie wie ein üblicher LNG-Tanker (Schiffstyp 1), der in diesem Szenario für das Jahr 2050 eingeplant ist, erscheint aufgrund der Größe aufwändig. Zudem müssen die Anforderungen am Zielterminal aufgrund der großen notwendigen geometrischen Speicherkapazität erfüllt werden.

Variante Verringerung der Pipelinekapazität

Die Auswahl einer Pipeline mit einer niedrigeren Kapazität von 45 TWh/a hat den Vorteil, dass auf eine energieintensive Zwischenverdichtung verzichtet werden kann und die Pipeline bereits bei relativ geringer Produktionskapazität im Erzeugerland eingesetzt werden kann.

Tabelle 26: Aufteilung der Schiffsimporte (Szenario 1, Variante Verringerung der Pipelinekapazität)

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]								
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL
2030	1	0	0	0	0	1	0	1
2040	11	5	5	5	5	31	0	31
2050	179	130	130	130	130	699	45	744

Die Verringerung der Pipelinekapazität erhöht die Anzahl der notwendigen Schiffsanlandungen mit LH2-Supertankern von 31 auf 163:

Tabelle 27: Anzahl der Schiffsanlandungen (Szenario 1, Variante Änderung der Pipelinekapazität)

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	-	-	-	-	2
2040	24	5	5	3	1,3	38
2050	163	118	118	88	34	521

Variante ohne Pipeline

In dieser Variante wird auf den Bau und Einsatz einer Pipeline verzichtet.

Tabelle 28: Aufteilung der Schiffsimporte (Szenario 1, Variante ohne Pipeline)

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]								
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL
2030	1	0	0	0	0	1	0	1
2040	11	5	5	5	5	31	0	31
2050	224	130	130	130	130	744	0	744

Bei einem Verzicht von Bau und Einsatz einer Pipeline erhöht sich die Zahl der notwendigen Schiffsanlandungen mit LH2-Supertankern von 31 auf 204:

Tabelle 29: Anzahl der Schiffsanlandungen (Szenario 1, Variante ohne Pipeline)

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	-	-	-	-	2
2040	24	5	5	3	1,3	38
2050	204	118	118	88	34	562

8.1.2 Szenario 2 der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung

Um die öffentliche Diskussion über den kompletten Umstieg auf Wasserstoff-Direktnutzung zu berücksichtigen, wurde die Aufteilung der Energieträger entsprechend angepasst. Dieses Szenario beschreibt eine Strategie zu einer fast ausschließlichen direkten Nutzung von Wasserstoff.

- In den Jahren 2030, 2040 und 2050 wird auf eine fast ausschließliche Nutzung von Wasserstoff gesetzt. Die weiteren PtX-Energieträger werden mit einem minimalen Anteil berücksichtigt und gleichverteilt.
- Dieses Szenario bedingt, dass die vorhandene Infrastruktur von der Rohöltankerflotte über die Raffinerien bis hin zum klassischen Tankstellennetz **durch eine völlig neu zu errichtende Wasserstoff-Infrastruktur ersetzt werden müsste**.
- Das jetzige Erdgasverteilnetz bis hin zu den Verteilnetzen der Städte müssten auf die Durchleitung von Wasserstoff umgebaut werden.

Tabelle 30: Bedarfsschätzung (Szenario 2)

Bedarfsschätzung für das Szenario [TWh/a]				
Jahr	Primärenergiebedarf	Bedarf H ₂ + PtX	Erzeugung in Deutschland	Import
2030	2662	47	46	1
2040	2219	144	112	31
2050	2007	908	164	744

Die hier beschriebenen Bedarfe sowie die Erzeugungsorte beziehen sich auf die Festlegungen in Kapitel 5 für das 95 % Szenario der Dena Leitstudie.

Tabelle 31: Wirkungsgrade (Szenario 2)

Wirkungsgrade der Herstellung					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	65 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2040	75 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2050	80 %	75 %	60 %	60 %	65 %

Alle Wirkungsgrade wurden für das Jahr 2030 und bis auf Wasserstoff auch für die Jahre 2040 und 2045 übernommen (siehe Kapitel 4.4). Im Bereich der H₂-Direktnutzung ist eine stetige Entwicklung zu beobachten, die speziell in Hochtemperaturverfahren und anderen inzwischen patentierten Verfahren eine schnelle Steigerung aufzeigen.

Tabelle 32: Pipelines (Szenario 2)

Pipeline für den Import von Wasserstoff oder Methan aus Marokko [TWh/a]			
Jahr	Wasserstoff	Wasserstoff	Methan
2030	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00
2050	190,00	45,00	190,00

Die ermittelten Kennzahlen der Pipelines aus Kapitel 6.3 werden in den hier untersuchten Szenarien für drei verschiedene exemplarische Fälle (Durchsatz 190 TWh/a, Durchsatz 45 TWh/a, Verzicht auf den Einsatz einer Pipeline) berücksichtigt.

In diesem Szenario wird für die Berechnung exemplarisch die Wasserstoffpipeline mit Zwischenverdichtung gewählt (190 TWh/a).

Inländische Erzeugung

Für dieses Szenario ist der Primärenergiebedarf und die Verteilung auf die inländische Erzeugung und den Import in Kapitel 5.2 definiert. Die Verteilung auf die Wasserstoff- und PtX-Energieträger ergibt sich aus der Beschreibung des Szenarios und führt zu der Berechnung der Strombedarfe für die Herstellung.

Tabellen 33: Strombedarfe für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 2)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	65	1	2	2	2	71
2040	144	1	2	2	2	150
2050	200	1	2	2	2	206

Erzeugung in Deutschland [TWh/a]							
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST	Gesamt SOLL
2030	42	1	1	1	1	46	46
2040	108	1	1	1	1	112	112
2050	160	1	1	1	1	164	164

Die Verteilung der Erzeugung von Wasserstoff- und PtX-Energieträgern wurde entsprechend dem Szenario der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff vorgenommen.

Importbedarf

Aus den für dieses Szenario in Kapitel 5.2 ermittelten Primärenergiebedarfen ergibt sich abzüglich der jeweiligen inländischen Erzeugung der Anteil, der an Wasserstoff und PtX importiert werden muss. Der Import erfolgt entweder über die exemplarisch definierten Pipelines oder per Schiffstransport. Die jeweiligen Mengen der Schiffsimporte an Wasserstoff und PtX in TWh/a zeigen auf, welche Importmengen für Umschlag und Zwischenlagerung auf die deutschen Häfen pro Jahr zulaufen.

Tabellen 34: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 2)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	0	0	0	0	2
2040	36	1	2	2	2	42
2050	925	1	2	2	2	931

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]									
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL	
2030	1	0	0	0	0	1	0	1	
2040	27	1	1	1	1	31	0	31	
2050	550	1	1	1	1	554	190	744	

Eingesetzte Schiffstypen					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	12	1	4	10	11
2040	12	1	5	10	11
2050	3	1	5	10	11

Ladungskapazität der eingesetzten Schiffstypen [TWh]					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	0,45	1,10	0,30	1,48	3,77
2040	0,45	1,10	1,10	1,48	3,77
2050	1,10	1,10	1,10	1,48	3,77

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	-	-	-	-	2
2040	60	0,9	0,9	0,7	0,3	63
2050	500	0,9	0,9	0,7	0,3	503

Schiffstypen Kapazität [TWh]		
Schiffstyp	Quelle	Kapazität
1	GWC	1,10
2	GWC	0,47
3	GWC	1,10
4	GWC	0,30
5	GWC	1,10
6	GWC	0,20
7	GWC	1,10
8	GWC	0,45
9	GWC	1,10
10	GWC	1,48
11	GWC	3,77
12	Kawasaki	0,45

Die Auswahl der Schiffstypen ergibt sich aus der in Kapitel 6.2 beschriebenen Verfügbarkeit bezogen auf die hier berechneten Importbedarfe.

Die Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen ergibt sich als Ergebnis aus der zuvor getroffenen Auswahl der Schiffstypen. Im Ergebnis zeigt sich ein Anstieg der Schiffsanlandungen auf 500 (mit Schiffen vom Typ 3 und einer Pipeline mit 190 TWh/a Leistung).

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, ob sowohl die Erzeugungskapazitäten in den Exportländern als auch die Umschlags- und Lagerkapazitäten in Deutschland für diese Mengen ausgelegt werden können.

Variante ohne Pipeline

Bei einem Verzicht von Bau und Einsatz einer Pipeline, vgl. Tabelle 35, erhöht sich die Zahl der notwendigen Schiffsanlandungen mit LH2-Supertankern von 500 auf 673, wie in Tabelle 36 dargestellt.

Tabelle 35: Aufteilung der Schiffsimporte (Szenario 2, Variante ohne Pipeline)

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]									
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL	
2030	1	0	0	0	0	1	0	1	
2040	27	1	1	1	1	31	0	31	
2050	740	1	1	1	1	744	0	744	

Tabelle 36: Anzahl der Schiffsanlandungen (Szenario 2, Variante ohne Pipeline)

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	2	-	-	-	-	2
2040	60	0,9	0,9	0,7	0,3	63
2050	673	0,9	0,9	0,7	0,3	675

8.1.3 Szenario 3 der diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung angepasst an das Klimaschutzgesetz 2021

Dieses Szenario beschreibt eine Strategie zu einer möglichst diversifizierten Nutzung aller PtX- und Wasserstoff-Energieträger.

Tabelle 37: Bedarfsschätzung (Szenario 3)

Bedarfsschätzung für das Szenario [TWh/a]				
Jahr	Primärenergiebedarf	Bedarf H ₂ + PtX	Erzeugung in Deutschland	Import
2030	2662	56	46	10
2040	2219	500	112	388
2045	2100	1004	164	840

Die hier beschriebenen Bedarfe sowie die Herkunft beziehen sich auf die Festlegungen in Kapitel 5 für das 95 % Szenario der Dena Leitstudie angepasst an die Ziele des Klimaschutzgesetzes. Der erhöhte Primärenergiebedarf für das Jahr 2045 ergibt sich aus dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 und dem sinkenden Primärenergiebedarf in Deutschland, der bis dahin noch einen höheren Wert als im Jahr 2050 aufweist.

Tabelle 38: Wirkungsgrade (Szenario 3)

Wirkungsgrade der Herstellung					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	65 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2040	75 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2045	80 %	75 %	60 %	60 %	65 %

Alle Wirkungsgrade wurden für das Jahr 2030 und bis auf Wasserstoff auch für die Jahre 2040 und 2045 übernommen (siehe Kapitel 4.4). Im Bereich der H₂-Direktnutzung ist eine stetige Entwicklung zu beobachten, die speziell in Hochtemperaturverfahren und anderen inzwischen patentierten Verfahren eine schnelle Steigerung aufzeigen.

Tabelle 39: Pipelines (Szenario 3)

Pipeline für den Import von Wasserstoff oder Methan aus Marokko [TWh/a]			
Jahr	Wasserstoff	Wasserstoff	Methan
2030	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00
2045	190,00	45,00	190,00

Die ermittelten Kennzahlen der Pipelines aus Kapitel 6.3 werden in den hier untersuchten Szenarien für drei verschiedene exemplarische Fälle (Durchsatz 190 TWh/a, Durchsatz 45 TWh/a, Verzicht auf den Einsatz einer Pipeline) berücksichtigt.

In diesem Szenario wird für die Berechnung exemplarisch die Wasserstoffpipeline mit Zwischenverdichtung gewählt (190 TWh/a).

Inländische Erzeugung

Für dieses Szenario ist der Primärenergiebedarf und die Verteilung auf die inländische Erzeugung und den Import in Kapitel 5.2 definiert und an dieser Stelle an die Novelle des Klimaschutzgesetzes angepasst. Die Verteilung auf die Wasserstoff- und PtX-Energieträger ergibt sich aus der Beschreibung des Szenarios und führt zu der Berechnung der Strombedarfe für die Herstellung.

Tabellen 40: Strombedarfe für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 3)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	15	12	15	15	14	71
2040	43	27	33	33	31	167
2045	55	40	50	50	46	241

Erzeugung in Deutschland [TWh/a]							
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST	Gesamt SOLL
2030	10	9	9	9	9	46	46
2040	32	20	20	20	20	112	112
2045	44	30	30	30	30	164	164

Die Verteilung der Erzeugung von Wasserstoff- und PtX-Energieträgern wurde entsprechend dem diversifizierten Szenario vorgenommen. Es könnte aufgrund guter Lagermöglichkeiten in Kavernen und dezentraler Erzeugung sinnvoll sein, den Schwerpunkt der Erzeugung in Deutschland auf eine Wasserstoff-Direktnutzung zu konzentrieren.

Importbedarf

Aus den für dieses Szenario in Kapitel 5.2 ermittelten Primärenergiebedarfen ergibt sich abzüglich der jeweiligen inländischen Erzeugung der Anteil, der an Wasserstoff und PtX importiert werden muss. Der Import erfolgt entweder über die exemplarisch definierten Pipelines oder per Schiffstransport. Die jeweiligen Mengen der Schiffsimporte an Wasserstoff und PtX in TWh/a zeigen auf, welche Importmengen für Umschlag und Zwischenlagerung auf die deutschen Häfen pro Jahr zulaufen.

Tabellen 41: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 3)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	9	1	2	2	2	15
2040	160	89	112	112	103	576
2045	375	180	225	225	208	1213

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]								
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL
2030	6	1	1	1	1	10	0	10
2040	120	67	67	67	67	388	0	388
2045	110	135	135	135	135	650	190	840

Eingesetzte Schiffstypen					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	12	1	4	10	11
2040	12	1	5	10	11
2045	3	1	5	10	11

Ladungskapazität der eingesetzten Schiffstypen [TWh]					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	0,45	1,10	0,30	1,48	3,77
2040	0,45	1,10	1,10	1,48	3,77
2045	1,10	1,10	1,10	1,48	3,77

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	13	0,9	3	0,7	0,3	19
2040	267	61	61	45	18	452
2045	100	123	123	91	36	472

Schiffstypen Kapazität [TWh]		
Schiffstyp	Quelle	Kapazität
1	GWC	1,10
2	GWC	0,47
3	GWC	1,10
4	GWC	0,30
5	GWC	1,10
6	GWC	0,20
7	GWC	1,10
8	GWC	0,45
9	GWC	1,10
10	GWC	1,48
11	GWC	3,77
12	Kawasaki	0,45

Die Auswahl der Schiffstypen ergibt sich aus der in Kapitel 6.2 beschriebenen Verfügbarkeit bezogen auf die hier berechneten Importbedarfe.

Die Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen ergibt sich als Ergebnis aus der zuvor getroffenen Auswahl der Schiffstypen.

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, ob sowohl die Erzeugungskapazitäten in den Exportländern als auch die Umschlags- und Lagerkapazitäten in Deutschland für diese Mengen ausgelegt werden können.

Alternativen von Möglichkeiten, um die hohe Anzahl an Methan-Tankern aufzufangen, sind:

- Der schnell ansteigende Bedarf an Methantankern kann durch Umnutzung der LNG-Tanker für fossiles Erdgas aufgefangen oder gemindert werden.
- Es besteht überdies die Möglichkeit, für den Import von Methan auch bestehende Erdgaspipelines zur Entlastung der Schiffsimporte umzuwidmen.

8.1.4 Szenario 4 der bevorzugten Direktnutzung von Wasserstoff auf Basis der Dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung angepasst an das Klimaschutzgesetz 2021

Die Bedarfe aus der Dena-Leitstudie wurden in diesem Szenario auf die Anforderungen des Klimaschutzgesetzes 2021 angepasst. Dieses Szenario beschreibt eine Strategie zu einer fast ausschließlichen direkten Nutzung von Wasserstoff.

Tabelle 42: Bedarfsschätzung (Szenario 4)

Bedarfsschätzung für das Szenario [TWh/a]				
Jahr	Primärenergiebedarf	Bedarf H ₂ + PtX	Erzeugung in Deutschland	Import
2030	2662	56	46	10
2040	2219	500	112	388
2045	2100	1004	164	840

Die hier beschriebenen Bedarfe sowie die Herkunft beziehen sich auf die Festlegungen in Kapitel 5 für das 95 % Szenario der Dena Leitstudie angepasst an die Ziele des Klimaschutzgesetzes.

Der erhöhte Primärenergiebedarf für das Jahr 2045 ergibt sich aus dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 und dem sinkenden Primärenergiebedarf in Deutschland, der bis dahin noch einen höheren Wert als im Jahr 2050 aufweist.

Tabelle 43: Wirkungsgrade (Szenario 4)

Wirkungsgrade der Herstellung					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	65 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2040	75 %	75 %	60 %	60 %	65 %
2045	80 %	75 %	60 %	60 %	65 %

Alle Wirkungsgrade wurden für das Jahr 2030 und bis auf Wasserstoff auch für die Jahre 2040 und 2045 übernommen (siehe Kapitel 4.4). Im Bereich der H₂-Direktnutzung ist eine stetige Entwicklung zu beobachten, die speziell in Hochtemperaturverfahren und anderen inzwischen patentierten Verfahren eine schnelle Steigerung aufzeigen.

Tabelle 44: Pipelines (Szenario 4)

Pipeline für den Import von Wasserstoff oder Methan aus Marokko [TWh/a]			
Jahr	Wasserstoff	Wasserstoff	Methan
2030	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00
2045	190,00	45,00	190,00

Die ermittelten Kennzahlen für die Pipelines aus Kapitel 6.3 werden in den hier untersuchten Szenarien für drei verschiedene exemplarische Fälle (Durchsatz 190 TWh/a, Durchsatz 45 TWh/a, Verzicht auf den Einsatz einer Pipeline) berücksichtigt.

In diesem Szenario wird für die Berechnung exemplarisch die Wasserstoffpipeline mit Zwischenverdichtung gewählt (190 TWh/a).

Inländische Erzeugung

Für dieses Szenario ist der Primärenergiebedarf und die Verteilung auf die inländische Erzeugung und den Import in Kapitel 5.2 definiert und an dieser Stelle an die Novelle des Klimaschutzgesetzes angepasst. Die Verteilung auf die Wasserstoff- und PtX-Energieträger ergibt sich aus der Beschreibung des Szenarios und führt zu der Berechnung der Strombedarfe für die Herstellung.

Tabellen 45: Strombedarfe für die Herstellung und Erzeugung in Deutschland (Szenario 4)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]							
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt	
2030	65	1	2	2	2	71	
2040	144	1	2	2	2	150	
2045	200	1	2	2	2	206	
Erzeugung in Deutschland [TWh/a]							
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST	Gesamt SOLL
2030	42	1	1	1	1	46	46
2040	108	1	1	1	1	112	112
2045	160	1	1	1	1	164	164

Die Verteilung der Erzeugung von Wasserstoff- und PtX-Energieträgern wurde entsprechend dem diversifizierten Szenario vorgenommen. Es könnte aufgrund guter Lagermöglichkeiten in Kavernen und dezentraler Erzeugung sinnvoll sein, den Schwerpunkt der Erzeugung in Deutschland auf eine Wasserstoff-Direktnutzung zu konzentrieren.

Importbedarf

Aus den für dieses Szenario in Kapitel 5.2 ermittelten Primärenergiebedarfen ergibt sich abzüglich der jeweiligen inländischen Erzeugung der Anteil, der an Wasserstoff und PtX importiert werden muss. Der Import erfolgt entweder über die exemplarisch definierten Pipelines oder per Schiffstransport. Die jeweiligen Mengen der Schiffsimporte an Wasserstoff und PtX in TWh/a zeigen auf, welche Importmengen für Umschlag und Zwischenlagerung auf die deutschen Häfen pro Jahr zulaufen.

Tabellen 46: Strombedarf, Aufteilung Schiffstypen, Ladungskapazitäten und Anzahl Schiffsanlandungen (Szenario 4)

Strombedarf für die Herstellung [TWh/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	15	0	0	0	0	15
2040	512	1	2	2	2	518
2045	1045	1	2	2	2	1051

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]								
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL
2030	10	0	0	0	0	10	0	10
2040	384	1	1	1	1	388	0	388
2045	646	1	1	1	1	650	190	840

Eingesetzte Schiffstypen					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	12	1	4	10	11
2040	12	1	5	10	11
2045	3	1	5	10	11

Ladungskapazität der eingesetzten Schiffstypen [TWh]					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	0,45	1,10	0,30	1,48	3,77
2040	0,45	1,10	1,10	1,48	3,77
2045	1,10	1,10	1,10	1,48	3,77

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	22	-	-	-	-	22
2040	853	0,9	0,9	0,7	0,3	856
2045	587	0,9	0,9	0,7	0,3	590

Schiffstypen Kapazität [TWh]		
Schiffstyp	Quelle	Kapazität
1	GWC	1,10
2	GWC	0,47
3	GWC	1,10
4	GWC	0,30
5	GWC	1,10
6	GWC	0,20
7	GWC	1,10
8	GWC	0,45
9	GWC	1,10
10	GWC	1,48
11	GWC	3,77
12	Kawasaki	0,45

Die Auswahl der Schiffstypen ergibt sich aus der in Kapitel 6.2 beschriebenen Verfügbarkeit bezogen auf die hier berechneten Importbedarfe.

Die Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen ergibt als Ergebnis aus der zuvor getroffenen Auswahl der Schiffstypen. Im Ergebnis zeigt sich ein Anstieg der Schiffsanlandungen auf 587 (mit Schiffen vom Typ 3 und einer Pipeline mit 190 TWh/a Leistung).

Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, ob sowohl die Erzeugungskapazitäten in den Exportländern als auch die Umschlags- und Lagerkapazitäten in Deutschland für diese Mengen ausgelegt werden können.

Veranschaulichung einer extremen These „Wasserstoffbedarf wird durch Import mit LH2-Tankern der Suiso Frontier-Größe abgedeckt“

An dieser Stelle wird eine extreme Variante untersucht, bei der der gesamte Bedarf an Wasserstoffimporten mit Schiffstypen der Suiso Frontier-Größe (Typ 12) abgedeckt wird. Es handelt sich dabei um das 116 m lange Versuchsschiff von Kawasaki Heavy Industries (KHI), das bis zu 1.250 m³ LH2 aufnehmen kann. Das Schiff gilt als erster Wasserstoff-Transporter der Welt und soll LH2 von Australien nach Japan transportieren.

In dieser Variante wird auf einen Import per Pipeline verzichtet.

Tabelle 47: Aufteilung Schiffsimporte (Szenario 4, Import mit Tankern der Suiso Frontier-Größe)

Aufteilung der Schiffsimporte über die Energieträger [TWh/a]								
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt IST Schiff	Pipelineimporte	Gesamt SOLL
2030	10	0	0	0	0	10	0	10
2040	384	1	1	1	1	388	0	388
2045	836	1	1	1	1	840	0	840

Tabelle 48: Eingesetzte Schiffstypen (Szenario 4, Import mit Tankern der Kawasaki-Größe)

Eingesetzte Schiffstypen					
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude
2030	12	1	4	10	11
2040	12	1	5	10	11
2045	12	1	5	10	11

Der komplette Wasserstoffimport wird mit Schiffen des Typs 12 abgewickelt.

Tabelle 49: Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen (Szenario 4, Import mit Tankern der Kawasaki-Größe)

Anzahl der erforderlichen Schiffsanlandungen für den Import der Energie [1/a]						
Jahr	Wasserstoff	Methan	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Gesamt
2030	22	-	-	-	-	22
2040	853	0,9	0,9	0,7	0,3	856
2045	1858	0,9	0,9	0,7	0,3	1861

Dies bedeutet im Ergebnis, dass im Jahr 2045 **1.858 Schiffsanlandungen** mit tiefgekühltem Wasserstoff (LH2) erfolgen müssten, um die Bedarfe an Wasserstoff zu erfüllen. Dies entspräche durchschnittlich mehr als fünf Schiffsankünften pro Tag.

Die Ergebnisse der Berechnungen bis hierher ergeben die Mengen an H₂ und PtX, die über die Ergebnisse aus Kapitel 6.2 mit Kosten belegt werden können. Für die Anzahl der benötigten Schiffe und den Aufwand der Rundreisen ist das Angebot der Exportländer und die Entfernungen der Rundreisen ausschlaggebend.

8.1.5 These „Wasserstoffbedarf kann durch inländische Erzeugung abgedeckt werden“ nicht haltbar

In der öffentlichen Diskussion taucht oft der Ansatz auf, dass durch die Nutzung von Grünem Wasserstoff die Abhängigkeit von Importen reduziert werden könnte.

In dieser Variante wird dementsprechend für 2045 ein weiterer Extremfall betrachtet, bei dem kein Import von Wasserstoff und/oder PtX stattfindet, sondern der zusätzliche Bedarf von Wasserstoff durch eine ausschließliche Erzeugung mit Offshore-Windenergie in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gedeckt werden soll.

Der Importbedarf im Jahr 2045 beträgt 840 TWh/a (nach 95 % Szenario der dena-Studie angepasst an das Klimagesetz 2021). Das entspricht einem Strombedarf von 1.051 TWh/a.

Aus 1 GW Kapazität wird bei der Offshore-Stromerzeugung mit einer Volllaststundenzahl von 4.500 Stunden pro Jahr eine Leistung von 4.500 GWh/a (4,5 TWh/a) erzeugt. Dementsprechend werden für die Erzeugung von 1.051 TWh/a Strom zusätzliche Windenergieanlagen im Offshorebereich mit einer Kapazität von 234 GW benötigt.

In dem Bericht 'Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland'⁴²⁷, erstellt von der Deutschen Windguard, werden vorgesehene Offshore-Flächen zur Ausschreibung ab 2021 beschrieben. Für das Jahr 2030 werden dort für erwartete Kapazitäten von 1 GW (1.000 MW) Flächengrößen von ca. 100 km² veranschlagt.

In dem Entwurf des Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee wird vom BSH die anzulegenden Leistungsdichten pro Fläche beschrieben. Hier werden etwas höhere Erwartungen von 12 MW/km² bis 17 MW/km² entsprechend 1,2 GW bis 1,7 GW pro 100 km² angesetzt.

Werden die Werte der Deutschen Windguard zugrunde gelegt, ergibt sich für das Jahr 2045 mit einem Bedarf von 234 GW Erzeugungskapazität ein **zusätzlicher Flächenbedarf von 23.400 km²**. Mit dieser Angabe ist der Bedarf einer Fläche in der **Größenordnung von Mecklenburg-Vorpommern (23.174 km²)** erforderlich.

Die gesamte deutsche AWZ hat eine Fläche 32.982 km². Die Größe der Naturschutzgebiete in der deutschen AWZ beträgt 10.392 km². So verbleibt für die Nutzung der AWZ eine Fläche von 22.590 km².

Hiervon abzuziehen sind darüber hinaus

- bereits für Offshore-Windparks genutzte Flächen,
- bereits für Offshore-Windparks gewidmete Flächen nach dem WSeeG,
- Schifffahrtsstraßen,
- Flächen, die durch eine militärische Nutzung eingeschränkt sind,
- Flächen mit ungeeigneter Wassertiefe,
- Flächen mit unzureichendem Abstand zur Küstenlinie.

Obwohl laut Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie „zur Zeit noch nicht geklärt ist, wie bei Nutzungskonflikten verfahren wird“ und es daher „gegenwärtig nicht möglich [ist], das tatsächlich nutzbare Potenzial exakt zu quantifizieren“⁴²⁸, ist deutlich ersichtlich, dass die verbleibende nutzbare Fläche nur für einen Bruchteil des Bedarfes ausreichen würde. Deutschland wird also weiterhin von Energieimporten abhängig bleiben.

8.2 Rolle der Lebenszyklusanalyse bei der Auswahl der Kennzahlen

Die Senkung und Vermeidung von THG-Emissionen ist das entscheidende Kriterium beim Umstieg von fossilen auf grüne wasserstoffbasierte Energieträger. Aus diesem Grund werden in diesem Kapitel zwei Aspekte beleuchtet, die zu einer erfolgreichen Umsetzung des Umstiegs beitragen.

Das erste Teilkapitel dient dazu, der maritimen Industrie einen Überblick über Kennzahlen zur THG-Bilanzierung und ihrer Anwendbarkeit zu verschaffen.

Im zweiten Teilkapitel werden die Ergebnisse der lebenszyklusübergreifenden THG-Bilanzierung der Wasserstoff- und PtX-Energieträgerversorgungsketten aus Kapitel 0 beispielhaft angewendet, um die THG-Bilanz der Energieträgerimporte des in dieser Studie entwickelten Szenario 3 zu berechnen. Dazu wird die THG-Bilanz für Schiffsimporte aus Australien und Pipeline- und Schiffsimporte aus Marokko berechnet.

⁴²⁷ Deutschen Windguard: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. Unter: https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202020.pdf (abgerufen am 01.06.2021)

⁴²⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Offshore-Windenergienutzung der AWZ. Unter: <https://8p2.de/index.php/de/downloads/know-how/wind/41-offshore-windenergienutzung-in-der-awz-potentiale-netzintegration-stromgesethungskosten/file> (abgerufen am 01.06.2021)

Da es aktuell noch keine Anhaltspunkte dafür gibt, wie sich der Importmarkt für PtX entwickeln wird, wird von einem Vergleich der vier Szenarien abgesehen. Die beispielhafte Anwendung an Szenario 3 soll vielmehr einen ersten Ausblick über THG-Emissionen des PtX-Imports geben.

8.2.1 Kennzahlen zur Erfassung der THG-Emissionen von Unternehmen/Institutionen der maritimen Wirtschaft

Jedes Unternehmen und jede Institution in der maritimen Wirtschaft in Deutschland ist im Prinzip an zwei Lebenszyklen beteiligt. Zunächst ist der Lebenszyklus „Energieträger“ (inkl. Erzeugung, Logistik und Nutzung) zu nennen, auf dem der Fokus dieser Studie liegt (siehe Abbildung 47).

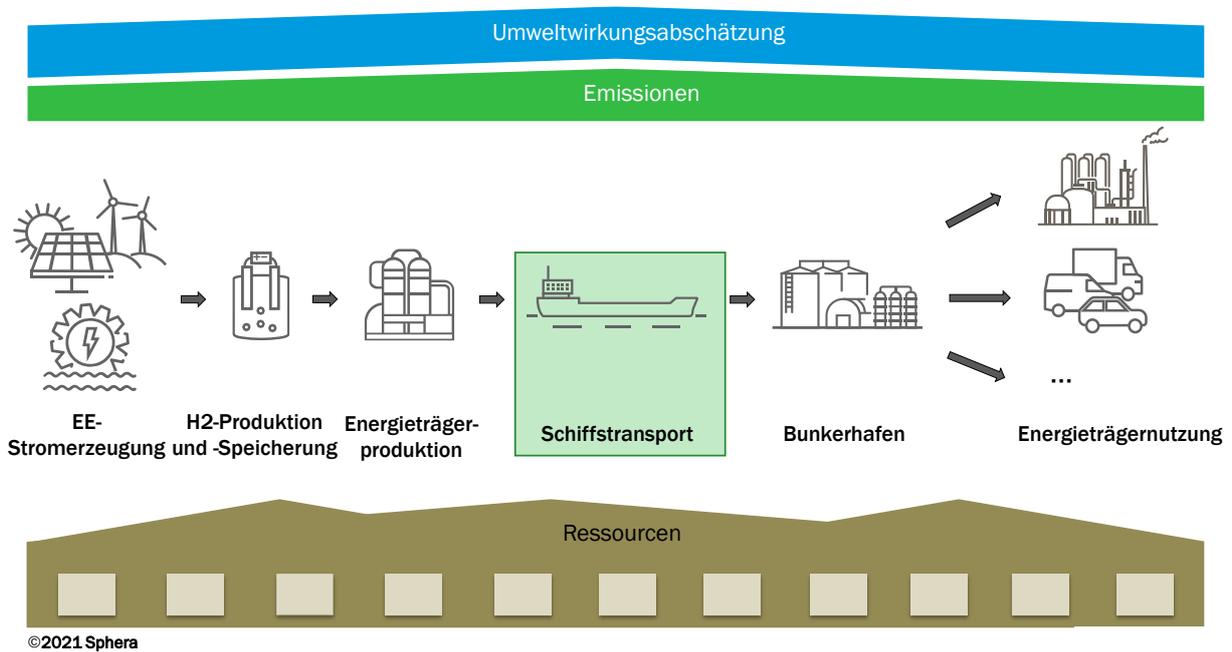


Abbildung 47: Lebenszyklus „Energieträger“⁴²⁹

Der zweite relevante Lebenszyklus ist der Lebenszyklus des bereitgestellten Produkts eines Unternehmens/einer Institution. Ein Produkt kann ein gegenständliches Produkt (siehe Beispiel Schiff in Abbildung 48), wie auch eine Dienstleistung sein (z. B. Bereitstellung von Schiffstransport- oder Hafenskapazitäten).

⁴²⁹ Sphera Solutions GmbH: Lebenszyklus „Energieträger“. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

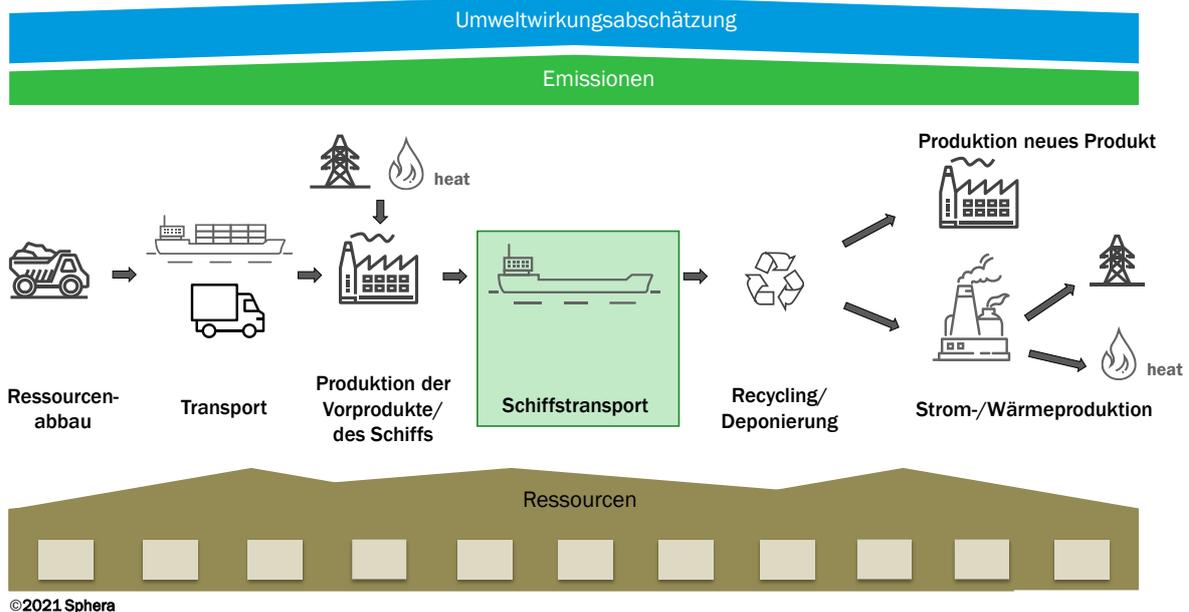


Abbildung 48: Lebenszyklus „Schiff“⁴³⁰

Durch eine Senkung/Vermeidung der THG-Emissionen in beiden Lebenszyklen kann die maritime Industrie einen erheblichen Beitrag zur Senkung und Vermeidung von THG-Emissionen leisten. Die Maßnahmen zur THG-Vermeidung und zur gleichzeitigen Senkung des Verbrauchs von fossil basierter Primärenergie können dabei direkt von Unternehmen und Institutionen durchgeführt werden.

Die Ausrichtung der maritimen Wirtschaft an den Kennzahlen „Primärenergiebedarf“ und „THG-Emissionen“ und das Mitdenken des Themas Lebenszyklus ist daher essenziell, um eine wichtige Rolle bei der Etablierung der deutschen Wasserstoffwirtschaft zu spielen. Ein Beispiel dafür, das sich aus dieser Studie ergibt, ist die Erhöhung der Transporteffizienz der Schiffslogistik, die zu einer geringeren Wasserstoff-/Energieträgerproduktion je MJ nach Deutschland importiertem Energieträger und zu geringeren THG-Emissionen der Schiffe führt.

Greenhouse Gas (GHG) Protocol

Heute existieren bereits Rahmenbedingungen, die Vertreterinnen und Vertreter der maritimen Industrie dabei unterstützen können, eigene THG-Emissionen zu berechnen und sie zu verringern bzw. zu vermeiden. Ein Beispiel hierfür ist das Greenhouse Gas (GHG) Protocol.⁴³¹ Das GHG Protocol stellt umfassende globale standardisierte Rahmenwerke zur Messung und zum Management von THG-Emissionen bereit. Es richtet sich an den privaten und öffentlichen Sektor zur Bewertung von Wertschöpfungsketten und Minderungsmaßnahmen. Es schließt Regelungslücken, die von staatlicher Seite noch nicht ausgefüllt wurden und ist der aktuell verbreitetste Standard zur Erstellung von THG-Bilanzen im Unternehmensbereich.

⁴³⁰ Sphera Solutions GmbH: Lebenszyklus „Schiff“. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

⁴³¹ GreenHouse Gas Protocol: About Us. Unter: <https://ghgprotocol.org/about-us> (abgerufen am 17.05.2021)

Environmental Footprinting (EF)

Verpflichtende Rahmenbedingungen der EU, das sogenannte „Environmental Footprinting“ (EF)⁴³² befinden sich in Abstimmung für die Einführung. EF adressiert sowohl Produkte (Product Environmental Footprint) als auch Organisationen (Organisation Environmental Footprint) und ist Teil des European Green Deals. PEF und OEF basieren auf Lebenszyklusanalysen (Ökobilanzen). Unternehmen können durch PEF/OEF ihre Umweltwirkungen entlang des Lebenszyklus analysieren, um so nachweislich umweltfreundliche Produkte zu entwickeln/bereitzustellen.

Rolle der deutschen maritimen Wirtschaft bei der Senkung/Vermeidung von THG-Emissionen

Die maritime Wirtschaft ist durch ihre wichtige Rolle beim Transport von Produkten an sehr vielen Produktlebenszyklen und Organisationslebenszyklen beteiligt (diese Studie: Lebenszyklus H₂- und PtX-Versorgung). Die Lebenszyklen der maritimen Wirtschaft (z. B. Lebenszyklen „Schiff“ und „Energieträger“) sollten von Anfang im Rahmen von Lebenszyklusanalysen (Ökobilanzen) mitgedacht werden, da niedrige THG-Emissionen und die Versorgung mit erneuerbaren Energien die entscheidenden Kriterien für eine Beteiligung an grünen Versorgungsketten sein werden.

8.2.2 THG-Bilanzierung der Energieträgerimporte in Szenario 3

Basierend auf den Importbedarfen, die in Szenario 3 ermittelt wurden (vgl. Kapitel 8.1.3) und der THG-Bilanzierung in Kapitel 0 wird die THG-Bilanz der Energieträgerimporte im Jahr 2045 berechnet. In Kapitel 0 wurden THG-Emissionsfaktoren abhängig vom Energieinhalt (Heizwert) ermittelt, die in diesem Kapitel mit den prognostizierten Energieträgerimporten multipliziert werden. Die THG-Bilanzierung konzentriert sich auf Energieträgerimporte aus Australien und Marokko, die getrennt ausgewertet werden.

Die Ergebnisse der THG-Bilanzierung in diesem Kapitel sind hypothetischer Natur. Hierfür gibt es vor allem zwei Gründe. Zunächst müsste sichergestellt sein, dass bei einer ausschließlichen Versorgung aus Australien und Marokko aufgrund des Flächenbedarfs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überhaupt in der Lage sind, die benötigten Energieträgermengen bereitzustellen (eine diversifizierte Versorgung aus verschiedenen Erzeugungsländern ist wahrscheinlicher). Der zweite Grund ist, dass die Nutzung der importierten Energieträger in Deutschland in der THG-Bilanz nicht mitbetrachtet wird. Dieses Thema betrifft in erster Linie die kohlenstoffhaltigen Energieträger (LMG, Methanol und E-Crude).

⁴³² Directorate-General for Environment: The Environmental Footprint transition phase. Unter: https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/ef_transition.htm (abgerufen am 17.05.2021)

In Tabelle 50 werden das Vorgehen und die Ergebnisse der THG-Bilanzierung beschrieben.

Tabelle 50: THG-Bilanzierung von Szenario 3 für das Jahr 2045⁴³³

Szenario 3, 2045	Schiffsimporte					Pipelineimporte (Marokko)	Gesamt
	Wasserstoff	Methan (LMG)	Ammoniak	Methanol	E-Crude	Wasserstoff	
Aufteilung über Energieträger [TWh]	110	135	135	135	135	190	840
Australien							
THG-Emissionen [g CO ₂ -Äq/MJ]	9,3	-27,7	9,9	-15,0	-13,0	11,1	-
THG-Emissionen [Mt CO₂-Äq.]	3,7	-13,4	4,8	-7,3	-6,3	7,6	-10,9
Marokko							
THG-Emissionen [g CO ₂ -Äq/MJ]	9,4	-27,9	11,1	-17,3	-14,8	11,1	-
THG-Emissionen [Mt CO₂-Äq.]	3,7	-13,6	5,4	-8,4	-7,2	7,6	-12,5

Für den hypothetischen Import der Energieträger per Schiff aus Australien ergibt sich ein negativer Wert der THG-Emissionen von -10,9 Mt CO₂-Äq., das heißt, es wird der Atmosphäre beim Energieträgerimport in Summe CO₂ entnommen.

Bei dieser Bilanzierung wird ein Pipelinetransport von Wasserstoff aus Marokko angenommen.

Für den hypothetischen Import der Energieträger per Schiff und Pipeline aus Marokko ergibt sich ebenfalls ein negativer Wert für die CO₂-Emissionen von -12,5 Mt CO₂-Äq.

Die THG-Emissionen des gesamten Straßenverkehrs in Deutschland betragen 2018 zum Vergleich 152 Mt CO₂-Äq. (Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)⁴³⁴).

Der hypothetische Import von Wasserstoff- und PtX-Energieträgern aus Australien bzw. Marokko würde also zu einer CO₂-Aufnahme aus der Atmosphäre führen, die ca. 7 bzw. 8 % der heutigen Straßenverkehrsemissionen in Deutschland entspricht.

8.3 Zusammenfassung

Auf Basis der dargestellten Ergebnisse ist davon auszugehen, dass sowohl die Direktnutzung von Wasserstoff als auch die Nutzung von PtX eine sinnvolle Rolle bei der Dekarbonisierung der Wirtschaft spielen werden.

⁴³³ Sphera Solutions GmbH: Darstellung auf Basis ISL Daten und eigenen Berechnungen.

⁴³⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2020. Unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2020_broschuere_bf.pdf (abgerufen am 17.05.2021)

Es könnte aufgrund guter Lagermöglichkeiten in Kavernen und dezentraler Erzeugung sinnvoll sein, den Schwerpunkt der Erzeugung in Deutschland auf eine Wasserstoff-Direktnutzung zu konzentrieren. Die entsprechende Deckung des Wasserstoffbedarfs könnte durch Einsatz von Pipelines ergänzt werden.

Hierfür spricht auch die Tatsache der einfacheren Transportmöglichkeiten von PtX gegenüber Wasserstoff per Schiff. Dies erleichtert den Import von PtX-Kraftstoffen im Vergleich zu Wasserstoff.

Die Ergebnisse der Anzahl der Schiffsanlandungen in den einzelnen Szenarien bieten eine Grundlage für eine weitergehende Betrachtung für den Einsatz von Schiffstypen für den Import der jeweiligen Energieträger.

Die Szenarien mit fast ausschließlicher Nutzung von Wasserstoff zeigen auf, dass eine solche Strategie die größten Herausforderungen an Kapazitäten für Transport und Umschlag darstellt. Eine diversifizierte Nutzung aller Energieträger bietet die größten Vorteile für die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur. Zumindest für eine Übergangsphase ist hierbei die vorhandene Erdgas- und Rohölinfrastruktur für die entsprechenden PtX sofort einsetzbar.

Hinsichtlich der Erzeugerländer stehen bei einer diversifizierten Versorgung dafür erforderliche Flächen und Ressourcen zur Verfügung. Ob daraus ein Exportangebot seitens dieser Länder entsteht, muss abgewartet werden. Überdies ist die weltweite Konkurrenz der auf den Import von klimaneutralen Energieträgern angewiesenen Länder mit zu berücksichtigen.

Die maritime Wirtschaft in Deutschland hat durch ihre wichtige Rolle beim Transport von Energieträgern und weiteren Produkten eine herausragende Bedeutung bei der THG-Emissionssenkung und -vermeidung. Die große Bedeutung von Energieträgerimporten bei der THG-Reduzierung wurde in diesem Kapitel aufgezeigt (THG-Bilanzierung anhand Szenario 3). Daher sollte die maritime Wirtschaft das Thema Lebenszyklusanalyse (Ökobilanzen) von Anfang an mitdenken, da niedrige THG-Emissionen und die Versorgung mit erneuerbaren Energien (auch durch entsprechende Regulierung) entscheidende Kriterien für eine Beteiligung an grünen Versorgungsketten sein werden.

Die rein inländische Erzeugung des gesamten Primärenergiebedarfes bis 2045 durch Offshore-Windenergieanlagen innerhalb der deutschen AWZ in Nord- und Ostsee ist nicht realisierbar. Allerdings können weitere regenerative Stromerzeugungsmöglichkeiten im Inland ihren Beitrag leisten. Dazu sind Verfahren zur preiswerten Stromerzeugung und Optimierungen in den Prozessketten notwendig, um die inländische Erzeugung von Wasserstoff konkurrenzfähig gegenüber dem Import zu machen. So kann die Erzeugung klimaneutraler Energieträger diversifiziert und einseitige Abhängigkeiten vermieden werden.

9 Anforderungen an Forschungs- und Implementierungsbedarf

In diesem Kapitel werden basierend auf den Kapiteln 6 und 8 die Hotspots der Wasserstofftechnologien identifiziert und zusammengefasst. Die Stärken und Schwächen der Technologien bezüglich ihrer Anwendung in der maritimen Industrie werden beschrieben.

Darauf basierend wird der Forschungs- und Implementierungsbedarf für die Wasserstofftechnologien abgeleitet und direkte Implikationen für die deutsche maritime Industrie beschrieben.

9.1 Hotspots der Wasserstofftechnologien

Im ersten Schritt werden Hotspots für die weltweite Erzeugung von Wasserstoff und PtX beschrieben. Dies ist erforderlich, da die Betrachtung ergeben hat (siehe Kapitel 8.1.5 These „Wasserstoffbedarf kann durch inländische Erzeugung abgedeckt werden“), dass eine Erzeugung in Deutschland mit Hilfe der Erweiterung der Off-shore-Windenergieanlagen nicht im ausreichenden Maß möglich sein wird. Eine Erweiterung der Gewinnung von regenerativem Strom in Deutschland zur Erzeugung von Wasserstoff und PtX bietet weiteren Forschungsbedarf bzgl. der Beurteilung von wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Abwägungen gegenüber der Alternative des Imports aus prädestinierten Regionen weltweit.

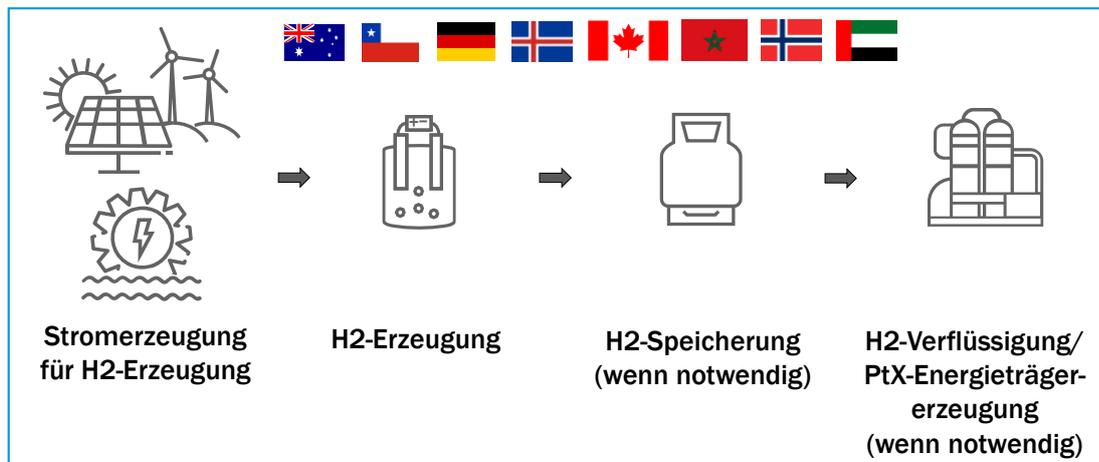
Bei einer parallelen Nutzung der Erzeugung im Inland und dem Import ist eine Konzentration der Erzeugung im Inland auf H₂-Direktnutzung mit Transport durch Pipelines und Speicherung in Kavernen zu empfehlen. Bei einem höheren Bedarf an Wasserstoff für eine direkte Nutzung ist eine Unterstützung der inländischen Erzeugung durch den Import per Pipeline, z.B. aus Ländern wie Marokko, eine hilfreiche Ergänzung.

Die Vorteile, die sich aus dem Import per Schiff in Kapitel 9.1.1 ergeben, sind hinsichtlich der unterschiedlichen PtX zu differenzieren. Entscheidende Kriterien hierfür sind die Energiedichte der Energieträger pro Volumen und das Vorhandensein einer sofort nutzbaren Infrastruktur. Die Erzeugung unterschiedlicher PtX sollte in allen identifizierten Erzeugungsländern grundsätzlich möglich sein. Die Entscheidung für die von den verschiedenen Erzeugungsländern jeweils angebotenen PtX wird sich aus der weltweiten Nachfrage entwickeln.

Besonderer Forschungsbedarf besteht bei der Planung von Erzeugungskapazitäten an den Herstellungsorten. Zu untersuchen ist hierbei der Einfluss der internationalen Konkurrenzsituation der weltweit infrage kommenden Importländer. Auch die zu planenden bzw. neu zu konstruierenden Schiffstypen müssen auf einen kostengünstigen Betrieb bei ausreichenden Transportkapazitäten ausgerichtet sein.

9.1.1 Mögliche Hotspots für Export

Die Erzeugung umfasst die Wasserstofferzeugung mit Wasserelektrolyse, die gasförmige Wasserstoffspeicherung (wenn technisch notwendig) und die Wasserstoffverflüssigung bzw. Erzeugung der PtX-Energieträger. Der Betrachtungsrahmen der Hotspotanalyse ist in Abbildung 49 dargestellt.



©2021 Sphera

Abbildung 49: Hotspotanalyse der Wasserstoff- und PtX-Erzeugung⁴³⁵

Die maritime Industrie beeinflusst die notwendige Erzeugung von Wasserstoff und PtX durch ihre Logistik, daher wurden die Schnittstellen zur maritimen Industrie zur Erzeugung ebenfalls in die Hotspotanalyse aufgenommen.

Die folgenden Hotspots zur Wasserstoff- und PtX-Erzeugung leiten sich aus den Arbeiten in dieser Studie ab. Die Hotspots sind in allgemeine Hotspots und ökonomische und ökologische Hotspots aufgeteilt.

Allgemeine Hotspots zur Wasserstoff- und PtX-Erzeugung

- In Deutschland erzeugter Wasserstoff wird den Wasserstoff- und Energieträgerbedarf von Deutschland bei weitem nicht decken, da für die Wasserstoffherzeugung erneuerbare Energien nur in begrenztem Maße zur Verfügung stehen werden (zu hoher Flächenbedarf und Konkurrenz zur direkten EE-Nutzung als Strom)
- Der in Deutschland verfügbare Wasserstoff wird zur H₂-Direktnutzung verwendet (gasförmiger Transport durch Pipelines und Speicherung in Kavernen).
- Im Ausland erzeugter Wasserstoff und erzeugte PtX-Energieträger werden den Hauptanteil der H₂- und PtX-Energieträgerversorgung von Deutschland tragen.
- Der Wasserstoff und die betrachteten PtX Methan, Ammoniak, Methanol und FT Crude können in allen Ländern mit schon heute verfügbaren Stromerzeugungsanlagen (z. B. überschüssige Stromkapazitäten in Kanada oder Island) oder mit neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaik und Solarthermie in Australien, Chile, Marokko und VAE, sowie Wind in Norwegen) „grün“ produziert werden.
- Wasserstoff bzw. Methan wird durch Pipelineimport verfügbar sein (z. B. H₂ aus Marokko).

⁴³⁵ Sphera Solutions GmbH: Hotspotanalyse der Wasserstoff- und PtX-Erzeugung. Darstellung auf Basis eigener Erhebungen.

- Der Großteil der Nachfrage nach Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern muss jedoch durch den Schiffstransport gedeckt werden, da sonst eine sichere und flexible Versorgung Deutschlands und die Erreichung der Klimaziele nicht möglich sein wird (alle vier Szenarien bestätigen diese Aussage).
- Der Importmix aus Wasserstoff und der PtX-Energieträger wird sich zunächst an der Nachfrage in Deutschland ausrichten (offene wirtschaftliche und technologische Fragestellungen bei der Wasserstoff- und PtX-Nutzung).
- Der Importmix wird zudem von der Verfügbarkeit der Erzeugungs- und Exportkapazitäten (z. B. Terminals) in den Exportländern und der internationalen Konkurrenzsituation (Nachfrage von PtX aus anderen Ländern) beeinflusst werden.

Ökonomische und ökologische Hotspots zur Wasserstoff- und PtX-Erzeugung

- Ein effizienter Transport/eine effiziente Lagerung des Wasserstoffs/der PtX-Energieträger wirkt sich auf die Kosten und THG-Emissionen des gelieferten Wasserstoffs/PtX-Energieträgers aus. Je effizienter der Transport, desto niedriger die Kosten/THG-Emissionen der Wasserstofferzeugung und -speicherung sowie der Energieträgererzeugung. Je geringer also der spezifische Verbrauch (je MJ transportiertem Energieträger) durch den Schiffsantrieb ist, desto weniger Kosten und THG-Emissionen entstehen auch im Erzeugungsland. Der Transport mit großen Schiffen (VLCC) bringt aufgrund ihrer hohen Effizienz Vorteile.
- Aufgrund des Stromverbrauchs der Wasserstofferzeugung spielt die Art der Stromversorgung (spezifische Gestehungskosten und THG-Emissionen) bei der Umwandlung von Strom und Wasser in Wasserstoff sowohl bei den Kosten als auch bei den THG-Emissionen des Wasserstoffs die entscheidende Rolle.
- Die Wasserstofferzeugung spielt auch bei den Kosten und THG-Emissionen von für den deutschen Markt bereitgestellten PtX eine entscheidende Rolle (größter oder zweitgrößter Beiträger zu den THG-Emissionen bei Erzeugung/Logistik von LMG, Ammoniak, Methanol und FT Crude).
- Die Bedeutung der Wasserstofferzeugung für die THG-Emissionen ist sowohl für im Ausland mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoff/PtX, wie auch für in Deutschland mit dem allgemeinen Strommix sowie erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoff erheblich.
- Die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff und gasförmiger/flüssiger PtX-Energieträger verursacht im Vergleich zur Wasserstofferzeugung nur geringe THG-Emissionen. Leckage-Emissionen (Methanemissionen) müssen jedoch vermieden werden.
- Die Wasserstofferzeugung mit Strom aus Sonne und Wind an Standorten mit sehr guten Sonneneinstrahlungs- und Windbedingungen weist im Vergleich sehr niedrige THG-Emissionen auf. Die Standortbedingungen haben direkte Auswirkungen auf die erzielbaren jährlichen Volllaststunden für die Wasserstoffelektrolyse. Die THG-Emissionen der Wasserstofferzeugung sinken mit steigenden jährlichen Volllaststunden.
- Ein Betrieb der Wasserstofferzeugung mit niedrigen THG-Emissionen ist sowohl in den Exportländern als auch in Deutschland möglich. Der Betrieb der Wasserstoffelektrolyse mit Strom aus Windkraft weist im Vergleich die niedrigsten THG-Emissionen auf.

- Der Betrieb der Wasserstofferzeugung mit heute schon verfügbarem Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. Wasserkraft in Kanada, Wasserkraft/Geothermie in Island) trägt ebenfalls zu im Vergleich geringen THG-Emissionen des Wasserstoffs/der PtX-Energieträger bei.
- Die Wasserstofferzeugung mit Strom aus der allgemeinen Stromversorgung mit Anteilen von Strom aus fossilen Energieträgern führt zu weitaus höheren THG-Emissionen als mit Strom aus erneuerbaren Energien, auch im Betrachtungsjahr 2040 (Beispiel prognostizierter Strommix in Deutschland 2040). Um THG-Emissionen zu vermeiden, ist also eine Stromversorgung der H₂-Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien zwingend.
- Die Wasserstoffverflüssigung und PtX-Energieträgererzeugung weisen im Vergleich zur vorausgehenden Wasserstofferzeugung geringe Kosten/THG-Emissionen auf. Auch für die Energieträgerproduktion ist jedoch zwingend die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien notwendig, damit THG-Emissionen vermieden werden.
- Bei den PtX-Energieträgern Methan, Methanol und FT Crude wird bei der Energieträgerproduktion der Atmosphäre CO₂ entnommen, ein Teil des CO₂ wird während des Schiffstransports wieder emittiert. Der große Anteil des CO₂ wird bei der Nutzung dieser Energieträger (Industrie, Verkehr etc.) emittiert (wenn keine CO₂-Abscheidung und Speicherung angewendet wird).

9.1.2 Versorgungsstrategien mit Wasserstoff und PtX

Zur weiteren Identifizierung von weltweiten Hotspots für den Export, Import oder die Selbstversorgung mit Wasserstoff und PtX hat eine Untersuchung durch den Weltenergieat Deutschland⁴³⁶ eine Aufnahme von veröffentlichten Strategien einzelner Länder erstellt. Das ISL hat aufgrund eigener Recherchen diese Liste erweitert und aktualisiert. Auch die nachfolgende Tabelle stellt jedoch eine Momentaufnahme dar, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. So fördert das Bundesforschungsministerium derzeit einen Potenzialatlas Wasserstoff⁴³⁷, der für die Länder Afrikas das Potenzial der Produktion und des Exports von Grünem Wasserstoff bewertet und untersucht, wie die Erzeugung Grünem Wasserstoffs die nachhaltige Entwicklung Afrikas unterstützen kann. Seit Mai 2021 stehen erste Ergebnisse für Westafrika zur Verfügung. Voraussichtlich im Herbst 2021 sollen Daten für Regionen in Südafrika folgen.⁴³⁸

⁴³⁶ Vgl. <https://www.weltenergieat.de>

⁴³⁷ Institut für Energie- und Klimaforschung, Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3): Potenzialatlas Wasserstoff. Forschungszentrum Jülich GmbH (Hg.). Unter: <https://ecowas.h2atlas.de/> (abgerufen am 29.06.2021)

⁴³⁸ Bundesministerium für Bildung und Forschung: Woher soll der Grüne Wasserstoff kommen? Unter: <https://www.bmbf.de/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen-11766.html> (abgerufen am 29.06.2021)

Tabelle 51: Ausgewählte Länder mit Aussagen zu ihrer Versorgungsstrategie mit Wasserstoff und PtX⁴³⁹

Land ⁴⁴⁰	Strategie	Quelle
 Deutschland	Import	Europäische, Nationale und Norddeutsche Wasserstoffstrategie
 Japan	Import	https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf
 Südkorea	Import	gggi.org/site/assets/uploads/2018/10/Presentation-by-Mr.-Kyung-ho-Lee-Director-of-the-New-and-Renewable-Energy-Policy-Division-MOTIE.pdf
 Island	Export	https://www.bmbf.de/de/ohne-gruenen-wasserstoff-werden-wir-unsere-klimaziele-und-die-energiewende-nicht-schaffen-14205.html
 Chile	Export	https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions/haru-oni.html
 Niger	Export	https://www.dw.com/de/deutschland-will-wasserstoff-aus-westafrika-importieren/a-52337738
 Australien	Export	https://www.bmbf.de/de/karliczek-wichtiger-impuls-fuer-eine-deutsch-australische-wasserstoffbruecke-13250.html https://energy.nsw.gov.au/renewables/renewable-energyoffers/renewable-energy-action-plan https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/06/20210613-unterzeichnung-einer-absichtserklaerung-zur-gruendung-einer-deutsch-australischen-wasserstoffallianz.html
 Kanada	Export	https://www.adelphi.de/en/system/files/mediathek/bilder/Hintergrundstudie%20Wasserstoff%20in%20Kanada_fv.pdf
 Marokko	Export	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
 Norwegen	Export	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
 Saudi-Arabien	Export	https://www.iwr.de/news/bundesregierung-will-import-von-gruenem-wasserstoff-beschleunigen-news37474 https://www.kooperation-international.de/aktuelles/nachrichten/detail/info/bundeswirtschaftsminister-altmaier-unterzeichnet-gemeinsame-absichtserklaerung-zur-deutsch-saudischen/
 Spanien	Export	https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir_2009_0028_action_plan_spain.zip
 Vereinigte Arabische Emirate	Export	https://energie.blog/siemens-energy-treibt-gruene-wasserstoffwirtschaft-im-nahen-osten-voran/

⁴³⁹ ISL: Daten auf Basis eigener Erhebungen.

⁴⁴⁰ Grafiken der Flaggen aus: www.welt-flaggen.de (Public Domain, abgerufen am 18.06.2021)

	Ukraine	Export	sae.gov.ua/documents/NpdVE_eng.pdf https://www.tagesschau.de/faktenfinder/wasserstoff-pipeline-ukraine-101.html
	Russland	Export	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
	Niederlande	Selbstversorger	https://www.government.nl/topics/renewable-energy/central-government-encourages-sustainable-energy
	Frankreich	Selbstversorger	https://www.gouvernement.fr/en/climate-plan
	China	Selbstversorger	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
	Schweiz	Selbstversorger	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
	Italien	Selbstversorger	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
	Großbritannien	Selbstversorger	https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf

Ob die angestrebten Ziele dieser Länder erreicht werden können, muss die Zukunft ergeben. Wichtig ist eine Anstrengung von Politik und Wirtschaft, um möglichst frühzeitig Partnerschaften zur Sicherung von Kapazitäten und Konditionen der Lieferungen zu verhandeln.

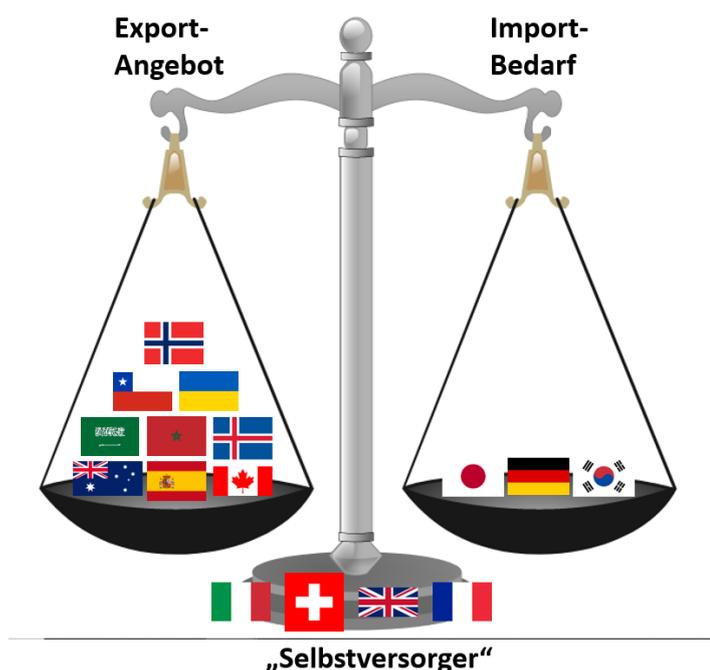


Abbildung 50: Ausgewählte Länder mit Aussagen zu ihrer Versorgungsstrategie mit Wasserstoff und PtX⁴⁴¹

Prinzipiell können alle beispielhaft genannten Länder Wasserstoff und alle PtX klimaneutral erzeugen. Die Art der erzeugten Energieträger wird sich nicht zuletzt an der Nachfrage der Importländer orientieren. Die Menge der erzeugten Energieträger pro Erzeugerland bleibt abzuwarten und wird den Preis maßgeblich mitbestimmen.

9.1.3 Bestehende Güterströme untersuchter Energieträger

In diesem Abschnitt wird zunächst eine Analyse bestehender Warenströme verschiedener Energieträger durchgeführt, die im Kontext der in Abschnitt 8.1 dargestellten Szenarien zum zukünftigen Mix wasserstoffbasierter Energieträger eine wichtige Rolle spielen. In den Szenarien wurde die Annahme getroffen, dass die untersuchten Energieträger auf erneuerbaren Quellen basieren, um den langfristigen Zielsetzungen der Nationalen Wasserstoffstrategie zu entsprechen.⁴⁴² Da derzeit nur ein geringer Teil der betrachteten Energieträger aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird^{443, 444, 445}, werden die untersuchten Warenströme nicht entsprechend

⁴⁴¹ ISL: eigene Darstellung basierend auf Beate Krol: Der Energieverbrauch in Deutschland. Unter: https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf (abgerufen am 29.06.2021) und eigener Recherche. Grafik Waage unter: <https://publicdomainvectors.org/de/kostenlose-vektografiken/Alte-Waage/50252.html> (abgerufen am 18.06.2021). Grafiken der Flaggen aus: www.welt-flaggen.de (Public Domain, abgerufen am 18.06.2021)

⁴⁴² Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁴⁴³ Timur Gül et al.: The future of hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. S. 37. Unter: <https://www.env.go.jp/earth/g20karuizawa/assets/pdf/The%20future%20of%20Hydrogen.pdf> (abgerufen am 07.04.2021)

⁴⁴⁴ The Royal Society: Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. Unter: <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/green-ammonia/> (abgerufen am 01.07.2021)

⁴⁴⁵ International Renewable Energy Agency: Innovation Outlook: Renewable Methanol. S. 4. Unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf (abgerufen am 01.07.2021)

den Herstellungsprozessen der Energieträger differenziert. Die Warenströme werden voneinander getrennt entsprechend ihrer Herkunft quantifiziert. Die Bestimmung des Energiegehalts der importierten Energieträger bereitet eine Abschätzung zusätzlich benötigter Infrastruktur in Abschnitt 9.3.1 vor. Ferner wird die in Deutschland bestehende und geplante Importsupra und -infrastruktur für jeden einzelnen Energieträger beschrieben.

9.1.3.1 Einfuhr von Erdgas

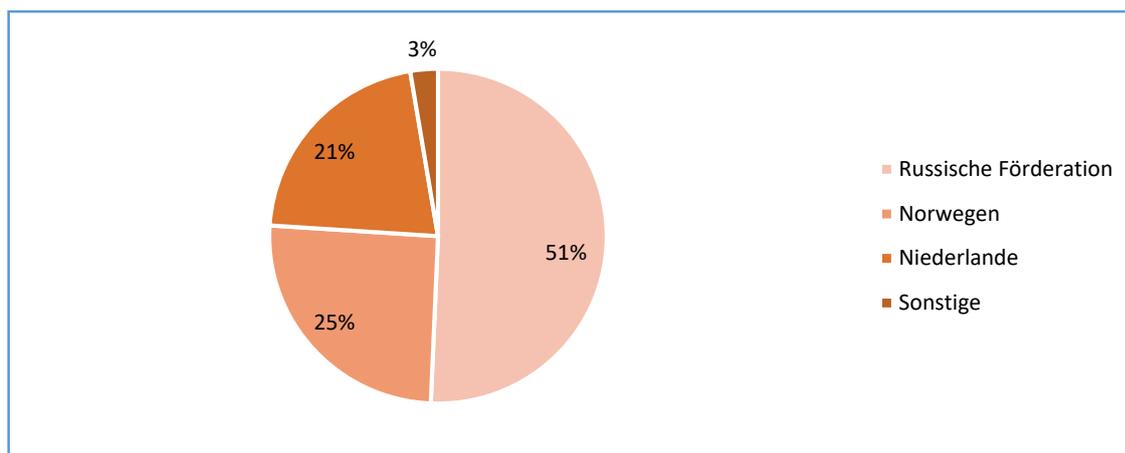


Abbildung 51: Einfuhr von Erdgas nach ausführendem Land 2019⁴⁴⁶

In Abbildung 51 wird verdeutlicht, dass etwa 97 % des nach Deutschland eingeführten Erdgases aus drei Ländern eingeführt werden: Russland (51 %), Norwegen (25 %) und Niederlande (21 %). Die verbleibenden 3 % des eingeführten Erdgases verteilen sich auf unterschiedliche Ausfuhrländer.⁴⁴⁷ Transshipment wird in den Statistiken nicht gesondert berücksichtigt, die Menge der Einfuhren nach Deutschland lässt daher keinen Rückschluss auf die Produktionsmengen des jeweiligen Energieträgers im ausführenden Land zu.

Der größte Teil dieser Einfuhren wird über Pipelines durchgeführt. 2020 wurden insgesamt über 117 Mio. t Erdgas in gasförmigem Zustand⁴⁴⁸ über Pipelines⁴⁴⁹ importiert. Zudem wurden über 45.000 t Erdgas in verflüssigtem Zustand⁴⁵⁰ importiert. Über deutsche Häfen wurden 2020 über 54.000 t Erdgas eingeführt. Circa 37.000 t wurden über Wilhelmshaven und 17.000 t über Rostock umgeschlagen.⁴⁵¹ Da beide Häfen keine Importterminals betreiben, wird ein Import in containerisierter Form angenommen. Der Import von Erdgas über

⁴⁴⁶ ISL: eigene Darstellung basierend auf: BP p.l.c.: Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. S. 43

⁴⁴⁷ BP p.l.c.: Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. S. 43. Unter: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (abgerufen am 01.07.2021)

⁴⁴⁸ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁴⁹ BP p.l.c.: Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. S. 43. Unter: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (abgerufen am 01.07.2021)

⁴⁵⁰ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁵¹ Datenquelle: Ebd.

den Seetransport spielt in Deutschland aktuell eine untergeordnete Rolle: die 54.000 t Erdgas, die über Häfen importiert wurden, entsprechen 0,05 % der 2020 nach Deutschland importierten Menge Erdgas.⁴⁵²

Der Energiegehalt des importierten Erdgases beläuft sich auf insgesamt 1.370 TWh.⁴⁵³ Dazu ist jedoch anzumerken, dass nicht die gesamte Menge auch innerhalb Deutschlands verbraucht wird. Ein Teil des Erdgases wird wieder ausgeführt. Der Energiegehalt der Ausfuhren betrug in 2020 etwa 550 TWh. Der Energiegehalt der Nettoimporte beträgt 820 TWh.⁴⁵⁴

Derzeit bestehen in deutschen Seehäfen keine Importstrukturen für den Umschlag von Erdgas in gasförmiger oder verflüssigter Form. Es bestehen allerdings Planungen für die Errichtung von Terminals, in denen LNG umgeschlagen werden soll. Nachdem die Planungen für ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven ausgesetzt wurden⁴⁵⁵, bestehen noch an drei deutschen Standorten Planungen für ein LNG-Terminal:

- In Stade bestehen Planungen für ein LNG-Importterminal, das in der Lage sein soll, 12 Mrd. m³ LNG pro Jahr umzuschlagen. Bestandteil des Terminals sollen Lagerkapazitäten von insgesamt 480.000 m³ sein.⁴⁵⁶
- Ein weiteres LNG-Importterminal ist für Brunsbüttel geplant. Jährlich sollen hier bis zu 8 Mrd. m³ LNG umgeschlagen werden. Für die Lagerung sind zwei Tanks mit einer kumulierten Nettokapazität von 330.000 m³ vorgesehen.⁴⁵⁷
- Ein drittes LNG-Importterminal ist in Rostock geplant. Bei diesem Terminal handelt es sich um ein sehr klein dimensioniertes Terminal. Es sollen hier jährlich nur 0,5 Mrd. m³ LNG umgeschlagen werden. Im Gegensatz zu den anderen geplanten Terminals soll das LNG hier allerdings nicht in das Gasnetz eingespeist werden, sondern mittels Tankwagen zu den Endabnehmern transportiert werden.⁴⁵⁸

Hinterlandtransport von Erdgas

Erdgas, das über Pipelines eingeführt wird, wird über ein verzweigtes Pipelinennetz in der Regel bis zum Verbraucher transportiert. Wird Erdgas verflüssigt als LNG per Schiff transportiert, wird es an den LNG-Terminals in der Regel über sogenannte Verdampfer regasifiziert, also wieder in den gasförmigen Zustand umgewandelt und in das angeschlossene Erdgasnetz eingeleitet, von wo es zu den Verbrauchern gelangt. Erdgas oder LNG können auch per Binnenschiff oder Trailer weitertransportiert werden, der Transport per Pipeline ist allerdings die wichtigste Form des Transports von Erdgas.⁴⁵⁹

⁴⁵² Datenquelle: Ebd.

⁴⁵³ 1 t Erdgas x 1,16667 x 10⁻⁵ ≙ Energiegehalt LHV [TWh]

⁴⁵⁴ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁵⁵ Norddeutscher Rundfunk: LNG-Terminal in Wilhelmshaven offenbar vor dem Aus. Unter: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/LNG-Terminal-in-Wilhelmshaven-offenbar-vor-dem-Aus,wilhelmshaven916.html (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁵⁶ Hanseatic Energy Hub GmbH: Das LNG-Terminal in Stade. Unter: <https://www.hanseatic-energy-hub.de/> (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁵⁷ German LNG Terminal GmbH: Ausstattung des Terminals und Kennzahlen. Unter: <https://germanlng.com/ausstattung-des-terminals-und-kennzahlen/?lang=de> (abgerufen am 05.07.2021)

⁴⁵⁸ DVV Media Group GmbH: Deutsche LNG Terminals: Was ist der Stand? Unter: <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/politik-regulierung/detail/news/deutsche-lng-terminals-was-ist-der-stand.html> (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁵⁹ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Flüssigerdgas. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html> (abgerufen am 04.02.2021)

9.1.3.2 Einfuhr von Rohöl

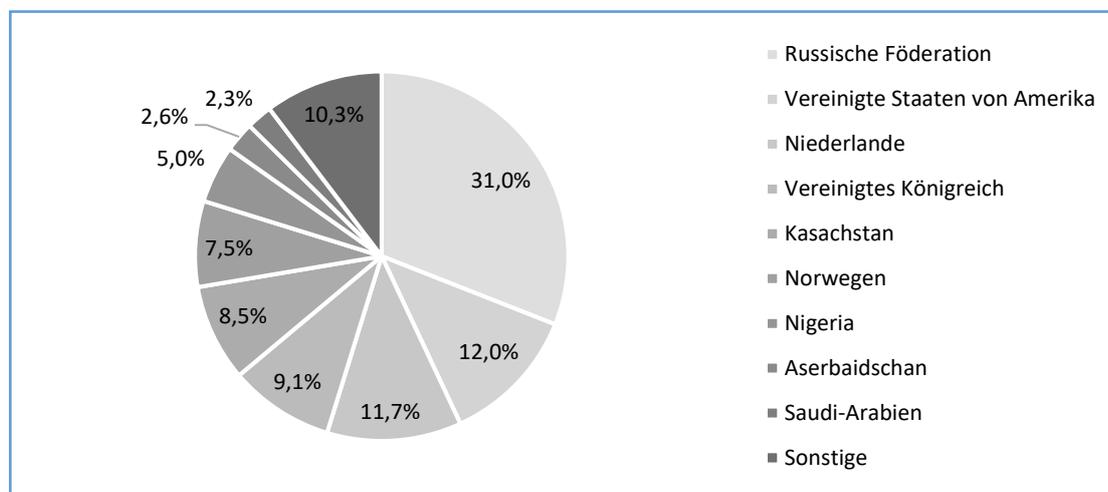


Abbildung 52: Einfuhr von Rohöl nach ausführendem Land 2020⁴⁶⁰

Etwa 31 % des nach Deutschland eingeführten Rohöls wird aus Russland eingeführt. Aus den USA und den Niederlanden werden jeweils weitere 12 % eingeführt. Die restlichen 45 % verteilen sich auf weitere Länder, von denen keines einen Einfuhranteil von mehr als 10 % erreicht.⁴⁶¹ Diese Verteilung wird in Abbildung 52 grafisch dargestellt. Transshipment wird in den Statistiken nicht gesondert berücksichtigt, die Menge der Einfuhren nach Deutschland lässt daher keinen Rückschluss auf die Produktionsmengen des jeweiligen Energieträgers im ausführenden Land zu. Besonders am Beispiel der Niederlande lässt sich dies erkennen. Obwohl im Land keine nennenswerten Mengen an Erdöl gefördert werden⁴⁶², werden dennoch große Mengen an Rohöl nach Deutschland ausgeführt.⁴⁶³

2020 wurden insgesamt über 84 Mio. t Rohöl nach Deutschland importiert. Etwa ein Viertel dieser Menge, 22 Mio. t, wurden in deutschen Seehäfen empfangen. Allein über den Wilhelmshavener Ölhafen wurden über 18 Mio. t Rohöl eingeführt. Darüber hinaus wurden über 3 Mio. t Rohöl über den Hafen Brunsbüttel und etwa 800.000 t Rohöl über den Hamburger Hafen eingeführt. Zwar wird ein Großteil des nach Deutschland importierten Rohöls über Pipelines eingeführt, mit einem Anteil von 26 % an den Gesamteinfuhren an Rohöl spielen aber die Seehäfen und insbesondere Wilhelmshaven eine bedeutende Rolle.⁴⁶⁴

Der Energiegehalt des importierten Rohöls beläuft sich auf insgesamt 985 TWh. Nur eine geringe Menge des Rohöls wird aus Deutschland wieder ausgefahren. Der Energiegehalt dieser Menge beläuft sich auf weniger als 0,4 TWh⁴⁶⁵, sodass die Summe der Nettoeinfuhren fast der Summe der Bruttoeinfuhren entspricht.

⁴⁶⁰ ISL: eigene Darstellung basierend auf Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁶¹ Ebd.

⁴⁶² BP p.l.c.: Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. S. 19. Unter: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (abgerufen am 01.07.2021)

⁴⁶³ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁶⁴ Ebd.

⁴⁶⁵ Ebd.

Wilhelmshaven hat als bedeutendster Hafen für die Einfuhr von Rohöl eine ausgeprägte Importsupra- und Infrastruktur für die Einfuhr von Rohöl. In Wilhelmshaven sind zwei Terminals für den Rohölexport angesiedelt:

- Nördlich des Containerterminals befindet sich ein Importterminal der HES Wilhelmshaven Tank Terminal GmbH. Über dieses Terminal können Rohöl, diverse Raffinerieprodukte, aber auch Biokraftstoffe und LPG importiert werden. Die Lagerkapazität beträgt 1,3 Mio. t. Das Terminal ist an eine Pipeline angeschlossen, alternativ kann der Weitertransport per Zug oder Lkw stattfinden.⁴⁶⁶
- Südlich des Containerterminals befindet sich ein Importterminal der Nord-West Oelleitung GmbH. Die Lagertanks mit einer kumulierten Lagerkapazität von 1,6 Mio. t sind an eine Pipeline und an Kavernen angeschlossen. Alternativ kann ein Weitertransport per Lkw durchgeführt werden.⁴⁶⁷

Hinterlandtransport von Rohöl

Rohöl wird über weite Strecken per Seeschiff oder Pipeline transportiert. Ein Hinterlandtransport, wie beispielsweise der Transport in einem Trailer oder per Binnenschiff, ist von geringer Bedeutung, da Rohöl vor allem zu Raffinerien transportiert wird, wo es veredelt wird. Das veredelte Produkt wird dann entweder wieder per Schiff, aber auch mit Bahn, Trailern oder Binnenschiffen bis zum Verbraucher transportiert. Rohöl wird bei einem Transport per Pipeline direkt zur Raffinerie transportiert⁴⁶⁸. Bei einer Einfuhr mit einem Tankschiff über ein Ölterminal wird das eingeführte Erdöl an Land in Pipelines überführt^{469, 470}. Häufig sind Raffinerien in der unmittelbaren Nähe von Häfen lokalisiert^{471, 472, 473}, wodurch die Entfernung des Pipelinetransports klein gehalten wird.

⁴⁶⁶ HES International BV: HES Wilhelmshaven Tank Terminal. Unter: <https://www.hesinternational.eu/en/terminals/hes-wilhelmshaven> (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁶⁷ Nord-West Oelleitung GmbH: Mineralöltanklager. Zwischenlagerung als Garantie der Fernleitungsauslastung. Unter: <https://www.nwowhv.de/c/index.php/de/anlagen/mineraloeltanker> (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁶⁸ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Erdöl. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/erdoel.html?s=ak> (abgerufen am 21.07.2021)

⁴⁶⁹ HES International BV: HES Wilhelmshaven Tank Terminal. Unter: <https://www.hesinternational.eu/en/terminals/hes-wilhelmshaven> (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁷⁰ Nord-West Oelleitung GmbH: Mineralöltanklager. Zwischenlagerung als Garantie der Fernleitungsauslastung. Unter: <https://www.nwowhv.de/c/index.php/de/anlagen/mineraloeltanker> (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁷¹ Port of Rotterdam: Raffinerie und Chemie. Unter: <https://www.portofrotterdam.com/de/niederlassung/industrie-im-hafen/raffinerie-und-chemie> (abgerufen am 21.07.2021)

⁴⁷² Hüthig GmbH: Raffinerie-Betreiber investieren Milliarden in Antwerpen. Unter: <https://www.chemietechnik.de/markt/raffinerie-betreiber-investieren-milliarden-in-antwerpen.html> (abgerufen am 21.07.2021)

⁴⁷³ Hafen Hamburg Marketing e.V.: Holborn Europa Raffinerie GmbH. Unter: <https://www.hafen-hamburg.de/de/adressen/holborn-europa-raffinerie-gmbh-94422/> (abgerufen am 21.07.2021)

9.1.3.3 Einfuhr von Methanol

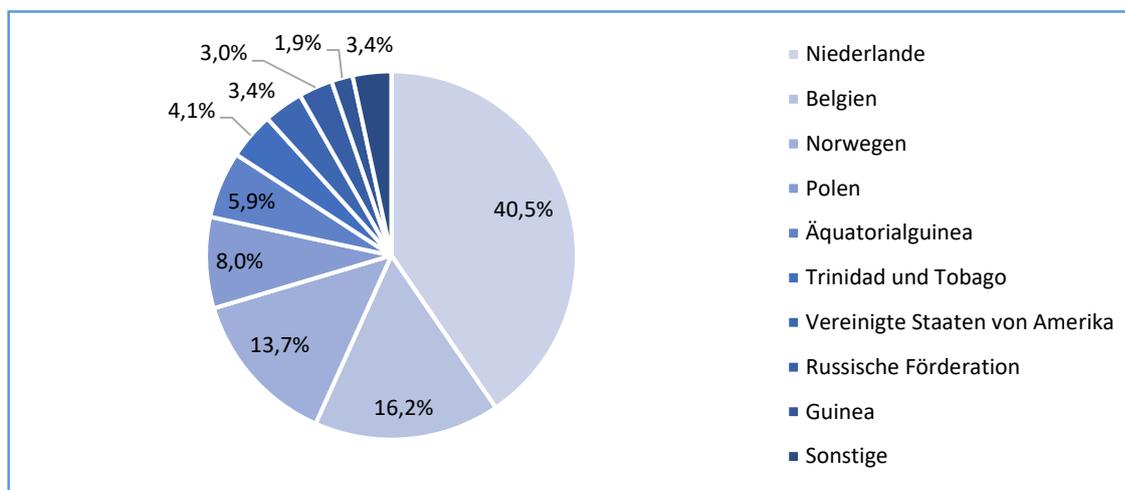


Abbildung 53: Einfuhr von Methanol nach ausführendem Land 2020⁴⁷⁴

Der größte Teil des nach Deutschland eingeführten Methanols, über 40 %, kommen aus den Niederlanden. Weitere bedeutende Herkunftsländer von Methanol für Deutschland sind Belgien und Norwegen mit 16 % bzw. 14 % des nach Deutschland eingeführten Methanols.⁴⁷⁵ Transshipments sind auch in dieser Statistik nicht gesondert berücksichtigt. Die Anteile der Einfuhr nach ausführendem Land werden in Abbildung 53 dargestellt.

1,3 Mio. t Methanol wurden im Jahr 2020 nach Deutschland eingeführt.⁴⁷⁶ Da die Statistiken keine tiefere Gliederung als die von der Europäischen Union vereinbarte Güterklassifikation NST-2007 zulässt, werden Importe von Methanol über Häfen qualitativ anhand der Gütergruppe, der Methanol zugehörig ist^{477, 478}, veranschaulicht. Über deutsche Häfen wurden 2020 insgesamt 922.000 t der entsprechenden Gütergruppe umgeschlagen. 800.000 t wurden alleine über den Hamburger Hafen umgeschlagen, über die Seehäfen Lübeck und Rostock wurden jeweils weitere 45.000 t organischer Chemikalien umgeschlagen.⁴⁷⁹ Da die Gesamtmenge der umgeschlagenen organischen Chemikalien damit deutlich unter den 1,3 Mio. t Methanol, die 2020 eingeführt wurden, liegt und da Methanol nur einen unbestimmten Teil dieser organischen Chemikalien ausmacht, wird angenommen, dass die deutschen Seehäfen keine bedeutende Rolle im Zusammenhang mit Importen von Methanol spielen. Methanol ist eine Chemikalie, die mit herkömmlichen Mitteln eingeführt werden kann. Sofern keine marktnahe Erzeugung stattfindet, könnten die Einfuhren beispielsweise aus den Niederlanden und aus

⁴⁷⁴ ISL: eigene Darstellung basierend auf Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁷⁵ Ebd.

⁴⁷⁶ Ebd.

⁴⁷⁷ Methanol ist Bestandteil der Gütergruppe „NST7-08.2 Chemische Grundstoffe, organisch“. Diese Gütergruppe umfasst viele unterschiedliche chemische Grundstoffe und nicht ausschließlich Methanol

⁴⁷⁸ Statistik Austria (Bundesanstalt Statistik Österreich): Korrespondenztabelle NHM zu NST 2007. S. 73. Unter: https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&dDocName=055562 (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁷⁹ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

Belgien entweder mit spezialisierten Chemikalien-Tankern oder Chemikalien-Trailern, aber auch containerisiert auf Schiffen, Zügen und Trucks durchgeführt werden.

Der Energiegehalt des 2020 eingeführten Methanols beläuft sich auf insgesamt 8,14 TWh.^{480, 481} Welche Energiemenge über Seehäfen umgeschlagen wird, kann aufgrund der fehlenden tieferen Gliederung der entsprechenden Statistik nicht nachvollzogen werden. Der Statistik kann allerdings entnommen werden, dass in deutschen Seehäfen Kapazitäten für den Umschlag von mindestens 900.000 t organischen Chemikalien pro Jahr bestehen.⁴⁸² Würde diese Kapazität für den ausschließlichen Import von Methanol eingesetzt, entspräche diese Menge einer Energiemenge von 5,5 TWh.

In deutschen Seehäfen besteht derzeit keine dedizierte Importsupra- oder Infrastruktur und es sind diesbezüglich auch keine Absichtserklärungen veröffentlicht worden. Methanol wird derzeit über Chemieterminals importiert und eine deutlich erhöhte Methanoleinfuhrmenge über die Terminals würde bedeuten, dass für andere chemische Produkte weniger Terminalkapazität zur Verfügung stehen würde. Für einen großskalierten Methanolimport sind daher dedizierte Importsupra- oder Infrastruktur Voraussetzung. In anderen Ländern bestehen bereits dedizierte Methanolterminals⁴⁸³, die derzeit aber vor allem eingesetzt werden, um Methanol für bestehende und geplante industrielle Nachfrage⁴⁸⁴ einzuführen.

Hinterlandtransport von Methanol

Der Transport von Methanol ist keine technische Herausforderung, bestehende Infrastruktur kann mit geringfügigen Anpassungen eingesetzt werden, sofern nicht bereits spezialisierte Transportmittel eingesetzt werden.⁴⁸⁵ Da Methanol nicht in Mengen transportiert wird, die mit Rohöl oder Erdgas vergleichbar sind, ist ein Transport per Pipeline nicht üblich, ist aber nicht ausgeschlossen.⁴⁸⁶ Von einem Methanolterminal aus wird Methanol mit Tankwagen oder mit dem Zug zum Verwendungsort transportiert.⁴⁸⁷

⁴⁸⁰ Ebd.

⁴⁸¹ 1 t Methanol x $6,1112 \times 10^{-6} \triangleq$ Energiegehalt LHV [TWh]

⁴⁸² Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁸³ Alfa Terminal Szczecin Sp. z o.o. ul.: Methanol Terminal – Beschreibung. Unter <http://www.alfaterminal.pl/de/beschreibung/> (abgerufen am 21.07.2021)

⁴⁸⁴ Norddeutscher Rundfunk: Pölit: Neue Kunststoffabrik entsteht an der Grenze zu MV. Unter: <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Poelitz-Neue-Kunststoff-Fabrik-an-Grenze-zu-MV-entsteht,stettin286.html> (abgerufen am 21.07.2021)

⁴⁸⁵ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Methanol. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/methanol.html> (abgerufen am 21.07.2021) Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁸⁶ George F. Vander Voort et al.: Methanol Pipeline Failure in the Canyon Express Pipeline System. Unter: <https://www.cambridge.org/core/services/aop-cambridge-core/content/view/S1431927611009706> (abgerufen am 21.07.2021)

⁴⁸⁷ Alfa Terminal Szczecin Sp. z o.o. ul.: Methanol Terminal – Beschreibung. Unter <http://www.alfaterminal.pl/de/beschreibung/> (abgerufen am 21.07.2021)

9.1.3.4 Einfuhr von Ammoniak

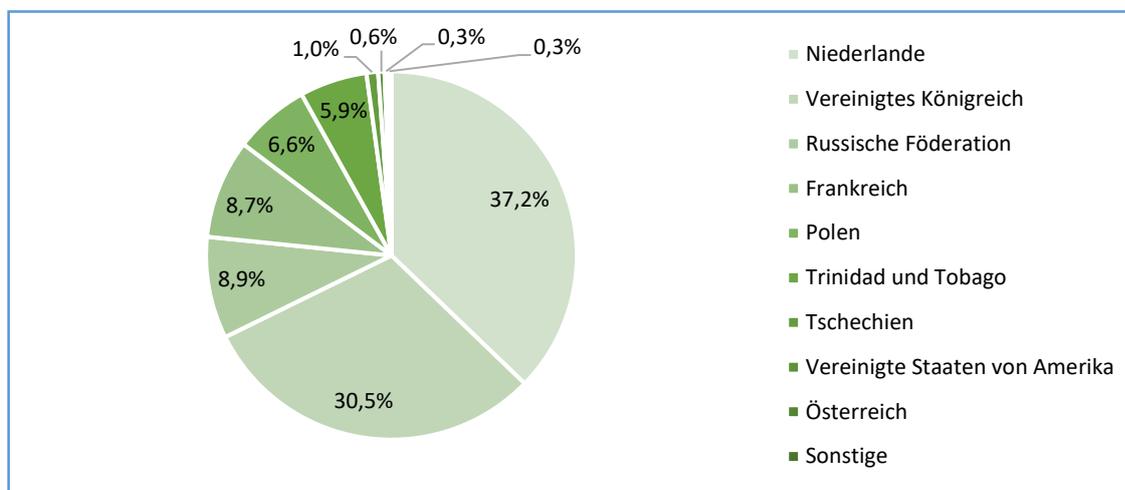


Abbildung 54: Einfuhr von Ammoniak nach ausführendem Land 2020⁴⁸⁸

2020 wurden 37 % des nach Deutschland eingeführten Ammoniaks aus den Niederlanden bezogen. Weitere 30 % wurden aus dem Vereinigten Königreich eingeführt. Andere Herkunftsländer haben einen geringeren Einfluss auf die deutschen Einfuhren.⁴⁸⁹ Abbildung 54 stellt diese Zusammensetzung der Einfuhren in einem grafischen Zusammenhang dar. Transshipments sind auch in dieser Statistik nicht gesondert berücksichtigt.

2020 wurden über 550.000 t Ammoniak nach Deutschland importiert.⁴⁹⁰ Ähnlich wie bei der Betrachtung der Importe von Methanol, lässt die Güterklassifikation NST-2007 auch bei Ammoniak keine ausreichend tiefe Gliederung zu, so dass Ammoniakimporte über Häfen qualitativ anhand der Gütergruppe, der Ammoniak zugehörig ist^{491, 492}, veranschaulicht werden. 2020 wurden in deutschen Seehäfen insgesamt 1,9 Mio. t Güter der entsprechenden Gütergruppe umgeschlagen.⁴⁹³ Der bedeutendste Umschlaghafen für diese Gütergruppe ist Rostock. In diesem Hafen wurden 2020 über 660.000 t dieser Gütergruppe importiert. Auf Rostock folgen Hamburg mit einer Einfuhrmenge von 480.000 t und Lübeck mit einer Einfuhrmenge von 262.000 t.⁴⁹⁴ Die Gesamteinfuhr dieser Gütermenge übersteigt die importierte Menge an Ammoniak deutlich. Auch im Hinblick darauf, dass das Vereinigte Königreich ein bedeutendes Herkunftsland für die deutsche Ammoniakeinfuhr ist, wird die Annahme getroffen, dass die deutschen Seehäfen bereits jetzt eine wichtige Rolle bei dem Import von Ammoniak spielen könnten. Ammoniak kann ebenso wie Methanol in speziellen Chemikalien-Tankern oder

⁴⁸⁸ ISL: eigene Darstellung basierend auf Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁸⁹ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁹⁰ Ebd.

⁴⁹¹ Ammoniak ist Bestandteil der Gütergruppe „NST7-08.3 Stickstoffverbind. u. Düngemittel (oh.nat.Düngem.)“. Diese Gütergruppe umfasst neben Ammoniak viele weiter Grundstoffe vor allem mineralischer Herkunft

⁴⁹² Statistik Austria (Bundesanstalt Statistik Österreich): Korrespondenztabelle NHM zu NST 2007 S. 64 f. & 93 f. Unter: https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&dDocName=055562 (abgerufen am 02.07.2021)

⁴⁹³ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁹⁴ Ebd.

Chemikalien-Trailern transportiert werden. Aber auch ein containerisierter Import per Schiff, Zug und Truck ist möglich.

Das 2020 eingeführte Ammoniak hat einen kumulierten Energiegehalt von 2,9 TWh.^{495, 496} Eine Abschätzung der Importmengen über deutsche Seehäfen ist aufgrund der fehlenden tieferen Gliederung der entsprechenden Statistik nicht möglich. In deutschen Seehäfen bestehen Kapazitäten für den Umschlag von mindestens 1,9 Mio. t Stickstoffverbindungen und Düngemittel pro Jahr.⁴⁹⁷ Würde diese Kapazität genutzt, um ausschließlich Ammoniak zu importieren, könnte mit dieser Kapazität eine Energiemenge von 9,9 TWh importiert werden.

In Deutschland existiert kein Terminal, über das dediziert Ammoniak importiert wird. 2021 wurden durch Uniper SE, einem internationalen Energiekonzern, Pläne veröffentlicht, nach denen in Wilhelmshaven ein Importterminal für Ammoniak errichtet werden soll, um in Wilhelmshaven einen Wasserstoffhub aufzubauen. Geplantes Ziel ist die jährliche Bereitstellung von 295.000 t Wasserstoff. Diese Menge soll durch einen Elektrolyseur vor Ort sowie durch den Import von Ammoniak, das am Terminal mit einem Cracker zu Wasserstoff umgewandelt wird, erzeugt werden. Durch den Elektrolyseur kann nur eine Teilmenge des Wasserstoffs bereitgestellt werden⁴⁹⁸, so dass ein großer Teil des Wasserstoffs über Ammoniak als Trägermaterial importiert werden wird. Um durch den geplanten Elektrolyseur und Importe 295.000 t Wasserstoff pro Jahr bereit zu stellen, müssen jährlich circa 1,67 Mio. t Ammoniak importiert und am Terminal in Wasserstoff umgewandelt werden.^{499, 500} Das geplante Terminal ist allerdings nicht das erste Importterminal für Ammoniak. Orica, ein australischer Konzern, der unter anderem Produkte für die Landwirtschaft und für den Abbau von Rohstoffen herstellt, betreibt seit dem Jahr 2000 ein Importterminal für Ammoniak in Gladstone (AU).^{501, 502}

Hinterlandtransport von Ammoniak

Ammoniak kann entweder durch Kühlung oder Druck verflüssigt werden. Die dafür benötigte Temperatur ist allerdings höher und der benötigte Druck deutlich geringer als bei der Verflüssigung von Erdgas oder Wasserstoff. In solchen Transporttanks wird Ammoniak unter Beachtung der einschlägigen Transportvorschriften transportiert.⁵⁰³ Solche Tanks können auf Schiffen zum Einsatz kommen, sie können aber auch in Container, auf Zügen oder Trailern montiert werden, so dass Ammoniak von einem Terminal ins Hinterland transportiert

⁴⁹⁵ Ebd.

⁴⁹⁶ 1 t Ammoniak $\times 5,2223 \times 10^{-6} \triangleq$ Energiegehalt LHV [TWh]

⁴⁹⁷ Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

⁴⁹⁸ Unter Annahme der in der Nationalen Wasserstoff Strategie genannten Parameter (70 % Wirkungsgrad der Elektrolyse, 4.000 jährliche Betriebsstunden) erzeugt ein 410 MW-Elektrolyseur pro Jahr 34.474 t Wasserstoff.

⁴⁹⁹ Aus 1,67 Mio. t Ammoniak werden über 260.000 t Wasserstoff hergestellt.

⁵⁰⁰ Uniper SE: Uniper Plans to Make Wilhelmshaven a Hub for Climate friendly Hydrogen. Unter: <https://www.uniper.energy/news/uniper-plans-to-make-wilhelmshaven-a-hub-for-climate-friendly-hydrogen> (abgerufen am 02.07.2021)

⁵⁰¹ Stefan Baumgarten: Orica cuts ammonia cost with new Australia import terminal. ICIS as part of the LexisNexis® Risk Solutions Group (Hg.). Unter: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2000/07/05/116142/orica-cuts-ammonia-cost-with-new-australia-import-terminal/> (abgerufen am 21.07.2021)

⁵⁰² Orica Limited: Orica Yarwun Operations. Unter: <https://www.orica.com/Locations/Asia-Pacific/Australia/Yarwun/Operations> (abgerufen am 21.07.2021)

⁵⁰³ Rüdiger Paschotta: RP-Energie-Lexikon. Ammoniak. Unter: <https://www.energie-lexikon.info/ammoniak.html> (abgerufen am 21.07.2021)

werden könnte. Im Falle entsprechend großer Abnehmer im Hinterland kann auch ein Hinterlandtransport per Pipeline durchgeführt werden.⁵⁰⁴

9.1.4 Hotspots der Nutzung

Hotspots auf der Nutzerseite ergeben sich aus der Nutzung in unterschiedlichen Sektoren und deren regionalen Verteilung innerhalb Deutschlands.

Einen Überblick über die Aufteilung des Energiebedarfs über Sektoren ergab sich für 2018 wie folgt:⁵⁰⁵

- Verkehr (> 20 %)
- Industrie, insbesondere Stahl, Aluminium, Chemie (> 20 %)
- Umwandlungsprozesse (ca. 20 %)
- Haushalte (knapp 20 %)
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (> 10 %)

Die Versorgung dieser Sektoren in Deutschland ist heute eingespielt. Die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger ist für die Sektoren im Einzelnen weiter zu untersuchen. Hierbei ist die direkte Nutzung regenerativ erzeugten Stroms, z.B. in der Aluminiumherstellung oder in privaten Haushalten, zu bevorzugen. Andere Bereiche der Industrie, wie z.B. Stahlerzeugung, bieten ein hohes Potential, mithilfe der Wasserstoffdirektnutzung große Mengen an Treibhausgasemissionen zu vermeiden. So verursacht z. B. das Stahlwerk Bremen ca. 60 % des CO₂-Ausstoßes⁵⁰⁶ im Land Bremen.

Bei der Nutzung von PtX, wie z.B. synthetischer Dieselmotorkraftstoff oder synthetisches Methan, kann auf die vorhandene und eingespielte Logistik zurückgegriffen werden.

Für den klimaneutralen Energiebedarf im Sektor Verkehr hat eine Untersuchung des Weltenergiebedarfes (siehe folgende Abbildung mit Einordnung von Strategien anderer Länder) für die Wasserstoffstrategie Deutschlands ergeben, dass im privaten Pkw-Bereich der Fokus weniger auf Wasserstoffantriebe gelegt wird. Für die Transportwirtschaft wird hier der Einsatz von Wasserstofftechnologien in den Bereichen Bus-, Bahn-, Lkw-, Flug- und Schiffsverkehr als besonders relevant bewertet.

⁵⁰⁴ Stefan Baumgarten: Orica cuts ammonia cost with new Australia import terminal. ICIS as part of the LexisNexis® Risk Solutions Group (Hg.). Unter: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2000/07/05/116142/orica-cuts-ammonia-cost-with-new-australia-import-terminal/> (abgerufen am 21.07.2021)

⁵⁰⁵ Beate Krol: Erneuerbare Energien. Der Energieverbrauch in Deutschland. Westdeutscher Rundfunk Köln (Hg.). Unter: https://www.planet-wissen.de/technik/energie/erneuerbare_energien/energieverbrauch-deutschland-100.html (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁰⁶ swb AG: Wasserstoffstrategie H2. In Bremen liegt der Schlüssel. Unter: <https://www.swb.de/ueber-swb/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoff/elektrolyseur> (abgerufen am 21.06.2021)

Transport subsectors	EU	DE	NL	FR	ES	IT	UK	NO	CH	UA	RU	JP	KR	CN	AU	CA	MO
Passenger cars	✗	(✓)	✓	✗	(✓)	(✓)	(✓)	(✓)	✗	✓	✗	✓	✓	✓	(✓)	✓	✗
Buses	✓	✓	✓	✓	(✓)	(✓)	✓	(✓)	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	(✓)
Trucks	✓	✓	✓	✓	(✓)	(✓)	✓	✓	✓	(✓)	✗	✓	✓	✓	✓	✓	(✓)
Rail	✓	✓	✗	✓	(✓)	(✓)	✓	(✓)	✗	(✓)	(✓)	(✓)	(✓)	✓	✗	(✓)	✗
Ships	✓	✓	(✓)	✓	(✓)	(✓)	✓	✓	✗	(✓)	✗	✓	(✓)	(✓)	✓	✓	✗
Aviation	✓	✓	(✓)	(✓)	(✓)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	(✓)	✗	✗	✗
Other*	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	(✓)	(✓)	✗	✓	✗

✓ main subsector (✓) less relevant ✗ not addressed

* Material handling, light utility vehicles, special purpose vehicles (e.g. construction machinery, towing tractors) and drones

Abbildung 55: Fokus auf Verkehrsmittel⁵⁰⁷

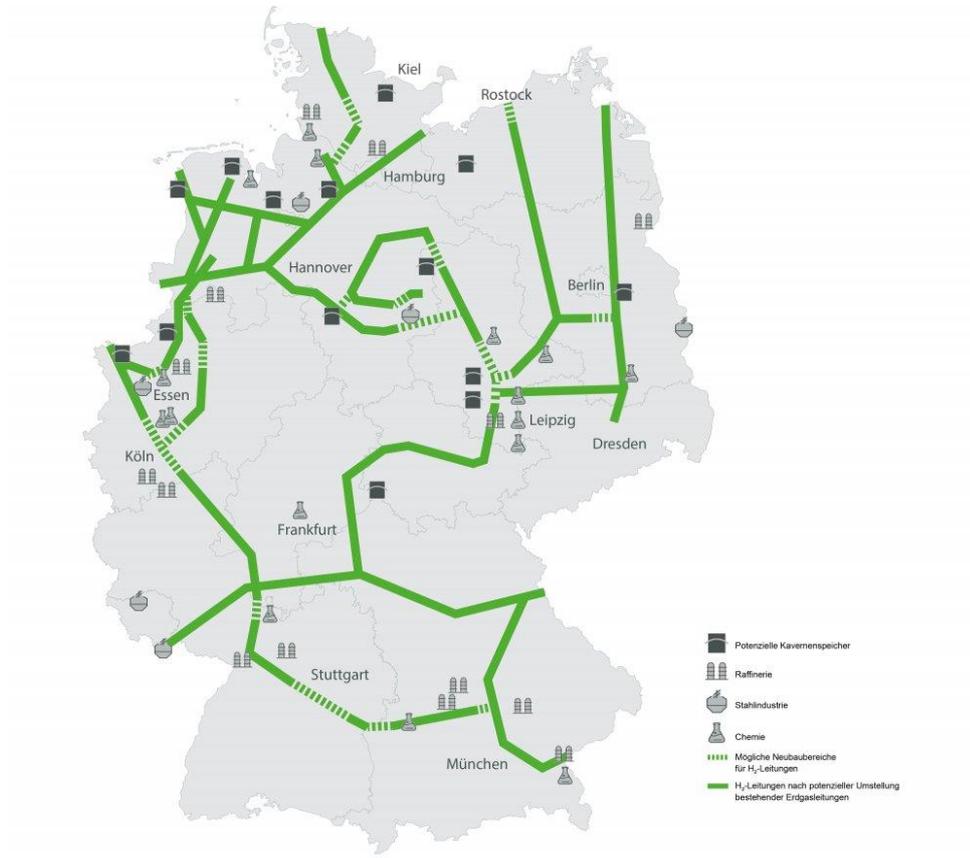
Für Teilbereiche des Transportbereiches, wie dem Schiffs- und Flugverkehr, ist der Einsatz von PtX mit einer hohen Energiedichte, wie z.B. Kerosin, Diesel, Methanol oder Ammoniak, geeignet, um eine sofortige Klimaneutralität zu erreichen.

Für die Wärmeversorgung der privaten Haushalte bietet sich neben der Direktnutzung von regenerativem Strom und synthetischem Heizöl eine Versorgung über das vorhandene Erdgasverteilernetz mit synthetischem Methan an. Für eine alternative Nutzung von Wasserstoff müssten sowohl alle Heizungsanlagen als auch das Verteilernetz auf Wasserstofftechnologie umgestellt werden.

Allgemein stellt die Wasserstoffnutzung die größte Herausforderung und damit den größten Forschungsbedarf dar. Hierzu hat die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. Anfang 2020 eine Karte für ein „visionäres Wasserstoffnetz (H₂-Netz)“ erstellt, das in Abbildung 56 gezeigt ist.

⁵⁰⁷ Uwe Albrecht et al.: INTERNATIONAL HYDROGEN STRATEGIES. WORLD ENERGY COUNCIL GERMANY (Hg.). Unter: https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf (abgerufen am 21.06.2021)

Vision für ein H₂-Netz



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Abbildung 56: Vision für ein Wasserstoffnetz in Deutschland⁵⁰⁸

Auf dieser Karte wird ein Verteilernetz für Wasserstoff, basierend auf vorhandenen Leitungen des Erdgasnetzes, dargestellt. Hierbei sind sowohl Lagerkapazitäten in Kavernen als auch Anschlüsse an Häfen für einen möglichen Import und die Versorgung von den größten industriellen Verbrauchern berücksichtigt.

Eine bestmögliche Anbindung einer Wasserstoff-Importpipeline sollte untersucht werden.

Forschungsbedarf besteht hinsichtlich der strategischen Entscheidung, inwieweit das Erdgasnetz in Deutschland auf Wasserstoffnutzung umgestellt werden sollte. Wenn z.B. für die Versorgung der Haushalte mit Wärme auf synthetisches Erdgas gesetzt werden soll, muss dieser Teil des Netzes dafür weiterhin vorgehalten werden.

⁵⁰⁸ Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.: Vision für ein H₂-Netz. Unter: <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/> (abgerufen am 21.06.2021).

9.2 Stärken und Schwächen der Technologien bezüglich ihrer Anwendung und Folgerungen für die deutsche maritime Industrie

Im Umfeld der maritimen Industrie, insbesondere bei Transport und Umschlag, sind Investitionsgüter (Schiffe, Rangierloks, Brücken, Krane usw.) mit langer Lebensdauer im Einsatz.

Tabelle 52: Stärken und Schwächen von H2 und PtX Technologien⁵⁰⁹

H2 und PtX Technologien	Stärken	Schwächen
H2-Direktnutzung	<ul style="list-style-type: none"> – Kohlenstofffreie Technologie – Hoher Wirkungsgrad – Hohes Weiterentwicklungspotential – Erdgasnetz in Deutschland nutzbar – Kavernen in Deutschland nutzbar – Wasserstoff ist ein wichtiger Grundstoff für PtX 	<ul style="list-style-type: none"> – Aufwändige Transport- und Lagermöglichkeiten im Import – Neubau der Import-Infrastruktur notwendig (Schiffe, Umschlagsterminals) – Einsatz in Antrieben nur in verflüssigter oder komprimierter Form sinnvoll
Methan	<ul style="list-style-type: none"> – Direkte Nutzbarkeit der Erdgasinfrastruktur (Pipelines, Schiffe, Kavernen, Umschlagsterminals) – Leichte Umrüstung von Verbrennungsmotoren 	<ul style="list-style-type: none"> – Herstellungsverfahren für Klimaneutralität aufwändiger als H2-Direktnutzung – Einsatz als Kraftstoff nur in verflüssigter oder komprimierter Form sinnvoll – Beim Umgang mit Methan ist auf Methanschluß zu achten (Methan ist um das 20-fache klimaschädlicher als CO₂)
Ammoniak	<ul style="list-style-type: none"> – Kohlenstofffreie Technologie – Relativ hohe Energiedichte (Eignung als Schiffsantrieb) 	<ul style="list-style-type: none"> – Aufwändiges Herstellungsverfahren für Klimaneutralität – Giftiges Gas, das stark riecht und farblos ist – In der Antriebstechnik ohne Reduktion schwer einsetzbar und teilweise verboten
Methanol	<ul style="list-style-type: none"> – Relativ hohe Energiedichte (Eignung auch als Schiffsantrieb) 	<ul style="list-style-type: none"> – Aufwändiges Herstellungsverfahren für Klimaneutralität – Kontaktgift
Benzin, Diesel, Kerosin	<ul style="list-style-type: none"> – Höchste Energiedichte (Eignung für Antriebe aller Art) – Bei Import als E-Crude Weiternutzung der Raffinerien, Tankerflotte, Bunkerkapazitäten und Hafenumschlaganlagen – Weiternutzung der vorhandenen Infrastruktur (Verkehrsträger, Tankstellennetz, usw.) 	<ul style="list-style-type: none"> – Aufwändigstes Herstellungsverfahren für Klimaneutralität

⁵⁰⁹ ISL: Daten auf Basis eigener Erhebungen.

Die Stärken aller Technologien sollten genutzt werden, um einen sanften, aber schnellen Umstieg auf klimaneutrale Energieträger zu erreichen. Insbesondere eignen sich synthetisches Methan und die synthetischen Kraftstoffe Benzin, Diesel und Kerosin für einen sofortigen Umstieg. In einigen Anwendungsbereichen wird sich der Einsatz dieser Technologien auch längerfristig etablieren.

Für den Import von tiefkaltem Wasserstoff per Schiff liegt eine grundsätzliche Problemstellung vor, die es mit Forschung zu lösen gilt. Nach der Anlandung des tiefkalten Wasserstoffs (- 253 °C) ist eine Weiterkühlung bis zum Verbrauch notwendig, es sei denn, der Wasserstoff wird für eine Lagerung in Kavernen erwärmt. Dann ist die zur Kühlung eingesetzte Energie verloren und muss für eine Weiterverwertung ggf. neu eingesetzt werden.

9.3 Potenzielle Auswirkungen auf deutsche Häfen

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen und die Anforderungen, die der Wandel zu einer Wasserstoffgesellschaft erfordert, diskutiert. Dabei wird zunächst auf die Rolle von Seehäfen beim Import von Wasserstoff und PtX eingegangen. Der Blick auf diese Rolle wird geprägt durch die Perspektive aus Szenario 1, das in Abschnitt 8.1.1 dargestellt wurde. Im Anschluss wird diskutiert, in welchen Bereichen Seehäfen Anwender von Wasserstoff und PtX werden können.

9.3.1 Seehäfen als Importeure von Wasserstoff und PtX

In Abschnitt 8.1.1 wurde ein Szenario zur diversifizierten Nutzung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern auf Basis der dena-Leitstudie mit 95 % CO₂ Einsparung⁵¹⁰ aufgestellt. In diesem Szenario werden auch Importe berücksichtigt. Ein Teil der Importe von Wasserstoff wird über Pipelines durchgeführt (190 TWh/a), während der größere Anteil (554 TWh/a) über Schiffe importiert wird. Da Transportschiffe für Wasserstoff noch nicht ausgereift sind, wird angenommen, dass auch 2050 der Anteil der Schiffstransporte von reinem Wasserstoff relativ gering ist. Es wird ferner angenommen, dass jeweils 130 TWh/a in Form von SNG/Methan, Ammoniak, Methanol und E-Crude eingeführt werden. Diese Importe werden mit Seeschiffen über bestehende, geplante und fiktive, noch zu planende Seeterminals durchgeführt. Die Gesamtimporte von Wasserstoff und PtX-Energieträgern belaufen sich 2050 auf insgesamt 744 TWh.⁵¹¹ Die Entwicklung des Szenarios nach den einzelnen Entwicklungsschritten ist in Tabelle 53 dargestellt.

⁵¹⁰ Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil B, S. 15, 166f. Unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (abgerufen am 08.04.2021)

⁵¹¹ Ebd.

Tabelle 53: Aufteilung der Schiffsimporte auf die Energieträger entsprechend Szenario 1

Jahr	Importe per Schiff					Importe per Schiff Gesamt [TWh/a]	Importe von Wasserstoff per Pipeline [TWh/a]	Importe Gesamt [TWh/a]
	Wasserstoff [TWh/a]	SNG/Methan [TWh/a]	Ammoniak [TWh/a]	Methanol [TWh/a]	E-Crude/Rohöl [TWh/a]			
2030	1	0	0	0	0	1	0	0
2040	11	5	5	5	5	31	0	31
2050	34	130	130	130	130	554	190	744

In Kapitel 9.1.3 wurde dargestellt, in welcher Höhe Einfuhren von Methan, Rohöl, Methanol und Ammoniak nach Deutschland durchgeführt werden. Es wurde jeweils geprüft, welche Mengen insgesamt eingeführt werden und welche Teile dieser Mengen über deutsche Seehäfen eingeführt werden. Dadurch wird dargestellt, welche Mengen eines Energieträgers mindestens mit bestehender Infra- und Suprastruktur importiert werden können.

Tabelle 54: Einfuhren untersuchter Energieträger insgesamt und über deutsche Häfen⁵¹²

Energieträger	Gesamteinfuhren nach Deutschland 2020 [TWh/a]	Einfuhr über deutsche Seehäfen 2020 [TWh/a]
Wasserstoff	0,04	n/a
LNG/Erdgas	1.218,9	0,8
Ammoniak	2,9	n/a
Methanol	8,14	n/a
Rohöl	985,5	256,1

Anhand von Tabelle 54 wird verdeutlicht, dass Wasserstoff und PtX-Energieträger derzeit nur in geringen Mengen eingeführt werden und insbesondere die ebenfalls untersuchten Energieträger Erdgas (verflüssigt oder gasförmig) sowie Rohöl eine große Rolle bei der Einfuhr von Energie spielen. Ferner wird deutlich, dass deutsche Seehäfen beim Import der untersuchten Energieträger nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Import von LNG/Erdgas über deutsche Seehäfen beträgt weniger als 1 TWh/a, Rohöl wird in größeren Mengen eingeführt, im Jahr 2020 waren es 256,1 TWh/a. Für einige der Energieträger gibt es keine Statistiken über die Menge, die über Seehäfen eingeführt wurde. Dies wurde bereits ausführlich in Abschnitt 9.1.3 dargestellt.

⁵¹² ISL: eigene Darstellung basierend auf Datenquelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Genesis-Online, Datenlizenz by-2-0. Unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (abgerufen am 16.06.2021)

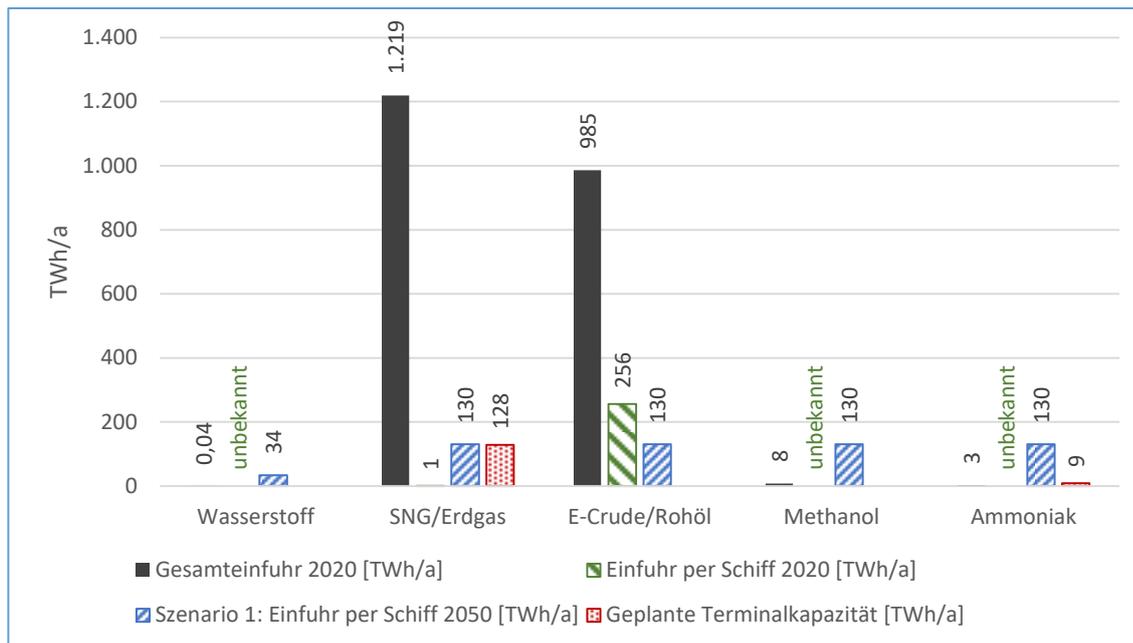


Abbildung 57: Gegenüberstellung von tatsächlichen Einfuhren, Szenario 1 und geplanten Terminalkapazitäten⁵¹³

In Abbildung 57 werden die tatsächlichen Einfuhren den Annahmen aus Szenario 1 sowie bestehenden Planungen für unterschiedliche Importterminals gegenübergestellt. Dadurch wird erörtert, für welche Energieträger bereits eine ausreichende Menge an Importstrukturen besteht oder geplant ist und bei welchen Energieträgern dringender Handlungsbedarf besteht.

Wasserstoff

Für Wasserstoff besteht keine dedizierte Infrastruktur. 2020 wurde nur eine sehr geringe Menge Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 0,04 TWh/a nach Deutschland eingeführt. Ob ein Teil dieser Menge über Seehäfen importiert wurde, ist unbekannt. Es bestehen aktuell keine Planungen für ein dediziertes Wasserstoffimportterminal in Deutschland, um die im Szenario 1 ermittelten Einfuhren in Höhe von 34 TWh/a zu bewältigen. Vor dem Hintergrund der Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie sollte die Errichtung einer Wasserstoffinfra- und Suprastruktur eine hohe Priorität haben. Eine diskutierte Umrüstung von LNG-Importterminals für den Import von Wasserstoff scheint technisch nicht lösbar zu sein.⁵¹⁴ Die deutlich geringere Transport- und Lagertemperatur von Flüssigwasserstoff gegenüber LNG stellt deutlich erhöhte Anforderungen an Umschlaggerät und Lagertanks. Die Lagertanks für Flüssigwasserstoff müssten eine deutlich höhere Isolierung als LNG-Lagertanks aufweisen, um die *boil-off rate* (BOR)⁵¹⁵ gering zu halten. Landseitige Lagertanks für LNG ermöglichen abhängig von der Außentemperatur eine BOR zwischen 0,023 %/Tag und 0,03 %/Tag.⁵¹⁶ Bei Tanks von

⁵¹³ Ebd.

⁵¹⁴ Mariko GmbH: Synergieeffekte beim Import von Energieträgern mit einem niedersächsischen LNG-Terminal. Unter: <https://greenshipping-niedersachsen.de/wp-content/uploads/2021/04/LNG.Agentur-Studie-Terminalsynergien.pdf> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵¹⁵ Die *boil off rate* (BOR) beschreibt die tägliche prozentuale Menge des gelagerten Wasserstoffs, die durch Überschreiten der Siedetemperatur den Aggregatzustand wechselt und gasförmig wird.

⁵¹⁶ T. Włodek: Analysis of boil-off rate problem in Liquefied Natural Gas (LNG) receiving terminals. Unter: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/214/1/012105/pdf> (abgerufen am 06.08.2021)

LNG-Tankern liegt die BOR zwischen 0,1 %/Tag und 0,15 %/Tag.⁵¹⁷ Tanks für die Lagerung von Flüssigwasserstoff weisen eine BOR zwischen 0,4 %/Tag und 1,3 %/Tag auf.⁵¹⁸ Würde Flüssigwasserstoff in LNG Tanks gelagert werden, würde die BOR aufgrund der geringeren Isolierung deutlich höher ausfallen.

Erdgas/SNG

Es wurden 2020 große Mengen Erdgas nach Deutschland eingeführt, wovon allerdings nur ein zu vernachlässigender Bruchteil über Seehäfen importiert wurde. Es wurde bereits angekündigt, dass dedizierte Importstrukturen errichtet werden sollen.^{519, 520, 521} Diese Importterminals sind zwar für den Import von LNG geplant, es wird aber im Rahmen des Szenarios davon ausgegangen, dass sie in Zukunft für den Import von SNG genutzt werden. Kumuliert könnten über diese Terminals SNG mit einem Energiegehalt von etwa 128 TWh/a importiert werden. Dadurch wären die Bedarfe des Szenarios in Höhe von 130 TWh/a fast komplett gedeckt.

Rohöl/E-Crude

Terminalkapazität für den Import von Rohöl ist bereits in genügendem Maße vorhanden. Über Seehäfen wurde 2020 Rohöl mit einem Energiegehalt von 256 TWh importiert. Der Importbedarf entsprechend des Szenarios in Höhe von 130 TWh/a ist dadurch übererfüllt, wenn statt Rohöl synthetisches E-Crude importiert wird. Es wird angenommen, dass auf Basis des Szenarios für den zukünftigen Import von E-Crude nicht die gesamten derzeit bestehenden Terminalkapazitäten benötigt werden, die heute für den Import von fossilem Rohöl eingesetzt werden. Es ist vor diesem Hintergrund gesondert zu untersuchen, ob ein Teil der bestehenden und im Szenario nicht mehr vollständig benötigten Terminalkapazitäten umgerüstet werden könnten, um darüber Energieträger wie beispielsweise Methanol, für die entsprechend des Szenarios nicht genügend Kapazitäten bestehen, zu importieren.

Methanol und Ammoniak

Methanol und Ammoniak wurden 2020 beide in sehr geringen Mengen importiert, der Anteil, der dabei über Seehäfen eingeführt wurde, ist unbekannt. Während für Methanol keine dedizierte Importinfrastruktur geplant ist, hat Uniper SE ein Importterminal für Ammoniak angekündigt⁵²², über das etwa 9 TWh/a importiert werden könnten. Um das Szenario zu erfüllen und jeweils 130 TWh/a in Form von Ammoniak und Methanol einzuführen, müssen deutlich höhere Importkapazitäten realisiert werden.

9.3.2 Seehäfen als Anwender von Wasserstoff und PtX

In Seehäfen sind unterschiedliche Akteure mit unterschiedlichen Aufgaben in den maritimen Transportketten aktiv. In diesem Abschnitt wird ein Überblick über unterschiedliche Möglichkeiten gegeben, wie diese Akteure

⁵¹⁷ Wärtsilä Corporation: Boil-off rate (BOR). Unter: [https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-\(bor\)](https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-(bor)) (abgerufen am 06.08.2021)

⁵¹⁸ Guillaume Petitpas: Thermodynamic and Economic Modeling of Boil-off Losses in Liquid Hydrogen Handling Processes. Unter: https://www.energy.gov/sites/default/files/2018/07/f53/fcto_webinarslides_boil_off_losses_062618.pdf (abgerufen am 06.08.2021)

⁵¹⁹ Hanseatic Energy Hub GmbH: Das LNG-Terminal in Stade. Unter: <https://www.hanseatic-energy-hub.de/> (abgerufen am 02.07.2021)

⁵²⁰ German LNG Terminal GmbH: Ausstattung des Terminals und Kennzahlen. Unter: <https://germanlng.com/ausstattung-des-terminals-und-kennzahlen/?lang=de> (abgerufen am 05.07.2021)

⁵²¹ DVV Media Group GmbH: Deutsche LNG Terminals: Was ist der Stand? Unter: <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/politik-regulierung/detail/news/deutsche-lng-terminals-was-ist-der-stand.html> (abgerufen am 02.07.2021)

⁵²² Uniper SE: Uniper Plans to Make Wilhelmshaven a Hub for Climate friendly Hydrogen. Unter: <https://www.uniper.energy/news/uniper-plans-to-make-wilhelmshaven-a-hub-for-climate-friendly-hydrogen> (abgerufen am 02.07.2021)

ihren Betrieb auf Wasserstoff und klimaneutrale PtX umstellen könnten. Die Möglichkeiten sind vielseitig, weshalb dieser Überblick für die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und PtX in Häfen nur exemplarisch ist und keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Wasserseitig sind unterschiedliche Einheiten im Einsatz, die große Frachtschiffe beim Manövrieren unterstützen. Dies sind vor allem Schlepper, können allerdings auch Lotsenboote oder in einigen Häfen auch Festmacherboote sein. Bei allen diesen Einheiten bestehen Möglichkeiten, durch Umrüstung auf CO₂-neutrale Antriebsarten umzustellen. Während für kleinere Einheiten gegebenenfalls eine Umstellung auf Batteriebetrieb möglich ist, könnten bei größeren Schiffen in der Zukunft gegebenenfalls Brennstoffzellen oder synthetische Kraftstoffe zum Einsatz kommen, wie erste Projekte bereits darstellen.⁵²³ Die Umstellung der Antriebsart ist auch bei anderen Einheiten wie Barkassen⁵²⁴, Behördenbooten⁵²⁵ oder Fähren⁵²⁶ etc. denkbar.

Auch Umschlagsgeräte wie Mobilkräne oder Containerbrücken⁵²⁷ könnten langfristig auf CO₂-neutrale synthetische Kraftstoffe umgestellt werden. Insbesondere Verkehre, die auf der Terminalfläche fahren, beispielsweise Van Carrier oder Reach Stacker, werden in der Regel noch mit üblichem Dieseldieselkraftstoff betrieben. In Pilotprojekten wurden solche Fahrzeuge bereits mit einem batterieelektrischen Antrieb ausgerüstet.⁵²⁸ Vor diesem Hintergrund sollte untersucht werden, wie bestehende Fahrzeuge entweder mit synthetischem Dieseldieselkraftstoff betrieben werden könnten oder ob eine Umrüstung auf den Betrieb mit Brennstoffzellen bzw. anderen synthetischen, CO₂-neutralen Energieträgern möglich ist.

In Pack- und Servicebetrieben werden oft Kleinfahrzeuge wie Gabelstapler eingesetzt. Neben einem Dieseldieselbetrieb werden solche Flurförderfahrzeuge oft auch mit Gas⁵²⁹ oder batterieelektrisch⁵³⁰ betrieben. Sowohl mit Diesel als auch mit Gas betriebene Kleinfahrzeuge könnten auf den Betrieb mit CO₂-neutralen Kraftstoffen umgerüstet werden. In ersten Studien wurde außerdem bereits verifiziert, dass diese Kleinfahrzeuge auch mit Brennstoffzellen betrieben werden könnten.⁵³¹

⁵²³ Jasmina Ovcina: Port of Antwerp to convert a tug to methanol in a 'world's first'. Navingo BV (Hg.). Unter: <https://www.offshore-energy.biz/port-of-antwerp-to-convert-a-tug-to-methanol-in-a-worlds-first/> (abgerufen am 22.07.2021)

⁵²⁴ Naida Hakirevic Prevljak: Port of Emden to get methanol-powered harbor boat. Navingo BV (Hg.). Unter: https://www.offshore-energy.biz/port-of-emden-to-get-methanol-powered-harbor-boat/?utm_source=offshore-energy&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-07-23 (abgerufen am 23.07.2021)

⁵²⁵ Bundesministerium für Bildung und Forschung Unterabteilung Nachhaltigkeit: Umweltschonende Technologie: Neues Forschungsschiff Uthörn wird mit grünem Methanol angetrieben. Unter: https://www.fona.de/de/aktuelles/nachrichten/2021/210906_Utoern.php (abgerufen am 22.07.2021)

⁵²⁶ Stena Line GmbH & Co. KG: Supergreen mit Methanol. Methanol - der Treibstoff der Zukunft. Unter: <https://www.stenaline.de/supergreen/treibstoff-der-zukunft> (abgerufen am 22.07.2021)

⁵²⁷ Containerbrücken werden in der Regel elektrisch betrieben, gegebenenfalls wird der Strom allerdings mit einem Generator auf dem Hafengelände erzeugt. In diesem Fall könnten klimaneutrale PtX für den Generatorbetrieb eingesetzt werden.

⁵²⁸ Port Technology International: Kalmar Unveils First Electric Reach Stacker. Maritime Information Services Ltd. (Hg.). Unter: https://www.porttechnology.org/news/kalmar_unveils_first_electric_reachstacker/ (abgerufen am 22.07.2021)

⁵²⁹ Linde Material Handling GmbH: Vollendung bis ins Detail. Die Dieselstapler und Gasstapler H20 – H35 mit hydrostatischem Antrieb. Unter: <https://www.linde-mh.de/dieselstapler-gasstapler-h20-h35/> (abgerufen am 22.07.2021)

⁵³⁰ Linde Material Handling GmbH: Elektronischer Kompaktantrieb mit Präzision und Leistung. Elektro stapler. Unter <https://www.linde-mh.de/elektrostapler/> (abgerufen am 22.07.2021)

⁵³¹ Jungheinrich AG: Jungheinrich präsentiert die Studie einer Direktmethanol-Brennstoffzelle für Flurförderzeuge. Unter: <https://www.jungheinrich.com/presse-events/pressemitteilungen/jungheinrich-praesentiert-die-studie-einer-direktmethanol-brennstoffzelle-fuer-flurfuerderzeuge-4458> (abgerufen am 22.07.2021)

9.3.3 Seehäfen als Wasserstoffhubs

In Häfen treffen unterschiedliche Akteure maritimer Transportketten aufeinander. Da Güter in großen Mengen über Häfen importiert werden, ist es insbesondere für industrielle Verbraucher attraktiv, Standorte in der Nähe von Häfen zu errichten. Dadurch können die Transportketten mit kurzen Distanzen ökonomischer gestaltet werden. Häfen sind auch ein Knotenpunkt unterschiedlicher Verkehrsträger und Verkehrsmittel und sind in der Regel gut an das Schienen- und Straßennetz sowie an Binnen- und Seeschiffahrtsstraßen angeschlossen. Zukünftige Importe von Wasserstoff und PtX-Energieträgern, die über Seehäfen nach Deutschland kommen, können dadurch gut zu Verbrauchern im ganzen Land transportiert werden.

Seehäfen sind somit durch ihre zentrale Funktion bereits jetzt zentraler Lager- und Umschlagspunkt für nationale und internationale Transporte unterschiedlichster Produkte. Die den Häfen in den Wasserstoffstrategien zugedachte Rolle als Wasserstoffhub ist insbesondere vor dem Hintergrund, dass Häfen bereits eine ähnliche Hubfunktion für fossile Energieträger und Rohstoffe haben, erfüllbar. Häufig sind beispielsweise Raffinerien in der Nähe von Häfen oder sogar auf dem Hafengelände angesiedelt, um die Transportwege für den Hinterlandtransport beispielsweise von Rohöl kurz zu halten.^{532, 533, 534} Häfen können auch der Ausgangspunkt für die Be- bunkering von Schiffen sein; grundsätzlich können Schiffe per Truck (Truck-To-Ship, TTS), direkt von einem Terminal im Hafen (Port-To-Ship, PTS) oder per Bunkerschiff (Ship-To-Ship, STS) bebunkert werden. Während die TTS-Bebunkering vor allem für kleine Einheiten oder in kleinen Häfen genutzt wird, ist die Be- bunkering per PTS aufgrund des notwendigen Verholmanövers für die Be- bunkering sehr zeitaufwändig und wird eigentlich nur genutzt, um Bunkerschiffe zu beladen. Für Seeschiffe ist bereits jetzt die Be- bunkering per STS die verbreitetste Variante⁵³⁵, da sie während der Ladeoperationen durchgeführt werden kann. Dass diese Bunker- methode sich bereits als die sinnvollste, insbesondere im Bereich gasförmiger Energieträger, durchgesetzt hat, wird am Hafen von Rotterdam deutlich.⁵³⁶ Ein Hafen, der Wasserstoffhub sein soll, könnte – genügend Lager- kapazitäten und ein Beladungsterminal für Bunkerschiffe vorausgesetzt – ein zentraler Bezugspunkt für Bun- kerschiffe sein, die hier Wasserstoff und PtX-Energieträger laden, um Be- bunkering in einem großen Areal durchzuführen.

9.4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse in Kapitel 8 und Auswertungen in Kapitel 9 haben gezeigt, dass den ambitionierten Klimazielen in Deutschland derzeit unzureichende Erzeugerkapazitäten entgegenstehen.

⁵³² Port of Rotterdam: Raffinerie und Chemie. Unter: <https://www.portofrotterdam.com/de/niederlassung/industrie-im-hafen/raffinerie-und-chemie> (abgerufen am 21.07.2021)

⁵³³ Hühthig GmbH: Raffinerie-Betreiber investieren Milliarden in Antwerpen. Unter: <https://www.chemietechnik.de/markt/raffinerie-betreiber-investieren-milliarden-in-antwerpen.html> (abgerufen am 21.07.2021)

⁵³⁴ Hafen Hamburg Marketing e.V.: Holborn Europa Raffinerie GmbH. Unter: <https://www.hafen-hamburg.de/de/adressen/holborn-europa-raffinerie-gmbh-94422/> (abgerufen am 21.07.2021)

⁵³⁵ Weitere Informationen unter Vogler et al.: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen. Germanischer Lloyd SE, Hamburg (Hg.). S. 40. Unter: https://silo.tips/queue/machbarkeitsstudie-zum-bunkern-von-flussiggasen-in-deutschen-hfen?&queue_id=1&v=1628054070&u=ODAuMjQ1LjEzNy44Mg== (abgerufen am 04.08.2021)

⁵³⁶ Weitere Informationen unter Adnan Bajic: Port of Rotterdam: shipping sector embracing LNG as fuel. Unter: <https://www.offshore-energy.biz/port-of-rotterdam-shipping-sector-embracing-lng-as-fuel> (abgerufen am 13.11.2020)

Zusammenfassend kann die Empfehlung ausgesprochen werden, alle Möglichkeiten zur Erzeugung regenerativen Stroms auszuschöpfen. Wo dieser Strom nicht direkt als Energieträger genutzt werden kann, sollten Wasserstofftechnologien eingesetzt werden. Dabei ergibt sich aus der Aufstellung der Stärken und Schwächen von Wasserstoff und der PtX-Energieträger die Sinnhaftigkeit deren Einsatzes im Bereich ihrer Stärken.

Die inländische Erzeugung sollte sich dabei wie beschrieben auf eine H₂-Direktnutzung konzentrieren. Hierbei ist die Speicherung in Kavernen und ein Anschluss von Großindustrie über ein Verteilernetz geeignet, schnelle Erfolge zu erzielen. Der Import von PtX wie E-Crude, synthetischem Methanol oder synthetischem Methan bietet die Option, aufgrund bestehender Infrastruktur einen schnellen Effekt der Einsparung von Treibhausgasen, insbesondere der Sektoren Haushalt und Logistik, zu erreichen.

Die Analyse der weltweiten Hotspots der Wasserstofftechnologien hat gezeigt, dass viele Länder Export-Ambitionen haben. Hier sind politische und wirtschaftliche Anstrengungen gefragt, möglichst zügig Partnerschaften zur Sicherung von Kapazitäten und Konditionen der Lieferungen zu verhandeln, um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Seehäfen sicherzustellen. Der mit den deutschen Seehäfen in Konkurrenz stehende Hafen Rotterdam ist auf diesem Gebiet sehr aktiv und hat bereits mehrere direkte Partnerschaften zur Deckung der Nachfrage geschlossen.⁵³⁷

⁵³⁷ Schiffsverkehrs-Verlag Hansa GmbH & Co. KG: Rotterdam prüft H₂-Pipeline bis nach Nordrhein-Westfalen. Unter: <https://binnenschifffahrt-online.de/2021/06/featured/20829/rotterdam-prueft-h2-pipeline-bis-nach-nordrhein-westfalen/> (abgerufen am 05.07.2021)

10 Regelwerke

10.1 Regelwerke zur Sicherheit in der Logistik

Nachfolgend werden in diesem Abschnitt die verschiedenen relevanten nationalen und internationalen Regelwerke und gesetzliche Bestimmungen betrachtet, um festzustellen, ob Wasserstoff hierin bereits eine entsprechende Berücksichtigung findet und gegebenenfalls weitere Regeln als notwendig erachtet werden.

10.1.1 Bestimmungen für Wasserstoff im Rahmen von ADR - Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße

Innerhalb der EU ist für Gefahrguttransporte das „Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße“ – (engl. Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road, ADR^{538, 539}) zuständig. Im Rahmen des ADR werden Gefahrstoffe einzelnen Gefahrgutklassen zugeordnet, die durch Merkmale gekennzeichnet sind. Während des Transports zu Wasser, Luft, Schiene oder Lkw können Gefahren für Menschen und Umwelt entstehen, da bspw. durch unsachgemäße Behandlung oder Unfällen Gefahrstoffe Brände, Explosionen oder Umweltverschmutzungen verursachen können.

Gefahrgüter werden hierbei basierend auf den UN-Empfehlungen zum Transport gefährlicher Güter (UN Recommendations on the Transport of Dangerous Goods⁵⁴⁰) in verschiedene Gefahrgutklassen unterteilt. Diese Einteilung ist zwar nur eine Empfehlung und daher ohne gesetzliche Bindung, doch wird diese Einteilung von den meisten Ländern in den Gesetzen berücksichtigt, wie auch im europäischen ADR.

Im ADR werden insgesamt neun Gefahrgutklassen unterschieden, d.h. Gefahrgutklassen 1 bis 9, wobei Wasserstoff in der Gefahrgutklasse 2 deklariert ist:⁵⁴¹

„Gefahrgutklasse 2:

Bei der Beförderung von Gasen oder Gasgemischen mit einem oder mehreren Stoffen, muss man diese als Gefahrgutklasse 2 kennzeichnen. Beispiel für die Gefahrgutklasse 2 sind Haarspray, Propangas oder Wasserstoff. Bei der Beförderung von Gasen oder Gasgemischen sind vor allem zwei Dinge notwendig:

- Die Kennzeichnung dieser Gefahrgutklasse muss mit Großbuchstaben erfolgen. Die Buchstaben sind die Anfangsbuchstaben der englischen Bezeichnung.
- Bei der Bezeichnung steht der Buchstabe A beispielsweise für „asphyxiant“ und hat erstickende Eigenschaften. Dagegen steht das O für „oxidizing“ – brandfördernd. Der Buchstabe F steht für „flammable“ (entzündlich). Das T bedeutet „toxic“ (giftig) und das C bedeutet „corrosive“ (ätzend).“

⁵³⁸ Bundesamt für Strassen(CH): Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse. Band 1. Unter: <https://www.astra.admin.ch/dam/astra/de/dokumente/gefahrgut/adr-2021-band1.pdf.download.pdf/ADR%202021%20Band%20I.pdf> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵³⁹ Bundesamt für Strassen(CH): Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse. Band 2. https://www.astra.admin.ch/dam/astra/de/dokumente/gefahrgut/adr-2021_band2.pdf.download.pdf/ADR%202021%20Band%20II.pdf (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁴⁰ United Nations: UN Recommendations on the Transport of Dangerous Goods - Model Regulations Twenty-first revised edition. Unter: <https://unece.org/rev-21-2019> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁴¹ Vgl. mediaforwork: Gefahrstoffe und Gefahrgut. Gefahrgutklassen: Die Zuordnung der Gefahrstoffe zu 9 ADR-Klassen. Unter: www.safetyperts.de/gefahrstoffe-und-gefahrgut/gefahrgutklassen (abgerufen am 08.04.2021)

Die ADR-Vorschriften zu den einzelnen Gefahrgutklassen beziehen sich dabei u.a. auf:

- Gefahrguttransporte auf dem Straßen-, Schienen-, Wasser- und Luftweg
- die zu transportierenden Güter werden als Gefahrgut eingestuft. Je nachdem welcher Gefahrstoff transportiert wird, werden die entsprechenden Sicherheitsmaßnahmen zugeordnet.
- Durch die ADR-Vorschriften wird die Kennzeichnung durch die Gefahrzettel geregelt. Zudem schreiben die ADR-Vorschriften die Dokumentation über den Gefahrguttransport vor. Hier sind vor allem die Beförderungspapiere sowie die schriftliche Weisung eines Gefahrguttransports gemeint.
- Die Vorschriften regeln, wie die Behälter, Tanks und Fahrzeuge für Gefahrguttransporte beschaffen sein müssen.
- Die Vorschriften regeln, wann Unternehmen davon befreit sind.
- Lkw-Fahrer müssen einen Gefahrgutführerschein besitzen. Seit 2013 müssen sie im Besitz der sogenannten ADR-Karte sein.
- Der Fahrer des Lkw muss bei einer Kontrolle entsprechende Kenntnisse über die Gefahrgutvorschriften nachweisen.
- Alle Unternehmen, bei denen Gefahrstoffe im Umlauf sind, müssen einen Gefahrgutbeauftragten bestellen. In den meisten Fällen ist dies ein Beschäftigter der Firma. Allerdings kann auch ein externer Berater ins Unternehmen geholt werden.⁵⁴²

Seit dem 01. Januar 2021 gelten die neuen Gefahrgutvorschriften für die Straßenbeförderung (ADR), wobei die überwiegende Mehrheit der Änderungen aus Klarstellungen besteht. Festzuhalten ist, dass Wasserstoff in den Vorschriften des ADR berücksichtigt und der Gefahrgutklasse 2 zugeordnet ist.

10.1.2 Berücksichtigung von Wasserstoff in ATEX (ATmosphères EXplosibles)

"ATEX" ist eine Abkürzung aus dem Französischen und steht für explosionsfähige Atmosphären, d.h. ATmosphères Explosibles und ist die Kurzbezeichnung für die europäische Richtlinie 94/9/EG.⁵⁴³ Diese regelt das Inverkehrbringen von explosionsgeschützten, elektrischen und nicht-elektrischen Geräten, Komponenten und hier zugehörigen Schutzsystemen. Die Richtlinie 94/9/EG (ATEX^{544, 545} 100a) ist seit Juli 2003 in Kraft und hat Gültigkeit für alle Hersteller und Importeure in der Europäischen Union und der EFTA sowie der Türkei – und wurde durch die Richtlinie 2014/34/EU (ATEX95) ersetzt.

Die ATEX-Richtlinie gilt für elektrische und nicht-elektrische Geräte sowie Schutzeinrichtungen in industriellen explosionsgefährdeten Bereichen inkl. Bergbau. Darüber hinaus beinhaltet die Richtlinie sicherheits- und gesundheitsbezogene Steuer-, Kontroll- oder Regeleinrichtungen, die sich zwar außerhalb explosiver Umgebungen befinden können, aber die sichere Funktion von Geräten und Sicherheitssystemen zum Explosionsschutz

⁵⁴² Ebd.

⁵⁴³ TÜV AUSTRIA Deutschland GmbH: In der EU - ATEX-Zertifizierung. Unter: <https://www.tuv-ad.de/atex/> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁴⁴ Europäisches Parlament und der Rat: Richtlinie 94/9/EG vom 23. März 1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:31994L0009> (abgerufen am 18.08.2021)

⁵⁴⁵ Die nachgestellten Ziffern beziehen sich auf die jeweiligen Artikel des EG-Vertrags zur Regelung des freien Warenverkehrs zwischen den Mitgliedstaaten.

gewährleisten. In Abhängigkeit vom Risikobereich und dem entsprechenden Produkt fallen die Anforderungen und Verfahren zum Nachweis der Erfüllung der ATEX-Richtlinie (Konformitätsbewertungsverfahren) unterschiedlich aus. Die ATEX-Richtlinie wurde entsprechend der 11. Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (ProdSG) in deutsches Recht überführt. Darüber hinaus können ergänzende nationale Regelungen werden (bspw. in Deutschland bzgl. überwachungsbedürftige Anlage). Ergänzend hierzu gilt auf EU-Ebene die Richtlinie 1999/92/EG zur Sicherheit von Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmern bzgl. einer Gefährdung durch explosionsfähige Atmosphären. Diese ergänzende Richtlinie ist bekannt unter ATEX 118a und später ATEX 137.

Die überwiegende Zahl von tödlichen Arbeitsunfällen entsteht durch Fahrzeug/Transportmittel, Maschine/Anlage, Absturz, fallende/umkippende/umherfliegende Gegenstände und Explosion/ Verpuffung. Für eine Explosion in einer explosionsgefährdeten Umgebung sind drei Elemente notwendig, d.h. Brennstoffe (in Form von Gas oder Staub), Sauerstoff und eine Zündquelle, wie z. B. ein Funke, eine heiße Oberfläche oder ein Kurzschluss. In diesem Zusammenhang soll ATEX ermöglichen, dass Explosionsgefahren frühzeitig erkennbar werden, um Unfallrisiken zu minimieren. Bei einer Explosion wird eine große Menge an Energie mittels Bewegungs- und Druckenergie oder Wärme freigesetzt - i.d.R. unter Beteiligung von hochbrennbaren Flüssigkeiten, Gase, Staub, Flusen oder Feststoffe. Risiken bestehen daher überall dort, wo brennbare Stoffe hergestellt, verarbeitet, transportiert oder gelagert werden, bspw. u.a. in Raffinerien, Lackierereien, Fabriken, Mühlen, Reinigungsanlagen oder Tank- und Verladeanlagen.

Einer dementsprechenden Einordnung in den ATEX-Leitfaden für den internationalen Einsatz von Betriebsmitteln in explosionsgefährdeten Bereichen unterliegt auch Wasserstoff. Für den praktischen Explosionsschutz werden die entzündlichen Stoffe in Explosionsgruppen unterteilt. Diese Einteilung ist wichtig für einen Einsatz von Geräten, die in einer explosionsgefährdeten Umgebung genutzt werden und nach der ATEX-Richtlinie dürfen daher nur die entsprechend geeigneten Geräte verwendet werden.

Tabelle 55: Explosionsgruppen⁵⁴⁶

Explosionsfähige Atmosphäre	Typischer brennbarer Stoff	Gruppe
Gase und Dämpfe	Acetylen	IIc
	Wasserstoff	IIc oder IIb+2
	Ethylen	IIb
	Propan	IIa
	Methan	IIa
Staub	Metallstaub	IIIc
	Kohlestaub	IIIc
	Getreidestaub	IIIb
Fasern und Flusen	Holz, Papier oder Baumwollverarbeitung	IIIa

Aus Tabelle 55 ist zu erkennen, dass Wasserstoff der Explosionsgruppe IIc zugeordnet ist. Im Vergleich haben Gase der Gruppe IIc wesentlich geringere Mindestzündenergien als Gase der Explosionsgruppe IIa (z.B. Me-

⁵⁴⁶ ISL: Daten auf Basis eigener Erhebungen.

than), d.h. durch die hohe Zündempfindlichkeit von Wasserstoff können im Vergleich zu bspw. Methan (Erdgas) sehr viel schwächere potentielle Zündquellen wirksam werden.⁵⁴⁷ Um die Sicherheitsvorschriften einzuhalten, ist für die Transportmittel sowie die Treibstoffübernahme höhere Aufwände notwendig. Dieses verteuert den entsprechenden Transport.

10.1.3 Europäische Richtlinie für ortsbewegliche Druckgeräte 2010/35/EU

Aufgrund der Tatsache, dass Gefahrguttransporte auf Straßen, Schienen oder auch Binnenwasserstraßen eine erhebliche Unfallgefahr darstellen, ist von rechtlicher Seite sicherzustellen, dass sichere ortsbewegliche Druckgeräte, d.h. Umschließungen, insbesondere bei Beförderungen von unter Druck gesetzten Gasen und Flüssigkeiten, verwendet werden. In der Europäischen Richtlinie für ortsbewegliche Druckgeräte 2010/35/EU⁵⁴⁸ (Transportable pressure equipment concil directive - TPED) werden die hierfür geltenden Vorschriften festgelegt. In der Richtlinie 2008/68/EG zu Beförderungen gefährlicher Güter im Binnenland werden die jeweiligen Vorschriften internationaler Übereinkünfte (ADR, RID und ADN) auf die Beförderung in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten ausgeweitet. Der Grund hierfür war die Bedingungen für die Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, auf der Schiene und auf Binnenwasserstraßen in der EU zu harmonisieren und so die Funktionsfähigkeit des EU-Verkehrsbinnenmarkts zu garantieren. Ergänzend hierzu wurde 2011 die Richtlinie 2010/35/EU (TPED) mit ausführlichen Vorschriften für ortsbewegliche Druckgeräte verabschiedet, d.h. hinsichtlich der

- Pflichten der Wirtschaftsakteure
- Konformitätsbewertung
- Pi-Kennzeichnung
- Anforderungen an notifizierende Behörde (ZLS) und das Notifizierungsverfahren
- Erfahrungsaustausch
- Marktüberwachung
- Schutzklauselverfahren

Unter dem Begriff ‚ortsbewegliche Druckgeräte‘ werden Druckgefäße (Flaschen, Großflaschen, Druckfässer, Flaschenbündel, Gaspatronen etc.) und ihre Ventile und andere Zubehörteile, Tanks, Batteriewagen, Batterie-Fahrzeuge sowie Gascontainer mit mehreren Elementen und ihre Ventile und anderen Zubehörteilen verstanden, die zur Beförderung von Gasen auf Schiene, Straße und Binnenwasserwegen verwendet werden. Die für die Beförderung relevanten Gase sind entweder verdichtet (Helium, Argon, Wasserstoff), verflüssigt (Kohlendioxid), gelöst (Acetylen) oder tiefgekühlt verflüssigt (Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff) und bedeuten eine Gefährdung, da sie unter Druck stehen und erstickende, entzündliche, toxische oder andere Eigenschaften haben.

⁵⁴⁷ Volkmar Schröder et al.: Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen. Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (Hg.). Unter: <https://www.bgetem.de/redaktion/arbeitsicherheit-gesundheitsschutz/dokumente-und-dateien/brancheninformationen/energie-und-wasserwirtschaft/gasversorgung/abschlussbericht-zum-forschungsvorhaben-2539-sicherheitstechnische-eigenschaften-von-erdgas-wasserstoff-gemischen> (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁴⁸ EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE 2010/35/EU. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX:32010L0035> (abgerufen am 05.08.2021)

Diese TPED-Richtlinie beinhaltet somit auch die Beförderung von Wasserstoff und richtet sich an Hersteller, bevollmächtigte Vertreter, Importeure, Händler, Betreiber und Besitzer von bestimmten Arten ortsbeweglicher Druckgeräte zur Beförderung gefährlicher Güter auf Straße, Schiene und Binnenwasserstraße.⁵⁴⁹

10.1.4 Gültigkeit der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) bei Wasserstoff

Die Betriebssicherheitsverordnung⁵⁵⁰ ist Teil des Arbeitsschutzgesetzes, worin die entsprechenden Verordnungen für alle Arbeitsbereiche geregelt sind. Die aktuelle Fassung der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) stellt hierbei die Sicherheit bei der Verwendung von Arbeitsmitteln sicher. Ein komplexes Regelwerk deckt dabei unterschiedliche Arbeitsmittel ab und klärt, welche Bedingungen diese im Sinne des Arbeitsschutzes erfüllen müssen. Geregelt wird u.a. Gefährdungsbeurteilung in Bezug auf Arbeitsutensilien; Pflichten des Arbeitgebers; Gefahren durch Aktivierung, Deaktivierung und Freisetzung von Energie; Schutzmaßnahmen für die Verwendung von Arbeitsmitteln; Unterweisung der Belegschaft und die Prüfung von Arbeitsmitteln nach Vorschrift.

Im Anhang 2 der BetrSichV wird darüber hinaus explizit auf Explosionsgefährdungen und Druckanlagen eingegangen, d.h. für Arbeitgeber sind Eignung und Ausbildung von Prüfern in explosionsgefährdeten Arbeitsbereichen festgelegt. Zudem ist hier definiert, was Druckanlagen sind, wie diese zu prüfen sind und in welchen zeitlichen Abständen. Schließlich folgen detaillierte Tabellen, welche die Druckbehälter nach Prüfgruppen geordnet auflisten und direkt ersichtlich machen, welche Organisationen für die unterschiedlichen Prüfungen zuständig sind. In Anhang 3 werden die Themen Krane, Flüssiggasanlagen und Arbeitsmittel der Veranstaltungstechnik behandelt, d.h. u.a. Prüfungsrhythmen von verschiedenen Krantypen, Gültigkeit gesonderten Vorschriften für Anlagen mit brennbarem Flüssiggas. Die Anwendung der BetrSichV gilt auch grundlegend für Wasserstoff, wie bspw. für die Gefährdungsbeurteilung in Werkstätten, inkl. Fahrzeuge, für die Zulassung von Wasserstofftankstellen oder bei Errichtung und Betrieb von Anlage zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse von Wasser.

10.1.5 Anwendbarkeit des Gesetzes zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG)

Kern des Immissionsschutzrechts in Deutschland ist das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG).⁵⁵¹ Parallel werden mit dem BImSchG wichtige europarechtliche Neuerungen umgesetzt, d.h. u.a. die EG-Richtlinie über die Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung, die Industrieemissionsrichtlinie (IE-RL – zuvor IVU-Richtlinie), das Luftqualitätsrecht der EU sowie EU-Richtlinien für den Lärmschutz. Zudem wurde das Immissionsschutzrecht durch verschiedene internationale Übereinkommen beeinflusst. Das BImSchG deckt hier auch den Bereich Wasserstoff ab.

⁵⁴⁹ Mehr Information unter: Lloyd's Register Deutschland GmbH: Europäische Richtlinie für ortsbewegliche Flaschen und Großflaschen. 2010/35/EU. Unter: <https://www.lr.org/de-de/transportable-pressure-equipment-directive> (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁵⁰ Deutsche Bundesregierung: Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebssicherheitsverordnung - BetrSichV). Unter: https://www.gesetze-im-internet.de/betrnichv_2015/ (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁵¹ Deutsche Bundesregierung: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG). Unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bimSchG/index.html> (abgerufen am 05.08.2021)

Bezogen auf Treibstoffe gibt es Vorgaben seitens der EU zu einer Treibhausgasquote. Basierend auf dieser Quote sind Treibhausgasemissionen, die bei der Nutzung der Kraftstoffe entstehen, verpflichtend zu reduzieren, d.h. die Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit Kraftstoff mussten entsprechend der Vorgabe um 6 % bis zum Jahr 2020 sinken. Hierfür können strombasierte Kraftstoffe, zu deren Herstellung erneuerbarer Strom nicht biogenen Ursprungs genutzt wurde, beitragen. Hierzu gehören laut Anlage 1 der 37. BImSchV beispielsweise die folgenden Kraftstoffe:

- komprimiertes synthetisches Methan, welches durch einen Sabatier-Prozess mit Wasserstoff aus der durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse produziert wurde, und
- komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle, welcher durch eine vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse gewonnen worden ist.⁵⁵²

Generell werden Anlagen zur großtechnischen Produktion von Wasserstoff bereits heute durch entsprechende Regelwerke erfasst.⁵⁵³ Hierzu gehört auch das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), inkl. der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) und der Störfall-Verordnung (12. BImSchV).

10.1.6 Wasserstoff in den Normungssystemen ISO, IEC und EN

Normungen werden auf nationaler wie auf internationaler Ebene eingeführt, jedoch sind Normen grundsätzlich nicht verpflichtend in ihrer Umsetzung, d.h. Normen können aus bestimmten Gründen angewendet werden, jedoch besteht keine gesetzliche Notwendigkeit. Eine Ausnahme gilt nur, wenn eine oder mehrere Normungen vertraglich festgelegt wurden. Da Normen jedoch positive Effekte haben, z.B. Sicherheit und Vertrauen bei Produkten, werden Normen i.d.R. auch ohne gesetzliche oder vertragliche Vorgaben eingehalten. In der EU werden neue Normen als EN-Norm klassifiziert, d.h. die auf nationaler Ebene bestehenden Normen (z.B. DIN-Norm) erhalten einen entsprechenden Zusatz. Demzufolge bedeutet eine DIN-EN-Norm, dass eine in Deutschland festgelegte Norm als europäische EN-Norm definiert ist. EN-Normen werden mittels einem aus drei europäischen Komitees bestehendem Gremium und durch einen standardisierten Prozess festgelegt. EN-Normen können von jedem Mitglied einer europäischen Normungsorganisation vorgeschlagen werden. In Deutschland hat sich die EN-Norm neben der DIN-Norm größtenteils bei bestehenden Normen durchgesetzt, d.h. zahlreiche Normen tragen demnach die Bezeichnung DIN-EN und dabei sind diese oftmals auch mit ISO-Normen übereintreffend.

Die ISO-Norm bedeutet „International Organisation for Standardization“⁵⁵⁴ und bestimmt internationale Normen, um Industriestandards zu definieren und technische Regeln vergleichbarer zu machen und diese damit auch zu vereinfachen. ISO-Normen sind vor allem mechanischer Natur, wobei sich für den Bereich Elektrik und Elektronik die IEC-Normen der „International Electrotechnical Commission“⁵⁵⁵ durchgesetzt haben. Ebenso wie EN-Normen können auch ISO-Normen ausschließlich als ISO definiert sein oder als ursprünglich europäische oder nationale Norm mit dem ISO-Zusatz geführt werden. Am Beispiel von DIN-Normen bedeutet dieses dann wie bei EN-Normen, dass DIN-Normen auch internationalen Anforderungen entsprechen.

⁵⁵² Umweltbundesamt: Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe. Unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/kraft-betriebsstoffe/vollzug-der-37-bimschv-anrechnung-strombasierter> (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁵³ Öko-Institut e.V.: Rundbrief 1+2/2006. Unter: <https://www.oeko.de/oekodoc/1706/2006-203-de.pdf> (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁵⁴ International Organization for Standardization: We develop and publish International Standards. Unter: <https://www.iso.org/home.html> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁵⁵ International Electrotechnical Commission: Standards development. Unter: <https://www.iec.ch/homepage> (abgerufen am 05.08.2021)

Wasserstoff und EN-Norm

Wie eingangs beschrieben, ist das Ziel der europäischen Normung gemeinsame Verfahren und/oder Spezifikationen sowohl aus Unternehmersicht – bspw. um Innovationen und neue Technologieumsetzungen oder auch zu fördern - als auch aus Verbrauchersicht, und hier insbesondere mit Blick auf den Verbraucherschutz, festzulegen. Das Europäische Komitee für elektrotechnische Normung CEN und CENELEC sowie die nationalen Mitglieder und Ausschüsse entwickeln und definieren gemeinsam Standards, die durch die jeweiligen nationalen Normungsgremien umgesetzt werden müssen bzw. die alle bisherigen nationalen Normen zurückziehen müssen, die im Widerspruch zur neuen Europäischen Norm stehen.

Der Bereich Wasserstoff wird im Rahmen von CEN/CENELEC besonders durch das „Technical Committee 6 – Hydrogen (CEN/TC 6)“ abgedeckt, d.h. mit der Normung in den Bereichen Systeme, Geräte und Anschlüsse für die Herstellung, Speicherung, Transport und die Verteilung, Messung und Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen und anderen Quellen im Rahmen der europäischen Strategie zur Entwicklung und Akzeptanz des Wasserstoffmarktes. Der Geltungsbereich umfasst hier Querschnittsthemen wie: Terminologie, Ursprungsgarantie, Schnittstellen, Betriebsmanagement, relevante Fragen der Wasserstoffsicherheit, Schulung und Ausbildung.

Ausgenommen sind jedoch der Bereich Lagerung und Transport von flüssigem Wasserstoff, was in den Zuständigkeitsbereich von CEN/TC 268 sowie der Bereich Lagerung und Transport von komprimiertem Wasserstoff, welches in die Zuständigkeit von CEN/TC 23 fällt. Zudem gehört der Bereich Einspritzung von Wasserstoff und das Gemisch von Wasserstoff mit Erdgas (H₂NG) in die Gasinfrastruktur zur Zuständigkeit von CEN/TC 234.⁵⁵⁶

Wasserstoff und ISO-Norm

Zu Wasserstoff gibt es eine Reihe von festgelegten Bereichen, die nach ISO-Norm standardisiert sind. So werden bereits seit rund 30 Jahren Normen zum Wasserstoff im ISO Technical Committee 197 «Hydrogen Technologies» entwickelt. Hier werden die Bereiche der Herstellung, Speicherung, Transport, Messung und Verwendung von Wasserstoff abgedeckt.⁵⁵⁷

Im Bereich Produktqualität sind 1999 Qualitätsanforderungen an Wasserstoff für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen mit dem ISO Standard 14687 festgelegt und in 2012 überarbeitet worden. Gemäß ISO 14687 wird für den Einsatz von Wasserstoff in PEM-Brennstoffzellen von Kraftfahrzeugen grundsätzlich ein Reinheitsgrad 3.7 bzw. ein Wasserstoffanteil von mindestens 99,97 % gefordert. Zudem darf eine Reihe nicht-erwünschter Stoffe bestimmte Konzentrationswerte nicht überschreiten, d.h. u.a. Schwefelverbindungen, Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂), Ammoniak (NH₃), Formaldehyd (CH₂O) und Kohlenwasserstoffe.⁵⁵⁸

Für den Bereich Sicherheit werden entsprechende sicherheitsbezogene Daten und Informationen zu Stoffen und Gemischen in sogenannten Sicherheitsdatenblättern (Safety Data Sheets) zusammengefasst. Die hierfür bestimmenden Richtlinien für die sichere Handhabung und Speicherung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff sind im ISO Technical Report 15916 (2015) enthalten. Darüber hinaus sind Sicherheitsanforderungen

⁵⁵⁶ iTeh, Inc: CEN/CLC/TC 6 – Hydrogen. Unter: <https://standards.iteh.ai/catalog/tc/cen/a852b9cf-c888-4752-b21d-4ce9b393b262/cen-clc-tc-6> (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁵⁷ Schweizerische Normen-Vereinigung: Wasserstoff – Aufbau einer neuen Wertschöpfungskette in Europa. Unter: <https://www.snv.ch/de/news/news-details/wasserstoff-aufbau-einer-neuen-wertschoepfungskette-in-europa.html> (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁵⁸ Jörg Adolf et al.: ENERGIE DER ZUKUNFT? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂. Shell Deutschland Oil GmbH (Hg.). Unter: https://e-pub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647_Wasserstoff-Studie.pdf (abgerufen am 21.06.2021)

für bestimmte Anwendungen in weiteren ISO Standards festgehalten, d.h. u.a. im ISO Standard 19880 (2016) für Sicherheits- und Leistungsanforderungen an Druckwasserstoff-Tankstellen für Pkw bzw. Kraftfahrzeuge. Auch für den sicheren Bau und Betrieb von H₂-Tankstellen existieren technische ISO Standards und Normen, wie z.B. ISO 19880 (zuvor ISO20100) für Gaseous Hydrogen Fuelling Stations und ISO 17268 (Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices) und ISO14687-2 (H₂-Qualitätsnorm für PEM-Brennstoffzellenfahrzeuge). Insgesamt gibt es in Summe wohl derzeit 310 ISO Standards, die einen Bezug zu Wasserstoff haben.⁵⁵⁹ Die Regelungen sind umfassend und decken einen Großteil der Bedarfe ab, allerdings werden mit fortschreitender Entwicklung weitere Normierungen notwendig.

10.2 Stand der Umsetzung der RICHTLINIE 2014/94/EU

Die RICHTLINIE 2014/94/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 22. Oktober 2014⁵⁶⁰ regelt den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID) in der EU. Darüber hinaus soll eine europaweite „Interoperabilität“ sichergestellt werden. Bezogen auf Wasserstoff bedeutet dies, dass ein typgeprüftes Wasserstoffstraßenfahrzeug ohne Behinderung bei der Betankung durch alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union mit einer Wasserstoffinfrastruktur fahren kann. Hierfür ist es u.a. wichtig, dass es keine Zugangsbeschränkung zu Wasserstofftankstellen gibt, dass eine ausreichende H₂-Qualität sichergestellt wird und dass es normierte H₂-Betankungsprotokolle und –Kupplungen gibt. Auf Mitgliedstaatenebene werden hierzu ergänzend eigene Nationale Strategierahmen (NSR) entwickelt. Der NSR umfasst den Aufbau von Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe, d.h. u.a. ausreichende Anzahl an Tankstellen, technische Mindestanforderungen und Verbraucherinformationen bis 2025 in den einzelnen Mitgliedstaaten. Die Europäische Kommission verfolgt dabei die Fortschritte in den Mitgliedstaaten und die jeweiligen Zeitpläne, d.h.:⁵⁶¹

- Nationale AFID-Implementierung bis 2019
- Umsetzung der NSRs bis 2025
- Nationale Berichterstattung 2019, 2022, 2025
- Ab 2020 berichtet EC über europäische Umsetzung
- Erste AFID-Revision bis 12/2020 durch EC

In Deutschland wurde hierzu bereits im Jahr 2016 der Nationale Strategierahmen (NSR) als deutsche AFID-Umsetzung erstellt. In diesem NSR sind Stand, Ziele und Maßnahmen für den Aufbau von Infrastrukturen für Strom, Wasserstoff und Erdgas im Verkehr beschrieben.⁵⁶² Als weitere Maßnahmen seitens Deutschlands sind bis 2025 empfohlen:

⁵⁵⁹ Ebd.

⁵⁶⁰ EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE 2014/94/EU. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094> (abgerufen am 17.05.2021)

⁵⁶¹ NOW GmbH: Die Deutsche H₂-RCS-Roadmap 2025. Unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_deutsche-h2-rcs-roadmap.pdf (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁶² Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-nationaler-strategierahmen-afid.pdf?__blob=publicationFile (abgerufen am 21.06.2021)

- Abstimmung der europäischen Strategie (u. a. mit SFEM Hydrogen Energy Working Group, FCH JU RCS SCG und EU-Mitgliedsstaaten via der GSG)⁵⁶³
- Verstärkte Beobachtung laufender und neuer europäischer/internationaler Aktivitäten
- Unterstützung der Normenentwicklung, insbesondere Austausch mit ISO/TC 197 WG 18 – 28, WG 24 zu H₂-Tankstellen (ISO 19880-1) sowie H₂-Betankungsprotokoll
- Bei Bedarf: Antrag auf Aktualisierung des Anhangs nach Artikel 5, Absatz 3 (Verweise auf Normen).

10.3 Befreiung von der EEG-Umlage

Im September 2020 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie den Gesetzentwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (sog. EEG-Novelle 2021⁵⁶⁴ oder EEG21) zur Verabschiedung eingebracht. Im Dezember 2020 wurde das Gesetz vom Bundestag beschlossen und zum 1. Januar 2021 ist das EEG21 in Kraft getreten. Das novellierte EEG gibt u.a. Mengenziele bei Wind- und Solarkraft vor, d.h. bis 2030 soll der Ökostrom-Anteil auf 65 Prozent erhöht werden und sieht Änderungen bei den Regeln für die EEG-Umlage vor. Bezogen auf Wasserstoff enthält die Neufassung zwei wichtige Neuregelungen zur Entlastung von wasserstoffproduzierenden Unternehmen von der EEG-Umlage, d.h. demnach kann der von Unternehmen genutzte Strom zur Wasserstoffherzeugung ganz oder teilweise von der EEG-Umlage befreit werden.

Unternehmen können eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage bei der Produktion von grünem Wasserstoff für den hierfür benötigten Strom beantragen. Eine genaue Regelung zur Definition von grünem Wasserstoff ist im EEG21 nicht enthalten und soll erst durch eine Rechtsverordnung bis zum 30. Juni 2021 bestimmt werden. Ziel dieser ergänzenden Rechtsverordnung ist es, dass eine Wasserstoffproduktion nur dann von der EEG-Umlage befreit ist, wenn der Wasserstoff "mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist". Hintergrund ist, dass verhindert werden soll, dass die Produktion von grünem Wasserstoff nicht zu einem Engpass von Strom aus erneuerbaren Quellen in anderen Sektoren führt. Dieses könnte ansonsten dazu führen, dass hierdurch eine erhöhte Nachfrage nach fossilem Strom ausgelöst wird. Zusätzlich sind hierzu auch räumliche Anforderungen an den Ort der Wasserstoffherzeugung zu klären, d.h. wo und wann der Einsatz von Elektrolyseuren angebracht ist (z.B. Betrieb "vor" einem Netzverknüpfungspunkt, an dem Netzengpässe zu befürchten sind). Erst nach einer solchen entsprechenden Rechtsverordnung kann eine EEG-Umlage-Befreiung genutzt werden.

Als Interimslösung für eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für wasserstoffproduzierende Unternehmen wurde im EEG21 eine zusätzlich pragmatische Zwischenlösung in Form einer ‚Ausweitung der Besonderen Ausgleichsregelung‘ eingefügt, die eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 15 Prozent ermöglicht – und die bis zum Erlass der oben genannten Rechtsverordnung keine festgelegten Anforderungen an den eingesetzten Strom definiert und daher auch noch eine Nutzung von "grauem" Strom zur Wasserstoffherzeugung ermöglicht. Für die Novellierung des EEG21 steht seitens der EU-Kommission noch die beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission aus. Für die Produktion von grauem Wasserstoff können bis zum Erlass der o.g.

⁵⁶³ GSG – Government Support Group / SCG – Strategy Coordination Group

⁵⁶⁴ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Unter: <https://www.bmu.de/gesetz/entwurf-eines-ersten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundes-klimaschutzgesetzes/> (abgerufen am 19.05.2021)

Rechtsverordnung Begrenzungsanträge gestellt werden – und diese Anträge können sich gegebenenfalls auch nach Inkrafttreten auf Bestandsschutz bei der Begrenzung der EEG-Umlage berufen.

Auch zahlreiche Verbände haben die Novellierung des EEG kritisiert.⁵⁶⁵ So hat bspw. der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) bereits während des vom BMVI veranstalteten Stakeholder-Dialogmeeting im Oktober 2020 erklärt, dass eine Befreiung von der Umlage nur für grünen Wasserstoff sinnvoll ist – entsprechend auch der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS). Eine EEG21-Umlagebefreiung auch über den grünen Wasserstoff hinaus, würde auch bei nur begrenzter Befreiung falsche Signale senden und Risiken bei Änderungen im Nachhinein bedeuten. Die Ausrichtung sollte daher nur auf dem Ausbau einer ausschließlich grünen Wasserstoffwirtschaft im Sinne einer nachhaltigen Energiewende liegen. Möglichkeiten für Begünstigungen für Verfahren auf der Basis fossiler sollten vermieden werden, um die festgelegten Klimaziele erreichen zu können.^{566, 567}

10.4 Bewertung von H2 und PtX bezüglich Energiesteuer (Mineralölsteuer) und Lkw-Maut

Energiesteuer (bis 2006 Mineralölsteuer)

Die Energiesteuer besteuert den Verbrauch von Energieerzeugnissen, wie z.B. Kraftstoffe oder Heizstoffe, wobei Kraftstoffe den größten Teil des Steueraufkommens hieran darstellen. Als indirekte Steuer bzw. Verbrauchsteuer wird die Energiesteuer dabei von Verbrauchern getragen, d.h. die Energiesteuer wird auf einer vorgelagerten Handelsstufe beim Hersteller erhoben und diese wird dann über den Endpreis an Verbrauchern weitergegeben. Die gesetzliche Regelung ist im Energiesteuergesetz (EnergieStG) festgelegt, was in 2006 das Mineralölsteuergesetz ersetzt hat. Ergänzt wird das Energiesteuergesetz durch die Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes (EnergieStV). Dabei umfasst das Energiesteuergesetz verschiedene Steuersätze, die sowohl die Verwendung der Energieerzeugnisse als auch die Förderung von erneuerbaren Energieträgern berücksichtigen. Das jährliche Steueraufkommen der Energiesteuer beläuft sich dabei auf rund 40 Milliarden Euro, was einem ungefähren Anteil von 5 % am Gesamtsteueraufkommen entspricht.⁵⁶⁸

Neben diesem fiskalischen Effekt soll die Energiesteuer auch einen Lenkungszweck aus umweltpolitischer Sicht erfüllen, d.h. durch eine Erhöhung der Kosten für Energieverbrauch soll ein Anreiz hin zu einem geringeren Energieverbrauch gesetzt werden. Jedoch ist die Frage, ob diese umweltpolitische Zielsetzung durch die gegenwärtige Ausgestaltung der Energiesteuer erreicht wird.⁵⁶⁹

Aus Klimaschutzpolitischer Sicht scheint demnach eine grundlegende Reform der Energiesteuer auf nationaler und europäischer Ebene notwendig. Energieträger müssten somit zukünftig auf Basis ihrer CO₂-Emissionen

⁵⁶⁵ Deutschlandradio: Was bringt die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes? Unter: https://www.deutschlandfunk.de/eeg-novelle-2021-was-bringt-die-reform-des-erneuerbare.2897.de.html?dram:article_id=487868 (abgerufen am 21.06.2021)

⁵⁶⁶ Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Unsere Positionen: EEG - Motor für den Ausbau Erneuerbarer Energien. Unter: <https://www.bee-ev.de/unsere-positionen/eeg> (abgerufen am 23.06.2021)

⁵⁶⁷ Bundesverband WindEnergie e.V.: BEE: EEG-Umlagebefreiung für ausschließlich grünen Wasserstoff. Unter: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/bee-eeg-umlagebefreiung-fuer-ausschliesslich-gruenen-wasserstoff> (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁶⁸ Bund der Steuerzahler Deutschland e.V.: Energiesteuer. Unter: www.steuerzahler.de/aktuelles/detail/energiesteuer (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁶⁹ Frank Urbansky: Wie ein nachhaltiges Energiesystem besteuert sein müsste. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH (Hg.). Unter: www.springerprofessional.de/erneuerbare-energien/fossile-energien/wie-ein-nachhaltiges-energiesystem-besteuert-sein-muesste/12234134 (abgerufen am 22.06.2021)

und ihrer Auswirkungen auf das Klima bewertet werden. Durch eine solche Änderung bei der Energiesteuer ist von einer Förderung alternative und klimaschonender Energieträger auszugehen.⁵⁷⁰

Diese Zielrichtung wird auch im Rahmen einer Studie der Agora Energiewende gesehen, die gemeinsam mit dem Beratungsunternehmen E-Bridge, dem Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) und der TU Clausthal erstellt wurde. Im Rahmen einer Beispielrechnung wurde folgender Vergleich gezogen: „Die staatlich regulierten Aufschläge auf Energiepreise betragen, so die Wissenschaftler, bezogen auf eine Kilowattstunde bei Heizöl 0,6 Cent, bei Erdgas 2,2 Cent, bei Diesel 4,7 Cent, bei Benzin 7,3 Cent und beim Strom 18,7 Cent. Beim Strom, und damit in dem Bereich mit 34 Prozent dem höchsten Anteil an Erneuerbaren Energien, seien sie also etwa 30fach höher als beim Heizöl“.⁵⁷¹

Daher wird in dieser Studie ein Vorschlag des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) unterstützt, der fordert, dass Abgaben auf Heizöl, Erdgas und Kraftstoffe in der Zukunft entsprechend des CO₂-Ausstosses bzw. der Klimaschädlichkeit dieser Energieträger zu erheben, d.h. es würde eine Art Steuer auf die hier anfallenden CO₂-Emissionen erhoben.

Auch die im Auftrag des Mineralölwirtschaftsverband (MWW) und des Hamburger Institut für Wärme und Öltechnik (IWO) gegebene Studie „Energiesteuer 2.0: Konzept für eine Reform der Energiesteuer im Dienst des Klimaschutzes“ weist in diese Richtung.⁵⁷² Laut der Studie wird das zusätzliche Ziel – neben dem fiskalischen Element - Anreize zur Senkung des Energieverbrauchs in Deutschland zu setzen, über das aktuelle Energiesteuersystem unter Klimaschutzaspekten nicht erreicht, da es hierin keinen emissionsbezogenen Bezug gibt. Mit Bezug auf das Pariser Klimaabkommen wird eine konsequente Ausrichtung der Energiepolitik und damit auch der Energiesteuer auf den Klimaschutz gefordert, um diese klimapolitischen Ziele zu erreichen.

Ein hiermit verbundener Systemwechsel auf nationaler und europäischer Ebene bei der Besteuerung der Energieträger würde Brenn- und Kraftstoffe künftig anhand ihrer Klimawirkung bewerten und damit fossilen Kohlenstoff zur Bemessungsgrundlage machen. Eine so reformierte Energiesteuer wäre ein wesentlicher Bestandteil von klimapolitischen Instrumenten, die dann direkt oder indirekt die Produktion und den Absatz alternativer Energieträger beeinflussen und damit für deren Herstellung und Verwendung einen Anstoß geben und zudem andere klimapolitische Instrumente ergänzen.

Lkw-Maut

Die Lkw-Maut in Deutschland spielt für die deutsche maritime Wirtschaft eine wichtige Rolle für den Transport von Gütern zum und vom Hafen. Eine zu hohe Maut könnte zu Wettbewerbsverzerrungen führen, in dem die deutschen Seehäfen weniger genutzt werden und Warenströme über die Niederlande und Belgien geführt werden.

Die gegenwärtige Systematik der Lkw-Maut ist im Bundesfernstraßenmautgesetz festgeschrieben und die Berechnung basiert auf der gefahrenen Strecke auf mautpflichtigen Straßen und einem Maut-Satz in Cent pro

⁵⁷⁰ Mineralölwirtschaftsverband e.V.: Studie: Reform der Energiesteuer nötig und möglich. Unter: www.mwv.de/presse/studie-reform-der-energiesteuer-noetig-und-moeglich (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁷¹ Frank Urbansky: Wie ein nachhaltiges Energiesystem besteuert sein müsste. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH (Hg.). Unter: www.springerprofessional.de/erneuerbare-energien/fossile-energien/wie-ein-nachhaltiges-energiesystem-besteuert-sein-muesste/12234134 (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁷² Jens Perner et al.: Energiesteuer 2.0: Konzept für eine Reform der Energiesteuer im Dienst des Klimaschutzes. Studie für MWW und IWO. Unter: https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2021/03/210322-FrontierFifo-Studie_Umstellung-Energiesteuer-auf-CO2-Bezug_MWVIWO.pdf (abgerufen am 22.06.2021)

Kilometer, der jeweils einen Anteil für die verursachten Infrastruktur-, Lärmbelastigungs- und Luftverschmutzungskosten enthält. Der Anteil der Infrastrukturkosten ist abhängig von der Achs- und Gewichtsklasse und der Anteil für die Lärmbelastigung wird für alle Fahrzeuge gleichermaßen pauschal erhoben. Eine Differenzierung bei den Kosten für die Luftverschmutzung in der jetzigen Systematik erfolgt nach Schadstoffklassen, d.h. jedes Fahrzeug wird aufgrund der vorhandenen Schadstoffklasse (gemäß dem Prinzip der Selbstdeklaration) einer der sechs Kategorien A, B, C, D, E und F zugeordnet.

Eine Neuausrichtung der Lkw-Maut Berechnung ist im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie bereits dargestellt, d.h. im ‚Aktionsplan: Notwendige Schritte für den Erfolg der Nationalen Wasserstoffstrategie‘ ist unter der Maßnahme 12 geschrieben, dass im Rahmen der Eurovignetten-Richtlinie eine CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut zugunsten klimaschonender Antriebe anzustreben ist. Der Aktionsplan zur NWS gibt die Grundlagen für private Investitionen in die wirtschaftliche und nachhaltige Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff vor, wobei zu berücksichtigen ist, dass die dargestellten Maßnahmen im Verantwortungsbereich der zuständigen Ressorts liegen und die geltenden Haushalts- und Finanzplanansätze bei der Finanzierung zu berücksichtigen sind.⁵⁷³

In einer Kurzstellungnahme zur öffentlichen Anhörung "Wasserstoffstrategie" des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag wurde ebenfalls darauf hingewiesen, dass die Lkw-Maut in ihrer Berechnung emissionsfreie Antriebe entsprechend berücksichtigen sollte, um eine Lenkungswirkung zu erzielen.⁵⁷⁴

Eine vom BMWi in Auftrag gegebene und im März 2021 abgeschlossene Studie untersucht die Projektionen und Folgeabschätzungen zur weiteren Entwicklung des Energiesystems in Deutschland bis 2030. Der Fokus der Untersuchung liegt dabei auf zwei verschiedenen Szenarien und entsprechenden Modellierungen, d.h. ein Basis-Szenario mit den eingeführten politischen Maßnahmen – und damit mit der bestehenden Lkw-Maut - und ein Szenario mit dem Klimaschutzprogramm 2030 und mit Blick auf die Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Im zweiten Szenario werden die im Klimaschutzprogramm 2030 enthaltenen direkten und indirekten Maßnahmen bezogen auf den Verkehr berücksichtigt. Die Lkw-Maut ist im Klimaschutzprogramm als ‚Energieeffizienz-gespreizte Lkw-Maut‘ definiert. Demnach soll die Lkw-Maut „ab 2023 auf eine CO₂-Komponente umgestellt werden (Anstelle der Schadstoffkomponente). Im Hinblick auf die Höhe der CO₂-Komponente wird angenommen, dass diese bei 100 €/t CO₂ beginnt und dann immer mindestens so hoch ist, wie die CO₂-Kosten aus dem BEHG. Im Weiteren wird angenommen, dass die Infrastrukturkomponente bei der Lkw-Maut für elektrische Lkw um 75 % gesenkt wird.“⁵⁷⁵

Die Studie stellt dar, dass eine energieeffizienz-gespreizte Lkw-Maut als eine zentrale Stellgröße zur Förderung von klimafreundlichen Antrieben im Straßengüterverkehr genutzt werden kann. Für Speditionen hat die Maut einen relevanten Einfluss auf Investitionen in die Lkw-Flotte, da Mautzahlungen einen wesentlichen Anteil an den Gesamtkosten darstellen. Im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung ist die Zielvorgabe, dass in

⁵⁷³ Deutsche Bundesregierung: Die Nationale Wasserstoffstrategie. Unter: https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (abgerufen am 29.04.2021)

⁵⁷⁴ Mario Ragwitz: Kurzstellungnahme zur öffentlichen Anhörung "Wasserstoffstrategie" des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutscher Bundestag (Hg.). Unter: www.bundestag.de/resource/blob/800136/c06963e22fc7dd982056947a71500401/sv-ragwitz-data.pdf (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁷⁵ Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Erstes EU-weites Nachweisregister für grünen Wasserstoff – Betreiber steht fest. Unter: <https://www.iwr.de/news/erstes-eu-weites-nachweisregister-fuer-gruenen-wasserstoff-betreiber-steht-fest-news37148> (abgerufen am 22.06.2021)

2030 rund ein Drittel der Lkw-Fahrleistung elektrisch oder mit strombasierten, also mit PtX Kraftstoffen zu erbringen ist. Entsprechend hierfür soll als eine von mehreren Maßnahmen die Lkw-Maut ab 2023 nach CO₂-Emissionen differenziert werden und Anreize setzen.

Im Zusammenhang mit dem Klimaschutzprogramm ist abzuwarten, inwieweit die Novellierung des Klimaschutzgesetzes Auswirkungen auf das Klimaschutzprogramm und die Lkw-Maut haben wird.

10.5 Bewertung Zertifizierungssystem CertifHy

In diesem Kapitel werden zunächst Grundlagen zu CertifHy beschrieben und daraus Implikationen für die maritime Wirtschaft abgeleitet.

Grundlagen zu CertifHy

Das europäische CertifHy-System ist das weltweit erste Herkunftsnachweissystem für Wasserstoff, das sowohl die Herkunft des Wasserstoffs als auch seine Treibhausgasintensität berücksichtigt.⁵⁷⁶ Es soll als Herkunftsnachweissystem für grünen und THG-armen Wasserstoff in der EU etabliert werden. CertifHy konzentriert sich auf die Wasserstofferzeugung. Die PtX-Erzeugung ist nicht Teil des CertifHy-Zertifizierungssystems.⁵⁷⁷ Das CertifHy-Projekt wurde im Rahmen eines Konsortiums unter der Leitung von HINICIO und den Partnern GREXEL, Ludwig Bölkow Systemtechnik (LBST), TNO und TÜV SÜD durchgeführt. Die Finanzierung erfolgte durch das „Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)“ einem europäischen PPP-Gemeinschaftsunternehmen für Brennstoffzellen und Wasserstoff. Das Projekt setzt sich aus drei Projektphasen zusammen.⁵⁷⁸

Seit Dezember 2020 läuft die dritte Projektphase des Projekts, in der die EU-weite Einführung des Zertifizierungssystems im Probetrieb vorbereitet wird. Dazu werden CertifHy-Zertifizierungen durchgeführt und Herkunftsnachweise (GO, Guarantee of Origin) mit einem zentralen Wasserstoff-Registersystem ausgestellt. Bis 2019 wurden in der zweiten Projektphase bereits über 75.000 Zertifikate mit CertifHy ausgestellt.⁵⁷⁹ Am Probetrieb nehmen verschiedene Beteiligten der Wasserstoffversorgungskette teil (z. B. Industriegasunternehmen, Spezialchemieunternehmen, Energieversorger, Einzelhandelsunternehmen) und stellen Herkunftsnachweise aus.⁵⁸⁰

Für Endverbraucher von Wasserstoff soll die Verwendung eines Herkunftsnachweises dazu beitragen, die Emissionen eines Unternehmens sowie die THG-Emissionen von verkauften Produkten zu reduzieren und regulatorische Anforderungen zu erfüllen.⁵⁸¹ CertifHy sieht dazu die zwei Zertifizierungslabels „Green Hydrogen“ und „Low-Carbon Hydrogen“ vor. Die Zertifizierung basiert auf einer Gegenüberstellung der zu zertifizierenden

⁵⁷⁶ Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources: National Hydrogen Strategy. Guarantees of origin. Unter: https://consult.industry.gov.au/national-hydrogen-strategy-taskforce/national-hydrogen-strategy-issues-papers/supporting_documents/National-HydrogenStrategyIssue4GuaranteesofOrigin.docx (abgerufen am 17.05.2021)

⁵⁷⁷ CertifHy – Creating the 1st EU-wide Guarantee of Origin for Green Hydrogen – Overview of CertifHy phase 1 and GO schemes. Unter: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CertifHy_Overview_phase1_EN_V1.pdf (abgerufen am 17.05.2021)

⁵⁷⁸ Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Erstes EU-weites Nachweisregister für grünen Wasserstoff – Betreiber steht fest. Unter: <https://www.iwr.de/news/erstes-eu-weites-nachweisregister-fuer-gruenen-wasserstoff-betreiber-steht-fest-news37148> (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁷⁹ Ebd.

⁵⁸⁰ CertifHy: The Project. Unter: <https://www.certifhy.eu/> (abgerufen am 17.05.2021)

⁵⁸¹ Ebd.

Wasserstoffproduktion mit der Benchmark-Technologie der Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung von Erdgas. Die Eigenschaften der Herkunftsnachweise sind in Tabelle 56 beschrieben.

Tabelle 56: Übersicht CertifHy Herkunftsnachweise (Guarantees of Origin)⁵⁸²

CertifHy „Green Hydrogen“	CertifHy „Low Carbon Hydrogen“
Wasserstoff muss mit erneuerbaren Energien erzeugt werden (z. B. Sonne, Wind, Wasser und Biogas).	Wasserstoff kann mit einer beliebigen Energiequelle erzeugt werden (z. B. nuklear, fossil mit Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid).
Wasserstoff muss THG-Emissionen unter 36,4 g CO ₂ -Äq./MJ Wasserstoff (Heizwert) aufweisen.	
Die CertifHy-Herkunftsnachweise berücksichtigen die Prozesse der Wasserstoffherzeugung inklusive der Bereitstellung der notwendigen Vorprodukte (z. B. Strom aus erneuerbaren Energien, Erdgasproduktion und -transport zum Wasserstoffherzeugungsort).	
Folgende Lebenszyklusphasen werden bei der Berechnung der THG-Emissionen für CertifHy nicht berücksichtigt:	
<ul style="list-style-type: none"> - Herstellung/Bau der Wasserstoffherzeugungsanlage - Transport und Verteilung von Wasserstoff an die Verbraucher - Lebensende der Wasserstoffprozesskette 	

Implikationen aus CertifHy für die maritime Wirtschaft

Die maritime Wirtschaft wird durch CertifHy nicht zur Durchführung von Herkunftsnachweisen verpflichtet. Sie befindet sich außerhalb des CertifHy-Betrachtungsrahmens, da der Transport und die Verteilung von Wasserstoff nicht einbezogen sind. Jedoch sollte die maritime Wirtschaft als Anwender, Verteiler und Transporteur von Wasserstoff Herkunftszertifikate anwenden, um zur THG-Vermeidung beizutragen und um sicherzustellen, dass in Deutschland und in der EU Wasserstoff mit geringen THG-Emissionen verwendet wird.

10.6 Darstellung IMO GHG Strategie (inkl. Maßnahmen wie EEDI, EEXI, CII)

Die erste IMO-Strategie zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen von Schiffen wurde am 13. April 2018 im Rahmen von MEPC 72 als Resolution MEPC.304 (72)⁵⁸³ verabschiedet. Das ‚Marine Environment Protection Committee (MEPC)‘ ist der 1973 gegründete IMO-Ausschuss für den Schutz der Meeresumwelt und befasst sich mit den wachsenden Problemen der Meeresverschmutzung. In diesem Rahmen ist MEPC eine Vertragsstaatenkonferenz, die Modifikationen und Ergänzungen an der MARPOL beschließen kann.

Die GHG-Strategie der IMO bestätigt das Engagement der IMO, die Treibhausgasemissionen der internationalen Schifffahrt zu reduzieren und in diesem Jahrhundert schnellstmöglich auslaufen zu lassen. Die folgenden Ziele wurden dabei beschlossen:

⁵⁸² CertifHy: CertifHy Scheme. CertifHy-SD Hydrogen Criteria. Unter: https://www.certifyhy.eu/images/media/files/CertifHy_2_deliverables/CertifHy_H2-criteria-definition_V1-1_2019-03-13_clean_endorsed.pdf (abgerufen am 17.05.2021)

⁵⁸³ International Maritime Organization: Strategy on Reduction of GHG emissions from Ships. Resolution MEPC. 304(72). Unter: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.304\(72\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.304(72).pdf) (abgerufen am 05.08.2021)

- Die Kohlenstoffintensität in der Schifffahrt soll durch die Einführung weiterer Phasen des Energieeffizienz-Entwurfsindex (EEDI) für neue Schiffe sinken. Ziel ist, dass die Anforderungen an die Energieeffizienzplanung für Schiffe erhöht werden, wobei die prozentuale Verbesserung für jede Phase gegebenenfalls separat für jeden Schiffstyp zu bestimmen ist;
- Reduzierung der CO₂-Emissionen pro Transporteinheit im Durchschnitt der internationalen Schifffahrt um mindestens 40 % bis 2030, wobei bis 2050 im Vergleich zu 2008 Anstrengungen in Richtung 70 % unternommen werden sollen;
- Der Höchststand der GHG-Emissionen der internationalen Schifffahrt soll alsbald erreicht werden und anschließend den Rückgang der Treibhausgasemissionen aus der internationalen Schifffahrt zu erlangen. Das Ziel ist die jährlichen Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 2008 um mindestens 50 % zu senken.

Diese Strategie stellt den Rahmen für weitere Maßnahmen dar und legt die Zukunftsvision für die internationale Schifffahrt, die Ambitionen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen und die Leitprinzipien fest und umfasst dabei kurz-, mittel- und langfristige weitere Maßnahmen mit möglichen Fristen und deren Auswirkungen auf die Staaten. Die Strategie identifiziert auch Hindernisse und unterstützende Maßnahmen, einschließlich Kapazitätsaufbau und technische Zusammenarbeit.

Im Oktober 2018 wurde ein Folgeprogramm für GHG-senkende Maßnahmen bis 2023 verabschiedet, da die in dieser Strategie vorgesehenen Maßnahmen von verschiedenen Seiten als nicht ausreichend angesehen wurden.⁵⁸⁴ Im Mai 2019 wurde in MEPC 74 daraufhin die Umsetzung der Strategie und ihres Programms:

- Genehmigung der Änderungen des MARPOL-Anhangs VI, die in MEPC 75⁵⁸⁵ angenommen werden sollen, um bestehende verbindliche Anforderungen an die Energieeffizienz (EEDI) für einige neue Schiffstypen zu stärken. Hierbei wird insbesondere das Inkrafttreten der Phase 3 von 2025 auf 2022 für mehrere Schiffstypen – inkl. Containerschiffen, Gastransportern, Stückgutschiffen und LNG-Schiffen – vorgezogen – und es wird die Reduktionsrate der Phase 3 für Containerschiffe erheblich verbessert, d.h. für Containerschiffe mit 200.000 DWT und mehr beträgt die Rate im Jahr 2022 dann 50 % anstelle von 30 % ab 2025.
- Start der 4. IMO-THG-Studie⁵⁸⁶, die unter anderem eine Bestandsaufnahme der globalen Emissionen von THG-Emissionen aus der internationalen Schifffahrt von 2012 bis 2018, Schätzungen der Kohlenstoffintensität der globalen Flotte für eben diesen Zeitraum als auch für 2008 (Basiswert) sowie Szenarien für künftige internationale Schifffahrtsemissionen im Zeitraum 2018-2050 umfassen wird.⁵⁸⁷
- Annahme der Resolution MEPC.323 (74) bezüglich der Einladung an die IMO-Mitgliedstaaten, die freiwillige Zusammenarbeit zwischen dem Hafen- und dem Schifffahrtssektor mit dem Ziel einer

⁵⁸⁴ Benjamin Wünsch: Umweltverbände kritisieren Stillstand bei der IMO. Green Shipping News (Hg.). Unter: <https://www.green-shipping-news.de/imo-klimaschutz> (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁸⁵ International Maritime Organization: INVITATION TO MEMBER STATES TO ENCOURAGE VOLUNTARY COOPERATION BETWEEN THE PORT AND SHIPPING SECTORS TO CONTRIBUTE TO REDUCING GHG EMISSIONS FROM SHIPS. Resolution MEPC. 323(74). Unter: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution323\(74\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution323(74).pdf) (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁸⁶ International Maritime Organization: Fourth Greenhouse Gas Study 2020. Unter: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20-%20Full%20report%20and%20annexes.pdf> (abgerufen am 22.06.2021)

⁵⁸⁷ Ebd.

besseren Reduzierung der Treibhausgase zu fördern. Die Resolution zielt darauf ab, regulatorische, technische, betriebliche und wirtschaftliche Maßnahmen im Hafensektor zu fördern, wie z.B. die Entwicklung der Landstromversorgung (vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen), die Bereitstellung von Bunkerinfrastrukturen für alternative kohlenstoffarme und kohlenstoffneutrale Kraftstoffe, Anreize zur Förderung einer nachhaltigen kohlenstoffarmen Schifffahrt zu setzen und zur Optimierung von Hafenanläufen, einschließlich der Erleichterung der Just-in-Time-Ankunft von Schiffen beizutragen.⁵⁸⁸

- Genehmigung eines Verfahrens zur Bewertung der Auswirkungen von Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen von Schiffen auf die Staaten. Das Verfahren sieht bis zu vier Schritte vor (Impact Assessment), um die bestmöglichen Vorhersagen über die möglichen Auswirkungen von Maßnahmenkandidaten vor der Annahme der Resolution zu ermöglichen.
- Einrichtung eines freiwilligen Treuhandfonds ("GHG TC-Trust Fund"⁵⁸⁹) für eine zweckgebundene Finanzierung für technische Zusammenarbeit und Aktivitäten zum Kapazitätsaufbau zur Unterstützung der Umsetzung der ursprünglichen Strategie bieten soll.

Nach der Kritik an der ursprünglichen IMO-Strategie gibt es auch starke Kritik von verschiedenen Seiten an den Folgebeschlüssen aus April 2018 hinsichtlich der zu erwartenden Auswirkungen und deren ambitionierten Zielen. Die o.g. Maßnahmen, mit einer Mischung aus technischen und operationellen Ansätzen zur Reduzierung von CO₂-Emissionen bei Schiffen, sind nach Aussage von IMO-Generalsekretär Kitack Lim eher derzeit wichtige Bausteine, um Diskussionen über mittel- und langfristige Maßnahmen erst zu ermöglichen. Als konkrete Maßnahme sollen nach dem Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI) sowohl für neue als auch für ältere Schiffe bestimmte Effizienzstandards gelten. Dazu soll der Schiffsbetrieb über einen Carbon Intensity Indicator (CII) bewertet werden. Fraglich bleibt nach Auffassung von Umweltverbänden, ob diese Regelungen für einzelne Schiffe aber den CO₂-Ausstoß der Schifffahrt effektiv reduzieren werden – dieses auch vor dem Hintergrund einer weiterhin wachsenden Flotte.

Seitens des Verbandes Deutscher Reeder (VDR) werden die Maßnahmen auf IMO-Ebene als ein wesentlicher Fortschritt bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen in der Schifffahrt angesehen.⁵⁹⁰

Nach Ansicht des Verbandes für Schiffbau und Meerestechnik (VSM) stellt die bisherige Strategie der IMO nur einen Minimalkonsens dar. Die bestehenden technologischen Möglichkeiten deutscher und europäischer Werften und Ausrüstungsproduzenten würden hierbei nicht ausreichend berücksichtigt.⁵⁹¹

Eine generelle Kritik an den IMO-Maßnahmen ist, dass die Formulierungen sehr vage gehalten sind und damit nicht ausreichend, um eine Reduzierung von CO₂-Emissionen in der Schifffahrt effektiv voranzutreiben. Laut der Umweltorganisation NABU sind Maßnahmen, die ausschließlich auf Freiwilligkeit setzen, nicht ausreichend

⁵⁸⁸ International Maritime Organization: INVITATION TO MEMBER STATES TO ENCOURAGE VOLUNTARY COOPERATION BETWEEN THE PORT AND SHIPPING SECTORS TO CONTRIBUTE TO REDUCING GHG EMISSIONS FROM SHIPS. Resolution MEPC. 323(74). Unter: [https://wwwcdn.imo.org/local-resources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution323\(74\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/local-resources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution323(74).pdf) (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁸⁹ International Maritime Organization: Amendments approved to strengthen existing mandatory requirements for new ships to be more energy efficient. Unter: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/11-MEPC-74-GHG.aspx> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁹⁰ Verband Deutscher Reeder: Die Schifffahrt: auf Kurs für den Klimaschutz. Unter: <https://www.reederverband.de/> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁹¹ Verband für Schiffbau und Meerestechnik e. V.: Umwelt & Sicherheit. Unter: <https://www.vsm.de/de/die-themen/umwelt-und-sicherheit> (abgerufen am 05.08.2021)

für eine Absenkung von CO₂-Emissionen. Dementsprechend müssten die Vorgaben bindend sein und bei einer Nicht-Einhaltung entsprechend durch Strafmaßnahmen verfolgt werden.

Internationalen Umweltverbände, wie z.B. Pacific Environment, WWF und die Clean Shipping Coalition kritisieren, dass das Folgeprogramm der IMO Emissionen nicht vor 2023 senken werde und es stelle keine ausreichende Grundlage für ein Erreichen des Beitrags der Schifffahrt bezogen auf das Klimaabkommen von Paris.⁵⁹² Die Organisation Transport & Environment hat verlauten lassen, dass die IMO in ihrer Verantwortung für das Klima gescheitert ist und daher andere Institutionen und die Länder in der Verantwortung sind, um den Beitrag der Schifffahrt zum Pariser Klimaschutzabkommen zu sichern.⁵⁹³

Ähnlich sieht es das EU-Parlament, dass im September 2020 beschlossen hat, dass die Schifffahrt in den europäischen Zertifikatehandel ETS einzubinden ist - entgegen der Forderung aus der Schifffahrt, eine Lösung auf globaler Ebene unter dem Dach der IMO anzugehen.

10.7 Darstellung Randbedingungen IMO IGF-, IGC- und IMDG-Code

International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels (*IGF Code*).

Der IGF-Code (in der Version vom 3. August 2016) ist eine internationale Vorschrift für Schiffe, die Brennstoff mit niedrigem Flammpunkt verwenden. Hiervon ausgenommen sind Schiffe, die dem IGC-Code⁵⁹⁴ (Geltungsbereich für Schiffe gem. Teil G Kap. II-1 SOLAS⁵⁹⁵) unterliegen, d.h. der IGF-Code zielt darauf ab verbindliche Vorschriften für die Anordnung, den Einbau, die Bedienung und die Überwachung von Maschinen, Ausrüstung und Systemen zu erstellen, die Brennstoffe mit niedrigem Flammpunkt verwenden, um dadurch die Gefährdung des Schiffes, seiner Besatzung und der Umwelt unter Berücksichtigung der Eigenschaft der verwendeten Brennstoffe auf ein Mindestmaß zu beschränken. Soweit nicht ausdrücklich etwas anderes bestimmt ist, findet dieser Code auf Schiffe Anwendung, für die Teil G des Kapitels II-1 SOLAS gilt und ist damit internationales Recht.

Derzeit ist der IGF-Code in Bezug auf SOLAS nur verbindlich für LNG und Methanol als Schiffstreibstoffe. An einem Entwurf für ‚Interim Guidelines‘ für Brennstoffzellen und Wasserstoff zum Antrieb von Schiffen wird derzeit im Sub-Committee⁵⁹⁶ on Carriage of Cargoes and Containers (CCC) gearbeitet. Das nächste Meeting des CCC ist im September 2021, wo diese Interim-Guidelines ggf. für eine Aufnahme in den IGF-Code angenommen werden sollen.

⁵⁹² Jasper Faber et al.: Regulating speed: a short-term measure to reduce maritime GHG emissions. Unter: <http://www.cleanshipping.org/download/Slow-steaming-CE-Delft-final.pdf> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁹³ Jacob Armstrong: What the EU climate plan means for shipping emissions. Unter: <https://www.transportenvironment.org/publications/what-eu-climate-plan-means-shipping-emissions> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁹⁴ International Maritime Organization: International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code). Unter: <https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IGC-Code.aspx> (abgerufen am 09.08.2021)

⁵⁹⁵ EUROPÄISCHEKOMMISSION: Vorschlag für einen BESCHLUSS DES RATES über den Standpunkt, der im Namen der Europäischen Union auf der 93. Tagung des Schiffssicherheitsausschusses der Internationalen Seeschifffahrts-Organisation bezüglich der Annahme der Änderungen der SOLAS-Regeln II-2/1, 2/3, 2/9.7, 2/13.4, 2/18, 2/20-1, 2/29, des Kapitels III, des Rettungsmittel-Codes und des Codes für das erweiterte Prüfungsprogramm von 2011 zu vertreten ist. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:52014PC0208> (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁹⁶ Unterausschuss für Sicherheit und Gefahrenabwehr bei der Güterbeförderung der International Maritime Organisation

The International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code)

Der IGC-Code⁵⁹⁷ bezeichnet den Internationalen Code für den Bau und die Ausrüstung von Schiffen, die Flüssiggas als Massengut befördern, einschließlich der geltenden Änderungen, gemäß denen das Schiff zertifiziert worden ist. Der IGC-Code ist (als Kapitel VII Teil C) Bestandteil der SOLAS-Konvention der IMO auch für Deutschland gültig.⁵⁹⁸ Der Einsatz als Brennstoff kann dabei für Wasserstoff auf Gastankern über die Verwendung von Ladung als Brennstoff gemäß Kapitel 16 des IGC-Codes geregelt werden.

Derzeit sind jedoch weder im SOLAS-Abkommen noch im IGC-Code verbindliche Vorschriften für den Seetransport verflüssigten Wasserstoffs als Massengut vorgesehen. Bereits im November 2016 hat der Schiffssicherheitsausschuss (MSC) der IMO die Entschließung MSC.420(97)⁵⁹⁹ „Vorläufige Empfehlungen für den Transport verflüssigten Wasserstoffs als Massengut“ angenommen. Gemäß dem MSC sind vorläufige Empfehlungen notwendig, da hinsichtlich eines sicheren Transports verflüssigten Wasserstoffs als Massengut seitens der Verwaltungen dringender Bedarf besteht.⁶⁰⁰ Ziel ist die Bestimmungen dieser vorläufigen Empfehlungen in den IGC-Code aufzunehmen. Die Mitgliedstaaten und die maritime Industrie sind nachdrücklich dazu aufgefordert, Informationen, Beobachtungen, Kommentare und Empfehlungen, die auf praktischen Erfahrungen durch die Anwendung dieser vorläufigen Empfehlungen beruhen, vorzulegen und auch relevante Sicherheitsanalysen auf Schiffen, die verflüssigten Wasserstoff als Massengut transportieren, einzureichen. Letztlich sind diese Richtlinien nicht verbindlich, aber sie werden i.A. von den Schifffahrtsverwaltungen als Genehmigungsgrundlage verwendet.

IMDG-Code (International Maritime Code for Dangerous Goods)

Der IMDG-Code regelt den Transport gefährlicher Güter auf See, d.h. von Kennzeichnungspflichten über das Verpackungsmaterial bis hin zur Lagerung werden hierin sämtliche Bereiche geregelt, die beim Gefahrguttransport auf Schiffen wichtig sind. Im November 2020 wurden Korrekturen zum aktuell gültigen Amendment 39-18 veröffentlicht.⁶⁰¹

Inhaltlich entspricht der IMDG-Code weitgehend den Vorschriften, die für die Beförderung gefährlicher Güter auf Straße oder Schiene gelten, d.h. der IMDG-Code ist Bestandteil der Gefahrgutverordnung See. Unterschiede finden sich überall dort, wo es die besonderen Bedingungen auf dem Meer erforderlich machen – etwa bei der Frage, welche Güter gemeinsam verstaut werden dürfen, bei den Vorschriften zum Brandschutz oder zum Packen von Beförderungseinheiten. Der IMDG-Code ist seit dem 1. Januar 2004 ein verbindliches Rechtsinstrument im Rahmen von SOLAS, d.h. Seeschiffe, die gefährliche Güter in verpackter Form befördern, müssen sich also zwingend an seine Bestimmungen halten. Um den Code an notwendige Änderungen aufgrund des technischen Fortschritts und den gestiegenen Anforderungen an die Sicherheit von Menschen und

⁵⁹⁷ International Maritime Organization: International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code). Unter: <https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IGC-Code.aspx> (abgerufen am 09.08.2021)

⁵⁹⁸ Der Bundesminister für Verkehr und digitale Infrastruktur Andreas Scheuer: Bekanntmachung der Neufassung der Gefahrgutverordnung See. Unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=%2F%2F%2A%5B%40attr_id=%27bgbl119s1475.pdf%27%5D#_bgbl_%2F%2F%2A%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s1475.pdf%27%5D__1628155499081 (abgerufen am 05.08.2021)

⁵⁹⁹ International Maritime Organization: Interim recommendations for carriage of liquefied hydrogen in bulk. Unter: [https://www.wcdn.imo.org/local-resources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MSCResolutions/MSC.420\(97\).pdf](https://www.wcdn.imo.org/local-resources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MSCResolutions/MSC.420(97).pdf) (abgerufen am 09.08.2021)

⁶⁰⁰ ecomed-Storck GmbH: Verflüssigter Wasserstoff als Massengut. Unter: <https://www.gefahrgut.de/themen/seeverkehr--imdg-code/verfluessigter-wasserstoff-als-massengut> (abgerufen am 22.06.2021)

⁶⁰¹ Uwe Kraft: IMDG-Code: Gefahrgüter sicher auf See transportieren. WEKA MEDIA GmbH & Co. KG (Hg.). Unter: <https://www.weka.de/gefahrguttransport/der-imdg-code> (abgerufen am 22.06.2021)

Umwelt gerecht zu werden, durchläuft er alle zwei Jahre einen umfangreichen Revisionsprozess (= Amendments). Zum einen haben die Änderungen der UN-Modellvorschriften entsprechende Amendments des IMDG-Codes zur Folge. Neuerungen beantragen jedoch auch die Mitgliedsstaaten der IMO. Dabei beziehen sie sich ausschließlich auf die Besonderheiten von Seeschiffen. Ob die Vorschläge ihren Platz im IMDG-Code finden, entscheidet dann ein Unterausschuss der IMO.

Der IMDG-Code besteht aus sieben Teilen, verteilt auf zwei Bände. In Band 1 sind enthalten:

1. Allgemeine Vorschriften, Begriffsbestimmungen, Schulung
2. Klassifizierung
3. Vorschriften für die Verwendung von Verpackungen und Tanks
4. Verfahren für den Versand (Kennzeichnung, Dokumentation)
5. Bau- und Prüfvorschriften für Verpackungen, IBC, Großverpackungen, Tanks und MEGC
6. Vorschriften für die Beförderung.

Band 2 enthält den dritten Teil, der aus einem Verzeichnis der Trenngruppen und einer Gefahrgutliste besteht, d.h. hier wird für die verschiedenen gefährlichen Güter beschrieben, was bei deren Transport beachtet werden muss. Wasserstoff ist hierin entsprechend berücksichtigt.

Da der IMDG-Code jedoch für den Transport kleinerer Gebinde (Container, Fässer) relevant ist und für diese Untersuchung von einem Seetransport von Wasserstoff und PtX als Massengut ausgegangen wird, ist der IMDG Code daher hier nicht relevant.

Diese Diskussion der vielfältigen und umfassenden Regularien zeigt deutlich, dass ausreichende nationale und internationale Gesetzgebung für die sichere Verwendung von Wasserstoff aktuell gegeben ist. Bei fortschreitender Entwicklung können weitere Gesetze notwendig werden.

10.8 Regularien für das Bunkern in Häfen

Für das Bunkern von Wasserstoff und wasserstoff-basierten Treibstoffen in den Häfen ist sicherzustellen, dass notwendige rechtliche Grundlagen entsprechend angepasst werden. Zu Beginn der Identifizierung und Einsetzung von LNG als Treibstoff für die Schifffahrt zum Erreichen klimapolitischer Ziele, gab es Unsicherheiten bei den rechtlichen Rahmenbedingungen für das Bunkern von Schiffen in den Häfen.⁶⁰²

Das Beispiel der Häfen in Mecklenburg-Vorpommern zeigte auf, dass die Verordnung für die Häfen und die einzelnen Hafennutzungsordnungen in Rostock, Wismar, Stralsund und Sassnitz das Bunkern mit LNG weder verboten noch geregelt haben.⁶⁰³ Derzeit sind daher in den deutschen Häfen für das Bunkern von LNG Einzelgenehmigungen bei verschiedenen Genehmigungsbehörden zu beantragen.

⁶⁰² Mehr Informationen: Stefan Klein: Jeder kämpft für sich allein. ecomed-Storck GmbH (Hg.). Unter: <https://www.gefahrgut.de/themen/seeverkehr-imdg/jeder-kaempft-fuer-sich-allein> (abgerufen am 05.07.2021)

⁶⁰³ Mehr Informationen: Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern: Handlungsansätze zum Aufbau einer LNG-Infrastruktur für die Seeschifffahrt in Mecklenburg-Vorpommern. Unter: http://service.mvnet.de/_php/download.php?datei_id=125529&usg=AOvVaw06-gV9ZxR6XYXQRi0v_Sfi (abgerufen am 05.07.2021)

Insgesamt sind die rechtlichen Grundlagen für das Bunkern von alternativen Schiffskraftstoffen – und damit eben auch von Wasserstoff und wasserstoff-basierten Treibstoffen – für die Häfen auf verschiedenen Ebenen geregelt, d.h.

- Vorschriften einzelner Häfen (d.h. je nach Hafen verschieden genannt, z.B. Hafenordnung, Hafennutzungsordnung),
- Regelungen auf Bundes- und Länderebene,
- Leitfäden und Standards
- globale oder regionale Instrumentarien (bspw. der EU oder IMO)⁶⁰⁴. Auf Bundesebene gibt es in der bestehenden Gesetzgebung keine spezifischen Vorschriften für das Bunkern⁶⁰⁴

Eine ausführliche Betrachtung der Situation beim Bunkern von alternativen Kraftstoffen wurde in der Studie „BUNKER GUIDANCE für alternative Kraftstoffe in deutschen Seehäfen“ im Auftrag des DMZ vorgenommen.

In dieser Studie wurden die bestehenden rechtlichen Regelungen auf Bundes-, Länder- und Hafenebene sowie in ausgewählten EU-Mitgliedsstaaten untersucht. Hierauf basierend werden Vorschlägen für eine Harmonisierung von Bunkervorschriften für die verschiedenen zuständigen deutschen Behörden formuliert. Ergänzend dazu sollen die Ergebnisse der Studie mit Blick auf die weitere Reduzierung von Emissionen im maritimen Sektor auch die Entwicklung und Erprobung alternativer Kraftstoffe unterstützen.⁶⁰⁵

Mit Blick auf das Bunkern von Wasserstoff und wasserstoff-basierten Treibstoffen in den Häfen ist weiter wichtig, dass bestehende Rechtsrahmen für den Umschlag, die Nutzung und den Transport dieser Treibstoffe die bestehenden Rechtsrahmen angepasst werden und ein regulatorischer Rahmen für deren Einsatz im Hafenbetrieb entwickelt wird.⁶⁰⁶

10.9 Zusammenfassung

Wasserstoff fällt als komprimiertes oder tief-kalt verflüssigtes brennbares Gas unter die entsprechenden einschlägigen Regelwerke. Besondere Gefahren gehen nicht von ihm aus, so dass es in Deutschland oder der EU kein wasserstoffspezifisches Regelwerk gibt. Die oben ausgeführten bestehenden Regelwerke (z.B. ADR für Gefahrguttransport, ATEX für Explosionsschutz, (T)PED für (bewegliche) Druckgeräte auf europäischer Ebene sowie deren nationaler Implementierung und in Deutschland die BetrSichV für Personenschutz und das BImSchG für Umweltschutz) sowie deren kontinuierliche Aktualisierung und Weiterentwicklung erscheinen hier ausreichend.

Normungsbedarf entsteht in absehbarer Zeit vor allem durch seine Einführung als Kraftstoff in den Verkehr (Zulassungsvorschriften). Außerdem werden allgemein verstärkt Druckbehälter aus faserverstärktem Kunststoff oder anderen neuen Werkstoffen eingesetzt werden. Hier treten andere Sicherheitsfragen auf als bei der herkömmlichen Gasflasche aus Stahl oder Aluminium.

⁶⁰⁴ Mehr Informationen: Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V.: Seehäfen in der Energiewende: Wasserstoff. Unter: https://zds-seehafen.de/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-03_ZDS_Wasserstoff_Arbeitspapier_Juni21.pdf (abgerufen am 09.06.2021)

⁶⁰⁵ Mehr Informationen: Deutsches Maritimes Zentrum e.V.: Bunker Guidance für alternative Kraftstoffe in deutschen Seehäfen. Unter: https://www.dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2021/06/Studie-Bunker-Guidance-2021_komplett.pdf (abgerufen am 05.07.2021)

⁶⁰⁶ Mehr Informationen: Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V.: Seehäfen in der Energiewende: Wasserstoff. Unter: https://zds-seehafen.de/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-03_ZDS_Wasserstoff_Arbeitspapier_Juni21.pdf (abgerufen am 09.06.2021)

Die Europäische Kommission hat im Oktober 2014 die Alternative Fuels Infrastructure Directive (2014/94/EU)⁶⁰⁷ veröffentlicht. Diese verweist auf einige ISO-Normen, die künftig in aktualisierter Version aus dieser Richtlinie abgeleitet werden, und somit Rechtskraft erlangen sollen. Diese Normen betreffen die Auslegung von Wasserstofftankstellen, das Wasserstoffbetankungsprotokoll, die Geometrie der Wasserstoffbefüllung sowie die Wasserstoffqualität. Es wird erwartet, dass die Anforderungen aus dieser Richtlinie spätestens bis zum Jahr 2020 in den relevanten Mitgliedsstaaten rechtlich verbindlich sein werden.

Der Transport aller hier benannten PtX ist durch IMO Vorschriften abgedeckt.

Der Einsatz als Brennstoff kann für Wasserstoff auf Gastankern über die Verwendung von Ladung als Brennstoff gemäß Kapitel 16 des IGC-Codes geregelt werden. Für den Einsatz auf anderen Tankern besteht momentan keine gültige IMO Regelung für Wasserstoff. Die Verwendung von Methan, Methanol und in naher Zukunft auch FT-Diesel mit niedrigem Flammpunkt als Brennstoff ist durch IMO Vorschriften geregelt. Die Verwendung von Ammoniak als Brennstoff ist demgegenüber z.Z. auf allen Schiffstypen nicht zulässig und für Gastanker gemäß Kapitel 16 des IGC-Codes ausdrücklich verboten.

Um zukünftig eine optimale Nutzung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern zu gewährleisten, ist eine schnellstmögliche Überarbeitung der Regelwerke zur Verwendung dieser Stoffe als Treibstoff von höchster Wichtigkeit. Hier gilt mindestens die gleiche Dringlichkeit wie bei der Umsetzung einer Planung zur Infrastruktur für den Umschlag und die Lagerung der wasserstoffbasierten Energieträger, die in den vorigen Kapiteln beschrieben wurde.

⁶⁰⁷ Mehr Informationen: EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE 2014/94/EU. Unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094> (abgerufen am 17.05.2021)

11 Fazit und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden abschließend die wichtigsten Ergebnisse der Studie hinsichtlich potenzieller Handlungsempfehlungen und Forschungsbedarfe zusammengefasst, entweder als direkte Ergebnisse oder als Ableitungen einzelner Bestandteile dieser Studie. Mit Ausnahme einiger besonders relevanter sektorübergreifender Handlungsempfehlungen stehen diese im Zusammenhang mit der maritimen Wirtschaft, sofern dies nicht jeweils benannt wird. Erarbeitete Handlungsempfehlungen werden in drei Kategorien zusammengefasst. Zunächst wird auf Empfehlungen mit einer politischen Dimension eingegangen, die zu einem großen Teil sektorübergreifende Bedeutung haben. Im Anschluss werden wissenschaftliche und technologische Handlungsempfehlungen dargestellt.

Die unterschiedlichen Dimensionen weisen mitunter Schnittmengen auf. Insbesondere die wissenschaftliche und die technologische Dimension können nicht in jedem Fall eindeutig voneinander getrennt werden. In solchen Fällen richten sich die Handlungsempfehlungen gleichermaßen sowohl an Forschungseinrichtungen als auch an Forschungs- und Entwicklungsabteilungen von Industrieunternehmen.

11.1 Politische Dimension

Erneuerbare Energien und Elektrolysekapazität ausbauen

Ein sektorübergreifendes Ziel sollte der Ausbau erneuerbarer Energien und der Ausbau von Elektrolysekapazitäten sein. Es wurde in Kapitel 5 ausführlich dargestellt, dass die bestehenden Planungen nicht ausreichend sind, um den deutschen Bedarf an Wasserstoff und PtX-Energieträgern inländisch zu decken. So ist je nach Szenario im Jahr 2050 ein Importbedarf zwischen 350 und 750 TWh/a an Wasserstoff und PtX-Energieträgern zu erwarten. Im Hinblick auf eine zukünftige größtmögliche Versorgungssicherheit sowie eine mögliche Technologieführerschaft in diesem Bereich sollten in Deutschland baldmöglichst politische Rahmenbedingungen geschaffen werden, um ausreichend Strom aus erneuerbaren Quellen für die Zwecke der Herstellung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern zur Verfügung zu stellen. Dabei müssen alle Möglichkeiten sowohl offshore als auch onshore genutzt werden.

Energiepartnerschaften frühzeitig abschließen

Seeseitige Importe von grünem Wasserstoff und PtX-Energieträgern werden eine deutschen Wasserstoffgesellschaft erst ermöglichen, da die benötigten Mengen nicht ausschließlich inländisch produziert werden können. Dabei steht Deutschland in Konkurrenz zu anderen Industrienationen, welche ebenfalls auf den Import von Wasserstoff angewiesen sein werden. Um einen frühzeitigen Zugang und eine langfristige Versorgungssicherheit zu garantieren, sollten bereits jetzt Energiepartnerschaften mit strategisch günstigen Exportländern aufgebaut werden. Durch einen diversifizierten Ansatz, bei dem Partnerschaften mit unterschiedlichen Ländern abgeschlossen werden, sollten einseitige Abhängigkeiten vermieden und unterschiedliche Transportkonzepte gewählt werden.

Bedarfsgerechte Importinfra- und Suprastrukturen aufbauen

Derzeit existieren in Deutschland keine nennenswerten Infra- und Suprastrukturen für den Import von Wasserstoff über Seehäfen. Für einige Energieträger wie synthetisches Methan und synthetisches Rohöl (E-Crude) könnte die für die fossilen Pendant bestehende bzw. geplante Infrastruktur genutzt werden. Für andere Energieträger wie synthetisches Methanol oder synthetisches Ammoniak besteht dagegen nur eine Infrastruktur,

die ausreichend ist, um die aktuellen geringen Bedarfe zu decken. Um einen großskalierten Import von Wasserstoff und PtX-Energieträgern zu ermöglichen, müssen anhand realistischer Einschätzungen der Importbedarfe die benötigten Transportinfra- und Suprastrukturen geschaffen werden.

Einheitliche, international verbindliche Definitionen vereinbaren

In allen untersuchten Wasserstoffstrategien wurde die Bedeutung von einheitlichen Definitionen im Hinblick auf die farbliche Codierung von Wasserstoff entsprechend seiner Herstellung hervorgehoben. Deutschland sollte sich in internationale Normierungs- und Zertifizierungsprozesse einbringen, um die Wahrung der eigenen Interessen, etwa hinsichtlich der Unterscheidbarkeit bestimmter Herstellungsmethoden von Wasserstoff, sicherzustellen. Das Ziel sollten international einheitliche und verbindliche Definitionen sein, um ein staatenübergreifendes Verständnis der Farbcodierungen sicherzustellen und eventuelle Wettbewerbsnachteile durch strengere Auslegung von Vorgaben auf nationaler Ebene zu verhindern. Zusätzlich sollten diese Definitionen nicht nur Wasserstoff, sondern auch zukünftige PtX-Energieträger umfassen, die ebenfalls einheitlich benannt, definiert und zertifiziert werden müssen.

Regularien für die Anwendung von Wasserstoff und PtX in Kraft setzen

Im Bereich der Anwendung von Wasserstoff und PtX-Energieträgern im maritimen Bereich bestehen derzeit regulatorische Lücken, die in Kapitel 10 im Detail dargestellt wurden. Während die Anwendbarkeit von synthetischem Methan, synthetischem Schweröl, synthetischem Dieselmotortreibstoff und synthetischem Methanol als maritimer Treibstoff bereits über die Regularien für die entsprechenden fossilen Treibstoffe geregelt ist, besteht für die Verwendung von Wasserstoff als Treibstoff im maritimen Kontext noch keine Regulierung. Die Verwendung von Ammoniak als Treibstoff ist derzeit auf allen Schiffstypen nicht zulässig und für Gastanker gemäß Kapitel 16 des IGC-Codes ausdrücklich verboten. Damit auch die Verwendung dieser Energieträger als Treibstoff in maritimen Anwendungen erprobt werden kann, müssen schnellstmöglich entsprechende Regularien entworfen und in Kraft gesetzt werden.

Zudem muss ein Zertifizierungssystem geschaffen werden, das auch die Gesamtemissionen über den Lebenszyklus bewertet und zuverlässig darstellt. Ohne diese Maßnahme ist es nicht möglich, dass sich aus regenerativen Quellen gewonnene Energieträger gegenüber fossilen oder auf Basis anderer Energiequellen gewonnenen Alternativen durchsetzen.

Schnell und entschlossen handeln

Da auch andere Länder die Dekarbonisierung und den Aufbau einer Wasserstoffgesellschaft forciert verfolgen, müssen insbesondere die politischen Handlungsempfehlungen schnellstmöglich umgesetzt werden. Gerade in den Bereichen der Regulatorik, des Abschlusses von Energiepartnerschaften und des Aufbaus von Importinfra- und Suprastrukturen müssen politische Entscheidungen im Hinblick auf langwierige Genehmigungsprozesse zeitnah getroffen werden. Nur so können ein internationaler, zukunftsfähiger Wasserstoffmarkt etabliert werden, Energieträger in der benötigten Menge nach Deutschland importiert werden und die Ziele der Wasserstoffstrategien sowie die Dekarbonisierung zum Erfolg geführt werden.

11.2 Wissenschaftliche Dimension

Entwurf von Transport- und Importkonzepten für Wasserstoff

Wissenschaft und Forschung müssen im maritimen Umfeld Transportkonzepte entwerfen, die einen großskalierten Import von Wasserstoff und PtX-Energieträgern überhaupt erst ermöglichen. Dies schließt das Skizzieren benötigter Schiffstypen und Flottenstrukturen nach dem jeweiligen Einsatzgebiet ein. Da diese in direkter Abhängigkeit zu den zu importierenden Energieträgern und deren Mengen stehen, müssen Entwicklungs- und Importprognosen vor dem Hintergrund aktueller Trends beständig überprüft und aktualisiert werden.

Entwurf von Anwendungskonzepten von Wasserstofftechnologien in Häfen

Zudem werden Konzepte für die Anwendung von Wasserstofftechnologien in Häfen und im Hinterlandverkehr erforderlich. Es muss untersucht werden, ob und welche Wasserstofftechnologien bei Umschlagsgeräten und Rangiergeräten im Hafengebiet und darüber hinaus sinnvoll eingesetzt werden können. Dabei sollte bedacht werden, dass einer möglichen Elektrifizierung wegen der besseren Wirkungsgrade der Vorzug gegenüber Wasserstofftechnologien gegeben werden sollte, sofern dies ökologisch und ökonomisch sinnvoller ist. Eine objektive Bewertung der ökologischen Einflüsse eines Antriebskonzepts wird durch Lebenszyklusanalysen ermöglicht.

Beschreibung und Definition von Wasserstoffhubs

In der Studie wird die Bedeutung von Häfen für die Entwicklung von Wasserstoffhubs, in denen Produktion, Verteilung und Verbrauch von Wasserstoff und PtX-Energieträgern an einem Ort gebündelt sind, deutlich. Es muss dargestellt werden, welche Aufgaben durch einen derartigen Wasserstoffhub erfüllt werden müssen, welche technologischen Strukturen dafür benötigt werden und welche Kriterien ein Hafen erfüllen muss, um zu einem Wasserstoffhub entwickelt zu werden. Hier sollte ein Grobkonzept entworfen werden, welches auf die einzelnen standortspezifischen Anforderungen angepasst werden kann. Schwerpunkte können dabei sein: Geeignete Liegeplätze für Wasserstofftanker, Pipelineverbindungen, Lagermöglichkeiten für Wasserstoff und PtX-Energieträger, Möglichkeiten zum Löschen und Laden sowie zur Weiterverteilung ins Hinterland, verschiedene Nutzungskonzepte innerhalb des Hafens etc.

Entwurf von Lagerkonzepten für Wasserstoff

Vor dem Hintergrund, dass zukünftig große Mengen alternativer Energieträger über Häfen importiert werden, muss auch der Entwurf von allgemeinen Lagerkonzepten für Wasserstoff und PtX-Energieträger Bestandteil der Forschung sein. Es wurde im Rahmen dieser Studie auf die technologischen Herausforderungen der Lagerung von Wasserstoff eingegangen. Die Untersuchung von Konzepten für den Import erfordert daher auch ein effizientes Lagerkonzept. Es müssen entsprechende Tanks und Möglichkeiten des Transfers von Wasserstoff zwischen Verkehrsträgern und Tanks entworfen und prototypisch getestet werden, die Verluste auf ein Minimum reduzieren.

11.3 Technologische Dimension

Effizienz der Erzeugung von Wasserstoff und PtX erhöhen

Strom aus erneuerbaren Energien ist eine knappe Ressource und wird dies voraussichtlich auf unbestimmte Zeit auch bleiben. Es ist daher von hoher Bedeutung, dass für die Herstellung von Wasserstoff und PtX-Ener-

gieträgern möglichst effiziente Erzeugungswege verfolgt werden. Die Effizienz zum Beispiel von Elektrolyseuren sollte aus diesem Grund so weit wie möglich optimiert werden. Neben der Erzeugung von elektrolytischem Wasserstoff sollte auch die Entwicklung von PtX-Energieträgern für maritime Anwendungen forciert verfolgt werden.

Technologische Reifegrade von maritimen Anwendern erhöhen

Es wurde dargestellt, dass derzeit vor allem fossile Energieträger in maritimen Anwendungen zum Einsatz kommen. Damit in Zukunft alternative Brennstoffe wie Wasserstoff und PtX-Energieträger wie Ammoniak oder Methanol in maritimen Anwendungen breit eingesetzt werden können, ist es notwendig, dass die benötigten technischen Lösungen einen möglichst hohen Technologiereifegrad erreichen. Forschung und Entwicklung sind entsprechend voranzutreiben.

Weiternutzung, Umrüstung und Ergänzung bestehender Infra- und Suprastruktur

Aus Nachhaltigkeitsaspekten sollte bestehende Infra- und Suprastruktur weiter genutzt werden, soweit dies technisch möglich ist. Dafür muss geprüft werden, inwieweit bestehende Strukturen, beispielsweise Importterminals für LNG, Rohöl, Produkten oder Chemikalien, für den Umschlag von Wasserstoff und PtX-Energieträgern genutzt beziehungsweise umgerüstet werden können. Gegebenenfalls müssen neue Strukturen errichtet werden, wenn bestehende Strukturen nicht ausreichen, nicht genutzt werden können oder deren Kapazitäten anderweitig benötigt werden.

Erprobung unterschiedlicher Antriebskonzepte und verschiedener Brennstoffe

Für maritime Anwendungen müssen durch die Schiffbauindustrie unterschiedliche Antriebskonzepte mit den verschiedenen Brennstoffen beziehungsweise Betriebsmitteln konzipiert und in prototypischen Pilotprojekten erprobt werden, um baldmöglichst belastbare Erkenntnisse über die Erfolgsaussichten der Technologien, auch im Hinblick auf unterschiedliche Anwendungsfelder in Fracht- und Passagierschifffahrt, zu gewinnen. Dabei sollten technologieoffen alle vielversprechenden Optionen bedacht werden. So sollten sowohl Verbrennungsmotoren als auch der Einsatz von Brennstoffzellen untersucht werden, um die jeweiligen Nischen, in denen beide Antriebskonzepte eingesetzt werden könnten, zu bestimmen. Neben PtX-Energieträgern sollte auch der Einsatz von reinem Wasserstoff Untersuchungs- und Erprobungsgegenstand sein.

Für neue Brennstoffe, die in der Schifffahrt zum Einsatz kommen, sind möglicherweise Anpassungen der entsprechenden Bunkermöglichkeiten erforderlich. Je nachdem, welche Energieträger in Zukunft in der Schifffahrt zum Einsatz kommen, können bestehende Bunkerkonzepte entweder ohne⁶⁰⁸ oder mit Anpassungen⁶⁰⁹ weiter genutzt werden oder müssen komplett neu errichtet⁶¹⁰ werden.

Entwicklung neuer Tankschiffe für Wasserstoff und PtX

Der Import von Flüssigwasserstoff erfordert die Entwicklung völlig neuer Tankertypen durch die Schiffbauindustrie. Aktuell bestehende erste Pilotprojekte mit kleinen Wasserstofftankern müssen zur Marktreife entwi-

⁶⁰⁸ SLNG, synthetisches Schweröl oder synthetischer Diesel können ohne Anpassungen in bestehende Bunkerkonzepte eingefügt werden.

⁶⁰⁹ Methanol könnte gegebenenfalls mit einigen Anpassungen der Bunkerstrukturen in Bunkerkonzepte eingefügt werden.

⁶¹⁰ Flüssigwasserstoff erfordert ein vollständiges neues Bunkerkonzept und die Errichtung spezialisierter Infra- und Suprastruktur

ckelt werden, so dass auch größere Einheiten am Markt verfügbar sind. Für verschiedene Strecken beziehungsweise Einsatzgebiete werden unterschiedliche Größen von Transporteinheiten notwendig sein. Reedereien haben dann die Aufgabe, in entsprechende neue Schiffsflotten investieren und deren Betrieb sicherstellen.

Inwieweit für den Import von PtX-Energieträgern in einer zukünftigen Wasserstoffgesellschaft existierende Tankschiffe weitergenutzt werden können, ist abhängig von Art und Menge der jeweiligen Energieträger. Zwar können SLNG und flüssige PtX-Energieträger grundsätzlich mit bestehenden Tankern transportiert werden, für den Import der benötigten großen Mengen wird es allerdings notwendig sein, dass bestehende Schiffstypen deutlich größer skaliert werden müssen, um die Transporte möglichst effizient durchführen zu können. Auch hier ist die Transportkapazität an das jeweilige Einsatzgebiet anzupassen.

Handlungsempfehlungen frühzeitig und präzise formulieren

Handlungsbedarfe, die für die maritime Wirtschaft im Kontext der Etablierung einer Wasserstoffgesellschaft entstehen, müssen auch in Zukunft frühzeitig erkannt und belegt werden. Die daraus abzuleitenden Handlungsempfehlungen für Politik, Wissenschaft und Technologie sollten einem fortlaufenden Monitoring unterzogen und bei Bedarf weiterentwickelt werden. Nur so können die Ziele der verschiedenen Wasserstoffstrategien erreicht werden.

12 Literaturverzeichnis

- A. Bösmann. (kein Datum). *Komplexe Katalysatorsysteme und kontinuierliche Verfahren*. Abgerufen am 12. April 2021 von Energiespeicherung und –transport: <https://www.crt.tf.fau.de/forschung/arbeitsgruppen/komplexe-katalysatorsysteme-und-kontinuierliche-verfahren/wasserstoff-und-energie/>
- A. Breitkopf. (17. Februar 2021). *Energie & Umwelt*. (S. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 04. April 2021 von Länder mit der höchsten Abhängigkeit von Energieimporten in der EU-28 im Jahr 2019: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224707/umfrage/laender-mit-der-hoechsten-abhaengigkeit-von-energieimporten-in-der-eu-27/>
- A. Breitkopf. (17. Februar 2021). *Energie & Umwelt*. (S. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 14. April 2021 von Abhängigkeit der EU-27 von Energieimporten in den Jahren 2002 bis 2019: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154569/umfrage/abhaengigkeit-von-energieimporten-in-der-eu-27/>
- A. P. Møller-Mærsk A/S. (19. August 2021). *Maersk secures green e-methanol for the world's first container vessel operating on carbon neutral fuel*. Abgerufen am 24. August 2021 von <https://www.maersk.com/news/articles/2021/08/18/maersk-secures-green-e-methanol>
- ABB Asea Brown Boveri Ltd. (28. Juli 2017). *Sparsamster Synchronmotor der Welt*. (p.-i. V. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 16. November 2020 von Weltrekord: Elektromotor mit fast 100 Prozent Energieeffizienz: <https://www.industr.com/de/weltrekord-elektromotor-mit-fast-prozent-energieeffizienz-2299451>
- Adnan Bajic. (12. November 2020). *Port of Rotterdam: shipping sector embracing LNG as fuel*. (N. BV, Herausgeber) Abgerufen am 13. November 2020 von <https://www.offshore-energy.biz/port-of-rotterdam-shipping-sector-embracing-lng-as-fuel/>
- Alfa Terminal Szczecin Sp. z o.o. ul. (2020). *Methanol Terminal – Beschreibung*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <http://www.alfaterminal.pl/de/beschreibung/>
- Alfred-Wegener-Institut, Helmholtz-Zentrum für Polar- und Meeresforschung. (08. Juni 2021). *CO2-neutral auf der Nordsee*. Abgerufen am 05. Juli 2021 von <https://www.awi.de/ueber-uns/service/presse/presse-detailansicht/co2-neutral-auf-der-nordsee.html>
- Alstom. (06. März 2020). *Alstoms Wasserstoffzug Coradia iLint erfolgreich in den Niederlanden getestet*. Abgerufen am 01. Februar 2021 von <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2020/3/alstoms-wasserstoffzug-coradia-ilint-erfolgreich-den-niederlanden>
- Amit Malewar. (16. Dezember 2019). *Japan introduces the world's first liquid hydrogen transport vessel*. (I. Mind, Herausgeber) Abgerufen am 12. Februar 2021 von

- <https://www.inceptivemind.com/japan-suiso-frontier-worlds-first-liquid-hydrogen-transport-vessel/10801>
- Andol et al. (21. August 2021). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 23. August 2021 von E-Fuel: <https://de.wikipedia.org/wiki/E-Fuel>
- Andol et al. (25. Februar 2021). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 26. Februar 2021 von Power-to-Gas: <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Gas>
- André Steinau. (21. Oktober 2020). *Die Wasserstoff-Gesellschaft*. (S. V. KG, Herausgeber) Abgerufen am 23. März 2021 von <https://www.erneuerbareenergien.de/die-wasserstoff-gesellschaft>
- AnjuJo. (18. August 2016). *Wikipedia - die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 24. Februar 2021 von Metallhydridspeicher in einer Wasserstoffanlage: https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Metal_Hydride_Storage_Canisters.jpg
- Arilou Jeschu et al. (25. September 2020). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 10. Februar 2021 von Linearmotor: <https://de.wikipedia.org/wiki/Linearmotor>
- AUDI AG. (2020). *Audi Technology Portal*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von Mobilität der Zukunft. Audi e-gas.: <https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas>
- Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources. (kein Datum). *National Hydrogen Strategy*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von Guarantees of origin: https://consult.industry.gov.au/national-hydrogen-strategy-taskforce/national-hydrogen-strategy-issues-papers/supporting_documents/NationalHydrogenStrategyIssue4GuaranteesofOrigin.docx
- Baird Maritime. (12. März 2021). *Vessel Review*. Abgerufen am 30. März 2021 von Suiso Frontier – Japanese LH2 carrier sets the pace in hydrogen transport: <https://www.bairdmaritime.com/ship-world/tanker-world/gas-tanker-world/vessel-review-suiso-frontier-japanese-lh2-carrier-sets-the-pace-in-hydrogen-transport/>
- Ballard Power Systems. (03. Februar 2021). *Ballard Signs MOU with Global Energy Ventures For Development of Fuel Cell-Powered Ship*. Abgerufen am 08. Februar 2021 von <https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2021/02/03/ballard-signs-mou-with-global-energy-ventures-for-development-of-fuel-cell-powered-ship>
- Baumüller Nürnberg GmbH. (10. September 2018). *Mehr Strom auf dem Wasser: Wie Elektromotoren Schiffe sauberer machen*. (W.-V. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 10. Februar 2021 von <https://www.wileyindustrynews.com/news/mehr-strom-auf-dem-wasser-wie-elektromotoren-schiffe-sauberer-machen>
- Beate Krol. (25. Februar 2020). *Erneuerbare Energien*. (W. R. Köln, Herausgeber) Abgerufen am 21. Juni 2021 von Der Energieverbrauch in Deutschland: <https://www.planet->

wissen.de/technik/energie/erneuerbare_energien/energieverbrauch-deutschland-100.html

Benjamin Wunsch. (20. November 2020). *Umweltverbände kritisieren Stillstand bei der IMO*. (G. S. News, Herausgeber) Abgerufen am 22. Juni 2021 von <https://www.green-shipping-news.de/imo-klimaschutz/>

Berliner Hafen- und Lagerhausgesellschaft mbH. (31. Mai 2021). *Erfolgreicher Stapellauf der „ELEKTRA“ in Derben*. Abgerufen am 07. Juni 2021 von https://www.e4ships.de/app/download/13846646290/BEHALA_PM_ELEKTRA_Stapell_auf_27052021.pdf?t=1622561380

Bernd Conrad et al. (03. Mai 2021). *Daimler Trucks und Volvo gründen Cellcentric*. (M. P. Co.KG, Herausgeber) Abgerufen am 19. August 2021 von Joint Venture für Brennstoffzellen-Lkw: <https://www.auto-motor-und-sport.de/verkehr/daimler-trucks-volvo-group-kooperation-brennstoffzelle/>

Bernd Conrad et al. (21. Juni 2021). *Zusammenarbeit von Iveco und Nikola Motors*. (M. P. Co.KG, Herausgeber) Abgerufen am 19. August 2021 von Elektro-Lkw wird in Ulm gebaut: <https://www.auto-motor-und-sport.de/elektroauto/nikola-iveco-cnh-industrial-joint-venture-elektro-lkw/>

BMW Group. (12. März 2009). *BMW Wasserstoffmotor erreicht Spitzenwirkungsgrad*. Abgerufen am 10. Dezember 2020 von <https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0005613DE/bmw-wasserstoffmotor-erreicht-spitzenwirkungsgrad?language=de>

BP p.l.c. (2020). *Statistical Review of World Energy 2020*. Abgerufen am 01. Juli 2021 von 69th edition: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

British Broadcasting Corporation. (kein Datum). *States of matter: Density*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.bbc.co.uk/bitesize/guides/ztb3h39/revision/2>

Bruno Burger. (04. Januar 2021). *Nettostromerzeugung in Deutschland 2020*. (F.-I. f. ISE, Herausgeber) Abgerufen am 14. April 2021 von Erneuerbare Energien erstmals über 50 Prozent: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html>

Bund der Steuerzahler Deutschland e.V. (15. Juni 2018). *Energiesteuer*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von www.steuerzahler.de/aktuelles/detail/energiesteuer

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (18. Dezember 2020). *FEP 2020 - Karte Nordsee*. Abgerufen am 31. August 2021 von https://www.bsh.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Servicesuche_Formular.html;jsessionid=B542007C93BE751FA91782A0E5FE6858.live21304?nn=1651716&resourceId=165176

4&input_=1651716&pageLocale=de&templateQueryString=SEN-1&submit.x=0&submit.y=0

Bundesamt für Strassen(CH). (01. Januar 2021). *Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse. Band 1*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.astra.admin.ch/dam/astra/de/dokumente/gefahrgut/adr-2021-band1.pdf.download.pdf/ADR%202021%20Band%20I.pdf>

Bundesamt für Strassen(CH). (01. Januar 2021). *Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse. Band 2*. Abgerufen am 05. August 2021 von https://www.astra.admin.ch/dam/astra/de/dokumente/gefahrgut/adr-2021_band2.pdf.download.pdf/ADR%202021%20Band%20II.pdf

Bundesministerium für Bildung und Forschung. (20. Mai 2021). *Woher soll der Grüne Wasserstoff kommen?* Abgerufen am 29. Juni 2021 von <https://www.bmbf.de/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen-11766.html>

Bundesministerium für Bildung und Forschung Unterabteilung Nachhaltigkeit. (09. Juni 2021). *Umweltschonende Technologie: Neues Forschungsschiff Uthörn wird mit grünem Methanol angetrieben*. Abgerufen am 22. Juli 2021 von https://www.fona.de/de/aktuelles/nachrichten/2021/210906_Utoern.php

Bundesministerium für Bildung und Forschung. (kein Datum). *Wie Partner im Leitprojekt H2Mare Wasserstoff direkt auf hoher See produzieren wollen*. Abgerufen am 17. August 2021 von <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare>

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. (Mai 2020). *Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2020*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2020_broschuere_bf.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. (12. Mai 2021). *Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes*. Abgerufen am 19. Mai 2021 von <https://www.bmu.de/gesetz/entwurf-eines-ersten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundes-klimaschutzgesetzes/>

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. (16. November 2016). *Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-nationaler-strategierahmen-afid.pdf?__blob=publicationFile

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Referat G20 Projektbüro Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. (Oktober 2019). *Bericht 10/2019 der Arbeitsgruppe 5 Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/03/NPM-AG-5-LNG-und-CNG-Strategie-im-Schwerlastverkehr.pdf>

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (Juni 2014). *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Abgerufen am 13. April 2021 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (Februar 2021). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Abgerufen am 13. April 2021 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=31
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (Dezember 2001). *Offshore-Windenergienutzung der AWZ*. Abgerufen am 01. Juni 2021 von <https://8p2.de/index.php/de/downloads/know-how/wind/41-offshore-windenergienutzung-in-der-awz-potentiale-netzintegration-stromgesethungskosten/file>
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (Juni 2021). *Monitoring des Stromnetzausbaus. Erstes Quartal 2021*. Abgerufen am 31. August 2021 von Unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/de.html;jsessionid=56CC3DB0BCBD4193C6121DB023C7B84B>
- Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.v. (17. Juli 2020). *Verteilung der OWP auf Bundesländer und Nord- bzw. Ostsee*. Abgerufen am 21. April 2021 von <https://bwo-offshorewind.de/verteilung-der-owp-auf-bundeslaender-und-nord-bzw-ostsee/>
- Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (kein Datum). *Unsere Positionen: EEG - Motor für den Ausbau Erneuerbarer Energien*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.bee-ev.de/unsere-positionen/eeg>
- Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (12. Mai 2021). *BEE-Stellungnahme zum Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes*. Abgerufen am 19. Mai 2021 von https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210512_BEE-Stellungnahme_KSG.pdf
- Bundesverband WindEnergie e.V. (28. Oktober 2020). *BEE: EEG-Umlagebefreiung für ausschließlich grünen Wasserstoff*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/bee-eeg-umlagebefreiung-fuer-ausschliesslich-gruenen-wasserstoff/>
- BÜRGERSCHAFT DER FREIEN UND HANSESTADT HAMBURG. (10. August 2018). *Schriftliche Kleine Anfrage des Abgeordneten Michael Kruse (FDP) vom 03.08.18 und Antwort des Senats Drucksache 21/13949*. Abgerufen am 23. August 2021 von Jetzt ein kühles Alsterwasser – Was macht eigentlich das gleichnamige: <https://www.buergerschaft-hh.de/parldok/dokument/63336/.pdf>

- BusinessPortal Norwegen. (23. Januar 2020). *Clean Energy, Maritime Wirtschaft*. Abgerufen am 01. Februar 2021 von Weltweit erstes Schiff mit kohlenstofffreien Ammoniak-Brennstoffzellen ab 2024 in Norwegen im Test: <https://businessportal-norwegen.com/2020/01/23/weltweit-erstes-schiff-mit-kohlenstofffreien-ammoniak-brennstoffzellen-ab-2024-in-norwegen-im-test>
- Carbon Recycling International. (09. Februar 2021). *Major milestones reached in the first commercial CO2 to methanol plant*. Abgerufen am 13. April 2021 von <https://www.carbonrecycling.is/news-media/2021/2/9/major-milestones-reached-in-the-first-commercial-co2-to-methanol-plant>
- CertifHy. (13. März 2019). *CertifHy-SD Hydrogen Criteria*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von https://www.certifyhy.eu/images/media/files/CertifHy_2_deliverables/CertifHy_H2-criteria-definition_V1-1_2019-03-13_clean_endorsed.pdf
- CertifHy. (kein Datum). *The Project*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://www.certifyhy.eu>
- Christof Kost et al. (März 2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. (F.-I. f. Energiesysteme, Herausgeber) Abgerufen am 13. April 2021 von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Christoph Kost et al. (März 2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. (F.-I. f.-s. (Hrsg.), Herausgeber) Abgerufen am 30. April 2021 von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- Christoph Lingg. (15. April 2010). *Wikimedia*. Abgerufen am 04. Februar 2021 von Schematische Darstellung des Funktionsprinzips einer Brennstoffzelle: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Brennstoffzelle_funktionsprinzip.png
- Clarkson Research Services Limited. (2021). *Shipping Intelligence Network*. Abgerufen am 24. Juni 2021 von <https://sin.clarksons.net/>
- Conrad Electronic SE. (kein Datum). *Ratgeber. Technik einfach erklärt*. Abgerufen am 01. Februar 2021 von Was ist ein Elektromotor: <https://www.conrad.de/de/ratgeber/technik-einfach-erklart/elektromotor.html#definition>
- Current Business Media Ltd. (20. Juli 2021). *MSC Group and Oldendorff Carriers join the Methanol Institute*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://shipinsight.com/articles/msc-group-and-oldendorff-carriers-join-the-methanol-institute/>
- Daimler AG. (02. November 2020). *Brennstoffzellen-Joint Venture*. Abgerufen am 26. November 2020 von Volvo Group und Daimler Truck AG unterzeichnen verbindliche Vereinbarung: <https://www.daimler.com/konzern/news/brennstoffzellen-joint-venture-volvo.html>

- Dennis Krieg. (2012). *Konzept und Kosteneines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. (F. Jülich, Herausgeber) Abgerufen am 09. August 2021 von <http://publications.rwth-aachen.de/record/197499>
- Der Bundesminister für Verkehr und digitale Infrastruktur Andreas Scheuer. (21. Oktober 2019). *Bekanntmachung der Neufassung der Gefahrgutverordnung See*. Abgerufen am 05. August 2021 von https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=%2F%2F%2A%5B%40attr_id=%27bgbl119s1475.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s1475.pdf%27%5D__1628155499081
- Deutsche Bahn AG. (23. November 2020). *Deutsche Bahn und Siemens starten ins Wasserstoff-Zeitalter*. Abgerufen am 19. August 2021 von https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/Deutsche-Bahn-und-Siemens-starten-ins-Wasserstoff-Zeitalter-5735960
- Deutsche Bundesregierung. (15. März 1974). *Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge*. Abgerufen am 05. August 2021 von Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG: <http://www.gesetze-im-internet.de/bimSchG/index.html>
- Deutsche Bundesregierung. (03. Februar 2015). *Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln*. Abgerufen am 05. August 2021 von Betriebsicherheitsverordnung - BetrSichV: https://www.gesetze-im-internet.de/betrSichV_2015/
- Deutsche Bundesregierung. (10. Juni 2020). *Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Abgerufen am 29. April 2021 von Die Nationale Wasserstoffstrategie: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (Juli 2018). *dena-Leitstudie. Integrierte Energiewende*. Abgerufen am 08. April 2021 von Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (kein Datum). *Power to X*. Abgerufen am 13. April 2021 von Technologien: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Technologien.pdf
- Deutsche Windguard. (2020). *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland*. Abgerufen am 01. Juni 2021 von https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202020.pdf
- Deutsche WindGuard GmbH. (2020). *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland*. Abgerufen am 13. April 2021 von <https://www.windguard.de/jahr->

- 2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2020/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202020.pdf
- Deutscher Bundestag. (13. Oktober 2016). *Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See*. Abgerufen am 29. April 2021 von WindSeeG: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>
- Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (02. März 2021). *Bunker Guidance für alternative Kraftstoffe in deutschen Seehäfen*. Abgerufen am 05. Juli 2021 von https://www.dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2021/06/Studie-Bunker-Guidance-2021_komplett.pdf
- Deutschlandradio. (18. Dezember 2020). *Was bringt die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes?* Abgerufen am 21. Juni 2021 von https://www.deutschlandfunk.de/eeg-novelle-2021-was-bringt-die-reform-des-erneuerbare.2897.de.html?dram:article_id=487868
- DEUTZ AG. (12. August 2021). *Der Wasserstoffmotor von DEUTZ ist reif für den Markt*. Abgerufen am 17. August 2021 von <https://www.deutz.com/media/pressemitteilungen/der-wasserstoffmotor-von-deutz-ist-reif-fuer-den-markt>
- dieBrennstoffzelle.de. (2021). *Speicherung von Wasserstoff*. Abgerufen am 16. Februar 2021 von <http://www.diebrennstoffzelle.de/wasserstoff/speicherung.shtml>
- Directorate-General for Environment. (kein Datum). *The Environmental Footprint transition phase*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von https://ec.europa.eu/environment/eusd/smgp/ef_transition.htm
- Dirk Baranek. (17. Juli 2018). *Der Elektromotor hat noch viel Potenzial*. Abgerufen am 16. November 2020 von <https://blog.energiesdienst.de/der-elektromotor-hat-noch-viel-potenzial>
- DNV GL (inzwischen DNV). (2020). *Energy Transition Outlook 2020*. Abgerufen am 13. April 2021 von A global and regional forecast to 2050: <https://download.dnvgl.com/eto-2020-download>
- Duden Learnattack GmbH. (kein Datum). *Methanol – Eigenschaften und Verwendung*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.lernhelfer.de/schuelerlexikon/chemie-abitur/artikel/methanol-eigenschaften-und-verwendung>
- DVV Media Group GmbH. (18. September 2020). *Deutsche LNG Terminals: Was ist der Stand?* Abgerufen am 02. Juli 2021 von <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/politik-regulierung/detail/news/deutsche-lng-terminals-was-ist-der-stand.html>
- DVV Media Group GmbH. (kein Datum). *Wasserstoff im Hafen Antwerpen bunkern*. Abgerufen am 23. August 2021 von <https://www.thb.info/rubriken/maritime-wirtschaft/detail/news/wasserstoff-im-hafen-antwerpen-bunkern.html>

- ecomед-Storck GmbH. (30. Oktober 2017). *Verflüssigter Wasserstoff als Massengut*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von <https://www.gefahrgut.de/themen/seeverkehr--imdg-code/verfluessigter-wasserstoff-als-massengut>
- EMCEL GmbH. (16. Dezember 2019). *Frage des Monats*. Abgerufen am 09. Dezember 2020 von Welche Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es?: <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung>
- EMCEL GmbH. (16. Juni 2020). *Wasserstoffdruckbehälter: Welche Druckbehälter-Typen gibt es?* Abgerufen am 05. August 2021 von <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/>
- Encyclopædia Britannica, Inc. (kein Datum). *Tanker*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.britannica.com/technology/tanker>
- EnergieAgentur.NRW. (kein Datum). *Brennstoffzelle & Wasserstoff*. Abgerufen am 13. April 2021 von Erzeugung: <https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/erzeugung>
- EnergieAgentur.NRW. (kein Datum). *Brennstoffzelle & Wasserstoff*. Abgerufen am 01. Februar 2021 von Elektromobilität: <https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/brennstoffzellentypen>
- Esther van der Wal. (24. August 2021). *Maersk bestellt acht containerschepen op CO2-neutrale methanol bij Hyundai Heavy Industries*. (D. m. vof, Herausgeber) Abgerufen am 24. August 2021 von <https://www.transport-online.nl/site/nl/130526/maersk-bestelt-acht-containerschepen-op-co2-neutrale-methanol-bij-hyundai-heavy-industries/>
- Euronav. (2021). *Fleet*. Abgerufen am 30. März 2021 von FSO Asia: <https://www.euronav.com/fleet/all-vessels/fso-asia/>
- Europäische Kommission. (01. April 2014). *Vorschlag für einen BESCHLUSS DES RATES über den Standpunkt, der im Namen der Europäischen Union auf der 93. Tagung des Schiffssicherheitsausschusses der Internationalen Seeschiffahrts-Organisation bezüglich der Annahme der Änderungen der SOLAS-Regeln*. Abgerufen am 05. August 2021 von II-2/1, 2/3, 2/9.7, 2/13.4, 2/18, 2/20-1, 2/29, des Kapitels III, des Rettungsmittel-Codes und des Codes für das erweiterte Prüfungsprogramm von 2011 zu vertreten ist: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:52014PC0208>
- Europäische Kommission. (28. November 2018). *EUR-Lex*. Abgerufen am 29. April 2021 von Access to European Union law: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION. (23. März 1994). *Richtlinie 94/9/EG vom 23. März 1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung*

- in explosionsgefährdeten Bereichen*. Abgerufen am 18. August 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:31994L0009>
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION. (16. Juni 2010). *RICHTLINIE 2010/35/EU*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX:32010L0035>
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION. (22. August 2014). *RICHTLINIE 2014/94/EU*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094>
- Eurotainer SA. (2021). *The #1 Tank in Container Leasing*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von <https://www.eurotainer.com/de/container/gastanks/gastanks-fuer-wasserfreies-ammoniak>
- EWE AG. (23. Juli 2020). *EWE erzeugt jetzt grünen Wasserstoff im Nordwesten*. Abgerufen am 21. März 2021 von <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2020/07/ewe-erzeugt-jetzt-grunen-wasserstoff-im-nordwesten-ewe-ag>
- EWE AG. (kein Datum). *Wasserstoff – Langzeitspeicher für erneuerbare Energien*. Abgerufen am 21. März 2021 von <https://www.ewe.com/de/konzern/zukunft-gestalten/wasserstoff>
- FASTWATER Dissemination Group. (kein Datum). *Work packages*. Abgerufen am 19. August 2021 von https://www.fastwater.eu/work_packages.html
- Finn Vogler et al. (25. Oktober 2012). *Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen*. (H. Germanischer Lloyd SE, Herausgeber) Abgerufen am 04. August 2021 von https://silo.tips/queue/machbarkeitsstudie-zum-bunkern-von-flssiggasen-in-deutschen-hfen?&queue_id=-1&v=1628054070&u=ODAuMjQ1LjEzNy44Mg==
- Forschungszentrum Jülich GmbH. (18. Februar 2014). *Forschung*. Abgerufen am 09. April 2021 von Direktmethanol-Brennstoffzellen: DMFC: https://www.fz-juelich.de/portal/DE/Forschung/EnergieUmwelt/Brennstoffzellen/DMFC/_node.html
- Forschungszentrum Jülich GmbH. (kein Datum). *Fuel synthesis and systems engineering*. Abgerufen am 02. August 2021 von Reforming: https://www.fz-juelich.de/iek/iek-14/EN/Forschung/_Fuel-Processing-and-Systems/Unterthemen/3_Reformierung.html
- Frank Jacobi. (Juni 2019). *Leitfaden für die Errichtung von öffentlich zugänglichen Wasserstoff-Tankstellen im Land Mecklenburg-Vorpommern*. Abgerufen am 05. Februar 2021 von Broschüre der Landesenergie- und Klimaschutzagentur Mecklenburg-Vorpommern GmbH: <https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2019/10/LEKA-LF-Wasserstoff-web.pdf>
- Frank Urbanski. (05. März 2020). *Überschussstrom reicht nicht für Power-to-X*. (S. F. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 11. März 2021 von <https://www.springerprofessional.de/photovoltaik/windenergie/ueberschussstrom-reicht-nicht-fuer-power-to-x/17520446>

- Frank Urbansky. (25. April 2017). *Wie ein nachhaltiges Energiesystem besteuert sein müsste*. (S. F. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 22. Juni 2021 von www.springerprofessional.de/erneuerbare-energien/fossile-energien/wie-ein-nachhaltiges-energiesystem-besteuert-sein-muesste/12234134
- Franz Joseph Neumeier. (06. Juli 2021). *Klimaschutz in der Kreuzfahrt*. Abgerufen am 19. August 2021 von Klimaziele der Kreuzfahrt-Reedereien und CO₂-Emissionen der globalen Schifffahrt: <https://www.cruisetricks.de/klimaziele-der-kreuzfahrt-reedereien-und-co2-emissionen-der-globalen-schifffahrt/>
- Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme. (13. Oktober 2020). *EU-Projekt ARENHA*. Abgerufen am 26. Februar 2021 von Grünes Ammoniak für die Energiewende: https://www.ikts.fraunhofer.de/de/presse/news/2020_10_13_eu_projekt_arena.html
- Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme. (kein Datum). *Wasserstoff – grünes Gas für Bremerhaven*. Abgerufen am 21. September 2021 von <https://wind-wasserstoff-bremerhaven.de/>
- Freudenberg Sealing Technologies. (03. November 2020). *Auf Kurs. Freudenberg-Sicherheitskonzept für maritimes Brennstoffzellensystem erhält Zertifizierung*. Abgerufen am 07. Juni 2021 von <https://www.e4ships.de/app/download/13650880690/2020.11.03+PM+Freudenberg+Proof+of+Principle.pdf?t=1622561380>
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. (18. Dezember 2017). *CertifHy. Creating the 1st EU-wide Guarantee of Origin for Green Hydrogen*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von Overview of CertifHy phase 1 and GO schemes: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CertifHy_Overview_phase1_EN_V1.pdf
- Gardner Cryogenics. (2021). *Hydrogen Products*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von World-class hydrogen storage and transport: <https://www.gardnercryo.com/hydrogen-products>
- George F. Vander Voort et al. (2011). *Methanol Pipeline Failure in the Canyon Express Pipeline System*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.cambridge.org/core/services/aop-cambridge-core/content/view/S1431927611009706>
- Gerd Würsig. (1991). *Shipping Liquid Hydrogen*. London: Marine Engineers Review.
- Gerd Würsig. (1996). *Beitrag zur Auslegung von mit Wasserstoff betriebenen Hauptantriebsanlagen für Flüssig-Wasserstoff-Tankschiffe*. Aachen: Verlag Mainz.
- Gerd Würsig et al. (2006). *OPTIMIZATION OF A COMPOSITE CNG TANK SYSTEM*. London: Royal Institution of Naval Architects. Abgerufen am 25. August 2021 von https://www.libramar.net/news/icsot_2006_design_construction_and_operation_of_natural_gas_carriers_and_offshore_systems/2017-07-19-2536

- Gerhard Hofmann. (21. Februar 2020). *Agentur Zukunft*. Abgerufen am 21. Februar 2021 von Weltgrößtes grünes Wasserstoff-/Ammoniak-Projekt: <https://www.agentur-zukunft.eu/2020/07/543-weltgroesstes-gruenes-wasserstoff-ammoniak-projekt>
- German Aerospace Center V. (DLR, NAUTILUS project coordinator). (kein Datum). *About the project*. Abgerufen am 19. August 2021 von <https://nautilus-project.eu/>
- German LNG Terminal GmbH. (kein Datum). *Ausstattung des Terminals und Kennzahlen*. Abgerufen am 05. Juli 2021 von <https://germanlng.com/ausstattung-des-terminals-und-kennzahlen/?lang=de>
- Global Energy Ventures Ltd. (19. März 2021). *GEV RECEIVES APPROVAL IN PRINCIPLE FOR ITS C-H2 SHIP CONTAINMENT SYSTEM*. Abgerufen am 07. Juli 2021 von <https://gev.com/wp-content/uploads/2021/03/gev-receives-approval-in-principle-for-c-h2-ship.pdf>
- GreenGear. (21. Januar 2010). *Das Auto der Zukunft – Alternative Kraftstoffe und Antriebe*. Abgerufen am 29. Januar 2021 von Unterschiede zwischen den Brennstoffzellentypen: <https://www.greengear.de/elektrischer-antrieb-die-brennstoffzelle>
- GreenHouse Gas Protocol. (kein Datum). *About Us*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://ghgprotocol.org/about-us>
- Guillaume Petitpas. (26. Juli 2018). *Thermodynamic and Economic Modeling of Boil-off Losses in Liquid Hydrogen Handling Processes*. Abgerufen am 06. August 2021 von https://www.energy.gov/sites/default/files/2018/07/f53/fcto_webinarslides_boil_off_losses_062618.pdf
- H. G. Buttermann. (14. März 2021). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020*. (A. E. e.V., Herausgeber) Abgerufen am 13. April 2021 von <https://newsletter.ag-energiebilanzen.de/?nltr=NDY7MTM5MDtodHRwczovL2FnLWVuZXRJnaWVWiaWxhbnplbi5kZS9pbmRleC5waHA%2FYXJ0aWNsZV9pZD0yOSZmaWxITmFtZT1hZ2ViX2phaHJlc2JlcmljaHQyMDIwXzlwMjEwNDA2Yi9kdC5wZGY7OzU3ZGJhNzcyMWZIMTA4MDJkNDE3ZWVmZTVkMmE1NDJi>
- H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG. (kein Datum). *Netzausbau live*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von Der aktuelle Stand für Deutschland: <https://h2.live/netzausbau>
- H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG. (kein Datum). *Wir können Wasserstoff*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://h2.live/h2mobility>
- Hafen Hamburg Marketing e.V. (kein Datum). *Holborn Europa Raffinerie GmbH*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.hafen-hamburg.de/de/adressen/holborn-europa-raffinerie-gmbh-94422/>
- Hanno Böck. (07. Februar 2021). *Energiewende*. Abgerufen am 12. April 2021 von Grüne Methanolproduktion benötigt auch grünes Kohlendioxid: <https://www.golem.de/news/energiewende-gruene-methanolproduktion-benoetigt-auch-gruenes-kohlendioxid-2102-153852.html>
- Hanseatic Energy Hub GmbH. (kein Datum). *Das LNG-Terminal in Stade*. Abgerufen am 02. Juli 2021 von <https://www.hanseatic-energy-hub.de/>

- Hans-Peter Willig. (2021). *Die Chemie-Schule*. Abgerufen am 21. Februar 2021 von Haber-Bosch-Verfahren: <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Haber-Bosch-Verfahren>
- Hans-Robert Richarz. (07. Januar 2020). *E-Fuels*. (Auto-Medienportal.Net, Herausgeber) Abgerufen am 02. Februar 2021 von Sauberer Sprit dank Reinheitsgebot 2.0: <https://www.auto-medienportal.net/artikel/detail/51160>
- Helmut Eichlseder et al. (01. Januar 2010). *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik*. (S. N. Springer eBook, Herausgeber) Abgerufen am 05. Februar 2021 von Speicherung und Transport: <https://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-8348-9674-2>
- Hermann-Friedrich Wagner. (20. August 2017). *Struktur des deutschen Stromnetzes*. (D. P. e.V., Herausgeber) Abgerufen am 16. Dezember 2020 von <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/strom/netzstruktur>
- HES International BV. (kein Datum). *HES Wilhelmshaven Tank Terminal*. Abgerufen am 02. Juli 2021 von <https://www.hesinternational.eu/en/terminals/hes-wilhelmshaven>
- Hüthig GmbH. (21. August 2012). *Raffinerie-Betreiber investieren Milliarden in Antwerpen*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.chemietechnik.de/markt/raffinerie-betreiber-investieren-milliarden-in-antwerpen.html>
- Hüthig GmbH. (13. Januar 2021). *Anlagenbau. Grüner Wasserstoff*. Abgerufen am 12. April 2021 von Linde will weltgrößte Wasserstoff-Elektrolyseanlage auf PEM-Basis in Leuna bauen und betreiben: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/linde-will-weltgroesste-wasserstoff-elektrolyseanlage-auf-pem-basis-in-leuna-bauen-und-betreiben-123.html>
- hySOLUTIONS GmbH. (kein Datum). *e4ships*. Abgerufen am 04. Juni 2021 von <https://www.e4ships.de>
- hySOLUTIONS GmbH. (kein Datum). *SchiBZ2*. Abgerufen am 07. Juni 2021 von <https://www.e4ships.de/deutsch/projekte-seeschiffahrt/schibz2/>
- Hyundai Hydrogen Mobility AG. (05. Juli 2021). *Hyundai XCIENT Fuel Cell Trucks erreichen die Marke von einer Million Kilometer – ohne CO2-Emissionen!* Abgerufen am 31. August 2021 von <https://hyundai-hm.com/2021/07/05/hyundai-xcient-fuel-cell-trucks-erreichen-die-marke-von-einer-million-kilometer-ohne-co2-emissionen/>
- I.A. Gondal. (2016). *12 - Hydrogen transportation by pipelines*. (W. P. Energy, Herausgeber) Abgerufen am 11. Februar 2021 von Compendium of Hydrogen Energy: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423621000122>
- Institut für Energie- und Klimaforschung, Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3). (kein Datum). *Potenzialatlas Wasserstoff*. (F. J. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 29. Juni 2021 von <https://ecowas.h2atlas.de/>
- Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik. (Dezember 2020). *Wasserstoff – Logistik ist Schlüssel zum Erfolg der Nationalen Wasserstoffstrategie*. Abgerufen am 06. April 2021 von ISL Thesenpapier: https://www.isl.org/de/thesenpapier_wasserstoff

- International Electrotechnical Commission. (kein Datum). *Standards development*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.iec.ch/homepage>
- International Energy Agency. (Juni 2019). *The Future of Hydrogen*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von Report prepared by the IEA for the G20, Japan S. 76 f:
<https://www.env.go.jp/earth/g20karuizawa/assets/pdf/The%20future%20of%20Hydrogen.pdf>
- International Maritime Organization. (01. Juli 1986). *International Code of the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code)*. Abgerufen am 09. August 2021 von <https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IGC-Code.aspx>
- International Maritime Organization. (25. November 2016). *Interim recommendations for carriage of liquefied hydrogen in bulk*. Abgerufen am 09. August 2021 von [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MSCResolutions/MSC.420\(97\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MSCResolutions/MSC.420(97).pdf)
- International Maritime Organization. (13. April 2018). *Strategy on Reduction of GHG emissions from Ships*. Abgerufen am 05. August 2021 von Resolution MEPC. 304(72):
[https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.304\(72\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.304(72).pdf)
- International Maritime Organization. (17. Mai 2019). *INVITATION TO MEMBER STATES TO ENCOURAGE VOLUNTARY COOPERATION BETWEEN THE PORT AND SHIPPING SECTORS TO CONTRIBUTE TO REDUCING GHG EMISSIONS FROM SHIPS*. Abgerufen am 05. August 2021 von
[https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution323\(74\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution323(74).pdf)
- International Maritime Organization. (2021). *Fourth Greenhouse Gas Study 2020*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von
<https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20-%20Full%20report%20and%20annexes.pdf>
- International Maritime Organization. (kein Datum). *Amendments approved to strengthen existing mandatory requirements for new ships to be more energy efficient*. Abgerufen am 05. August 2021 von
<https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/11-MEPC-74-GHG.aspx>
- International Maritime Organization. (kein Datum). *International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels*. Abgerufen am 05. August 2021 von IGF Code:
<https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IGF-Code.aspx>
- International Organization for Standardization. (August 2013). *ISO 668:2013*. Abgerufen am 05. August 2021 von Series 1 freight containers — Classification, dimensions and ratings:
<https://www.iso.org/standard/59673.html>

- International Organization for Standardization. (kein Datum). *We develop and publish International Standards*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.iso.org/home.html>
- International Renewable Energy Agency. (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2021). *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. Abgerufen am 01. Juli 2021 von https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. (16. Februar 2018). *Forscher steigern Wirkungsgrad von Power-to-Gas Anlagen kräftig*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von <https://www.iwr.de/news/forscher-steigern-wirkungsgrad-von-power-to-gas-anlagen-kraeftig-news35044>
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. (12. Februar 2019). *Entwicklung kleiner Wasserstoff-Speicher im Fokus*. Abgerufen am 05. Februar 2021 von <https://www.iwr.de/news/entwicklung-kleiner-wasserstoff-speicher-im-fokus-news35803>
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. (17. Dezember 2020). *Erstes EU-weites Nachweisregister für grünen Wasserstoff – Betreiber steht fest*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von <https://www.iwr.de/news/erstes-eu-weites-nachweisregister-fuer-gruenen-wasserstoff-betreiber-steht-fest-news37148>
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. (05. Februar 2021). *Ballard Power treibt Entwicklung von Schiffs-Brennstoffzellen voran*. Abgerufen am 12. April 2021 von <https://www.iwr.de/news/ballard-power-treibt-entwicklung-von-schiffs-brennstoffzellen-voran-news37225>
- iTeh, Inc. (kein Datum). *CEN/CLC/TC 6 - Hydrogen*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://standards.iteh.ai/catalog/tc/cen/a852b9cf-c888-4752-b21d-4ce9b393b262/cen-clc-tc-6>
- Jacob Armstrong. (27. Juli 2021). *What the EU climate plan means for shipping emissions*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.transportenvironment.org/publications/what-eu-climate-plan-means-shipment-emissions>
- Jasmina Ovcina. (23. Juni 2021). *Port of Antwerp to convert a tug to methanol in a 'world's first'*. (N. BV, Herausgeber) Abgerufen am 23. Juli 2021 von <https://www.offshore-energy.biz/port-of-antwerp-to-convert-a-tug-to-methanol-in-a-worlds-first/>
- Jasper Faber et al. (18. Oktober 2017). *Regulating speed: a short-term measure to reduce maritime GHG emissions*. Abgerufen am 05. August 2021 von <http://www.cleanshipping.org/download/Slow-steaming-CE-Delft-final.pdf>

- Jens Perner et al. (März 2021). *Energiesteuer 2.0: Konzept für eine Reform der Energiesteuer im Dienst des Klimaschutzes*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von Studie für MWV und IWO: https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2021/03/210322-FrontierFifo-Studie_Umstellung-Energiesteuer-auf-CO2-Bezug_MWVIWO.pdf
- Joachim Wolf. (2003). *Wasserstoff-Infrastruktur: Von der Herstellung zum Tank*. (L. G. Division, Herausgeber) Abgerufen am 05. Februar 2021 von https://www.linde-gas.de/de/images/LindeTech2_03_neu_tcm565-71300.pdf
- Joachim Wolf. (kein Datum). *Die neuen Entwicklungen der Technik*. (M. D. Wissensforum), Herausgeber) Abgerufen am 05. Februar 2021 von Handout zum Vortrag: https://www.pangas.ch/de/images/WASSERSTOFFTAG-03_WOLF_HANDOUT_tcm553-115960.pdf
- Jochen Fricke. (2018). *Ammoniak – ein idealer Wasserstoff-Speicher*. Abgerufen am 26. Februar 2021 von <https://www.bayern-innovativ.de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher>
- Johannes Maximilian et al. (18. August 2021). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 23. August 2021 von Wasserstoffverbrennungsmotor: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffverbrennungsmotor>
- Jörg Adolf et al. (2017). *ENERGIE DER ZUKUNFT?* (S. D. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 21. Juni 2021 von Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647_Wasserstoff-Studie.pdf
- Jörg Römer. (16. September 2018). *Niedersachsen: Erster Wasserstoffzug nimmt Betrieb auf*. (D. S. (online), Herausgeber) Abgerufen am 01. Februar 2021 von <https://www.spiegel.de/reise/aktuell/niedersachsen-erster-wasserstoffzug-nimmt-betrieb-auf-a-1228365.html>
- Jörg Singer. (kein Datum). *Über AquaVentus*. Abgerufen am 05. März 2021 von Die grüne Energie-Revolution beginnt in der Nordsee: www.aquaventus.org
- Jose Bellosta von Colbe et al. (22. März 2019). *Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives*. (E. L. LLC, Herausgeber) Abgerufen am 05. Februar 2021 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304627>
- Josef Reitberger. (14. Juni 2018). *Wie funktioniert eigentlich Rekuperation*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von https://efahrer.chip.de/e-wissen/wie-funktioniert-eigentlich-rekuperation_1051
- Josua et al. (01. Februar 2021). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 08. Februar 2021 von Kraftstoff: de.wikipedia.org/wiki/Kraftstoff
- Julia Köppe (dpa). (05. September 2020). *Hamburg plant weltgrößte Anlage für Wasserstoff-Elektrolyse*. (D. Spiegel, Herausgeber) Abgerufen am 11. Dezember 2020 von <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/wasserstoff-elektrolyse-hamburg-plant-weltgroesste-anlage-im-hafen-a-1285352.html>

- Jungheinrich AG. (27. Mai 2008). *Jungheinrich präsentiert die Studie einer Direktmethanol-Brennstoffzelle für Flurförderzeuge*. Abgerufen am 22. Juli 2021 von <https://www.jungheinrich.com/presse-events/pressemitteilungen/jungheinrich-praesentiert-die-studie-einer-direktmethanol-brennstoffzelle-fuer-flurfoerderzeuge-4458>
- Karlsruher Institut für Technologie. (28. Februar 2019). *HELMETH Power-to-SNG mit hohem Wirkungsgrad*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von <https://www.sek.kit.edu/downloads/2019-datenblatt-helmeth.pdf>
- Karlsruher Institut für Technologie. (19. August 2019). *Kohlendioxidneutrale Kraftstoffe aus Luft und Strom*. Abgerufen am 02. Februar 2021 von https://www.kit.edu/kit/pi_2019_107_kohlendioxidneutrale-kraftstoffe-aus-luft-und-strom.php
- Kässbohrer Sales GmbH. (kein Datum). *Tankauflieger für Gefahrstoffe*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von K.STB E 39 / 5 - 11 / 24: <https://www.kaessbohrer.com/de/produkte/tankauflieger-599-c/tankauflieger-fur-gefahrstoffe-622-c/k-stb-e-39-5-11-24-519-p>
- Kawasaki Heavy Industries. (April 2015). *From LNG Carriers to Liquefied Hydrogen Carriers*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von <https://global.kawasaki.com/en/stories/articles/vol18/>
- Klaus Stratmann. (05. April 2021). *Klimaneutralität*. (H. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 09. April 2021 von Schattenseite des Hoffnungsträgers: Produktion von Wasserstoff könnte Ressourcen gefährden: <https://amp2.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-schattenseite-des-hoffnungstraegers-produktion-von-wasserstoff-koennte-ressourcen-gefaehrden/27063644.html>
- Laurin Paschek. (30. April 2020). *E-Crude-Produktion in Norwegen*. Abgerufen am 02. Februar 2021 von Blaues Öl: <https://www.primemovers.de/de/handeln/blauges-oeel>
- Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. (kein Datum). *Campfire. Wind und Wasser zu Ammoniak*. Abgerufen am 04. Juni 2021 von maritimer Kraftstoff und Energiespeicher für eine emissionsfreie Zukunft: <https://wir-campfire.de/>
- Linde Material Handling GmbH. (kein Datum). *Elektronischer Kompaktantrieb mit Präzision und Leistung*. Abgerufen am 22. Juli 2021 von Elektrostapler: <https://www.linde-mh.de/elektrostapler/>
- Linde Material Handling GmbH. (kein Datum). *Vollendung bis ins Detail*. Abgerufen am 22. Juli 2021 von Die Dieselstapler und Gasstapler H20 – H35 mit hydrostatischem Antrieb: <https://www.linde-mh.de/dieselstapler-gasstapler-h20-h35/>
- Lloyd's Register Deutschland GmbH. (kein Datum). *Europäische Richtlinie für ortsbewegliche Flaschen und Großflaschen 2010/35/EU*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.lr.org/de-de/transportable-pressure-equipment-directive/>

- Lumitos AG. (2021). *Lexikon*. Abgerufen am 21. Februar 2021 von Ammoniak:
<https://www.chemie.de/lexikon/Ammoniak.html>
- Lürssen Yachts. (21. April 2021). *Lürssen installs first fuel cell on a yacht*. Abgerufen am 07. Juni 2021 von
<https://www.e4ships.de/app/download/13831380390/L%C3%BCrsen+installs+first+fuel+cell.pdf?t=1622561380>
- M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert, M. Kaltschmitt. (Januar 2021). *Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen*. (E. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Herausgeber) Abgerufen am 12. April 2021 von Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 135, 2021, 110171, ISSN 1364-0321:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304627>
- M. Weiß et al. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*. (S. Klimaneutralität, Herausgeber) Abgerufen am 18. Mai 2021 von https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/04/2021_KNDE2045_Zusammenfassung_DE.pdf
- Mariko GmbH. (April 2021). *Synergieeffekte beim Import von Energieträgern mit einem niedersächsischen LNG-Terminal*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://greenshipping-niedersachsen.de/wp-content/uploads/2021/04/LNG.Agentur-Studie-Terminalsynergien.pdf>
- Mario Ragwitz. (22. Oktober 2020). *Kurzstellungnahme zur öffentlichen Anhörung "Wasserstoffstrategie" des Ausschusses für Wirtschaft und Energie im Deutschen Bundestag*. (D. Bundestag, Herausgeber) Abgerufen am 22. Juni 2021 von www.bundestag.de/resource/blob/800136/c06963e22fc7dd982056947a71500401/sv-ragwitz-data.pdf
- Martin Föhse. (09. Dezember 2018). *PSM, ASM, Reluktanz – Antriebsmotoren in Elektroautos*. (plugme.de, Herausgeber) Abgerufen am 10. Februar 2021 von <https://plugme.de/psm-asm-reluktanz-antriebsmotoren-in-elektroautos>
- Martin Jendrischik. (02. Oktober 2019). *Total setzt in Leuna auf synthetisches Methanol*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von <https://www.cleantalking.de/synthetisches-methanol-total-sunfire-wasserstoff>
- Martin Jendrischik. (01. November 2019). *Wasserstoff-Verflüssiger: Linde verdoppelt Kapazitäten in Leuna*. Abgerufen am 09. Dezember 2020 von <https://www.cleantalking.de/wasserstoff-verfluessiger-linde-leuna>
- Martin Jendrischik. (10. Juni 2020). *Trotz Wasserstoffstrategie: Große Power-to-X-Anlage von Norsk e-Fuel entsteht in Norwegen*. Abgerufen am 09. April 2021 von <https://www.cleantalking.de/wasserstoffstrategie-powertox-norsk-e-fuel-norwegen/>
- Martin Sippel et al. (kein Datum). *Progress on Advanced Cryo-Tanks Structural Design Achieved in CHATT-P rojec*. Abgerufen am 11. Juli 2021 von <https://elib.dlr.de/107546/1/ECSSMET2016CHATT.pdf>

- Martin Wietschel et al. (September 2019). *Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw*. (F.-I. f.-u. ISI, Herausgeber) Abgerufen am 07. Juni 2021 von Endbericht: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2019/klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.pdf>
- Martin Zerta et al. (30. September 2019). *SHIPFUEL – Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt– Hintergrundbericht*. Abgerufen am 04. Oktober 2021 von Studie im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI): https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_studie-ship-fuel-1.pdf
- Matthias Witzemann et al. (April 2020). *Laying the foundations of a low carbon hydrogen market in Europe*. (P. S. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 25. Mai 2021 von <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/insights/2021/laying-the-foundations-of-a-low-carbon-hydrogen-market-in-europe.html>
- mediaforwork. (03. August 2020). *Gefahrstoffe und Gefahrgut*. (e. U. mediaforwork, Herausgeber) Abgerufen am 08. April 2021 von Gefahrgutklassen: Die Zuordnung der Gefahrstoffe zu 9 ADR-Klassen: www.safetyxperts.de/ Gefahrstoffe-und-gefarengut/gefarengutklassen/
- Medienforum Deutscher Wasserstofftag. (2003). *Liquid Hydrogen Container*. (L. A. Wissensforum, Herausgeber) Abgerufen am 12. Februar 2021 von https://www.linde-gas.de/de/images/Wasserstofftag-03_Exponat_Trailer_tcm565-71326.pdf
- Methanol Institute. (2021). *The Methanol Institute*. Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://www.methanol.org>
- Michael Bracha. (1997). *Wasserstoff - ein sauberer Energieträger*. (F. Linde, Herausgeber) Abgerufen am 16. Februar 2021 von Artikel in Berichte aus Technik und Wissenschaft 75/1997: https://www.linde-gas.de/de/images/Nr75_Wasserstoff_tcm565-74420.pdf
- Michael Hirscher. (31. März 2011). *Das Raumwunder im Tank*. Abgerufen am 05. Februar 2021 von <https://www.mpg.de/1326157/wasserstoff>
- Michael Steffen. (08. Juli 2020). *Ammoniak versorgt Handymasten mit Strom - Zwei Duisburger forschen an sinnvoller Ergänzung zur Wasserstoffwirtschaft*. Abgerufen am 22. Februar 2021 von <https://www.en-former.com/ammoniak-versorgt-handymasten-mit-strom/>
- Mike Schuler. (27. November 2020). *DFDS Planning Hydrogen-Powered Ferry*. (gCaptain, Herausgeber) Abgerufen am 01. Februar 2021 von <https://gcaptain.com/dfds-planning-hydrogen-powered-ferry>
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (22. März 2021). *Studie: Reform der Energiesteuer nötig und möglich*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von www.mwv.de/presse/studie-reform-der-energiesteuer-noetig-und-moeglich/

- Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern. (August 2013). *Handlungsansätze zum Aufbau einer LNG-Infrastruktur für die Seeschifffahrt in Mecklenburg-Vorpommern*. Abgerufen am 05. Juli 2021 von http://service.mvnet.de/_php/download.php?datei_id=125529&usg=AOvVaw06-gV9ZxR6XYXQRi0v_Sfi
- MINT Zirkel. (19. Januar 2018). *Blue Crude – Kraftstoff der Zukunft?* (B. m. Klett MINT GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 09. April 2021 von <https://mint-zirkel.de/2018/01/blue-crude-kraftstoff-der-zukunft/>
- Mohammed Al-Breiki, Yusuf Bicer. (10. Februar 2021). *Comparative life cycle assessment of sustainable energy carriers including production, storage, overseas transport and utilization*. (E. B. ScienceDirect, Herausgeber) Abgerufen am 11. Februar 2021 von Journal of Cleaner Production, Volume 279, 2021, 123481, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123481>:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620335265>
- MT Container GmbH. (kein Datum). *Tankcontainer kaufen: Darauf kommt es an*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von <https://www.mtcontainer.de/container/tank-container/tankcontainer-kaufen/>
- Naida Hakirevic Prevljak. (08. April 2021). *CMA CGM launches 1st low-carbon shipping offer based on biomethane*. (N. BV, Herausgeber) Abgerufen am 09. April 2021 von https://www.offshore-energy.biz/cma-cgm-launches-1st-low-carbon-shipping-offer/?utm_source=offshore-energy&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-04-09
- Naida Hakirevic Prevljak. (22. Juli 2021). *Port of Emden to get methanol-powered harbor boat*. (N. BV, Herausgeber) Abgerufen am 23. Juli 2021 von https://www.offshore-energy.biz/port-of-emden-to-get-methanol-powered-harbor-boat/?utm_source=offshore-energy&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2021-07-23
- Nationaler Wasserstoffrat. (16. Juli 2021). *Wasserstofftransport*. Abgerufen am 19. Juli 2021 von https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf
- Nicole Weinhold. (19. Dezember 2020). *Nicht so schwierig: Wasserstoff in Erdgas-Kavernen speichern*. (T. T. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 29. März 2021 von <https://www.erneuerbareenergien.de/nicht-so-schwierig-wasserstoff-in-erdgas-kavernen-speichern>
- Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG. (kein Datum). *Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden*. Abgerufen am 08. März 2021 von <https://www.nports.de/media/hafenplus/Projekte/Wash2Emden/NPorts-Nachhaltigkeit-Projekt-WASH2Emden-Broschuere-2020.pdf>

- Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG. (kein Datum). *WASH2Emden*. Abgerufen am 08. März 2021 von Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden: https://www.innovativehafentechnologien.de/wp-content/uploads/2018/12/IHATEC_Projektsteckbrief_Wash2Emden_formatiert.pdf
- Norddeutscher Rundfunk. (06. November 2020). *LNG-Terminal in Wilhelmshaven offenbar vor dem Aus*. Abgerufen am 02. Juli 2021 von https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/LNG-Terminal-in-Wilhelmshaven-offenbar-vor-dem-Aus,wilhelmshaven916.html
- Norddeutscher Rundfunk. (11. Mai 2021). *Pölitz: Neue Kunststofffabrik entsteht an der Grenze zu MV*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Poelitz-Neue-Kunststoff-Fabrik-an-Grenze-zu-MV-entsteht,stettin286.html>
- Nordic Blue Crude / Nordic Electrofuel. (kein Datum). *What we do*. Abgerufen am 03. Februar 2021 von <https://nordicbluecrude.no>
- Nord-West Oelleitung GmbH. (kein Datum). *Mineralöltanklager: Zwischenlagerung als Garantie der Fernleitungsauslastung*. Abgerufen am 02. Juli 2021 von <https://www.nwohv.de/c/index.php/de/anlagen/mineraloeltanker>
- NOW GmbH. (kein Datum). *Die Deutsche H₂-RCS-Roadmap 2025*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_deutsche-h2-rcs-roadmap.pdf
- NOW GmbH. (kein Datum). *H₂ MOBILITY – Mission Infrastruktur*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/h2mobility/>
- NOW GmbH. (kein Datum). *Toplaterne*. Abgerufen am 07. Juni 2021 von Übergeordnetes Synergiemodul im Leuchtturmvorhaben „e4ships – Brennstoffzellen im maritimen Einsatz“: <https://www.now-gmbh.de/projektfinder/e4ships-toplaterne/>
- Nowega GmbH. (kein Datum). *Get H₂ Nukleus*. Abgerufen am 23. Februar 2021 von H₂-Infrastruktur Lingen-Gelsenkirchen: <https://www.get-h2.de/projekt-nukleus/>
- NPROXX B.V. (kein Datum). *Speichersystem*. Abgerufen am 03. März 2021 von www.nproxx.com
- n-tv Nachrichtenfernsehen GmbH. (02. Februar 2021). *Auto. Mehr Leistung als Akkumulatoren*. Abgerufen am 02. Februar 2021 von Wasserstoffpaste - Treibstoff der Zukunft?: <https://www.n-tv.de/auto/Wasserstoffpaste-Treibstoff-der-Zukunft-article22332083.html>
- Öko-Institut e.V. (2006). *Rundbrief 1+2/2006*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.oeko.de/oekodoc/1706/2006-203-de.pdf>
- Orica Limited. (kein Datum). *Orica Yarwun Operations*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.orica.com/Locations/Asia-Pacific/Australia/Yarwun/Operations>

- Ørsted und bp. (10. November 2020). *Mit grünem Wasserstoff die Industrie dekarbonisieren*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/de_de/germany/home/presse/pressemitteilungen/2020/gr%C3%BCner-wasserstoff/mit_gruenem_wasserstoff_die_industrie_dekarbonisieren_10-11-2020.pdf
- Pechristener et al. (09. August 2020). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 08. Dezember 2020 von Fahrmotor: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fahrmotor#Gleichstrommotor>
- Peter Pospiech. (19. Januar 2020). *Mobilitätswende in Norwegen mit Wasserstoff für Fjord-Fähren*. (V. E. e.V., Herausgeber) Abgerufen am 01. Februar 2021 von <http://www.veus-shipping.com/2020/01/mobilitaetswende-in-norwegen-mit-wasserstoff-fuer-fjord-faehren>
- Peter Strasser. (07. Mai 2020). *Salzwasser statt Trinkwasser*. Abgerufen am 05. Mai 2021 von https://www.pressestelle.tu-berlin.de/menue/tub_medien/publikationen/medieninformationen/2020/mai_2020/medieninformation_nr_782020/
- Pierre-Etienne Franc. (11. März 2020). *At the heart of the energy transition*. (A. Liquide, Herausgeber) Abgerufen am 25. Mai 2021 von <https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2020/03/11/air-liquide-pe-franc-march-2020.pdf>
- Port of Antwerp. (23. Juni 2021). *Weltpremiere für den Hafen von Antwerpen: Schlepper mit Methanolantrieb*. Abgerufen am 24. Juni 2021 von <https://newsroom.portofantwerp.com/weltpremiere-fur-den-hafen-von-antwerpen-schlepper-mit-methanolantrieb#>
- Port of Rotterdam. (kein Datum). *Raffinerie und Chemie*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.portofrotterdam.com/de/niederlassung/industrie-im-hafen/raffinerie-und-chemie>
- Port Technology International. (18. Juni 2019). *Kalmar Unveils First Electric Reachstacker*. (M. I. Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 22. Juli 2021 von https://www.porttechnology.org/news/kalmar_unveils_first_electric_reachstacker/
- Port Technology International. (18. Juni 2021). *Stockholm Norvik Port trials methanol fuel cell smart navigation marker*. (M. I. Ltd., Herausgeber) Abgerufen am 24. Juni 2021 von <https://www.porttechnology.org/news/stockholm-norvik-port-trials-methanol-fuel-cell-smart-navigation-marker/>
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. (23. August 2018). *Umweltfreundlich unterwegs dank Methanol*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/umweltfreundlich-unterwegs-dank-methanol-1506212>

- PricewaterhouseCoopers GmbH. (16. August 2021). *Wasserstoff-Marktausblick: Expert:innen rechnen mit Nachfrageboom ab 2030*. Abgerufen am 18. August 2021 von <https://www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2021/wasserstoff-marktausblick-expertinnen-rechnen-mit-nachfrageboom-ab-2030.html>
- Purna C. Rao, Minyoung Yoon. (2020). *Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems*. (M. AG, Herausgeber) Abgerufen am 05. Februar 2021 von A Review on Recent Progress. *Energies* 2020, 13, 6040: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/22/6040>
- Raffaele Piria et al. (04. Januar 2021). *Wasserstoff in den USA*. (a. c. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 02. September 2021 von https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Wasserstoff%20in%20den%20USA_adelphi%20Studie.pdf
- Raffinerie Heide GmbH. (kein Datum). *Sektorenkopplung komplett*. Abgerufen am 08. März 2021 von Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab: <https://www.westkueste100.de/>
- Rainald62 et al. (26. Dezember 2020). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 10. Februar 2021 von Magnetschwebbahn: <https://de.wikipedia.org/wiki/Magnetschwebbahn>
- Ralph Diermann. (14. November 2020). *Entwicklung von grünem Ammoniak*. Abgerufen am 21. Februar 2021 von Dieser ökologische Energieträger schlägt sogar Wasserstoff: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/gruenes-ammoniak-dieser-oekologische-energietraeger-schlaegt-sogar-wasserstoff-a-5012251f-35e9-4430-b122-ddaa3d4758f1>
- Ralph Diermann. (14. November 2020). *Entwicklung von grünem Ammoniak*. (S. Wissenschaft, Herausgeber) Abgerufen am 01. Februar 2021 von Dieser ökologische Energieträger schlägt sogar Wasserstoff: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/gruenes-ammoniak-dieser-oekologische-energietraeger-schlaegt-sogar-wasserstoff-a-5012251f-35e9-4430-b122-ddaa3d4758f1>
- Ram M., Galimova T., Bogdanov D., Fasihi M., Gulagi A., Breyer C., Micheli M., Crone K. (2020). *Powerfuels in a Renewable Energy World - Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050*. Lappeenranta, Berlin: dena. Abgerufen am 19. Januar 2021 von https://www.dena.de/fileadmin/powerfuels.org/Dokumente/Global_Alliance_Powerfuels_Study_Powerfuels_in_a_Renewable_Energy_World.pdf
- Reace Louise Edwards, Carolina Font-Palma, Joe Howe. (2021). *The status of hydrogen technologies in the UK: A multi-disciplinary review*. (E. Science Direct, Herausgeber) Abgerufen am 05. Februar 2021 von Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 43, 2021, 100901, ISSN 2213-1388: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221313882031328X>
- RH2INE initiative. (kein Datum). *Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence*. Abgerufen am 08. März 2021 von <https://www.rh2ine.eu/>

- Robert Klatt. (29. Juli 2019). *Katalysator erzeugt effizient Methanol aus CO₂ und Wasserstoff*. (F. u. Wissen, Herausgeber) Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.forschung-und-wissen.de/nachrichten/chemie/katalysator-erzeugt-effizient-methanol-aus-co2-und-wasserstoff-13373205>
- Rouben Bathke. (02. Dezember 2020). *Wasserstoffstrategie*. Abgerufen am 02. Februar 2021 von Fördergelder für E-Fuels aus Chile: <https://www.energate-messenger.de/news/207692/foerdergelder-fuer-e-fuels-aus-chile>
- Rüdiger Paschotta. (11. März 2010). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 15. Mai 2020 von Dieselmotor: <https://www.energie-lexikon.info/img/dieselmotor.webp>
- Rüdiger Paschotta. (21. Oktober 2019). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 05. Februar 2021 von Wasserstoffspeicher: <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoffspeicher.html>
- Rüdiger Paschotta. (04. August 2020). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von Ammoniak: <https://www.energie-lexikon.info/ammoniak.html>
- Rüdiger Paschotta. (25. Juli 2020). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 21. Juli 2021 von Erdöl: <https://www.energie-lexikon.info/erdoel.html?s=ak>
- Rüdiger Paschotta. (20. September 2020). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 15. Dezember 2020 von Hochspannungs-Gleichstromübertragung: https://www.energie-lexikon.info/hochspannungs_gleichstromuebertragung.html
- Rüdiger Paschotta. (14. März 2020). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 04. Februar 2021 von Flüssigerdgas: <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html>
- Rüdiger Paschotta. (07. September 2020). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 13. April 2021 von Wasserstoffwirtschaft: <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoffwirtschaft.html>
- Rüdiger Paschotta. (04. August 2020). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 22. Februar 2021 von Power to Ammonia: https://www.energie-lexikon.info/power_to_ammonia.html
- Rüdiger Paschotta. (09. Januar 2021). *RP-Energie-Lexikon*. Abgerufen am 10. Januar 2021 von Wirkungsgrad: <https://www.energie-lexikon.info/wirkungsgrad.html>
- Sachverständigenrat für Umweltfragen. (23. Juni 2021). *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse*. Abgerufen am 27. Juni 2021 von https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.html
- Sankara Papavinasam. (2014). *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry* S. 123. Abgerufen am 12. Februar 2021 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123970220040012>
- Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG. (03. März 2021). *rachter »Maas«: Umrüstung auf Wasserstoff noch dieses Jahr*. Abgerufen am 08. März 2021 von <https://binnenschiffahrt-online.de/2021/03/schiffstechnik/19188/frachter-maas-soll-noch-in-diesem-jahr-mit-wasserstoff-fahren/>

- Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. KG. (15. Juni 2021). *Rotterdam prüft H2-Pipeline bis nach Nordrhein-Westfalen*. Abgerufen am 05. Juli 2021 von <https://binnenschifffahrt-online.de/2021/06/featured/20829/rotterdam-prueft-h2-pipeline-bis-nach-nordrhein-westfalen/>
- Schweizerische Normen-Vereinigung. (26. Oktober 2020). *Wasserstoff – Aufbau einer neuen Wertschöpfungskette in Europa*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.snv.ch/de/news/news-details/wasserstoff-aufbau-einer-neuen-wertschoepfungskette-in-europa.html>
- Sila Akat. (27. Januar 2021). *Die EEG-Novelle 2021 und PPAs*. Abgerufen am 08. April 2021 von <https://blog.energybrainpool.com/die-eeg-novelle-2021-und-ppas/>
- Sonntagsjournal der Nordsee-Zeitung. (08. August 2021). *Vorbereitung auf Wasserstoffzug*. (N. Verlags-GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 19. August 2021 von Landesnahverkehrsgesellschaft passt Bahnhöfe auf EVB-Strecke für 7,5 Millionen Euro an: www.sonntagsjournal.de/wp-content/uploads/archiv/sjnz_210808.pdf
- Sören Berg et al. (2020). *Innovative und umweltfreundliche Wasserstoffanwendungen im Seehafen Emden*. Abgerufen am 08. März 2021 von https://www.nports.de/media/Unternehmen/Nachhaltigkeit/NPorts_Wash2Emden_Broschuere_2020.pdf
- Sphera Solutions, Inc. (kein Datum). *GaBi Datenbanken*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://gabi.sphera.com/deutsch/datenbanken/gabi-datenbanken/>
- Statistik Austria (Bundesanstalt Statistik Österreich). (17. März 2011). *Korrespondenztabelle NHM zu NST 2007*. Abgerufen am 02. Juli 2021 von https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&dDocName=055562
- Statistisches Bundesamt. (kein Datum). *Die Datenbank des Statistischen Bundesamtes*. Abgerufen am 16. Juni 2021 von Genesis-Online: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>
- Statkraft. (04. Juni 2020). *Hydrogen for high-speed crafts and other coastal vessels*. Abgerufen am 23. August 2021 von <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/hydrogen-for-high-speed-crafts/>
- Stefan Baumgarten. (05. Juli 2000). *Orica cuts ammonia cost with new Australia import terminal*. (I. a. Group, Herausgeber) Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.icis.com/explore/resources/news/2000/07/05/116142/orica-cuts-ammonia-cost-with-new-australia-import-terminal/>
- Stefan Klein. (16. Juni 2016). *Jeder kämpft für sich allein*. (e.-S. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 05. Juli 2021 von <https://www.gefahrgut.de/themen/seeverkehr-imdg/jeder-kaempft-fuer-sich-allein>
- Steffen Bukold. (Januar 2020). *Blauer Wasserstoff*. (G. E. eG, Herausgeber) Abgerufen am 25. März 2021 von Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads.

- Stena Line GmbH & Co. KG. (2021). *SUPERGREEN mit Methanol*. Abgerufen am 22. Juli 2021 von Methanol - der Treibstoff der Zukunft: <https://www.stenaline.de/supergreen/treibstoff-der-zukunft>
- Stena Line GmbH & Co. KG. (2021). *Unsere Schiffe*. Abgerufen am 21. Februar 2021 von Stena Germanica: <https://www.stenaline.de/unsere-schiffe/stena-germanica>
- Sunfire GmbH. (11. März 2020). *Multiplhy – Grüner Wasserstoff für Raffinerie erneuerbarer Produkte in Rotterdam*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/multiplhy-gruener-wasserstoff-fuer-raffinerie-erneuerbarer-produkte-in-rotterdam>
- Sunfire GmbH. (09. Juni 2020). *Norsk e-fuel plant die erste kommerzielle Anlage für wasserstoffbasierten erneuerbaren Flugkraftstoff in Norwegen*. Abgerufen am 09. April 2021 von <https://www.sunfire.de/de/news/detail/norsk-e-fuel-plant-die-erste-kommerzielle-anlage-fuer-wasserstoffbasierten-erneuerbaren-flugkraftstoff-in-norwegen>
- Sunfire GmbH. (kein Datum). *SUNFIRE liefert leistungsfähigstes Dampf-Elektrolyse-Modul der Welt an Salzgitter Flachstahl*. Abgerufen am 13. April 2021 von https://www.sunfire.de/de/news/detail/DAMPF-ELEKTROLYSE-MODUL_SALZGITTER_FLACHSTAHL
- Sven. (29. Juli 2016). *Wikimedia*. Abgerufen am 04. Februar 2021 von Das Diagramm zeigt die großtechnische Synthese von Ammoniak nach Haber und Bosch: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3167578>
- swb AG. (13. Juli 2020). *EWE mit Tochter swb und ArcelorMittal kooperieren bei grüner Stahlerzeugung Absichtserklärung unterzeichnet*. Abgerufen am 23. März 2021 von Bremer H2-Produktion liefert Impuls für Europa: <https://www.swb.de/ueber-swb/presse/presseinformationen/2020-07-12-ewe-mit-tochter-swb-und-arcelormittal-kooperieren-bei-gruener-stahlerzeugung-absichtserklaerung-unterzeichnet--bremer-h2-produktion-liefert-impuls-fuer-europa>
- swb AG. (kein Datum). *Wasserstoffstrategie H2*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von In Bremen liegt der Schlüssel: <https://www.swb.de/ueber-swb/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoff/elektrolyseur>
- T. Włodek. (2019). *Analysis of boil-off rate problem in Liquefied Natural Gas (LNG) receiving terminals*. Abgerufen am 06. August 2021 von <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/214/1/012105/pdf>
- The Intergovernmental Panel on Climate Change. (2015). *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Abgerufen am 17. Mai 2021 von <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr>
- The Royal Society. (19. Februar 2020). *Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store*. Abgerufen am 01. Juli 2021 von <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/green-ammonia/>

- Thorsten Gundlach. (kein Datum). *Nord Stream 2 – Technische Highlights*. (g.-G. +.-V. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 09. August 2021 von <https://gwf-gas.de/produkt/nord-stream-2-technische-highlights>
- Timur Gül et al. (Juli 2019). *The Future of Hydrogen*. (I. E. Agency, Herausgeber) Abgerufen am 28. April 2021 von Seizing today's opportunities: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- TNSW et al. (1990). *Teilprojekte WP-080: Konzeption eines Schiffes zum Transport von Wasserstoff. Projekt der EG-Kommission zur Konzeption einer Wasserstoff-Versorgungskette zwischen Kanada und Deutschland*.
- Tom Smolinka et al. (September 2018). *Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland*. (N. O.-u. NOW GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 08. Februar 2021 von Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr Strom und Wärme: publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5194940.pdf
- Tong, W., Forster, M., Dionigi, F. et al. (Mai 2020). *Electrolysis of low-grade and saline surface water*. (3.–3. Nat Energy 5, Herausgeber) Abgerufen am 13. April 2021 von <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0550-8>
- Torsten Seibt. (27. Mai 2021). *Hyundai Xcient Fuel Cell FCEV Brennstoffzellen Lkw*. (M. P. Co.KG, Herausgeber) Abgerufen am 19. August 2021 von Wasserstoff-Lkw soll weltweit durchstarten: <https://www.auto-motor-und-sport.de/elektroauto/hyundai-xcient-fuel-cell-fcev-brennstoffzelle-lkw-wasserstoff/>
- TOTAL Deutschland GmbH. (2021). *LNG – die mobile und umweltschonende Energiequelle*. Abgerufen am 04. Februar 2021 von Welche physikalischen Eigenschaften hat LNG?: <https://www.total.de/produkte/gas-strom/fluessiges-erdgas>
- Trevor Brown. (18. Juli 2019). *GenCell A5 update: hydrogen power from ammonia fuel cells*. Abgerufen am 26. Februar 2021 von <https://www.ammoniaenergy.org/articles/gencell-a5-update-hydrogen-power-from-ammonia-fuel-cells-the-next-big-thing-in-energy-production/>
- TÜV AUSTRIA Deutschland GmbH. (kein Datum). *In der EU - ATEX-Zertifizierung*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.tuv-ad.de/atex/>
- TÜV Rheinland Consulting GmbH. (kein Datum). *Innovative Hafentechnologien*. Abgerufen am 31. August 2021 von <https://www.innovativehafentechnologien.de/>
- TÜV Süd AG. (kein Datum). *Speicherung von Wasserstoff*. Abgerufen am 05. Februar 2021 von <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff>
- U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (kein Datum). *Hydrogen Storage*. Abgerufen am 28. Juli 2021 von <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

- U.S. Energy Information Administration. (September 2019). *International Energy Outlook 2019 with projections to 2050*. Abgerufen am 13. April 2021 von <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>;
https://www.eia.gov/outlooks/ieo/excel/reference/table_a1.xlsx
- U.S. Energy Information Administration. (20. Juli 2021). *Natural gas explained. Liquefied natural gas*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php>
- Umweltbundesamt . (23. Juni 2020). *Luftschadstoffe im Überblick*. Abgerufen am 26. Januar 2021 von Ammoniak:
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe-im-ueberblick/ammoniak#emittenten-quellen-fur-ammoniak-in-der-landwirtschaft>
- Umweltbundesamt. (21. April 2020). *Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/kraftbetriebsstoffe/vollzug-der-37-bimschv-anrechnung-strombasierter>
- Uniper SE. (14. April 2021). *Uniper Plans to Make Wilhelmshaven a Hub for Climate friendly Hydrogen*. Abgerufen am 02. Juli 2021 von <https://www.uniper.energy/news/uniper-plans-to-make-wilhelmshaven-a-hub-for-climate-friendly-hydrogen>
- Uniper SE. (14. April 2021). *Uniper will Wilhelmshaven zum Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff machen*. Abgerufen am 11. April 2021 von <https://www.uniper.energy/news/download/1013733/20210414-uniper-pr-greenwilhelmshaven-de-clean.pdf>
- United Nations. (2019). *UN Recommendations on the Transport of Dangerous Goods - Model Regulations. Twenty-first revised edition*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://unece.org/rev-21-2019>
- Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik. (Juli 2019). *NH3toH2-Projekt*. Abgerufen am 22. Februar 2021 von https://www.uni-due.de/energietechnik/de/pro_nh3toh2
- Ute Drescher. (30. August 2019). *Elektromobilität*. Abgerufen am 09. Dezember 2020 von Elektro-Lkw: 640 Oswald-PS für über 40 t:
<https://www.konstruktionspraxis.vogel.de/elektro-lkw-640-oswald-ps-fuer-ueber-40-t-a-860209>
- Uwe Albrecht et al. (Oktober 2020). *INTERNATIONAL HYDROGEN STRATEGIES*. (W. E. GERMANY, Herausgeber) Abgerufen am 21. Juni 2021 von https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/WEC_H2_Strategies_finalreport-komprimiert.pdf
- Uwe Kraft. (kein Datum). *IMDG-Code: Gefahrgüter sicher auf See transportieren*. Abgerufen am 22. Juni 2021 von <https://www.weka.de/gefahrguttransport/der-imdg-code>
- Verband Deutscher Reeder. (kein Datum). *Die Schifffahrt: auf Kurs für den Klimaschutz*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.reederverband.de/themen-und-positionen/klima.html>

- Verband für Schiffbau und Meerestechnik e. V. (kein Datum). *Umwelt & Sicherheit*. Abgerufen am 05. August 2021 von <https://www.vsm.de/de/die-themen/umwelt-und-sicherheit>
- Verdict Media Limited. (30. Januar 2019). *Moss Maritime and partners develop LH2 bunker vessel design*. Abgerufen am 23. August 2021 von Norway-based Moss Maritime, Equinor, Wilhelmsen and DNV-GL have developed a new design for a liquefied hydrogen (LH2) bunker vessel: https://www.ship-technology.com/news/moss-maritime-develop-bunker/?utm_source=Army%20Technology&utm_medium=website&utm_campaign=Must%20Read&utm_content=Image
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (28. Januar 2020). *Vision für ein H2-Netz*. Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (kein Datum). *Gasinfrastruktur*. Abgerufen am 11. Dezember 2020 von Gassektor im Wandel: <https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/gassektor/>
- VirtualExpo. (2021). *News & Trends*. Abgerufen am 18. März 2021 von Ammoniak entwickelt sich zum Brennstoff der Zukunft: <https://trends.nauticexpo.de/project-331153.html>
- Vito Milella et al. (30. Juni 2020). *Potenzialbeschreibung – Wasserstofftransport über das Schienennetz*. Abgerufen am 11. Februar 2021 von Studie der LandesEnergieAgentur Hessen GmbH (LEA) S. 14ff: <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf>
- Volker Bertram et al. (1998). *Ship Design for Efficiency and Economy*. Butterworth-Heinemann.
- Volkmar Schröder et al. (2016). *Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen*. (B. f. -prüfung, Herausgeber) Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.bgetem.de/redaktion/arbeitsicherheit-gesundheitsschutz/dokumente-und-dateien/brancheninformationen/energie-und-wasserwirtschaft/gasversorgung/abschlussbericht-zum-forschungsvorhaben-2539-sicherheitstechnische-eigenschaften-von-erdgas-wasserst>
- Wärtsilä Corporation. (kein Datum). *Boil-off rate (BOR)*. Abgerufen am 06. August 2021 von [https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-\(bor\)](https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-(bor))
- Wdwd et al. (25. Oktober 2019). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 15. Dezember 2020 von Übertragungsverlust: <https://de.wikipedia.org/wiki/%C3%9Cbertragungsverlust>
- Wdwd et al. (01. August 2021). *Wikipedia – Die freie Enzyklopädie*. Abgerufen am 05. August 2021 von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung: <https://de.wikipedia.org/wiki/Hochspannungs-Gleichstrom-%C3%9Cbertragung>

- Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. (07. November 2019). *Wasserstoff*. Abgerufen am 29. April 2021 von Norddeutsche Wasserstoffstrategie: <https://www.bremen-innovativ.de/wp-content/uploads/2019/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf>
- Wolfgang Kempkens. (10. Juni 2014). *Methanol: Isländer könnten Hälfte ihres Spritbedarfs bald mit Ökotreibstoff decken*. (H. G. WirtschaftsWoche Online, Herausgeber) Abgerufen am 09. März 2021 von <https://www.wiwo.de/technologie/green/methanol-isländer-koennten-haelfte-ihres-spritbedarfs-bald-mit-oekotreibstoff-decken/13549436.html>
- Wolfgang Kempkens. (24. April 2019). *Treibstoff der Zukunft*. (V. V. GmbH, Herausgeber) Abgerufen am 02. Februar 2021 von Öko-Diesel nur aus Wasser und CO₂: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/rohstoffe/oeko-diesel-wasser-co2/>
- World Economic Forum. (15. Januar 2019). *The Global Risks Report 2019, 14th Edition*. Abgerufen am 13. April 2021 von http://www3.weforum.org/docs/WEF_Global_Risks_Report_2019.pdf
- Wystrach GmbH. (2019). *Transportmodule für Gase - CNG / H₂*. Abgerufen am 12. Februar 2021 von <https://www.wystrach.gmbh/produkt-wystrach-gascontainer-cng.html>
- Y. Kuang et al. (02. April 2019). *Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels*. (P. o. America, Herausgeber) Abgerufen am 13. April 2021 von <https://doi.org/10.1073/pnas.1900556116>
- Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V. (03. Juni 2021). *Seehäfen in der Energiewende: Wasserstoff*. Abgerufen am 09. Juni 2021 von https://zds-seehaefen.de/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-03_ZDS_Wasserstoff_Arbeitspapier_Juni21.pdf
- Zukunft Gas e.V. (2021). *Funktionsprinzip Brennstoffzelle*. Abgerufen am 29. Januar 2021 von "Kalte" Verbrennung liefert zuverlässig Wärme und Strom: <https://www.erdgas.info/neue-heizung/heizungstechnik/brennstoffzelle/funktionsprinzip-brennstoffzelle>
- Zureks. (2008). *Stator und Rotor eines Elektromotors*. Abgerufen am 08. Juli 2021 von https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Stator_and_rotor_by_Zureks.JPG