

ShipFuel

E-LOHC

E-Methanol

E-LNG

# STROMBASIERTE KRAFTSTOFFE FÜR BRENNSTOFFZELLEN IN DER BINNENSCHIFFFAHRT

Studie im Auftrag des BMVI

E-Diesel

**NOW**  
NOW-GMBH.DE

## IMPRESSUM

*Herausgeber*

NOW GmbH  
Nationale Organisation Wasserstoff-  
und Brennstoffzellentechnologie  
Fasanenstraße 5  
10623 Berlin

*Gefördert durch*

Bundesministerium für Verkehr  
und digitale Infrastruktur (BMVI)  
Invalidenstraße 44  
10115 Berlin

*Erstellt durch*

Martin Zerta, Patrick Schmidt,  
Werner Weindorf, Dr. Ulrich Bünger (LBST)  
Lars Langfeldt, Benjamin Scholz,  
Lea-Valeska Giebel (DNV GL)  
Peter Klemm, Gunter Sattler (IfS)

30. September 2019

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)  
Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn  
Tel.: 089 608110-0

DNV GL SE  
Brooktorkai 18, 20457 Hamburg  
Tel.: 040 36149-0

Ingenieurbüro für Schiffstechnik  
Bahnhofstr. 15, 21481 Lauenburg/Elbe  
Tel.: 04153 582434

*Copyright*

Die Nutzungsrechte liegen – soweit nicht explizit  
genannt – bei NOW und den Autoren.

*Beiträge*

Die Projektpartner haben wesentliche Beiträge geliefert:

Kapitel 1	LBST
Kapitel 2.1	LBST
Kapitel 2.2, 2.3	DNV GL
Kapitel 3.1	LBST, DNV GL, IfS
Kapitel 3.2	DNV GL, IfS
Kapitel 3.3	LBST
Kapitel 4.1–4.4	LBST
Kapitel 4.5	DNV GL, LBST, IfS
Kapitel 4.6	LBST
Kapitel 5	LBST, DNV GL, IfS

*Zitiervorschlag*

Martin Zerta, Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Dr. Ulrich Bünger (LBST); Lars Langfeldt, Benjamin Scholz, Lea-Valeska Giebel (DNV GL); Peter Klemm, Gunter Sattler (IfS): SHIPFUEL – Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschiffahrt – Hintergrundbericht; Studie im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI); München/Hamburg/Berlin, 2019.

*Haftungsausschluss*

Die Mitarbeiterstäbe der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, des DNV GL SE und des Ingenieurbüros für Schiffstechnik haben diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH sowie der beteiligten Partner. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses.

<b>1</b>	<b>Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen</b>	<b>6</b>
1.1	Hintergrund	6
1.2	Zielsetzung und Vorgehen	7
1.3	Begrifflichkeiten	8
<b>2</b>	<b>Klima- und Umweltschutz in der Binnenschiffahrt</b>	<b>9</b>
2.1	Energieverbrauch und CO <sub>2</sub> -Emissionen der Binnenschiffahrt	9
2.1.1	Zusammenfassung	9
2.1.2	Energieverbrauch	9
2.1.3	Emissionen	12
2.1.4	Ausblick zu den Anforderungen an die Binnenschiffahrt bis 2050	13
2.2	Klima- und Umweltschutzstrategie auf den Ebenen Bund, Länder und Kommunen	16
2.2.1	Zusammenfassung	16
2.2.2	Klima- und Umweltschutzstrategie	16
2.3	Aktuelle Fördermöglichkeiten	26
2.3.1	Koordinierungs- und Förderinstrumente	26
<b>3</b>	<b>Branchen- und Marktanalyse</b>	<b>34</b>
3.1	Systematik der Anwendungsfälle in Berufsschiffahrt, bei Behördenschiffen, Tourismus, Freizeit und ÖPNV	34
3.1.1	Zusammenfassung	34
3.1.2	Bestandsaufnahme der deutschen Binnenschifflotte	35
3.1.3	Technische Charakterisierung der analysierten Schiffstypen	40

<b>3.2</b>	Bunkern	45	<b>4.5</b>	Schiffsantriebssysteme „Tank-to-Propeller“	94
<b>3.2.1</b>	Zusammenfassung	45	<b>4.5.1</b>	Wirkungsgrad Brennstoffzellenantriebe	94
<b>3.2.2</b>	Generische Optionen für die Schiffsbetankung	45	<b>4.5.2</b>	Gütermotorschiff	96
<b>3.2.3</b>	Diesel (heute übliche Praxis)	47	<b>4.5.3</b>	Schubverband	98
<b>3.2.4</b>	Druckwasserstoff (CGH <sub>2</sub> )	47	<b>4.5.4</b>	Tagesausflugsschiff	102
<b>3.2.5</b>	Flüssigwasserstoff (LH <sub>2</sub> )	48	<b>4.5.5</b>	Kabinenschiffe	104
<b>3.2.6</b>	Organische Energieträger (LOHC)	48	<b>4.5.6</b>	Annahmen zu Kosten für Brennstoffzellenantriebe	105
<b>3.2.7</b>	Methanol (MeOH)	49			
<b>3.2.8</b>	Verflüssigtes Methan (LNG)	49	<b>4.6</b>	Ergebnisse „Well-to-Propeller“-Analysen	109
<b>3.3</b>	Mögliche Anwendungsschwerpunkte	50	<b>4.6.1</b>	Zusammenfassung	109
<b>3.3.1</b>	Zusammenfassung	50	<b>4.6.2</b>	Energieaufwand	110
<b>3.3.2</b>	Betrachtung möglicher Anwendungsschwerpunkte	51	<b>4.6.3</b>	Treibhausgasemissionen	111
<b>3.3.3</b>	Darstellung potenzieller Anwendungsregionen	61	<b>4.6.4</b>	Kosten	113
			<b>4.6.5</b>	Weitere wesentliche Einflussgrößen bei der Entwicklung der WtP-Kosten für Binnenschiffe	118
<b>4</b>	<b>Technisch-wirtschaftlicher Vergleich strombasierter Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt</b>	<b>63</b>	<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>121</b>
<b>4.1</b>	Zusammenfassung	63	-	Klima und Umweltschutz in der Binnenschifffahrt (Kap. 2)	121
<b>4.2</b>	Methodik	65	-	Branchen- und Marktanalyse (Kap. 3)	122
<b>4.3</b>	Basisannahmen	66	-	Technisch-Wirtschaftlicher Vergleich strombasierter Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt (Kap. 4)	124
<b>4.3.1</b>	Energiekosten	66			
<b>4.3.2</b>	Steuern, Abgaben und Gebühren in der Schifffahrt	69	<b>6</b>	<b>Anhang</b>	<b>127</b>
<b>4.3.3</b>	Elektrolyse – Technologie, Skalierung, Invest	70	-	Literatur	127
<b>4.3.4</b>	CO <sub>2</sub> -Quellen für Synthesekraftstoffe – Skalierung der Direct Air Capture	71	-	Tabellenverzeichnis	131
<b>4.4</b>	Kraftstoffbereitstellungspfade „Well-to-Tank“	73	-	Abbildungsverzeichnis	132
<b>4.4.1</b>	Diesel (fossiler Vergleichspfad)	75	-	Abkürzungen	134
<b>4.4.2</b>	Druckwasserstoff (E-CGH <sub>2</sub> )	76			
<b>4.4.3</b>	Flüssigwasserstoff (E-LH <sub>2</sub> )	78			
<b>4.4.4</b>	Organischer Energieträger (E-LOHC)	80			
<b>4.4.5</b>	Methanol (E-MeOH)	82			
<b>4.4.6</b>	Verflüssigtes Methan (E-LNG)	84			
<b>4.4.7</b>	E-Diesel	86			
<b>4.4.8</b>	Vergleichende Darstellungen Zeithorizonte 2020/2030	88			

# 1 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen

## 1.1 Hintergrund

Die von der Bundesregierung vorgegebenen und international vereinbarten Ziele zur Treibhausgasminde- rung können nur durch eine nachhaltige Verringerung des Energiebedarfs und den umfangreichen Einsatz erneuerbarer Energien in allen energieverbrauchenden Sektoren erreicht werden. Der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung wird in Deutschland wie auch international im Wesentlichen bei der stromerzeugenden Wind- und Solarenergie liegen. Der damit erzeugte erneuerbare Strom muss zur Erreichung der Klima- schutzziele in zunehmendem Maße auch im Verkehrs- sektor zum Einsatz kommen, der heute immer noch zu 94 % von Mineralölprodukten abhängig ist.

Die Binnenschifffahrt ist eine wichtige Säule des deut- schen Güterfernverkehrs mit einer über die vergange- nen Jahre weitgehend konstanten Transportleistung von ca. 60 Milliarden Tonnenkilometern<sup>1</sup>, derzeit entsprechend ca. 9 % des deutschen Güterverkehrs- aufwands<sup>2</sup>. Auch andere Bereiche der Binnenschiff- fahrt z. B. im Personen- und Fährverkehr sind wichtige Teile der deutschen Verkehrslandschaft.

Auch die Binnenschifffahrt wird ihren Beitrag zur Emis- sionsreduktion leisten müssen, sowohl im Hinblick auf Treibhausgase als auch hinsichtlich der von heutigen Schiffsdieselmotoren ausgestoßenen Luftschadstoffe.

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) unterstützt daher schon seit vielen Jahren die Projekte für einen Einsatz alternativer Kraftstoffe und Antriebe in der Schifffahrt. Insbesonde- re aus erneuerbarer Energie hergestellte strombasierte Kraftstoffe haben das Potenzial, die Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen nachhaltig zu senken. Gleichzeitig kann ihre Produktion im Rahmen der Sek- torenkopplung wesentliche Beiträge zur Stabilisierung des Energiesystems leisten.

Im vorliegenden Dienstleistungsauftrag wurde daher insbesondere untersucht, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen und in welchen Marktsegmenten strombasierte Kraftstoffe in der Binnenschifffahrt sinnvoll eingesetzt werden können. Der Fokus liegt in diesem Fall ausschließlich auf deren Verwendung in Brennstoffzellen an Bord von Binnen- schiffen. Die Analysen schließen dabei die gesamte

Prozesskette mit ein, d. h., sie erstrecken sich von der Kraftstoffherzeugung über dessen Transport, Distribu- tion und Lagerung bis hin zum Bunkervorgang und der Speicherung und deren energetischer Umsetzung an Bord.

Neben den technischen und wirtschaftlichen Rahmen- bedingungen werden die Umweltwirkungen erfasst und der europäische und nationale bzw. regionale regulatorische Rahmen und betriebliche Aspekte be- rücksichtigt. Wichtig im Projekt sind auch die Dialoge mit relevanten Stakeholdern in Abstimmung mit dem Auftraggeber.

## 1.2 Zielsetzung und Vorgehen

In der vorliegenden Studie wird analysiert, unter wel- chen technischen und wirtschaftlichen Voraussetzun- gen und in welchen Marktsegmenten strombasierte Kraftstoffe in der Binnenschifffahrt sinnvoll eingesetzt werden können. Der Fokus liegt dabei ausschließlich auf deren Verwendung in Brennstoffzellen an Bord der Schiffe. Die Analysen umfassen die gesamten Prozess- ketten, von der Kraftstoffherzeugung über dessen Trans- port, Distribution und Lagerung bis hin zum Bunker- vorgang und der Speicherung und deren energetischer Umsetzung an Bord. Im Rahmen dieser Studie erfolgt kein Vergleich mit Batteriesystemen.

Neben den technischen und wirtschaftlichen Randbe- dingungen werden die Umweltwirkungen erfasst und der europäische und nationale bzw. regionale regu- latorische Rahmen und betriebliche Aspekte berück- sichtigt.

Dieser Bericht beinhaltet darüber hinaus eine aus- führliche Analyse des deutschen Binnenschifffahrts- marktes und seiner entwicklungsbestimmenden Randbedingungen und adressiert technologische, wirtschaftliche und ökologische Aspekte.

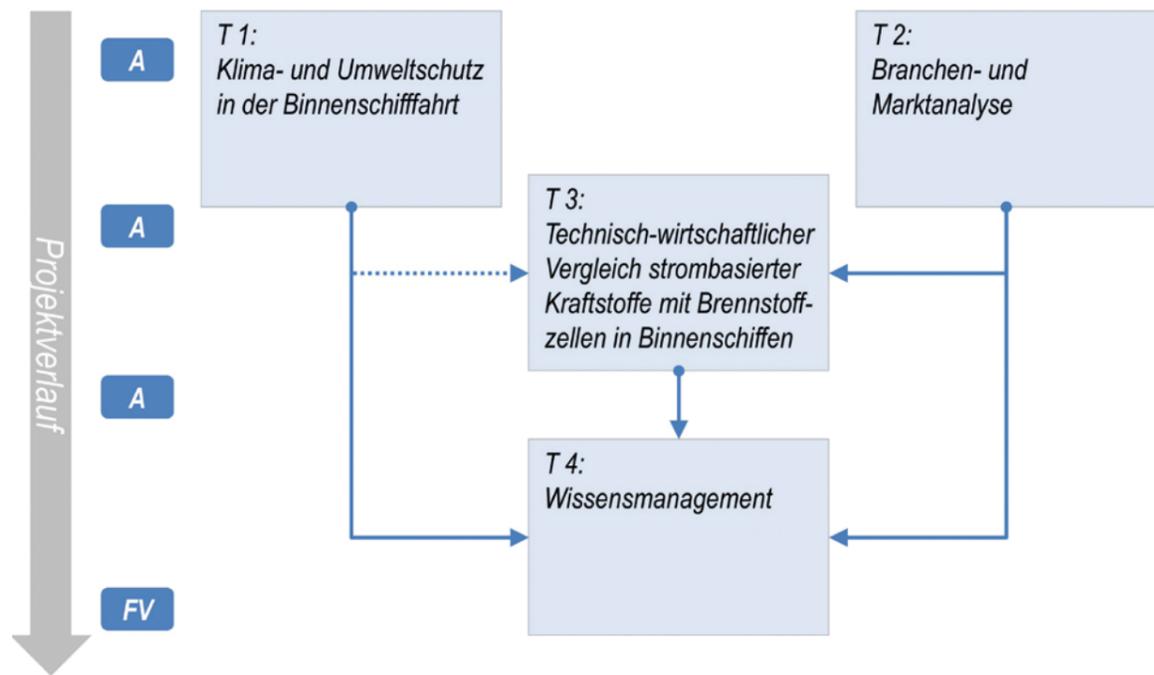
Die mit dieser Studie adressierte Aufgabenstellung gliedert sich in die vier Themengebiete (T) mit zuge- ordneten Arbeitspaketen (AP).

- Klima- und Umweltschutz in der Binnenschifffahrt (T 1)
  - AP 1: Energiebedarf und Emissionen in der Binnenschifffahrt
  - AP 2: Klima- und Umweltschutzstrategie auf Ebene von Bund, Ländern und Kommunen
  - AP 3: Aktuelle Fördermöglichkeiten
- Branchen- und Marktanalyse (T 2)
  - AP 4: Systematik der Anwendungsfälle in Berufsschifffahrt, Behördenschifffahrt, Tourismus, Freizeit und ÖPNV
  - AP 5: Marktpotenzialanalyse
- Technisch-wirtschaftlicher Vergleich strom- basierter Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt (T 3)
  - AP 6: Erzeugung
  - AP 7: Transport
  - AP 8: Bunkern
  - AP 9: Energiewandlung mit Brennstoffzelle
- Wissensmanagement (T 4)
  - AP10: Darstellung der Ergebnisse und Erstellen eines Leitfadens

<sup>1</sup> A. Hütter, Güterverkehr in Deutschland 2014, Statistisches Bundesamt, WISTA 1, 2016

<sup>2</sup> BMVI, Verkehr in Zahlen, 2017/18

ABBILDUNG 1 Themenschwerpunkte und grober Ablauf des Vorhabens



(A: Akteurstreffen; FV: Fachveranstaltung)

Die Abbildung zeigt den Zusammenhang der Themenschwerpunkte und ihre Abfolge. Die Analyse der politisch-regulatorischen Grundlagen in T 1 und des Marktes in T 2 erfolgte in weiten Teilen parallel. Auch mit den kraftstoffspezifischen Analysen in T 3, insbesondere AP 6 und Teile von AP 7, wurde bereits früh im Projektverlauf begonnen, da sie in weiten Teilen unabhängig von den spezifischen Anwendungsfällen sind.

Akteure aus dem Umfeld der Binnenschifffahrt (Schiffbauer, Antriebssystemhersteller, Flottenbetreiber, Akademia, Politik und Verbände) waren im Rahmen mehrerer Treffen sowie Interviews in die Erstellung der vorliegenden Arbeit eingebunden.

### 1.3 Begrifflichkeiten

In diesem Bericht wurde auf eine kombinierte Darstellung von männlichen und weiblichen Formen (wie z. B. LeserInnen, Leser\*innen) zugunsten der Lesbarkeit verzichtet.

„Diesel“ steht in diesem Bericht stellvertretend für alle Dieselmotorenvarianten (Diesel, Gasöl, Heizöl, etc.), die geeignet sind in Dieselmotoren auf Binnenschiffen eingesetzt zu werden.

## 2 Klima- und Umweltschutz in der Binnenschifffahrt

### 2.1 Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Binnenschifffahrt

#### 2.1.1 Zusammenfassung

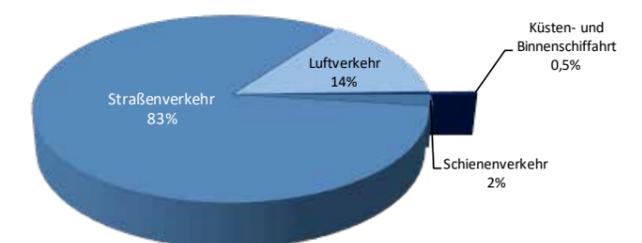
- Endenergieverbrauch (EEV)
  - Endenergieverbrauch des Verkehrssektors steigt (1990–2016: +13 %).
  - Bis 2020 soll jedoch der EEV um -10 % (ggü. 1990) gesenkt werden.
  - Binnenschifffahrt ist heute nahezu 100 % abhängig von Dieselmotoren.
  - EEV in der Binnenschifffahrt ist rückgängig (1990–2016: -55 %).
- Treibhausgasemissionen in der Binnenschifffahrt
  - Anteil der Binnenschifffahrt an den THG-Emissionen der nationalen Schifffahrt: 8 %
  - Anteil der Küsten – und Binnenschifffahrt am Verkehrssektor beträgt 0,5 %.
  - Bis 2050 muss der Verkehr, inkl. Binnenschifffahrt, auf Nullemissionsantriebe umgestellt sein, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

#### 2.1.2 Energieverbrauch

Im Jahr 2016 betrug der Endenergieverbrauch (EEV) im Verkehr 2.696 PJ und erhöhte sich gegenüber dem Basisjahr 2005 um 4,2 % bzw. gegenüber 1990 um 13 %. Damit entwickelte sich der EEV im Verkehr bisher stark gegenläufig zu den Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung, die eine Reduktion des EEV von -10 % bis 2020 vorsehen.

In 2016 lag der EEV der Küsten- und Binnenschifffahrt bei 12,4 PJ und betrug damit nur knapp 0,5 % des Gesamtverbrauchs im Verkehr, siehe Abbildung 2.

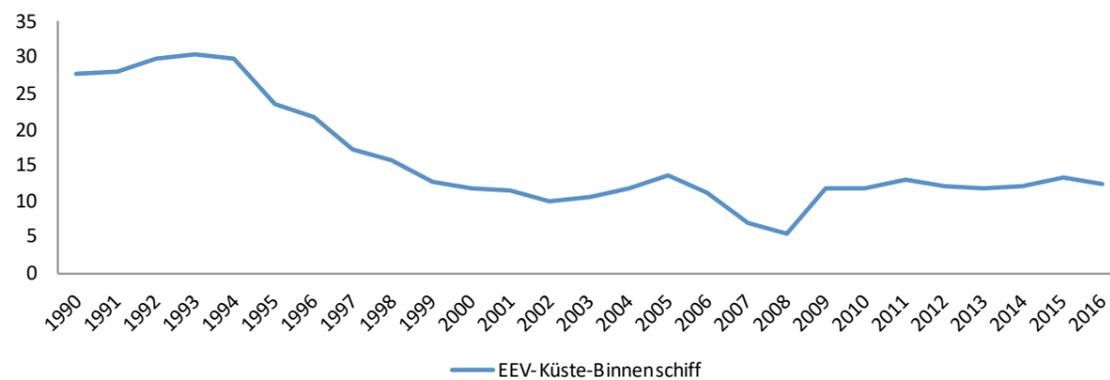
ABBILDUNG 2 Aufteilung des Endenergieverbrauchs im Verkehr 2016, Datenbasis: BMWi 2018



Datenübersicht zum 6. Monitoringbericht: Die Energie der Zukunft, Juli 2018

ABBILDUNG 3 Endenergieverbrauch der deutschen Küsten- und Binnenschifffahrt 2016

Datenbasis: BMWi 2018, Datenübersicht zum 6. Monitoringbericht: Die Energie der Zukunft, Juli 2018



Zwischen 1990 und 2016 ging der Endenergieverbrauch im Bereich der Küsten- und Binnenschifffahrt um über 55 % und zwischen 2005 und 2016 um 8,7 % zurück, siehe Abbildung 3.

Die folgenden Tabellen zeigen den Primärenergiebedarf der deutschen Schifffahrt (See-, Küsten- und Binnenschifffahrt), der in der Nationalen Energiebilanz (NEB) berichtet wird (siehe Tabelle 1) bzw. als Aktivitätsdaten im Rahmen der NFR<sup>3</sup> als Datengrundlage für die Ermittlung der THG-Emissionen zugrunde

gelegt wurde (siehe Tabelle 2). Unterschiede in der Ausweisung der Energieverbräuche ergeben sich durch unterschiedliche Kategorisierungen in der Schifffahrt zwischen der nationalen und der internationalen Berichterstattung. Damit können Einzelergebnisse nur bedingt miteinander verglichen werden. Beispielsweise werden in der internationalen Berichterstattung die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Binnenschifffahrt separat ausgewiesen, während in der nationalen Statistik die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Binnenschifffahrt nur zusammen mit der Küstenschifffahrt dargestellt werden.

<sup>3</sup> NFR = Berichtsformat für die Berichterstattung an die UN ECE (engl.: New Format on Reporting, Nomenclature for Reporting), siehe UBA, Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2018 National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory 1990 – 2016, Mai 2018

TABELLE 1 Primärenergiebedarf nach Nationaler Energiebilanz (NEB)

Quelle: <https://iir-de.wikidot.com/1-a-3-d-navigation>, Stand 16.4.2019, abgerufen am 16.08.2019

TJ	1990	2000	2016	2017
<b>TOTAL Navigation</b>	<b>131.276</b>	<b>102.984</b>	<b>129.123</b>	<b>107.453</b>
NEB line 6 – Maritime Bunkers („Hochseebunkerungen“)	103.566	91.120	117.450	95.551
Diesel oil	23.336	21.542	42.606	36.763
Heavy fuel oil	80.230	69.578	74.844	58.788
NEB line 64 – Coastal and Inland Navigation („Küsten- und Binnenschifffahrt“)	27.710	11.864	11.673	11.902
Diesel oil	27.710	11.864	11.131	11.344
Biodiesel	0	0	542	558

TABELLE 2 Primärenergiebedarf nach NFR

Quelle: <https://iir-de.wikidot.com/1-a-3-d-navigation>, Stand 16.4.2019, abgerufen am 16.08.2019

TJ	1990	2000	2016	2017
<b>Navigation TOTAL</b>	<b>131.276</b>	<b>102.984</b>	<b>129.123</b>	<b>107.452</b>
1.A.3.d i – International maritime navigation	81.232	74.648	102.930	81.946
Diesel oil	12.748	13.664	28.093	23.165
Heavy fuel oil	68.484	60.984	74.837	58.781
Biodiesel	NO	NO	NO	NO
1.A.3.d ii (a) – National maritime navigation	27.663	20.437	16.437	15.367
Diesel oil	15.940	11.860	16.295	15.221
Heavy fuel oil	11.723	8.577	7	7
Biodiesel	0	0	135	139
1.A.3.d ii (b) – National inland navigation	20.664	6.788	8.261	8.423
Diesel oil	20.664	6.788	7.873	8.023
Heavy fuel oil	NO	NO	NO	NO
Biodiesel	0	0	388	400
1.A.4.c iii – Fishing	735	549	1.125	1.216
Diesel oil	711	531	1.117	1.208
Heavy fuel oil	24	18	0	0
Biodiesel	0	0	8	8
1.A.5.b iii – Military navigation	983	563	370	500
Diesel oil	983	563	359	489
Heavy fuel oil	NO	NO	NO	NO
Biodiesel	0	0	11	11

### 2.1.3 Emissionen

Der Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Küsten- und Binnenschifffahrt an den Gesamtemissionen des Verkehrs liegt mit knapp 0,5 % auf einem vergleichbaren Niveau wie beim Endenergieverbrauch.

Auf Basis der Aktivitätsdaten in Tabelle 1 und Tabelle 2 sowie der spezifischen Emissionsfaktoren in Tabelle 3 wurden die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Schifffahrt nach den einzelnen Kategorien berechnet. Die ermittelten Werte werden in Tabelle 4 bzw. Tabelle 5 für ausgewählte Jahre dargestellt und in Abbildung 5 gegenübergestellt.

TABELLE 3 Zugrunde gelegte CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren

tCO <sub>2</sub> /TJ	1990	2000	2015	2016	2017
Diesel fuel	74	74	74	74	74
Heavy fuel oil	79,8	79,8	80,9	81,6	80,6
Biodiesel		70,8	70,8	70,8	70,8

Quelle: UBA 2019<sup>4</sup>

TABELLE 4 Ermittelte CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis der Nationalen Energiebilanz (NEB) und spezifischer Emissionsfaktoren

tCO <sub>2</sub>	1990	2000	2016	2017
<b>TOTAL Navigation</b>	<b>9.396.246</b>	<b>7.441.396</b>	<b>9.048.220</b>	<b>7.343.243</b>
NEB line 6 – Maritime Bunkers (Hochseebunkerungen)	7.345.706	6.563.460	8.186.152	6.464.280
Diesel oil	943.352	1.011.136	2.078.882	1.714.210
Heavy fuel oil	6.402.354	5.552.324	6.107.270	4.750.070
NEB line 64 – Coastal and Inland Navigation (Küsten- und Binnenschifffahrt)	2.050.540	877.936	862.068	878.962
Diesel oil	2.050.540	877.936	823.694	839.456
Biodiesel			38.374	39.506

LBST Berechnung

2017 betrug der Anteil der Binnenschifffahrt an den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Schifffahrt ca. 6 %. Nach Datenbasis der NEB betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Küsten- und Binnenschifffahrt 878.962 tCO<sub>2</sub>/a und nach Kategorisierung des NFR werden für die Binnenschifffahrt alleine ca. 622.022 tCO<sub>2</sub>/a bilanziert (siehe Tabelle 5 und Abbildung 5).

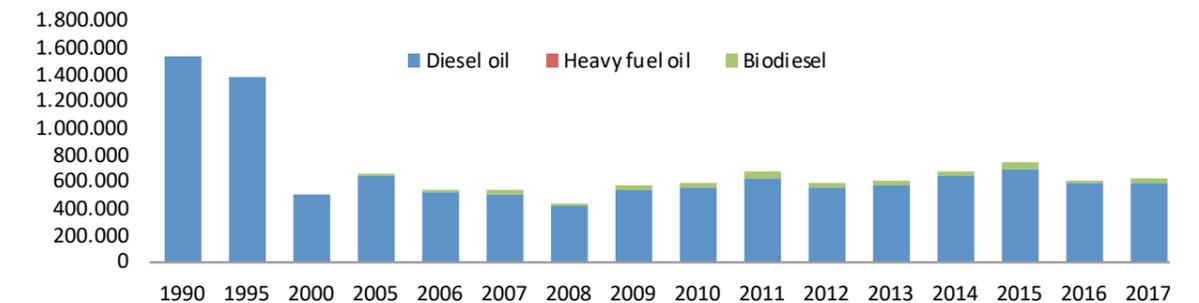
Insgesamt gingen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Binnenschifffahrt zwischen 1990 und 2000 deutlich zurück. Seit dem Jahr 2000 konnten keine weiteren Reduktionen erreicht werden bzw. stiegen zwischen 2000–2018 wieder leicht an, siehe Abbildung 4.

TABELLE 5 Ermittelte CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis des NFR und spezifischer Emissionsfaktoren

tCO <sub>2</sub>	1990	2000	2016	2017
<b>Navigation TOTAL</b>	<b>10.179.838</b>	<b>8.024.448</b>	<b>8.806.055</b>	<b>10.134.132</b>
1.A.3.d i – International maritime navigation	6.408.375	5.877.659	7.128.577	8.185.581
Diesel oil	943.352	1.011.136	2.448.512	2.078.882
Heavy fuel oil	5.465.023	4.866.523	4.680.065	6.106.699
1.A.3.d ii (a) – National maritime navigation	2.115.055	1.562.085	1.004.435	1.215.959
Diesel oil	1.179.560	877.640	988.566	1.205.830
Heavy fuel oil	935.495	684.445	4.045	571
Biodiesel	0	0	11.824	9.558
1.A.3.d ii (b) – National inland navigation	1.648.987	502.312	610.072	622.022
Diesel oil	1.529.136	502.312	582.602	593.702
Biodiesel	0	0	27.470	28.320
1.A.4.c iii – Fishing	54.529	40.730	41.778	83.224
Diesel oil	52.614	39.294	41.070	8.2658
Heavy fuel oil	1.915	1.436	0	0
Biodiesel	0	0	708	566
1.A.5.b iii – Military navigation	72.742	41.662	21.193	27.345
Diesel oil	72.742	41.662	20.202	26.566
Biodiesel	0	0	991	779

LBST Berechnung

ABBILDUNG 4 CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Binnenschifffahrt



LBST Berechnung auf Basis des NFR und UBA Daten

### 2.1.4 Ausblick zu den Anforderungen an die Binnenschifffahrt bis 2050

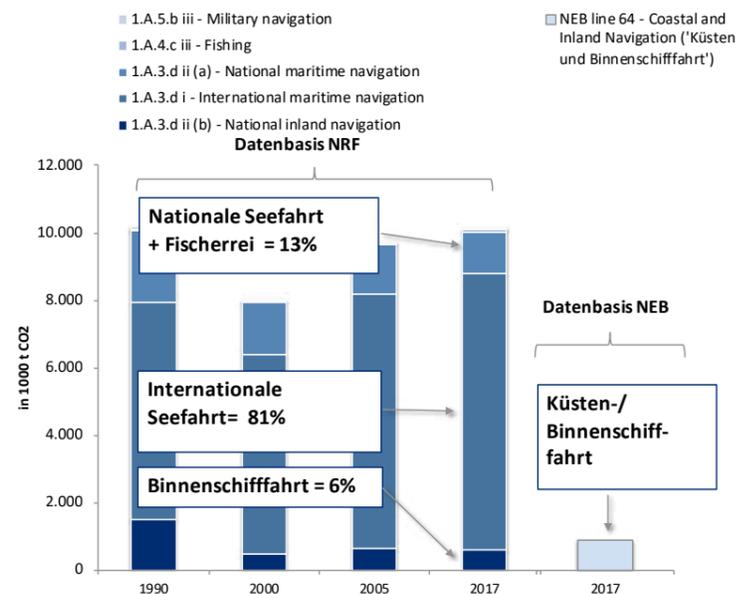
#### Endenergieverbrauch

Im Jahr 2016 lag der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bei ca. 2.700 PJ (ca. 750 TWh). Während sich der Endenergieverbrauch zwischen 1990 und 2016 um 13 % erhöhte, ging dieser bei der Küsten- / Binnenschifffahrt um 55 % zurück, siehe auch Kapitel 2.1.1. [BMWi 2018]

Bis 2020 soll der Endenergieverbrauch (EEV) im Gesamtverkehr auf 2.327 PJ reduziert werden, was einer Reduktion des EEV zwischen 2016–2020 um 14 % entspräche.

Im Rahmen der Zielsetzung des Weißbuches der EU soll eine Verlagerung des Güterverkehrs (bei Wegstrecken >300 km) weg von der Straße hin zu Schiene und Binnenschifffahrt erfolgen. Bis 2030 sollen dazu 30 % und bis 2050 mindestens 50 % dieses Güterverkehrs

<sup>4</sup> UBA, CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktorenliste für Energie & Industrieprozesse, 15.03.2019, zuletzt abgerufen am 16.8.2019, Link: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/CO2\\_ef\\_nir\\_2019\\_brennstoffe\\_industrie\\_zusammen.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/CO2_ef_nir_2019_brennstoffe_industrie_zusammen.xlsx)

ABBILDUNG 5 CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Binnenschifffahrt

NFR: National Format on Reporting (siehe NIR-National Inventory Report 2018); NEB: Nationale Energiebilanz  
Datenbasis: BMWi CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Binnenschifffahrt, berechnet auf Datenbasis nach NFR bzw. NEB

weg von der Straße verlagert werden. Dies eröffnet große Chancen für die Binnenschifffahrt – insbesondere in Zusammenarbeit mit dem Schienenverkehr.

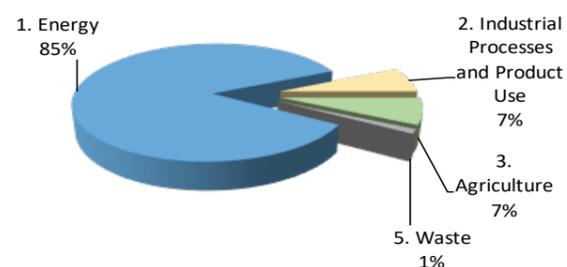
Nach dem Masterplan Binnenschifffahrt<sup>5</sup> soll der Anteil der Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt am Modal Split bis zum Jahr 2030 auf 12 % angehoben werden.

Einige wichtige Routen können dabei auch den Ausbau wichtiger Strecken und Knotenpunkte entlang der sogenannten „Seidenstraße“ umfassen. Innerhalb Europas ist beabsichtigt, beispielsweise den Duisburger Hafen noch stärker einzubinden bzw. an den Hafen von Triest oder nach Skandinavien via Bahn bzw. Binnenschifffahrt anzubinden.<sup>6</sup>

### Treibhausgase (THG)

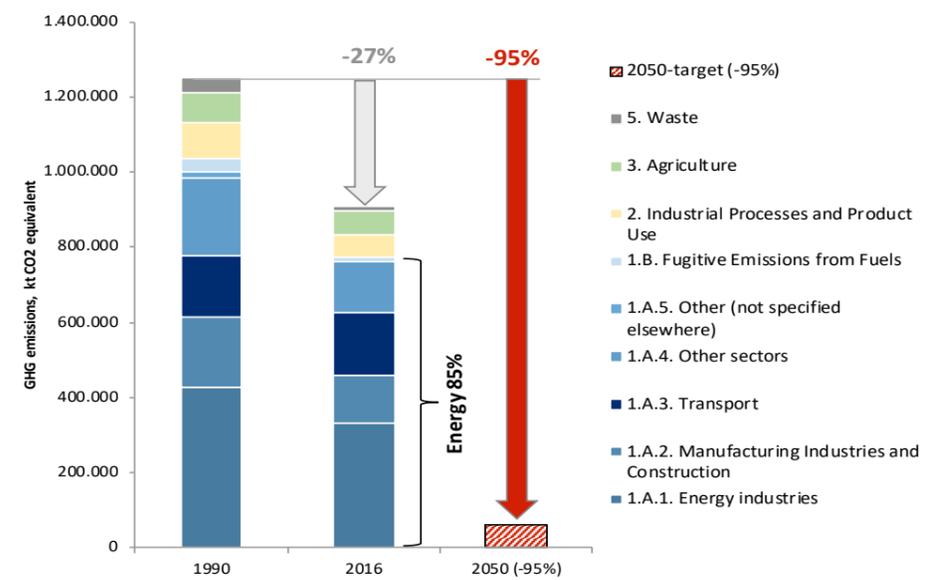
Heute entfallen in Deutschland ca. 85 % der ausgestoßenen THG auf energiebedingte Emissionen (Energy), siehe Abbildung 6. [NIR 2018]

ABBILDUNG 6 THG-Emissionen in Deutschland 2016



Datenquelle: [NIR 2018]

ABBILDUNG 7 Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland 1990–2016 und Zielsetzung 2050



Datenquelle 1990/2016: [NIR 2018]

Für die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung müssen die THG bis 2050 um (80 bis) 95 % gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert werden. Abbildung 7 zeigt die bisherige Entwicklung und die noch umzusetzende Minderung der THG in Deutschland. Zwischen 1990 und 2016 reduzierten sich die THG um 27 %. Zur Erreichung der 2050-Ziele müssen die energetischen THG-Emissionen um praktisch 100 % gemindert werden. Der verbleibende Anteil der THG-Emissionen wird 2050 dann nahezu vollständig aus noch aus nicht energetischen Emissionsquellen stammen (z. B. Landwirtschaft, Industrie).

Im Rahmen der Mannheimer Erklärung vom 17. Oktober 2018<sup>7</sup> wurde die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR) von den für die Binnenschifffahrt zuständigen Ministern der Mitgliedstaaten beauftragt,

eine Roadmap für die Umstellung der Schiffsflotten auf emissionsfreie Antriebe mit Kraftstoffen aus erneuerbaren Energiequellen unter Berücksichtigung der folgenden Zielsetzungen zu entwickeln<sup>8</sup>:

- Reduktion der Treibhausgase um 35 % bis zum Jahr 2035 (ggü. 2015),
- Reduktion der Schadstoffe um mindestens 35 % bis zum Jahr 2035 (ggü. 2015) und
- weitgehende Beseitigung der THG und sonstiger Schadstoffe bis zum Jahr 2050.

<sup>5</sup> [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/masterplan-binnenschifffahrt.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/masterplan-binnenschifffahrt.pdf?__blob=publicationFile)

<sup>6</sup> <http://www.adriaports.com/en/port-trieste-and-duisport-strategic-partnership-new-silk-road> und [https://www.duisport.de/wp-content/uploads/2018/11/dM\\_1\\_2017\\_EN\\_www.pdf](https://www.duisport.de/wp-content/uploads/2018/11/dM_1_2017_EN_www.pdf)

<sup>7</sup> Link: [www.zkr-kongress2018.org/files/Mannheimer\\_Erklaerung\\_de.pdf](http://www.zkr-kongress2018.org/files/Mannheimer_Erklaerung_de.pdf)

<sup>8</sup> Link: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/075/1907546.pdf> (04.02.2019)

## 2.2 Klima- und Umweltschutzstrategie auf den Ebenen Bund, Länder und Kommunen

### 2.2.1 Zusammenfassung

- Grenzwerte und Abgasvorgaben verschärfen sich zunehmend.
- Strengere Abgasnormen gelten derzeit für in ältere Fahrzeuge neu eingebaute Motoren.
- In der Binnenschifffahrt sind sehr viele alte Schiffe in Betrieb und unterliegen nicht der aktuellen NRM, d. h., sie müssen diese nicht einhalten, da die aktuellen Grenzwerte nur für neu eingebaute Motoren gültig sind. Die Umstellung der vielen alten Schiffe mit Dieselantrieben auf Antriebe mit Brennstoffzellen und strombasierte Kraftstoffe stellt ein großes Potenzial zur Emissionsminderung dar (THG, Schadstoffe, Lärm).

### 2.2.2 Klima- und Umweltschutzstrategie

Dieser Abschnitt der Studie dient dazu, die Rolle der Binnenschifffahrt und der Häfen in den Klimaschutzkonzepten und -strategien von EU, Bund, Ländern und Kommunen sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Binnenschifffahrt hinsichtlich Emissionen und Luftschadstoffe auf EU-, Bund-, Länder- und kommunaler Ebene zu beleuchten. Es gilt, den gesetzlichen und gesellschaftspolitischen Rahmen aufzuzeigen, in den sich strombasierte Kraftstoffe für den Verkehrsträger Binnenschiff einordnen müssen.

Um diesen Rahmen skizzieren zu können, wurden Strategien und Gesetze im Hinblick auf die Themen Häfen, Binnenschiffe, alternative Kraftstoffe, strombasierte

Kraftstoffe, Wasserstoff, Luftschadstoffe (insbesondere Stickoxide), Partikel, Treibhausgase und Emissionen gesichtet. Ziel dieses Studienabschnittes ist es ferner, wo zutreffend und möglich, Begrenzungen des bestehenden Regelwerks aufzuzeigen und Hinweise zu geben, wo strombasierte Kraftstoffe für den Verkehrsträger Binnenschiff noch gezielter adressiert werden können.

#### 2.2.2.1 Europäischer Rahmen

##### a) Strategien der EU

###### *EU Klima- und Energiestrategie bis 2030 und 2050*

In 2011 hat die EU ein Klima- und Energiepaket auf den Weg gebracht, welches die Grundlage für die längerfristigen Ziele einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050, den Energiefahrplan 2050 und das Verkehrsweißbuch bildet. Die Hauptziele der EU Klima- und Energiepolitik bis 2050 sind:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % bis 2030 und um 80–95 % bis 2050 (Basisjahr 1990),
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf mindestens 27 % und
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 %.

Zur Erreichung des Ziels von mindestens 40 % Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 müssen die unter das EU-Emissionshandelssystem (EHS) fallenden Wirtschaftszweige ihre Emissionen um 43 % gegenüber dem Stand von 2005 senken. Ferner müssen auch die nicht unter das EHS fallenden Wirtschaftszweige ihre Emissionen senken, allerdings nur um 30 % gegenüber 2005.

Die zur Erreichung der EU-Klimaschutzziele zusätzlich erforderlichen Investitionen werden im Zeitraum bis 2030 auf jährlich 38 Mrd. EUR geschätzt. Ein Großteil der Kosten soll durch Brenn- und Kraftstoffeinsparungen ausgeglichen werden.<sup>9</sup>

Der Europäische Rat hat die Kommission ersucht, im ersten Quartal 2019 einen Vorschlag für eine Strategie zur langfristigen Verringerung der Treibhausgasemissionen der EU gemäß dem Pariser Abkommen vorzulegen. Die Entwicklung dieser „Roadmap 2050“ oder „Post Paris Roadmap“ wird möglicherweise der nächsten EU Kommission überlassen werden, die nach Mai 2019 ins Amt kommen wird.

###### *Strategie für eine emissionsarme Mobilität*

Die im Jahr 2016 veröffentlichte Strategie zur emissionsarmen Mobilität enthält Ambitionen zur Förderung der multimodalen Integration. Es sollen Anreize für eine Verlagerung auf emissionsärmere Verkehrsträger, wie die Binnenschifffahrt und den Kurzstreckenseeverkehr, geschaffen werden. Als Alternative zu herkömmlichen Schiffskraftstoffen wird besonders Erdgas gehandelt, auch weil sein Einsparungspotenzial durch die Nutzung von Biomethan und synthetischem Methan („Power-to-Gas“-Technologien) noch deutlich gesteigert werden kann.

###### *Mannheimer Erklärung*

Die für die Binnenschifffahrt zuständigen Minister der Bundesrepublik Deutschland, des Königreichs Belgien, der Französischen Republik, der Niederlande und der Schweizerischen Eidgenossenschaft sind aus Anlass des 150. Jahrestags der Unterzeichnung der Rheinschiffahrtsakte („Mannheimer Akte“) im Oktober 2018 zusammengekommen. In ihrer neuen Mannheimer

Erklärung wird auch die Verbesserung der ökologischen Nachhaltigkeit der Binnenschifffahrt als Ziel genannt. Dazu soll eine Roadmap entwickelt werden, um Emissionen von Treibhausgasen und Schadstoffen bis 2035 um 35 % im Vergleich zu 2015 zu reduzieren und sie bis 2050 weitgehend zu beseitigen.

##### b) Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionsgrenzwerte der EU

###### *Verordnungsvorschlag zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021–2030 zwecks Schaffung einer krisenfesten Energieunion und Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der EU Verordnung 525/2013 (Lastenteilungsverordnung / Effort Sharing Regulation / Climate Action Regulation)*

Diese Verordnung definiert die individuell verbindlichen Ziele jedes Mitgliedstaates in Bezug auf die EU Klimaschutzziele. Für den Zeitraum 2021–2030 werden die Reduzierungsverpflichtungen der Mitgliedstaaten für alle Sektoren festgelegt, die nicht unter das EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) fallen.

Da der Verkehr mit 36 % den größten Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb des EU-EHS ausmacht, wird davon ausgegangen, dass er einen angemessenen Beitrag zur Verringerung der Gesamtemissionen leisten muss. Mehr noch, in vielen Mitgliedstaaten wird erwartet, dass der Verkehr, aufgrund der politischen Schwierigkeiten bei der Verringerung der Emissionen in den anderen Sektoren und der Kosteneffizienz im Verkehr, einen proportional größeren Beitrag leisten muss.

<sup>9</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de), Stand 7. Dezember 2018

TABELLE 6 Deutsche CO<sub>2</sub> Emissionen nach Sektoren & Minderungsziele bis 2030

Handlungsfelder	1990 (in Millionen Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalent)	2014 (in Millionen Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalent)	2030 (in Millionen Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalent)	2030 (Minderung in Prozent gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175 bis 183	62 bis 61
Gebäude	209	119	70 bis 72	67 bis 66
Verkehr	163	160	95 bis 98	42 bis 40
Industrie	283	181	140 bis 143	51 bis 49
Landwirtschaft	88	72	58 bis 61	34 bis 31
<b>Teilsomme</b>	<b>1.209</b>	<b>890</b>	<b>538 bis 557</b>	<b>56 bis 54</b>
Sonstige	39	12	5	87
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1.248</b>	<b>902</b>	<b>543 bis 562</b>	<b>56 bis 55</b>

Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016), Klimaschutzplan 2050.

Für Deutschland gilt als verbindliches Ziel, die Treibhausgasemissionen in den nicht unter das EU-EHS fallenden Wirtschaftssektoren, darunter auch dem Verkehr, bis 2030 um 38 % im Vergleich zu 2005 zu senken.<sup>10</sup> Der Verkehrssektor ist der drittgrößte Verursacher von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und hat einen Anteil von 17,7 % am Treibhausgasausstoß. Diese stammen zu 96 % aus dem Straßenverkehr, den Rest teilen sich Schiene, Wasserwege und nationaler Luftverkehr. Bis 2030 muss dieser Sektor seine Emissionen um 40 – 42 % in Bezug auf das Basisjahr 1990 reduzieren.

Eine mögliche Teilnahme des Verkehrssektors am EU-EHS und somit eine Verpflichtung zum Kauf von Zertifikaten beim Verkauf von Mineralöl und Mineralölprodukten wird derzeit diskutiert. Die Binnenschifffahrt wird dabei nicht explizit genannt.

#### *Richtlinie 2016/2284 über nationale Emissionshöchstmengen (NEC)*

Ab 2019 gilt die neue National Emission Ceilings (NEC) Richtlinie. Jeder EU-Mitgliedstaat musste bis 1. April 2019 ein nationales Luftreinhalteprogramm mit Maßnahmen, wie er die Reduktionsziele bis 2030 zu erreichen gedenken, an die EU Kommission übermitteln. Dieses nationale Luftreinhalteprogramm muss zudem die Ziele der Luftqualitätsrichtlinie 2008/50 erfüllen.

Neben der Erstellung eines nationalen Luftreinhalteprogramms gibt es jährliche Emissionsberichterstattungspflichten und alle zwei Jahre müssen Emissionsprognosen für die Luftschadstoffe Schwefeldioxid, Stickoxide, flüchtige organische Verbindungen, Ammoniak, Partikel (Feinstaub) und Methan erstellt werden.

Deutschlands Reduktionsverpflichtungen für Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) sind bis 2030 21 % und ab 2030 58 %. Bei Stickstoffoxiden sind es bis 2030 56 % und ab 2030 68 % und für flüchtige organische Verbindungen außer Methan (NMVOC) 35–37 % ab 2030. Für Feinstaub (PM<sub>2,5</sub>) gelten die Werte 26 % und 43 %. Alle Reduktionsverpflichtungen haben 2005 als Referenzjahr.

TABELLE 7 Nationale Reduktionsverpflichtungen für SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, NH<sub>3</sub> und PM<sub>2,5</sub> ab 2020 und 2030

Schadstoff	Minderung ab 2020	Minderung ab 2030
SO <sub>2</sub>	21 %	58 %
NO <sub>x</sub>	39 %	65 %
NMVOC	13 %	28 %
NH <sub>3</sub>	5 %	29 %
PM <sub>2,5</sub>	26 %	43 %

Die NEC-Richtlinie 2016/2284 sowie ältere Versionen werden durch Veränderungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in deutsches Recht umgesetzt. Die aktuelle Version ist die dreiundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes: Verordnung zum Erlass der Verordnung über nationale Verpflichtungen zur Reduktion der Emissionen bestimmter Luftschadstoffe – 43. BImSchV.

#### *Richtlinie 2008/50/EG zu Luftqualität und saubere Luft für Europa (Luftqualitätsrichtlinie – CAFE)*

Die aktuelle Luftqualitätsrichtlinie 2008/50/EG legt Luftqualitätsziele im Hinblick auf Vermeidung, Verhütung oder Verringerung schädlicher Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und die Umwelt fest. Sie bündelt Tochterrichtlinien zu den verschiedensten Schadstoffen:

- Richtlinie 1999/30/EG über Grenzwerte für Schwefeldioxid, Stickstoffdioxid und Stickstoffoxide, Partikel und Blei in der Luft,
- Richtlinie 2000/69/EG über Grenzwerte für Benzol und Kohlenmonoxid in der Luft,
- Richtlinie 2002/3/EG über den Ozongehalt in der Luft sowie
- Richtlinie 2004/107/EG über Arsen, Kadmium, Quecksilber, Nickel und polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe.

#### *Richtlinie 2014/94 über den Einsatz von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*

In der 2014 verabschiedeten Richtlinie sind die Anforderungen an den Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe in den Mitgliedstaaten festgelegt. Sie gelten für den Straßenverkehr, teilweise aber auch für die Binnenschifffahrt. Als alternative Kraftstoffe gelten Strom für Batteriefahrzeuge, Bio- und synthetische Kraftstoffe, CNG, LNG sowie Wasserstoff und LPG.

Für die Binnenschifffahrt sollen bis 2026 eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen LNG-Tankstellen errichtet werden. Eine LNG-Infrastruktur soll bis zum 31. Dezember 2030 im gesamten TEN-T (*Trans-European Networks – Transport*) entstehen. Die Kosten für Binnenhäfen werden in diesem Zusammenhang auf bis zu 1 Mrd. EUR geschätzt. Ferner wird postuliert, dass Landstromanlagen für die saubere Stromversorgung im Seeverkehr und in der Binnenschifffahrt genutzt werden können. Auf strombasierte Kraftstoffe oder Wasserstoff für die Binnenschifffahrt wird nicht näher eingegangen sondern auf die Aktivitäten im Rahmen des NIP-Leuchtturmprojektes e4ships verwiesen.

#### **c) Binnenschifffahrt**

##### *Verordnung 2016/1628 über die Anforderungen in Bezug auf die Emissionsgrenzwerte für gasförmige Schadstoffe und luftverunreinigende Partikel und die Typgenehmigung für Verbrennungsmotoren für nicht für den Straßenverkehr bestimmte mobile Maschinen und Geräte (NRMM)*

Die NRMM Verordnung gilt auch für Schiffsmotoren, sofern die Schiffe „mit einer Länge von 20 m oder mehr und einem Volumen von 100 m<sup>3</sup> oder mehr oder Schleppboote oder Schubboote, die dazu gebaut sind, Schiffe mit einer Länge von 20 m oder mehr auf Binnenwasserstraßen zu transportieren“. Die aktuelle

<sup>10</sup> <http://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/society/20180208STO97442/senkung-der-eu-treibhausgasemissionen-nationale-ziele-fur-2030>, Stand Februar 2018

TABELLE 8 NRMM Stage V: Emissionsgrenzwerte für Binnenschiffe ab 2019/2020

Kategorie	P <sub>N</sub>	Datum	CO	HC <sup>a</sup>	NO <sub>x</sub>	PM	PN
	kW		g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh	1/kWh
IWO / IWA-v/c-1	19 ≤ P < 75	2019	5,0	4,70 <sup>b</sup>		0,300	–
IWO / IWA-v/c-2	75 ≤ P < 130	2019	5,0	5,40 <sup>b</sup>		0,140	–
IWO / IWA-v/c-2	130 ≤ P < 300	2019	3,5	1,00	2,10	0,100	–
IWO / IWA-v/c-4	P ≥ 300	2020	3,5	0,19	1,80	0,015	10 <sup>12</sup>

a Gasmotoren HC=6,0g/kWh, b HC+NO<sub>x</sub>

NRMM regelt ab 2019 die neuen Anforderungen für Schadstoffemissionen von Schiffmotoren. Für die Binnenschiffahrt bedeutet dies, dass neue kleine Motoren ab 2019 und neue große Motoren ab 2020 die EU Stufe V erfüllen müssen. Die Schadstoffemissionen umfassen Kohlenmonoxid, Gesamtkohlenwasserstoffe, Stickoxide sowie Partikelmasse mit einem Durchmesser von über 23 nm. Ab einer Nettoleistung von 300 kW gilt zusätzlich ein Grenzwert für die Anzahl emittierter Partikel (PN).

Für Bestandsmotoren gelten sowohl die Richtwerte der EU-Richtlinie 97/68/EG als auch der Rheinschiffsuntersuchungsordnung (RheinSchUO). Für Binnenschiffmotoren mit Zulassung nach 2007 muss eine der gültigen Grenzwerte entweder der Richtlinie 97/68/EG Stufe IIIa oder ZKR Stufe II erfüllt sein. Die EU-Richtlinie legt die Grenzwerte nach Hubraumklassen zu Antriebsleistung und die ZKR Grenzwerte nach Motorleistung fest.

TABELLE 9 RL97/68/EG Stufe III a: Emissionsgrenzwerte für Binnenschiffe vor 2019/2020 (für Antriebsmotoren)

Kategorie	Hubraum/Leistung in L/kW (SV/P)	CO	HC+NO <sub>x</sub>	Partikel	Inkrafttreten
		g/kWh	g/kWh	g/kWh	
V1:1	SV < 0,9 und P ≥ 37 kW	5,0	7,5	0,40	2006
V1:2	0,9 ≤ SV < 1,2	5,0	7,2	0,30	
V1:3	1,2 ≤ SV < 2,5	5,0	7,2	0,20	
V1:4	2,5 ≤ SV < 5	5,0	7,2	0,20	2007
V2:1	5 ≤ SV < 15	5,0	7,8	0,27	2008
V2:2	15 ≤ SV < 20 und P < 3300 kW	5,0	8,7	0,50	
V2:3	15 ≤ SV < 20 und P ≥ 3300 kW	5,0	8,8	0,50	
V2:4	20 ≤ SV < 25	5,0	9,8	0,50	
V2:5	25 ≤ SV < 30	5,0	11	0,50	

TABELLE 10 ZKR Stufe II: Emissionsgrenzwerte für Binnenschiffe vor 2019/2020

P <sub>N</sub>	CO	HC	NO <sub>x</sub>	PM
kW	g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
18 ≤ P <sub>N</sub> < 37	5,5	1,5	8,0	0,8
37 ≤ P <sub>N</sub> < 75	5,0	1,3	7,0	0,4
75 ≤ P <sub>N</sub> < 130	5,0	1,0	6,0	0,3
130 ≤ P <sub>N</sub> < 560	3,5	1,0	6,0	0,2
P <sub>N</sub> ≥ 560	3,5	1,0	n ≥ 3150 1/min=6,0 343 ≤ n < 3150 1/min = 45 * n <sup>0,2</sup> - 3 n < 343 1/min=11,0	0,2

Für Sportboote gelten andere Schadstoffgrenzwerte. Diese sind durch die Richtlinie 2013/53/EU über Sportboote und Wassermotorräder geregelt. Bootshersteller dürfen nur entsprechend hergestellte, zertifizierte und mit CE-Zeichen gekennzeichnete Motoren einbauen. Da Sportboote nicht Untersuchungsgegenstand dieser Studie sind, wird auf diesen (Binnen-) Schiffstyp nicht weiter eingegangen.

### 2.2.2.2 Nationaler Rahmen

#### a) Strategien des Bundes

##### Klimaschutzplan 2050

Im November 2016 verabschiedete die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050. Deutschland übernimmt die EU Vorgaben für 2020 und 2050 mit spezifischen Zwischenschritten in 2030 und 2040, mit respektiven Treibhausgasemissions-reduktionen um 55 % bis zum Jahr 2030 und um 70 % bis zum Jahr 2040. Der Klimaschutzplan bezieht sich nicht explizit auf die Binnenschiffahrt.

Gegenwärtig läuft die Erarbeitung einer groß angelegten vom Bundeslandwirtschaftsministerium auf den Weg gebrachten Studie zur „Entwicklung von Optionen zur Erweiterung des EU-EHS auf alle Treibhausgase und weitere Emissionsquellen“. Im Mittelpunkt der Projektarbeit soll die Entwicklung der Gestaltung eines neuen „EU-EHS+“ stehen, das alle Treibhausgasemissionen entlang der verschiedenen Wertschöpfungsketten und auch die der kleineren Anlagen umfasst. Die Fertigstellung der Arbeit war für Ende Februar 2019 avisiert.<sup>11</sup> Stand April 2019 ist, dass noch keine Studie öffentlich zugänglich ist.

##### Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS)

Als eine Säule der Klimaschutzanstrengungen der Bundesregierung fungiert die im Jahr 2013 beschlossene nationale Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Diese beschreibt, welche Antriebs- und Kraftstoffoptionen der Verkehrssektor – Straße, Luft, Schiff und Schiene – nutzen kann und welche Infrastrukturen nötig sind, um bis 2050 die Klimaziele der Bundesregierung zu erfüllen. Im Mai 2018 wurde eine überarbeitete Version präsentiert.

Die Strategie prognostiziert, dass die Verkehrsleistung im Güterverkehr bis 2030 gegenüber 2010 um voraussichtlich 38 % zunehmen wird. Der Binnenschiffahrt wird eine Transportleistung von 8 % im Jahr 2018 zugerechnet. Der Anteil an den Verkehrsemissionen liegt dabei bei 0,5 %.

In der Binnenschiffahrt existieren heute bereits mehrere Landstromanschlüsse. Seit Mai 2017 wurde durch die Zentralkommission für die Rheinschiffahrt (ZKR) für lokale Behörden die Möglichkeit geschaffen,

<sup>11</sup> Sachstand „Nationale bzw. EU-weite Einbeziehung weiterer Sektoren in das Europäische Emissionshandelssystem“, S. 18  
<https://www.bundestag.de/blob/554054/d82fa4578090812799515b50409f453e/wd-8-013-18-pdf-data.pdf>

mit einer Gebotstafel Schiffsführer im Hafenbereich zum Anschluss an das Landstromnetz zu verpflichten. Problematisch ist bislang, dass der Landstrom zurzeit teurer ist als der durch die bordeigenen Maschinen erzeugte Strom. Auch müsste bei konsequenter Nutzung durch alle Schiffe das Stromnetz entsprechend ausgebaut werden, um die erforderlichen Ladeleistungen zu erbringen. Die Bundesregierung diskutiert Möglichkeiten zur Unterstützung der Landstromversorgung, z. B. durch Befreiung des Landstroms von EEG- und KWK-Umlagen. Beim Aufbau der Tankinfrastruktur für alternative Kraftstoffe entlang der Hauptkorridore wird eine Prüfung von Synergien mit der Binnenschifffahrt empfohlen.

#### *Nationaler Strategierahmen für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*

Mit dem „Nationalen Strategierahmen für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ erfüllt Deutschland die Vorgabe der EU-Richtlinie 2014/94. Zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie heißt es, dass ein Netz von Wasserstoff-Tankstellen angestrebt wird. Ziel ist ein flächendeckendes Netz von 100 Pkw-Tankstellen bis 2020 und von 400 bis 2025. Diese werden durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie II (NIP II) gefördert (siehe auch AP3). Die Bundesregierung plant in diesem Zusammenhang unter anderem „kombinierte Verkehrsterminals“ sowie Binnenhäfen als Standorte für Wasserstofftankstellen. Beim Aufbau soll die branchenübergreifende Plattform H<sub>2</sub> Mobility unterstützen.

#### *Nationales Hafenkonzert für die See- und Binnenhäfen 2016*

Zur Stärkung des Hafenstandortes Deutschland hat das Bundeskabinett 2016 ein Nationales Hafenkonzert für die See- und Binnenhäfen vorgestellt. Ziele des

Hafenkonzertes sind u. a. die Verlagerung von Güterverkehren auf Schiene und Wasserstraße zu unterstützen sowie die Einbindung von Häfen beim Erreichen der nationalen Klima- und Umweltschutzziele.

Zu den Maßnahmenpaketen zählen der gezielte Ausbau der hafenbezogenen Infrastrukturen sowie die Verwendung von alternativen Kraftstoffen. Allerdings werden in Bezug auf Emissionen und die Infrastruktur für strombasierte Kraftstoffe in der Binnenschifffahrt im Nationalen Hafenkonzert keine konkreten Ziele genannt. LNG wird als vielversprechendster alternativer Kraftstoff auch für die Binnenschifffahrt gehandelt.

#### *Norddeutsche Wasserstoffstrategie*

Im November 2018 haben sich die Wirtschafts- und Verkehrsminister der norddeutschen Länder auf eine verstärkte Kooperation geeinigt. Zusammen wollen sie die großen Linien einer gemeinsamen Industriepolitik festlegen, so z. B. beim Thema Mobilfunkversorgung, auch in den Häfen, alternativen Antriebstechnologien von Schiffen, dem ersten LNG Importterminal in Deutschland sowie einer breiteren Nutzung von Brennstoffzellen und Wasserstoff. Die Teilnehmer der Konferenz wollen den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Norddeutschland vorantreiben und haben die gemeinsame Erarbeitung einer norddeutschen Wasserstoffstrategie beschlossen.

#### *Masterplan Binnenschifffahrt*

Am 9.5.2019 wurde vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) der Masterplan Binnenschifffahrt veröffentlicht.

Ein wesentliches Ziel ist es, den Anteil der Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt am Modal Split bis zum Jahr 2030 auf 12 % zu erhöhen. Hierfür zeigt ein Masterplan fünf Handlungsfelder auf:

- I Bereitstellung einer bedarfsgerechten Infrastruktur
- II Maßnahmen für eine umweltfreundlichere und wettbewerbsfähige Flotte
- III Maßnahmen zur Bewältigung der digitalen Herausforderungen
- IV Maßnahmen zur Stärkung der Binnenschifffahrt in der multimodalen Transportkette
- V Maßnahmen zur Sicherung des Fachkräftebedarfs in der Binnenschifffahrt

Bereits umgesetzte/eingeleitete Maßnahmen sind beispielsweise:

- Das BMVI schreibt das Förderprogramm „Nachhaltige Modernisierung von Binnenschiffen“ über den 31.12.2018 hinaus bis zum 31.12.2019 fort.
- Das BMVI hat die Evaluierung des bis zum 31.12.2018 geltenden Förderprogramms „Nachhaltige Modernisierung von Binnenschiffen“ veranlasst.
- Das BMVI fördert im Rahmen des Förderprogramms die nachhaltige Modernisierung von Binnenschiffen mit umweltfreundlichen Antrieben.
- Die WSV wird durch alternative Antriebstechnologien für ihre Wasserfahrzeuge sowie deren Umrüstung auf geeignete umweltfreundliche Antriebssysteme eine Vorreiterrolle übernehmen.

Kurzfristige Maßnahmen sind u. a.:

- Das BMVI wird zum 01.01.2020 eine technologieoffene Förderrichtlinie unter besonderer Berücksichtigung der Umwelt-, Sicherheits- und Energieaspekte in der Binnenschifffahrt erarbeiten. Es setzt sich für eine bedarfsgerechte finanzielle Ausstattung und Ausgestaltung der Förderung ein.

- Das BMVI wird die Anwendbarkeit bestehender Förderprogramme auf die Binnenschifffahrt prüfen und den Dialog zwischen den Ministerien zur besseren Verzahnung bestehender Förderprogramme stärken (z. B. für alternative Antriebe bzw. Kraftstoffe).
- Das BMVI setzt sich für eine engere Zusammenarbeit der zuständigen Stellen bei der Entwicklung der Regularien für alternative Antriebe und Treibstoffe sowie für die automatisierte und autonome Schifffahrt ein.
- Das BMVI wird mit den Ländern und Kommunen einen Dialog über eine differenzierte Gestaltung der Hafengebühren für besonders umweltfreundliche Binnenschiffe führen.

Quelle: BMVI, Masterplan Binnenschifffahrt, 9. Mai 2019<sup>12</sup>

#### *Short Sea Shipping Inland Waterway Promotion Center*

Mit dem Thema „Verlagerung auf die Wasserwege“ befasst sich in Deutschland auch das „Short Sea Shipping Inland Waterway Promotion Center (SPC)“, ein Projekt in öffentlich-privater Partnerschaft. An dem Projekt zur Förderung des Küsten- und Binnenschiffsverkehrs, insbesondere im Rahmen innereuropäischer multimodaler Transportketten, sind der Bund, Bundesländer sowie die maritime Wirtschaft und Verbände beteiligt. Schwerpunkte des SPC liegen in der Information und Werbung zum Abbau von Verlagerungshemmnissen und zur Schaffung von mehr Transparenz bei der logistischen Abwicklung von intermodalen Gütertransporten. Das Center wurde 2001 gegründet.<sup>13</sup>

<sup>12</sup> [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/masterplan-binnenschifffahrt.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/masterplan-binnenschifffahrt.pdf?__blob=publicationFile)

<sup>13</sup> [https://www.zkr-kongress2018.org/files/Mannheimer\\_Erklaerung\\_de.pdf](https://www.zkr-kongress2018.org/files/Mannheimer_Erklaerung_de.pdf) (Stand: 23. April 2019)

## b) Emissions- und Schadstoffgrenzwerte in Deutschland

### Entwurf eines Klimaschutzgesetzes

Das Bundesumweltministerium hat im Februar 2019 den Entwurf eines Klimaschutzgesetzes zur Stellungnahme an das Bundeskanzleramt übersandt.

Der Vorschlag zielt darauf ab, zur Erreichung der Klimaschutzziele eindeutig die Verantwortlichkeiten zu regeln und Verlässlichkeit für alle Beteiligten zu schaffen, um Kompensationszahlungen bei Nichterreichung zu vermeiden.

Ferner sieht er vor, dass alle Bereiche (z. B. Verkehr, Industrie, Landwirtschaft, Energie, Gebäude) ein festes Einsparziel und jährlich sinkende Jahresemissionsmengen zugewiesen bekommen. Jedes Ministerium entscheidet in eigener Verantwortung, welche Maßnahmen umgesetzt werden, um die erforderlichen Einsparungen zu erreichen. Wird das Ziel verfehlt, soll mit einem Sofortprogramm umgesteuert werden. Zusätzlich wird ein eigenes Klimakabinett eingesetzt, in dem die rechtlich verbindliche Umsetzung der Klimaschutzziele für 2030 vorbereitet wird.

### Immissionsschutzgesetzes (BlmSchV)

Die aktuelle Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes ist am 11. April 2019 in Kraft getreten. Diese ist die dreiundvierzigste Verordnung (43. BImSchV) und hat den Namen „Verordnung zum Erlass der Verordnung über nationale Verpflichtungen zur Reduktion der Emissionen bestimmter Luftschadstoffe“.

Wichtiger Aspekt früherer BImSchV waren die Messstationen, deren Voraussetzungen in der allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung

der Luft – TA Luft) festgehalten sind. Diese Messstationen sind maßgeblich für die kommunalen Luftreinhaltepläne, auf die später eingegangen wird.

Die 43. BImSchV regelt die Erstellung eines nationalen Emissionsinventars, welches Emissionen aus ermittelten Schlüsselkategorien nach dem Stand von Wissenschaft und Technik berechnet.

- Für Verkehrsemissionen berechnet und übermittelt das Umweltbundesamt die Emissionen nach Maßgabe der an das Statistische Amt der Europäischen Union übermittelten nationalen Energiebilanzen.
- Emissionen aus dem Straßenverkehr werden anhand der in Deutschland verkauften Kraftstoffe berechnet und mitgeteilt. Die Emissionen aus dem Straßenverkehr können darüber hinaus auch auf Basis der in Deutschland verbrauchten Kraftstoffe oder der zurückgelegten Kilometer mitgeteilt werden.
- Das Umweltbundesamt übermittelt die nationalen Jahresemissionen ausgedrückt in der anwendbaren Einheit, die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik des Übereinkommens über weiträumige grenzüberschreitende Luftverunreinigung vorgegeben ist.

## c) Infrastruktur und Binnenschifffahrt

### Verordnung über die Begrenzung von Abgasemissionen aus Dieselmotoren in der Binnenschifffahrt (Binnenschiffs-Abgasemissionsverordnung)

Die Verordnung gilt für alle Schiffe mit einer Länge von 20 m oder mehr oder einem Volumen von 100 m<sup>3</sup> oder mehr, Schleppboote oder Schubboote für die erstgenannten Schiffe, Fahrgastschiffe, Fähren, schwimmende Geräte und Dienstfahrzeuge der Aufsichtsbehörden.

Für diese gelten, dass Motoren nur auf dem Markt bereitgestellt oder in ein Binnenschiff eingebaut werden dürfen, wenn sie oder die Motorengruppe typgenehmigt sind, die Emissionsgrenzwerte nach NRMM eingehalten werden sowie die technischen Vorschriften der ES-TRIN Ausgabe 2017/1 erfüllen. Die Vorschriften werden derzeit an die Bestimmungen der EU Verordnung 2016 / 1628 (NRMM) angepasst.

### 2.2.2.3 Kommunalen Rahmen

Die Kommunen, in deren Gebiet die Messstationen erhöhte Belastungen aufzeigen, müssen einen Luftreinhalteplan ausarbeiten. Ein besonderes Problem für die Städte und Kommunen besteht in der Einhaltung der Stickoxid- und Feinstaub-Grenzwerte. In Deutschland wurden 2017 alleine in 65 Städten und Kommunen die Grenzwerte für Stickoxide überschritten.<sup>14</sup> Laut Bundesumweltamt lagen zum September 2018, 158 Luftreinhaltepläne von Kommunen und Gemeinden vor. Bis auf das Saarland sind alle Bundesländer vertreten.

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) erhöht den Druck auf Behörden. Sie sollen Maßnahmen, wie z. B. Fahrverbote gegen zu hohe Stickoxid-Werte ergreifen. Seit 2016 klagt die DUH gerichtlich. Nach der Grundsatzentscheidung des Bundesverwaltungsgerichts in Leipzig vom 27. Februar 2018 zur Rechtmäßigkeit von Diesel-Fahrverboten wurden beispielsweise in Hamburg streckenbezogene Fahrverbote für Diesel-Pkw umgesetzt. Auch in anderen Städten sind Diesel-Fahrverbote im Gespräch. Besonders Fahrverbote für Diesel-fahrzeuge schlechter als Abgasstufe Euro 5 werden diskutiert. Auch die EU-Kommission verklagt in einem Vertragsverletzungsverfahren die Bundesregierung vor dem Europäischen Gerichtshof wegen anhaltender Überschreitungen der NO<sub>2</sub>-Jahresmittelwerte.

Auf der Liste der Kommunen, die von der DUH für Luftverschmutzungsverfahren ins Visier genommen wurden oder in denen die DUH bereits Klage eingereicht hat, befinden sich auch einige Kommunen, die in dieser Studie als mögliche Anwendungsregionen für Wasserstoff in der Binnenschifffahrt hervorgehoben werden. Die in Klammern stehende Zahl ist der dort ermittelte Jahresmittelwert für Stickstoffdioxide in µg/m<sup>3</sup> im Jahr 2017:

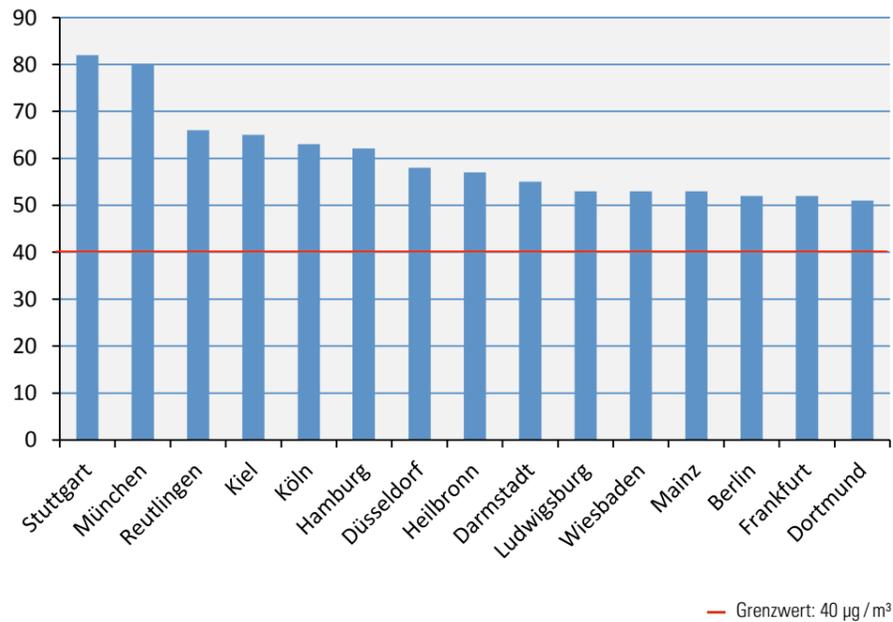
- Duisburg (44 / noch keine Klage)
- Nürnberg (46 / Klage)
- Mannheim (46 / Klage)
- Berlin (66 / Klage)
- Hamburg (58 / Klage)<sup>15</sup>

Auf eine Anfrage des Bundestages berichtete das Bundesverkehrsministerium über erfasste Luftschadstoffe dezidiert durch Binnenschiffe im Februar 2019.<sup>16</sup> Seit 2016 ist die Belastung angestiegen. Das gilt für Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Feinstaub, Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Kohlenstoffmonoxid und flüchtige organische Verbindungen (VOC). Deutlich zugenommen hat vor allem der NO<sub>x</sub>-Ausstoß. Demnach verursachen Fracht- und Passagierschiffe sowie Arbeits- und Sportboote 5,2 % des Gesamtausstoßes von NO<sub>x</sub> im Verkehrsbereich. Laut Umweltbundesamt sind Binnenschiffe zwar nicht das Hauptproblem für die Luftqualität in Städten, weil sie keinen flächendeckenden Einfluss auf die Belastung in Innenstädten haben, aber an den Uferpromenaden tragen Binnenschiffe erheblich zur NO<sub>2</sub>-Belastung bei.

<sup>14</sup> <http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/stickstoffdioxid-belastung-grenzwerte-in-65-staedten-ueberschritten-a-1210551.html> (Stand: 7. Dezember 2018)

<sup>15</sup> [https://www.duh.de/fileadmin/user\\_upload/download/Projektinformation/Verkehr/Abgasalarm/180828\\_PM\\_Sommermessungen\\_2018/St%C3%A4dte\\_mit\\_Werten\\_von\\_40\\_und\\_mehr\\_neu.pdf](https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Verkehr/Abgasalarm/180828_PM_Sommermessungen_2018/St%C3%A4dte_mit_Werten_von_40_und_mehr_neu.pdf) (Stand 23. April 2019)

<sup>16</sup> <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/075/1907546.pdf>

ABBILDUNG 8 NO<sub>2</sub>-Jahresmittelwerte 2016 der 15 am stärksten belasteten Städte Deutschlands<sup>17</sup>


In Kapitel 3.3 werden für ausgewählte Kommunen / Regionen einzelne Klimastrategien und Luftreinhaltepläne möglicher Anwendungsregionen diskutiert. Es wird dazu aufgezeigt und erörtert, welche Handlungszwänge die betroffenen Städte und Gemeinden haben und wie sie auf diese reagieren. Ferner soll dieser Analyseabschnitt auch dazu dienen, Kommunen Handlungsoptionen bezüglich ihrer Luftreinigungsherausforderungen aufzuzeigen, wie sie durch einen Einsatz von mit z. B. Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen eine emissionsreduzierte Binnenschifffahrt entwickeln können.

## 2.3 Aktuelle Fördermöglichkeiten

### 2.3.1 Koordinierungs- und Förderinstrumente

Im Folgenden wird die Förderkulisse von strombasierten Kraftstoffen in der Binnenschifffahrt analysiert. Als Ergänzung zu Strategien und Gesetzen bieten Förderungen und Steuern Anreize für die staatliche Steuerung bei der Einführung von strombasierten Kraftstoffen für die europäische und nationale Binnenschifffahrt.

Wie im vorangegangenen Kapitel 2.2 „Klima- und Umweltschutzstrategie“ durch die analysierten Gesetze und Strategien aufgezeigt, geht es bei der Einführung von neuen Kraftstoffen um eine Abdeckung inkrementeller CAPEX, OPEX und Infrastrukturkosten. Das heißt, der Umbau / Neubau der Schiffe, die Kosten des laufenden Betriebs sowie die Kosten für eine landseitige Infrastruktur, also verfügbare Bunkerstationen, sind die zentralen Herausforderungen beim Wechsel zu einem neuen Kraftstoff.

Im Bundeshaushalt für 2019 ist ein Fördervolumen von 6 Mio. EUR für die Modernisierung der Binnenschifffahrt eingestellt worden. Auch aus zusätzlichen, vom Haushaltsausschuss gewährten Mitteln von 85 Mio Euro für die maritime Branche erhält die Binnenschifffahrt einen zusätzliche Mittel.

So wurde eine Streichung der Befahrensabgaben von 45,5 Mio. EUR, einer Abgabe auf Bundeswasserstraßen für den gewerblichen Güterverkehr, beschlossen. Dieser Betrag der Schifffahrtsabgaben sowie Hafen- und Ufergelder auf den abgabepflichtigen Bundeswasserstraßen des Tarifes für die Schifffahrtsabgaben auf den norddeutschen Bundeswasserstraßen im Binnenbereich und des Tarifes für die Schifffahrtsabgaben auf den süddeutschen Bundeswasserstraßen im Binnenbereich entfällt seit dem 1. Januar 2019. Ausnahmen stellen der Nord-Ostsee-Kanal sowie die Mosel wegen internationaler Abkommen dar. Außerdem werden für „Smarte Binnenschiffe“ 300.000 EUR bereitgestellt, um die Abläufe mit diesem Verkehrsträger noch effizienter zu gestalten und weitere Emissionsreduktionen zu erzielen. Auch die Finanzierung eines Forschungsprojektes des Fraunhofer Instituts für Maritime Logistik und Dienstleistungen zum Thema „Anreize für Neubauten kleinerer Binnenschiffe (bis max. 100 m Länge)“, um eine Erneuerung der deutschen Binnenschifffahrtsflotte auf den Weg zu bringen, ist beschlossen. Für die Sanierung der Bundeswasserstraßen sind 1,3 Mrd. EUR, davon 982 Mio. EUR für Investitionen, vorgesehen.<sup>18</sup>

In Zukunft könnte es eine erweiterte staatliche Steuerung auch in der Binnenschifffahrt geben, wenn die gerade viel diskutierte CO<sub>2</sub> Abgabe eingeführt werden sollte, durch die auch die Binnenschifffahrt beziehungsweise ihre Kraftstoffe in dem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel mit einbezogen würden.

### 2.3.1.1 Europäische Koordinierungs- und Förderinstrumente

*Horizont 2020*

**Laufzeit:** 2014 – 2020

**Fördervolumen:** 80 Mrd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Horizont 2020 ist das größte Förderprogramm für neue Technologien in der EU als Bestandteil des laufenden Rahmenforschungsprogramms der EU. Neben den Strukturfonds ist es auch vom Fördervolumen her das größte europäische Programm. Im Vergleich zu den vorherigen Rahmenprogrammen bietet Horizont 2020 auch historisch gesehen mit 70 Mrd. EUR das am besten finanziell ausgestattete Innovationsfinanzierungsvolumen, das die Union je zur Verfügung gestellt hat.

TABELLE 11 Fördergelder von Horizon 2020

Programmlinie	Mittelsatz
<b>I. Wissenschaftsexzellenz</b>	<b>24,23 Mrd. Euro</b>
<b>II. Führende Rolle der Industrie</b>	<b>16,47 Mrd. Euro</b>
Grundlegende und industrielle Technologien	13,04 Mrd. Euro
...	...
<b>III. Gesellschaftliche Herausforderungen</b>	<b>28,63 Mrd. Euro</b>
...	...
Sichere, saubere und effiziente Energie	5,69 Mrd. Euro
Intelligenter, umweltfreundlicher und integrierter Verkehr	6,15 Mrd. Euro
Klimaschutz, Umwelt, Ressourceneffizient und Rohstoffe	2,96 Mrd. Euro

<sup>17</sup> Luftreinhalteplan für Hamburg (2. Fortschreibung)

<sup>18</sup> <https://www.cdusu.de/presse/pressemitteilungen/maritime-wirtschaft-erneut-umfangreich-im-bundeshaushalt-bedacht> (Stand 28. August 2019)

### Querschnittsaspekt: Nachhaltige Entwicklung und Klimawandel

Die EU verfolgt im Rahmen der Strategie „Europa 2020“ das Ziel, intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum zu verwirklichen. In der Mitteilung „Ein Haushalt für Europa 2020“ KOM (2011) 500 hat sich die EU dem Ziel verpflichtet, 20 % des Unionsbudgets für klimabezogene Vorhaben aufzuwenden. Da Forschung und Innovation zentral für die Entwicklung neuer Lösungsansätze zur Verbesserung des Klimaschutzes und zur Entwicklung nachhaltiger Produkte und Konzepte sind, sollen 60 % von Horizont 2020 der Verbesserung von Nachhaltigkeitsmaßnahmen dienen. Die klimabezogenen Ausgaben sollen 35 % des Budgets von Horizont 2020 übersteigen. Nachhaltige Entwicklung und Klimawandel sind einerseits ein spezifisches Ziel im Schwerpunkt III „Gesellschaftliche Herausforderungen“, andererseits sind sie eines von acht Querschnittszielen, die grundsätzlich bei allen Förderentscheidungen über alle Prioritäten hinweg Berücksichtigung finden. Gefragt sind interdisziplinäre Lösungsansätze, die der Verbesserung des Grundlagewissens ebenso dienen wie der Entwicklung neuer technologischer Innovationen und der Übertragung in marktfähige Produkte. Ein Schwerpunktbereich „des Aufbaus einer kohlenstoffarmen, klimaresilienten Zukunft“ mit einem Budget von 3,5 Mrd. EUR richtet seine Investitionen an den Klimaschutzzielen aus. Es sollen Lösungen zur Erreichung von CO<sub>2</sub>-Neutralität und Klimaresilienz in Europa in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts erarbeitet werden.

Für die Binnenschifffahrt gibt es im 2018 – 2020 Aufruf „LC-MG-1-8-2019: Retrofit Solutions and Next Generation Propulsion for Waterborne Transport“ auch für die Binnenschifffahrt Fördermöglichkeiten.

### Förderbedingungen

Es müssen drei voneinander unabhängige Einrichtungen aus drei unterschiedlichen EU-Mitglied- oder assoziierten Staaten beteiligt sein. Bei Pionierforschungsvorhaben kann auch eine Einrichtung, wie beispielsweise eine Universität, ein Forschungsinstitut oder Unternehmen Einzelpartner sein. In der Regel gilt eine Förderquote von 100 %.

Folgende Projekte werden bereits gefördert:

### Binnenschifffahrt

**Projekt PROMINENT (2015 – 2018, 6,5 Millionen EUR):** Zielsetzung ist die Reduzierung von Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Binnenschifffahrt. Schlüsselemente sind Technologien und Konzepte, die bei 70 % der Flotte angewandt werden können, um die Implementierungskosten um 30 % zu reduzieren. Zudem sollen die Zertifizierung und Überwachung von Emissionen und die Entwicklung innovativer Regelungen vorangetrieben werden. Es geht dabei um einen quantitativen Übergang zu effizienten und sauberen Schiffen.

**Projekt NOVIMAR (2017 – 2021, 7,9 Millionen EUR):** Zielsetzung ist die Entwicklung eines Transportsystems, das unter dem Begriff Schiffszug geführt wird. Der Schiffszug besteht dabei aus einem Hauptschiff, gefolgt von einer Reihe von gering bemannten, digital vernetzten Folgeschiffen. Ziel ist eine Reduktion der Betriebskosten, Skaleneffekte bei der Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und durch die kleinen Folgeschiffe leichter Zugang zu innerstädtischen Bereichen.

### Wasserstoff & Brennstoffzellentechnologie

„Fuel Cells and Hydrogen – Joint Undertaking“ (FCH-JU) als Teil des Horizon 2020 Projektes HyLAW: Ende 2018 wurde eine Datenbank mit rechtlichen und administrativen Prozessen für die Anwendung von Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien in 18 EU Ländern online gestellt. Die Übersicht zeigt neben den rechtlichen und administrativen Prozessen auch Best-Practice Beispiele sowie rechtliche Barrieren in ausgewählten EU Ländern auf, darunter auch Deutschland. Bei konkreten Maßnahmen in Anwendungsregionen bietet diese Datenbank gute Anhaltspunkte.<sup>19</sup>

### Brennstoffzellentechnologie im maritimen Bereich

**Projekt Maranda:** EU-Projekt zur Erprobung eines Brennstoffzellenhybridantriebs. Es geht um die Erstellung eines Sicherheitskonzepts für Wasserstoff- und Brennstoffzellensysteme im maritimen Bereich, welches auch für die Anerkennung der Technologie bei der IMO genutzt werden kann. Ferner soll ein gesamt-europäisches Netzwerk von industriellen Partnern zum Thema „Anwendungen in der Schifffahrt“ entstehen und die Klärung der technischen und regulativen Probleme bei der weiteren Markteinführung von Wasserstoff als maritimer Treibstoff vorangetrieben werden.

**Nachfolgeprogramm: „Horizon Europe 2021 – 2027“** Im Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) und im Horizon 2020 Nachfolgeprogramm „Horizon Europe 2021 – 2027“ wird das Ziel einer Batteriezellenproduktion in Europa verfolgt. Außerdem wird auf europäische Kooperationen und Austausch bei den Entwicklungserfordernissen für Speicher, stationäre und mobile Anwendungen gesetzt. Sehr dringlich wird auch die internationale Zusammenarbeit zum Thema Standardisierung und Schnittstellen erachtet.<sup>20</sup> Auf Basis der EU Klimaziele wird mit großer Sicherheit das Thema „alternative Kraftstoffe“ ein Hauptschwerpunkt des kommenden Forschungsprogrammes bleiben.

### Europäische Struktur- und Investitionsfonds

**Laufzeit:** 2014 – 2020

**Fördervolumen:** 454 Mrd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Fünf ESI-Fonds tragen zur Stärkung des wirtschaftlichen, sozialen und territorialen Zusammenhalts der Union bei und fördern Wachstum und Beschäftigung.

- Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)
- Europäischer Sozialfonds (ESF)
- Kohäsionsfonds (KF)
- Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER)
- Europäischer Meeres- und Fischereifonds (EMFF)

**Förderbedingungen:** Jede europäische Region kann Fördermittel aus dem EFRE und dem ESF erhalten. Aber nur die weniger entwickelten Regionen können Mittel aus dem Kohäsionsfonds beantragen.

### Connecting Europe Facility

**Laufzeit:** 2014 – 2020

**Fördervolumen:** 33 Mrd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Die Connecting Europe Facility (CEF) ist ein zentrales Finanzierungsinstrument der Europäischen Union zur Förderung von europäischen Infrastrukturen und deren Nutzung. Das CEF unterstützt transeuropäische Netze in den Bereichen Verkehr, Telekommunikation und Energie. Im Zeitraum 2014 – 2017 wurden 6,5 % des Budgets der Binnenschifffahrt zugeordnet. Insgesamt wurden 100 Projekte zu alternativen Antrieben gefördert, davon 17 % im Bereich Binnenschifffahrt.<sup>21</sup> Eine Aktion war beispielsweise „Durchbruch bei der Einführung von Flüssiggas

<sup>19</sup> <https://www.hylaw.eu/database>

<sup>20</sup> <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/045/1904518.pdf>

<sup>21</sup> T&E Studie „CNG und LNG für Fahrzeuge und Schiffe – die Fakten“

in der Binnenschifffahrt“. Weitere 5 Mrd. EUR sind für Maßnahmen bis 2020 veranschlagt. Bis 2030 sind Investitionsbedarfe von weiteren 15 Mrd. EUR für die Vervollständigung des TEN-T Netzwerks von Wasserstraßen prognostiziert.<sup>22</sup>

Es sollte möglich sein, weitere Energieträger als Schiffsbrennstoff unter diesem Schema zu etablieren. Da das CEF auch auf die Nutzung der Infrastrukturen eingeht, könnte man auch Umrüstungen in Häfen zum Thema der Förderungen machen. Das Programm läuft in 2020 aus. Nachfolgeprogramme sind in der Diskussion.

#### *NAIADES II*

**Laufzeit:** 2014–2020

**Fördervolumen:** Integrativer Teil von CEF

**Förderschwerpunkt:** NAIADES ist ein Programm zur Förderung der europäischen Binnenschifffahrt. Das neue Programm „NAIADES II – Mehr Qualität in der Binnenschifffahrt“ umfasst die Infrastruktur, Umweltverträglichkeit, Intermodalität und Personalentwicklung in der Binnenschifffahrt. Innovationen zugunsten alternativer Kraftstoffe und besonders der Einsatz von Flüssigerdgas (LNG) soll gefördert werden, um den Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern in Bezug auf Nachhaltigkeit zu erhöhen. Wichtige Aspekte sind der

<sup>22</sup> <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/studies/2018-06-cef-support-to-inland-waterways.pdf>, Stand 12.12.2018

Ausbau der Bunkermöglichkeiten von Flüssigerdgas, Systemoptimierungen bei der Abgasnachbehandlung sowie der Ausbau der TEN-T Korridore. Zur besseren Koordinierung soll eine Beobachtungsstelle für die Binnenschifffahrt in Europa eingerichtet werden. Das Programm soll auch nach 2020 fortgesetzt werden.

#### **2.3.1.2 Nationale Koordinierungs- und Förderinstrumente**

**a)** Programme des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur

##### *Nationales Innovationsprogramm für Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP II)*

**Laufzeit:** 2016–2026

**Fördervolumen:** 250 Millionen EUR (bis Ende 2019)

**Förderschwerpunkt:** Um die Marktreife von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in verschiedenen Anwendungsbereichen zu beschleunigen, initiierten Bund, Länder, Industrie und Wissenschaft im Jahr 2006 das auf zehn Jahre angelegte Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP), das ein Finanzvolumen von 1,4 Milliarden Euro umfasste. Mit Start des NIP wurde die NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) als Programmgesellschaft gegründet. Die nationalen Maßnahmen im NIP sind in den supranationalen Kontext eingebunden. So besteht ein enger Austausch mit dem Europäischen Innovationsprogramm zur Förderung der Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologien (FCH-JU).

Im September 2016 wurde für den Zeitraum 2016 bis 2026 die zweite Phase des NIP (NIP II) beschlossen. Mittel aus dem NIP II stehen in zwei neuen Förderrichtlinien zur Verfügung: Förderrichtlinie für Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation (FuEul) und Förderrichtlinie zur Marktaktivierung. Gefördert werden Maßnahmen in den Bereichen:

- Entwicklung, Marktvorbereitung und Beschaffung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie für den Einsatz im Verkehr – beispielsweise als Bordstromversorgung für Schiffe und Flugzeuge,
- Maßnahmen zur Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien und
- Integration von Wasserstoff in das Kraftstoffportfolio.

Als Hauptträger ist das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) am NIP beteiligt, wird aber vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) finanziell sowie von den Bundesministerien für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) sowie Bildung und Forschung (BMBF) strategisch unterstützt. Die umwelttechnische Optimierung der Dieselmotorentechnologie auch bei Schiffen stößt an seine ökonomischen Grenzen und erhöht die Notwendigkeit neuer Energie- und Antriebskonzepte für Binnenschiffe, um künftige Emissionsvorschriften für Schwefel, NOx und Rußpartikel erfüllen zu können. Neben Abgasemissionen sind auch Lärmemissionen in Städten und Häfen und küstennahen Seegebieten eine Herausforderung. Als Brennstoff kann kurzfristig auf heute verfügbare Kraftstoffe zurückgegriffen werden (LNG, Diesel, Methanol), aber auch strombasierte Kraftstoffe (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe etc.) sind einsetzbar und mit geringeren Lärmemissionen verbunden. Die NIP II-Förderung unterstützt Produkte,

die die technische Marktreife erzielt haben, am Markt jedoch noch nicht wettbewerbsfähig sind. Im Rahmen des Leuchtturms „e4ships“ wurde im NIP I die Funktion von Brennstoffzellen auf Schiffen erfolgreich nachgewiesen. In der NIP-Fortsetzung sollen die dort entwickelten Demonstratoren zur Marktreife gebracht sowie die Entwicklung notwendiger Regularien auf internationaler Ebene vorangetrieben werden.

##### *Förderprogramm für Innovative Hafentechnologien (IHATEC)*

**Laufzeit:** 2016 – 2021

**Fördervolumen:** 64 Mio. EUR

**Förderschwerpunkt:** Mit IHATEC werden Forschungs- und Entwicklungsprojekte für innovative Technologien in deutschen See- und Binnenhäfen gefördert, die dabei helfen sollen, das Umschlagaufkommen zu bewältigen und Logistikketten zu verbessern. Eine Fortsetzung des Programms in Form von „IHATEC II“ ab 2021 ist bereits in den Haushaltsbeschlüssen 2018 gesichert.

##### *Nachhaltige Modernisierung von Binnenschiffen*

**Laufzeit:** Jan. 2019 – Dez. 2019

**Fördervolumen pro Einbau:** 5 – 40 Tsd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Fördergegenstand ist die Umrüstung auf emissionsarme und lärmarme Antriebssysteme gemäß NRMM Verordnung. Gefördert werden unter anderem der Einbau emissionsärmerer Motoren, Gaslagerungs- und -Versorgungssysteme für emissionsärmere Gasmotoren, Maßnahmen zur Schadstoffminderung sowie Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz.

**b)** Programme des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

#### *Förderprogramm Innovativer Schiffbau*

**Laufzeit:** 2018 – 2019

**Fördervolumen:** 50 Mio. EUR plus 25 Mio. EUR der Bundesländer

**Förderschwerpunkt:** Deutsche Werften können vom BAFA auf Antrag bis zu 50 % ihrer Kosten für Investitionen, Entwurfs-, Ingenieur- und Testtätigkeiten als Zuschuss erhalten. Diese Kosten müssen sich unmittelbar aus der industriellen Anwendung innovativer Produkte und Verfahren beim Bau von Schiffen ergeben, die gegenüber dem Stand der Technik neu sind und Risiken technischer oder industrieller Fehlschläge in sich tragen.

#### *Maritimes Forschungsprogramm*

**Laufzeit:** 2018 – 2025

**Fördervolumen:** 215 Mio. Euro

**Förderschwerpunkt:** Das Maritime Forschungsprogramm adressiert das gesamte für Innovation relevante Technologiespektrum. Der besondere Fokus auf wichtige Querschnittsthemen:

- MARITIME.green – Umweltschonende maritime Technologien
- MARITIME.smart – Maritime Digitalisierung und smarte Technologien
- MARITIME.safe – Maritime Sicherheit
- MARITIME.value – Maritime Ressourcen

Eine Übersicht über Rahmenbedingungen finden sich auch in der Maritimen Forschungsstrategie 2025. Ein Förderschwerpunkt ist Maritime.Green Propulsion, der auch für diese Studie relevant ist.

#### *Maritime.Green Propulsion*

**Laufzeit:** 2019 – 2022

**Fördervolumen:** 45 Mio. EUR

**Förderschwerpunkt:**

Gelder für Projekte, die einen signifikanten Beitrag zur maritimen Energiewende leisten.

#### *Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM)*

**Laufzeit:** 2019

**Fördervolumen:** 559 Millionen Euro für 2019

**Förderschwerpunkt:** Netzwerkmanagementdienstleistungen, im Netzwerk konzipierte Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu innovativen Produkten sowie Verfahren oder technischen Dienstleistungen oder entlang einer Wertschöpfungskette können gefördert werden. Eine Einschränkung auf bestimmte Technologiefelder und Branchen besteht nicht. Für Umwelt- und Energietechnologien wurden zwischen 2015 – 2018 zusammen knapp 200 Millionen EUR bewilligt. Die Netzwerke müssen mindestens aus sechs voneinander unabhängigen kleinen und mittelständischen Unternehmen bestehen.

#### *7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“*

**Laufzeit:** bis 2022

**Fördervolumen:** 6 Mrd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Gelder für Technologien zur Wasserstoffherzeugung stehen zur Verfügung. Gestärkt werden sollen heimische Produktionsstandorte und die Technologieführerschaft. Die Kosten für erneuerbaren Wasserstoff sollen durch Forschung und Innovationsförderung gesenkt werden, insbesondere die Systemintegration der Wasserstoffherzeugung, Wasserstoff-Leitungsnetze, Wasserelektrolyse im industriellen Maßstab und die digitale Vernetzung innerhalb der gesamten Energiewirtschaft.

#### *Nationale Klimaschutzinitiative (NKI)*

**Laufzeit:** seit 2019

**Fördervolumen:** 0,9 Mrd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Akteure aus dem kommunalen Umfeld erhalten Förderung zur Umsetzung von Klimaschutz-Maßnahmen mit dem Ziel, Deutschland bis 2050 weitgehend klimaneutral zu machen. Kontinuierlich und nach Bedarf werden hier Förderaufrufe gestartet. Alle derzeit aktuellen und kommende Förderthemen gehen allerdings nicht auf den Förderbestand Schiffe/Binnenschiffe oder auch Infrastruktur für alternative Kraftstoffe ein. Einzig die Kommunalrichtlinie bietet die Möglichkeit, Binnenschifffahrt unter Verkehr zu subsumieren.

#### *Fonds: Nachhaltige Mobilität für die Stadt (Green-City Plan)*

**Laufzeit:** seit 2017

**Fördervolumen:** 1 Mrd. EUR

**Förderschwerpunkt:** Unterstützung der Kommunen bei der längerfristigen Gestaltung einer nachhaltigen und emissionsfreien Mobilität mit dem Ziel, die von besonders hohen NO<sub>2</sub>-Belastungen betroffenen Kommunen zu unterstützen.

#### *Projektdatenbank: EnArgus*

In der Projektdatenbank EnArgus finden sich durch öffentliche Gelder geförderte Projekte. Zu den Themen Wasserstoff und Schiffe wird das vom BMVI geförderte e4Ships Projekt aufgeführt sowie das Verbundvorhaben e2Fuels zur Nutzung strombasierter Kraftstoffe und Minimierung der Treibhausgasemissionen im Kraftwerks- und Marinebereich. Ein Teilvorhaben in e2Fuels ist die experimentelle Analyse und Simulation der motorischen Verbrennung von strombasierten Kraftstoffen beim Einsatz in Kraftwerken und in der Schifffahrt.

# 3 Branchen- und Marktanalyse

## 3.1 Systematik der Anwendungsfälle in Berufsschiffahrt, bei Behördenschiffen, Tourismus, Freizeit und ÖPNV

### 3.1.1 Zusammenfassung

Bestandsaufnahme der Binnenschiffahrtsflotte:

- 2017 waren in Deutschland knapp 4.500 Binnenschiffe registriert.
- 2/3 der in Deutschland registrierten Schiffe sind Güter- und Frachtschiffe:
  - Davon entfallen ca. 39 % auf Gütermotorschiffe und 36 % auf Schub- und Schleppboote, die für die weitere Betrachtung als Referenzschiffe ausgesucht wurden.
- 1/3 der in Deutschland registrierten Schiffe sind Fahrgastschiffe:
  - Davon entfallen 56 % auf Tagesausflugsschiffe. Neben diesen Tagesausflugsschiffen stellen aber auch Kabinenschiffe aufgrund der zusätzlichen Hotellast (Strom-/Wärme- und Kältebedarf) ein interessantes Potenzial für einen künftigen Brennstoffzelleneinsatz dar.

- Weitere Anwendungen für BZ-Anwendungen:
  - Sportboote & Hausboote weisen im Gegensatz zur Berufsschiffahrt deutlich niedrigere Energieverbräuche und unregelmäßige Fahr-/ Nutzungsprofile auf. Hier können auch Batteriesysteme eine interessante Option darstellen.
  - Weitere Potenziale für Brennstoffzellen (BZ) stellen grundsätzlich auch Behördenschiffe und Fähren da.

- Für die LCA-Betrachtung im Rahmen dieser Studie werden vier Referenzschiffe ausgewählt (Gütermotorschiff, Schubverband, Tagesausflugsschiff und Kabinenschiff).

- Im Rahmen dieser Studie erfolgt kein Vergleich mit Batteriesystemen.

Technische Charakterisierung der hier näher untersuchten Binnenschiffe und EE-Kraftstoffpfade

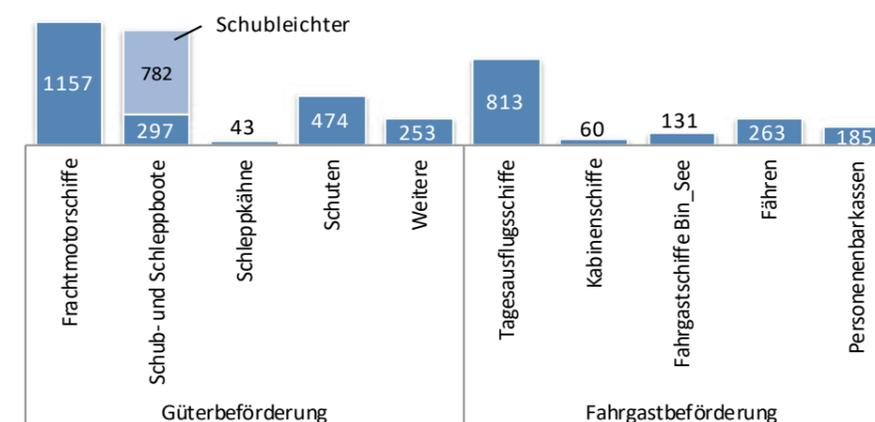
- Konventionelle Dieselmotoren müssen durch erneuerbare Kraftstoffe ersetzt werden.
- Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) in Kombination mit Brennstoffzellen (BZ) stellt hierfür ein enormes Potenzial für die Umstellung der Binnenschiffahrt auf Null-Emissionsantriebe dar.

- Hybridisierung (BZ mit Batterie) kann zu weiteren Systemvorteilen führen (Reichweite, Lebensdauer, Effizienz, Kostenminderung).
- Es werden vier Wasserstoffpfade und drei weitere synthetische Kraftstoffpfade, die auf Wasserstoff (H<sub>2</sub>) basieren, untersucht. Dazu werden reine BZ-Systeme (ohne Batterie) in einer LCA-Betrachtung bilanziert werden:
  - Reine Wasserstoffnutzung mit PEMFC Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub> 35 MPa, 50 MPa sowie CGH<sub>2</sub> 70 MPa); Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) und LOHC
  - Weitere auf der Verwendung von Wasserstoff basierende Kraftstoffe E-MeOH mit HT-PEMFC; E-LNG mit SOFC; E-Diesel mit SOFC

### 3.1.2 Bestandsaufnahme der deutschen Binnenschifflotte

2017 waren in Deutschland 4.458 Binnenschiffe registriert. Davon entfielen 67 % (3.006) der Schiffe auf die Güter- und 33 % (1.452) auf die Fahrgastbeförderung.

ABBILDUNG 9 Registrierte Schiffe in Deutschland



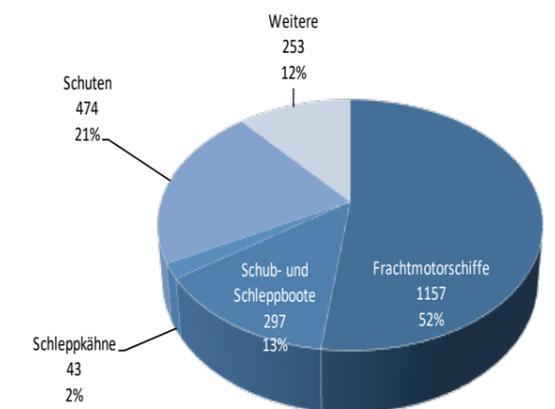
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2019; Datenquelle: WSV, Veränderungen des Schiffsbestandes der deutschen Binnenflotte, Zentrale Binnenschiffsbestandsdatei 2017

Abbildung 9 zeigt die Anzahl der in Deutschland registrierten Schiffe für die Güter- und die Fahrgastbeförderung. Die meisten Schiffe sind dabei Frachtschiffe (26 %), Schub- und Schleppboote (inkl. Schubleichter) (24 %) und Tagesausflugsschiffe (18 %).

### Gütertransport

Wie in Abbildung 10 zusammengefasst, haben Gütermotorschiffe mit 39 % und Schub- und Schleppboote (inkl. Schubleichter) mit 36 % die größten Anteile an der registrierten Schiffsflotte.

ABBILDUNG 10 Registrierte Binnenschiffe zur Güterbeförderung in Deutschland 2017



Datenquelle: [WSV 2018]

ABBILDUNG 11 Anzahl der in Deutschland registrierten Gütermotorschiffe und Schubleichter nach Größenklasse (Breite/Länge)

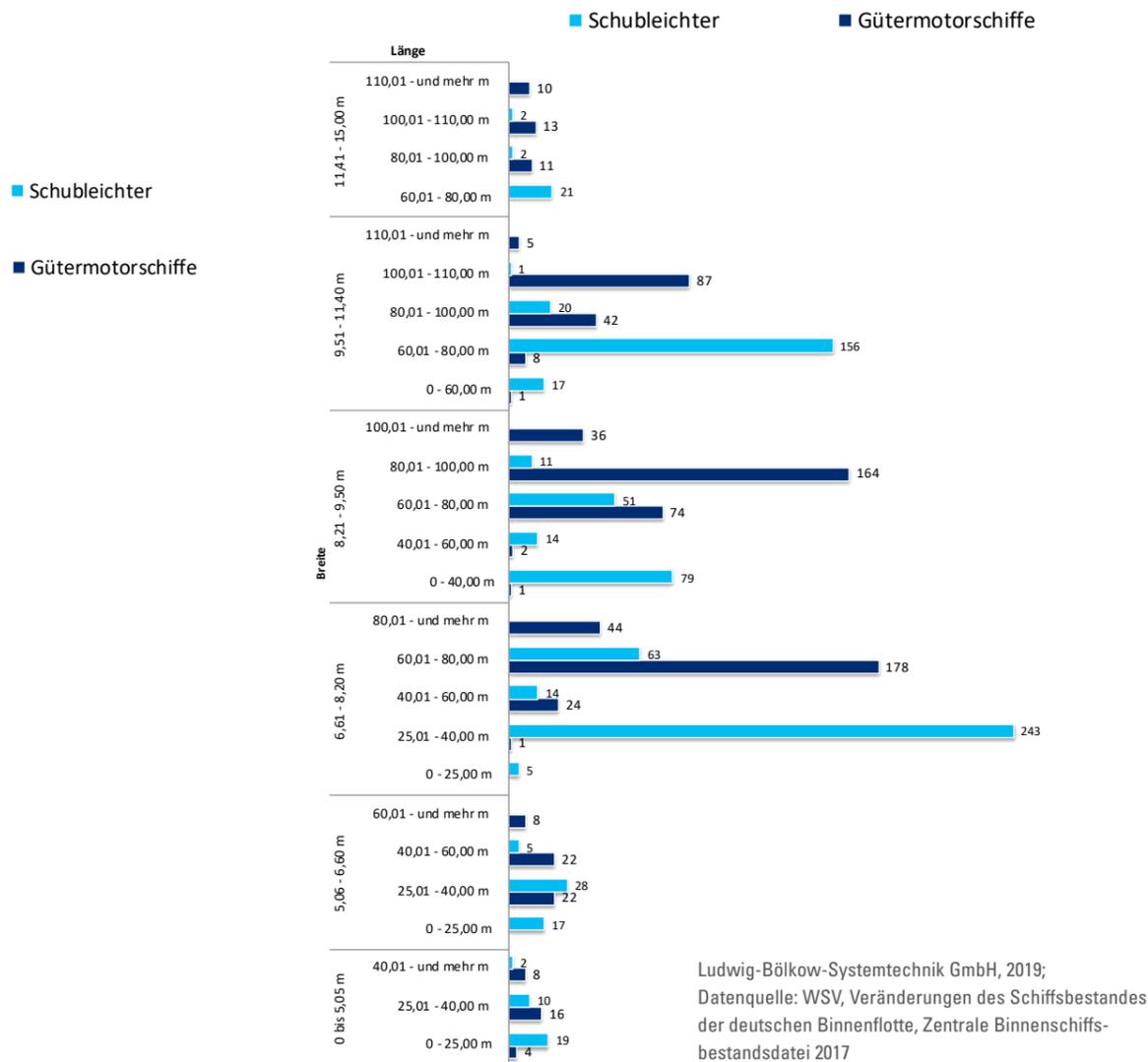
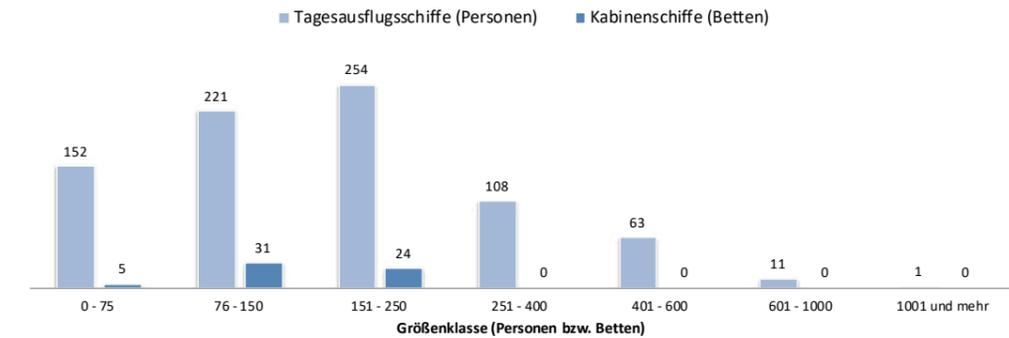


Abbildung 11 zeigt die Anzahl und Aufteilung dieser beiden Schiffstypen sowie der 782 Schubleichter nach Größenklasse (Schiffsbreite/-länge).

Von den ca. 780 Gütermotorschiffen hat der Großteil eine Breite zwischen 6,7-8,2 Metern mit einer Länge zwischen 60–80 Metern (178 Schiffe bzw. 23 %) sowie eine Breite zwischen 8,2–9,5 Metern mit einer Länge zwischen 80 -100 Metern (164 Schiffe bzw. 21 %).

Der Großteil der Schubleichter hat eine Breite zwischen 6,7 bis 8,2 Metern mit einer Länge zwischen 25–40 Metern (243 Schiffe bzw. 31 %) sowie eine Breite zwischen 9,5 bis 11,4 m und einer Länge von 60–80 m (156 Schiffe bzw. 20 %).

ABBILDUNG 12 Anzahl der in Deutschland registrierten Tagesausflug- und Kabinenschiffe nach Größenklasse (Breite/Länge)

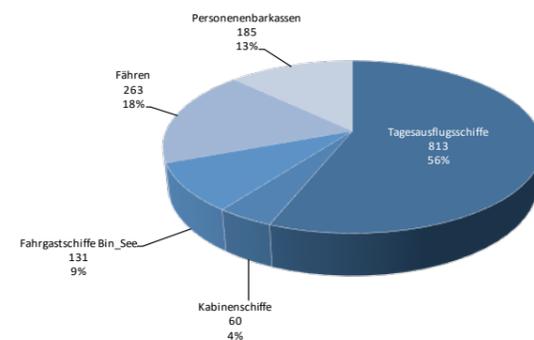


Datenquelle: [WSV 2018]

### Fahrgastbeförderung

Mit 56 % haben Tagesausflugsschiffe den größten Anteil an der registrierten Schiffsflotte für die Fahrgastbeförderung, siehe Abbildung 13.

ABBILDUNG 13 Registrierte Binnenschiffe zur Fahrgastbeförderung in Deutschland 2017



Datenquelle: [WSV 2018]

Neben der großen Anzahl registrierter Tagesausflugsschiffe stellen aber auch Kabinenschiffe aufgrund der zusätzlichen Hotellast (Strom- und Wärme-/Kältebedarf) ein interessantes Einsatzpotenzial für Brennstoffzellen dar. Wie in Abbildung 12 dargestellt, haben ca. 60 % aller Tagesausflugsschiffe eine Fahrgastbeförderungskapazität zwischen 76 bis 250 bzw. 92 % aller Kabinenschiffe eine Bettenkapazität zwischen 76 bis 250.

Für die weitere technisch-wirtschaftliche Analyse und den Vergleich verschiedener Kraftstoff-Antriebssysteme wurden vier Referenzschiffe ausgewählt, ein Gütermotorschiff, ein Schubverband, ein Tagesausflugsschiff und ein Kabinenschiff mit Hotellast, also je zwei Schiffe zur Güter- und zwei zur Fahrgastbeförderung.

Bei den Referenzschiffen für die Fahrgastbeförderung wurden für die weitere Analyse und Diskussion bewusst Referenzschiffe der Berufsschiffahrt gewählt. Aufgrund der weiten Verbreitung wären hier auch Sportboote bzw. Hausboote als Referenzschiffe denkbar. Während mit den Kategorien Güter-/Frachttransport und Fahrgastbeförderung Akteure der Berufsschiffahrt adressiert werden, sprechen die Segmente „Sportboot“ & „Hausboot“ Privatkunden als Zielgruppe an bzw. erfordern spezifische Förderansätze für Privatinvestitionen. Auch weisen Sportboote / Hausboote im Gegensatz zur Berufsschiffahrt unregelmäßige Fahr-/ Nutzungsprofile mit teilweise niedrigen Energieverbräuchen auf. Aufgrund der geringeren Anforderungen an die Motorisierung und Energiespeicherkapazitäten können in diesen Segmenten auch reine Batteriesysteme oder Hybridsysteme mit Brennstoffzellen als Rangeextender Optionen für Sportboote / Hausboote darstellen, um Emissionen (Schadstoffe, Lärm) lokal zu reduzieren. Im Rahmen

dieser Arbeit wird jedoch kein Vergleich mit bzw. keine technische Analyse und Betrachtung von Batteriesystemen durchgeführt.

Weitere Potenziale für den Einsatz von Brennstoffzellen (BZ) Systemen in der (Binnen-) Schifffahrt stellen auch Behördenschiffe und Fähren dar, die aber im Rahmen dieser Studie nicht explizit untersucht werden. Jedoch können die Ergebnisse der betrachteten Schiffe (Fahrgastschiffe bis Schubbote) je nach Schiffstyp und

Nutzungsprofil teilweise auf einzelne Behördenschiffe bzw. Fähren übertragen bzw. interpoliert werden (z. B. Schubboot „Elektra“ auf ein Behördenschiff).

In den letzten Jahren und Jahrzehnten wurden erste BZ-Systeme für den Einsatz in der Schifffahrt untersucht bzw. erprobt und weitere befinden sich in Vorbereitung. Die folgenden zwei Tabellen zeigen ausgewählte Beispiele für Sportboote bzw. kleine Passagierschiffe sowie für Handelsschiffe.

TABELLE 12 Ausgewählte Beispiele für Brennstoffzellenantriebe in Sportbooten und kleinen Passagierschiffen

Projekt/Schiffsname	Typ	Land	Jahr	Brennstoffzelle	Leistung [kW]	Typ des Projektes
„Hydra“	Sportboot	Deutschland	2000	AFC	5	Prototyp
„No 1“	Segelyacht	Deutschland	2002–2004	PEMFC	4,8	Prototyp
Duffy Electric Boot	Wassertaxi	USA	2003	PEMFC	41,5	Prototyp
„Urashima“	Tiefwasser AUV	Japan	2003	PEMFC	4	Prototyp
Duffy-Herreshoff DH30	Wassertaxi	USA	2003	PEMFC	6	Prototyp
„Hydroxy 3000“	Sportboot	Schweiz	2003	PEMFC	3	Prototyp
Deep C	AUV	Deutschland	2004	PEMFC		Prototyp
„Mamelie“	Segelyacht	Deutschland	2004	DMFC	0,05	Prototyp
H <sub>2</sub> Yacht	Sportboot	Deutschland	2005	PEMFC	1,2	Prototyp
„Have Blue XV/1“	Segelyacht	USA	2005	PEMFC	10	Prototyp
VEGA/Pilot Vaporetto	Boot	Italien	2005–2006	PEMFC	12	Prototyp
„Xperience NX hydrogen“	Sportboot	Niederlande	2006	PEMFC	1,2	Prototyp
ASV ROBOAT/Uni Ulm	auton. Segelboot	Deutschland	2006	MeOHFC	0,65	Testboot
zebotec	Sportboot	Deutschland	2007	PEMFC	24	Prototyp
„Solgenia“	Forschungsboot	Deutschland	2007	PEMFC	3,6	Prototyp
SY „Emerald“	Segelyacht	GB	2007	PEMFC	1	Prototyp
„Alsterwasser“	Fahrgastschiff	Deutschland	2008–heute	PEMFC	50	kommerziell
Frauscher 600 Riviera HP	Sportboot	Österreich	2009	PEMFC	4	kommerziell
BELBIM	Fähre	Türkei	2009	PEMFC	48	Prototyp
„Nemo H <sub>2</sub> “	Kanalboot	Niederlande	2009	PEMFC	60–70	Prototyp
MF „Vågen“	Personenfähre	Norwegen	2009–2011	HT-PEMFC	12,5	Prototyp
Protium/„Ross Barlow“	Kanalboot	GB	2010	PEMFC	1	Prototyp
Fodiator	elektr. Antrieb	Deutschland	2010–heute	PEMFC	2,5	kommerziell
„Hornblower Hybrid“	Fähre	USA	2012	PEMFC	32	Prototyp
„Hydrogenesis“	Fähre	GB	2012	PEMFC	12	Prototyp
„Marti“	Passagierboot	Türkei	2012	PEMFC	8	Prototyp
„Futura“	Sportboot	Deutschland	2013	PEMFC	2,4	kommerziell
		Schweiz	2016	PEMFC	2 x 30	
„Jules Vernes 2“ / Navibus	Personenfähre	Frankreich	2017	PEMFC	2 x 5	Prototyp

TABELLE 13 Ausgewählte Beispiele für Brennstoffzellenantriebe in verschiedenen Schiffen

Projekt/Schiffsname	Typ	Land	Jahr	Brennstoffzelle	Leistung [kW]	Typ des Projektes
FCShip case 1	RoRo	Deutschland	2002–2004	MCFC/ SOFC	2.000	Studie
FCShip case 2	Fähre	Deutschland	2002–2004	PEMFC	400	Studie
Wallenius/„Orcelle“	Autotransporter	Schweden	2004		10.000	Studie
Felicitas	Luxus Yacht	Deutschland	2005–2008	PEMFC/ SOFC	200	Studie
MC WAP	RoRo	Italien	2005–2011	MCFC	150	Studie
Methapu/„Undine“	Autotransporter	Finnland	2006–2009	SOFC	20	Prototyp
FellowShip/„Viking Lady“	Versorgungsschiff	Norwegen	2007–2010	MCFC	320	Prototyp
SMART H <sub>2</sub> /„Elding“	Walbeobachtung	Island	2007–2010	PEMFC	10	Prototyp
PaXell	Kreuzfahrtschiff	Deutschland	2009–heute	HT-PEMFC	120	Prototyp
SchlBZ	Yacht	Deutschland	2009–heute	SOFC	100	Prototyp
Germanischer Lloyd	Feeder Schiff	Deutschland	2012		5.000	Studie
Scandlines	Personen/ Autofähre	Deutschland	2012		8.300	Studie
Fincantieri	Range Extender	Italien	2013	PEMFC	260	Liefervertrag
CMR Prototech/MF „Ole Bull“	Autofähre	Norwegen	2016	PEMFC	200	Demonstration
SF-BREEZE	Personenschnellfähre	USA	2016	PEMFC	4.920	Studie
MS „Innogy“	Tagesausflugsschiff	Deutschland	2017	HT-PEMFC	35	Demonstration
Viking Cruises	Kreuzfahrtschiff	Norwegen	2017			Studie
Royal Caribbean	Kreuzfahrtschiff	Norwegen	2017	PEMFC	100	Planung
RiverCell	Flusskreuzfahrtschiff	Deutschland	2017/2021	HT-PEMFC		Planung
Elektra	Schubschiff	Deutschland	2017/2021	PEMFC	2 x 200	kommerziell
Urban Water Shuttle	Personenschnellfähre	Norwegen	2017/2019			Projekt
Brødrene Aa	Personenschnellfähre	Norwegen	2017/2021		8 x 200	Planung
Fiskerstrand/HYBRIDShips	Fähre	Norwegen	2017/2020			Pilot Projekt
MARANDA/„Aranda“	Forschungsschiff	Finnland	2017/2021	PEMFC	165	Projekt
FELMAR	Binnenschiffe	Niederlande	2018/2019	PEMFC		Entwicklung
HYSEAS III	Hochseefähre	Schottland	2018/2021	PEMFC		
Norled	Personen/ Autofähre	Norwegen	2019/2021	PEMFC	2 x 200	kommerziell
„Water-go-round“	Personenfähre	USA	2019	PEMFC	2 x 300	Demonstration
Barillec Marine/„Nøé“	Fähre	Frankreich	2020	PEMFC	2 x 1.000	Pilot Projekt

### 3.1.3 Technische Charakterisierung der analysierten Schiffstypen

Im Rahmen der LCA-Analysen wurde jeweils eine spezifische Brennstoffzelle je Schiffstyp und ein erneuerbarer (EE) Kraftstoffpfad ausgewählt und für die nachfolgende Bilanzierung festgelegt. Tabelle 14 zeigt die Auswahl-Matrix je Referenzschiff.

In der Phase des Markthochlaufes bzw. in vielen Anwendungsfällen ist jedoch davon auszugehen dass in der Praxis zunehmend Hybridvarianten (Brennstoffzelle + Batterie) für Schiffe eingesetzt werden. Damit können Kosten für die Abdeckung von kurzfristigen Leistungsspitzen gesenkt bzw. das Gesamtenergiesystem optimiert werden (u. a. Verlängerung der Brennstoffzellenlebensdauer durch Hybridisierung, Steigerung der Gesamteffizienz).

Für die weitere LCA-Betrachtung wurde idealisiert ein reines BZ-System (ohne Batterie) unterstellt und analysiert.

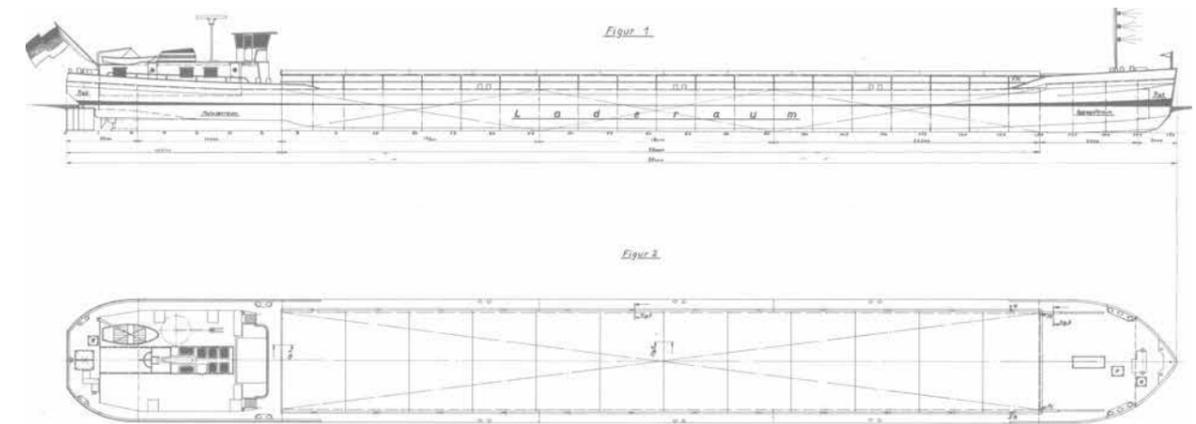
Für die Wasserstoff-Pfade (Druckwasserstoff – CGH<sub>2</sub>, Flüssigwasserstoff – LH<sub>2</sub> und flüssiger organischer Wasserstoffträger – LOHC) wurden als Energiewandler

PEMFC ausgewählt, vor allem aufgrund ihrer technischen Reife und guten Eignung für den Einsatz mit reinem Wasserstoff (H<sub>2</sub>).

PEMFC (Niedertemperatur-PEM) werden seit Jahren für viele Anwendungsfälle entwickelt (mobile und stationäre) und stehen vor einer breiten Markteinführung. Dadurch können potenziell Synergien bei der Kostenreduktion, z. B. mit Pkw, Bussen, Lkw und stationären BZ-Heizsystemen für eine schnelle Wirtschaftlichkeit erschlossen werden. PEMBZ werden mit reinem Wasserstoff betrieben und weisen eine hohe Betriebsdynamik auf (i.e. geeignet für rasche Lastwechsel und Start-Stopp-Betrieb). Bei einem Betrieb mit Kohlenwasserstoffen (z. B. E-Methanol, E-LNG, E-Diesel) oder LOHC muss jedoch der Wasserstoff mittels einer Reformierung bzw. in einem Aufbereitungsprozess aus dem Kraftstoff vorher freigesetzt werden.

HT-PEMFC (Hochtemperatur-PEM, typische Betriebstemperatur ca. 160°C) weisen gegenüber PEMFC (typische Betriebstemperatur ca. 80°C) einen niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad auf sowie aufgrund der höheren Betriebstemperatur eine schlechtere Betriebsdynamik (z. B. Lastwechsel, Kalt-Start). Vorteile der höheren Toleranz gegenüber Verunreinigungen

ABBILDUNG 14 Typisches Europaschiff



Quelle: Lauenburger Elbschiffahrtsarchiv, Bestand Arminiuswerft

im Eduktgas (z. B. reformiertem Gas) bestehen bei der Nutzung von Kohlenwasserstoffen als Kraftstoff jedoch nicht bei dem Einsatz von reinem Wasserstoff. Aufgrund der höheren Betriebstemperatur sind HT-PEM-Systeme auch für die Wärmeauskopplung (KWK) und Kälterzeugung geeignet. Sie wurden vor allem für den Einsatz von Methanol als Kraftstoff entwickelt (z. B. von der Firma MeyerWerft) und wurden hier für weitere LCA-Analysen als Referenz-BZ ausgewählt.

Für LNG und Diesel-Kraftstoffe wurde für die LCA-Analysen die SOFC ausgewählt. Grundsätzlich eignen sich SOFC Hochtemperaturbrennstoffzellen auch für den Einsatz anderer erneuerbar hergestellter Kraftstoffe, wie z. B. E-MeOH oder LOHC. Jedoch werden diese Ansätze derzeit am Markt nicht aktiv verfolgt. Ebenso gibt es derzeit keine Entwicklung einer MCFC Hochtemperaturbrennstoffzelle für diese Applikationen. Für eine Verwendung von LOHC bietet der Einsatz von Brennstoffzellen mit großer Abwärme auch ein grundsätzlich interessantes Potenzial.

Im Folgenden werden die vier ausgewählten Referenzschiffe näher beschrieben und die zugrunde gelegten Annahmen und Antriebsauslegungen zusammengefasst.

#### Gütermotorschiff

Für die weitere LCA-Bilanzierung wird als Referenzschiff ein Schiff der „Europaschiff“-Klasse gewählt. Der Begriff Europaschiff beschreibt einen Binnenschiffstyp, der auf den europäischen Schifffahrtswegen verkehren kann, die mindestens der Klasse IV der Binnenwasserstraßen entsprechen. Das Europaschiff hat eine einheitlich festgelegte Größe mit folgenden Abmessungen: Maximale Länge 85 m × Breite 9,50 m × Tiefgang 2,50 – 3,00 m. Die Tragfähigkeit beträgt 1.350 Tonnen, siehe Abbildung 14.

Das Europaschiff wurde zum Ende der 1960er Jahre aus dem Johann-Welker-Schiff nach den Dimensionen des Rhein-Herne-Kanalschiffs konzipiert. Das Europaschiff wurde bisher als maßgebliches Typschiff für den Ausbau und die Instandhaltung aller Kanäle und kleineren Wasserstraßen wie z. B. der Mittelweser herangezogen. Zunehmend werden in Deutschland alle bedeutenden Kanäle (wie z. B. der Mittellandkanal,

TABELLE 14 Ausgewählte Brennstoffzellen für alternative EE-Kraftstoffe für die LCA-Analysen

	Gütermotorschiff	Schubverband	Tagesausflugsschiff	Kabinenschiff
CGH <sub>2</sub> (35 / 50 / 70 MPa)	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
LH <sub>2</sub>	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
LOHC	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
E-MeOH	HT-PEMFC	HT-PEMFC	HT-PEMFC	HT-PEMFC
E-LNG	SOFC	SOFC	SOFC	SOFC
E-Diesel	SOFC	SOFC	SOFC	SOFC
Anmerkung je Schiffskategorie	Hohe Leistungen, große Kraftstoffspeichermengen benötigt, da lange Betriebsfahrten zwischen Bunkerungen		Volumenkritisch	Sehr Volumenkritisch, zusätzliche Hotellast (v. a. Wärme)

der Rhein-Herne-Kanal, der Rhein-Main-Donau-Kanal und der Wesel-Datteln-Kanal) auf das sogenannte Großmotorschiff (GMS; 110 m Länge, 11,40 m Breite, 2,80 m Tiefgang und 2.300 t Tragfähigkeit) ausgebaut.

Aufgrund der Abmessungen des Europaschiffes kann dieser Schiffstyp auf den meisten Binnenwasserstraßen fahren und ist zahlenmäßig stark vertreten. Dementsprechend eignet sich dieser Schiffstyp als potentieller Erstanwender für strombasierte Kraftstoffe und wird im Folgenden näher untersucht.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde das Gütermotorschiff „Pankgraf“ verwendet, welches in Abbildung 15 zu sehen ist.

ABBILDUNG 15 Gütermotorschiff „MS Pankgraf“



Quelle: Jürgen Friedrich,  
<https://juergensschiffsbilder.jimdo.com/pankgraf/>

Das Schiff besitzt eine Hauptmaschine mit 706 kW sowie einen Hilfsantrieb (Bugstrahler) mit 176 kW. Für die Stromerzeugung stehen zwei Dieseldieselmotoren mit 1 x 15 kVA; 1 x 6 kVA zur Verfügung.

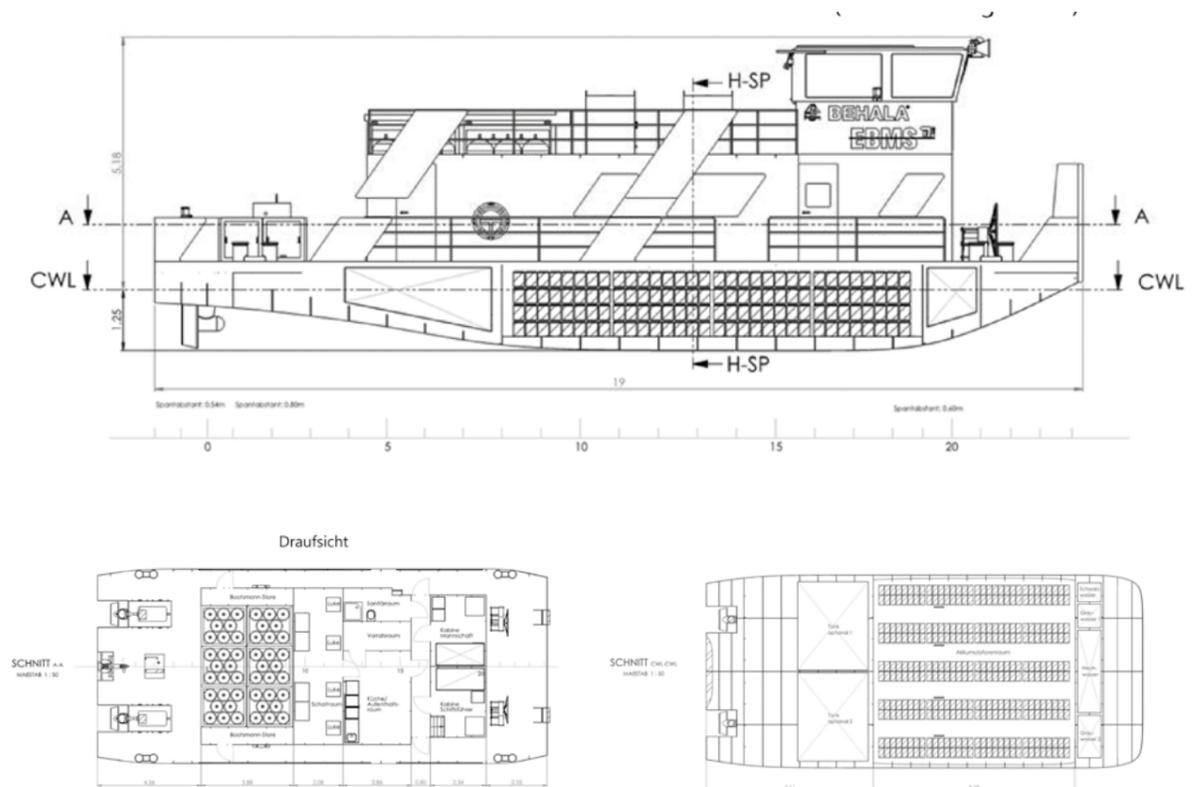
Im Rahmen der Studie wurde eine Rundreise des Schiffes von Rotterdam nach Heilbronn zugrunde gelegt, was einer Distanz von 2 x 697 km entspricht. Der Kraftstoffverbrauch beträgt dabei ca. 16 m<sup>3</sup> Dieseldieselkraftstoff, so dass ein Bunkerintervall von einmal pro Rundreise berücksichtigt wurde. Das Schiff verfügt insgesamt über eine Tankkapazität von 2 x 10.000 Litern Dieseldieselkraftstoff.

### Schubverband

Für die weitere LCA-Bilanzierung wird als Referenzschiff das Schubschiff „Elektra“<sup>23</sup> gewählt, siehe Abbildung 16 und 17. Dieser Schiffstyp wurde als Referenzschiff ausgewählt, da Schubschiffe zahlenmäßig stark auf deutschen Binnenwasserstraßen vertreten sind. Darüber hinaus kann die Konzeptionierung der Antriebsanlage auch auf andere Schiffstypen übertragen werden, welche eine ähnliche Motorisierung aufweisen, wie z. B. Behördenschiffe.

Ein Schubverband besteht immer aus einem Schubschiff sowie einem oder mehreren Schubleichtern, wobei die Antriebseinheit das Schubschiff darstellt. Der für die Auslegung des Schiffes zugrunde gelegte Schubleichter besitzt eine Länge von 65 m. Die Elektra soll ebenfalls Binnenwasserstraßen der Klasse IV oder einer höheren Kategorie befahren, wodurch sich eine maximale Gesamtlänge von 20 m für das Schubschiff ergibt. Im Rahmen des „Elektra“ Projektes wurde eine Brückendurchfahrtshöhe von 4,30 m mit eingefahrenem Steuerhaus festgelegt, um die Einsatzmöglichkeiten des Schiffes zu steigern. Die Brückendurchfahrtshöhe ergibt sich aus den innerstädtischen Berliner Brückendurchfahrtshöhen. Um Standardleichter für Schüttgüter schieben zu können, ist die maximale Breite auf 8,2 m festgelegt worden. Damit das Schiff auch noch in flachen Gewässern operieren kann, ist der Tiefgang auf 1,3 m beschränkt worden.

ABBILDUNG 16 Generalplan Schubschiff „Elektra“



© EBMS TU-Berlin

Somit ergeben sich folgende Hauptabmessungen:

- Länge 20,00 m
- Breite 8,20 m
- Tiefgang 1,25 m
- Verdrängung ca. 160 t
- Antriebsleistung 2 x 200 kW

ABBILDUNG 17 Schubschiff „Elektra“

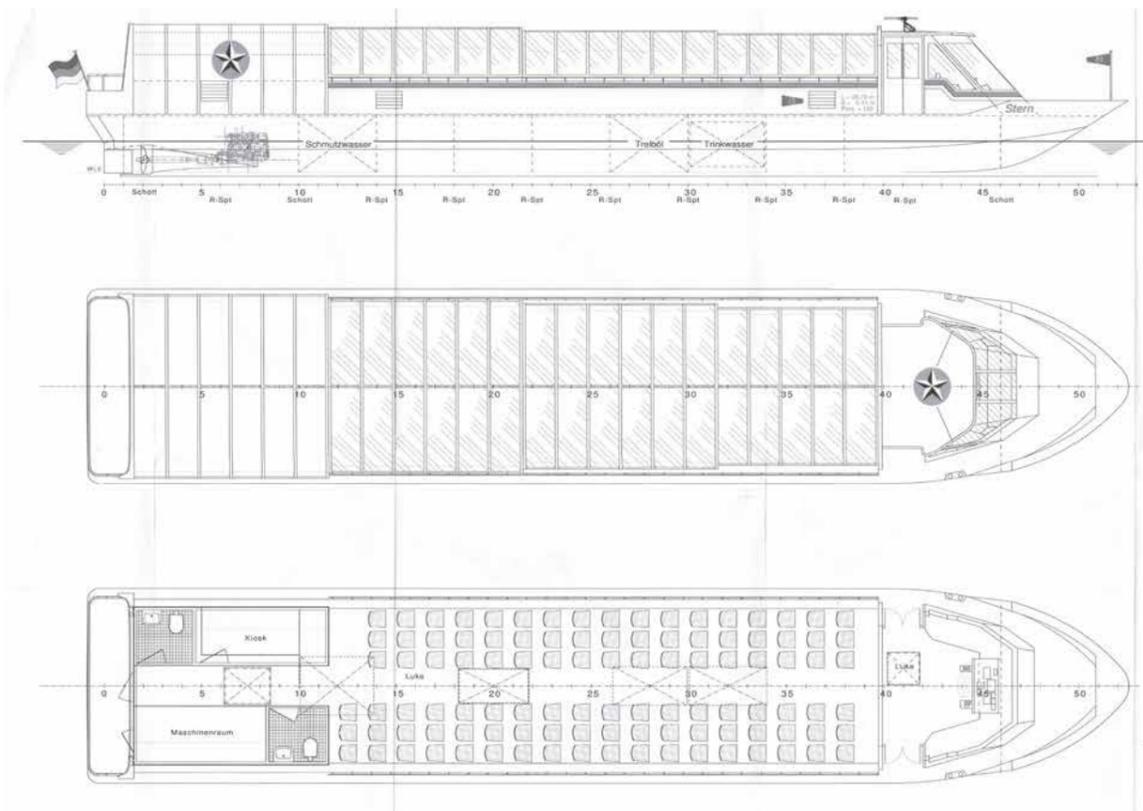


© EBMS TU-Berlin

Der Heimathafen des Schiffes ist der Westhafen von Berlin. Das Schiff fährt zwischen Berlin und Hamburg, welches einer Strecke von 2 x 382 km entspricht. Die Reisedauer beläuft sich auf ungefähr 60 Stunden bei einer benötigten Kraftstoffmenge von 4,5 m<sup>3</sup>. Im Rahmen der Studie wurde von dem bereits vorliegenden Brennstoffzellen-Batterie-Antriebskonzept auf den Einsatz von Diesel als Kraftstoff zurückgerechnet, damit ein nachvollziehbarer Vergleich zu den anderen Referenzschiffen möglich ist, d. h. ausgehend von einem konventionell angetriebenen Schiff werden die Volumina für die strombasierten Kraftstoffe ermittelt.

<sup>23</sup> Forschungsvorhaben „ELEKTRA“ zur Entwicklung eines energieeffizienten hybridbetriebenen Binnen-schubschiffs mit Wasserstoffantrieb und Brennstoffzellen. Link zur Projektseite: <https://www.marsys.tu-berlin.de/menue/forschung/elektra/>

ABBILDUNG 18 Generalplan MS STERN



Grafik: Stern und Kreisschiffahrt GmbH

### Tagesausflugsschiff

Für die LCA-Bilanzierung wird als Referenzschiff für die Kategorie Tagesausflugsschiff die „MS Stern“ gewählt, siehe Abbildung 18. Die MS Stern wird heute von der Stern und Kreis Reederei<sup>24</sup> in Berliner Gewässern betrieben. Die Besonderheit des Schiffes ist das aus drei verschiebbaren Elementen bestehende Oberdeck des Fahrgastbereiches, so dass dieses teilweise geöffnet werden kann.

Die MS Stern ist als Typschiff der Bolle-Werft in Neudorfen gebaut worden. Sie besitzt eine Länge von 26,7 m bei einer Breite von 5,10 m und einem Tiefgang von 0,8 m. Die maximale Fahrgastkapazität beträgt 105 Personen. Das Tankvolumen beträgt 1.850

Liter bei einem Jahresverbrauch von 15.142 Litern Dieselkraftstoff und 1.487 Betriebsstunden. Das Schiff ist mit einem Kubota-Antrieb des Typs PVMV-N 30 NE ausgestattet.

### Kabinenschiff (mit Hotellast)

Für die weitere LCA-Bilanzierung wird als Referenzschiff ein „Kabinenschiff“ gewählt, siehe Abbildung 19.

Das Kabinenschiff besitzt eine Länge von 134,9 m und eine Breite von 11,45 m. Der Tiefgang des Schiffes beträgt 1,6 m und die Höhe für die entsprechenden Brückendurchfahrten 6,1 m. Insgesamt befinden sich 95 Personenkabinen für 190 Passagiere an Bord sowie 31 Kabinen für die Crew, welche für 51 Personen ausgelegt sind.

ABBILDUNG 19 Kabinenschiff



Quelle: Viking Cruises

Das Antriebskonzept basiert auf einem Diesel-elektrischen Antrieb. Es stehen verschiedene Motorenkonfigurationen zur Verfügung, wobei üblicherweise 4–5 Dieselgeneratoren installiert sind. Für den Antrieb stehen vier Ruderpropeller mit 4 x 360 kW zur Verfügung. Für das Referenzschiff wurde eine installierte Leistung von 2.100 kW angenommen.

## 3.2 Bunkern

### 3.2.1 Zusammenfassung

- Dieselkraftstoffe werden heute an festinstallierten Tankstellen bzw. -schiffen mit festen Liegeplätzen bebunkert. Auch während der Fahrt kann mit Hilfe von Bunkerschiffen betankt.
- Grundsätzlich unterscheidet man zwischen vier verschiedenen Betankungsoptionen:
  - Truck-To-Ship (TTS)
  - Ship-To-Ship (STS)
  - Pier-To-Ship (PTS)
  - Container-To-Ship (CTS)

- Bezogen auf das energetische Volumen weisen einige erneuerbare Kraftstoffe Nachteile gegenüber Dieselkraftstoff auf, was zu kürzeren Reichweiten je Betankung (bei gleichem Tankvolumen) sowie zu größeren Tankvolumina (bei gleichbleibender Reichweite) oder häufigeren Betankungen oder einer Kombination aus beiden führt.

### 3.2.2 Generische Optionen für die Schiffsbetankung

#### a) Truck-To-Ship (TTS)

Beim Truck-to-Ship (TTS) Bunkerverfahren wird der Kraftstoff aus dem Tank eines Tankwagens an das Tanksystem eines Empfängerschiffes übergeben, welches an einer Anlegestelle festgemacht ist. Dabei werden der Tankwagen und das Empfängerschiff typischerweise mit einem speziell für den Anwendungsfall ausgelegten, biegsamen Schlauch verbunden. Alternativ kann ein flexibler Ladearm verwendet werden. Ein typischer Tankwagen hat ein Ladevolumen von etwa 40–50 m<sup>3</sup> und kann seine komplette Ladung in ungefähr einer Stunde übergeben.

Der Transport des Kraftstoffes zum Bunkerort ist durch die Anforderungen des Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) geregelt. Die Anforderungen an den Bunkervorgang werden derzeit lokal über Ausnahmegenehmigungen festgelegt. Einheitliche Vorschriften gibt es derzeit nicht.

Derzeit kommt das TTS-Verfahren bei ersten Anwendungen für Methanol und LNG als Kraftstoff zur Bebung von Binnenschiffen zur Anwendung. Grund hierfür ist die Verfügbarkeit von geeigneten Tankwagen. Die Versorgung von großen Empfängertanks durch das TTS Verfahren ist aufgrund der begrenzten Ladevolumina der Tankwagen beschränkt. Die Verwen-

<sup>24</sup> Link: [www.sternundkreis.de](http://www.sternundkreis.de)

derung mehrerer Tankwagen führt durch mehrfaches An- und Abschlagen und durch einen erhöhten logistischen Koordinationsaufwand zu einem hohen Zeitaufwand bei der Bebung großer Empfängertanks.

Beim TTS ist der Fahrer des Tankwagens über den gesamten Übergabeprozess anwesend und führt die Überwachung des Übergabeprozesses durch. Insbesondere hat er auf Leckagen und gegebenenfalls auf Überdrücke zu achten und bei Auftreten dieser unverzüglich den Not-Aus zu betätigen. Der Fahrer des Tanklastwagens muss tiefe Kenntnisse von den allgemeinen und liegeplatzspezifischen Sicherheitsvorkehrungen haben. Das TTS-Verfahren wird heute hauptsächlich für das Bunkern von LNG eingesetzt.

#### b) Ship-To-Ship (STS)

Beim Ship-to-Ship-Bunkerverfahren (STS) wird der Kraftstoff aus den Tanks eines Bunkerschiffs oder einer Bunkerbarge an das Tanksystem eines Empfängerschiffes übergeben. Hierzu wird das Bunkerfahrzeug längsseits an dem Empfängerschiff festgemacht. Üblicherweise werden für den Kraftstofftransfer flexible Bunkerschläuche verwendet. Alternativ können Ladearme zum Einsatz kommen.

#### c) Pier-To-Ship (PTS)

Beim Pier-to-Ship-Bunkerverfahren (PTS) wird der Kraftstoff von einer fest installierten Anlage an Land bebunkert. Typischerweise kommt als Transfereinrichtung ein Ladearm zum Einsatz.

Alternativ kann ein Container auch landseitig mobil aufgestellt werden und eine Betankung analog zum Truck-to-Ship Verfahren erfolgen. Dabei gelten dieselben Rahmenbedingungen wie beim TTS-Verfahren. Sollte der Container fest an Land installiert sein, ist neben der Bebung selbst eine sichere Aufstellung zu gewährleisten. Das Volumen eines 40-Fuß ISO intermodal transportierbaren Tankcontainers entspricht einer ungefähren Kapazität von 48 m<sup>3</sup>.

#### d) Container-To-Ship (CTS)

Beim Container-to-Ship-Bunkerverfahren (CTS) werden Tankcontainer oder Druckgasflaschenbündel als transportierbarer Brennstoffspeicher verwendet. Die Container werden an Bord des Empfängerschiffes gefahren (z. B. auf eine Fähre) oder mit Hilfe eines Krans an Deck des Schiffes gehoben. Das Volumen eines 40-Fuß ISO intermodal transportierbaren Tankcontainers hat eine ungefähre Kapazität von 48 m<sup>3</sup>. Die Kapazität der Druckgasflaschenbündel variiert je nach Hersteller, wobei typischerweise 6, 8, 9, 12, 16, 18 Druckgasflaschen in einem Bündel zusammenge-

fasst werden. Üblicherweise wird ein Betriebsdruck von 350 bar oder künftig vielleicht auch 500 bar oder 700 bar verwendet.

#### Qualitative Bewertung

In Tabelle 15 befindet sich eine qualitative Bewertung der vier oben dargestellten Bunkerverfahren.

Üblicherweise wird bei der Einführung neuer Kraftstoffe in ein Segment eine flexible Lösung mit geringen Investitionskosten bevorzugt. Dies spiegelt sich unter anderem bei der Einführung von LNG in der Binnenschifffahrt wider, wo heute vornehmlich das TTS-Verfahren zum Einsatz kommt. Die Anzahl der Binnenschiffe befindet sich derzeit nicht auf einem Niveau, um für dieses Schiffssegment gesonderte LNG Bunkerschiffe zu bauen.

#### 3.2.3 Diesel (heute übliche Praxis)

In 2017 wurden ca. 345.238 Liter Diesel-Bunker in der Binnenschifffahrt verwendet, siehe Abbildung 20.

Der Dieseldieselkraftstoff kann heutzutage auf verschiedene Arten bezogen werden. Zum einen existieren entlang der Bundeswasserstrassen fest installierte Tankstellen bzw. Tankschiffe mit einem festen Liegeplatz, so dass man zum Bunkern längsseits geht. Zum anderen kann ein Bunkerschiff aber auch zum Liegeplatz des Binnenschiffes fahren, um den Bunker zu übergeben. Zwecks Zeitersparnis werden Binnenschiffe heutzutage auch während der Fahrt von Bunkerschiffen betankt.

Derzeitig befinden sich in Deutschland ca 70 Bunkerschiffe in Fahrt (Bunkerschiffe für See- und Binnenschifffahrt). Beim Bunkervorgang kommen in der Regel geflanschte Schlauchverbindungen zum Einsatz. Üblicherweise wird beim Bebungsvorgang eine Schlauchwache eingesetzt.

ABBILDUNG 20 Bunkerboote der Bunkerstation Schiffservice Berlin



Quelle: Ingo Gersbeck

#### 3.2.4 Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub>)

Für das Betanken von Binnenschiffen mit Druckwasserstoff wird derzeit auf Systemlösungen der Autoindustrie zurückgegriffen. Bei Druckwasserstoff gibt es generell die folgenden drei Druckabstufungen: 350 bar, 500 bar sowie 700 bar.

Im Rahmen des Zemship-Projektes wurde Druckwasserstoff von 350 bar für den Brennstoffzellenantrieb der „Alsterwasser“ verwendet, siehe Abbildung 21. Als Betankungskupplung kam eine WEH-Kupplung Typ TK-16 zur Verwendung. Der max. Betankungsdruck beträgt 428 bar, wobei eine Sicherheitsabschaltung bei 433 bar stattfand. Der Fülldruck betrug üblicherweise 350 bar. Es kam ein Füll- und Rückführschlauch zur Verbindung von Füllkupplung und Abreißsicherung zum Einsatz.

ABBILDUNG 21 Wasserstofftankstelle FCS „Alsterwasser“



Quelle: Linde AG

TABELLE 15 Grundsätzliche Vor- und Nachteile der verschiedenen Bunkerverfahren

	Truck-To-Ship (TTS)	Ship-To-Ship (STS)	Pier-To-Ship (PTS)	Container-To-Ship (CTS)
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bunkern direkt am Liegeplatz (hohe Flexibilität)</li> <li>– Geringe Investitionskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hohe Flexibilität</li> <li>– Hohe Bunkerraten</li> <li>– Hohes Bunkervolumen</li> <li>– Bunkern direkt am Liegeplatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Große Tankkapazität</li> <li>– Schnelles Bunkern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Bunkern direkt am Liegeplatz (hohe Flexibilität)</li> <li>– Geringe Investitionskosten</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geringe Bunkerraten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hohe Investitionskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Fester Bunkerstandort</li> <li>– Hohe Investitionskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geringes Bunkervolumen</li> </ul>

Eine Drehvorrichtung direkt am Betätigungshebel erlaubte das bequeme Drehen der Betankungskuppung in jede gewünschte Anschlussposition. Der Betätigungshebel konnte beim An- und Abschließen mit geringem Kraftaufwand geschaltet werden.

### 3.2.5 Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>)

Bei der Betankung von Flüssigwasserstoff kommen, wie bei der Betankung von LNG, die gleichen Komponenten zum Einsatz. Die Systeme unterscheiden sich lediglich in der Auslegungstemperatur und damit dem Grad der Kryoisolierung.

ABBILDUNG 22 Befüllung eines LH<sub>2</sub> Tanks



Quelle: Linde AG

### 3.2.6 Organische Energieträger (LOHC)<sup>25</sup>

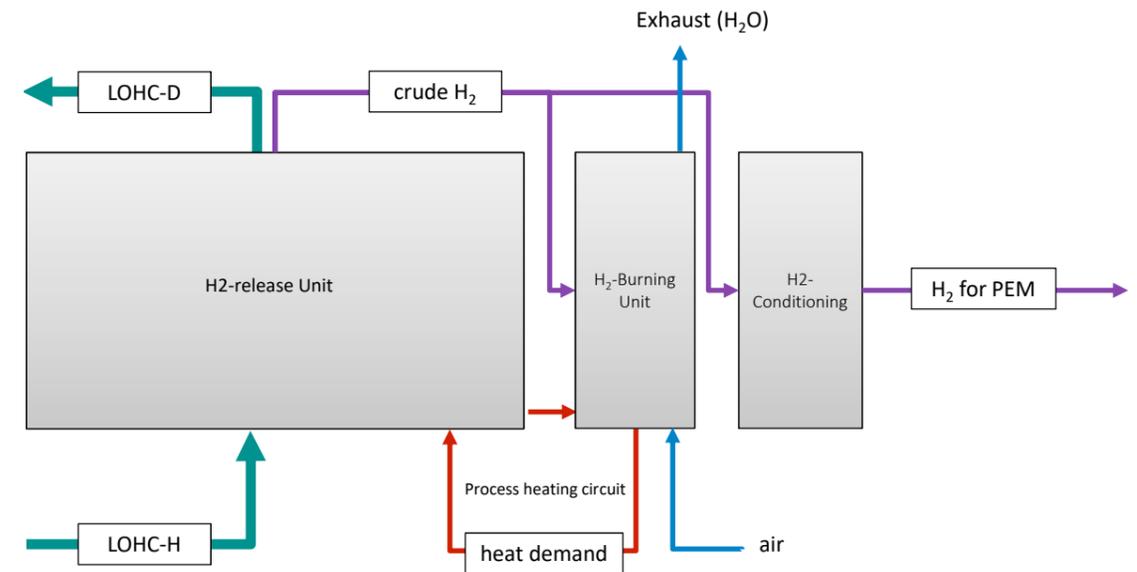
LOHC ist kein Kraftstoff im herkömmlichen Sinne, sondern gehört zu einer Klasse energietragender Stoffe. Elementarer Wasserstoff wird im Fall von LOHC durch eine chemische Reaktion an Dibenzyltoluol (H<sub>0</sub> DBT) gebunden (Hydrierung) und der Wasserstoff liegt nicht

als reines Gas vor. Das mit Wasserstoff angereicherte Reaktionsprodukt ist Perhydro-Dibenzyltoluol (H<sub>18</sub> DBT). Nur durch geeignete Katalysatoren in einem Reaktor und unter spezifischen Reaktionsbedingungen unter Zufügung thermischer Energie kann der chemisch gespeicherte Wasserstoff im H<sub>18</sub>-DBT wieder freigesetzt werden (Dehydrierung), siehe Abbildung 23. Das entstehende Reaktionsprodukt ist wieder H<sub>0</sub>-DBT. Dies hat zur Folge, dass das LOHC nicht verbraucht, sondern in einem Versorgungskreislauf geführt wird, wobei aber dennoch ein geringfügiger Verlust in der Größenordnung weniger Prozent pro Umrufen in Kauf zu nehmen ist.

DBT wird gewöhnlich als Wärmeträgeröl eingesetzt (Malotherm). Sicherheits- und handhabungsrelevante Größen wurden sowohl für H<sub>0</sub>-DBT als auch für H<sub>18</sub>-DBT im Rahmen der REACH<sup>26</sup> Registrierung bestimmt. H<sub>0</sub>-DBT und H<sub>18</sub>-DBT sind nicht als Gefahrgut klassifiziert.

Die Lagerung von H<sub>0</sub>-DBT und H<sub>18</sub>-DBT ist grundsätzlich in allen Tankausführungen und -geometrien realisierbar. Aufgrund der dieselähnlichen Stoffklasse kann die Lagerung in konventionellen Kraftstoff-Stahl tanks durchgeführt werden. Eine Speicherung an Bord in Mehrkammertanks bzw. Kaskadentanks bietet sich an, da das „verbrauchte LOHC“ an Bord verbleibt und zur Rückführung zur erneuten „Beladung“ mit Wasserstoff gespeichert werden muss. Bei Bedarf können Tanks auch durch Membranen oder Blasen (Bladder) unterteilt werden. Der Transport von LOHC kann auch in herkömmlichen Mehrkammer-Tankfahrzeugen durchgeführt werden.

ABBILDUNG 23 Dehydrierungsmodul zur H<sub>2</sub>-Bereitstellung (schematisch)



Quelle: Hydrogenious LOHC Technologies

Das Betanken sowie Entladen von LOHC sollte zeitgleich geschehen. Allerdings besteht hinsichtlich der gegenläufigen Förderung von Flüssigkeiten Entwicklungsbedarf, da solche Systeme bisher nicht in der maritimen Industrie zur Anwendung kommen.

### 3.2.7 Methanol (MeOH)

Die Energiespeicherdichte von Methanol beträgt etwa 50 % der Speicherdichte für Benzin und Diesel, wobei dieser Kraftstoff auch bei Raumtemperatur in flüssiger Form vorliegt. MeOH ist den bekannten ölbasierten Kraftstoffen in der Handhabung am ähnlichsten. Somit kann bei der Nutzung auf bestehende Infrastruktur und Technik für Speicherung, Transport und Verteilung zurückgegriffen werden.

Bei Methanol handelt es sich wie bei LNG auch um einen Kraftstoff mit einem Flammpunkt unter 55°C. Somit werden beim Bunkern von Methanol analog zum Bunkern von LNG Schnellschluß- und Trockenbruchkuppungen eingesetzt, damit in einem Schadensfall keine entflammenden Dämpfe freigesetzt werden.

### 3.2.8 Verflüssigtes Methan (LNG)

Im Folgenden werden ausgewählte Komponenten eines Bunkersystems detaillierter beschrieben, welche im Rahmen eines LNG Bunkervorganges zum Tragen kommen:

- **Schlauch** (engl.: hose): im Allgemeinen kommen flexible Schläuche, hergestellt aus Stahl oder Faserverbundwerkstoff, in ein- oder doppelwandiger Ausführung bei einem Bunkervorgang zur Anwendung. Bei ortsfesten Anlagen können auch Ladearme zur Verfügung stehen.

<sup>25</sup> Art, W.: Machbarkeitsstudie Wasserstoff und Speicherung im Schwerlastverkehr, FAU, Förderkennzeichen O3B 108001/LOHC, 2017

<sup>26</sup> Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 (REACH-Verordnung). REACH steht für Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals

- Flansch:** nach geltenden Regelwerken werden geflanschte Verbindungen nicht empfohlen, so dass geschweißte Verbindungen, soweit möglich, eingesetzt werden sollen. Trotzdem sind immer auch einige Flanschverbindungen im System erforderlich, z. B. um Schläuche mit unterschiedlichen Durchmessern am Manifold des Bunkerschiffes anschließen zu können. Hierfür werden heute verschiedene Adapter eingesetzt.
- Ventile:** verschiedene Ventile sind wichtige Bauteile, um einen sicheren Transfer von LNG auf dem zu betankenden Schiff als auch bei der Bunkerquelle zu garantieren. Üblicherweise befindet sich ein automatisches Absperrventil in der Bunkerstation des zu betankenden Schiffes. Im Falle einer Notabschaltung des Bunkervorganges kann durch das automatische Absperrventil der Bunkervorgang schnell gestoppt werden (üblicherweise unter 5 s). Für das verbleibende LNG in der Transferleitung ist ein Sicherheitsventil vorzusehen, welches verdampfendes LNG sicher abführen kann und so einen unzulässigen Druckanstieg vermeidet.
- Emergency Release Coupling (ERC):** Eine ERC-Füllkupplung ist am Schlauchende auf der Empfängerschiffseite installiert und trennt die Verbindung, wenn die auf den Schlauch wirkenden Kräfte einen voreingestellten Wert überschreiten (z. B. durch zu hohe relative Schiffsbewegungen). Beim Auslösen werden zwei Ventile im Inneren vom ERC Körper geschlossen bei gleichzeitiger Trennung der Verbindung. Die Entkopplung kann mechanisch oder hydraulisch erfolgen, in beiden Fällen erfolgt keine Freisetzung von LNG (trockenes Entkoppeln). Für gegebene Rohrlängendurchmesser wird eine mechanische Entkopplung vorausgesetzt;

- Quick Connect Disconnect Coupling (QCDC):** QCDC-Kupplungen werden für ein schnelles manuelles Kuppeln beziehungsweise Entkuppeln des Schlauchendes am Manifold des Empfängerschiffes genutzt. Im Falle der ERC Aktivierung, bleibt die eine Hälfte der Kupplung zusammen mit der QCDC an der Bunkerstation des Empfängerschiffes angeschlossen.

Geeignete LNG-Tankwagen sind bereits heute für den Ladungstransport von LNG verfügbar und normativ geregelt. LNG-Tankwagen unterliegen für internationale wie nationale Transporte innerhalb Europas der UNECE ADR Annex A hinsichtlich der Beladung und der Kennzeichnung und Annex B, wenn es um die konstruktive Beschaffenheit des auf den LNG-Tankwagen installierten LNG-Tank geht.

### 3.3 Mögliche Anwendungsschwerpunkte

#### 3.3.1 Zusammenfassung

- Die bereits bestehende industrielle Wasserstoffnutzung, v. a. entlang dem Rhein, bietet für die Nutzung von Wasserstoff bzw. alternativen Kraftstoffen bzw. deren Einführung für die Binnenschifffahrt interessante Ansätze.
- Ab dem Jahr 2020 könnten Windkraftanlagen (WKA), die aus einer 20-jährigen EEG-Förderung herausfallen (sogenannten „Ex-EEG-Anlagen“ ab 2021) ein interessantes Potenzial für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. für den Aufbau von neuen Power-to-Gas (PtG) Anlagen darstellen.

- Zunehmend stehen Kommunen unter Handlungsdruck, um Luftschadstoffe zu reduzieren. Es werden hierzu Luftreinhaltepläne von den Kommunen entwickelt. Hier könnten auch konkrete Ansätze und Synergien für die Einführung von Infrastrukturen bzw. alternativer Kraftstoffversorgung für die Binnenschifffahrt mit betrachtet bzw. frühzeitig mit aufgebaut werden. Potenziale bilden hier u. a. die Bündelung von ähnlichen Schiffstypen und Reedereien, die lokal mehrere Schiffe betreiben, da diese zusammen einen ersten kontinuierlichen Bedarf generieren können.
- Die Transformation der Kohlereviere bzw. der damit verbundene Umbau und Aufbau von Infrastrukturen stellt ein großes Potenzial dar, um alternative Antriebssysteme für die Binnenschifffahrt einzuführen.
- Entlang der Bundeswasserstraßen, insbesondere Rhein und Main, könnten v. a. Schiffe für Güter- bzw. die Fahrgastbeförderung auf Brennstoffzellen-Antriebe mit alternativen Kraftstoffen umgerüstet werden.
- Auf Seen stellen Schiffe zur Fahrgastbeförderung aber auch Sportboote ein interessantes Einsatzgebiet und stückzahlenrelevantes Potenzial dar.
- Derzeit erarbeitet die WSV ein Konzept zur Umstellung von Behördenschiffen auf alternative Kraftstoffe. Hier könnten interessante Potenziale für die Infrastrukturentwicklung von alternativen Kraftstoffen erschlossen werden.

#### 3.3.2 Betrachtung möglicher Anwendungsschwerpunkte

Bei Überlegungen zur Investition in eine Infrastruktur für alternative Kraftstoffe für Binnenschiffe sind viele Aspekte zu bedenken.

Ein Aspekt ist, wie in Kapitel 2.2 *Klima- und Umweltschutzstrategie* beschrieben, der politische Handlungsdruck.

Im Folgenden werden weitere Aspekte, wie

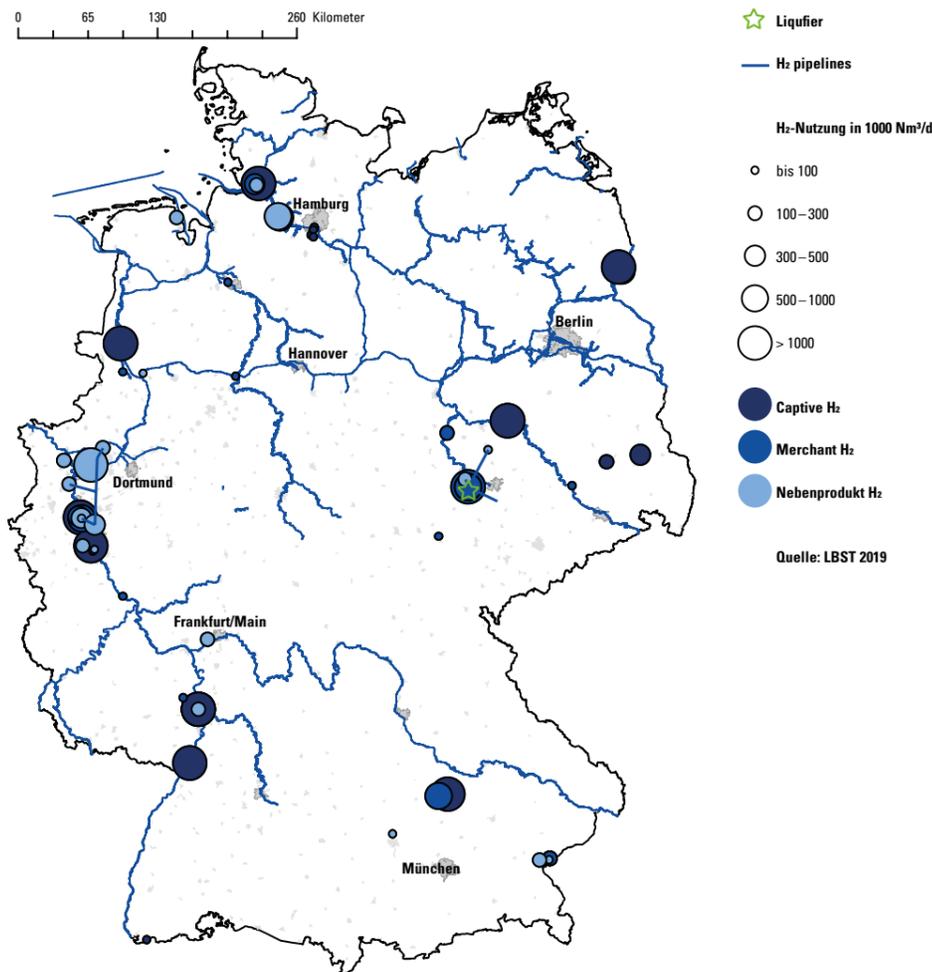
- vorhandene Wasserstoffinfrastruktur zur direkten Nutzung oder für Power-to-Gas (gasförmiger Kraftstoff aus EE-Strom, z. B. E-CNG) bzw. Power-to-Liquides (flüssiger Kraftstoff aus EE-Strom, z. B. E-Diesel),
- Kommunen mit Handlungsdruck bzw. der Erarbeitung von Luftreinhalteplänen zur Reduzierung der lokalen Luftschadstoffe (z. B. Messstationen mit Überschreitungen der Stickoxid-Grenzwerte) sowie
- Berücksichtigung verschiedener Schiffstypen zusammengeführt.

Mit dem Aufzeigen von möglichen ersten Anwendungsschwerpunkten sollen beispielhaft Städte und Regionen als interessante Ausgangspunkte für entsprechende Initiativen identifiziert und exemplarisch aufgezeigt werden. Einige Aspekte können gegebenenfalls bzw. sollten möglichst auch auf weitere Regionen übertragbar sein.

##### 3.3.2.1 Heutige Schwerpunkte der Berufsschifffahrt

Die größte Güterverkehrsdichte (in Mio t (tkm / Länge der Wasserstrassen in km) findet sich in Deutschland entlang des Rheins (Binnenschifffahrt), der Nordsee-Küste (NOK, Seefahrt) und der Elbe [WSV 2018, Karte W172b].

ABBILDUNG 24 Bundeswasserstraßen und Standorte mit industrieller Wasserstoffnutzung  
(Begriffserläuterung in Abbildung 25)



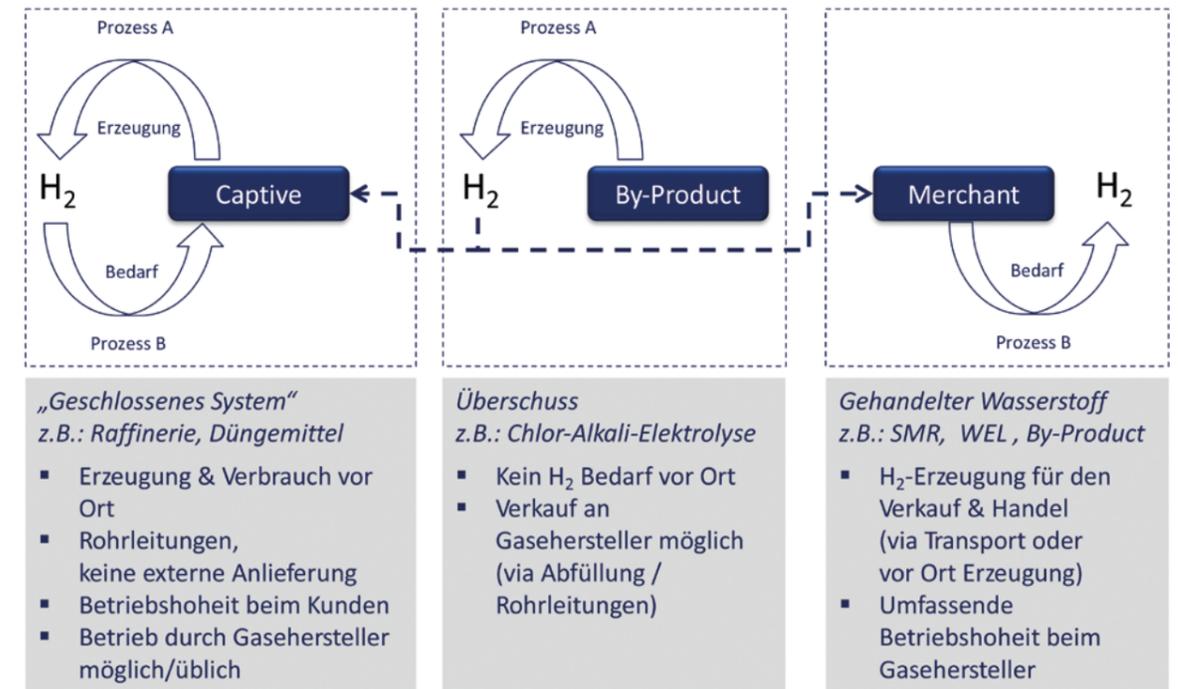
Quelle: LBST

### 3.3.2.2 Standorte für industrielle H<sub>2</sub>-Erzeugung

Für die erfolgreiche Einführung und Nutzung von alternativen Kraftstoffen in der Binnenschifffahrt können einerseits kurzfristig heute bereits existierende industrielle Wasserstoff-Produktionsanlagen bzw. -Infrastrukturen und andererseits industrielle Anwendungsregionen, beispielsweise bei der industriellen Wasserstoffnutzung, als Wasserstoffquellen genutzt werden. Abbildung 24 zeigt industrielle Standorte für die Wasserstoffnutzung entlang der Bundeswasserstraßen. Wasserstoff kann dort potenziell preisgünstig in noch nicht voll ausgelasteten Anlagen hergestellt werden.

Die Karte (Abbildung 24) zeigt deutsche Standorte für die industrielle Wasserstoffherzeugung und -nutzung für sogenannte geschlossene Systeme (Captive, wie H<sub>2</sub> Produktion für Raffinerien oder Düngemittelherstellung), für die Erzeugung von Nebenprodukt Wasserstoff bzw. in Überschuss produzierten Wasserstoff (By-Product, z. B. aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse) und sogenannten für den Handel produzierten H<sub>2</sub> (Merchant H<sub>2</sub>). Grundsätzlich zeigt diese Darstellung, dass entlang der Bundeswasserstraßen bereits zahlreiche bzw. große industrielle H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen existieren, siehe Abbildung 25.

ABBILDUNG 25 Grundsätzliche Definition / Unterscheidung der industriellen Wasserstoffnutzung



Quelle: LBST

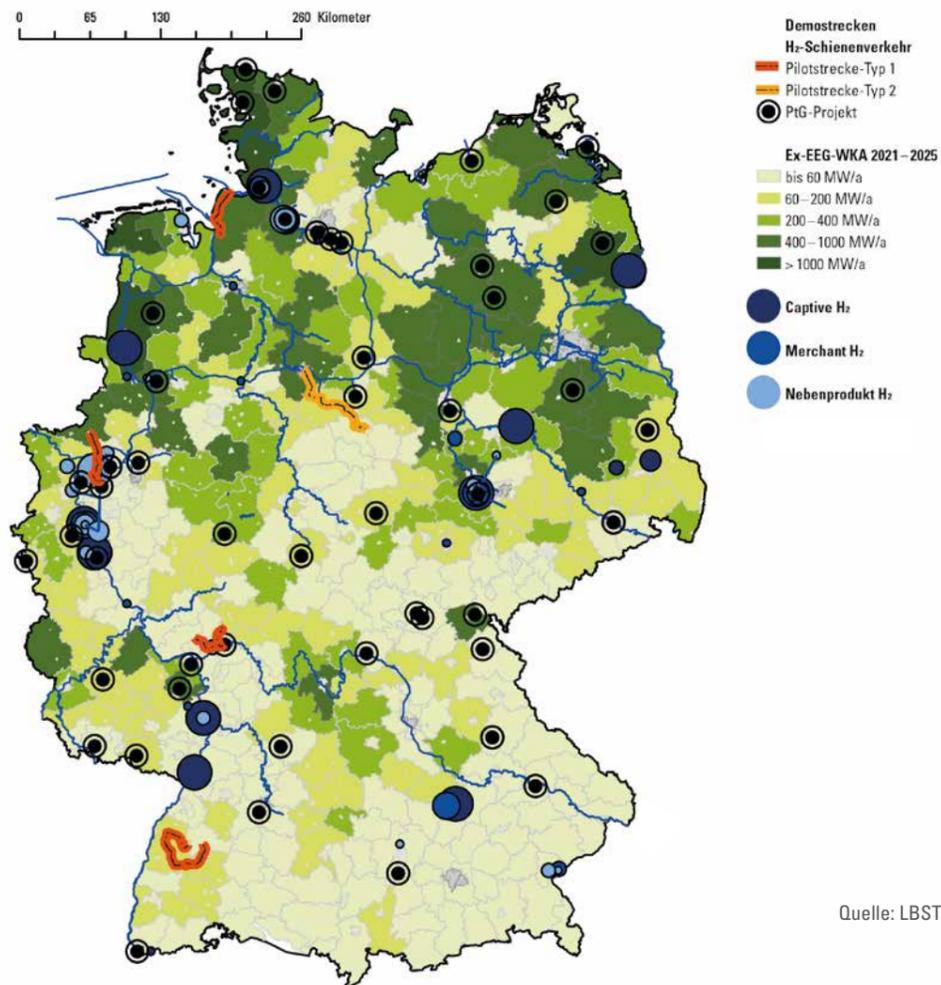
### 3.3.2.3 Regionen zur PtG-Erzeugung

In Abbildung 26 werden ergänzend zu den Informationen in Abbildung 24 bestehende Standorte von Power-to-Gas (PtG) Anlagen gezeigt. PtG Anlagen erzeugen mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff aus Strom. Zudem werden in dieser Karte kumuliert nach Landkreisen die Kapazitäten (MWel) der installierten Windkraftanlagen (WKA) dargestellt, die zwischen 2021 und 2025 aus der 20-jährigen EEG-Vergütung fallen. Diese Anlagen (Ex-EEG-WKA), die auch nach 20 Jahren technisch noch weiter betrieben werden können, könnten zukünftig für eine Wasserstoffherzeugung genutzt werden. Eine hohe Konzentration von „Ex-EEG-WKA“ fällt vor allem für Norddeutschland aus. Zudem zeigt Abbildung 26 erste Demostrecken für den

Einsatz von brennstoffzellenbetriebenen Triebwagen mit Wasserstoff als Kraftstoff, die Diesel-betriebene Züge auf nicht elektrifizierten Bahnstrecken ersetzen (werden). Diese Demostrecken wurden im Rahmen der Studie „BMVI-Projekt „H<sub>2</sub>-Infrastruktur für die Schiene“ im Jahr 2016<sup>27</sup> identifiziert und befinden sich teilweise in einigen Bundesländern in der Vorbereitung bzw. konkreten Umsetzung.

<sup>27</sup> Link: [https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160701-bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr/h2-schiene\\_ergebnisbericht\\_online.pdf](https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160701-bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf)

ABBILDUNG 26 Bundeswasserstraßen, Standorte mit industrieller Wasserstoffnutzung sowie Ex-EEG-Anlagen (2021–2025) und potenzielle Demostrecken für wasserstoffbetriebene Brennstoffzellezüge

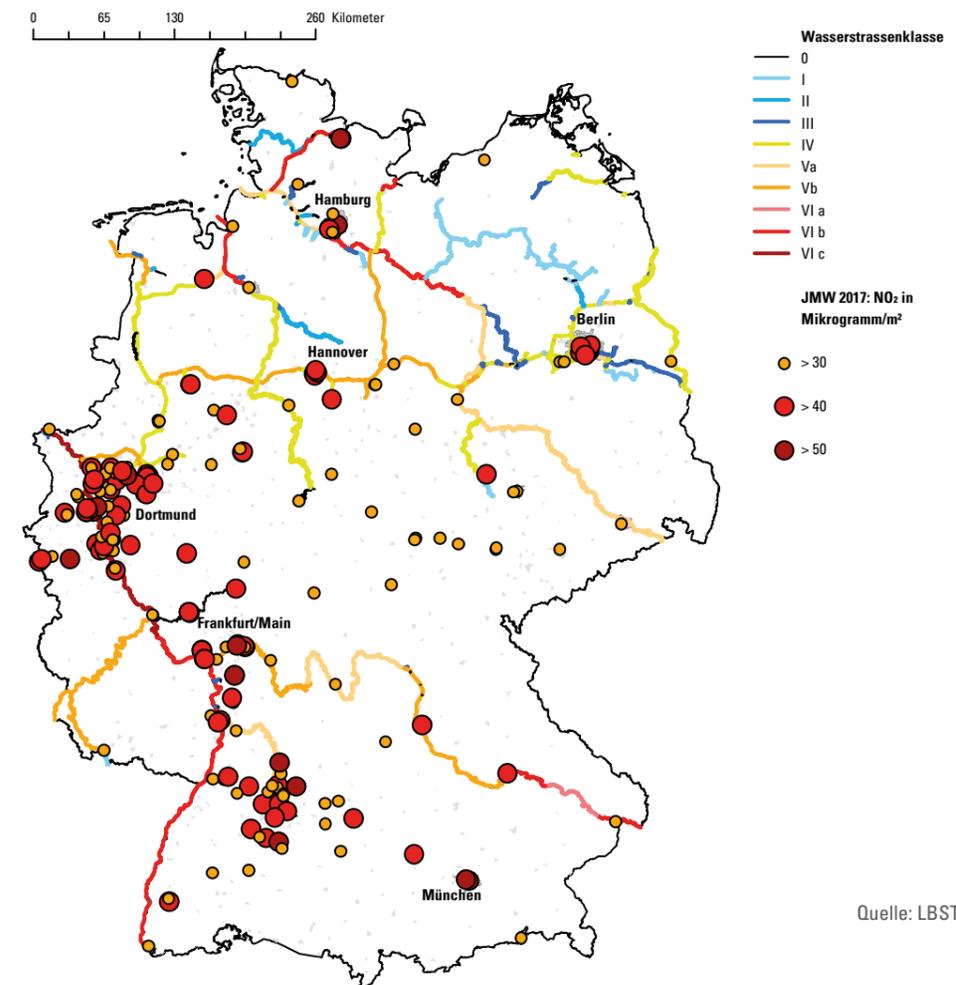


### 3.3.2.4 Kommunen mit hohem Handlungsdruck zur Luftschadstoffreduktion

In der folgenden Abbildung 27 werden entlang der Bundeswasserstraßen Kommunen mit gemessenen Überschreitungen der NO<sub>2</sub>-Grenzwerte (Jahresmittelwerte 2017)<sup>28</sup> aufgezeigt. Diese Kommunen wurden von der europäischen Kommission aufgefordert Maßnahmen zu ergreifen, um die Luftschadstoffe zu

reduzieren. Dabei könnte die Einführung von erneuerbaren Kraftstoffen wie Wasserstoff für den Verkehrssektor (z. B. Pkw, Busse, Lkw) sinnvoll sein und ggf. zu Synergien bei der Erzeugung, Logistik und Aufbau der Infrastruktur für die Binnenschifffahrt führen. Eine große Konzentration von Grenzwertüberschreitungen in den Kommunen ist insbesondere entlang des Rheins (NRW, Baden-Württemberg), Mains (Hessen), der Elbe (Hamburg) und in Berlin zu erkennen.

ABBILDUNG 27 Bundeswasserstraßenklassen und Kommunen mit Überschreitung der NO<sub>2</sub>- Grenzwerte



Im Folgenden werden exemplarisch die lokal-spezifischen strategischen und rechtlichen Rahmen von vier Städten und drei Regionen genauer untersucht bzw. dargestellt. Diese sollen auch als Beispiele für die weitere Diskussion und Identifizierung möglicher Anwendungsschwerpunkte für die Binnenschifffahrt dienen. Weitere Informationen zu den Grenzwerten für Luftschadstoffe in den deutschen Kommunen sind in Kapitel 2.2.2.3 zusammengefasst.

### 3.3.2.5 Anwendungsschwerpunkt Berlin

Exemplarisch für Binnenhafen und Fahrgastbeförderung

#### Luftreinhalteplan

Die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz arbeitet derzeit an der Fortschreibung des neuen Luftreinhalteplans bis 2025. Berlin hat die Grenzwerte für Stickstoffdioxid (s.o.) und in bestimmten Jahren auch die für Feinstaub nicht einhalten können. Die Fortschreibung zielt auf Maßnahmen, die techno-

<sup>28</sup> Grenzwert: NO<sub>2</sub> = 40 µg/m<sup>3</sup>

logisch und regulatorisch zur Verfügung stehen und verweist auch auf noch offene Rechtslücken. Konkret ist Berlin auch gerichtlich aufgefordert, Maßnahmen zu ergreifen. Nach einem Urteil des Verwaltungsgerichts der Hauptstadt vom Oktober 2018 muss Berlin für mehrere Straßen bis Mitte 2019 ein Diesel-Fahrverbot verhängen.<sup>29</sup>

#### *Binnenschifffahrt*

Laut einer Presseverlautbarung aus dem Frühjahr 2018 will Berlin gegen schmutzige Dieselmotoren auch in Binnenschiffen vorgehen. Aktuell verkehren in Berlin rund 150 Fahrgastschiffe. Hinzu kommen Güterschiffe und Privatboote. Die Regierungskoalition macht sich für eine wirksame Reduzierung der Schadstoffemissionen durch Güter- und Fahrgastschiffe auf den Gewässern der Stadt stark. Sie fordert insbesondere, dass Dieselschiffmotoren mit Rußpartikelfiltern aus- oder nachgerüstet und Binnenschiffe einschließlich der Ausflugsschiffe in die Umweltzonen einbezogen werden. Weil davon das Bundesrecht betroffen ist, möchte der Senat entsprechende Bundesratsinitiativen einleiten und auch auf eine Nutzungspflicht von Landstromversorgung in Häfen und an Anlegestellen auf Bundeswasserstraßen drängen. Auf Wasserstraßen des Landes gilt eine solche Nutzungspflicht bereits, allerdings nicht auf Spree und Havel, die zu den Bundeswasserstraßen zählen.

Außerdem will der Senat erreichen, dass eine Klimaschutzvereinbarung zwischen Senat, Verbänden und Reedereien geschlossen wird. Darin sollen sich Schifffahrtsunternehmen verpflichten, bis 2030 ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um 30 % und ihre Emissionen, primär Stickstoff, Feinstaub und Kohlenmonoxid, um 90 % zu reduzieren. Primär geht es dabei um die Umrüstung

bestehender Flotten mit Dieselpartikelfiltern (DPF) und darum, bei Neuinvestitionen auf alternative elektrische oder zumindest emissionsarme Antriebsformen zu setzen. Um die Nachrüstung von Fahrgastschiffen mit Dieselpartikelfiltern zu beschleunigen, fordert der Senat die Schaffung finanzieller Anreize. Direkte Fördermittel in Höhe von zusammen 600.000 EUR stehen landesseitig bereit, zudem werden Investitionszuschüsse, wie etwa Kostenvorteile für Liegeplätze und Schleusen, diskutiert. Die Berliner Fahrgastschifffahrt soll zum „Motor für die Entwicklung umweltfreundlicher Antriebsinnovationen“ werden. Güterschiffe und Privatboote sollen jedoch von den angedachten Maßnahmen nicht betroffen sein.

#### **3.3.2.6 Anwendungsschwerpunkt Hamburg**

##### *Exemplarisch für internationalen Hafen- und Küstenverkehr*

#### *Luftreinhalteplan*

Für die Freie und Hansestadt Hamburg wurde im Jahr 2004 ein erster Luftreinhalteplan aufgestellt. Im Juni 2017 erfolgte die 2. Fortschreibung. In Hamburg werden die Grenzwerte für Feinstaub, aber auch der Tagesmittelgrenzwert für Stickstoffdioxid an allen Messstationen eingehalten. Allerdings treten in Hamburg an einigen Messstellen Überschreitungen des Jahresmittelgrenzwertes für Stickstoffdioxid auf. Die 2. Fortschreibung des Luftreinhalteplans benennt zehn thematische Maßnahmenpakete mit gesamtstädtischer Wirkung, die jeweils eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen enthalten. Ein Maßnahmenpaket ist dabei die Schifffahrt.

#### *Binnenschifffahrt*

Im Hamburger Luftreinhalteplan vom Juni 2017 ist alleine die Schifffahrt für fast 40 % der gesamten Stickoxidbelastung der Hansestadt verantwortlich. Der Hamburger Hafen ist seit 2015 der zweitgrößte Binnenschiffhafen in Deutschland. Hier machen Schlepper, andere hafeninterne Verkehre und Binnenschiffe 11,3 % (897 von 7.944 t NO<sub>2</sub>) der Schifffahrtsmissionen aus.

Das Maßnahmenpaket Schifffahrt des Luftreinhalteplans enthält folgende Einzelmaßnahmen:

- Ersatz der schiffsseitig erzeugten elektrischen Energie (z. B. durch Landstrom),
- Entwicklung einer LNG-Infrastruktur,
- Förderung von modernen Antrieben für Fähren, Barkassen und Schlepper,
- Stärkung der hafeninternen Umfuhren von Containern auf dem Wasser und
- Stärkung der Infrastruktur für die Binnenschifffahrt.

In Hamburg existieren bereits Landstromanschlüsse für eine Vielzahl von Schiffen. Dazu gehören u. a. Binnenschiffe, Lotsenboote, Schlepper, Touristenboote, HADAG-Fähren, Schiffe der Wasserschutzpolizei sowie Schiffe und schwimmende Anlagen der HPA. Die Hamburg Port Authority hat gemeinsam mit anderen Häfen und mit Unterstützung der World Ports Climate Initiative (WPCI) eine Projektgruppe zur Thematik „Landstromanschluss“ gegründet, um die Nutzung dieser Technik auch für weitere Schiffsklassen und in weiteren Häfen voranzutreiben. Ferner sollen durch den Einsatz neuer, emissionsarmer Antriebstechnologien wie LNG, Elektro oder Wasserstoff, die Emissionen der hafeninternen Verkehre gesenkt werden.

In der Binnenschifffahrt wird bei Annahme von umfangreichen Flottenerneuerungen bei annähernd gleichbleibenden Schiffsanlaufzahlen bis 2025 ein Absinken um ca. 7 % der NO<sub>2</sub>-Emissionen prognostiziert. Die Hamburg Port Authority hat ab dem 1. Januar 2019 „grüne“ Hafengebühren für Binnenschiffe eingeführt. Im Prinzip werden Rabatte gewährt oder Aufpreise erhoben je nach Einstufung des Schiffsmotors nach ZKR oder NRMM Richtlinie.

#### *Klimaschutzstrategie*

Hamburg hat seit 2013 einen Masterplan Klimaschutz. Dieser zeigt eine Perspektive bis 2050 auf, um das CO<sub>2</sub>-Minderungsziel von 80 % zu erreichen. Im sogenannten Aktionsplan 2020 sind im Bereich Energie z. B. der Neubau und das Repowering von Windkraftanlagen oder das Thema Wärmeversorgungskonzept aufgeführt. Im Bereich Industrie, Gewerbe und Hafen werden die Selbstverpflichtung der Industrie zur Umsetzung von CO<sub>2</sub>-Minderungen und das Programm „Unternehmen für Ressourcenschutz“ weitergeführt. Mit der „Energiekooperation Hamburger Hafen“ wird die energetische Neuausrichtung des Hafens vorangebracht. Spezifische Angaben zur Binnenschifffahrt sind nicht zu finden.

#### **3.3.2.7 Anwendungsschwerpunkt Müritz**

##### *Exemplarisch für Sportboote*

#### *Luftreinhalteplan*

In seiner Bewertung der Luftgütedaten für 2017 hat das Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie in Mecklenburg-Vorpommern an keiner seiner Messstationen Grenzwertüberschreitungen festgestellt. Lediglich die langfristigen Ziele für Ozon wurden im Jahr 2017 noch nicht vollständig erreicht. Das betrifft sowohl das Langfristziel zum Schutz der Vegetation

als auch das Langfristziel zum Schutz der menschlichen Gesundheit. Die der Müritz am nächsten gelegenen Messstationen in Leizen und Güstrow zeigten das gleiche Bild. Alle Grenzwerte wurden zu jeder Zeit eingehalten. Da es keine Überschreitungen der einschlägigen EU-Grenzwerte oder der Bundesimmissionsschutzverordnung gibt, gab es bislang keine Verpflichtung, Luftreinhaltepläne oder Aktionspläne zu erstellen oder auch Umweltzonen auszuweisen.

### 3.3.2.8 Anwendungsschwerpunkt Bodensee

#### Exemplarisch für Sportboote

##### Luftreinhalteplan

Die Luftqualität in der Region Bodensee ist gut. Exemplarisch wurden die Städte Friedrichshafen und Konstanz genauer analysiert. Die Jahresmittelwerte für Feinstaub (PM 10) sowie Stickstoffdioxid liegen in Friedrichshafen allgemein weit unter den EU-Grenzwerten. Bei Feinstaub sind teilweise Überschreitungen des 24-Stunden-Mittels gegeben, allerdings weit unter der zugelassenen Überschreitungshäufigkeit von 35 mal per Kalenderjahr. Nach Einschätzung der Behörden verbessern sich diese Werte mit Blick auf Feinstaub und Stickstoffdioxid für Friedrichshafen von Jahr zu Jahr. Allerdings nimmt die Stadt an bestimmten Tagen bei Ozon einen negativen Spitzenplatz ein. Da es in Friedrichshafen in den vergangenen Jahren keine Überschreitungen der einschlägigen EU-Grenzwerte oder der Bundesimmissionsschutzverordnung gegeben hat, gibt es bislang keine Verpflichtung Luftreinhalte- oder Aktionspläne zu erstellen oder Umweltzonen auszuweisen. Eine ähnliche Lage gilt für die Stadt Konstanz am Bodensee. Auch hier können aus den Messungen bislang keine Verpflichtungen für Luftreinhaltepläne, Aktionspläne oder gar Umweltzonen abgeleitet werden.

### 3.3.2.9 Anwendungsschwerpunkt Duisburg

#### Exemplarisch für Binnenhafen

##### Luftreinhalteplan

Duisburg im Verbund mit Mülheim, Essen, Oberhausen im Westen (ca. 1.450.000 Personen und einer Gesamtfläche von 576 km) bilden das Ruhrgebiet West mit einem gemeinsamen Luftreinhalteplan „Ruhrgebiet-Teilplan West“ seit 2008.

Die Luftmessstationen in Duisburg zeigten, dass die Grenzwerte für PM10 und NO<sub>2</sub> in unzulässigem Umfang überschritten wurden, welche vornehmlich dem industriellen Bereich zugeordnet werden. Die aktuelle Fortschreibung des Luftreinhalteplans stammt aus dem Jahr 2011.

Der „Green-City-Plan Duisburg“ für eine nachhaltige und emissionsfreie Mobilität beinhaltet 30 Maßnahmen für die kommenden drei Jahre. Die Bewerbung um Gelder aus dem Förderprogramm „Saubere Luft 2017–2020“ wurde Ende September 2019 eingereicht. Keine dieser Maßnahmen bezieht sich jedoch auf den Binnenhafen oder die Binnenschifffahrt.

##### Binnenschifffahrt

Nicht nur steht in Duisburg das Deutsche Museum der Binnenschifffahrt, der Binnenhafen gilt mit all seinen Anlagen zudem als größter Binnenhafen der Welt. Rund 2.000 flussgängige Seeschiffe und mehr als 20.000 Binnenschiffe werden hier jährlich abgefertigt. Mit rund 137 Mio. Tonnen umgeschlagener Güter wird weiter ein standortbezogener Ausbau der Umschlagkapazitäten bis 2025 angenommen. Da Duisburg eine gute Kombination von Wasserwegen, Straßen und Schienen bietet, soll der intermodale Verkehr von heute 20 % auf 35 % ausgebaut werden. Durch eine Verlagerung der Transporte von der Straße auf das

Wasser kann beispielsweise das Segment der Binnenschifffahrt um bis zu 5 % wachsen. Mehr als 2 % der in NRW freigesetzten Feinstaubmenge ist bereits heute auf die Binnenschifffahrt zurückzuführen<sup>30</sup>

##### Klimaschutzstrategie

Im Dezernat für Umwelt, Klimaschutz, Gesundheit und Verbraucherschutz wurde eine Stabsstelle Klimaschutz eingerichtet, die den kommunalen Klimaschutz initiiert und koordiniert. Im November 2017 beschloss der Rat der Stadt die Umsetzung des „Klimaschutzkonzeptes Duisburg.Nachhaltig“. Das Konzept bewertet das Einsparpotenzial an CO<sub>2</sub> im Sektor Wirtschaft als besonders groß.

Mit dem Hinweis, dass u. a. aufgrund des großen Binnenhafens höchstwahrscheinlich der Sektor Verkehr hinter den Zielen der Bundesregierung zurückbleiben wird, wird erhofft, dass erfolgreiche Maßnahmen der Industrie dieses abfedern können. Standpunkt ist, dass eine lahmende Entwicklung alternativer Mobilitätsformen – hier sind explizit auch synthetische Kraftstoffe und Brennstoffzellen genannt – einen großen Spielraum für fehlerhafte Prognosen bietet<sup>31</sup>. Ferner gibt es Verweise auf den Duisburger Hafen und sein „Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Duisport“. Allerdings wird in Bezug auf Emissionsminderungsziele für Schiffe im Hafen derzeit lediglich auf die Förderung der Marktentwicklung von LNG und LNG-Infrastruktur eingegangen, Brennstoffzellenantriebe spielen noch keine Rolle. Hier werden am Hafenstandort Synergien zwischen Straßenverkehr und Schifffahrt erhofft<sup>32</sup>. Aus letzteren Punkten könnte sich schließen lassen, dass die Stadt der Fortentwicklung anderer Antriebsformen offen bis positiv gegenübersteht.

### 3.3.2.10 Anwendungsschwerpunkt Mannheim

#### Exemplarisch für Gütertransport und Rheinschifffahrt

##### Luftreinhalteplan

Der erste Luftreinhalteplan für Mannheim wurde 2006 präsentiert und sah 19 Maßnahmen vor. Im Jahr 2012 wurde der Luftreinhalteplan fortgeschrieben. Generell sieht die Stadt besonders bei den CO<sub>2</sub>-Werten Handlungsbedarf. Und obwohl an Rhein und Neckar gelegen, ist im Maßnahmenkatalog der Fortschreibung des Luftreinhalteplan mit Stand Juni 2018 keine der 25 Maßnahmen der Binnenschifffahrt oder dem Hafen gewidmet.

##### Binnenschifffahrt

Im Mannheimer Hafen werden Produkte von insgesamt knapp 9 Mio. t umgeschlagen. Monatlich machen zwischen 600–700 Schiffe im Häfen fest. Binnenschifffahrt ist ein zentrales Element der Stadt an zwei Flüssen, immerhin Ort der Unterzeichnung der Mannheimer Akte.

##### Klimaschutzstrategie

Das Mannheimer Klimaschutzkonzept 2020 hat das Ziel, eine lokale Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 40 % zu erreichen. Als Oberzentrum der Metropolregion Rhein-Neckar übernimmt die Mannheimer Klimaschutzagentur die Koordinierung der Maßnahmen. Allerdings finden sich auch in dieser Strategie keine Aktivitäten in Bezug auf die Binnenschifffahrt oder den Hafen.

<sup>30</sup> <https://www.waz.de/staedte/duisburg/hafen-duisburg-eroeffnet-strom-tankstellen-fuer-schiffe-id216709189.html>, Stand: 3. Mai 2019

<sup>31</sup> „Klimaschutzkonzept Duisburg.Nachhaltig“, S. 85 ff.

<sup>32</sup> „Klimaschutzkonzept Duisburg.Nachhaltig“, S. 219 ff.

### 3.3.2.11 Anwendungsschwerpunkt Main-Donau (Nürnberg)

#### Exemplarisch für Fahrgastbeförderung

##### Luftreinhalteplan

Im Dezember 2004 wurde der erste Luftreinhalteplan der Stadt Nürnberg beschlossen. Die erste Fortschreibung erfolgte 2010 und die zweite im Herbst 2017.

In der aktuellen Version wird die zunehmende Bedeutung der Flußkreuzfahrten in Deutschland thematisiert. So hat die Stadt die provisorische Anlage am Nürnberger Hafen zu einem neuen Personenschiffahrtshafen für Kabinenschiffe ausgebaut. Um während der Liegezeiten die Luftschadstoffe zu minimieren, wurden die Liegestellen mit einer Landstromversorgung ausgestattet. Seit 2017 ist ihre Nutzung verbindlich, geliefert wird „Ökostrom“ durch das örtliche Energieunternehmen „N-ERGIE“.

Das Gesamtgüteraufkommen betrug im Jahr 2015 insgesamt 15,1 Millionen Tonnen, von denen 0,3 Millionen Tonnen, also 2 % per Schiff, transportiert wurden. Auch in Nürnberg wird angestrebt, mehr Güterverkehr auf Bahn und Schiff zu verlagern, explizit auch, um damit die Funktion des Hafens als Güterverkehrszentrum zu stärken.

##### Green-City-Plan

Der „Masterplan für nachhaltige und emissionsfreie Mobilität“ wurde im Juli 2018 erstellt. Zur Binnenschiffahrt gibt es die Maßnahme einer Verbesserung der Landstromversorgung im Hafen. Für die energie-

intensiven Kreuzfahrtschiffe soll das Landstromversorgungsangebot von 400 Ampere auf 800 Ampere (Doppelanschluss Powerlock) verbessert werden.

##### Binnenschiffahrt

Im Jahr 2017 fanden ca. 1.000 Anlegevorgänge statt und es passierten ca. 1.300 Fahrgastschiffe und ca. 4.100 Güterschiffe die Schleusen. Durch den Berufsschiffsverkehr kommt es im Jahresmittel zu NO<sub>2</sub>-Zusatzbelastungen. Diese treten vor allem entlang der Fahrrinnen und Bereichen mit längeren Liegezeiten, wie in den Personenhäfen, im Bereich der Schleusen und im Güterverkehrshafen auf.<sup>33</sup>

##### Klimaschutzstrategie

Seit 1990 entwickelt die Stadt Klimaschutzpläne für die kommende Dekade. Im Jahr 2012 wurden ferner der „Energienutzungsplan 2030“ sowie die „Energieeffizienzstrategie Nürnberg 2050“ verfasst, welche Grundlage für den langfristig angelegten „Klimafahrplan 2010 – 2050“ waren.

Zentrale Ziele darin sind:

- Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050
- 20/20/20 – Ziel bis 2020 (20 % Reduktion, 20 % Effizienzsteigerung und 20 % Erneuerbare Energien)
- Weiterentwicklung von Umsetzungsstrategien zur Klimaanpassung

Der Klimafahrplan beinhaltet sowohl Strategien und Maßnahmen zum Klimaschutz (Mitigation) als auch Anpassungsstrategien an den Klimawandel (Adaptation). Für die Binnenschiffahrt sind die bereits oben adressierten Punkte des Landstromanschlusses dort aufgeführt. Weitere Aktionspunkte für die Binnenschiffahrt gibt es nicht.

### 3.3.3 Darstellung potentieller Anwendungsregionen

Auf Basis der oben dargestellten Kriterien werden in Abbildung 30 beispielhaft potenzielle Anwendungsregionen für strombasierte Kraftstoffe in der Binnenschiffahrt diskutiert.

Grundsätzlich stellt der Rhein die wichtigste Wasserstraße (Kraftstoffverbrauch, Emissionen) für den Güterverkehr in der Binnenschiffahrt dar. Aufgrund der vielen Industriestandorte bestehen grundsätzlich Anknüpfungspunkte für die weitere Nutzung von erneuerbaren Kraftstoffen, sowohl für die Binnenschiffahrt als auch für die industrielle Nutzung bzw. Herstellung (z. B. Raffinerien, Stahlherstellung, Ammoniak) von reinem Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen. Zudem weisen viele Kommunen Grenzwertüberschreitungen der NO<sub>2</sub>-Jahresmittelwerte auf und müssen Strategien zur Minderung der Luftschadstoffbelastungen entwickeln und umsetzen – insbesondere für den Verkehr. Auch hier können Synergien beispielsweise beim Aufbau und der Logistik einer alternativen Kraftstoffversorgung (HRS = Hydrogen Refuelling Stations, Wasserstoff-Tankstellen für Pkw, Lkw, Busse und Züge oder auch Tankstellen für LNG Nutzfahrzeuge) für Nullemissionsantriebe mit Wasserstoff erschlossen werden.

Zudem fallen ab 2021, insbesondere im nördlichen Teil Deutschlands, viele Windkraftanlagen (WKA) aus der 20-jährigen EEG-Förderung. Viele dieser Anlagen sind jedoch technisch noch vollständig betriebsbereit und könnten zukünftig für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden. Bereits heute gibt es zunehmend erste „Power-to-Gas“ (PtG) Anlagen, die Wasserstoff bzw. synthetische Kraftstoffe aus Windstrom erzeugen.

Neben der Schiffe für die Güterbeförderung stellen auch viele Tagesausflugs- und Kabinenschiffe interessante Anwendungsregionen dar (z. B. Berlin, entlang Main-Donau, in Sachsen, Mecklenburg-Vorpommern). Hier können insbesondere Reeder gezielt adressiert werden die lokal mehrere Schiffe betreiben und umrüsten könnten.

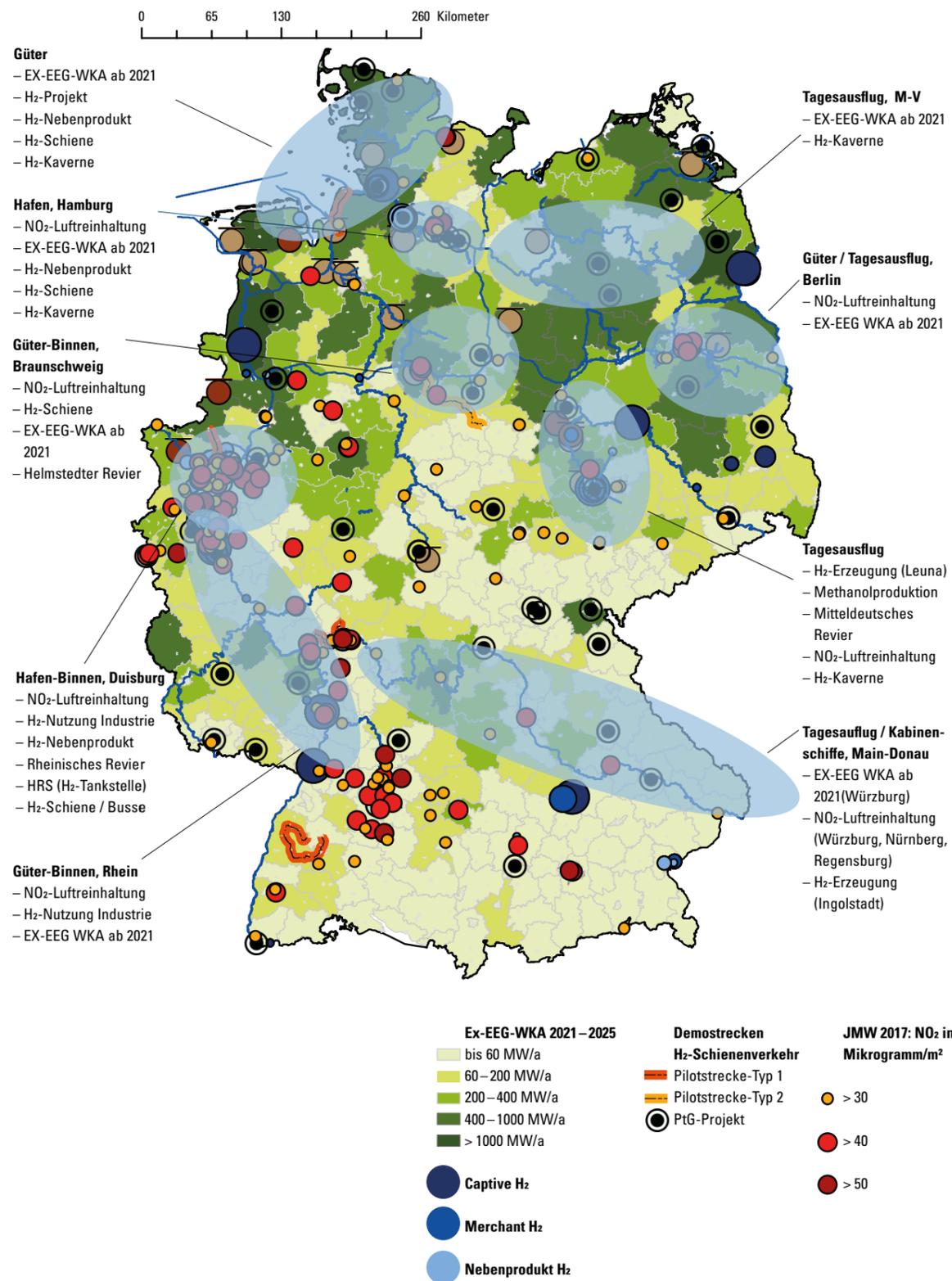
Die Transformation der Kohlereviere bzw. der damit verbundene Umbau und Aufbau von Infrastrukturen könnte zudem ein weiteres Potenzial eröffnen, um beispielsweise bei der Schaffung neuer Seen oder dem gezielten Ausbau von erneuerbaren Energiesystemen alternative Antriebssysteme für die Binnenschiffahrt miteinzuführen.

Derzeit erarbeitet die WSV ein Konzept zur Umstellung von Behördenschiffen auf alternative Antriebssysteme. Hier könnten regional interessante Potenziale für die Infrastrukturentwicklung von alternativen Kraftstoffen genutzt werden.

Die folgende Karte in Abbildung 28 zeigt einige ausgewählte „Hotspots“ und mögliche Ansatzpunkte für die weitere Entwicklung von konkreten Umsetzungsprojekten, z. B. durch Nutzung vorhandener Infrastrukturen bzw. Projekte (H<sub>2</sub>-Erzeugung, Nutzung EX-EEG WKA ab 2021, H<sub>2</sub>-Schienen- oder Busprojekte, Regionen mit hohen Luftschadstoffbelastungen und Handlungsdruck zur Minderung der verkehrsbedingten Emissionen usw. ...).

<sup>33</sup> [https://dokumente.nuernberg.de/vpl/masterplan\\_nachhaltige\\_und\\_emissionsfreie\\_mobilitaet\\_stadt\\_nuernberg.pdf](https://dokumente.nuernberg.de/vpl/masterplan_nachhaltige_und_emissionsfreie_mobilitaet_stadt_nuernberg.pdf), S. 59 ff.

ABBILDUNG 28 Ausgewählte Beispiele für mögliche Anwendungsschwerpunkte



## 4 Technisch-wirtschaftlicher Vergleich strombasierter Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt

### 4.1 Zusammenfassung

#### Annahmen EE-Kraftstofferzeugungspfade:

- Alle strombasierten Kraftstoffe basieren auf Wasserstoff, weshalb die Elektrolyse eine wichtige Schlüsseltechnologie für die erneuerbare Kraftstofferzeugung darstellt. Bis 2030 werden weitere wesentliche technische Verbesserungen (Wirkungsgrad und Kostenreduktionen) erwartet.
- Der erzeugte Wasserstoff dient zur Weiterverarbeitung und Erzeugung synthetischer Kraftstoffe (E-MeOH, E-LNG, E-Diesel). Dazu wird erneuerbares CO<sub>2</sub> benötigt und zugeführt.
- Annahmen für die LCA-Betrachtung:
  - Wirkungsgrad PEMEL / AEL  
 2020 = 59 %<sub>Hi</sub>  
 2030 = 72 %<sub>Hi</sub>
  - Für die Gewinnung von erneuerbarem CO<sub>2</sub> soll die Abwärme aus der Elektrolyse und Synthese genutzt werden.
  - 2020: Kurzfristig kann CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung genutzt werden.
  - 2030+: Langfristig soll CO<sub>2</sub> aus der Luft extrahiert werden (Direct Air Capture) und nicht aus Biomasse (Nutzungskonkurrenz und begrenzte nachhaltige Biomassepotenziale).

#### Bevorratung an Bord und Bunkern:

- Annahme: Für die weitere Untersuchung wird ein gleichbleibendes Bauvolumen für die ausgewählten Referenzschiffe angenommen (verbauter Raum für Kraftstofftank und Motor), da dieses die Transportwirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflusst.

#### Ergebnisse der WtT Analyse

##### (Well-to-Tank – Kraftstoffbereitstellung):

- Reine Wasserstoff-Nutzungspfade haben einen deutlich geringeren Energieaufwand als die mit weiterverarbeiteten synthetischen EE-Kraftstoffe (E-LNG, E-Methanol, E-Diesel) bzw. LOHC.
- Stromkosten haben den größten Einfluss auf PtX-Kraftstoffkosten und bestimmen maßgeblich die Kosten der in dieser Studie betrachteten alternativen Antriebssysteme.
- Die Kosten alternativer Kraftstoffe liegen deutlich über den fossilen Diesel-Kraftstoffen. Wesentliche Kostenkomponente auch hier: der Strompreis.

#### Empfehlung WtT-Analyse:

- Durch eine gezielte Förderung von EE-Pfaden, v. a. zur EE-Stromerzeugung (Windkraftanlagen, PV) können die Kosten für EE-Kraftstoffe weiter und schneller reduziert werden.

- Der Import von alternativen Kraftstoffen kann zu niedrigeren Kraftstoffgestehungskosten als die Produktion von alternativen Kraftstoffen in Deutschland führen. Bei CGH<sub>2</sub> sind sie im Fall des H<sub>2</sub>-Imports über H<sub>2</sub>-Pipeline aus Nordafrika um etwa ein Drittel niedriger (1,20 € pro l Dieseläquivalent statt etwa 1,85 € pro l Dieseläquivalent). Bei synthetischen flüssigen Kraftstoffen über Power-to-Liquid in Nordafrika und Import nach Deutschland über Tankschiff sind die Kraftstoffgestehungskosten um etwa 50 % niedriger als bei der Produktion in Deutschland (1,30 € pro l Diesel statt 2,64 € pro l Diesel).

#### Ergebnisse der TtP-Analyse

##### (Tank-to-Propeller – Schiffsbetrieb):

- Durch die Analyse der Referenzschiffe wird deutlich, dass für den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen an Bord von volumenkritischen Schiffen, wie bspw. Passagierschiffe, Änderungen des Nutzungsprofils und der Bunkerfrequenz notwendig sind. Sind diese Änderungen nicht möglich, müssen Kraftstoffe mit hohen volumetrischen Energiedichten zur Anwendung kommen.
- Anwendungen, bei denen ausreichend Raum zur Kraftstoffbevorratung zur Verfügung steht, ermöglichen auch den Einsatz von Kraftstoffen mit geringen volumetrischen Energiedichten.
- Aufgrund des höheren Wirkungsgrades im Nenn- und Teillastbetrieb der Brennstoffzelle ergeben sich insgesamt geringere Kraftstoffverbräuche und damit Betriebskosten im Vergleich zu Verbrennungsmotoren.

#### Empfehlung TtP-Analyse:

- Die Umstellung auf EE-Kraftstoffe mit geringeren volumetrischen Energiedichten erfordern:
  - Anpassung der Nutzungsprofile / Betankungen und /oder
  - Anpassung des Schiffsdesigns

#### Zusammenfassung der WtP-Analyse

##### (Well-to-Propeller – Gesamtkette):

- Kraftstoffkosten (v. a. EE-Strom) dominieren die Gesamtkosten.
- Kosten für Schiffsantriebssysteme sind noch nicht verlässlich abschätzbar, da Systeme noch nicht ausreichend für Schiffe entwickelt und erprobt wurden. Jedoch bietet die Nutzung von Synergien mit anderen Verkehrssektoren und dem Energiesektor das Potenzial zur signifikanten Kostenreduktion, z. B. für PEMFC im Straßenverkehr und SOFC für stationäre Anwendungen.

#### Zusammenfassende Empfehlung aus WtP-Analyse:

- THG- & Schadstoff-Emissionen von EE-Kraftstoffen mit Brennstoffzellen sind quasi null.
- Die Kosten der alternativen Kraftstoffe und Antriebe sind höher als bei Diesel auf Basis von konventionellem Rohöl. Die Kraftstoffkosten werden maßgeblich durch die Kosten für den eingesetzten Strom bestimmt. Die Kosten für den Antrieb werden bei CGH<sub>2</sub> dominiert durch die Kosten für den CGH<sub>2</sub>-Speicher, bei LOHC, Methanol, LNG und Diesel durch die Kosten für das Brennstoffzellensystem inklusive Reformierung oder Dehydrierung.
- Reine Wasserstoff-Nutzungspfade haben einen deutlich geringeren Energieaufwand als weiterverarbeitete synthetische EE-Kraftstoffe (E-LNG, E-Methanol, E-Diesel) bzw. LOHC. Jedoch erfordern reine H<sub>2</sub>-BZ-Systeme einen größeren Bauraum für den Kraftstoffspeicher aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von CGH<sub>2</sub> gegenüber Dieselmotoren.

TABELLE 16 Kraftstoffpfade und Antriebssysteme

	Kraftstoff	Pfad	Antrieb
Fossil	Diesel aus konv. Rohöl	EU-Mix / Fossiler Vergleichskraftstoff	ICE
Erneuerbar	E-CGH <sub>2</sub>	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse an der H <sub>2</sub> -Tankstelle, Kompression 35/50/70 MPa	PEMFC
	E-LH <sub>2</sub>	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, Verflüssigung, Verteilung	PEMFC
	E-LOHC	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, Hydrierung, Verteilung	PEMFC
	E-Methan als LNG	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, CO <sub>2</sub> aus der Luft, Methanisierung, Transport, Verflüssigung an der Tankstelle	SOFC
	E-Methanol	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, CO <sub>2</sub> aus der Luft, Methanolsynthese, Aufbereitung, Verteilung	HT-PEMFC
	E-Diesel	100 % EE-Mix (Wind, Solar), CO <sub>2</sub> aus der Luft, Fischer-Tropsch-Synthese, Raffinerie, Verteilung	SOFC

## 4.2 Methodik

Im Rahmen dieser Studie wurde für die WtP-Analyse folgende Pfade ausgesucht, siehe Tabelle 16.

Grundsätzlich bestehen aber auch weitere Konzepte, z. B. zentrale H<sub>2</sub>-Elektrolyse oder Import von H<sub>2</sub> oder anderen alternativen Kraftstoffen, die Nutzung von „Verteilhubs“ oder die Nutzung von Wechselbehältern zur Kraftstoffversorgung.

Die **Bilanzgrenze** für die Analysen in dieser Studie ist „Well-to-Propeller“ für die Zeiträume „Heute / 2020“ sowie „Perspektive / 2030+“. Der geographische Fokus der Analysen liegt auf Deutschland.

Die Berechnung von **Treibhausgasemissionen** erfolgt auf Basis von JRC/EUCAR/CONCAWE [JEC 2014] und der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien [EU-RED 2018]. Die sogenannten grauen Emissionen aus der Herstellung der Strom- sowie PtX-Produktionsanlagen werden dementsprechend in dieser Studie nicht betrachtet. Bei PV- und Windkraftanlagen sind diese sehr gering gegenüber dem aktuellen Strommix bzw. Referenzkraftstoffen. Mit Blick auf die UN-Ver einbarung der Pariser Ziele werden darüber hinaus mit

zunehmendem Einsatz von erneuerbaren Energien auch in industriellen Prozessen sowie dem Schließen von Rohstoffkreisläufen die grauen Emissionen tendenziell weiter sinken.

Für die Berechnung der Klimawirkung werden THG-Wirkungsfaktoren analog zu RED II zugrunde gelegt. Diese basieren auf IPCCs 4th Assessment Reports (AR4), siehe Tabelle 17 mit den Faktoren aus AR4 und AR5 zum Vergleich.

TABELLE 17 Treibhausgasfaktoren nach IPCC

g CO <sub>2</sub> eq/g	IPCC AR4	IPCC AR5
CO <sub>2</sub>	1	1
CH <sub>4</sub>	25	30
N <sub>2</sub> O	298	265
Referenz	[IPCC 2007]	[IPCC 2013, Table 8.A.1]
Verwendung	EU RED, diese Studie	

Über die in Tabelle 17 genannten Treibhausgase hinaus ist beispielsweise auch **Black Carbon (BC)** als klimarelevante Emission einzustufen. Diese Unterarten an Rußpartikeln stellen primär eine Schadstoffemission dar, haben jedoch auch eine Klimawirkung. Diese Klimawirkung kann das mehrere hundert- [Boucher & Reddy 2008] bis mehrere tausend-fache [IPCC 2013,

S. 740, Table 8.A.6] über der von CO<sub>2</sub> liegen, wird bislang jedoch nicht im Kanon der IPCC-Faktoren (siehe Tabelle 17) mitgeführt, so dass diese bei den Treibhausgasberechnungen in dieser Studie ebenfalls nicht berücksichtigt wurde. Black Carbon Emissionen aus der Kraftstoffnutzung im Verkehr können durch elektrische Antriebssysteme robust vermieden werden.

Für die Berechnung der kumulierten Energieverbräuche wird in dieser Studie die **Wirkungsgradmethode** verwendet, vergleichbar dem Vorgehen bei internationalen Organisationen wie IEA, EUROSTAT oder ECE. Bei dieser Methode wird für Strom aus erneuerbaren Quellen, wie z. B. Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie, die keinen Heizwert haben, der erzeugte erneuerbare Strom zu 100 % Wirkungsgrad angenommen.

Die **Kostenkalkulation** erfolgt soweit als möglich auf Basis einer Vollkostenrechnung mit dem Ziel, eine Vergleichbarkeit der Kosten zu gewährleisten, unabhängig von ggf. heute unterschiedlichen und für die Zukunft ggf. veränderten regulatorischen Randbedingungen. Für den fossilen Vergleichskraftstoff wird die Energiesteuer zur Information mitgeführt, da dieses einen möglichen Hebel für die Einführung alternativer Kraftstoffe darstellen kann. Ansonsten erfolgt die ökonomische Analyse exklusive Steuern, Abgaben, CO<sub>2</sub>-Preisen o.ä.

Die Darstellung der Kosten alternativer Kraftstoffe und Antriebssysteme erfolgt auf Basis neuer Anlagen (z. B. neue Stromerzeugungsanlagen, neue PtX-Infrastruktur und neue Brennstoffzellensysteme). Als

Abschreibungsdauer ist die Lebensdauer bis zur ersten Überholung angesetzt. Für die Kapitalkosten wurde ein Zinssatz von 4 % angenommen<sup>34</sup>.

Für die spezifischen Investitionen in neue Anlagen, z. B. für die EE-Stromerzeugung, PtX-, Transport- und Verteil-Infrastrukturen, wurden **Lernkurven** angenommen. Für die EE-Stromerzeugung, Wasserelektrolyse und Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Extraktion aus der Luft sind diese Lernkurven im nachfolgenden Kapitel ausgeführt.

## 4.3 Basisannahmen

### 4.3.1 Energiekosten

Für die Bereitstellung des **erneuerbaren Stroms** für die Produktion von Power-to-X Kraftstoffen wird ein Mix aus Photovoltaikstrom und Windkraft angenommen.

Bislang konzentrierte sich die Projektierung von EE-Anlagenparks in Deutschland und Europa fast ausschließlich auf einzelne Stromerzeugungstechnologien. Mit fortschreitender Kommerzialisierung und steigenden Anforderungen bezüglich EE-Integration und Stromsystemdienstleistungen werden zunehmend **Hybriderzeugungskonzepte** diskutiert und gehen in die konkrete Planung, wie z. B. [Vattenfall 2019].

Durch die Annahme des Baus von **Neuanlagen** wird eine reine Opportunitätsbetrachtung auf Basis von z. B. langjährig abgeschriebener Wasserkraftanlagen oder ab 2020 aus der EEG-Förderung fallenden EE-Anlagen ausgeschlossen. Diese Mengen stehen nur in einem begrenzten Umfang zur Verfügung. Zudem wird durch

TABELLE 18 **Techno-ökonomische Annahmen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom für 2020 und 2030+**

		Heute / 2020			Perspektive / 2030+			Referenzen
		PV	Onshore-Wind	PV-Wind-Hybrid	PV	Onshore-Wind	PV-Wind-Hybrid	
Installierte Leistung	MW	100	100		100	100		
Lebensdauer	a	25	25		25	25		
Äquivalente Jahres-Vollbenutzungsdauer	h <sub>Äq.</sub> /a	1.105	2.688	3.603	1.105	2.688	3.603	[ISE 2018], [Dt. Wind-Guard 2015]
Stromerzeugung	GWh/a	110,5	268,8	360,3	110,5	268,8	360,3	
Investment	€/kW	750	1567		486	1437		
	Mio. €	75,0	156,7		48,64	143,68		
Kapitalkosten	Mio. €/a	4,8	10,0		3,11	9,2		
O&M	€/(kW*a)	10	56		10	56		[ISE 2018], [Dt. Wind-Guard 2015]
<b>Summe</b>	<b>Mio. €/a</b>	<b>1,0</b>	<b>5,6</b>		<b>1,0</b>	<b>5,6</b>		
	<b>Mio. €/a</b>	<b>5,8</b>	<b>15,63</b>	<b>21,43</b>	<b>4,11</b>	<b>14,8</b>	<b>18,91</b>	
	<b>€/kWh</b>	<b>0,052</b>	<b>0,058</b>	<b>0,059</b>	<b>0,037</b>	<b>0,055</b>	<b>0,052</b>	

Annahme zusätzlicher Stromerzeugungskapazitäten für die Kraftstoffproduktion eine bilanzielle Verschlechterung der Treibhausgasbilanz des Stromsektors vermieden. Dies ermöglicht eine robuste Vergleichsbasis ohne Beschränkung der Allgemeinheit in den Aussagen.

Die für diese Studie zugrunde gelegten techno-ökonomischen Annahmen für die EE-Stromerzeugung sind in Tabelle 18 dargelegt.

Tabelle 19 zeigt die Annahmen für die **Rohölpreise**, die dem „Sustainable Development“ Szenario von [IEA 2018] entnommen wurden. Für die Umrechnung von US\$ nach EUR wurde ein Wechselkurs von 0,89 €/US\$ angenommen.

TABELLE 19 **Rohölpreise und resultierender Dieselpreis**

	Einheit	2020	2030	Referenz
Rohöl	US\$/bbl	60	72	[IEA 2018]
	€/bbl	53	64	
	€/t	395	474	
	€/kWh	0,034	0,040	
	€/GJ	9,3	11,2	
Diesel	€/l	0,47	0,55	
	€/kWh	0,047	0,055	
	€/GJ	13,2	15,2	

Die in Tabelle 19 dokumentierten **Dieselpreise** ergeben sich auf Basis der Rohölkosten, die nach [JEC 2007] bei einem Rohölpreis von 50 US\$/bbl etwa 30 % der Raffineriekosten bezüglich des energetischen Rohölinput ausmachen (entsprechend ca. 2,6 €/l Diesel). Der Rohölinput beträgt etwa 1,107 MJ pro MJ Dieselprodukt. Dies führt bei einem Rohölpreis von 50 US\$/bbl zu 10,3 €/GJ Diesel in 2020 und 12,4 €/GJ Diesel in 2030. Hinzu kommen noch Kosten für den Transport, die Verteilung und die Abgabe des Diesels. Diese belaufen sich auf etwa 0,2 €/GJ Diesel.

<sup>34</sup> Stellvertretertechnologie für die Kostenberechnungen, d. h. ohne weitergehende (spekulative) Differenzierung der beiden prinzipiell und mit hohem Technologiereifegrad verfügbaren Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien AEL und PEMEL.

Die resultierenden **EE-Stromerzeugungskosten** sowie die Annahmen für Diesel aus konventionellem Rohöl sind in Tabelle 20 aufgeführt.

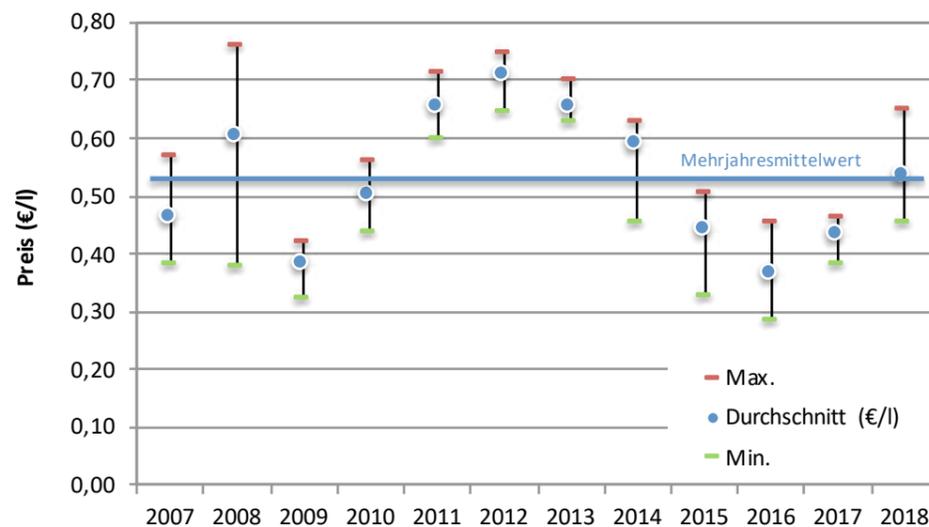
TABELLE 20 **Kostenannahmen für fossilen Diesel und erneuerbaren Strom 2020 / 2030+**

	Einheit	2020	2030+	Bemerkung
Diesel aus konventionellem Rohöl	ct/l <sub>Diesel</sub>	47	55	basierend auf [IEA 2018], inkl. Verteilung, ohne Bepreisung des CO <sub>2</sub>
	ct/kWh <sub>Diesel</sub>	4,8	5,5	
EE-Strom (Wind-PV-Hybrid)	ct/kWh <sub>e</sub>	5,9	5,2	ex Kraftwerk

In den vergangenen 15 Jahren ist der Rohölpreis sehr hohen Schwankungen zwischen 40 und 120 US\$/bbl unterlegen [IEA 2018]. Abbildung 29 zeigt den Verlauf und die Volatilität des Dieseldieselpreises in den letzten zehn Jahren für gewerbliche Abnehmer frei Verbrauchsstelle (exkl. Umsatzsteuer, inkl. Energiesteuer, inkl. Erdölbevorratungsbeitrag).

Der Dieselpreis kann aus Endnutzersicht demnach innerhalb eines Jahres leicht in einem Band von 10 bis über 60 % des Jahresmittelwerts schwanken. Von 2007 bis 2018 schwankten die Jahresmittelwerte von Diesel um  $\pm 30\%$  (von 0,29 €/l bis 0,76 €/l) vom Mehrjahresmittelwert (ca. 0,53 €/l). Durch die Befreiung der Binnenschifffahrt nach § 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 [EnergieStG 2006] in Höhe von 0,4704 €/l (für Gasöl mit einem Schwefelgehalt <10 mg/kg) schlagen sowohl die unterjährigen als auch die jährlichen Schwankungen des Rohölpreises deutlich beim Abnehmer durch.

ABBILDUNG 29 **Verlauf und Volatilität Dieseldieselpreise 2007–2018 für Großverbraucher, ohne Umsatzsteuer, ohne Energiesteuer**



Quelle: LBST auf Basis von Destatis 12/2018

#### 4.3.2 Steuern, Abgaben und Gebühren in der Schifffahrt

##### a) Energiesteuer

Kraftstoffe zum Antrieb gewerblicher Binnenschiffe sind nach § 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 bis 3 [EnergieStG 2006] von der Energiesteuer befreit.

Im EnergieStG wird aktuell nur bei land- und forstwirtschaftlicher Verwendung nach der Umweltqualität (fossil, erneuerbar, etc.) des Energieträgers unterschieden, hier speziell bei der Biodieselnutzung.

##### b) Wasserwegeabgaben

Die gewerbliche Binnenschifffahrt (Personen oder Güter) ist seit dem 1. Januar 2019 von Schifffahrtsabgaben sowie Hafens- und Ufergeldern auf Bundeswasserstraßen und bundeseigenen Häfen, Liege- und Umschlagstellen befreit [WSV 2019]. Ausgenommen davon ist der Nord-Ostsee-Kanal (NOK) sowie die Mosel, für deren Befahrung und Nutzung der Anlagen (Schleusen etc.) Schifffahrtsabgaben weiterhin erhoben werden [Binnenschifffahrt online 2019].

Eine ggf. auch aufkommensneutral gestaltbare Bonus-/Malus-Differenzierung der verbliebenen Befahrungsabgaben auf Bundeswasserstraßen nach Umweltkriterien könnte ein begleitendes Instrument für die Einführung von alternativen Kraftstoffen- und Antriebssystemen bei Binnenschiffen in Deutschland sein. Da dies bislang nicht erfolgt ist, werden Befahrungsabgaben in den Kostenanalysen dieser Studie nicht berücksichtigt.

##### c) Hafengebühren

Für das Anlegen, Übernachtung und sonstige Leistungen sind üblicherweise Liege- sowie ggf. weitere Gebühren an den Hafentreiber zu entrichten. Mit diesen finanziert der Hafentreiber seine Anlagen und Dienstleistungen. Der Hamburger Hafen ist nicht Teil der Bundeswasserstraßen und die Durchfahrt damit nicht von der Wasserwegeabgabe befreit.

Hafengebühren unterscheiden sich je nach Region und Schiffstyp. Sie sind daher nicht Bestandteil der Kostenbetrachtungen in dieser Studie. Sie stellen jedoch einen der wenigen noch vorhandenen Hebel für umweltdifferenzierte Bonus-/Malus-Regelungen zur Förderung alternativer Kraftstoff-Antriebssysteme in der Binnenschifffahrt dar.

Die Gebührentabelle des Hamburger Hafens (Hamburg Port Authority – HPA) enthält für die Kosten der Hafennutzung durch Binnenschiffe u. a. eine Umweltkomponente, das sog. Umweltmodul. Dabei handelt es sich um einen prozentualen Zu- bzw. Abschlag auf die erhobenen Kombientgelte. Dieser bemisst sich auf Basis der Antriebsleistung und Emissionsgrenzwerte entsprechend den Grenzwerten der ZKR (Zentralkommission für die Rheinschifffahrt) bzw. NRMM-Richtlinie (Non-Road-Mobile-Machinery) [HPA 2018a, S. 5].

Die Umweltkomponente soll im Jahr 2020 in seiner Bedeutung noch verstärkt werden [HPA 2018b, siehe „Allgemeines“].

TABELLE 21 Umweltmodul auf das Kombientgelt Hamburger Hafen [HPA 2018b, A.3.]

	Erfüllt Norm nach ZKR/NRMM	Einstufung erfolgt in Kategorie	Zu- und Abschläge auf das Kombientgelt
UK0	schlechter als ZKR I oder es liegt kein Nachweis vor	0	7,5 %
UK1	ZKR I	1	5 %
UK2	ZKR II oder NRMM-Stufe IIIa	2	20 %
UK3	NRMM-Stufe V oder ZKR II wird übertroffen*	3	3 – 15%

\* bzgl. NOx um mindestens 65 %, geeigneter Nachweis für dauerhaftes/überwiegendes Erreichen der Emissionskategorie ist zu erbringen.

### 4.3.3 Elektrolyse – Technologie, Skalierung, Invest

Folgende Elektrolyseurtechnologien (EL) werden aktuell insbesondere diskutiert:

- Alkalische (AEL)
- Polymere Membran (PEMEL)
- Festoxid (SOEL) bzw. die Variante Co-Elektrolyse

Für die Studie werden folgende Elektrolysetechnologien für die Berechnung der Pfade zugrunde gelegt:

- Heute / 2020: Niedertemperatur-Elektrolyse<sup>35</sup> mit 59 % Wirkungsgrad (bezogen auf den unteren Heizwert Hi)
- Perspektive / 2030+: Niedertemperatur-Elektrolyse<sup>35</sup> mit 72 % Wirkungsgrad (Hi)

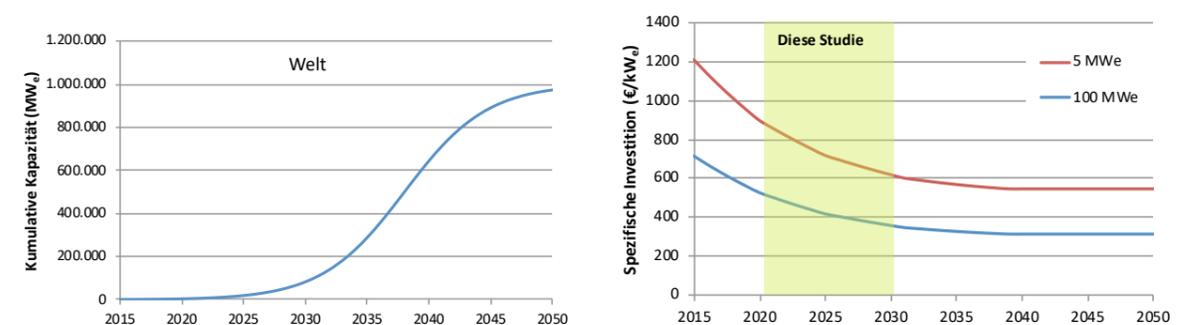
Der Wirkungsgrad der **Niedertemperatur-Elektrolyse** ist abgeleitet aus [DLR et al. 2015] und basiert auf Polymermembran-Elektrolysezellen (PEM). Der Stromverbrauch umfasst alle Hilfsenergiebedarfe, wie z. B. Gleichrichter, Pumpen und Lüfter. Der Wirkungsgrad alkalischer Elektrolyseanlagen liegt in etwa in der gleichen Größenordnung.

Für die synthetischen Kraftstoffe (E-Methan, E-Methanol, E-Diesel) wird der Einsatz der Niedertemperaturelektrolyse angenommen, da die Abwärme aus der Synthese für den Prozess der CO<sub>2</sub>-Extraktion aus der Luft (Direct Air Capture) eingesetzt wird. Eine Hochtemperaturelektrolyse weist in so einer Anlagenkonfiguration keine Vorteile auf. Der Technologiereifegrad der Hochtemperaturelektrolyse ist gegenüber der Niedertemperaturelektrolyse zudem aktuell niedriger, die spezifischen Investitionen höher und die verfügbaren Anlagenleistungen geringer.

Für die **Elektrolyseur-Kostendegression** auf Basis einer Lernkurve wurde entsprechend [LBST & Hincio 2019] ein Weltmarkt von 1.000 GW<sub>e</sub> installierte Elektrolyseurleistung bis zum Jahr 2050 angenommen. Als Ausgangspunkt im Jahr 2015 wurde für die 5 MW<sub>e</sub> Klasse der Mittelwert von fünf Herstellerangeboten sowie einer Studie [DLR et al. 2015] gesetzt, für die 100 MW<sub>e</sub> Klasse basiert der Ausgangspunkt in 2015 auf [DLR et al. 2015]. Die spezifischen Investitionen ergeben sich dann entsprechend der rechten Grafik in Abbildung 30.

<sup>35</sup> Stellvertretertechnologie für die Kostenberechnungen, d. h. ohne weitergehende (spekulative) Differenzierung der beiden prinzipiell und mit hohem Technologiereifegrad verfügbaren Niedertemperatur-Elektrolysetechnologien AEL und PEMEL.

ABBILDUNG 30 Kostendegression auf Basis einer Lernkurve für 5 MW<sub>e</sub> und 100 MW<sub>e</sub> Elektrolyseur-Einheiten (linke Grafik: installierte Kapazitäten weltweit; rechte Grafik: resultierende spezifische Investitionen)



Grafiken: LBST

Die getroffenen Annahmen für die **Entwicklung der Elektrolyse-Investitionen (CAPEX)** passen gut zu den Bandbreiten aktueller Veröffentlichungen. So zeigen [Mayyas & Mann 2018], dass der Elektrolyseur-Investitionsbedarf bereits gesunken ist und dass schon bei moderaten Annahmen für die Hochskalierung – je Anlage und bezüglich der ausgebrachten Mengen pro Jahr – mit weiteren deutlichen Kostensenkungen gerechnet werden kann:

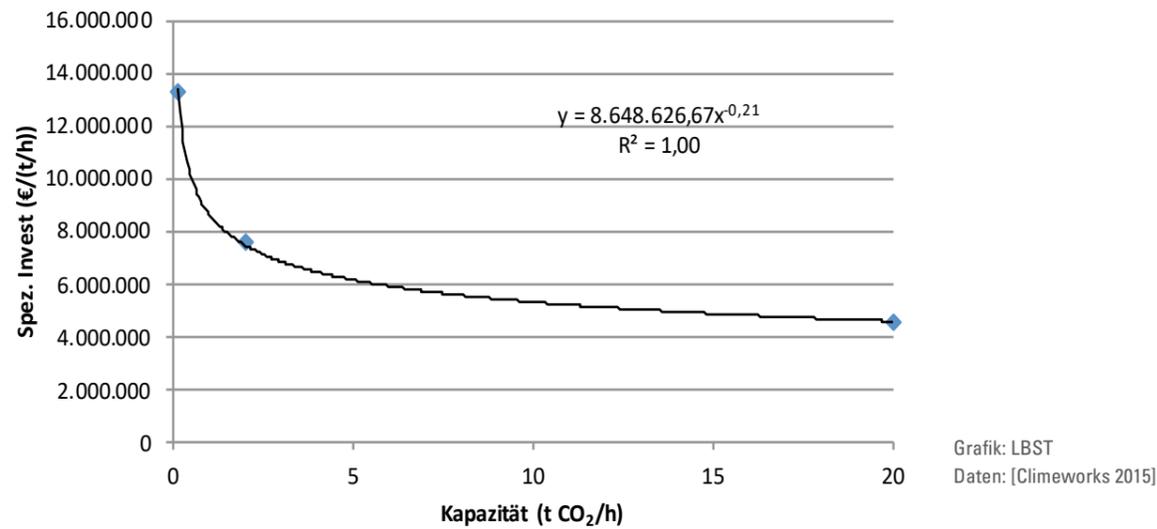
- 500 – 600 €/kWe bei 10 Einheiten produziert pro Jahr
- ~350 €/kWe bei 100 Einheiten produziert pro Jahr

[Mayyas & Mann 2018] kommen in ihren Analysen des Weiteren zu dem Schluss, dass schon bei einer moderaten Serienproduktion von 100 Einheiten pro Jahr die regionalen Kostenunterschiede zur Produktion von Elektrolyseuren gering werden.

Für die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) wurde in [IndWEDe 2018] ein Industrialisierungspfad der Wasserelektrolyse für Deutschland dargelegt. Darin wird für 2019/2020 ein CAPEX <800 €/kW genannt (bei <20 MW/a Zubau und <100 MW installiert) und für das Jahr 2030 von <500 €/kW (bei 1-5 GW/a Zubau und >10 GW installiert).

### 4.3.4 CO<sub>2</sub>-Quellen für Synthesekraftstoffe – Skalierung der Direct Air Capture

Die synthetischen strombasierten Kraftstoffe (E-Methan, E-Methanol, E-Diesel) benötigen CO<sub>2</sub> als Input. Als CO<sub>2</sub>-Quelle wird kurzfristig (2020) **CO<sub>2</sub> aus konzentrierter Quelle** angenommen, z. B. CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung. Die Potenziale an konzentrierten erneuerbaren CO<sub>2</sub>-Quellen sind begrenzt. Mitunter stehen sie zudem bereits in Konkurrenz mit anderen Nutzungen des CO<sub>2</sub>, z. B. für die Getränkeindustrie. Die ebenfalls denkbare Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Prozessen, z. B. aus thermischen Kraftwerken zur Erzeugung von Strom aus Erdgas oder Kohle, ist mit einem „Lock-in“ Risiko behaftet. Daher wird in dieser Studie zur Sicherstellung der Allgemeinheit und

ABBILDUNG 31 Spezifisches Investment für die CO<sub>2</sub>-Extraktion aus der Luft via TSA


Robustheit der Ergebnisse ein konservativer Ansatz für die Perspektive (2030+) gewählt und als CO<sub>2</sub>-Quelle die Extraktion von **CO<sub>2</sub> aus der Luft** mittels Direct Air Capture (DAC) angenommen. Die für die DAC erforderlichen Wärmemengen werden dabei hauptsächlich aus den exothermen Reaktionen bei der Synthese zu Methan (E-Methan als CNG/LNG), zu Methanol (E-Methanol) bzw. zu Syncrude (E-Diesel) gewonnen.

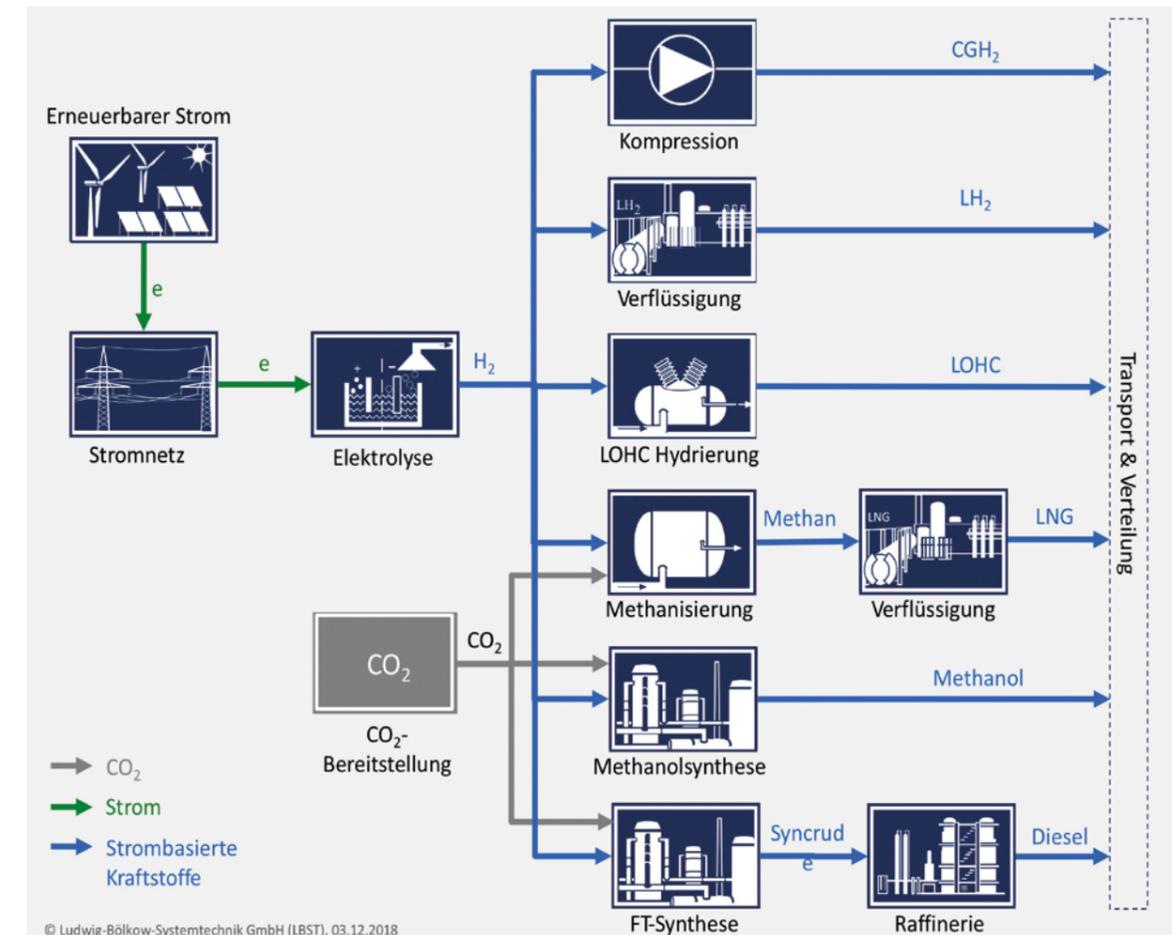
Die technischen und ökonomischen Daten der **DAC-Anlage** wurden aus Angaben der Schweizer Firma Climeworks abgeleitet. Deren Verfahren basiert auf dem Prinzip der Temperaturwechsel-Adsorption (TSA). Der Strombedarf liegt zwischen 0,2 und 0,3 kWh pro kg CO<sub>2</sub>, der Wärmebedarf zwischen

1,5 und 2,0 kWh pro kg CO<sub>2</sub> [Climeworks 2014]. Die Primär-Kostendaten basieren auf Schweizer Franken und wurden mit einem Wechselkurs von 0,95 €/CHF umgerechnet. Aus den ökonomischen Daten kann auch eine Skalierungsfunktion für die spezifische Investition in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität abgeleitet werden, siehe Abbildung 31.

Aus der Interpolation in Abbildung 31 ist dann das jeweilige, spezifische Investment für die CO<sub>2</sub>-Extraktion aus der Luft für die verschiedenen Synthesekraftstoffe ermittelt worden. Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten sind mit 2,5 % der Investition veranschlagt.

#### 4.4 Kraftstoffbereitstellungspfade „Well-to-Tank“

ABBILDUNG 32 In dieser Studie betrachtete alternative Kraftstoffpfade



Grafik: LBST

TABELLE 22 Technologiereifegrad (TRL) alternative Kraftstoffherzeugungspfade

Kraftstoffherzeugungspfad	WtT TRL*	In dieser Studie betrachtete Varianten
E-CGH <sub>2</sub> (35 MPa)	9	✓
E-CGH <sub>2</sub> (50 MPa)	9	✓
E-CGH <sub>2</sub> (70 MPa)	9	✓
E-LH <sub>2</sub>	9	✓
E-LOHC	6–7**	✓
E-Methan via Sabatier-Prozess als LNG (NT-Elektrolyse)	9	✓
E-Methan via Sabatier-Prozess als LNG (HT-Elektrolyse)	7 (SOEC)	
E-Methanol (NT-Elektrolyse)	9	✓
E-Methanol (HT-Elektrolyse)	7 (SOEC)	
E-Diesel via Fischer-Tropsch Route (NT-Elektrolyse)	6–7 (RWGS)	✓
E-Diesel via Fischer-Tropsch Route (HT-Elektrolyse)	6–7 (RWGS)	

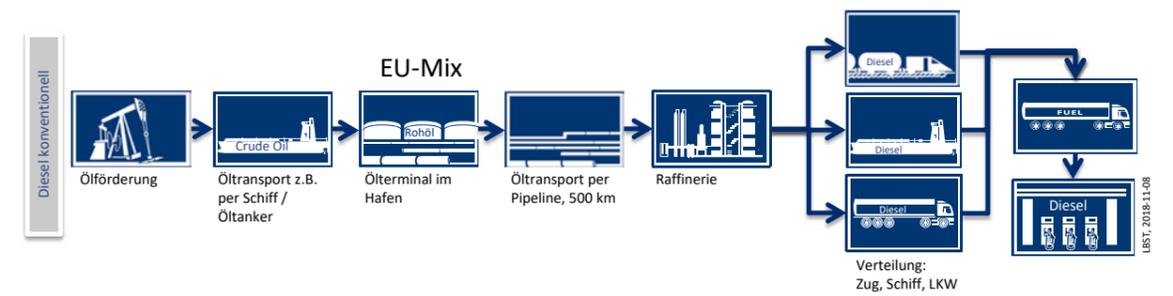
\* Ohne CO<sub>2</sub>-Extraktion  
 \*\* Abgeleitet von Power-to-Toluol nach [EQHPP 1991]  
 TRL-Klammerangaben = bewertungslimitierende Prozesselemente  
 TRL-Definition 1–9 entsprechend EU Horizon2020 [EC 2017]

TABELLE 23 Definition Technologiereifegrade (TRL)

TRL	TRL Beschreibung nach Horizon2020 [EC 2017]
1	Grundprinzip verstanden
2	Technisches Konzept beschrieben
3	Konzept experimentell nachgewiesen
4	Technologie im Labor validiert
5	Technologie im industriellen Kontext validiert
6	Technologie im industriellen Kontext demonstriert
7	Prototyp im längeren Betrieb demonstriert
8	Funktionsfähigkeit des Systems nachgewiesen
9	Funktionsfähigkeit des Systems im längeren Betrieb nachgewiesen

Die betrachteten Kraftstoffpfade unterscheiden sich hinsichtlich des **Technologiereifegrads** (Technology Readiness Level – TRL), siehe Tabelle 22 sowie die TRL-Definitionen in Tabelle 23.

ABBILDUNG 33 Kraftstoffbereitstellungspfad (Referenz) für Diesel aus konventionellem Rohöl



Grafik: LBST

#### 4.4.1 Diesel (fossiler Vergleichspfad)

Rohöl wird aus einer Quelle gefördert und zu einer Rohölraffinerie in der EU transportiert, wo dieses zu Benzin, Kerosin, Diesel und anderen Ölprodukten verarbeitet wird. Von der Raffinerie werden die Kraftstoffprodukte per Zug, Pipeline und Schiff in ein Tanklager transportiert, von wo aus die Produkte dann per Lkw an die Tankstellen ausgeliefert werden.

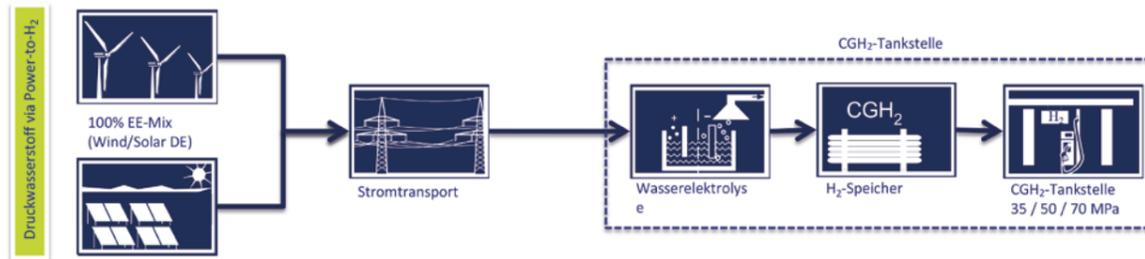
Der Energiebedarf und die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Rohöl ist [Exergia et al. 2015] entnommen. Darin wird der mittlere Versorgungsmix der EU mit Rohöl ermittelt. Diese Daten sind auch in die Entwicklung der überarbeiteten EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien eingegangen und werden zudem in der nächsten Aktualisierung der JRC/EUCAR/CONCAWE „Well-to-Wheels Study“ [JEC 2014] berücksichtigt. Der Rohölbedarf und die Treibhausgasemissionen der Rohölraffinerie und Kraftstoffverteilung basieren auf laufenden Arbeiten zur Aktualisierung von [JEC 2014]. Tabelle 24 zeigt die resultierenden Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Diesel aus Rohöl.

TABELLE 24 Treibhausgasemissionen von Diesel aus Rohöl

Prozessschritt	g CO <sub>2eq</sub> /MJ Diesel
Rohölproduktion	10,7
Rohöltransport	0,8
Rohölraffination	7,2
Dieseltransport	0,5
Dieseltankstelle	0,4
<b>Well-to-Tank gesamt</b>	<b>19,7</b>

Die Verbrennung von Rohöl basierendem Diesel in Fahrzeugen (Tank-to-Wheel) ist mit Treibhausgasemissionen in Höhe von 73,2 g CO<sub>2</sub> je MJ Diesel verbunden. Mit der Bereitstellung und Verbrennung von Diesel (EU-Mix) werden entsprechend 92,9 g CO<sub>2</sub> je MJ Diesel emittiert.

ABBILDUNG 34 Kraftstoffbereitstellungspfad für Druckwasserstoff (E-CGH<sub>2</sub> 35/50/70 MPa) via Elektrolyse an der Tankstelle



Grafik: LBST

#### 4.4.2 Druckwasserstoff (E-CGH<sub>2</sub>)

Für die Bereitstellung von Wasserstoff via Wasserelektrolyse wird ein EE-Strommix bestehend aus neu gebauten Wind- und PV-Anlagen in Deutschland angenommen, siehe Kapitel 4.3.1. Die Elektrolyse ist dabei an der H<sub>2</sub>-Tankstelle verortet, so dass dort der Wasserstoff erzeugt, gespeichert, verdichtet und abschließend an Brennstoffzellenfahrzeuge vertankt wird.

Die H<sub>2</sub>-Tankstelle mit lokaler Elektrolyse ist an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Stromtransport und -verteilung erfolgen über die Hochspannungs- auf die Mittelspannungsebene mit einem Wirkungsgrad von 93,2 %. Daraus ergeben sich EE-Stromkosten von 9,4 ct/kWh<sub>e</sub> am Eingang der PtX-Anlage für 2020 bzw. 8,6 ct/kWh<sub>e</sub> für 2030.

Für die Elektrolyse wird für die Investitionsberechnung der beiden Zeithorizonte eine Anlage der 5 MW-Klasse ausgewählt. Tabelle 25 zeigt die technischen und ökonomischen Annahmen für die Vorort-Elektrolyse an der H<sub>2</sub>-Tankstelle.

TABELLE 25 Techno-ökonomische Daten H<sub>2</sub>-Produktion via Wasserelektrolyse an der H<sub>2</sub>-Tankstelle

	Einheit	2020	2030
Kapazität	MW <sub>e</sub>	5,72	4,75
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	3,38	3,38
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	5,08	4,22
	kWh/kg	56	47
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	1,693	1,407
Effizienz LHV	–	59,1 %	71,1 %
Effizienz HHV	–	69,8 %	84,0 %
Investment	Mio. €	5,13	2,93
Wartung & Reparatur	k€/a	122,6	70,0

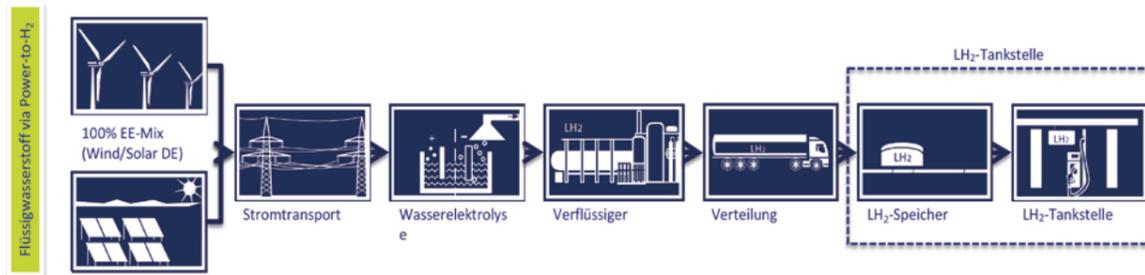
Die H<sub>2</sub>-Tankstelle verfügt über einen H<sub>2</sub>-Pufferspeicher, dessen Kapazität 200 % der mittleren täglichen Wasserstoffnachfrage beträgt, siehe Tabelle 26.

TABELLE 26 CGH<sub>2</sub>-Tankstelle für Elektrolyse vor Ort

	Einheit	2020	2030
Kraftstoff-Output	GWh/a	12,2	12,2
	kg/d	1.000	1.000
Anzahl Abgabestellen	–	2	2
<b>Stromverbrauch</b>	<b>kWh/kWh<sub>CGH<sub>2</sub></sub></b>	<b>0,198</b>	<b>0,120</b>
H <sub>2</sub> -Verdichtung	kWh/kWh <sub>CGH<sub>2</sub></sub>	0,108	0,108
Vorkühlung	kWh/kWh <sub>CGH<sub>2</sub></sub>	0,090	0,012
<b>Investment</b>	<b>k€</b>	<b>5,159</b>	<b>3,899</b>
H <sub>2</sub> -Speicher (200 % der Tagesnachfrage)	k€	1.528	1.211
H <sub>2</sub> -Hochdruckspeicher	k€	674	534
H <sub>2</sub> -Verdichter	k€	773	489
Vorkühlung	k€	178	141
H <sub>2</sub> -Abgabereinrichtung	k€	148	118
Installation	k€	990	748
Bauplatz Vorbereitung	k€	215	162
Engineering & Design	k€	429	324
Sicherheitsabschlag	k€	215	162
Genehmigung	k€	10	10
<b>Wartung, Sicherheitsinspektion</b>			
Wartung & Instandhaltung	k€/a	15,5	9,8
Druckbehälterinspektion	k€/a	2,0	2,0
Zapfsäulenkalibrierung	k€/a	1,4	1,4

Die Kosten für die CGH<sub>2</sub>-Bereitstellung via Power-to-Hydrogen mit erneuerbarem Strom beläuft sich auf 2,60 €/l Dieseläquivalent für 2020 und 1,85 €/l Dieseläquivalent für 2030. Dies entspricht Wasserstoffkosten an der Tankstelle von 8,7 €/kg H<sub>2</sub> bzw. 6,2 €/kg H<sub>2</sub>.

ABBILDUNG 35 Kraftstoffbereitstellungspfad für Flüssigwasserstoff (E-LH<sub>2</sub>) via zentraler Elektrolyse und Verflüssigung



Grafik: LBST

#### 4.4.3 Flüssigwasserstoff (E-LH<sub>2</sub>)

Tabelle 27 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für die zentrale Wasserelektrolyse und Tabelle 28 die technischen und ökonomischen Daten für die H<sub>2</sub>-Verflüssigung.

TABELLE 27 Techno-ökonomische Daten zentraler Wasserelektrolyse

	Einheit	2020	2030
Kapazität	MW <sub>e</sub>	50,0	500
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	29,5	355
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	5,08	4,22
	kWh/kg	56,4	46,9
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	1,693	1,407
Investment	Mio. €	44,9	181
Wartung & Reparatur	k€/a	756	3.051

TABELLE 28 Techno-ökonomische Daten H<sub>2</sub>-Verflüssigung

	Einheit	2020	2030
H <sub>2</sub> -Verlust	-	5%	5%
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	1,07	0,69
	kWh/kg	11,9	7,66
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	0,36	0,23
Lebensdauer	a	30	30
Investment	Mio. €	57,3	301
Wartung & Reparatur	k€/a	1.146	6.021

Die technischen und ökonomischen Daten für die H<sub>2</sub>-Verflüssigung wurden aus [Haberstroh 2019] und [NHEG 1992] abgeleitet.

Die H<sub>2</sub>-Verflüssigung ist weniger stromflexibel zu betreiben als die Wasserelektrolyse. Daher ist ein Pufferspeicher an der H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage erforderlich, der auf vier Tage Volllastbetrieb ausgelegt ist.

Der Flüssigwasserstoff wird mit Lkw über eine Transportentfernung von 300 km (einfach) zur Tankstelle transportiert bzw. im Fall von Lkw-zu-Schiff-Bunkerung zum Schiff transportiert. Das maximal zulässige Gesamtgewicht des gesamten Sattelzugs beträgt 40 t.

Tabelle 29 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für den LH<sub>2</sub>-Sattelanhänger (LH<sub>2</sub>-Trailer). Der Investitionsbedarf für den LH<sub>2</sub>-Trailer wurde aus [Ogden 2007] entnommen und über den Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) sowie die entsprechenden Wechselkurse auf Werte von 2017 hochgerechnet. Die Kosten für Reifen, Wartung und Instandhaltung wurden aus [lastauto omnibus 2017] entnommen.

TABELLE 29 Technische und ökonomische Daten LH<sub>2</sub>-Trailer

Parameter	Wert	Quelle / Kommentar
Transportkapazität	3.500 kg H <sub>2</sub>	
Investitionsbedarf	680.000 €	[Ogden 2007]
Verwaltung, Steuern, Versicherung (fix)	11.915 €/a	[lastauto omnibus 2017]
Wartung und Instandhaltung (variabel)	0,0738 €/km	[lastauto omnibus 2017]
Fahrleistung	64.800 km/a	
Lebensdauer	15	Annahme

Der LH<sub>2</sub>-Trailer wird von einer Zugmaschine gezogen (Tabelle 30).

TABELLE 30 Technische und ökonomische Daten Zugmaschine

Parameter	Einheit	Diesel	Quelle / Kommentar
Kraftstoffverbrauch	kWh/km	3,14	[lastauto omnibus 2017]
	IDÄ/100 km	31,5	
Investitionsbedarf	€	97.500	
Verwaltung, Steuern, Versicherung (fix)	€/a	16.555	
Wartung und Instandhaltung (variabel)	€/km	0,1674	
Lebensdauer	km	1.000.000	typisch laut Hersteller
Fahrleistung	km/a	64.800	
Mittlere Geschwindigkeit	km/h	50	
Lohnkosten Fahrer	€/h	50	
Wartezeit Fahrer pro Transportvorgang	h	1,5	
Arbeitstage	d/a	216	

Das Schiff kann direkt über den LH<sub>2</sub>-Trailer betankt werden oder über eine LH<sub>2</sub>-Tankstelle. Die Kosten für Installation (30 % der Kosten der Tankstellenkomponenten), Erdarbeiten (5 % der Kosten der Tankstellenkomponenten und Installation), Engineering & Design (5 % der Kosten der Tankstellenkomponenten und

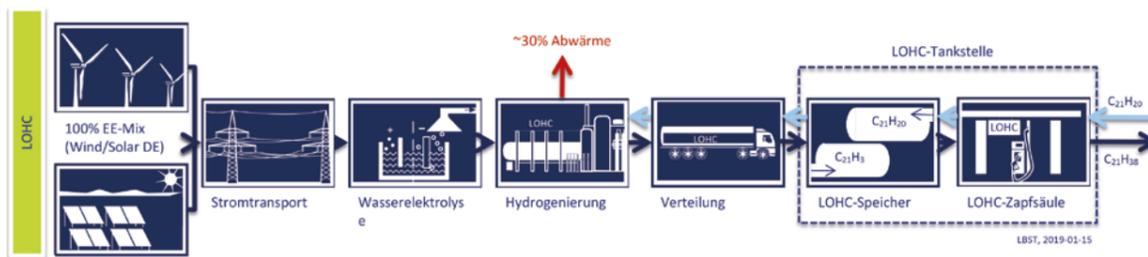
Installation) und Zuschlag für Unvorsehbares (10 % der Kosten der Tankstellenkomponenten und Installation) wurden aus [Parks et al. 2014] entnommen. Die Kosten für die LH<sub>2</sub>-Dispenser wurden aus [Baker et al. 2005] entnommen, gegebenenfalls hochskaliert und über den Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) sowie die entsprechenden Wechselkurse auf Werte von 2017 hochgerechnet. Für den LH<sub>2</sub>-Speicher wurden 500.000 € und für die Kryopumpe in 2020 wurden 186.000 € angenommen auf Basis von Herstellerangaben. Für die Genehmigung wurden 10.000 € angenommen. Im Fall der direkten Bunkerung über den LH<sub>2</sub>-Trailer entfallen die Kosten für die LH<sub>2</sub>-Tankstelle.

TABELLE 31 LH<sub>2</sub>-Tankstelle

	Einheit	2020	2030
Kraftstoff-Output	GWh/a	12,2	12,2
	kg/d	1.000	1.000
Anzahl Abgabestellen	-	2	2
<b>Stromverbrauch</b>			
Kryopumpe	kWh/kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,0003	0,0003
<b>Investment</b>	<b>k€</b>	<b>1410</b>	<b>1255</b>
LH <sub>2</sub> -Speicher	k€	500	500
Kryopumpe	k€	186	140
LH <sub>2</sub> -Dispenser	k€	211	158
Installation	k€	301	263
Erdarbeiten	k€	65	57
Engineering & Design	k€	130	114
Zuschlag für Unvorsehbares	k€	65	57
Genehmigung	k€	10	10
<b>Wartung, Sicherheitsinspektion</b>			
Wartung & Instandhaltung	k€/a	7,4	5,6
Kalibrierung Dispenser	k€/a	1,4	1,4

Die Kosten für die LH<sub>2</sub>-Bereitstellung via Power-to-Hydrogen mit erneuerbarem Strom beläuft sich auf 3,04 €/l Dieseläquivalent für 2020 und 1,96 €/l Dieseläquivalent für 2030. Dies entspricht Wasserstoffkosten an der Tankstelle von 10,2 €/kg H<sub>2</sub> bzw. 6,6 €/kg H<sub>2</sub>.

ABBILDUNG 36 Kraftstoffbereitstellungspfad für LOHC



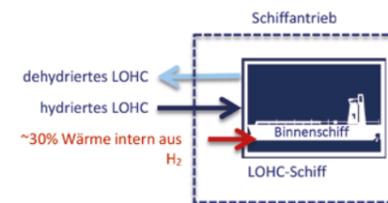
Grafik: LBST

#### 4.4.4 Organischer Energieträger (E-LOHC)

Wasserstoff wird durch eine chemische Reaktion an Dibenzyltoluol (H0 DBT) gebunden (Hydrierung). Das mit Wasserstoff angereicherte Reaktionsprodukt ist Perhydro-Dibenzyltoluol (H18 DBT).

Der Wasserstoff im H18-DBT kann nur durch einen geeigneten Katalysator in einem Reaktor und unter spezifischen Reaktionsbedingungen unter Zusetzung thermischer Energie wieder freigesetzt werden (Dehydrierung). Das entstehende Reaktionsprodukt ist wieder H0-DBT. Das bedeutet, dass bei der Betankung H<sub>2</sub>-reiches LOHC an das Schiff abgegeben wird und gleichzeitig H<sub>2</sub>-armes LOHC vom Schiff zurück genommen wird.

ABBILDUNG 37 Medientausch und Wärmebedarf des LOHC-Antriebsystems



Grafik: LBST

TABELLE 32 Techno-ökonomische Daten zentraler Wasserelektrolyse

	Einheit	2020	2030
Kapazität	MW <sub>e</sub>	50,0	500
	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	29,5	355
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	5,08	4,22
	kWh/kg	56,4	46,9
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	1,693	1,407
Investment	Mio. €	44,9	181
Wartung & Reparatur	k€/a	756	3051

Bei der Hydrierung wird Dibenzyltoluol durch Zuführung von Wasserstoff in Perhydro-Dibenzyltoluol umgesetzt:  $C_{21}H_{20} + 9 H_2 \rightarrow C_{21}H_{38}$

Die Reaktion verläuft exotherm. Es wird Wärme mit einer Temperatur von etwa 150°C freigesetzt.

Im Rahmen des Euro Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHPPP) wurde neben LH<sub>2</sub> auch LOHC als Transportmöglichkeit von Wasserstoff untersucht. Damals wurde als Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Toluol/Methylcyclohexan betrachtet. Über die unterschiedliche Dichte von Toluol und Dibenzyltoluol sowie Methylcyclohexan und Perhydro-Dibenzyltoluene wurden der Stromverbrauch und die ökonomischen Daten in [EQHPPP 1991] auf die in dieser Studie verwendeten LOHC umgerechnet, da derzeit keine aktuellen Herstellerangaben verfügbar waren. Der H<sub>2</sub>-Verlust und die Wärmefreisetzung wurden aus [Schneider 2015] entnommen. Die Gutschrift für Wärme ergibt sich aus dem Preis für Erdgas geteilt durch den Wirkungsgrad eines Heizwerks.

Tabelle 33 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für die Hydrierung.

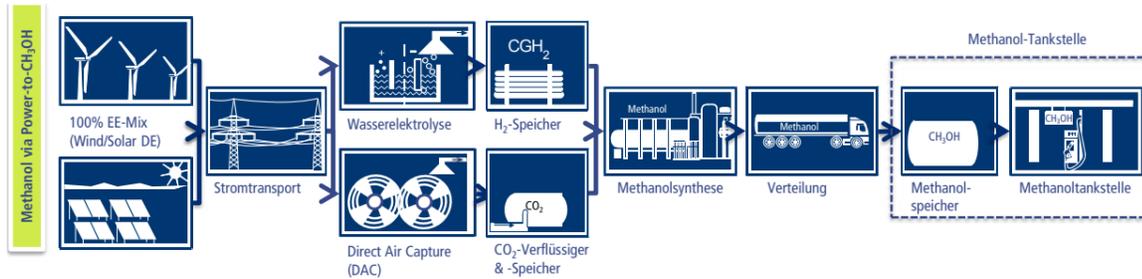
TABELLE 33 Techno-ökonomische Daten LOHC-Hydrierung

	Einheit	2020	2030
H <sub>2</sub> -Verlust	-	2 %	2 %
H <sub>2</sub> gebunden in LOHC	mol <sub>H<sub>2</sub></sub> /mol <sub>LOHC</sub> , beladen	9	9
	kg <sub>H<sub>2</sub></sub> /kg <sub>LOHC</sub> , beladen	0,0624	0,0624
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	0,349	0,349
	kWh/kg	3,88	3,88
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	0,116	0,116
Wärmeproduktion	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	0,300	0,300
Lebensdauer	a	30	30
Investment	Mio. €	54,9	394
Wartung & Reparatur	k€/a	1.878	11.680
Gutschrift für Wärme	€/kv	0,030	0,036

Der beladene LOHC wird mit LKW über eine Entfernung von 300 km (einfach) zur Tankstelle oder dem zu betankenden Schiff transportiert.

Aufgrund der fehlenden bzw. unsicheren Datengrundlage können an dieser Stelle keine verlässlichen Kostenabschätzungen und -aussagen zur H<sub>2</sub>-Bereitstellung via LOHC-Speicherung getroffen werden.

ABBILDUNG 38 Kraftstoffbereitstellungspfad für E-Methanol (MeOH) via zentraler Elektrolyse und Synthese mit CO<sub>2</sub> aus der Luft



Grafik: LBST

#### 4.4.5 Methanol (E-MeOH)

Strom wird aus neuen Wind- und PV-Anlagen in Deutschland produziert, transportiert und in einer Power-to-Methan Anlage bestehend aus Niedertemperaturelektrolyse, H<sub>2</sub>-Pufferspeicher, CO<sub>2</sub>-Extraktion aus der Luft (DAC), CO<sub>2</sub>-Verflüssigung, CO<sub>2</sub>-Pufferspeicher, H<sub>2</sub>-Verdichtung und Methanolsynthese genutzt. Das Methanol wird anschließend per Lkw zu den Tankstellen (Bunkern) transportiert.

Für 2030 wird das spezifische Investment für große (100 MW<sub>e</sub>) Elektrolyseanlagen mit 362 €/kW<sub>e</sub> angenommen (inkl. Gebäude). Die Methanolsynthese ist mit einer Elektrolyseanlage verbunden, die 2030 über eine installierte Kapazität von etwa 500 MW<sub>e</sub> verfügt. Der Wasserstoff aus der Elektrolyse wird auf einen Druck von 3,4 bis 10 MPa verdichtet zur Speicherung im H<sub>2</sub>-Pufferspeicher.

Die Energie- und Stoffströme der Methanolsyntheseanlage (Tabelle 35) wurden aus [Van-Dal & Bouallou 2013] abgeleitet.

TABELLE 34 Wirkungsgrade H<sub>2</sub>-Produktion über Wasserelektrolyse mit Wärmeintegration

	Einheit	2020	2030
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	5,08	4,22
	kWh/kg	56	47
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	1,693	1,407
Nutzbare Wärme (60°C)	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	–	0,109
Effizienz LHV	-	59,1%	71,1%
Effizienz HHV	-	69,8%	84,0%

TABELLE 35 Eingangs- und Ausgangsdaten für die Methanolanlage

Parameter	I/O	Wert	Einheit	[Van-Dal & Bouallou 2013]
H <sub>2</sub>	Input	1,228	kWh/kWh	Rückrechnung aus 645,1 MW <sub>e</sub> ; 4,8 kWh/(Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ); 3 kWh/(Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ); 59,3 t Methanol/h; Hi (Methanol) = 19,93 MJ/kg
CO <sub>2</sub>	Input	0,268	kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	88 t CO <sub>2</sub> /(59,3 t Methanol); Hi (Methanol) = 19,93 MJ/kg
Strom	Input	0,054	kWh/kWh	H <sub>2</sub> -Verdichtung: 1,03 GJel/(t Methanol); Sonstige Verdichter: 0,175 GJel/(t Methanol); Stromerzeugung: 0,131 GJel/(t Methanol); Hi (Methanol) = 19,93 GJ/t
Methanol AA grade	Output	1,000		Reinheit: >99,9% Reinheit
Dampf	Output	0,086	kWh/kWh	1,72 GJ Nettodampfexport/(t Methanol); Hi (Methanol) = 19,93 GJ/t

In dieser Studie wird der Nettodampfexport aus der Methanol-Syntheseanlage für die Direct Air Capture Anlage, d. h. für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, eingesetzt.

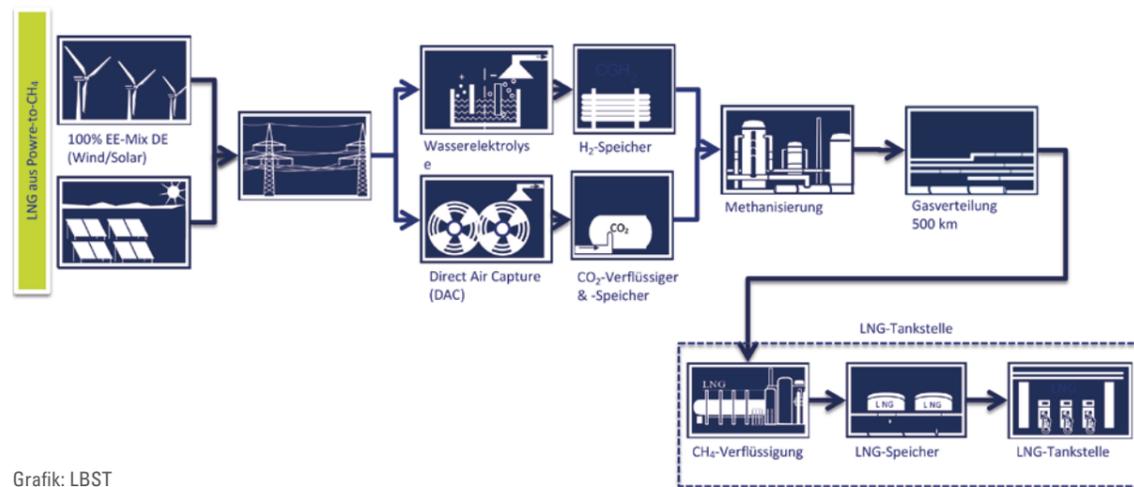
Für 2030 wird in Anlehnung an [Fasihi et al. 2016] angenommen, dass der Wärmebedarf für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung überwiegend aus der Abwärme der Syntheseanlage sowie der Abwärme der Elektrolyse gedeckt wird. Des Weiteren wird angenommen, dass die H<sub>2</sub>-Pufferspeicherkapazität ausreicht, um 3 Stunden Anlagenvolllastbetrieb zu ermöglichen. Tabelle 36 zeigt die Eckdaten für die Bereitstellung von Methanol via Power-to-Liquid mit erneuerbarem Strom.

TABELLE 36 Steckbrief der Power-to-Methanol Anlage mit erneuerbarem Strom und Kosten für die Bereitstellung von E-Methanol

	Einheit	2020	2030
<b>Technische Eckdaten</b>			
Strominput	MW <sub>e</sub>	58,1	630
Kraftstoffoutput	MW <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	24,0	289,3
Spezifischer Strominput	MJ/MJ <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	2,42	2,18
Effizienz PtCH <sub>4</sub> Anlage	-	41%	46%
CO <sub>2</sub> -Nachfrage (brutto)	t/h	6,4	77,5
Äquiv. Vollbenutzungsdauer	h/a	3.603	3.603
<b>CAPEX</b>			
Elektrolyse	Mio. €	45	181
H <sub>2</sub> -Verdichter & -speicher (3 h)	Mio. €	1	18
CO <sub>2</sub> -Versorgung	Mio. €	20	310
Methanolsynthese	Mio. €	34	193
Summe	Mio. €	100	702
	€/kW <sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>	4.151	2.427
<b>Wartung &amp; Reparatur</b>			
Elektrolyse	Mio. €/a	0,76	3,05
H <sub>2</sub> -Verdichter & -speicher (3 h)	Mio. €/a	0,02	0,23
CO <sub>2</sub> -Versorgung	Mio. €/a	0,49	7,75
Methanisierung	Mio. €/a	0,68	3,86
Summe	Mio. €/a	1,94	14,90
	%CAPEX/a	1,9%	2,1%
<b>Spezifische Kostendaten für Methanol</b>			
Kraftstoffbereitstellungskosten, inkl. Transport und Verteilung	€/G <sub>JCH<sub>3</sub>OH</sub>	85	62
	€/kW <sub>hCH<sub>3</sub>OH</sub>	0,307	0,222
	€/l <sub>Diesel eq</sub>	3,06	2,21

Die Kosten für die Bereitstellung von E-Methanol belaufen sich auf 3,06 €/l Dieseläquivalent für 2020 und 2,21 €/l Dieseläquivalent für 2030.

ABBILDUNG 39 Kraftstoffbereitstellungspfad für verflüssigtes E-Methan (E-CH<sub>4</sub>) via zentraler Elektrolyse und Synthese mit CO<sub>2</sub> aus Luft sowie Verflüssigung an der Tankstelle



Grafik: LBST

#### 4.4.6 Verflüssigtes Methan (E-LNG)

Strom wird aus neuen Wind- und PV-Anlagen in Deutschland produziert, transportiert und in einer Power-to-Methan Anlage bestehend aus Niedertemperatur-elektrolyse, H<sub>2</sub>-Pufferspeicher, CO<sub>2</sub>-Extraktion aus der Luft (DAC), CO<sub>2</sub>-Verflüssigung, CO<sub>2</sub>-Pufferspeicher, H<sub>2</sub>-Verdichtung und Methansynthese genutzt. Das Methan wird über das Gasnetz transportiert, an die Tankstellen verteilt, dort verflüssigt und als LNG vertankt.

Für Erzeugung, Transport, Verteilung, Speicherung sowie Abgabe von LNG wurde die beste verfügbare Technik angenommen. Damit sind Methanverluste, die entsprechend in die Treibhausgas-Emissionsbilanz von LNG eingehen, entsprechend minimiert.

TABELLE 37 Wirkungsgrade H<sub>2</sub>-Produktion über Wasserelektrolyse mit Wärmeintegration

	Einheit	2020	2030
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	5,08	4,22
	kWh/kg	56	47
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	1,693	1,407
Nutzbare Wärme (60°C)	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	–	0,109
Effizienz LHV	–	59,1%	71,1%
Effizienz HHV	–	69,8%	84,0%

Für 2030 wird das spezifische Investment für große (100 MW<sub>e</sub>) Elektrolyseanlagen mit 362 €/kWe angenommen (inkl. Gebäude). Die installierte Elektrolysekapazität beträgt ca. 500 MW<sub>e</sub>.

Nach [Liese 2013] beträgt das Investitionsvolumen (CAPEX) für eine Methanisierungsanlage mit einer Kapazität von 150.000 Nm<sup>3</sup>/h Methan (~1.500 MW<sub>CH<sub>4</sub></sub>) zwischen 100 und 180 Millionen €. Das Investment schließt Rohrleitungen, Instrumente, Engineering, Arbeitskosten, Versicherungs- und Frachtkosten mit ein. In dieser Studie wird der obere CAPEX-Wert von 180 Mio. € verwendet und an die benötigte Kapazität (24,5 in 2020 und 295 MW<sub>CH<sub>4</sub></sub> in 2030) mit einem Skalierungsexponenten von 0,7 herunterskaliert, was in einem CAPEX von 10 Mio. € für 2020 und 58 Mio. € für 2030 resultiert. Die Flexibilität der Methanisierungsanlage ist höher als bei Fischer-Tropsch-Synthesenanlagen (siehe Kapitel 4.4.7 E-Diesel). Daher kann die Kapazität für den H<sub>2</sub>-Pufferspeicher bei E-LNG kleiner ausfallen. Die H<sub>2</sub>-Speicherkapazität beträgt ca. zwei Volllaststunden.

Auf der Basis von Daten für die Erdgasverteilung in Deutschland werden Gasnetzverteilungskosten von knapp 0,5 ct/kWh Methan sowie ca. 0,4 ct/kWh für die Methanspeicherung angenommen. Daraus resultieren Methankosten von ca. 3,6 bis 4,1 ct/kWh an der Tankstelle.

Die Methanverflüssigungsanlage ist an der Tankstelle verortet. Die technischen Daten für die Methanverflüssigungsanlage sind an [Galileo 2013] angelehnt.

Das Investment für die Methanverflüssigungsanlage wurde von der Snurrevarden Anlage in Karmøy (Norway) von 2003 angelehnt und beträgt etwa 85 Mio. Norwegische Kronen (NOK) [OED 2003]. Der Betrag wurde schrittweise umgerechnet von NOK2003 zu EUR2015 mit dem Wechselkurs (EUR/NOK) zum Zeitpunkt der Veröffentlichung (2003), mit dem Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) sowie mit dem Wechselkurs (EUR/US\$) von 2015. Das Anlageninvestment wurde mit einem Skalierungsexponenten von 0,7 auf die benötigte Kapazität (LNG-Tankstellen-output) skaliert.

Auf Basis von Herstellerangaben vergleichbarer Anlagen wurden Wartungs- und Reparaturkosten von etwa 4 %/a des Investments angenommen.

TABELLE 38 Technische und ökonomische Daten für die Methanverflüssigung an der LNG-Tankstelle

Parameter	Wert	Einheit
Kapazität	2,63	MW <sub>LNG</sub>
Äquiv. Vollbenutzungsdauer	8.500	h/a
Stromverbrauch	0,0605	kWh/kWh <sub>LNG</sub>
	0,84	kWh/kg <sub>LNG</sub>
Propan	0,000139	kg/kg <sub>LNG</sub>
Schmiermittel	0,00024	l/kg <sub>LNG</sub>
Investment	2,66	Mio. €
Wartung & Reparatur	4	%Invest/a

Tabelle 38 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für die Methanverflüssigungsanlage an der LNG-Tankstelle.

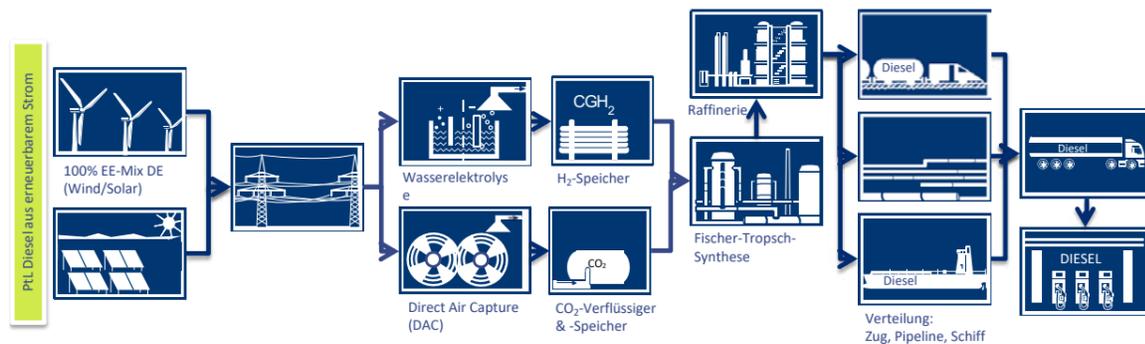
In Tabelle 39 sind die techno-ökonomischen Daten für die Bereitstellung von LNG aus Power-to-Methane mit erneuerbarem Strom aus Deutschland dargestellt.

TABELLE 39 Steckbrief der Power-to-Methan Anlage mit erneuerbarem Strom und Kosten für die Bereitstellung von E-LNG

	Einheit	2020	2030
<b>Technische Eckdaten</b>			
Strominput	MW <sub>e</sub>	51,7	536
Kraftstoffoutput	MW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	24,5	295
Spezifischer Strominput	MJ/MJ <sub>CH<sub>4</sub></sub>	2,11	1,82
Effizienz PtCH <sub>4</sub> Anlage	–	47%	55%
CO <sub>2</sub> -Nachfrage (brutto)	t/h	4,8	58,2
Äquiv. Vollbenutzungsdauer	h/a	3.603	3.603
<b>CAPEX</b>			
Elektrolyse	Mio. €	44,9	181,0
H <sub>2</sub> -Verdichter & -speicher (2 h)	Mio. €	1,1	12,9
CO <sub>2</sub> -Versorgung	Mio. €	16,0	248,0
Methanisierung	Mio. €	10,1	57,8
Total	Mio. €	72,1	499,7
	€/kW <sub>CH<sub>4</sub></sub>	2.945	1.696
<b>Wartung &amp; Reparatur</b>			
Elektrolyse	Mio. €/a	0,76	3,05
H <sub>2</sub> -Verdichter & -speicher (3 h)	Mio. €/a	0,02	0,23
CO <sub>2</sub> -Versorgung	Mio. €/a	0,40	6,20
Methanisierung	Mio. €/a	0,20	1,16
Total	Mio. €/a	1,38	10,64
	%CAPEX/a	1,9%	2,1%
<b>Spezifische Kostendaten für CH<sub>4</sub> als LNG</b>			
Kraftstoffbereitstellungskosten, inkl. Transport und Verteilung	€/GJ <sub>CH<sub>4</sub></sub>	77	56
	€/kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>	0,276	0,200
	€/Diesel eq	2,75	1,99

Die Kosten für die Bereitstellung von synthetischem Methan als LNG via Power-to-Methan mit erneuerbarem Strom aus Deutschland beträgt 2,75 €/l Dieseläquivalent für 2020. Für den Zeithorizont 2030 können diese Kosten auf etwa 1,99 €/l Dieseläquivalent sinken.

ABBILDUNG 40 Kraftstoffbereitstellungspfad für E-Diesel



Grafik: LBST

#### 4.4.7 E-Diesel

Erneuerbarer Strom aus neu errichteten Wind- und PV-Anlagen in Deutschland wird zu einer Power-to-Liquid Anlage transportiert, die aus einer Nieder-temperaturelektrolyse, H<sub>2</sub>-Pufferspeicher, einer CO<sub>2</sub>-Extraktionsanlage auf Basis Direct Air Capture (DAC), CO<sub>2</sub>-Verflüssigung, CO<sub>2</sub>-Pufferspeicher, H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Kompressoren sowie einer Fischer-Tropsch-Synthese besteht, mit anschließender Aufbereitung des synthetischen Rohöls zu Benzin, Kerosin und Diesel. Das Diesel wird anschließend über einen Mix aus Bahn, Pipeline und Schiff zu einem Depot transportiert. Von dort erfolgt die Verteilung des Dieselkraftstoffs per Lkw zu den Tankstellen (Bunkern).

TABELLE 40 Wirkungsgrade H<sub>2</sub>-Produktion über Wasserelektrolyse mit Wärmeintegration

	Einheit	2020	2030
Stromverbrauch	kWh/Nm <sup>3</sup>	5,08	4,22
	kWh/kg	56	47
	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	1,693	1,407
Nutzbare Wärme (60°C)	kWh/kWh <sub>LHV</sub>	–	0,109
Effizienz LHV	–	59,1 %	71,1 %
Effizienz HHV	–	69,8 %	84,0 %

Für 2030 wird das spezifische Investment für große (100 MW<sub>e</sub>) Elektrolyseanlagen mit 362 €/kWe angenommen (inkl. Gebäude). Die Fischer-Tropsch-Synthese ist mit einer Elektrolyseanlage verbunden, die 2030 über eine installierte Kapazität von etwa 500 MW<sub>e</sub> verfügt. Der Wasserstoff aus der Elektrolyse wird zur Speicherung im H<sub>2</sub>-Pufferspeicher auf einen Druck von 3,4 bis 10 MPa verdichtet.

Das Produktspektrum aus der Fischer-Tropsch-Synthese mit anschließender Aufbereitung besteht aus den Produkten Benzin, Kerosin und Diesel, wobei die Mitteldestillatfraktionen (Kerosin und Diesel) als Hauptprodukte betrachtet werden. Die Allokation der Anlageninputs erfolgt auf Basis einer Energieallokation auf die Anlagenoutputs. Die Input- und Output-Daten der Anlage sind in Tabelle 41 in Anlehnung an [König et al. 8/2015] dargestellt.

Die PtL-Anlage besteht aus Fischer-Tropsch-Synthese, Inverse CO-Shift (RWGS), Hydrocracker, einem Brenner für die Produktgase zur Versorgung der Hochtemperaturwärme für die RWGS sowie einer Produktdestillationskolonne. Die Wachstumswahrscheinlichkeit für die Kohlenstoffketten ( $\alpha$ ) wird mit 0,85 angenommen. Für die Wasserelektrolyse geht [König et al. 8/2015] von

einem Stromverbrauch von 4,3 kWh/Nm<sup>3</sup> Wasserstoff aus, entsprechend 69,8 % Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff. In dieser Studie wird die Abwärme aus der Fischer-Tropsch-Synthese für die Direct Air Capture Anlage, d. h. für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, eingesetzt.

TABELLE 41 Eingangs- und Ausgangsdaten für die Fischer-Tropsch-Anlage

Parameter	I/O	Wert	[König et al. 8/2015]
H <sub>2</sub>	Input	1,45 kWh/kWh <sub>PTL</sub>	100 MW H <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub>	Input	0,341 kg/kWh <sub>PTL</sub>	22,85 t CO <sub>2</sub> /h
Strom	Input	0,045 kWh/kWh <sub>PTL</sub>	CO <sub>2</sub> -Kompressor: 1,97 MW <sub>e</sub> Recycle-Kompressor: 0,87 MW <sub>e</sub> Lüfter: 0,19 MW <sub>e</sub> Wachspumpe Hydrocracker: 0,01 MW <sub>e</sub>
FT-Flüssigprodukte	Output	1,0000	67,1 MW der Flüssigprodukte
Dampf	Output	0,326 kWh/kWh <sub>PTL</sub>	21,86 MW Dampf

TABELLE 42 CAPEX der Fischer-Tropsch-Anlage

Komponente	Skalierungs-exponent	[König et al. 7/2015] 27,8 MW <sub>PTL</sub> (Mio. US\$)	2020 19,7 MW <sub>PTL</sub> (Mio. €)	2030 237 MW <sub>PTL</sub> (Mio. €)
Brenner	1,00	4,99	3,41	41,00
FT-Reaktor	1,00	3,11	2,12	25,55
RWGS	0,65	1,18	0,91	4,58
PSA	0,70	1,34	1,01	5,79
Destillation	0,70	0,47	0,36	2,03
Wachs-Hydrocracker	0,70	4,31	3,26	18,61
Destillations-Hydrotreater	0,70	2,41	1,82	10,41
Naphtha-Hydrotreater	0,70	0,66	0,50	2,85
Katalytischer Reformer / Platformer	0,70	3,55	2,69	15,33
C5/C6 Isomerisierung	0,70	0,59	0,45	2,55
<b>Gesamte installierte Kosten</b>		<b>22,61</b>	<b>16,53</b>	<b>128,69</b>
<b>Gesamte direkte Kosten</b>		<b>25,32</b>	<b>18,51</b>	<b>144,13</b>
Engineering & Design		3,29	2,41	18,74
Konstruktion		3,55	2,59	20,18
Juristische und vertragliche Gebühren		2,28	1,67	12,97
Unsicherheitsaufschlag		3,80	2,78	21,62
Gesamte indirekte Kosten			9,44	73,51
<b>Gesamt CAPEX</b>		<b>38,24</b>	<b>27,95</b>	<b>217,64</b>

Das Invest für die Fischer-Tropsch-Anlage (exkl. Elektrolyse, Wasserstoff, CO<sub>2</sub>-Verflüssigung und Speicherung) wurde von [Becker et al. 2012] und [König et al. 7/2015] abgeleitet. Das Invest wurde mit einem Exponenten auf die benötigte Elektrolysekapazität und Zeit skaliert. Des Weiteren wurden mit Hilfe des Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) die US\$2009 zu US\$2015 umgerechnet. Für die Währungsumrechnung auf EUR wurde ein Wechselkurs von 0,9019 EUR/US\$ angenommen (mittlerer Wechselkurs von 2015).

Die Kapazität der Fischer-Tropsch-Anlage beträgt 19,7 MW Endprodukt in 2020 und 237 MW Endprodukt in 2030. Tabelle 42 zeigt das Invest für wesentliche Komponenten der Fischer-Tropsch-Synthese und der weiteren Aufbereitung.

Der Wärmebedarf der Fischer-Tropsch-Anlage wird teilweise über die Abwärme gedeckt. Für 2030 wird in Anlehnung an [Fasihi et al. 2016] angenommen, dass der Wärmebedarf für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung überwiegend aus der Abwärme der Syntheseanlage sowie der Abwärme der Elektrolyse gedeckt wird. Des Weiteren wird angenommen, dass die H<sub>2</sub>-Pufferspeicherkapazität ausreicht, um 50 Stunden (mehr als zwei Tage) Anlagenvolllastbetrieb zu ermöglichen. Tabelle 43 zeigt die Eckdaten für die Bereitstellung von synthetischem Diesel via Power-to-Liquid mit erneuerbarem Strom.

TABELLE 43 Steckbrief der PtL-Anlage mit erneuerbarem Strom und Kosten für die Bereitstellung von E-Diesel

	Einheit	2020	2030
<b>Technische Schlüsselkennwerte</b>			
Strominput	MW <sub>e</sub>	53,7	580
Kraftstoffoutput	MW <sub>PTL</sub>	19,7	237,3
Spezifischer Strominput	MJ/MJ <sub>PTL</sub>	2,72	2,44
Effizienz PtL-Anlage	–	37%	41%
CO <sub>2</sub> -Bedarf (brutto)	t/h	6,7	80,9
Äquiv. Vollbenutzungsdauer	h/a	3.603	3.603
<b>CAPEX</b>			
Elektrolyse	Mio. €	45	181
H <sub>2</sub> -Verdichter & -Speicher (50 h)	Mio. €	14	166
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	Mio. €	20	320
Synthese, weitere Aufbereitung	Mio. €	28	218
Total	Mio. €	107	885
	€/kW <sub>PTL</sub>	5418	3731
<b>Wartung &amp; Reparatur</b>			
Elektrolyse	Mio. €/a	0,76	3,05
H <sub>2</sub> -Verdichter & -Speicher	Mio. €/a	0,02	0,23
CO <sub>2</sub> -Bereitstellung	Mio. €/a	0,50	8,01
Synthese, weitere Aufbereitung	Mio. €/a	0,56	4,35
Total	Mio. €/a	1,84	15,64
	% of CAPEX/a	1,7%	1,8%
<b>Spezifische Kostendaten</b>			
Kraftstoffbereitstellungskosten, inkl. Transport und Verteilung	€/GJ <sub>PTL</sub>	99	74
	€/kWh <sub>PTL</sub>	0,355	0,265
	€/Dieseläq.	3,54	2,64

Die Kosten für die Bereitstellung von E-Diesel belaufen sich auf 3,54 €/l Dieseläquivalent für 2020 und 2,64 €/l Dieseläquivalent für 2030.

#### 4.4.8 Vergleichende Darstellungen Zeithorizonte 2020/2030

Die Energieaufwendungen, Treibhausgasemissionen sowie Kosten für die Bereitstellung der verschiedenen hier betrachteten Kraftstoffe sind nachfolgend vergleichend dargestellt für die Zeithorizonte Heute / 2020 sowie Zukunft / 2030+.

##### a) Energieaufwand

In der folgenden Abbildung 41 und Abbildung 42 sind für die Jahre 2020 und 2030 die kumulierten Energiebedarfe für die Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“ dargestellt, d. h. inklusive der im Kraftstoff enthaltenen Energie (unterer Heizwert), jedoch noch ohne Berücksichtigung des Nutzungswirkungsgrades (für den Energieaufwand „Well-to-Propeller“, siehe Kapitel 4.6.1) sowie ohne die Energieaufwendungen für die Herstellung der Anlagen (wie bislang bei Kraftstoffbilanzen üblich).

Wie in Abbildung 41 und Abbildung 42 zu sehen ist, ist die Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen mit einem kumuliert höheren Energieaufwand gegenüber fossilem Diesel verbunden. Die verbliebenen Beiträge aus fossiler und nuklearer Primärenergie begründen sich mit der Annahme, dass für eine Reihe von Hilfsenergien, wie z. B. der Strom für die LNG-Verflüssigung, vereinfachend der deutsche Strommix angelegt wurde.

Des Weiteren wird aus Abbildung 43 und Abbildung 44 ersichtlich, dass als grobe Daumenregel festgestellt werden kann, dass mit zunehmender Kohlenwasserstoff-Kettenlänge die Energiebedarfe für die Bereitstellung strombasierter Kraftstoffe steigen. Jedoch werden die hier betrachteten alternativen Kraftstoffe v. a. aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Ein direkter Vergleich zwischen fossilen und erneuerbaren Primär-

ABBILDUNG 41 Kumulierter Energieeinsatz für die Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“ in kWh Primärenergie je kWh Kraftstoff 2020

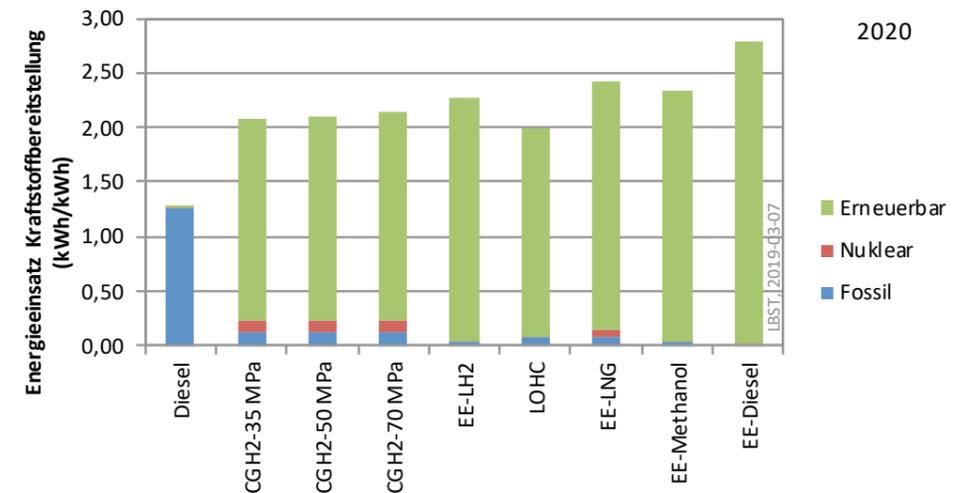
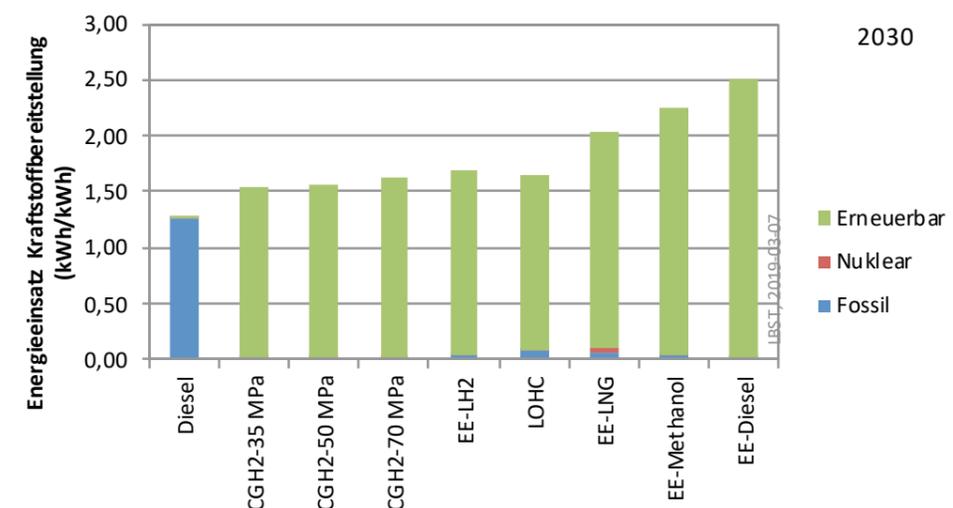


ABBILDUNG 42 Kumulierter Energieeinsatz für die Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“ in kWh Primärenergie je kWh Kraftstoff 2030



energien ist nur bedingt aussagefähig aufgrund der verschiedenen Qualitäten<sup>36</sup>. Ein höherer erneuerbarer Primärenergieverbrauch ist daher nicht per se schlecht. Höhere Primärenergiebedarfe haben jedoch Rückwirkungen in Richtung höherer Ausbaubedarfe für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen sowie die sich dadurch ergebenden höheren Kraftstoffherstellungskosten.

<sup>36</sup> In menschlichen Zeitdimensionen gesehen stehen endliche fossile Primärenergiequellen regelmäßig durch die Sonne in das Erdsystem eingebrachte erneuerbare Energie zur Nutzung als Solarenergie und Windkraft gegenüber.

Die Energieaufwände für die Synthesekraftstoffe (EE-Methan, EE-Methanol, EE-Diesel) liegen heute (2020) zwar signifikant, jedoch nicht um Faktoren über der Bereitstellung von CGH<sub>2</sub>. Das liegt daran, dass der kumulierte Energieaufwand für CGH<sub>2</sub> bei entsprechender technischer Weiterentwicklung (siehe 2030) um ca. 25 % gegenüber heute gesenkt werden kann. Der Treiber ist hierfür insbesondere eine Erhöhung des Elektrolysewirkungsgrades sowie die weitere Verbesserung der Vorkühlung bei 70 MPa-Systemen zur Betankung. Die Syntheseverfahren verfügen nicht über vergleichbare Effizienzverbesserungspotenziale, da sie – zumindest prinzipiell, siehe Gas-to-Liquid, Coal-to-Liquid oder die Methanolsynthese – seit Jahrzehnten bekannte und etablierte Verfahrenstechniken darstellen.

Die Differenz zwischen den verschiedenen CGH<sub>2</sub>-Druckstufen (35, 50, 70 MPa) ist hinsichtlich des kumulierten Energieaufwands eher gering, da der Kompressionsaufwand nur einen Bruchteil des Gesamtenergieaufwands darstellt und sich dieser zudem nur mit jeder Verdoppelung des Druckniveaus ausprägt. Bei den in dieser Studie gewählten CGH<sub>2</sub>-Tankstellenkonzepten macht sich der Energiebedarf für die Kompression nur bei 70 MPa signifikant bemerkbar, wobei hier noch Energiebedarfe für die Vorkühlung inkludiert sind.

LOHC schneidet beim Energieaufwand für die Bereitstellung auf dem günstigen Niveau von CGH<sub>2</sub> und LH<sub>2</sub> ab. Im Gegensatz zu CGH<sub>2</sub> und LH<sub>2</sub> werden für die Aufbereitung (Dehydrogenierung) des LOHC auf dem Schiff jedoch signifikante Energiemengen benötigt, die in etwa einem Drittel des Wasserstoffverbrauchs für das Antriebssystem entspricht. Hierdurch ergeben sich für LOHC vergleichsweise niedrige Gesamtwirkungsgrade, siehe „Well-to-Propeller“ Energiebedarfe in Kapitel 4.6.1.

## b) Treibhausgasemissionen

Erneuerbare synthetische Kraftstoffe, wie z. B. EE-LNG, EE-Methanol und EE-Diesel, benötigen CO<sub>2</sub> als Rohstoff bei der Herstellung des Kraftstoffs (negative Emission bei Verwendung von CO<sub>2</sub> aus erneuerbaren Quellen) und emittieren CO<sub>2</sub> bei der Nutzung des Kraftstoffs (Emissionen mit positivem Vorzeichen). Wie in Abbildung 43 und Abbildung 44 zu sehen ist, sind die Netto-Treibhausgasemissionen der in dieser Studie betrachteten erneuerbaren Kraftstoffe nahe Null, da für 2020/2030 überwiegend erneuerbarer Strom sowie CO<sub>2</sub> aus erneuerbaren Quellen (2020: CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung, 2030: CO<sub>2</sub> aus der Luft) angenommen wurde. Verbleibende THG-Emissionen sind in dieser Modellierung auf die Verwendung des Strommixes für Hilfsenergien zurückzuführen, wie z. B. für die Verflüssigung im Fall von EE-LNG. Diese Hilfsstrombedarfe könnten perspektivisch ebenfalls in Richtung Null gehen, wenn der Strommix in Richtung 100 % Erneuerbare geht. Bei der Modellierung der Methanbereitstellung wurde die beste verfügbare Technik angenommen, wodurch die Methanverluste entlang der Gesamtkette auf ein Minimum reduziert sind.

## c) Kosten

Die Kosten für die Kraftstoffbereitstellung (Vollkosten ohne Steuern und Abgaben) sind in den beiden nachfolgenden Grafiken und zugehörigen Datentabellen „Well-to-Tank“ in Liter-Dieseläquivalenten (€/l<sub>DA</sub>) dargestellt. Zum Vergleich sind die vom IEA-Rohölpreinsniveau 2020 sowie 2030 abgeleiteten fossilen Dieselpreise eingezeichnet. Der semitransparente Bandbreitebalken zeigt zum Vergleich den minimalen sowie maximalen Dieselpreis seit 2007.

ABBILDUNG 43 Treibhausgasemissionen „Well-to-Tank“ in g CO<sub>2</sub>eq pro kWh Kraftstoff 2020

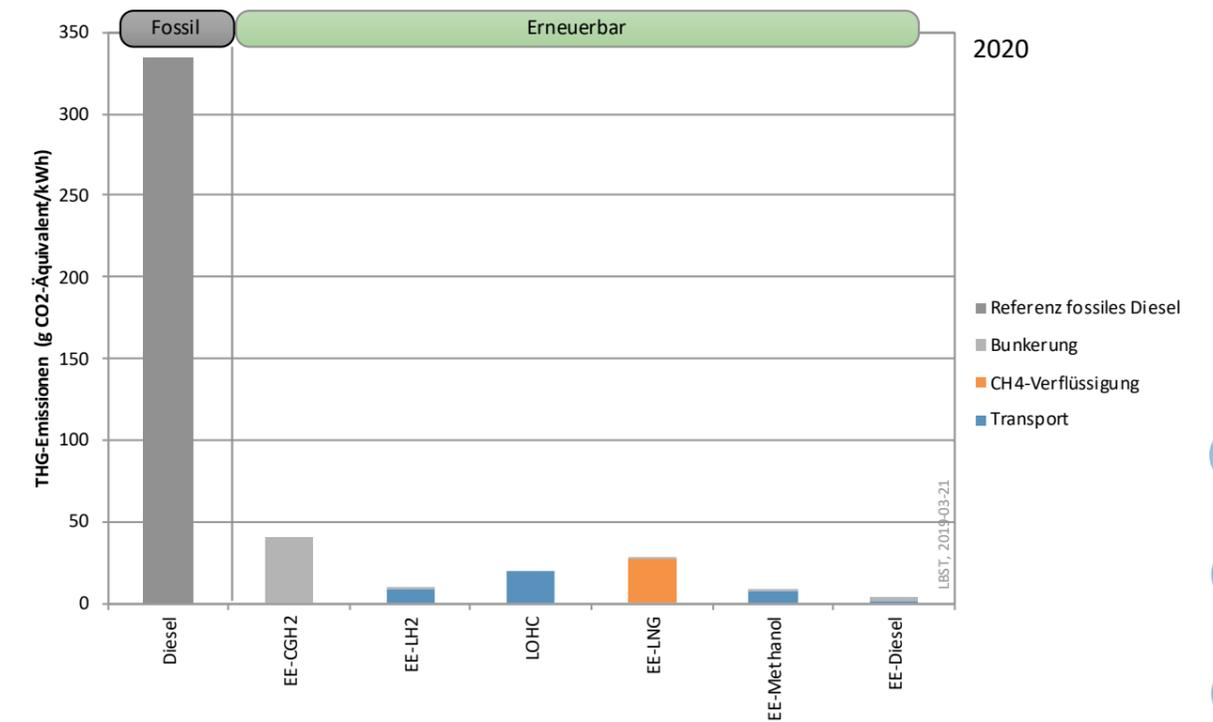


ABBILDUNG 44 Treibhausgasemissionen „Well-to-Tank“ in g CO<sub>2</sub>eq pro kWh Kraftstoff 2030

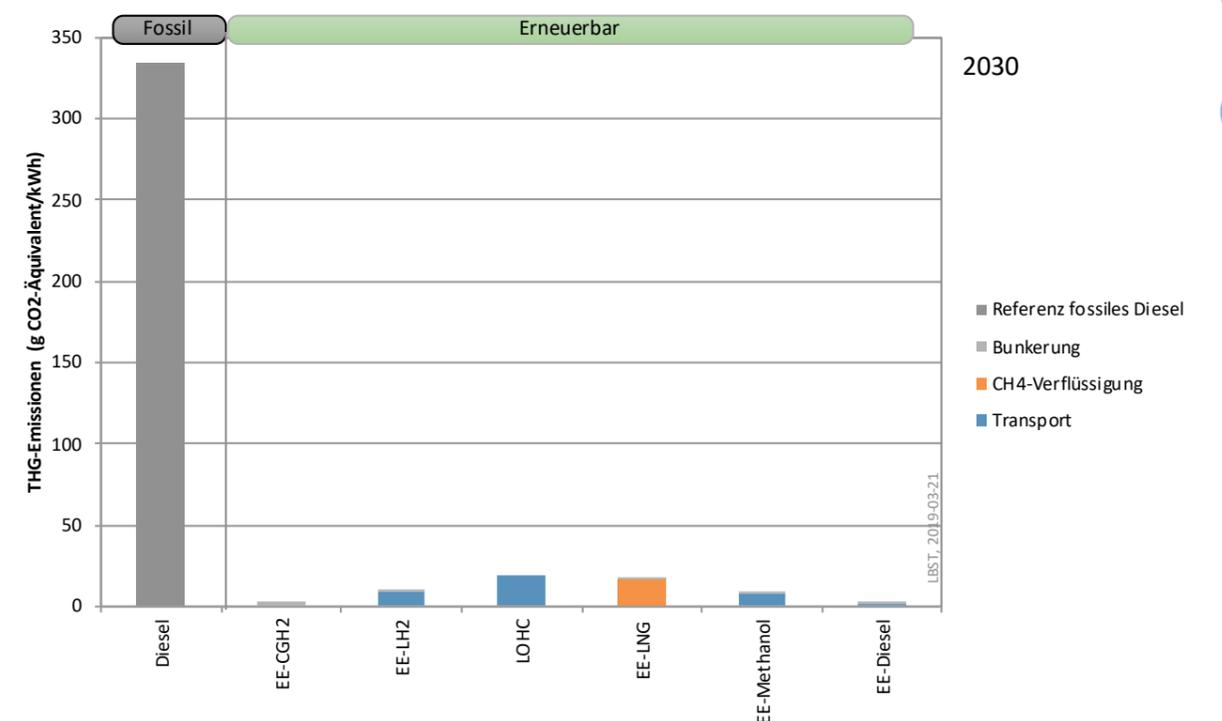


ABBILDUNG 45 Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2020 (ohne Steuern)

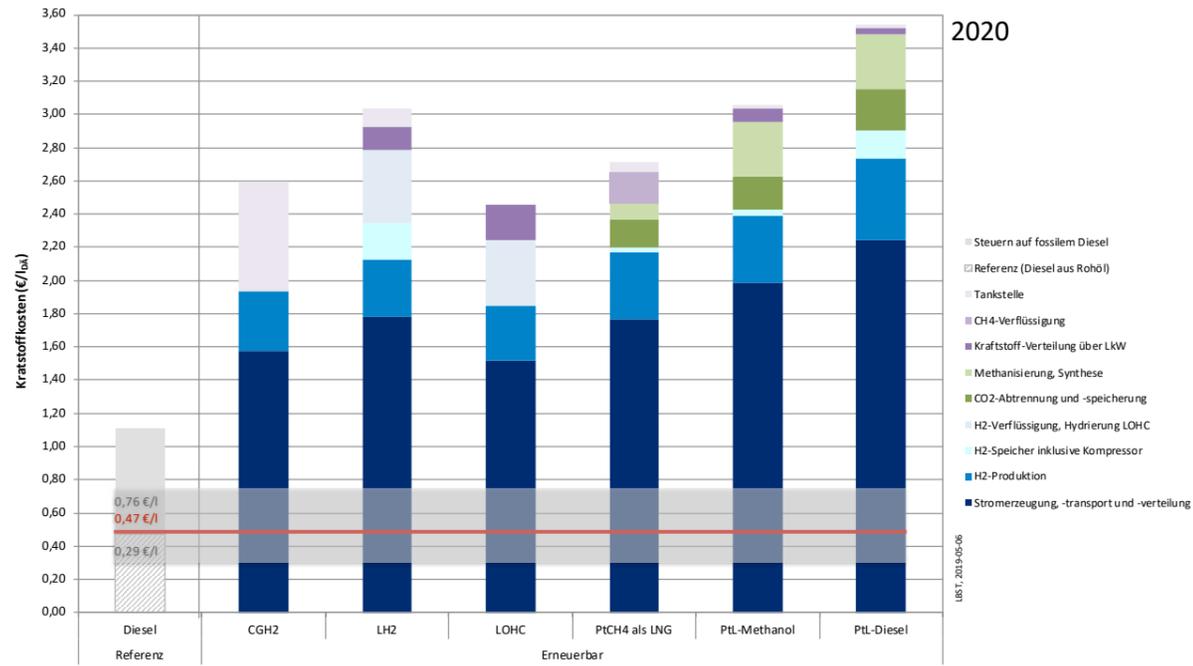


TABELLE 44 Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2020

2020 (€/l <sub>100</sub> )	Diesel (Referenz)	CGH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	LOHC	PtCH <sub>4</sub> als LNG	PtL-Methanol	PtL-Diesel
Stromerzeugung, -transport und -verteilung		1,58	1,78	1,52	1,77	1,99	2,24
H <sub>2</sub> -Produktion		0,36	0,35	0,33	0,40	0,41	0,49
H <sub>2</sub> -Speicher inklusive Kompressor			0,22		0,03	0,03	0,17
H <sub>2</sub> -Verflüssigung, Hydrierung LOHC			0,44	0,39			
CO <sub>2</sub> -Abtrennung und -speicherung					0,16	0,20	0,25
Methanisierung, Synthese					0,10	0,33	0,33
Gasnetz					0,03		
Großtechnische Gasspeicherung inkl. Kompressor					0,04		
Kraftstoff-Verteilung über LkW			0,14	0,22	0,00	0,08	0,04
CH <sub>4</sub> -Verflüssigung					0,19		
Tankstelle		0,66	0,11		0,06	0,02	0,02
<b>Summe</b>	<b>0,47</b>	<b>2,60</b>	<b>3,04</b>	<b>2,46</b>	<b>2,78</b>	<b>3,06</b>	<b>3,54</b>

ABBILDUNG 46 Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2030 (ohne Steuern)

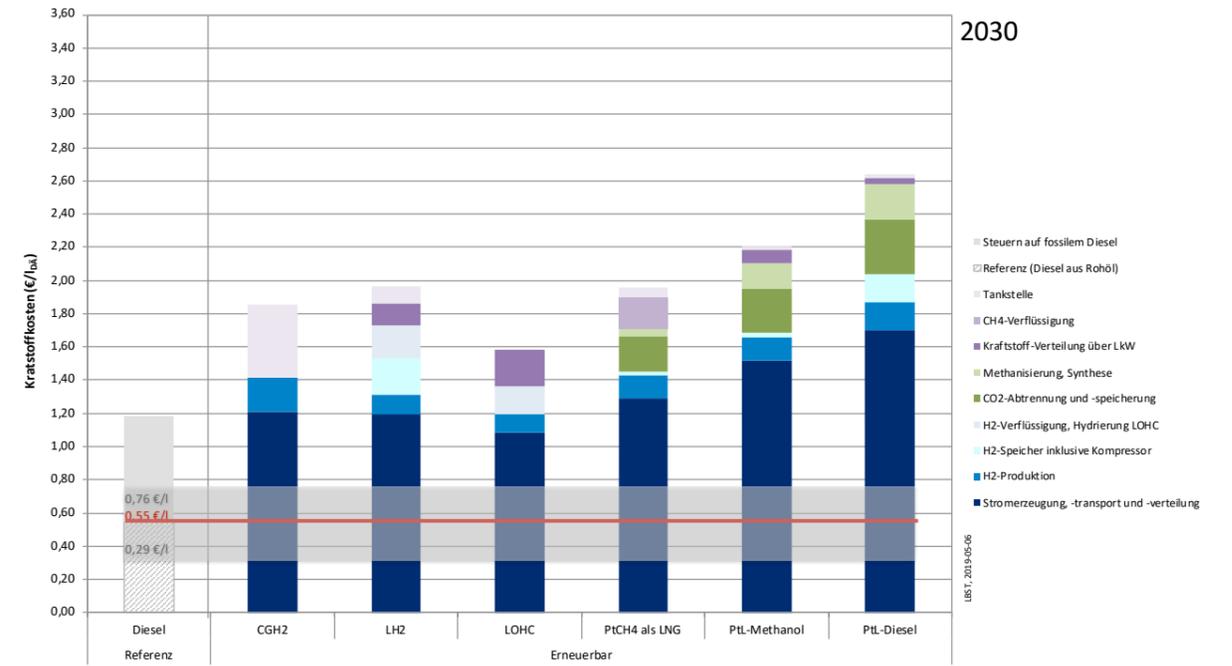


TABELLE 45 Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2030

2030 (€/l <sub>100</sub> )	Diesel (Referenz)	CGH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	LOHC	PtCH <sub>4</sub> als LNG	PtL-Methanol	PtL-Diesel
Stromerzeugung, -transport und -verteilung		1,21	1,19	1,08	1,29	1,52	1,70
H <sub>2</sub> -Produktion		0,21	0,12	0,11	0,14	0,14	0,17
H <sub>2</sub> -Speicher inklusive Kompressor			0,22		0,03	0,03	0,17
H <sub>2</sub> -Verflüssigung, Hydrierung LOHC			0,19	0,17			
CO <sub>2</sub> -Abtrennung und -speicherung					0,21	0,26	0,33
Methanisierung, Synthese					0,05	0,16	0,21
Gasnetz					0,03		
Großtechnische Gasspeicherung inkl. Kompressor					0,04		
Kraftstoff-Verteilung über LkW			0,14	0,22		0,08	0,04
CH <sub>4</sub> -Verflüssigung					0,19		
Tankstelle		0,44	0,10		0,06	0,02	0,02
<b>Summe</b>	<b>0,55</b>	<b>1,85</b>	<b>1,96</b>	<b>1,58</b>	<b>2,03</b>	<b>2,21</b>	<b>2,64</b>

Wie den vorangegangenen Tabellen und Abbildungen entnommen werden kann, machen die Kosten für den erneuerbaren Strom den größten Teil der Bereitstellungskosten bei allen strombasierten Kraftstoffen aus. Kostenreduktionspotenziale ergeben sich insbesondere durch weiter sinkende EE-Stromgestehungskosten, aber auch sinkende Kosten bei der PtX-Anlagentechnik, insbesondere bei der Elektrolyse sowie durch eine verbesserte Wärmeintegration.

Für einen fairen Vergleich (langfristiger) Optionen alternativer Kraftstoff und Antriebe hat die Rechnung mit Vollkosten eine zentrale Bedeutung, da sich aktuell geltende Preisbildungsmechanismen am Strommarkt ändern können. Es ist sogar eher davon auszugehen, dass diese sich ändern werden mit steigenden Anteilen von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, da Wind- und Solarstrom nur marginale Grenzkosten aufweisen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht muss am Ende des Tages jemand für die Stromgestehungskosten aufkommen, da sonst keine Investitionen mehr in den Neubau von Erzeugungsanlagen getätigt werden. Nach dem Verursacherprinzip sind diese Kosten vom Nutzer (Kraftstoffverbraucher) zu tragen.

Kurzfristig, z. B. im Rahmen von Business Case-Analysen oder Überlegungen für Einführungsinstrumente, könnten Opportunitäten zur Reduktion der betriebswirtschaftlichen Kosten angestellt werden. Im Falle der in dieser Studie betrachteten erneuerbaren strombasierten Kraftstoffe könnte dies (unter Bedingungen) beispielsweise eine Befreiung des Stroms für die PtX-Produktion von der EEG-Umlage, Netzgebühren und anderen Umlagen, Abgaben oder Steuern sein. Solche Überlegungen können nicht pauschal getroffen werden und bedürfen einer gesonderten, differenzierter Betrachtung.

Die meist höheren Wirkungsgrade bei der Nutzung strombasierter Kraftstoffe in Brennstoffzellen sind gemäß der in diesem Kapitel angestellten „Well-to-Tank“-Betrachtung noch nicht enthalten. Siehe hierzu die „Well-to-Propeller“-Ergebnisse in Kapitel 4.6.3.

## 4.5 Schiffsantriebssysteme „Tank-to-Propeller“

Im Rahmen der Studie wurden für die 4 Referenzschiffe spezifische Fahrzyklen berücksichtigt und als Basis für die durchgeführten Berechnungen herangezogen. Als Grundlage diente dabei das jeweilige konventionell betriebene Schiff und mittels der Speicherdichte bzw. der Energiedichte der Brennstoffzellen wurde der Raumbedarf für die strombasierten Kraftstoffe inklusive der Energiewandler bestimmt. Anhand des Raumbedarfes wurde eine Vorauswahl getroffen, welche Kraftstoffe näher zu untersuchen sind. Bei der Abschätzung des Raumbedarfes sind für LNG die Anforderungen der ES-TRIN Anlage 8 und für Methanol die Anforderungen der bei der IMO verabschiedeten Interim Guideline (gilt nur für Seeschiffe – Sicherheitsprinzipien wurden übernommen) berücksichtigt worden.

### 4.5.1 Wirkungsgrad Brennstoffzellenantriebe

Brennstoffzellen weisen einen höheren Wirkungsgrad auf als Verbrennungskraftmaschinen. Darüber hinaus liegt das Maximum des Wirkungsgrads bei Brennstoffzellen im unteren Teillastbereich, während bei Verbrennungsmotoren das Wirkungsgradmaximum bei der Nennlast liegt, siehe linkes Diagramm in Abbildung 47. Des Weiteren haben große Verbrennungsmotoren typischerweise höhere Wirkungsgrade als kleine Verbrennungsmotoren, siehe rechtes Diagramm in

ABBILDUNG 47 Verlauf der Wirkungsgrade von Brennstoffzellensystemen und Dieselmotoren

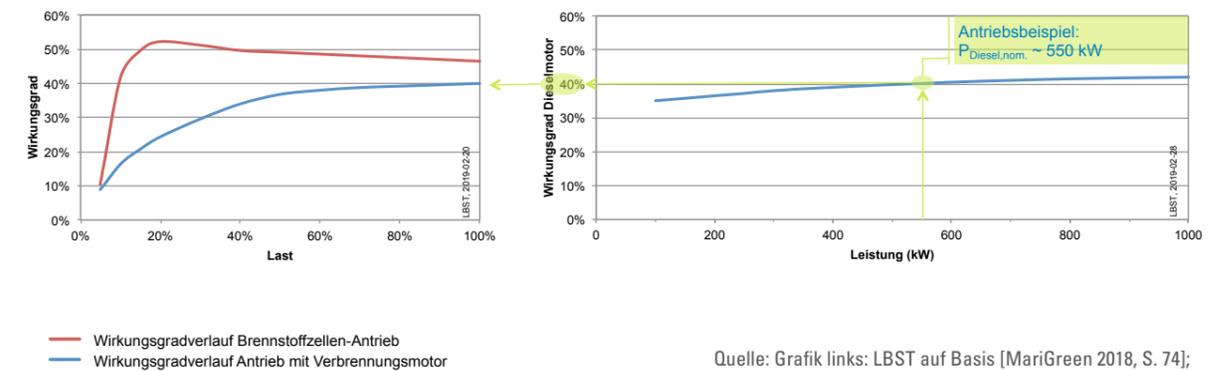


Abbildung 47. Der in Abbildung 47 im linken Diagramm dargestellte Wirkungsgradverlauf wurde am Beispiel eines Dieselmotors mit 550 kW Leistung modelliert.

Auf Basis der Auslastung des Antriebs über das Betriebsprofil wurde der jeweils mittlere Zykluswirkungsgrad für die verschiedenen Schiffstypen ermittelt. Der Wirkungsgrad von Elektromotoren wird mit 95 % angenommen.

Im Fall von LOHC als Wasserstoffträger ist eine Dehydrieranlage erforderlich, bei der Wasserstoff durch Zufuhr von Wärme aus dem LOHC abgetrennt wird. Laut Herstellerangaben beträgt der H<sub>2</sub>-Bedarf für eine elektrische Leistung von 400 kW<sub>el</sub> etwa 2.000 kg H<sub>2</sub> über einen Zeitraum von 52 Stunden über den Fahrzyklus, davon 750 kg H<sub>2</sub> für den Brenner zur Bereitstellung der Wärme für die Dehydrierung. Bei einem unteren Heizwert von 33,33 kWh pro kg Wasserstoff ergibt sich daraus ein Wirkungsgrad von etwa 31 % über den Fahrzyklus. Im Bestpunkt ist der Wirkungsgrad höher (etwa 35 %). Der Wirkungsgrad des Elektromotors wird mit 95 % angenommen, so

dass der Gesamtwirkungsgrad im Bestpunkt bei 33 % liegt. Der Wirkungsgrad über den Zyklus hängt vom Betriebsprofil der jeweiligen Schiffe ab.

Der Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems mit Methanolreformierung an Bord des Schiffes wird aus [Jensen 2018] abgeleitet. Aufgrund der höheren Betriebstemperatur der Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle von 160°C kann die Abwärme der Brennstoffzellen für die Reformierheizung verwendet werden. Dadurch steigt der Wirkungsgrad des Gesamtsystems. Der DC-Wirkungsgrad (ohne Wechselrichter) der Brennstoffzellenanlage mit Methanolreformer beträgt im Bestpunkt etwa 50 %. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters wird mit 9 % angenommen und der Wirkungsgrad des Elektromotors ebenfalls mit 95 %. Daraus ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad beim Einsatz von Methanol von 45 % im Bestpunkt.

Für den Einsatz von SOFC-Brennstoffzellen in Kombination mit LNG wurde auf Angaben von Mitsubishi Hitachi Power Systems [MHPS 2015] für ein Brennstoffzellen-BHKW mit 250 kW<sub>el</sub> zurückgegriffen.

TABELLE 46 Mittlere Antriebswirkungsgrade über den Fahrzyklus „Tank-to-Propeller“\*\*

	Diesel	EE-CGH2**	EE-LH2	LOHC	EE-LNG	EE-Methanol	EE-Diesel
<b>Gütermotorschiff</b>							
	40 %	47 %	47 %	30 %	47 %	40 %	43 %
<b>Schubverband</b>							
	35 %	49 %	49 %	31 %	49 %	42 %	44 %
<b>Tagesausflugsschiff</b>							
	27 %	51 %	51 %	33 %	51 %	44 %	47 %
<b>Kabinenschiff</b>							
	29 %	49 %	49 %	31 %	49 %	42 %	45 %

\* zeilenweise orientierte Heat-Map

\*\* für 70 MPa (konservativ)

Die Reformierung erfolgt intern auf der Anode der Brennstoffzellen. Dadurch wird der Wärmebedarf der endotherm verlaufenden Reformierreaktion durch die Hochtemperaturabwärme der SOFC gedeckt. Darüber hinaus ist der SOFC eine Mikrogasturbine mit Turbolader zur Luftversorgung, zur Nutzung nicht umgesetzter Gase und zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades nachgeschaltet (die Mikrogasturbine trägt damit etwa zu 10 % zur Stromerzeugung der Gesamtanlage bei). Der Wirkungsgrad wird mit 55 % (AC) angegeben. Multipliziert mit dem Wirkungsgrad des Elektromotors von 95 % ergibt sich daraus ein Gesamtwirkungsgrad des SOFC-Systemes mit LNG von etwa 52 %.

Für den Einsatz von SOFC-Brennstoffzellen in Kombination mit Dieselmotoren wurde auf Angaben von [Huerta et. al. 2018] zurückgegriffen. Der DC-Wirkungsgrad beträgt danach etwa 53%. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters wird wieder mit 95% angenommen und der Wirkungsgrad des Elektromotors ebenfalls mit 95%. Daraus ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad dieses SOFC-Brennstoffzelleneinsatzes von 48 % im Bestpunkt.

Zusammenfassend sind in der Tabelle 46 die mittleren Antriebswirkungsgrade über die jeweiligen Fahrzyklen der unterschiedlichen Schiffstypen dargestellt, die bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen für die Ermittlung des Raumbedarfs berücksichtigt wurden. Dabei wurde eine „Heat-Map“-Darstellung gewählt, die die schlechtesten Antriebswirkungsgrade als „rot“ markiert und die höchsten als „grün“.

#### 4.5.2 Gütermotorschiff

Für das ausgewählte Gütermotorschiff Pankgraf wurde für die durchgeführten Untersuchungen die Route von Rotterdam nach Heilbronn-Rotterdam (2 x 697 km) berücksichtigt. Der Kraftstoffverbrauch des konventionell betriebenen Schiffes beträgt 16,2 m<sup>3</sup>, so dass das Schiff aufgrund der an Bord befindlichen Kraftstofftanks von 20 m<sup>3</sup> einmal pro Rundreise bebunkert werden muss.

Unter Berücksichtigung der Speicherdichte der alternativen Kraftstoffe bzw. des Raumbedarfs für den Energiewandler ergibt sich folgende Tabelle 47:

TABELLE 47 Europaschiff: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler

Schiffstyp	Europaschiff (Gütermotorschiff)		Bauraumbedarf Tanksystem	Bauraumbedarf für Energiewandler (Reformer, Brennstoffzelle, Elektromotor)	Summe Raumbedarf	Raumfaktor (Basis Diesel)
	Diesel	VM				
			Volumen (m <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	
Referenz Diesel	Diesel	VM	20	123	143	1,0
CGH2 35	H2	PEM	522	71	593	4,1
CGH2 50	H2	PEM	403	71	474	3,3
CGH2 70	H2	PEM	323	71	394	2,8
LH2	H2	PEM	135	71	206	1,4
LOHC	H2	PEM	155	95	250	1,8
E-MeOH	MeOH	HT-PEM	81	141,2	222	1,6
E-LNG	LNG	SOFC	56	282,4	339	2,4
E-Diesel	Diesel	SOFC	21	282,4	303	2,1

■ relevant für diesen Schiffstyp

■ grafische Darstellung Raumbedarf bezogen auf Referenz Diesel

#### Annahmen

Für das Gütermotorschiff wurde das folgende Fahrprofil auf der in Kapitel 3.1.3 beschriebenen Route zugrundegelegt:

- 70 % zeitlicher Anteil 84 % Last (flußaufwärts)
- 28 % zeitlicher Anteil 50 % Last (flußabwärts)
- 2 % zeitlicher Anteil 0 % Last (Liegezeit)

Für die spezifische Route bzw. für den Lastanteil ergeben sich die in Tabelle 47 dargestellten Wirkungsgrade für den entsprechenden Kraftstoff bzw. Brennstoffzellentyp.

Bauraumbedarf für Energiewandler:

PEM: 0,1 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung

HT-PEM: 0,2 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung

SOFC: 0,4 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung

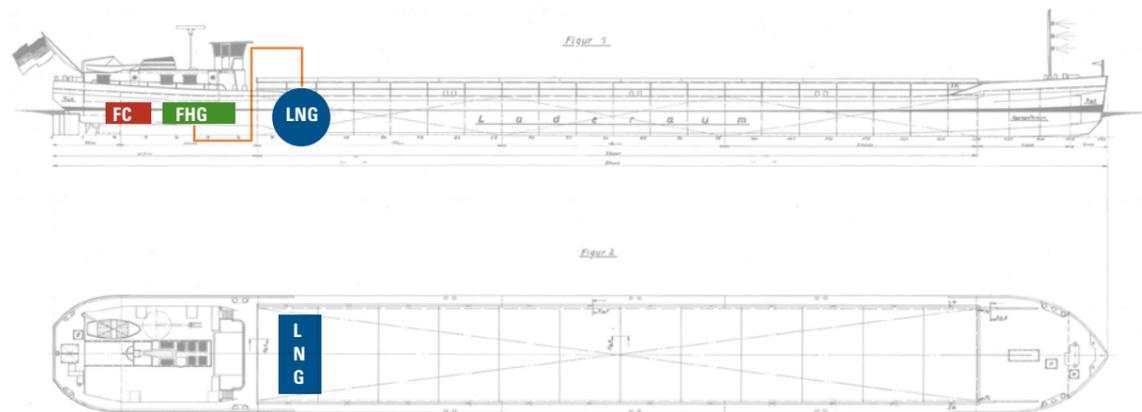
Methanol: Der Kofferdamm für das Tanksystem wurde mit 15 % zusätzlichem Raumbedarf berücksichtigt. Die HT-PEM-Brennstoffzelle wird mit 60 % Methanol und 40 % Wasser betrieben, der oben genannte Bauraumbedarf beinhaltet bereits das Gemisch.

LNG: Die Raumaussnutzung wurde auf Basis zylindrischer Tanks abgeschätzt.

Aufgrund des Platzbedarfes erfordert die Verwendung von Druckwasserstoff mit einem Druck von 350 bar bzw. 500 bar (entsprechend 35 MPa bzw. 50 MPa) einen deutlich höheren Bauraum als die anderen Optionen. Der erhöhte Speicherplatzbedarf von CGH2 mit einem Druck von 700 bar kann gegebenenfalls durch öfteres Beunkern kompensiert werden. Für die weiteren Analysen sind die in der Tabelle grün markierten Kraftstoffe verwendet worden.

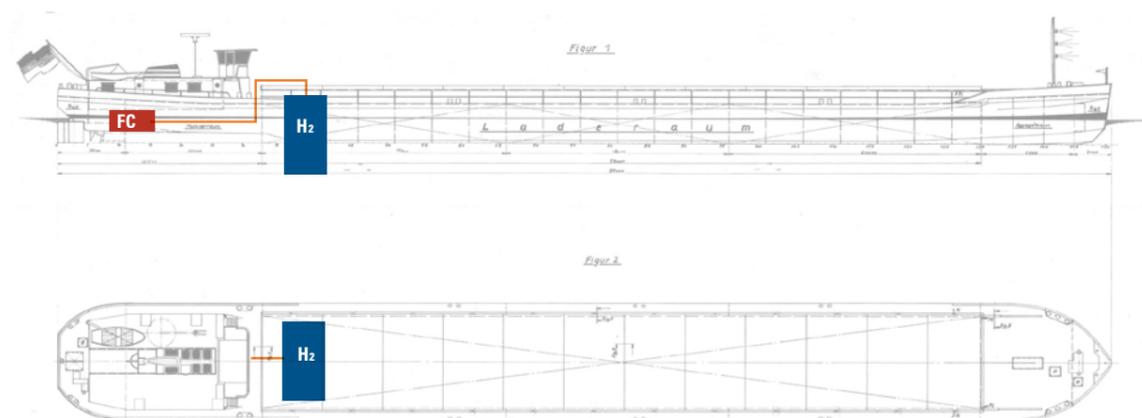
In den folgenden Abbildungen 48 und 49 sind beispielhaft das Gütermotorschiff mit einer LNG- bzw. Druckwasserstoff-Antriebsanlage bestehend aus Kraftstofftank, Fuel Gas Handling (FGH) System und Brennstoffzellenraum ausgestattet worden. Die Abbildungen sind nicht maßstäblich und gelten auch nicht für einen Neubau. Bei einem Neubau kann der Tank effizienter in das Schiffsdesign integriert werden. Die Abbildungen sollen lediglich generell die Machbarkeit alternativer Antriebseinheiten veranschaulichen.

ABBILDUNG 48 Beispiel: LNG-Speicher und Energiewandler auf einem Gütermotorschiff



Quelle: Lauenburger Elbschiffahrtsarchiv, Bestand Arminiuswerft (Bildfreigabe durch IfS)

ABBILDUNG 49 Druckwasserstoff-Speicher und Energiewandler auf einem Gütermotorschiff



Quelle: Lauenburger Elbschiffahrtsarchiv, Bestand Arminiuswerft (Bildfreigabe durch IfS)

### 4.5.3 Schubverband

Als weiteres Referenzschiff wurde der Schubverband „Elektra“ analysiert. Für dieses Schiff wurde eine Route von Berlin nach Hamburg (2 x 382 km) für die weitere Auswertung zugrunde gelegt. Diese Strecke entspricht einem Kraftstoffverbrauch von ca. 4,5 m<sup>3</sup> mit Dieselfraftstoff.

Unter Berücksichtigung der Speicherdichte der alternativen Kraftstoffe bzw. des Raumbedarfs für den Energiewandler ergibt sich folgende Tabelle 48:

TABELLE 48 Schubverband: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler

Schiffstyp	Schubverband		Bauraumbedarf Tanksystem	Bauraumbedarf für Energiewandler (Reformer, Brennstoffzelle, Elektromotor)	Summe Raumbedarf	Raumfaktor (Basis Diesel)
			Volumen (m <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	
Referenz Diesel	Diesel	VM	4,5	123	127,5	1,0
CGH <sub>2</sub> 35	H <sub>2</sub>	PEM	100	40	140	1,1
CGH <sub>2</sub> 50	H <sub>2</sub>	PEM	77	40	117	0,9
CGH <sub>2</sub> 70	H <sub>2</sub>	PEM	62	40	102	0,8
LH <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	PEM	26	40	66	0,5
LOHC	H <sub>2</sub>	PEM	30	64	94	0,7
E-MeOH	MeOH	HT-PEM	15,5	80	95	0,7
E-LNG	LNG	SOFC	10,8	160	171	1,3
E-Diesel	Diesel	SOFC	3,93	160	164	1,3

■ relevant für diesen Schiffstyp ■ grafische Darstellung Raumbedarf bezogen auf Referenz Diesel

### Annahmen

Für den Schubverband wurde folgendes Fahrprofil auf der in Kapitel 3.1.3 beschriebenen Route zugrundegelegt:

- 50 % zeitlicher Anteil  
51 % Last (flußaufwärts: Kanal)
- 50 % zeitlicher Anteil  
51 % Last (flußabwärts: Kanal)
- 0 % zeitlicher Anteil 0 % Last (Liegezeit)

Für die spezifische Route bzw. für den Lastanteil ergeben sich die in Tabelle 48 dargestellten Wirkungsgrade für den entsprechenden Kraftstoff bzw. Brennstoffzellentyp.

Bauraumbedarf für Energiewandler:

- PEM: 0,1 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung
- HT PEM: 0,2 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung
- SOFC: 0,4 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung

Methanol: Der Kofferdamm für das Tanksystem wurde mit 15 % zusätzlichem Raumbedarf berücksichtigt. Die HT-PEM-Brennstoffzelle wird mit 60 % Methanol und

40 % Wasser betrieben, der oben genannte Bauraumbedarf beinhaltet bereits das Gemisch.

LNG: Die Raumaussnutzung wurde auf Basis zylindrischer Tanks abgeschätzt.

Anhand der Tabelle 49 ist zu erkennen, dass prinzipiell alle alternativen Kraftstoffe für das zugrunde gelegte Fahrprofil geeignet sind. Dementsprechend werden alle Kraftstoffe für die weiterführenden Untersuchungen berücksichtigt.

In den Abbildungen 50 und 51 sind beispielhaft das Schubschiff mit einer Methanol- bzw. mit einer Druckwasserstoff-Antriebsanlage ausgestattet worden. Die Abbildungen sind nicht maßstäblich und sollen die generelle Machbarkeit visualisieren. Dabei kann hinter dem Deckhaus der Platz für ein oder mehrere Methanoltanks genutzt werden. Darüber hinaus steht noch der Tank unter Deck hinter dem Fuel Gas Handling (FGH) Bereich zur Verfügung.

ABBILDUNG 50 Beispiel: MeOH-Speicher und Energiewandler auf einem Schubschiff

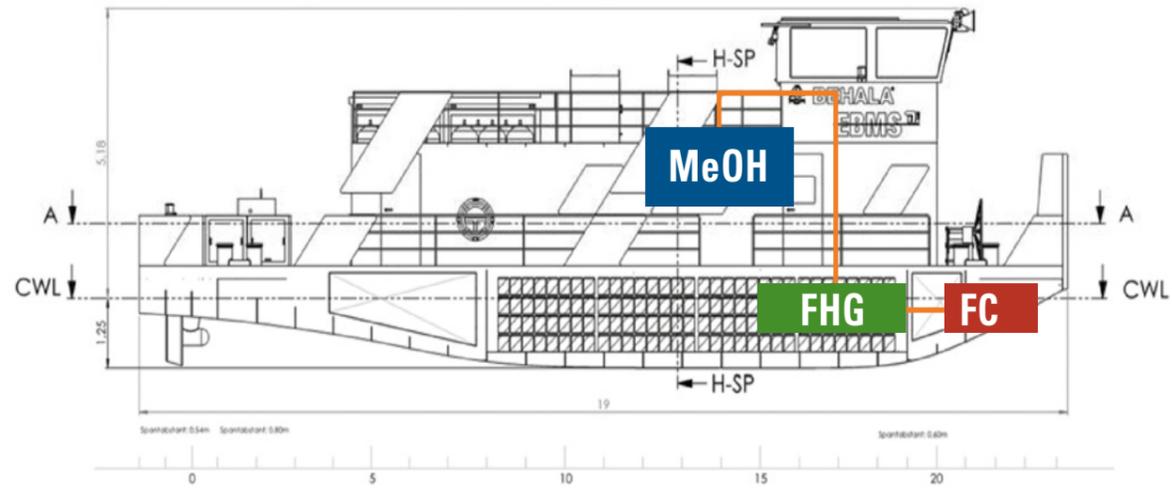


ABBILDUNG 51 Beispiel: Druckwasserstoff-Speicher (Bündel) und Energiewandler auf einem Schubschiff

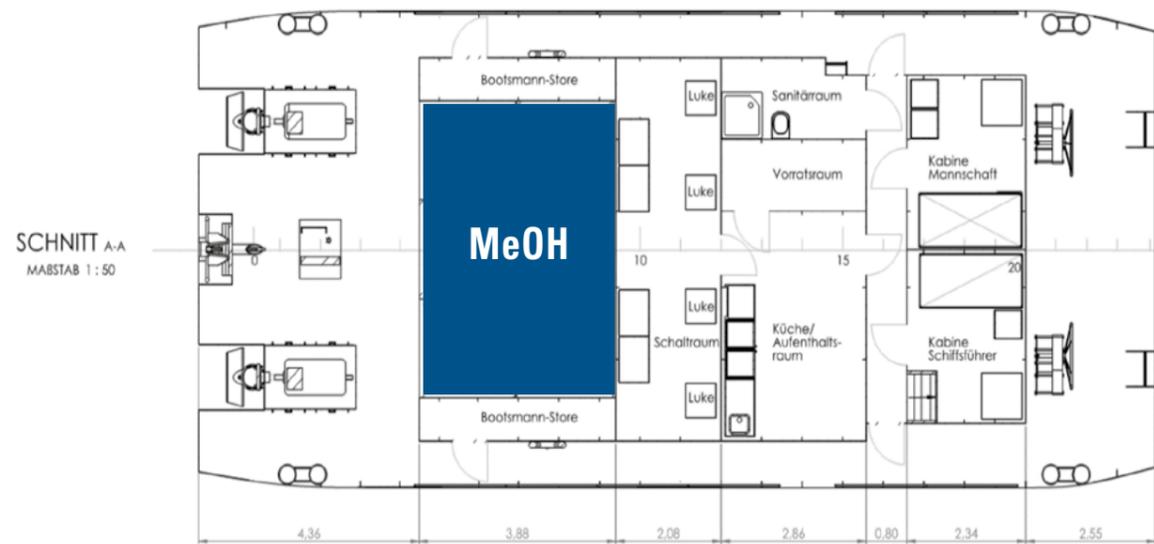
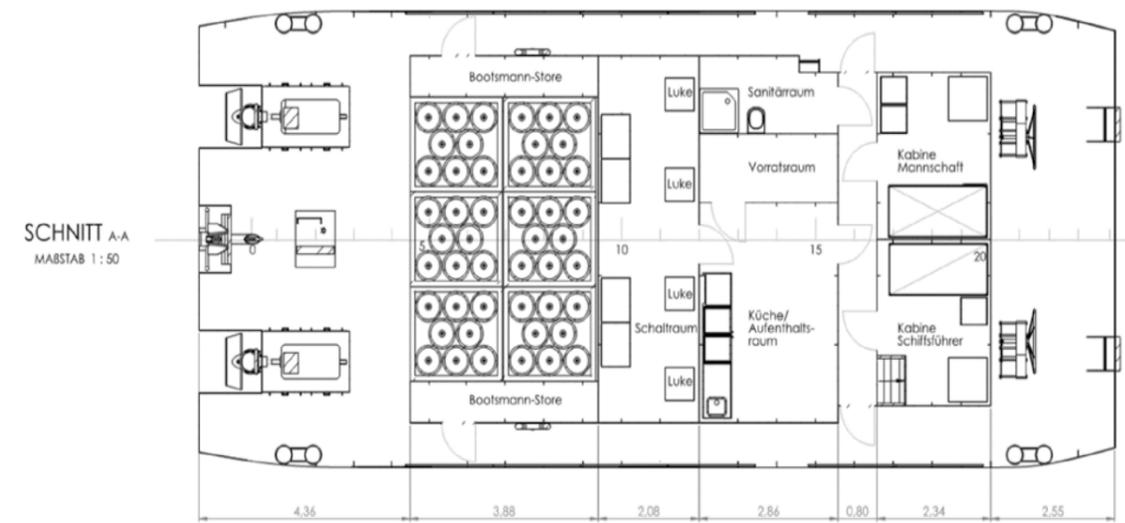


TABELLE 49 Tagesausflugsschiff: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler

Schiffstyp			Tagesausflugsschiff 3, FGS „Stern“			
			Bauraumbedarf Tanksystem	Bauraumbedarf für Energiewandler (Reformer, Brennstoffzelle, Elektromotor)	Summe Raumbedarf	Raumfaktor (Basis Diesel)
			Volumen (m³)	Volumen (m³)	Volumen (m³)	
Referenz Diesel	Diesel	VM	2	20	22	1,0
CGH <sub>2</sub> 35	H <sub>2</sub>	PEM	32	13,2	45	2,1
CGH <sub>2</sub> 50	H <sub>2</sub>	PEM	25	13,2	38	1,7
CGH <sub>2</sub> 70	H <sub>2</sub>	PEM	20	13,2	33	1,5
LH <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	PEM	8	13,2	22	1,0
LOHC	H <sub>2</sub>	PEM	10	37,2	47	2,1
E-MeOH	MeOH	HT-PEM	5	26,4	31	1,4
E-LNG	LNG	SOFC	3	52,8	56	2,6
E-Diesel	Diesel	SOFC	1	52,8	54	2,5

■ relevant für diesen Schiffstyp ■ grafische Darstellung Raumbedarf bezogen auf Referenz Diesel

#### 4.5.4 Tagesausflugsschiff

Als kleines Referenzschiff wurde das Tagesausflugsschiff FGS „Stern“ ausgewählt, welches auf Berliner Gewässern betrieben wird. Das Schiff absolviert ca. 7 Ausflugsfahrten am Tag bei 186 Betriebstagen im Jahr und verbraucht dabei durchschnittlich 81 l am Tag. Das Schiff bunkert alle 22 Tage.

Unter Berücksichtigung der Speicherdichte der alternativen Kraftstoffe bzw. des Raumbedarfs für den Energiewandler ergibt sich Tabelle 49:

##### Annahmen

Für das Tagesausflugsschiff wurde folgendes Fahrprofil auf der in Kapitel 3.1.3 beschriebenen Route zugrunde gelegt:

- 75 % zeitlicher Anteil 22 % Last
- 25 % zeitlicher Anteil 24 % Last
- 0 % zeitlicher Anteil 0 % Last (Liegezeit)

Für die spezifische Route bzw. für den Lastanteil ergeben sich die in Tabelle 49 dargestellten Wirkungsgrade für den entsprechenden Kraftstoff bzw. Brennstoffzellentyp.

Bauraumbedarf für Energiewandler:

PEM: 0,1 m³ \* installierte Leistung

HT PEM: 0,2 m³ \* installierte Leistung

SOFC: 0,4 m³ \* installierte Leistung

Methanol: Der Kofferdamm für das Tanksystem wurde mit 15 % zusätzlichem Raumbedarf berücksichtigt. Die HT-PEM-Brennstoffzelle wird mit 60 % Methanol und 40 % Wasser betrieben, der oben genannte Bauraumbedarf beinhaltet bereits das Gemisch.

LNG: Die Raumaussnutzung wurde auf Basis zylindrischer Tanks abgeschätzt.

Anhand der Tabelle 49 ist zu erkennen, dass alle alternativen Kraftstoffe für das zugrunde gelegte Fahrprofil geeignet sind. Allerdings können aufgrund des Fahrprofils und der thermodynamischen Eigenschaften

ABBILDUNG 52 Beispiel: MeOH-Speicher und Energiewandler auf einem Tagesausflugsschiff

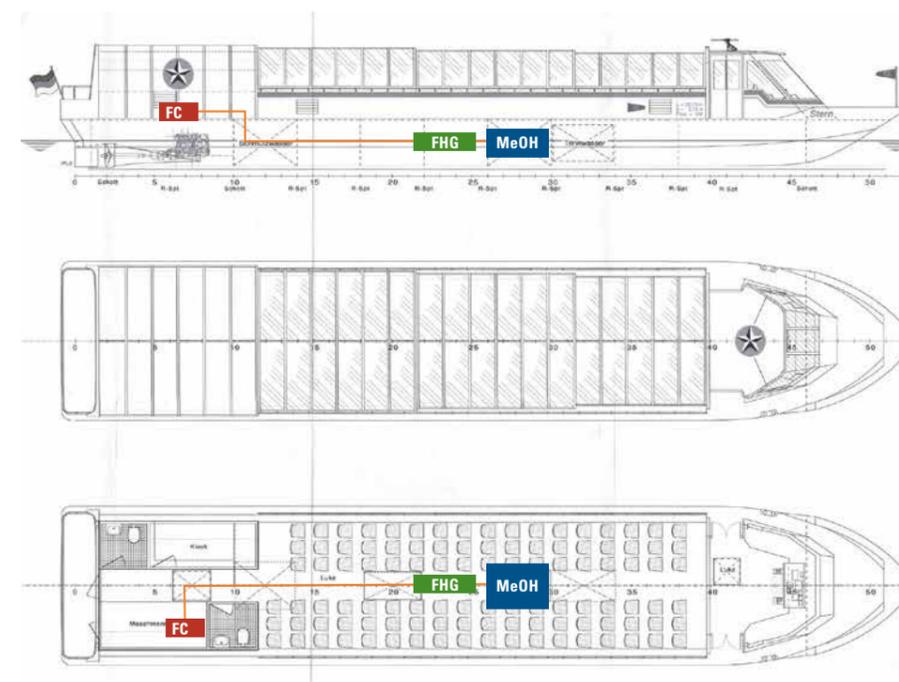
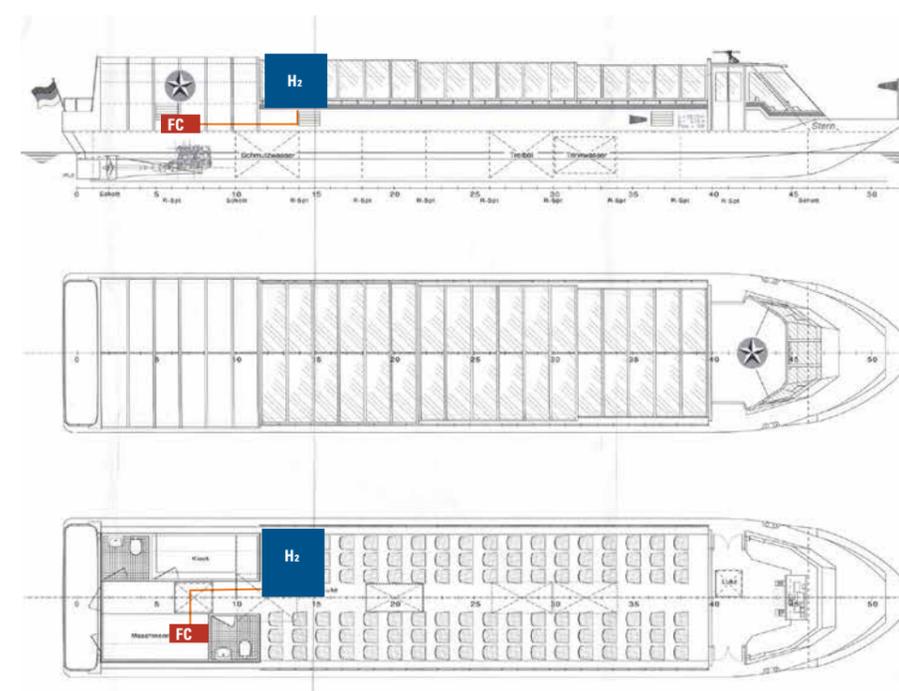


ABBILDUNG 53 Beispiel: Druckwasserstoff-Speicher und Energiewandler auf einem Tagesausflugsschiff



von kryogenen Gasen diese als potenzielle Kraftstoffvariante ausgeschlossen werden. Bei kleinen Tanks erhöht sich das Verhältnis von Tankoberfläche zu Nutzvolumen, wodurch mit einer erhöhten Boil-off-Rate zu rechnen ist. Aufgrund der langen Liegezeiten fehlen aber die Verbräuche, um das Boil-off-Gas zweckdienlich verwenden zu können.

In den Abbildungen 52 und 53 sind beispielhaft das Ausflugsschiff mit einer Methanol- bzw. Wasserstoff-Antriebsanlage ausgestattet worden. Die Abbildung ist nicht maßstäblich und soll lediglich die generelle Machbarkeit visualisieren.

#### 4.5.5 Kabinenschiffe

Für das Referenzschiff Kabinenschiff wurde die Rundreise von Rotterdam nach Basel näher untersucht. Bei dem konventionell mit Dieselmotoren betriebenen Schiff kann von einem durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch von 4,5 t Diesel am Tag ausgegangen werden. Darüber hinaus bunkert das Schiff einmal während einer Rundreise.

Unter Berücksichtigung der Speicherdichte der alternativen Kraftstoffe bzw. des Raumbedarfes für den Energiewandler ergibt sich Tabelle 50:

#### Annahmen

Für den Schubverband wurde folgendes Fahrprofil auf der in 3.1.3 beschriebenen Route zugrundegelegt:

- 25 % zeitlicher Anteil 73 % Last
- 25 % zeitlicher Anteil 59 % Last
- 50 % zeitlicher Anteil 11 % Last (Liegezeit)

Für die spezifische Route bzw. für den Lastanteil ergeben sich die in Tabelle 50 dargestellten Wirkungsgrade für den entsprechenden Kraftstoff bzw. Brennstoffzellentyp.

Bauraumbedarf für Energiewandler:  
 PEM: 0,1 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung  
 HT PEM: 0,2 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung  
 SOFC: 0,4 m<sup>3</sup> \* installierte Leistung

TABELLE 50 Kabinenschiff: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler

Schiffstyp	Kabinenschiff		Bauraumbedarf Tanksystem	Bauraumbedarf für Energiewandler (Reformer, Brennstoffzelle, Elektromotor)	Summe Raumbedarf	Raumfaktor (Basis Diesel)
			Volumen (m <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	Volumen (m <sup>3</sup> )	
Referenz Diesel	Diesel	VM	63	300	363	1,0
CGH <sub>2</sub> 35	H <sub>2</sub>	PEM	1140	210	1350	3,7
CGH <sub>2</sub> 50	H <sub>2</sub>	PEM	880	210	1090	3,0
CGH <sub>2</sub> 70	H <sub>2</sub>	PEM	704	210	915	2,5
LH <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	PEM	295	210	506	1,4
LOHC	H <sub>2</sub>	PEM	339	210	549	1,5
E-MeOH	MeOH	HT-PEM	1768	420	597	1,6
E-LNG	LNG	SOFC	123	840	963	2,7
E-Diesel	Diesel	SOFC	44	840	885	2,4

■ relevant für diesen Schiffstyp ■ grafische Darstellung Raumbedarf bezogen auf Referenz Diesel

Methanol: Der Kofferdamm für das Tanksystem wurde mit 15% zusätzlichem Raumbedarf berücksichtigt. Die HT-PEM-Brennstoffzelle wird mit 60% Methanol und 40 % Wasser betrieben, der oben genannte Bauraumbedarf beinhaltet bereits das Gemisch.

LNG: Die Raumaussnutzung wurde auf Basis zylindrischer Tanks abgeschätzt.

Anhand der Tabelle 50 ist zu erkennen, dass aufgrund des Platzbedarfes die Verwendung von Druckwasserstoff mit einem Druck von 350 bar bzw. 500 bar ausgeschlossen werden können. Der erhöhte Speicherplatzbedarf von CGH<sub>2</sub> 70 sowie von LNG kann gegebenenfalls durch häufigeres bebunkern (2 x pro Rundreise) kompensiert werden. Für die weiteren Analysen sind die in der Tabelle 50 grün markierten Kraftstoffe verwendet worden.

#### 4.5.6 Annahmen zu Kosten für Brennstoffzellenantriebe

Die Entwicklung und Erprobung von Brennstoffzellensystemen für Schiffe befinden sich noch in einer frühen Phase. Wie bereits in den Tabelle 12 und Tabelle 13 (siehe Seite 38 bzw. 39) aufgeführt, wurden einzelne Prototypen bzw. Demonstratoren in verschiedenen Schiffsanwendungen getestet und erprobt.

Verlässliche Kostenangaben und -abschätzungen von Herstellern bzw. Werften können bzw. werden hierzu nicht gegeben.

#### Kostenannahme für das Brennstoffzellensystem

Für die erfolgreiche Einführung von BZ-Systemen für die Binnenschifffahrt sollten und können Synergien zur Reduktion der Herstellungskosten genutzt werden. Dies könnte beispielsweise für PEMFC die Herstellung von Brennstoffzellen für den Straßenverkehr

darstellen. Es wird v. a. erwartet, dass PEMFC für schwere und mittelschwere Nutzfahrzeuge auch für die vier ausgewählten Schiffstypen (Gütermotorschiff, Schubverband, Tagesausflugs- und Kabinenschiff) genutzt werden können. Daneben stellen aber auch Systeme für PKWs ein interessantes Potenzial zur Kostenreduktion von PEMFC dar<sup>37</sup>.

Die Investitionskosten von SOFC-Systemen könnten vor allem durch eine breite Markteinführung von stationären Systemen zur Strom- und Wärmeerzeugung reduziert werden.

Für die weitere Betrachtung und Abschätzung der BZ-Systemkosten werden aufgrund unzureichender bzw. wenig belastbarer Datengrundlage und Erfahrungen auch verschiedene Abschätzungen und Untersuchungen für Systeme aus dem Verkehrssektor (PEMFC) bzw. stationären Anwendungen (SOFC) mit betrachtet:

- Für Nutzfahrzeuge werden für eine heutige Massenproduktion von PEMFC (@ 100.000 Systeme pro Jahr) Systemkosten in Höhe von ca. 80–90 €/kW und für 2030 ca. 70 – 80 €/kW von [DOE 2019] abgeschätzt; nach Herstellerangaben liegen die heutigen PEMFC-Kosten für Schiffsantriebe bei ca. 2.000 €/kW.
- Für SOFC-Systeme werden bis 2030 Systemkosten von ca. 1.000<sup>38</sup> bis 1.500 €/kW erwartet [Battelle 2017] [HE 2018]; nach Herstellerangaben liegen die heutigen SOFC-Kosten für Schiffsantriebe bei ca. heute ca. 5.000 €/kW für Schiffsantriebe, nach Herstellerangaben. Im Vergleich zu Straßen- und

<sup>37</sup> Beispielsweise verwendet Toyota die selben PEM Brennstoffzellenstacks die in PKWs (Mirai) eingesetzt werden auch in LKWs sowie für Busse.

<sup>38</sup> 1.158 US\$/kW<sub>el</sub> für ein 250 kW<sub>el</sub>-System für Betrieb mit Erdgas, Dollarkurs: 0,887 €/US\$ zum Zeitpunkt der Veröffentlichung (2017)

Schienenfahrzeugen befinden sich die Brennstoffzellenantriebe im Bereich größerer Schiffe noch in einem frühen Stadium der Markteinführung. Bis 2030 wird daher für Schiffsantriebe von höheren Kosten auszugehen sein als für Straßen- und Schienenfahrzeuge:

- Die Kosten für PEMFC für den Betrieb mit Wasserstoff sowie SOFC für den Betrieb mit LNG und Diesel wurden für 2020 und 2030 aus Herstellerangaben entnommen.
- Die Kosten für das HT-PEMFC-System mit Methanolreformer wurde für 2030 aus [Battelle 2017] abgeleitet. Dabei wurde konservativ angenommen, dass ein NT-PEMFC-System mit Erdgasreformer für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung den gleichen Investitionsbedarf aufweist wie ein HT-PEMFC-System mit Methanolreformer an Bord von Schiffen.
- Bei LOHC als Energiespeicher für Wasserstoff ist zusätzlich eine Dehydrieranlage an Bord des Schiffes erforderlich. In [Wulf & Kaltschmitt 2018] wird der Investitionsbedarf für die Dehydrieranlage für eine H<sub>2</sub>-Produktionskapazität von 970 kW (brutto, inklusive Wasserstoff für den Betrieb der Hydrieranlage) bezogen auf den unteren Heizwert mit 780.000 € angegeben. In dieser Studie wurde der Investitionsbedarf für die Dehydrieranlage mit einem Skalierungsexponenten von 0,7 auf die für die verschiedenen Schiffstypen erforderliche Leistung hoch- oder herunterskaliert. Ein Teil des Wasserstoffs wird für die Bereitstellung der Wärmeenergie für die Dehydrierung benötigt. Laut Herstellerangaben beträgt der H<sub>2</sub>-Bedarf für eine elektrische Leistung von 400 kW<sub>el</sub> etwa 2.000 kg H<sub>2</sub> über einen Zeitraum von 52 Stunden über den

Fahrzyklus, davon 750 kg H<sub>2</sub> für den Brenner zur Bereitstellung der Wärme für die Dehydrierung. Für einen unteren Heizwert von 33,33 kWh pro kg Wasserstoff ergibt sich daraus ein Wirkungsgrad von etwa 31 % über den Fahrzyklus. Im Bestpunkt ist der Wirkungsgrad höher (etwa 35 %), sodass sich aus den oben genannten 970 kW Wasserstoff etwa 340 kW<sub>el</sub> ergeben. Die Hydrieranlage trägt bei einer Leistung von etwa 340 kW<sub>el</sub> somit mit etwa 2.300 € pro kW<sub>el</sub> zum Investitionsbedarf der Brennstoffzellenanlage bei. Die Dehydrieranlage weist einen sehr hohen Platinbedarf auf. Für eine Brennstoffzellenanlage mit 400 kW<sub>el</sub> sind danach für die Dehydrierungsanlage 3,6 kg Platin erforderlich oder 9 g Platin pro kW<sub>el</sub> [FZJ/FAU/HZB 2018]. Zum Vergleich: Für heutige Brennstoffzellenstacks für Pkw wird von einer Belegung mit Platingruppenmetallen von etwa 0,3 g pro kW<sub>el</sub> ausgegangen, Diesel-Pkw mit Abgasreinigung erfordern einen Einsatz von etwa 0,1 g Platingruppenmetalle pro kW Motorleistung.

In Tabelle 51 sind die in dieser Studie weiter verwendeten Kostenannahmen für Brennstoffzellensysteme (ohne Elektromotor und Speichersystem) für Schiffe zusammengefasst. Aufgrund der unsicheren und teilweise wenig belastbaren Datengrundlage basieren diese auf konservativen Einschätzungen der Autoren, die auch Angaben und Einschätzungen der Hersteller berücksichtigen bzw. reflektieren.

TABELLE 51 **Kostenannahmen für Brennstoffzellensysteme für Schiffe\***

	Heute/2020 (€/kW <sub>el</sub> )	2030 (€/kW <sub>el</sub> )
PEMFC für H <sub>2</sub>	2.000	500
HT-PEMFC mit Methanolreformer	5.000	1.500
SOFC für Erdgas	5.000	3.000
SOFC für Diesel	5.000	3.000

\* Abschätzung auf Basis der Herstellerangaben und Studien

#### Kostenannahme für den Elektromotor

Zusätzlich zu den Brennstoffzellensystemen sind noch die Kosten für Elektromotoren zu berücksichtigen. Im Leistungsbereich von mehr als 100 kW liegen diese bei etwa 15 bis 20 €/kW<sub>mech</sub> und stellen damit im Vergleich zu den Kosten der Brennstoffzellensysteme einen eher geringen Kostenfaktor dar [SHC 2015].

#### Kostenannahme für das Energiespeichersystem

Neben den Kosten für die Brennstoffzellensysteme sind auch Kosten für das Energiespeichersystem zu berücksichtigen. In dieser Studie wurden aus Gründen der Vereinfachung keine Batteriesysteme für die Systemauslegung und Kostenrechnung berücksichtigt, da die Batteriegröße stark vom Anwendungsfall und dem Lastprofil abhängig ist. Durch die Hybridisierung mithilfe einer Batterie kann ein BZ-System jedoch grundsätzlich kleiner ausgelegt und damit kostengünstiger werden. Durch eine individuelle Wirtschaftlichkeitsanalyse muss hier das Optimum für jedes Schiff gefunden werden.

- CGH<sub>2</sub>: Nach [MariGreen 2018] beträgt heute der Investitionsbedarf für ein H<sub>2</sub>-Speichersystem auf Basis von Drucktanks mit 50 MPa in einem 40-Fuss-Container mit einer nutzbaren H<sub>2</sub>-Speicherkapazität von 1.021 kg etwa 900.000 € oder 881 € pro kg Speicherkapazität. Aus den Angaben in [DeliverHy 2013] ergibt sich bei einem Sicherheitsfaktor von 3,0 und einem maximalen Betriebsdruck von 52,5 MPa ein Investitionsbedarf von 813 € pro kg nutzbarer H<sub>2</sub>-Speicherkapazität. Bei einem angepassten Sicherheitsfaktor von 2,25 reduzieren sich die spezifischen Speicherkosten auf etwa 677 € pro kg nutzbarer H<sub>2</sub>-Speicherkapazität. Für einen Druck von 70 MPa und einen Sicherheitsfaktor von 2,25 errechnet sich ein Investitionsbedarf von 659 € pro kg nutzbarer Speicherkapazität.

In Zukunft ist eine weitere Reduktion des Investitionsbedarfs für CGH<sub>2</sub>-Speichersysteme aufgrund der Serienfertigung von Druckbehältern für mobile und stationäre Anwendungen zu erwarten. Bei einer Produktion von 100.000 Einheiten pro Jahr beträgt nach [DOE 2015] der Investitionsbedarf für ein H<sub>2</sub>-Speichersystem für Pkw mit einem Druck von 70 MPa etwa 17 US\$ pro kWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität. Bezogen auf den unteren Heizwert von 33,33 kWh/kg (und unter Berücksichtigung des damaligen Wechselkurses) entspricht dies einem Investitionsbedarf von etwa 510 € pro kg nutzbarer H<sub>2</sub>-Speicherkapazität. Für ein 35 MPa-CGH<sub>2</sub>-Speichersystem für Busse beträgt nach [James & Houchins 2018] der Investitionsbedarf heute etwa 14 US\$ pro kg nutzbare H<sub>2</sub>-Speicherkapazität, was etwa 420 € pro kg nutzbare H<sub>2</sub>-Speicherkapazität entspricht.

In der Literatur finden sich große Bandbreiten für die Kostenangaben von CGH<sub>2</sub>-Speichern für ein Druckniveau von 70 MPa. Die angenommenen 3.200 € pro kg H<sub>2</sub>-Speicherkapazität für 70 MPa basieren auf Herstellerangaben für den Wasserstoffeinsatz in Schiffen.

- Für die Dehydrierung von LOHC für das System von Hydrogenious Technologies wurden bisher nur wenig Kostendaten verfügbar gemacht. Die Kosten für die Dehydrierung bei LOHC wurden daher aus [Wulf & Kaltschmitt 2018] abgeleitet und basieren auf den Annahmen für eine stationäre Dehydrierungsanlage zum Einsatz an H<sub>2</sub>-Tankstellen für die Bereitstellung von CGH<sub>2</sub>.

Tabelle 52 stellt die hier getroffenen konservativen Kostenannahmen für die Energiespeicherung an Bord der Schiffe in dieser Studie zusammen.

TABELLE 52 **Kostenannahmen für die Energiespeicherung an Bord von Schiffen auf Basis konservativer Abschätzungen unter Berücksichtigung von Herstellerangaben und Studienergebnissen**

	Einheit	Heute/2020	2030
CGH <sub>2</sub> 35 MPa	€/kgH <sub>2</sub> **	700	420
CGH <sub>2</sub> 50 MPa	€/kgH <sub>2</sub> **	800	450
CGH <sub>2</sub> 70 MPa	€/kgH <sub>2</sub> **	3.200	510
LH <sub>2</sub>	€/m <sup>3</sup> *	4.500	4.500
Methanol	–	–	–
LNG	€/m <sup>3</sup> *	4.500	4.500
Diesel	–	–	–

\* Bezogen auf Volumen eines Containers mit LH<sub>2</sub>-/LNG Tank; keine weiteren Kostenreduktions-potenziale bis 2030;  
 \*\* [DeliverHy 2013]

Der Investitionsbedarf für das gesamte Antriebssystem (Brennstoffzellensystem, Fuel Gas Handling (FGH) System, Elektromotor und Energiespeicher) ist vor allem von der Motorleistung und der Tankgröße des jeweiligen Schiffes bzw. dem Fahrzyklus/-profil desselben abhängig.

- Für CGH<sub>2</sub>, LOHC und Diesel wurde kein weiterer, zusätzlicher Investitionsbedarf für das Energiespeichersystem angenommen (z. B. Umbau des Schiffes), da bei diesen Energieträgern die Struktur des Schiffes selbst als Tank dient bzw. Tanks innerhalb der vorhandenen Struktur platziert werden können.

- Für die Kraftstoffe LH<sub>2</sub>, Methanol und LNG werden aufgrund der physikalischen Eigenschaften (Abdampfverhalten) weitere Kosten für die Handhabung sowie für Umbaumaßnahmen in der Werft mit berücksichtigt.
- Größte Unsicherheiten gibt es bei den Kosten für die Dehydrierungseinheit von LOHC-Speichersystemen insbesondere für den Einsatz mit flexiblen Lasten.

Tabelle 53 zeigt die Motorleistungen der verschiedenen Schiffstypen analog zu Kapitel 3.1.3 und die daraus abgeleiteten erforderlichen Tankgrößen.

TABELLE 53 **Motorleistung und Tankgröße für die hier untersuchten Schiffstypen für die selektierten EE-Kraftstoffe**

	Leistung Tankgröße			
	(kW <sub>mech</sub> )	CGH <sub>2</sub> (kg H <sub>2</sub> )	LH <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> )	LNG (m <sup>3</sup> )
Gütermotor-schiff (Europaschiff)	706	4.569	135	56
Schubverband	400	874	26	10,8
Tagesausflugs-schiff	132	282	8	3
Kabinenschiff	2.100	20.576	296	123

Tabelle 54 zeigt den resultierenden Gesamtinvestitionsbedarf für die verschiedenen Schiffsantriebe. Dabei wurden die Kostengruppen „niedrig“ (grün) „mittel“ (gelb/orange) und „hoch“ (rot) farblich gekennzeichnet.

TABELLE 54 **Gesamtinvestitionsbedarf für die unterschiedlichen Schiffsantriebe 2020 und 2030 (in Mio. €)\***

Investition (Mio. €)	Diesel	CGH <sub>2</sub> -35 MPa	CGH <sub>2</sub> -50 MPa	CGH <sub>2</sub> -70 MPa	LH <sub>2</sub>	LOHC	EE-Methanol	EE-LNG	EE-Diesel
<b>2020</b>									
Gütermotorschiff (Europaschiff)									
0,71	4,62	5,08	16,04	3,02	2,77**	4,29	4,54	3,54	
Schubverband									
0,40	1,42	1,51	3,60	1,57	1,71**	2,49	2,54	2,01	
Tagesausflugsschiff									
0,13	0,46	0,49	1,17	0,63	0,68**	0,90	0,92	0,66	
Kabinenschiff									
2,10	18,64	20,70	70,08	7,98	7,13**	12,31	12,86	10,54	
<b>2030</b>									
Gütermotorschiff (Europaschiff)									
0,71	2,29	2,43	2,70	1,96	1,71**	1,82	3,13	2,13	
Schubverband									
0,40	0,57	0,60	0,65	0,97	1,11**	1,09	1,74	1,21	
Tagesausflugsschiff									
0,13	0,19	0,20	0,21	0,43	0,49**	0,44	0,65	0,40	
Kabinenschiff									
2,10	9,75	10,63	11,60	4,83	3,98**	4,98	8,66	6,34	

\* zeilenweise orientierte Heat-Map  
 \*\* Hohe Kostenunsicherheit (Abschätzung eher optimistisch)

## 4.6 Analyseergebnisse „Well-to-Propeller“

### 4.6.1 Zusammenfassung

- Reine Wasserstoff-Nutzungspfade sind durch einen deutlich geringeren Energieaufwand gekennzeichnet als die mit weiterverarbeiteten synthetischen EE-Kraftstoffen (E-LNG, E-Methanol, E-Diesel).

- Stromkosten haben den größten Einfluss auf die Kraftstoffkosten und bestimmen maßgeblich die Kosten alternativer Antriebssysteme.
- Ohne Steuern / Abgaben auf Diesel liegen die EE-Kraftstoffkosten deutlich über den fossilen Diesel-Kraftstoffkosten.

TABELLE 55 Wirkungsgang „Well-to-Propeller“ in kWh Primärenergie je kWh Kraftstoff 2020 und 2030

	EE-CGH <sub>2</sub> **	EE-LH <sub>2</sub>	LOHC	EE-LNG	EE-Methanol	EE-Diesel
<b>2020</b>						
Gütermotorschiff						
	22 %	21 %	15 %	19 %	17 %	15 %
Schubverband						
	23 %	21 %	16 %	20 %	18 %	16 %
Tagesausflugsschiff						
	24 %	23 %	16 %	21 %	19 %	17 %
Kabinenschiff						
	23 %	22 %	16 %	20 %	18 %	16 %
<b>2030</b>						
Gütermotorschiff						
	29 %	28 %	18 %	23 %	18 %	17 %
Schubverband						
	30 %	29 %	19 %	24 %	19 %	18 %
Tagesausflugsschiff						
	32 %	30 %	20 %	25 %	20 %	19 %
Kabinenschiff						
	30 %	29 %	19 %	24 %	19 %	18 %

\* zeilenweise orientierte Heat-Map

\*\* für 70 MPa (konservativ)

#### 4.6.2 Energieaufwand

In der Tabelle 55 sind für die Jahre 2020 und 2030 die kumulierten Energiebedarfe für die Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Propeller“ dargestellt, d. h. inklusive der Berücksichtigung des Nutzungswirkungsgrades des Antriebssystems, jedoch ohne die Energieaufwendungen für die Herstellung der Kraftstoffherstellungs- und Antriebssysteme (wie bislang bei Kraftstoffbilanzen üblich).

Wie aus Tabelle 55 ersichtlich, führen verschiedene Kraftstoffbereitstellungs- und Nutzungspfade mit den damit verbundenen Umwandlungsschritten zu unterschiedlichen Gesamtwirkungsgraden.

Als grobe Daumenregel kann festgestellt werden, dass mit zunehmender Kohlenwasserstoff-Kettenlänge die kumulierten Energiebedarfe steigen. Ein höherer erneuerbarer Primärenergieverbrauch ist zwar nicht per se schlecht, da hierfür erneuerbarer Strom eingesetzt wird. Höhere Primärenergiebedarfe haben jedoch Rückwirkungen in Richtung höherer Ausbaubedarfe für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen (inklusive Ressourceneinsatz hierfür) sowie die sich dadurch ergebenden höheren Kraftstoffkosten in den Betriebskosten.

#### 4.6.3 Treibhausgasemissionen

Wie in den folgenden Tabellen 56 und 57 zusammengefasst, können bei einer Umstellung von konventionellen Dieselmotoren auf erneuerbare Kraftstoffe mit Brennstoffzellenantrieb die THG-Emissionen fast vollständig reduziert werden. Für die Herstellung, Transport, Verteilung und Nutzung von Methan wurde dabei die beste verfügbare Technik unterstellt zur Minimierung der Methanverluste entlang der Wertschöpfungskette<sup>39</sup>.

Obwohl die Schadstoffemissionsanalyse nicht im Fokus dieser Studie stand, ist festzuhalten, dass beim Einsatz der jeweils besten verfügbaren Technik für Reformer und das Gasaufbereitungssystem davon ausgegangen werden kann, dass die in dieser Studie betrachteten strombasierten Synthesekraftstoffe (EE-LNG, EE-Methanol, EE-Diesel) quasi keine Luftschadstoffemissionen erzeugen, da ihr Einsatz ausschließlich in Verbindung mit einer Brennstoffzelle zugrunde gelegt wurde.

TABELLE 56 Treibhausgasemissionsreduktion „Well-to-Propeller“ gegenüber konventionellem Diesel-Antrieb 2020

	EE-CGH <sub>2</sub>	EE-LH <sub>2</sub>	LOHC	EE-LNG	EE-MeOH	EE-Diesel
Gütermotorschiff	90 %	98 %	92 %	93 %	97 %	99 %
Schubverband	91 %	98 %	93 %	94 %	98 %	99 %
Tagesausflugsschiff	94 %	99 %	95 %	96 %	98 %	99 %
Kabinenschiff	93 %	98 %	95 %	95 %	98 %	99 %
THG-Reduktion (min.)	90 %	98 %	92 %	93 %	97 %	99 %
THG-Reduktion (max.)	94 %	99 %	95 %	96 %	98 %	99 %

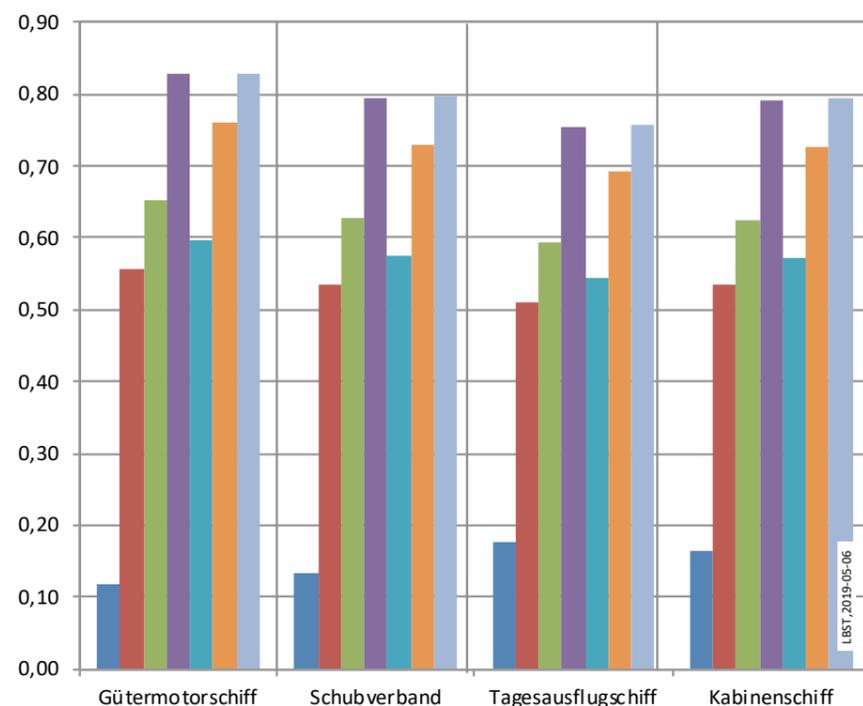
TABELLE 57 Treibhausgasemissionsreduktion „Well-to-Propeller“ gegenüber konventionellem Diesel-Antrieb 2030

	EE-CGH <sub>2</sub>	EE-LH <sub>2</sub>	LOHC	EE-LNG	EE-MeOH	EE-Diesel
Gütermotorschiff	99 %	98 %	92 %	96 %	98 %	99 %
Schubverband	99 %	98 %	93 %	96 %	98 %	99 %
Tagesausflugsschiff	99 %	99 %	95 %	97 %	98 %	99 %
Kabinenschiff	99 %	98 %	95 %	97 %	98 %	99 %
THG-Reduktion (min.)	99 %	98 %	92 %	96 %	98 %	99 %
THG-Reduktion (max.)	99 %	99 %	95 %	97 %	98 %	99 %

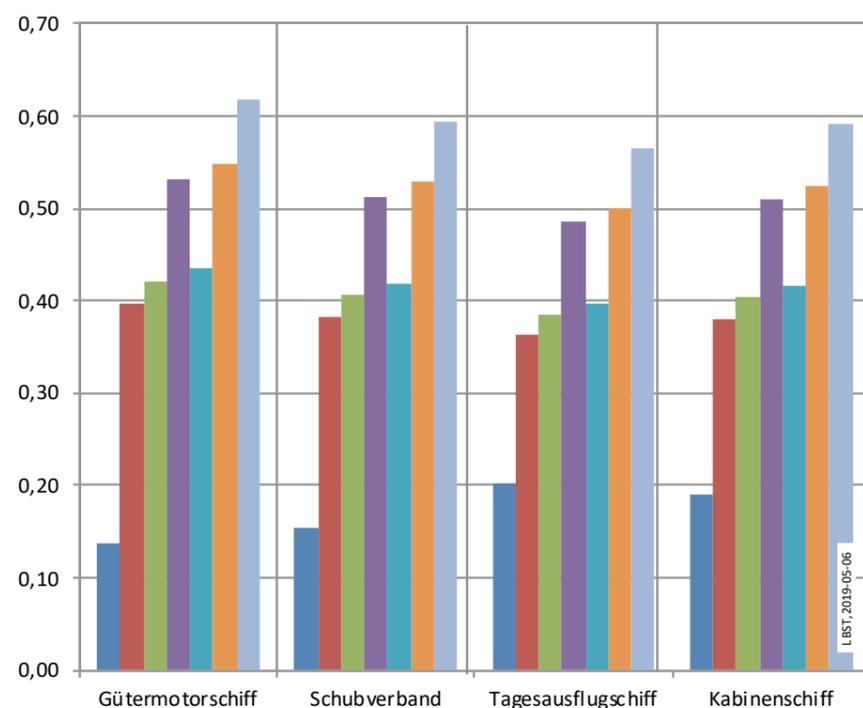
<sup>39</sup> Bei ungenügender technischer Ausführung (z. B. Methanschlupf, Leckage, Spülverluste) oder ungünstigen Betriebsbedingungen (z. B. von kryogenem Methan bei längeren Standzeiten und daraus resultierenden Abdampfverlusten) können die Methanemissionen in die Atmosphäre aufgrund der hohen Treibhausgaswirksamkeit von Methan (Faktor 25-30 ggü. CO<sub>2</sub>, siehe Tabelle 17 in Kapitel 4.2) zu signifikant geringeren THG-Einsparungen führen.

ABBILDUNG 54 Kraftstoffkosten „WtP“ (inkl. Antriebswirkungsgrad) 2020 und 2030

2020 ohne Steuern



2030 ohne Steuern



- Referenz Diesel
- Erneuerbar CGH2
- Erneuerbar LH2
- Erneuerbar LOHC
- Erneuerbar PtCH4 als LNG
- Erneuerbar PtL-Methanol
- Erneuerbar PtL-Diesel

4.6.4 Kosten

Abbildung 54 zeigt die Kraftstoffkosten für die verschiedenen Schiffstypen unter Berücksichtigung des Antriebswirkungsgrades im Vergleich der Schiffstypen.

Die folgenden Abbildungen 55 bis 58 zeigen die Kosten für Kraftstoff und Schiffsantrieb für den Transport von Gütern und die Beförderung von Personen in 2020 und 2030 pro kWh mechanische Arbeit pro Schiffstyp und Bezugsjahr.

**Kosten 2020 (heute):** Die Kraftstoffkosten „Well-to-Propeller“ (WtP) werden grundsätzlich durch die Stromkosten für die Produktion des Kraftstoffs dominiert. Die Kosten für den Antrieb werden bei CGH2 durch die Kosten des H2-Speichers bestimmt, bei den anderen Brennstoffzellenantrieben durch das Brennstoffzellensystem inklusive Reformer.

**Kostenausblick 2030:** Kostenreduktionspotenziale ergeben sich vor allem durch Synergien aus der Produktion von Brennstoffzellen für weitere / andere Anwendungen. Für PEMFC und CGH2-Speicher sind Kostenminderungen durch die Serienproduktion von Straßen- und Schienenfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb zu erwarten, bei SOFC aus der Serienproduktion von Brennstoffzellen-BHKW.

Beim Tagesausflugsschiff weist unter den alternativen Schiffsantrieben der Antrieb mit PEMFC in Kombination mit CGH2 die niedrigsten Gesamtkosten auf. Beim Kabinenschiff liegen die Gesamtkosten der alternativen Antriebe im Rahmen der Unsicherheiten in etwa auf dem gleichen Niveau.

Es ist vorherzusehen, dass mittel- bis langfristig die Kosten für Dieselantriebe eher steigen werden, insbesondere durch CO2-Minderungsmaßnahmen und -kosten bzw. NOx/PM-Minderungsmaßnahmen (z. B. zusätzliche Abgasaufbereitung, Hybridsierung...).

Die Abbildungen 59–62 zeigen die jährlichen Kosten für Kraftstoff und Schiffsantrieb für den Transport von Gütern und Personen für 2020 und 2030. Für 2020 wurde für 70 MPa-Drucktanks ein Investitionsbedarf von 3.200 € pro kg H2-Speicherkapazität angenommen, was zu hohen Kosten für den H2-Speicher führt. Für 35 und 50 MPa ist der Investitionsbedarf dagegen heute erheblich niedriger. Z.B. sind es bei 50 MPa zwischen 800 und 900 €/kg [DeliverHy 2013], [MariGreen 2018]. Für 2030 wurden Kostenreduktionen auch bei 70 MPa H2-Speicher angenommen. Damit liegen 70 MPa H2-Speicher auf einem vergleichbaren Kostenniveau wie 35/50 MPa Speicher.

ABBILDUNG 55 Kosten „WtP“ für Gütermotorschiff in €/kWh<sub>mech</sub>



ABBILDUNG 57 Kosten „WtP“ für ein Tagesausflugsschiff in €/kWh<sub>mech</sub>



ABBILDUNG 56 Kosten „WtP“ für einen Schubverband in €/kWh<sub>mech</sub>

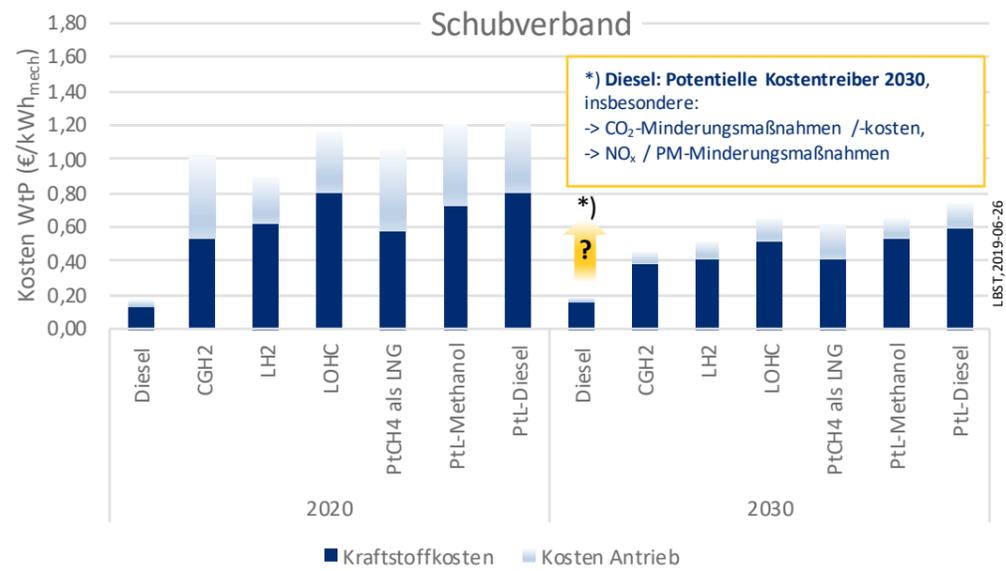


ABBILDUNG 58 Kosten „WtP“ für ein Kabinenschiff in €/kWh<sub>mech</sub>

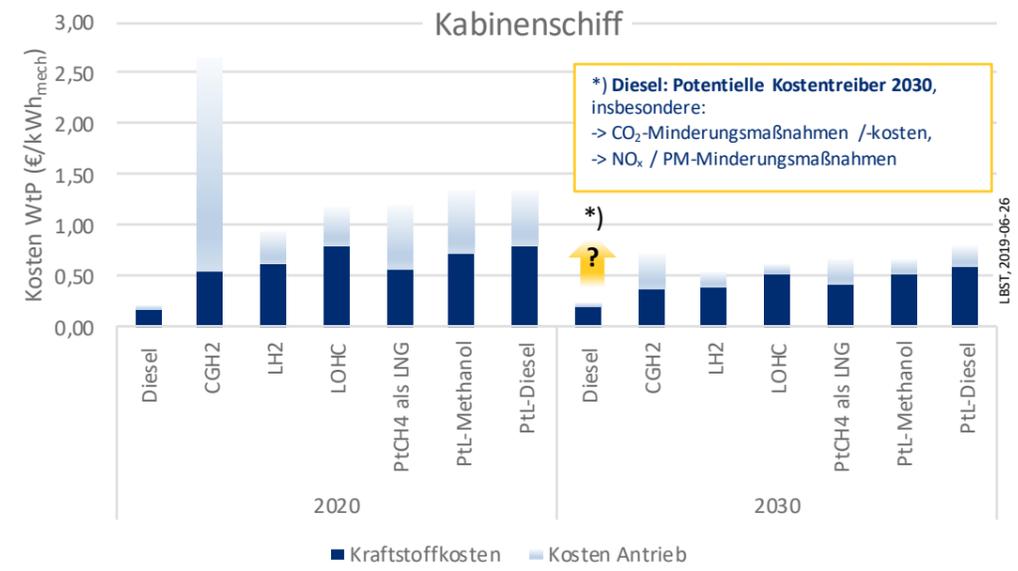


ABBILDUNG 59 Jährliche Kosten „WtP“ für ein Gütermotorschiff in €/a

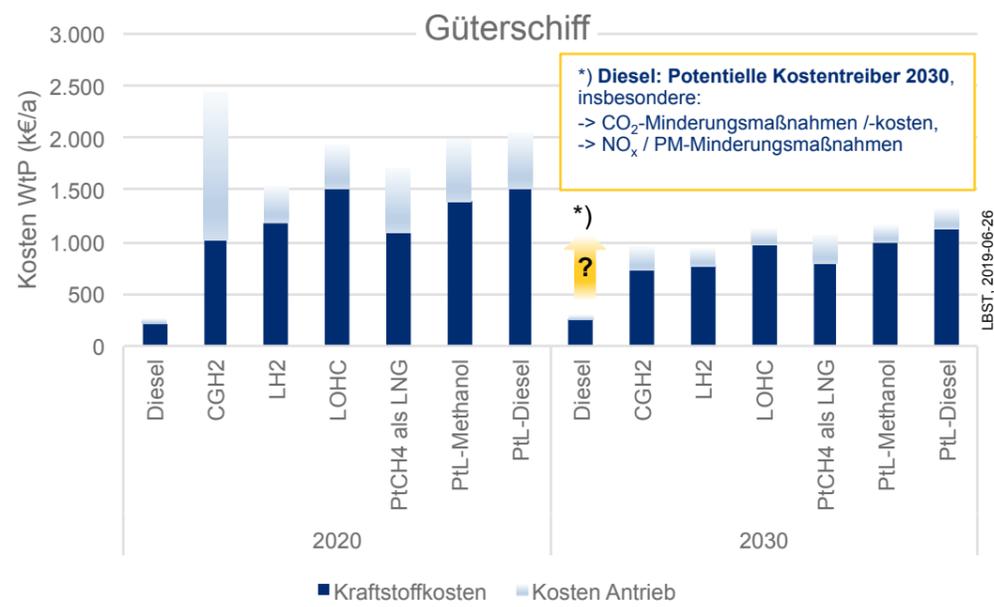


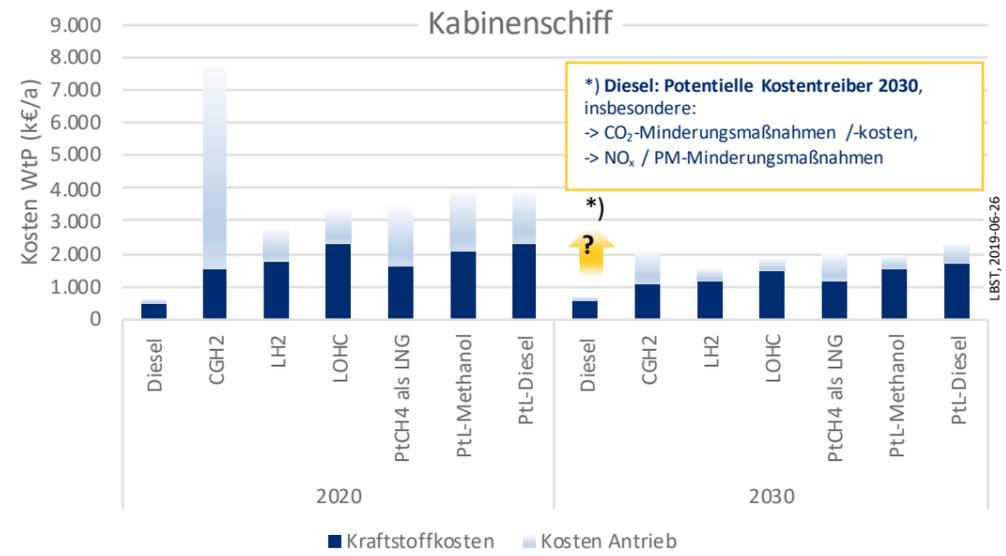
ABBILDUNG 61 Jährliche Kosten „WtP“ für ein Tagesausflugsschiff in €/a



ABBILDUNG 60 Jährliche Kosten „WtP“ für einen Schubverband in €/a



ABBILDUNG 62 Jährliche Kosten „WtP“ für ein Kabinenschiff in €/a



#### 4.6.5 Weitere wesentliche Einflussgrößen bei der Entwicklung der WtP-Kosten für Binnenschiffe

Die bisherige WtP-Kostenbetrachtung basiert auf einer Vollkostenrechnung und getroffenen Annahmen zum Markthochlauf von Brennstoffzellensystemen bis 2030. Nicht berücksichtigt wurden dabei Entwicklungen bei Steuern und Abgaben bzw. Förderprogrammen zur Unterstützung der Energiewende und Erreichung der Klimaschutzziele.

Im Folgenden werden mögliche Potenziale aufgezeigt, die in den nächsten Jahren einen Einfluss auf die Entwicklung der WtP-Kosten haben könnten und die Einführung bzw. Wirtschaftlichkeit von mit erneuerbaren Kraftstoffen betriebenen Brennstoffzellensystemen gegenüber fossilen Diesel-Verbrennungsmotoren kurzfristig zu verbessern dürften.

#### *Potenziale für WtP-Kostenminderung von EE-BZ-Systemen*

Mit einer breiten Markteinführung von Brennstoffzellen-Systemen und der damit verbundenen Massenfertigung von Brennstoffzellen-Stacks, insbesondere von PEM-Brennstoffzellen (PEMFC) für mobile Anwendungen (Pkw, Bussen und Lkws) sowie von HT-PEMFC und SOFC-Systemen für stationäre Anwendungen könnten über die bereits angenommenen Weltmarktentwicklungen hinaus weitere Kostenreduktionen für Brennstoffzellen-Antriebssysteme für Schiffe erfolgen. Dies gilt ebenfalls für Druckwasserstoffspeicher (CGH<sub>2</sub>), die v. a. in Straßenfahrzeugen in großen Stückzahlen eingesetzt werden können. Hier zeichnet sich über die Nutzung im Pkw aktuell eine darüber hinausgehende Einführung von CGH<sub>2</sub>-Antrieben im Lkw-, Bus- und Bahnverkehr ab.

Die Kosten für die Erzeugung erneuerbarer PtX-Kraftstoffe werden v. a. durch die Kosten für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom dominiert. Können diese weiter gesenkt werden, hat dies einen direkten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten. Mögliche Maßnahmen zur Senkung der Strombereitstel-

lungskosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind z. B. eine zeitlich begrenzte Reduktion von Abgaben und Steuern auf erneuerbaren Strom zur PtX-Produktion in Deutschland bzw. der Import von günstigerem EE-Strom / von EE-Kraftstoffen, z. B. aus der MENA-Region mit deutlich höherer Solareinstrahlung und großtechnischer H<sub>2</sub>-Erzeugung. Mit einer Senkung der Wasserstoffgestehungskosten können in Folge auch die Kosten für weitere alternative EE-Kraftstoffe, die EE-H<sub>2</sub> weiterverarbeiten, reduziert werden.

#### *Potenziale für WtP-Kostensteigerung von fossilem Diesel im Verbrennungsmotor*

Wie bereits im Masterplan Binnenschifffahrt [BMVI 2019]<sup>40</sup> angemahnt, können bisherige Dieselmotoren für die Binnenschifffahrt die europäischen Vorgaben der NRMM-Verordnung nicht erfüllen. Die Motorenhersteller sind deshalb aufgefordert, Binnenschiffsmotoren entsprechend zu entwickeln und anzubieten. Hierfür werden u. a. Diesel-elektrische Hybridsysteme entwickelt, die zu einem deutlich höheren Investitionsbedarf ggü. konventionellen Dieselantrieben führen.

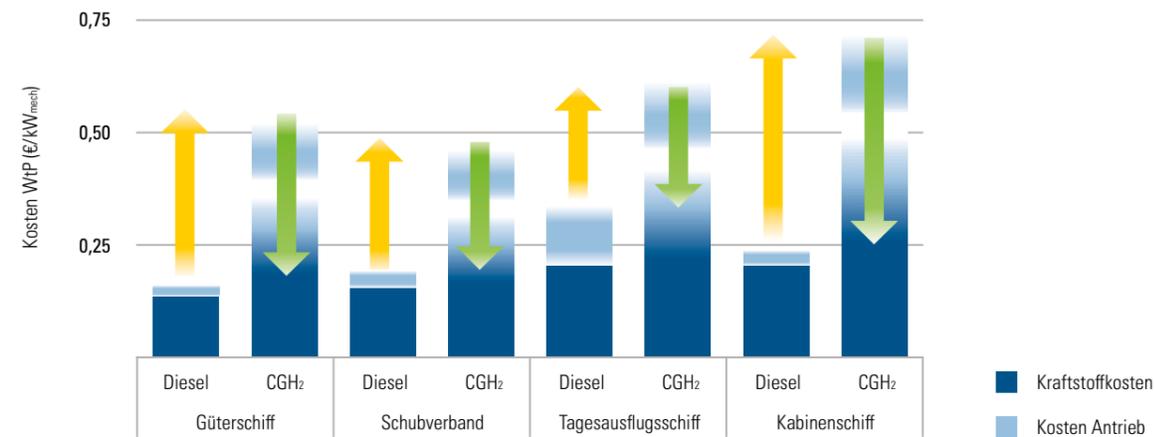
Insbesondere tragen heutige Dieselantriebe in der Binnenschifffahrt zur Verschärfung der Luftschadstoffemissionssituation in einigen deutschen Ballungszentren bei. Weitere erforderliche Maßnahmen für verstärkte Abgasaufbereitungsanlagen bei Dieselschiffsantrieben können dadurch zukünftig erforderlich werden, um insbesondere lokale Emissionsgrenzwerte einzuhalten, z. B. im Rahmen von Luftreinhalteplänen in Kommunen mit hohen NO<sub>x</sub>- oder PM-Emissionen.

Heute ist Dieseldieselkraftstoff für die Binnenschifffahrt von einer Besteuerung weitestgehend befreit. Bei einer Energiebesteuerung vergleichbar mit Benzin würden die Kraftstoffkosten für Diesel ggü. heute deutlich steigen. Zusätzliche klimawirksame Abgaben, z. B. auf Basis der ausgestoßenen Treibhausgasemissionen („CO<sub>2</sub>-Preis“), würden zu einem weiteren Anstieg der WtP-Kosten für dieselbasierte Antriebssysteme führen.

Die Entwicklung der Herstellungskosten von Dieseldieselkraftstoff in Raffinerien zur Verarbeitung von Rohöl (Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftig verfügbaren Raffineriekapazitäten für Diesel bzw. der notwendigen Investitionskosten in bestehende bzw. neue Anlagen)

<sup>40</sup> [BMVI 2019] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur – BMVI (Hrsg.): Masterplan Binnenschifffahrt, Mai 2019

ABBILDUNG 63 Wichtige Einflussparameter für die Entwicklung der WtP-Kosten und der Wirtschaftlichkeit von EE-Brennstoffzellensystemen und fossilen Diesel-Antrieben am Beispiel Wasserstoff-PEMFC mit CGH<sub>2</sub>-Speichern für ausgewählte Schiffe für Güter- und Fahrgastbeförderung



↑ Potenziale für Kostensteigerungen bei Dieselsystemen 2030:  
**Antrieb:** Diesel-Hybridtechnologie, zusätzliche Maßnahmen (PM, NO<sub>x</sub>)  
**Kraftstoff:** CO<sub>2</sub>-Besteuerung, -Abgaben

↓ Potenziale für Kostenreduktionen bei CGH<sub>2</sub>-BZ-Systemen 2030:  
**Antrieb:** Serienfertigung BZ und CGH<sub>2</sub>-Speicher für Pkw, Lkw, Bahn sowie BZ für KWK-Anlagen  
**Kraftstoff:** Import von EE-Kraftstoff; Minderung EE-Stromkosten

und die Preise für Rohöl (Importe von außerhalb Europas) unterliegen auch einer zunehmenden Unsicherheit und können zu einem weiteren Anstieg der Dieselkraftstoffpreise führen.

Die folgende Abbildung 63 zeigt am Beispiel eines Vergleichs von fossilem Diesel- und mit erneuerbar Wasserstoff versorgten Brennstoffzellenantrieb für die vier ausgewählten Referenzschiffe die ermittelten WtP-Kosten für das Jahr 2030. Unter Berücksichtigung weiterer Entwicklungen bzw. Maßnahmen können demzufolge sowohl Antriebssysteme mit fossil betriebenen Dieselmotoren deutlich teurer als auch EE-BZ-Systeme deutlich günstiger werden. Hierfür müssen v. a. politische aber auch industriell Weichen ergriffen bzw. Rahmenbedingungen geändert werden (z. B. CO<sub>2</sub>-Abgaben/-Besteuerung, wie z. B. eine Förderung des EE-Stromeinsatzes bzw. Befrei-

ung von Abgaben für die Binnenschifffahrt, die die Förderung des Aufbaus großtechnischer Erzeugungskapazitäten von H<sub>2</sub> aus EE-Strom, z. B. auch in der MENA-Region sowie die künftigen Großserienfertigung von Elektrolyseuren, (Druck-)Speichern und Brennstoffzellenkomponenten).

Wie in Abbildung 63 dargestellt, sind im Beispiel CGH<sub>2</sub> bereits für die hier zugrunde gelegte Vollkostenrechnung v. a. für den Schubverband und Tagesausflugsschiffe die Unterschiede zwischen Diesel- und CGH<sub>2</sub>-BZ-Antriebssystemen sehr gering. Unter Berücksichtigung weiterer Entwicklungen und der Ergreifung von gezielten Maßnahmen könnte diese Kluft auch für die anderen Schiffsanwendungen weiter verringert werden und z. B. für den Fall von Ein- und Durchfahrtgeboten für Niedrigst- bzw. Nullemissionsantrieb auf null reduziert werden.

## 5 Zusammenfassung und Fazit

### Klima und Umweltschutz in der Binnenschifffahrt (Kap. 2)

#### Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Binnenschifffahrt (Kap. 2.1)

- Endenergieverbrauch (EEV)
  - Endenergieverbrauch des Verkehrssektors steigt (1990–2016: +13 %).
  - Bis 2020 soll jedoch der EEV um -10 % (ggü. 1990) gesenkt werden.
  - Binnenschifffahrt ist heute nahezu 100 % abhängig von Dieselmotoren.
  - EEV in der Binnenschifffahrt ist rückgängig (1990–2016: -55 %).
- Treibhausgasemissionen in der Binnenschifffahrt
  - Anteil der Binnenschifffahrt an den THG-Emissionen der nationalen Schifffahrt: 8 %.
  - Anteil der Küsten – und Binnenschifffahrt am Verkehrssektor beträgt 0,5 %.
  - Bis 2050 muss der Verkehr, inkl. Binnenschifffahrt, auf Nullemissionsantriebe umgestellt sein, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

#### Klima- und Umweltschutzstrategie auf den Ebenen Bund, Länder und Kommunen (Kap. 2.2)

- Grenzwerte und Abgasvorgaben verschärfen sich zunehmend.
- Strengere Abgasnormen gelten derzeit für in ältere Fahrzeuge neu eingebaute Motoren.
- In der Binnenschifffahrt sind sehr viele alte Schiffe in Betrieb und unterliegen nicht der aktuellen NRMM, d. h., sie müssen diese nicht einhalten, da die aktuellen Grenzwerte nur für neu eingebaute Motoren gültig sind.

Die Umstellung der vielen alten Schiffe mit Dieselantrieben auf Antriebe mit Brennstoffzellen und strombasierte Kraftstoffe stellt ein großes Potenzial zur Emissionsminderung dar (THG, Schadstoffe, Lärm).

## Branchen- und Marktanalyse (Kap. 3)

Systematik der Anwendungsfälle in Berufsschifffahrt, bei Behördenschiffen, Tourismus, Freizeit und ÖPNV (Kap. 3.1)

- Bestandsaufnahme der Binnenschifffahrtsflotte:
    - 2017 waren in Deutschland knapp 4500 Binnenschiffe registriert.
    - ⅔ der in Deutschland registrierten Schiffe sind Güter- und Frachtschiffe: Davon entfallen ca. 39 % auf Gütermotorschiffe und 36 % auf Schub- und Schleppboote, die für die weitere Betrachtung als Referenzschiffe ausgesucht wurden.
    - 1/3 der in Deutschland registrierten Schiffe sind Fahrgastschiffe: Davon entfallen 56 % auf Tagesausflugsschiffe. Neben diesen Tagesausflugsschiffen stellen aber auch Kabinenschiffe aufgrund der zusätzlichen Hotellast (Strom-/Wärme- und Kältebedarf) ein interessantes Potenzial für einen künftigen Brennstoffzeleinsatz dar.
    - Weitere Anwendungen für BZ-Anwendungen: Sportboote & Hausboote weisen im Gegensatz zur Berufsschifffahrt deutlich niedrigere Energieverbräuche und unregelmäßige Fahr-/Nutzungsprofile auf. Hier können auch Batteriesysteme eine interessante Option darstellen.
- Weitere Potenziale für BZ stellen grundsätzlich auch Behördenschiffe und Fähren dar.

- Für die LCA-Betrachtung im Rahmen dieser Studie werden vier Referenzschiffe ausgewählt (Gütermotorschiff, Schubverband, Tagesausflugs- und Kabinenschiff).
  - Im Rahmen dieser Studie erfolgt kein Vergleich mit Batteriesystemen.
- Technische Charakterisierung der hier näher untersuchten Binnenschiffe und EE-Kraftstoffpfade:
    - Konventionelle Dieselmotoren müssen durch erneuerbare Kraftstoffe ersetzt werden.
    - Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) in Kombination mit Brennstoffzellen (BZ) stellt hierfür ein enormes Potenzial für die Umstellung der Binnenschifffahrt auf Null-Emissionsantriebe dar.
    - Hybridisierung (BZ mit Batterie) kann zu weiteren Systemvorteilen führen (Reichweite, Lebensdauer, Effizienz, Kostensenkung).
    - Es werden vier Wasserstoffpfade und drei weitere synthetische Kraftstoffpfade, die auf Wasserstoff ( $H_2$ ) basieren, untersucht. Dazu werden reine BZ-Systeme (ohne Batterie) in einer LCA-Betrachtung bilanziert werden:
      - Reine Wasserstoffnutzung mit PEMFC
      - Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub> 35 MPa, 50 MPa sowie CGH<sub>2</sub> 70 MPa); Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) und LOHC
      - Weitere auf der Verwendung von Wasserstoff basierende Kraftstoffe
      - E-MeOH mit HT-PEMFC; E-LNG mit SOFC; E-Diesel mit SOFC

### Bunkern (Kap. 3.2)

- Dieselmotoren werden heute an festinstallierten Tankstellen bzw. -schiffen mit festen Liegeplätzen bebunkert. Auch während der Fahrt kann mithilfe von Bunkerschiffen betankt.
- Grundsätzlich unterscheidet man zwischen vier verschiedenen Betankungsoptionen:
  - Truck-To-Ship (TTS)
  - Ship-To-Ship (STS)
  - Pier-To-Ship (PTS)
  - Container-To-Ship (CTS)
- Bezogen auf das energetische Volumen weisen einige erneuerbare Kraftstoffe Nachteile gegenüber Dieselmotoren auf, was zu kürzeren Reichweiten je Betankung (bei gleichem Tankvolumen) sowie zu größeren Tankvolumina (bei gleichbleibender Reichweite) oder häufigeren Betankungen oder einer Kombination aus beiden führt.

### Mögliche Anwendungsschwerpunkte (Kap. 3.3)

- Die bereits bestehende industrielle Wasserstoffnutzung, v. a. entlang dem Rhein, bietet für die Nutzung von Wasserstoff bzw. alternativen Kraftstoffen bzw. deren Einführung für die Binnenschifffahrt interessante Ansätze.
- Ab dem Jahr 2020 könnten Windkraftanlagen (WKA), die aus einer 20-jährigen EEG-Förderung herausfallen (sogenannten „Ex-EEG-Anlagen“ ab 2021) ein interessantes Potenzial für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. für den Aufbau von neuen Power-to-Gas(PtG)-Anlagen darstellen.

- Zunehmend stehen Kommunen unter Handlungsdruck, um Luftschadstoffe zu reduzieren. Es werden hierzu Luftreinhaltepläne von den Kommunen entwickelt. Hier könnten auch konkrete Ansätze und Synergien für die Einführung von Infrastrukturen bzw. alternativer Kraftstoffversorgung für die Binnenschifffahrt mit betrachtet bzw. frühzeitig mit aufgebaut werden. Potenziale bilden hier u. a. die Bündelung von ähnlichen Schiffstypen und Reedereien, die lokal mehrere Schiffe betreiben, da diese zusammen einen ersten kontinuierlichen Bedarf generieren können.
- Die Transformation der Kohlereviere bzw. der damit verbundene Umbau und Aufbau von Infrastrukturen stellt ein großes Potenzial dar, um alternative Antriebssysteme für die Binnenschifffahrt einzuführen.
- Entlang der Bundeswasserstraßen, insbesondere Rhein und Main, könnten v. a. Schiffe für Güter- bzw. die Fahrgastbeförderung auf Brennstoffzellen-Antriebe mit alternativen Kraftstoffen umgerüstet werden.
- Auf Seen stellen Schiffe zur Fahrgastbeförderung, aber auch Sportboote ein interessantes Einsatzgebiet und stückzahlenrelevantes Potenzial dar.
- Derzeit erarbeitet die WSV ein Konzept zur Umstellung von Behördenschiffen auf alternative Kraftstoffe. Hier könnten interessante Potenziale für die Infrastrukturentwicklung von alternativen Kraftstoffen erschlossen werden

## Technisch-wirtschaftlicher Vergleich strombasierter Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt (Kap. 4)

### Annahmen zu EE-Kraftstoffherzeugungspfad (Kap. 4.3)

- Alle strombasierten Kraftstoffe basieren auf Wasserstoff, weshalb die Elektrolyse eine wichtige Schlüsseltechnologie für die erneuerbare Kraftstoffherzeugung darstellt. Bis 2030 werden weitere wesentliche technische Verbesserungen (Wirkungsgrad und Kostenreduktionen) erwartet.
- Der erzeugte Wasserstoff dient zur Weiterverarbeitung und Erzeugung synthetischer Kraftstoffe (E-MeOH, E-LNG, E-Diesel). Dazu wird erneuerbares CO<sub>2</sub> benötigt und zugeführt.
- Annahmen für die LCA-Betrachtung:
  - Wirkungsgrad PEMEL/AEL  
2020 = 59 %<sub>Hi</sub>  
2030 = 72 %<sub>Hi</sub>
  - Für die Gewinnung von erneuerbarem CO<sub>2</sub> soll die Abwärme aus der Elektrolyse und Synthese genutzt werden.
  - 2020: Kurzfristig kann CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung genutzt werden.
  - 2030+: Langfristig soll CO<sub>2</sub> aus der Luft extrahiert werden (Direct Air Capture) und nicht aus Biomasse (Nutzungskonkurrenz und begrenzte nachhaltige Biomassepotenziale).

- Bevorratung an Bord und Bunkern:
  - Annahme: Für die weitere Untersuchung wird ein gleichbleibendes Bauvolumen für die ausgewählten Referenzschiffe angenommen (verbauter Raum für Kraftstofftank und Motor), da dieses die Transportwirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflusst.

### Ergebnisse der WtT-Analyse (Well-to-Tank – Kraftstoffbereitstellung, Kap. 4.4)

- Reine Wasserstoff-Nutzungspfade haben einen deutlich geringeren Energieaufwand als die mit weiterverarbeiteten synthetischen EE-Kraftstoffe (E-LNG, E-Methanol, E-Diesel) bzw. LOHC.
- Stromkosten haben den größten Einfluss auf PtX-Kraftstoffkosten und bestimmen maßgeblich die Kosten der in dieser Studie betrachteten alternativen Antriebssysteme.
- Die Kosten alternativer Kraftstoffe liegen deutlich über den fossilen Diesel-Kraftstoffen. Wesentliche Kostenkomponente auch hier: der Strompreis.

### Empfehlung aus der WtT-Analyse:

- Durch eine gezielte Förderung von EE-Pfaden, v. a. zur EE-Stromerzeugung (Windkraftanlagen, PV) können die Kosten für EE-Kraftstoffe weiter und schneller reduziert werden.
- Der Import von alternativen Kraftstoffen kann zu niedrigeren Kraftstoffgestehungskosten als die Produktion von alternativen Kraftstoffen in Deutschland führen. Bei CGHz sind sie im Fall des H<sub>2</sub>-Imports über H<sub>2</sub>-Pipeline aus Nordafrika um etwa ein Drittel niedriger (1,20 € pro l Dieseläquivalent statt etwa 1,85 € pro l Dieseläquivalent). Bei synthetischen flüssigen Kraftstoffen über Power-to-Liquid in Nordafrika und Import nach Deutschland über Tankschiff sind die Kraftstoffgestehungskosten um etwa 50 % niedriger als bei der Produktion in Deutschland (1,30 € pro l Diesel statt 2,64 € pro l Diesel).

### Ergebnisse der TtP-Analyse (Tank-to-Propeller – Schiffsbetrieb, Kap. 4.5)

- Durch die Analyse der Referenzschiffe wird deutlich, dass für den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen an Bord von volumenkritischen Schiffen, wie bspw. Passagierschiffe, Änderungen des Nutzungsprofils und der Bunkerfrequenz notwendig sind. Sind diese Änderungen nicht möglich, müssen Kraftstoffe mit hohen volumetrischen Energiedichten zur Anwendung kommen.

- Anwendungen, bei denen ausreichend Raum zur Kraftstoffbevorratung zur Verfügung steht, ermöglichen auch den Einsatz von Kraftstoffen mit geringen volumetrischen Energiedichten.
- Aufgrund des höheren Wirkungsgrades im Nenn- und Teillastbetrieb der Brennstoffzelle ergeben sich insgesamt geringere Kraftstoffverbräuche und damit Betriebskosten im Vergleich zu Verbrennungsmotoren.

### Empfehlung aus der TtP-Analyse:

- Die Umstellung auf EE-Kraftstoffe mit geringeren volumetrischen Energiedichten erfordern:
  - Anpassung der Nutzungsprofile/Betankungen und /oder
  - Anpassung des Schiffsdesigns

### Ergebnisse der WtP-Analyse (Well-to-Propeller, Kap. 4.6):

- Kraftstoffkosten (v. a. EE-Strom) dominieren die Gesamtkosten.
- Kosten für Schiffsantriebssysteme sind noch nicht verlässlich abschätzbar, da Systeme noch nicht ausreichend für Schiffe entwickelt und erprobt wurden. Jedoch bietet die Nutzung von Synergien mit anderen Verkehrssektoren und dem Energiesektor das Potenzial zur signifikanten Kostenreduktion, z. B. für PEMFC im Straßenverkehr und SOFC für stationäre Anwendungen.

### Empfehlung aus der WtP-Analyse:

- THG- & Schadstoff-Emissionen von EE-Kraftstoffen mit Brennstoffzellen sind quasi null.
- Die Kosten der alternativen Kraftstoffe und Antriebe sind höher als bei Diesel auf Basis von konventionellem Rohöl. Die Kraftstoffkosten werden maßgeblich durch die Kosten für den eingesetzten Strom bestimmt. Die Kosten für den Antrieb werden bei CGHz dominiert durch die Kosten für den CGHz-Speicher, bei LOHC, Methanol, LNG und Diesel durch die Kosten für das Brennstoffzellensystem inklusive Reformierung oder Dehydrierung.
- Reine Wasserstoff-Nutzungspfade haben einen deutlich geringeren Energieaufwand als weiterverarbeitete synthetische EE-Kraftstoffe (E-LNG, E-Methanol, E-Diesel) bzw. LOHC. Jedoch erfordern reine H<sub>2</sub>-BZ-Systeme einen größeren Bauraum für den Kraftstoffspeicher aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von CGHz gegenüber Dieselmotorkraftstoff.

## 6 Anhang

### Literatur

#### [Baker et al. 2005]

Baker, J., N.; Carter, S., EA Technology Limited: Evaluation of Hydrogen Demonstration Systems (Task 18 of IEA Implementing Agreement on Hydrogen); Report Number F/04/00279/00/REP; DTI, 2005.

#### [Battelle 2017]

Battelle Memorial Institute, Columbus, OH: Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications; Prepared for U.S. Department of Energy, DOE Contract No. DE-EE0005250, January 2017.

#### [Becker et al. 2012]

Becker, W., L.; Braun, R., J. (Colorado School of Mines); Penev, M.; Melaina, M. (NREL): Production of FT liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units; Elsevier, Energy 47 (2012) 99–115.

#### [Binnenschifffahrt Online 2019]

Schiffahrtsabgaben nur noch auf Mosel und Nord-Ostsee-Kanal; Binnenschifffahrt Online, 11. Januar 2019; letzter Zugriff: 12.04.2019, <https://binnenschifffahrt-online.de/2019/01/haefen-wasserstraesen/5734/schiffahrtsabgaben-nur-noch-auf-mosel-und-nord-ost-see-kanal/>

#### [Boucher & Reddy 2008]

Boucher, O.; Reddy, M.S. (Met Office Hadley Centre, Exeter, UK): Climate trade-off between black carbon and carbon dioxide emissions; Energy Policy 36 (2008) 193–200.

#### [BMW 2018]

BMW Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Datenübersicht zum 6. Monitoringbericht, Juli 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

#### [Cames & Helmers 2013]

Cames, M. (University of Luxembourg), Helmers, E. (Trier University of Applied Sciences): Critical evaluation of the European diesel car boom – global comparison, environmental effects and various national strategies; Environmental Sciences Europe 2013, 25:15.

#### [Climeworks 2014]

Anca Timofte (Climeworks AG, Zurich/CH): Capturing CO<sub>2</sub> from Air; Carbon Mitigation Lecture, 27 October 2014.

#### [Climeworks 2015]

Climeworks AG, personal communication (phone) to Werner Weindorf (LBST), 28 July 2015

#### [DeliverHy 2013]

DeliverHy: Impact of high capacity CGHz-trailers; Deliverable 6.4; project co-financed by European funds from the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking under FCH-JU-2009-1 Grant Agreement Number 278796; October 2013; [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/project\\_results\\_and\\_deliverables/Recommendations%20to%20industry%20%28ID%202849587%29.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/project_results_and_deliverables/Recommendations%20to%20industry%20%28ID%202849587%29.pdf)

#### [Dt. WindGuard 2015]

Deutsche WindGuard, Varel, Germany: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update; Dezember 2015

#### [DOE 2015]

United States of America Department of Energy (DOE): DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record: Onboard Type IV Compressed Hydrogen Storage System – Cost and Performance Status 2015; Record #: 15013, Update to Record 13010, 30. September 2015.

#### [EA 2014]

Bert Droste-Franke, Martin Carrier, Matthias Kaiser, Miranda Schreurs, Christoph Weber, Thomas Ziesemer: Improving Energy Decisions – Towards Better Scientific Policy Advice for a Safe and Secure Future Energy System; Advance Publication of Summary and Recommendations of the Correspondent Study of the EA European Academy, 8 August 2014.

**[EC 2017]**

European Commission (EC): Horizon 2020 – Work Programme 2018-2020: General Annexes: G. Technology readiness levels (TRL); 2017; [https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/other/wp/2018-2020/annexes/h2020-wp1820-annex-g-trl\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/other/wp/2018-2020/annexes/h2020-wp1820-annex-g-trl_en.pdf)

**[EnergieStG 2006]**

Energiesteuergesetz (EnergieStG); Ausfertigungsdatum: 15.07.2006; Zuletzt geändert: 26.6.2018; Letzter Zugriff: 12.04.2019, <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/EnergieStG.pdf>

**[EQHHPP 1991]**

Euro Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP): Phase II Feasibility Study; Final Report; March 1991.

**[EU-RED 2018]**

Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neu-fassung); Amtsblatt der Europäischen Union, L 328/82, 21.12.2018.

**[Exergia et al. 2017]**

Exergia; E3M-lab; COWI: Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas; Final Report, Work Order: ENER/C2/2013-643; July 2015; European Commission DG ENER Framework Service Contract SRD MOVE/ENER/SRD.1/2012-409-LOT 3-COWI (Final Workshop in Brussels, 8 July 2015).

**[Fasihi et al. 2016]**

Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, Chr.: Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants; Energy Procedia 99 (2016) 243–268.

**[FZJ/FAU/HZB 2018]**

Forschungszentrum Jülich (FZJ); Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg; Helmholtz Zentrum Berlin (HZB): Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen durch Nutzung der LOHC-Technologie? 2018.

**[Galileo 2013]**

Galileo: CRYOBOX; July 2013.

**[Haberstroh 2019]**

Haberstroh, Chr. (TU Dresden): personal communication (e-mail) to Bünger, U. (LBST); 9 January 2019.

**[HE 2018]**

HydrogenEurope, Hydrogen Enabling A Zero Emission Europe – Technology Roadmaps Full Pack, September 2018.

**[HPA 2018a]**

Hamburg Port Authority (HPA): Besondere Bedingungen für die Nutzung des Hamburger Hafens durch Binnenschiffe (Besondere Bedingungen Binnenschiffahrt) – Version 1.0 – gültig ab dem 1. Januar 2019.

**[HPA 2018b]**

Hamburg Port Authority (HPA): Anlage Preisliste Binnen-schiffahrt zur Hafen-AGB und den Besonderen Bedingungen Binnenschiffahrt für die Nutzung des Hamburger Hafens durch Binnen- und Hafenschiffe im Binnen- und Hafenverkehr gültig ab dem 1. Januar 2019.

**[IEA 2018]**

International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2018; p. 602–603 (scenario 'sustainable development').

**[IndWEDe 2018]**

IndWEDe – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland; NOW GmbH (Hrsg.), 2018.

**[IPCC 2007]**

Climate Change 2007: Synthesis report. A report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change. Letzter Zugriff: 17.07.2019, <https://www.ipcc.ch/report/ar4/syr/>

**[IPCC 2013]**

Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Letzter Zugriff: 17.07.2019, <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

**[ISE 2018]**

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg, Germany: Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies; March 2018.

**[James & Houchins 2018]**

James, B., D.; Houchins, C. (Strategic Analysis Inc.): 2018 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review: Hydrogen Storage Cost Analysis; 14 June 2018.

**[JEC 2007]**

JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE col-laboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Well-to-Wheels Report, Version 2c, March 2007; <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>

**[JEC 2014]**

JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE col-laboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4.a; Report EUR 26237 EN, April 2014; ISBN 978-92-79-33888-5 (pdf); <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>

**[Jensen 2018]**

Jensen, M., F. (Ser Energy): Methanol til transport; 18. April 2018; <https://brintbranchen.dk/wp-content/uploads/2018/04/SerEnergy.pdf>

**[Kielkanal 2016]**

Passagekosten – Eine exemplarische Auflistung der Passagekosten für eine Durchfahrt des Nord-Ostsee-Kanals; Webseite „Nord-Ostsee-Kanal“, 2016; letzter Zugriff: 12.04.2019, <http://www.kielkanal.de/html/passagekosten.html>

**[König et al. 7/2015]**

König, D., H.; Freiberg, M.; Dietrich, R-U; Wörner, A.; German Aerospace Center: Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons; Fuel 159 (2015) 289–297; <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2015.06.085>

**[König et al. 8/2015]**

König, D., H.; Baucks, N.; Dietrich, R-U; Wörner, A.; German Aerospace Center: Simulation and evaluation of a process concept in the generation of synthetic fuel from CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>; Energy 91 (2015) 833–841; <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.099>

**[lastauto omnibus 2017]**

lastauto omnibus katalog 2018. ETM EuroTransportMedia Verlags- und Veranstaltungs-GmbH, Stand August 2017

**[LBST & Hincio 2019]**

Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Tetyana Raksha, Reinhold Wurster (LBST), Henri Bittel, Jean-Christophe Lanoix (Hincio): Future Fuel for Road Freight – Techno-Economic & Environmental Performance Comparison of GHG-Neutral Fuels & Drivetrains for Heavy-Duty Trucks; An expertise for Fondation Tuck, Munich/Brussels/Paris, February 2019.

**[Liese 2013]**

Liese, T. (RWE Power AG): Experiences and Results from the RWE Power-to-Gas-Projekt at Niederaußem site; AGCS, München, 11. November 2013.

**[LN Online 2019]**

Bundestag stoppt höhere Gebühren für Nord-Ostsee-Kanal; Lübecker Nachrichten (LN) Online, 22. Februar 2019; letzter Zugriff: 12.04.2019, <http://www.ln-online.de/Nachrichten/Norddeutschland/Bundestag-stoppt-hoehere-Gebuehren-fuer-Nord-Ostsee-Kanal>

**[MariGreen 2018]**

Maritime Innovations in Green Technologies (MariGreen): Perspectives for the Use of Hydrogen as Fuel in Inland Shipping – A Feasibility Study; October 2018

**[Mayyas & Mann 2018]**

Mayyas, A., Mann, M. (NREL): Manufacturing Competitiveness Analysis for Hydrogen Refueling Stations and Electrolyzers; Presentation at the DOE Hydrogen and Fuel Cells Program 2018 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting, 14 June 2018.

**[MHPS 2015]**

Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS): Development of Next-Generation Large-Scale SOFC toward Realization of a Hydrogen Society; Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 52 No. 2, June 2015.

**[NHEG 1992]**

Andreassen, K. et al., Norsk Hydro a.s., Bünger et al., Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Norwegian Hydro Energy in Germany (NHEG) – Final report; Study on the behalf of the „Bundesministerium für Forschung und Technologie“ Germany, the Commission of the European Communities, „Det kongelige olje- og energidepartement“ Norwa, Norsk Hydro a.s. and Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Hrsg. Norsk Hydro and Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH May 1992; Work Package 400: Systems Analysis: Case I.

**[NIR 2018]**

Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgas-inventar 1990 – 2016, Umweltbundesamt, Climate Change | 12/2018, Mai 2018; <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-3>

**[OED 2003]**

Det Kongelige OLIJ-OG Energidepartementet (OED): St.meld. nr. 9 (2002–2003) – Om innenlands bruk av na-turgass mv.; 2003; <http://odin.dep.no/oed/norsk/publ/stmeld/026001-040005/index-hov004-b-f-a.html>

**[Oden 2007]**

Yang, Chr.; Ogden, J.: Dertermining the lowest-cost hydrogen delivery mode; International journal of hydrogen energy, (32):268–286, 2007.

**[Schneider 2015]**

Schneider, M., J.; Hydrogenious Technologies GmbH, Erlangen, Germany: Hydrogen storage and distribution via liquid organic carriers; Bridging Renewable Electricity with Transportation Fuels Workshop, BROWN PALACE HOTEL, Denver, CO, August 27–28, 2015.

**[SHC 2015]**

Swedish Electric & Hybrid Centre (SHC): Cost Analysis of Electric Land Transport; Project T2.11, 2015.

**[Van-Dal & Bouallou 2013]**

Van-Dal, É., S.; Bouallou, C.: Design and simulation of a methanol production plant from CO<sub>2</sub> hydrogenation; Journal of Cleaner Production 57 (2013) 38–45; <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.06.008>

**[Vattenfall 2019]**

Wind – Sonne – Speicher: Vattenfall errichtet erstes Vollhybrid-Kraftwerk für erneuerbare Energien; Pressemitteilung, Vattenfall, 12.08.2019; letzter Zugriff: 20.08.2019, <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/blog-news-presse/pressemitteilungen/2019/vollhybrid-kraftwerk>

**[WSV 2018]**

Veränderungen des Schiffsbestandes der deutschen Binnenflotte im Jahr 2017, Zentrale Binnenschiffsbestandsdatei; Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), 08.08.2018; letzter Zugriff: 30.04.2019, <https://www.gdws.wsv.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Binnenschiffsbestandsdatei/2017.html>

**[WSV 2019]**

Abschaffung der Hafен- und Ufergelder – Information für Schifffahrtstreibende; Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), 13. März 2019; letzter Zugriff: 12.04.2019, [https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/service/schifffahrtsabga-ben/20190315\\_Abschaffung\\_Hafen\\_Ufergeld.pdf;jsessionid=540014899D1E-782DA9C6912F094FCA9B.live21303?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/service/schifffahrtsabga-ben/20190315_Abschaffung_Hafen_Ufergeld.pdf;jsessionid=540014899D1E-782DA9C6912F094FCA9B.live21303?__blob=publicationFile&v=2)

**[Wulf & Kaltschmitt 2018]**

Wulf, Chr.; Kaltschmitt, M.: Hydrogen Supply Chains for Mobility – Environmental and Economic Assessment; Sustainability 2018, 10, 1699; doi:10.3390/su10061699.

**Tabellenverzeichnis**

TABELLE 1	Primärenergiebedarf nach Nationaler Energiebilanz (NEB), Quelle: <a href="https://iir-de.wikidot.com/1-a-3-d-navigation">https://iir-de.wikidot.com/1-a-3-d-navigation</a> , Stand 16.4.2019, abgerufen am 16.08.2019	11	TABELLE 31	LH <sub>2</sub> -Tankstelle	79
TABELLE 2:	Primärenergiebedarf nach NFR, Quelle: <a href="https://iir-de.wikidot.com/1-a-3-d-navigation">https://iir-de.wikidot.com/1-a-3-d-navigation</a> , Stand 16.4.2019, abgerufen am 16.08.2019	11	TABELLE 32	Techno-ökonomische Daten zentraler Wasserelektrolyse	80
TABELLE 3:	Zugrunde gelegte CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren, Quelle: UBA 2019	12	TABELLE 33	Techno-ökonomische Daten LOHC-Hydrierung	81
TABELLE 4	Ermittelte CO <sub>2</sub> -Emissionen auf Basis der Nationalen Energiebilanz (NEB) und spezifischer Emissionsfaktoren (LBST Berechnung)	12	TABELLE 34	Wirkungsgrade H <sub>2</sub> -Produktion über Wasserelektrolyse mit Wärmeintegration	82
TABELLE 5	Ermittelte CO <sub>2</sub> -Emissionen auf Basis des NFR und spezifischer Emissionsfaktoren (LBST Berechnung)	13	TABELLE 35	Eingangs- und Ausgangsdaten für die Methanolanlage	83
TABELLE 6	Deutsche CO <sub>2</sub> Emissionen nach Sektoren & Minderungsziele bis 2030	18	TABELLE 36	Steckbrief der Power-to-Methanol Anlage mit erneuerbarem Strom und Kosten für die Bereitstellung von E-Methanol	83
TABELLE 7	Nationale Reduktionsverpflichtungen für SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , NMVOC, NH <sub>3</sub> und PM <sub>2.5</sub> ab 2020 und 2030	19	TABELLE 37	Wirkungsgrade H <sub>2</sub> -Produktion über Wasserelektrolyse mit Wärmeintegration	84
TABELLE 8	NRMM Stage V: Emissionsgrenzwerte für Binnenschiffe ab 2019/2020	20	TABELLE 38	Technische und ökonomische Daten für die Methanverflüssigung an der LNG-Tankstelle	85
TABELLE 9	RL97/68/EG Stufe III a: Emissionsgrenzwerte für Binnenschiffe vor 2019/2020 (für Antriebsmotoren)	20	TABELLE 39	Steckbrief der Power-to-Methanol Anlage mit erneuerbarem Strom und Kosten für die Bereitstellung von E-LNG	85
TABELLE 10	ZKR Stufe II: Emissionsgrenzwerte für Binnenschiffe vor 2019/2020	21	TABELLE 40	Wirkungsgrade H <sub>2</sub> -Produktion über Wasserelektrolyse mit Wärmeintegration	86
TABELLE 11	Fördergelder von Horizon 2020	27	TABELLE 41	Eingangs- und Ausgangsdaten für die Fischer-Tropsch Anlage	87
TABELLE 12	ausgewählte Beispiele für Brennstoffzellen in Sportbooten und kleinen Passagierschiffen	38	TABELLE 42	CAPEX der Fischer-Tropsch-Anlage	87
TABELLE 13	Ausgewählte Beispiele für Brennstoffzellen in verschiedenen Schiffen	39	TABELLE 43	Steckbrief der PtL-Anlage mit erneuerbarem Strom und Kosten für die Bereitstellung von E-Diesel	88
TABELLE 14	Ausgewählte Brennstoffzellen für alternative EE-Kraftstoffe für die LCA-Analysen	40	TABELLE 44	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2020	92
TABELLE 15	Grundsätzliche Vor- und Nachteile der verschiedenen Bunkerverfahren	46	TABELLE 45	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2030	93
TABELLE 16	Kraftstoffpfade und Antriebssysteme	65	TABELLE 46	Mittlere Antriebswirkungsgrade über den Fahrzyklus „Tank-to-Propeller“*	96
TABELLE 17	Treibhausgasfaktoren nach IPCC	65	TABELLE 47	Europaschiff: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler	97
TABELLE 18	Techno-ökonomische Annahmen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom für 2020 und 2030+	67	TABELLE 48	Schubverband: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler	99
TABELLE 19	Rohölpreise und resultierender Dieselpreis	67	TABELLE 49	Tagesausflugsschiff: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler	102
TABELLE 20	Kostenannahmen für fossilen Diesel und erneuerbaren Strom 2020/2030+	68	TABELLE 50	Kabinenschiff: Raumbedarf für Kraftstoffspeicher und Energiewandler	104
TABELLE 21	Umweltmodul auf das Kombientgelt Hamburger Hafen [HPA 2018b, A.3.]	70	TABELLE 51	Kostenannahmen für Brennstoffzellensysteme für Schiffe*	106
TABELLE 22	Technologiereifegrad (TRL) alternative Kraftstofferzeugungspfade	74	TABELLE 52	Kostenannahmen für die Energiespeicherung an Bord von Schiffen*	108
TABELLE 23	Definition der Technologiereifegrade (TRL)	74	TABELLE 53	Motorleistung und Tankgröße für die hier untersuchten Schiffstypen für die selektierten EE-Kraftstoffe	108
TABELLE 24	Treibhausgasemissionen von Diesel aus Rohöl	75	TABELLE 54	Gesamtinvestitionsbedarf für die unterschiedlichen Schiffsantriebe (in Mio. €)	109
TABELLE 25	Techno-ökonomische Daten H <sub>2</sub> -Produktion via Wasserelektrolyse an der H <sub>2</sub> -Tankstelle	77	TABELLE 55	Wirkungsgrad „Well-to-Propeller“ in kWh Primärenergie je kWh Kraftstoff 2020*	110
TABELLE 26	CGH <sub>2</sub> -Tankstelle für Elektrolyse vor Ort	77	TABELLE 57	Treibhausgasemissionsreduktion „Well-to-Propeller“ gegenüber konventionellem Diesel-Antrieb 2020	111
TABELLE 27	Techno-ökonomische Daten zentraler Wasserelektrolyse	78	TABELLE 58	Treibhausgasemissionsreduktion „Well-to-Propeller“ gegenüber konventionellem Diesel-Antrieb 2030	111
TABELLE 28	Techno-ökonomische Daten H <sub>2</sub> -Verflüssigung	78			
TABELLE 29	Technische und ökonomische Daten LH <sub>2</sub> -Trailer	79			
TABELLE 30	Technische und ökonomische Daten Zugmaschine	79			

## Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1	Themenschwerpunkte und grober Ablauf des Vorhabens (S: Stakeholder-Treffen; FV: Fachveranstaltung)	8	ABBILDUNG 24	Bundeswasserstraßen und Standorte mit industrieller Wasserstoffnutzung (Begriffserläuterung in Abbildung 27)	52	ABBILDUNG 47	Verlauf der Wirkungsgrade von Brennstoffzellensystemen und Dieselmotoren (Quelle: Grafik links: LBST auf Basis [MariGreen 2018, S. 74]; Grafik rechts: LBST auf Basis diverser BHKW-Motoren)	95	ABBILDUNG 57	Kosten „WtP“ für ein Tagesausflugsschiff in €/kWh <sub>mech</sub>	115
ABBILDUNG 2	Aufteilung des Endenergieverbrauchs im Verkehr 2016, Datenbasis: BMWi, Datenübersicht zum 6. Monitoringbericht: Die Energie der Zukunft, Juli 2018	9	ABBILDUNG 25	Grundsätzliche Definition/Unterscheidung der industriellen Wasserstoffnutzung	53	ABBILDUNG 48	Beispiel: LNG-Speicher und Energiewandler auf einem Gütermotorschiff (Quelle: Lauenburger Elbschiffahrtsarchiv, Bestand Arminiuswerft)	98	ABBILDUNG 58	Kosten „WtP“ für ein Kabinenschiff in €/kWh <sub>mech</sub>	115
ABBILDUNG 3	Endenergieverbrauch der deutschen Küsten- und Binnenschifffahrt 2016, Datenbasis: BMWi, Datenübersicht zum 6. Monitoringbericht: Die Energie der Zukunft, Juli 2018	10	ABBILDUNG 26	Bundeswasserstraßen, Standorte mit industrieller Wasserstoffnutzung sowie Ex-EEG-Anlagen (2021 - 2025) und potenzielle Demostrecken für wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenzüge	54	ABBILDUNG 49	Beispiel: Druckwasserstoff-Speicher und Energiewandler auf einem Gütermotorschiff (Quelle: Lauenburger Elbschiffahrtsarchiv, Bestand Arminiuswerft)	98	ABBILDUNG 59	Jährliche Kosten „WtP“ für ein Gütermotorschiff in €/a	116
ABBILDUNG 4	CO <sub>2</sub> -Emissionen der deutschen Binnenschifffahrt (LBST Berechnung auf Basis des NFR und UBA Daten)	13	ABBILDUNG 27	Bundeswasserstraßenklassen und Kommunen mit Überschreitung der NO <sub>2</sub> - Grenzwerte	55	ABBILDUNG 50	Beispiel: MeOH-Speicher und Energiewandler auf einem Schubschiff, © EBMS TU-Berlin	100	ABBILDUNG 60	Jährliche Kosten „WtP“ für einen Schubverband in €/a	116
ABBILDUNG 5	CO <sub>2</sub> -Emissionen der deutschen Binnenschifffahrt, berechnet auf Datenbasis nach NFR bzw. NEB	14	ABBILDUNG 28	Ausgewählte Beispiele für mögliche Anwendungsschwerpunkte	62	ABBILDUNG 51	Beispiel: Druckwasserstoff-Speicher (Bündel) und Energiewandler auf einem Schubschiff, © EBMS TU-Berlin	101	ABBILDUNG 61	Jährliche Kosten „WtP“ für ein Tagesausflugsschiff in €/a	117
ABBILDUNG 6	THG-Emissionen in Deutschland 2016, Datenquelle: [NIR 2018]	14	ABBILDUNG 29	Verlauf und Volatilität Dieseldieselkraftstoffpreise 2007 - 2018 für Großverbraucher, ohne Umsatzsteuer, ohne Energiesteuer (LBST auf Basis von Destatis, Dez. 2018)	68	ABBILDUNG 52	Beispiel: MeOH-Speicher und Energiewandler auf einem Tagesausflugsschiff	103	ABBILDUNG 62	Jährliche Kosten „WtP“ für ein Kabinenschiff in €/a	117
ABBILDUNG 7	Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland 1990 - 2016 und Zielsetzung 2050, Datenquelle 1990/2016: [NIR 2018]	15	ABBILDUNG 30	Kostendegression auf Basis einer Lernkurve für 5 MWe und 100 MWe Elektrolyseur-Einheiten (linke Grafik: installierte Kapazitäten weltweit; rechte Grafik: resultierende spezifische Investitionen) (Grafiken: LBST)	71	ABBILDUNG 53	Beispiel: Druckwasserstoff-Speicher und Energiewandler auf einem Tagesausflugsschiff (Grafik: Stern und Kreisschiffahrt GmbH)	103	ABBILDUNG 63	Wichtige Einflussparameter für die Entwicklung der WtP-Kosten und der Wirtschaftlichkeit von EE-Brennstoffzellensystemen und fossilen Diesel-Antrieben am Beispiel Wasserstoff-PEMFC mit CGH <sub>2</sub> -Speichern für ausgewählte Schiffe für Güter- und Fahrgastbeförderung	120
ABBILDUNG 8	NO <sub>2</sub> -Jahresmittelwerte 2016 der 15 am stärksten belasteten Städte Deutschlands	26	ABBILDUNG 31	Spezifisches Investment für die CO <sub>2</sub> -Extraktion aus der Luft via TSA (Grafik: LBST, Daten: [Climeworks 2015])	72	ABBILDUNG 54	Kraftstoffkosten „WtP“ (inkl. Antriebswirkungsgrad) 2020 und 2030	112			
ABBILDUNG 9	Registrierte Schiffe in Deutschland, Quelle: [WSV 2018]	35	ABBILDUNG 32	In dieser Studie betrachtete alternative Kraftstoffpfade (Grafik: LBST)	73	ABBILDUNG 55	Kosten „WtP“ für Gütermotorschiffe in €/kWh <sub>mech</sub>	114			
ABBILDUNG 10	Registrierte Binnenschiffe zur Güterbeförderung in Deutschland 2017, Quelle: [WSV 2018]	35	ABBILDUNG 33	Kraftstoffbereitstellungspfad (Referenz) für Diesel aus konventionellem Rohöl (Grafik: LBST)	75	ABBILDUNG 56	Kosten „WtP“ für einen Schubverband in €/kWh <sub>mech</sub>	114			
ABBILDUNG 11	Anzahl der in Deutschland registrierten Gütermotorschiffe und Schubleichter nach Größenklasse (Breite/Länge); Datenquelle: [WSV 2018]	36	ABBILDUNG 34	Kraftstoffbereitstellungspfad für Druckwasserstoff (E-CGH <sub>2</sub> 35/50/70) via Elektrolyse an der Tankstelle (Grafik: LBST)	76						
ABBILDUNG 12	Registrierte Binnenschiffe zur Fahrgastbeförderung in Deutschland 2017, Quelle: [WSV 2018]	37	ABBILDUNG 35	Kraftstoffbereitstellungspfad für Flüssigwasserstoff (E-LH <sub>2</sub> ) via zentraler Elektrolyse und Verflüssigung (Grafik: LBST)	78						
ABBILDUNG 13	Anzahl der in Deutschland registrierten Kabinen und Tagesausflugsschiffe nach Größenklasse (Kapazität für Fahrgastbeförderung bzw. Betten je Schiff); Datenquelle: [WSV 2018]	37	ABBILDUNG 36	Kraftstoffbereitstellungspfad für LOHC (Grafik: LBST)	80						
ABBILDUNG 14	Gütermotorschiff „MS Pankgraf“ (Quelle: Jürgen Friedrich, <a href="https://juergensschiffsbilder.jimdo.com/pankgraf/">https://juergensschiffsbilder.jimdo.com/pankgraf/</a> )	41	ABBILDUNG 37	Medientausch und Wärmebedarf des LOHC-Antriebsystems (Grafik: LBST)	80						
ABBILDUNG 15	Typisches Europaschiff (Quelle: Lauenburger Elbschiffahrtsarchiv, Bestand Arminiuswerft)	42	ABBILDUNG 38	Kraftstoffbereitstellungspfad für E-Methanol (MeOH) via zentraler Elektrolyse und Synthese mit CO <sub>2</sub> aus der Luft (Grafik: LBST)	82						
ABBILDUNG 16	Schubschiff „Elektra“, © EBMS TU-Berlin	43	ABBILDUNG 39	Kraftstoffbereitstellungspfad für verflüssigtes E-Methan (E-CH <sub>4</sub> ) via zentraler Elektrolyse und Synthese mit CO <sub>2</sub> aus Luft sowie Verflüssigung an der Tankstelle (Grafik: LBST)	84						
ABBILDUNG 17	Generalplan Schubschiff „Elektra“, © EBMS TU-Berlin	43	ABBILDUNG 40	Kraftstoffbereitstellungspfad für E-Diesel (Grafik: LBST)	86						
ABBILDUNG 18	Generalplan MS STERN (Grafik: Stern und Kreisschiffahrt GmbH)	44	ABBILDUNG 41	Kumulierter Energieeinsatz für die Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“ in kWh Primärenergie je kWh Kraftstoff 2020	89						
ABBILDUNG 19	Kabinenschiff	45	ABBILDUNG 42	Kumulierter Energieeinsatz für die Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“ in kWh Primärenergie je kWh Kraftstoff 2030	89						
ABBILDUNG 20	Bunkerboote der Bunkerstation Schiffs-service Berlin (Quelle: Ingo Gersbeck)	47	ABBILDUNG 43	Treibhausgasemissionen „Well-to-Tank“ in g CO <sub>2</sub> eq pro kWh Kraftstoff 2020	91						
ABBILDUNG 21	Wasserstofftankstelle FCS „Alsterwasser“ (Quelle: Linde AG)	47	ABBILDUNG 44	Treibhausgasemissionen „Well-to-Tank“ in g CO <sub>2</sub> eq pro kWh Kraftstoff 2030	91						
ABBILDUNG 22	Befüllung eines LH <sub>2</sub> Tanks (Bild: Linde AG)	48	ABBILDUNG 45	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2020 (ohne Steuern)	92						
ABBILDUNG 23	Dehydrierungsmodul zur H <sub>2</sub> -Bereitstellung (schematisch)	49	ABBILDUNG 46	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in € pro Liter Dieseläquivalent 2030	93						

## Abkürzungen

$\alpha$	Wachstumswahrscheinlichkeit	EL	Elektrolyseur	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	PtG	Power-to-Gas
$\mu\text{g}$	Mikrogramm	ELER	Europäischer Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums	l	Liter	PtH <sub>2</sub>	Power-to-Hydrogen
a	Jahr	EMFF	Europäischer Meeres- und Fischereifonds	LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik	PtL	Power-to-Liquids
AA Grade	Methanol Specification AA Grade	EnergieStG	Energiesteuergesetz	LCA	Life-Cycle Assessment	PTS	Pier-To-Ship
AC	alternating current (Wechselstrom)	EQHHP	Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project	l <sub>DÄ</sub>	Liter Dieseläquivalent	PtX	Power-to-X (Strombasierte Brenn-, Kraft- und Grundstoffe)
ADN	Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen	ERC	Emergency Release Coupling	LH <sub>2</sub>	Flüssigwasserstoff	PV	Photovoltaik
ADR	Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße	ESF	Europäischer Sozialfonds	LHV	Lower Heating Value (unterer Heizwert)	QCDC	Quick Connect Disconnect Coupling
AEL	Alkalische Elektrolyse	ESI	Europäische Struktur- und Investitionsfonds	LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Methan)	REACH	EU Verordnung; REACH steht für Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals
ANL	Argonne National Lab	ESSF	European Sustainable Shipping Forum	LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (flüssiger organischer Wasserstoffträger)	RED	Renewable Energy Directive (der EU)
AP	Arbeitspaket	ES-TRIN	Europäischer Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe	LPG	Liquefied Petroleum Gas (Autogas)	RheinSchUO	Rheinschiffsuntersuchungsordnung
AR	IPCC Assessment Report	EU	Europäische Union	m	Meter	RID	Regelung zur Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter
bbl	Barrel	EUCAR	European Council for Automotive R&D	m <sup>3</sup>	Kubikmeter	RWGS	Reverse Water Gas Shift (Inverse CO-Shift)
BC	Black Carbon	EUR	Euro	max	maximal	s	Sekunde
BHKW	Blockheizkraftwerk	EUROSTAT	Statistische Amt der Europäischen Union	MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonatbrennstoffzelle)	s.o.	siehe oben
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung	Ex-EEG	nach Auslaufen des EEG	mech	mechanisch	SET-Plan	Strategic Energy Technology Plan
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur	FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)	MENA	Middle East & North Africa Region	SMR	Steam Methane Reforming (Dampfreformierung)
BMW	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking	MeOH	Methanol	SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
BZ	Brennstoffzelle	FCS	Fuel Cell Ship	Mio.	Million(en)	SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell (Festoxid-Elektrolysezelle)
C5-C6	Isomerisierung der C5/C6 Kohlenwasserstoffe an Katalysatoren	FGH	Fuel Gas Handling	MJ	Megajoule	SOEL	Solid Oxide Electrolyser (Festoxid-Elektrolyseur)
CAFE	Clean Air for Europe (Saubere Luft für Europa)	FGS	Fahrgastschiff	MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung	SOFC	Solide Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzelle)
CAPEX	capital expenditure (Investitionsausgaben)	FT	Fischer-Tropsch	mol	SI-Basiseinheit der Stoffmenge	SPC	Short Sea Shipping Inland Waterway Promotion Center
CE	CE-Kennzeichnung	FV	Fachveranstaltung	Mrd.	Milliarde(n)	STS	Ship-To-Ship
CEPCI	Chemical Engineering Plant Cost Index	GDWS	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt	MS	Motorschiff	t	Tonnen
CESNI	Europäischer Ausschuss zur Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt	ggü	gegenüber	MW	Megawatt	T	Task
CGH <sub>2</sub>	Druckwasserstoff	GJ	Gigajoule (1 GJ = 10 <sup>9</sup> J)	N <sub>2</sub> O	Distickstoffoxid	TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
CH <sub>4</sub>	Methan	GMS	Großmotorschiff	NEB	Nationale Energiebilanz	TA	Teilaufgaben
CHF	Schweizer Franken	GREET	Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation (Argonne Model)	NEC	National Emission Ceilings Directive	TEN-T	Trans-European Transport Network (Transeuropäische Transport-Netze)
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)	GT	Gasturbine	NFR	Berichtsformat für die Berichterstattung an die UN ECE (New Format on Reporting, Nomenclature for Reporting)	THG	Treibhausgase
Co	Co-Elektrolyse von CO <sub>2</sub> und Wasser	GWh	Gigawattstunden	NH <sub>3</sub>	Ammoniak	tkm	Tonnenkilometer
CO	Kohlenmonoxid	GWP	Global Warming Potential	NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie	TRL	Technology Readiness Level (Technologiereifegrad)
CO <sub>2eq</sub>	Kohlendioxid-Äquivalente	h	Stunde(n)	NIR	National Inventory Report	TSA	Temperature Swing Adsorption (Temperaturwechseladsorption)
CONCAWE	Division of the European Petroleum Refiners Association	H0 DBT	Dibenzyltoluol, Wasserstoff entladen	NKI	Nationale Klimaschutzinitiative	TtP	Tank-to-Propeller
ct	Cent	H18 DBT	Dibenzyltoluol, Wasserstoff beladen (= Perhydro-Dibenzyltoluol)	Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter	TTS	Truck-To-Ship
CTS	Container-To-Ship	H <sub>2</sub>	Wasserstoff	NMVOC	non-methane volatile organic compounds (Flüchtige Organische Verbindungen)	TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1 Mrd. kWh)
d	Tag	HC	Hydro-carbons, Kohlenwasserstoffe (flüchtige organische Substanzen)	NO <sub>2</sub>	Stickstoffdioxid	u. a.	unter anderem
DÄ	Dieseläquivalent	HHV	Higher Heating Value (oberer Heizwert)	NOK	Nord Ostsee Kanal, norwegische Krone	UBA	Umweltbundesamt
DAC	Direct Air Capture	H <sub>i</sub>	unterer Heizwert (früher: Hu)	NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	UN ECE	United Nations Economic Commission for Europe (Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa)
DC	Direct Current (Gleichstrom)	HPA	Hamburg Port Authority	NOx	Stickstoffoxid(e)	US\$	US-Dollar
Destatis	Statistisches Bundesamt	HRS	Hydrogen Refuelling Station	NRMM	Non-Road Mobile Machinery (EU-Richtlinie)	v. a.	vor allem
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt	HT	Hochtemperatur	NRW	Nordrhein-Westfalen	VOC	Volatile Organic Compounds (flüchtige organische Verbindungen)
DNV GL	Det Norske Veritas, Germanischer Lloyd	IATA	International Air Transport Association	NT	Niedertemperatur	WEH	WEH GmbH
DUH	Deutsche Umwelthilfe	ICE	Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor)	o.ä.	oder ähnlich	WEL	Wasserelektrolyse
E, e	Elektrizität, elektrisch	IEA	Internationale Energieagentur	OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)	WISTA	Wissenschafts- und Wirtschaftsstandort Adlershof
€	Euro	IFS	Ingenieurbüro für Schiffstechnik	ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr	WKA	Windkraftanlage
E2fuels	Verbundvorhaben „strombasierte Kraftstoffe“	IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschifffahrts-Organisation)	PEMEL	Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse	WPCI	World Ports Climate Initiative
e4ships	Brennstoffzellen im maritimen Einsatz	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell	WSV	Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes
ECE	Economic Commission for Europe	ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme	PJ	PetaJoule (1 PJ=10 <sup>15</sup> J)	WtP	Well-to-Propeller
EE	Erneuerbare Energien	ISO	Internationale Organisation für Normung	PM 10	Feinstaub mit Partikeldurchmesser kleiner 10 µm	WtT	Well-to-Tank
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	JEC	Joint Research Centre, EUCAR and Concawe	PM	Particulate Matter (Rußpartikel)	z. B.	zum Beispiel
EEV	Endenergieverbrauch	JRC	Joint Research Centre of the European Commission	PM <sub>2,5</sub>	Feinstaub mit Partikeldurchmesser kleiner 2,5 µm (1 µm=1/1000 mm)	ZKR	Zentralkommission für die Rheinschifffahrt
EFRE	Europäischer Fond für regionale Entwicklung	K€	1 k€ = 1000 €	P <sub>N</sub>	Nennleistung		
EG	Europäische Gemeinschaft	KF	Kohäsionsfonds	PN	Particle Number (Partikelanzahl)		
EHS	Emissionshandelssystem	km	Kilometer	PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)		
		KMU	Kleine und mittlere Unternehmen	PtCH <sub>4</sub>	Power-To-Methane		
		kVA	Kilovoltampere				
		kW	Kilowatt (1 kW = 1000 W)				
		kWh	Kilowattstunden (1 kWh = 1000 Wh)				

