

# Nachhaltige und sichere Konzepte für eine klimaverträgliche Schifffahrt

Christoph Kehl  
Christine Milchram  
Friedrich Jasper

Januar 2026  
TAB-Arbeitsbericht Nr. 216

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>20</b>
<b>2 Maritime Kraftstoffe der Zukunft</b>	<b>25</b>
2.1 Herstellungspfade erneuerbarer Kraftstoffe	26
2.1.1 E-Fuels	27
2.1.2 B-Fuels	35
2.2 Beschreibung und Bewertung der erneuerbaren Kraftstoffe	38
2.2.1 Wasserstoff	41
2.2.2 Erneuerbare Dieselkraftstoffe	43
2.2.3 E- und B-Methanol	48
2.2.4 E- und B-Methan	51
2.2.5 E-Ammoniak	54
2.2.6 Direkte Nutzung elektrischer Energie	57
2.3 Aktuelle und perspektivische Nutzung von Kraftstoffen in der Schifffahrt	60
2.4 Fazit	61
<b>3 Technische Voraussetzungen für den Einsatz klimaverträglicher Antriebssysteme und Kraftstoffe</b>	<b>68</b>
3.1 Kraftstofftransport, -lagerung und -bebunkierung	68
3.1.1 Nutzbarkeit vorhandener Infrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe	69
3.1.2 Entwicklung von Infrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe	70
3.2 Tanksysteme	70
3.2.1 Dieseltanks	70
3.2.2 Methanol tanks	71
3.2.3 Flüssiggastanks	71
3.3 Energieversorgung an Bord	73
3.3.1 Verbrennungsmotoren	73
3.3.2 Gas(-und-Dampf-)turbinen	75
3.3.3 Brennstoffzellen	75
3.3.4 Nuklearantriebe	76
3.4 Abgasnachbehandlung	78
3.4.1 Onboard Carbon Capture and Storage	78
3.4.2 Abgaskatalysatoren und Scrubber	79

<b>4 Effizienzmaßnahmen im Schiffbau und Schiffsbetrieb</b>	<b>81</b>
<b>4.1 Physikalische Grundlagen</b>	<b>81</b>
<b>4.2 Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs</b>	<b>84</b>
4.2.1 Optimierung des Rumpfes	85
4.2.2 Leichtbau	86
4.2.3 Optimierung von Propeller und Ruder	87
4.2.4 Verringerung der Wandreibung	89
4.2.5 Windantriebe	90
4.2.6 Nutzung von Photovoltaik und Wärmerückgewinnung für die Bordstromversorgung	92
4.2.7 Operative Maßnahmen	93
<b>4.3 Innovationslandschaft</b>	<b>95</b>
4.3.1 Schiffbauindustrie in Deutschland: wirtschaftliche Lage und Akteure	95
4.3.2 Überblick über Förderprogramme und Forschungsprojekte	99
<b>4.4 Fazit</b>	<b>105</b>
<b>5 Internationaler Regulierungsrahmen</b>	<b>109</b>
<b>5.1 Internationale Seeschifffahrtsorganisation</b>	<b>110</b>
5.1.1 Energieeffizienzmanagement an Bord	111
5.1.2 Energieeffizienzkennwerte (EEDI und EEXI)	112
5.1.3 Greenhouse Gas Fuel Standard	114
5.1.4 Sicherheitsvorschriften für erneuerbare Kraftstoffe	115
<b>5.2 EU</b>	<b>116</b>
5.2.1 FuelEU-Maritime-Verordnung	116
5.2.2 Europäischer Emissionshandel	118
5.2.3 Weitere Maßnahmen	119
<b>5.3 Binnenschifffahrt</b>	<b>120</b>
<b>5.4 Fazit</b>	<b>121</b>
<b>6 Optionen zur Dekarbonisierung der Schifffahrt</b>	<b>125</b>
<b>6.1 Bedarf zur Weiterentwicklung des internationalen Regulierungsrahmens</b>	<b>125</b>
<b>6.2 Optionen bei erneuerbaren Kraftstoffen</b>	<b>127</b>
<b>6.3 Optionen bei Schiffstypen</b>	<b>130</b>
6.3.1 Frachtschiffe	131
6.3.2 Passagierschiffe	134
6.3.3 Binnenschiffe	137
<b>6.4 Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Politik</b>	<b>139</b>

<b>7 Literatur</b>	<b>145</b>
7.1 In Auftrag gegebenes Gutachten	145
7.2 Weitere Literatur	145
<b>8 Anhang</b>	<b>161</b>
8.1 Abbildungen	161
8.2 Tabellen	161
8.3 Kästen	161
8.4 Abkürzungen	162

# Zusammenfassung



# Zusammenfassung

Angesichts des voranschreitenden Klimawandels stellt sich auch für die Schifffahrt, über die ein Großteil des globalen Warenhandels abgewickelt wird, die dringliche Frage, wie Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) substanzial reduziert werden können. Aktuell fahren die meisten Hochseeschiffe noch immer mit Schweröl oder Marinediesel – beides extrem klimaschädliche Kraftstoffe. Da sich aufgrund der langen Transportwege im internationalen Schifffahrtsverkehr und im Hinblick auf die notwendige Energiedichte hybride oder batterieelektrische Lösungen in den meisten Fällen nicht anbieten, werden geeignete erneuerbare Kraftstoffe gesucht, um die THG-Emissionen zu senken. Daneben gibt es entlang des Lebenszyklus von Schiffen zahlreiche weitere Ansatzpunkte für eine klimaverträgliche Gestaltung der Schifffahrt, etwa durch die Implementierung energiesparender Schiffbau- und Antriebskonzepte. Eine Herausforderung stellen die langen Investitionszyklen dar. Schiffe sind langlebige Investitionsgüter mit einer Lebensdauer von etwa 25 bis 30 Jahren. Daher ist es unerlässlich, auch bei der bestehenden Flotte alle möglichen schiffbaulichen und betrieblichen Effizienzmaßnahmen auszuschöpfen, um den Treibstoffbedarf zu reduzieren. Zudem müssen auf internationaler Ebene rechtzeitig geeignete Anreize und Regelungen für eine nachhaltigere Schifffahrt initiiert und zügig umgesetzt werden.

## Maritime Kraftstoffe der Zukunft

In der maritimen Schifffahrt wird die Umstellung von konventionellen erdölbasierten auf erneuerbare Kraftstoffe ein zentraler Baustein der Dekarbonisierung sein. Die aktuell überwiegend eingesetzten konventionellen Kraftstoffe Schweröl (Heavy Fuel Oil – HFO), sehr schwefelarmes Schweröl (Very Low Sulphur Fuel Oil – VLSFO) und Marinegasöl (Marine Gas Oil – MGO) verursachen hohe THG-Emissionen. Mit erneuerbaren Kraftstoffen, wozu die (Flüssig-)Gase Wasserstoff, Methan und Ammoniak, die Dieselkraftstoffe Fischer-Tropsch-Diesel (FT-Diesel), hydriertes Pflanzenöl (Hydrated Vegetable Oil – HVO) und Fettsäuremethylester (Fatty Acid Methyl Esters – FAME) sowie der Alkohol Methanol gehören, können die Emissionen signifikant gesenkt werden.

2024 wurden etwa 93 % der weltweiten Schiffsflotte (nach Bruttoraumzahl) mit konventionellen Schweröl- und Destillatkraftstoffen betrieben. Bei den verbleibenden 7 %, die mit alternativen Kraftstoffen (alle nicht konventionellen, nicht auf Erdöl basierenden Schiffskraftstoffe) betrieben werden können, macht verflüssigtes Erdgas (Liquified Natural Gas – LNG) den größten Anteil aus. Weniger als 1 % der Flotte kann mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden. Betrachtet man allerdings die Daten aller weltweit im Bau befindlichen Schiffe, zeigt sich eine deutliche Zunahme alternativer Kraftstoffe: Etwa 52 % der im Bau befindlichen Schiffe (Stand Oktober 2024, gemessen an der Bruttoraumzahl) sind für den Betrieb mit alternativen Kraftstoffen ausgelegt. Der größte Anteil daran liegt nach wie vor bei LNG-betriebenen Schiffen, erneuerbare Kraftstoffe sind insgesamt weiterhin stark unterrepräsentiert. Jedoch wächst die Bedeutung von Methanol mit einem Anteil von fast 10 %. Andere erneuerbare Kraftstoffe wie Ammoniak und Wasserstoff machen weniger als 1 % aus.

Um zu einer klimaverträglichen Schifffahrt beizutragen und gleichzeitig mit den konventionellen Kraftstoffen wettbewerbsfähig zu sein, sollten erneuerbare Kraftstoffe idealerweise mehrere Voraussetzungen erfüllen. Sie sollten erstens über den gesamten Lebenszyklus hinweg möglichst geringe THG-Emissionen verursachen. Aus einer technisch-ökonomischen Perspektive sind

zweitens Kraftstoffe mit ähnlichen Eigenschaften wie konventionelle Kraftstoffe vorteilhaft, die in großen Mengen zu geringen Kosten produziert werden können. Außerdem ist die Kompatibilität mit bestehenden Schiffsmotoren bzw. die Möglichkeit der Umrüstung vorteilhaft, um auch die Bestandsflotte mit erneuerbaren Kraftstoffen betreiben zu können. Die Eignung für bestehende Transport-, Lager- und Bunkerinfrastrukturen sowie die weltweite Verfügbarkeit von Bunkerstandorten werden ebenfalls eine wichtige Rolle dabei spielen, welche erneuerbaren Kraftstoffe sich am Markt durchsetzen werden. Schließlich sind weitere wichtige Kriterien die Verringerung von Luftscha-dstoffemissionen sowie die Einhaltung von Sicherheitsanforderungen, um Mensch und Umwelt bei Produktion, Transport, Lagerung, Bebunkerung und Betrieb der Schiffe nicht zu gefährden.

### **Herstellung und Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Kraftstoffe**

Erneuerbare Kraftstoffe können strombasiert als E-Fuels oder biogen als B-Fuels hergestellt werden. Zentrale Grundlage für die Herstellung der E-Fuels ist Elektrolysewasserstoff, der aus Wasser durch Einsatz von erneuerbarem Strom gewonnen wird (grüner Wasserstoff). Elektrolysewasserstoff kann verflüssigt direkt als Kraftstoff eingesetzt werden, mit Kohlendioxid zu E-FT-Diesel, E-Methan und E-Methanol oder mit Stickstoff zu E-Ammoniak weiterverarbeitet werden. Bei B-Fuels handelt es sich um Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden. Dazu zählen die Biodiesel B-FT-Diesel, FAME, und HVO sowie B-Methan und B-Methanol. Je nach Rohstoff unterscheidet man zwischen B-Fuels erster und zweiter Generation. B-Fuels erster Generation werden aus Nahrungs- und Futterpflanzen wie Palm-, Soja- und Rapsöl hergestellt. B-Fuels zweiter Generation werden aus Abfall- und Reststoffen hergestellt, die nicht für die Nahrungs- oder Futtermittelproduktion geeignet sind sowie nicht eigens zum Zweck der Kraftstoffherstellung angebaut wurden.

Im Unterschied zu E-Fuels gibt es für B-Fuels bereits größere Produktionskapazitäten. Der Großteil der weltweiten Produktion an B-Fuels sind Kraftstoffe erster Generation, deren Herstellung einerseits in direkter Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion steht und andererseits häufig zu Landnutzungsänderungen führt, etwa wenn Wälder gerodet und das Land als Anbaufläche für Biomasse genutzt wird. Diese Landnutzungsänderungen haben einen negativen Einfluss auf die Klimabilanz der B-Fuels. B-Fuels zweiter Generation bringen diese Problematik nicht mit sich, die notwendigen Abfall- und Reststoffe werden aber voraussichtlich nicht in ausreichenden Mengen verfügbar sein, um den weltweiten Bedarf zu decken. Sowohl bei E- als auch bei B-Fuels wird die Nachfrage aus der Schifffahrt in Konkurrenz mit anderen Sektoren stehen.

Langfristig wird die Dekarbonisierung der Schifffahrt daher wesentlich von der ausreichenden Verfügbarkeit von E-Fuels abhängen, wobei das Hochskalieren der Produktion vom massiven Ausbau der Herstellungskapazitäten für grünen Wasserstoff und Kohlendioxid abhängig sein wird. Beide Ressourcen sind knapp:

- Um das Ziel der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation (International Maritime Organization – IMO) zu erreichen, 2030 5 bis 10 % des jährlichen Energieverbrauchs durch (nahezu) emissionsfreie Technologien abzudecken, sind nach Berechnungen der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency – IEA) jährlich 4 bis 9,3 Mio. t Elektrolysewasserstoff notwendig. Die weltweite Produktionskapazität von Elektrolysewasserstoff lag 2023 lediglich bei 0,1 Mio. t und für 2030 geht die IEA in ihren Vorhersagen von einer Kapazität von 1,87 Mio. t aus.
- Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) kann aus Punktquellen (z. B. aus Biomasse oder industriellen Verbrennungsprozessen) oder mittels Direct Air Capture (DAC) direkt aus der Atmosphäre abgeschieden

werden. Für die Klimaverträglichkeit kohlenstoffhaltiger E-Fuels ist DAC von großer Bedeutung, da während der Herstellung Negativemissionen entstehen, die bei Verbrennung der Kraftstoffe an Bord wieder freigesetzt werden und somit über den ganzen Lebenszyklus netto null betragen. Um den Energiebedarf der Schifffahrt mit erneuerbaren kohlenstoffbasierten Kraftstoffen decken zu können, ist die Gewinnung von CO<sub>2</sub> etwa in einer Größenordnung von 600 Mio. t erforderlich. Laut Analysen der IEA wurden bis Anfang 2024 weltweit 27 DAC-Anlagen errichtet oder in Auftrag gegeben, die insgesamt 10.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr abscheiden. Werden alle Projekte, die sich 2024 in Planung befanden, realisiert, ist mit einer gesamten Kapazität von ca. 63 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zu rechnen.

Aufgrund der aufwendigen Herstellungsprozesse und der benötigten knappen Ressourcen liegen die Kosten aller erneuerbarer Kraftstoffe deutlich höher als die Marktpreise fossiler Kraftstoffe. Bei den E-Fuels ist E-FT-Diesel aufgrund der vielen Produktionsschritte und des damit verbundenen hohen Energieaufwands der teuerste Kraftstoff, gefolgt von E-Methan und E-Methanol. E-Ammoniak wird als das kostengünstigste E-Fuel eingestuft, da die Gewinnung von Stickstoff sehr viel weniger aufwendig ist als die Gewinnung von Kohlendioxid aus DAC und die Produktionsverfahren von Ammoniak grundsätzlich in der Chemieindustrie etabliert sind. Den größten Einfluss auf die Bereitstellungskosten haben dabei – aufgrund des hohen Energiebedarfs bei der Herstellung – die Kosten für erneuerbare Energie. Bei den B-Fuels werden für B-Methanol die höchsten Kosten erwartet, gefolgt von B-FT-Diesel und B-Methan. Für FAME und HVO lagen die Marktpreise in den vergangenen Jahren auch deutlich über den Preisen für fossile Kraftstoffe.

### **Beitrag der erneuerbaren Kraftstoffe zu einer klimaverträglichen Schifffahrt**

Aus Perspektive der Klimaverträglichkeit können alle erneuerbaren Kraftstoffe dazu beitragen, die THG-Emissionen der Schifffahrt im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen zu senken. Relevante Treibhausgase sind dabei neben Kohlendioxid insbesondere Methan und Lachgas. Um die Klimawirkung dieser Gase vergleichen zu können, werden THG-Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>-Äq.) angegeben. Bei der Bewertung der Klimawirkung werden Emissionen über den ganzen Lebenszyklus berücksichtigt (Well-to-Wake-Emissionen). Dies umfasst sowohl Emissionen, die während der Herstellung der Kraftstoffe entstehen, als auch solche, die bei der Energieumwandlung an Bord anfallen. Wichtig ist dies insbesondere, da die Klimawirkung erneuerbarer Kraftstoffe von der Herstellung der Kraftstoffe abhängig ist. Zum besseren Vergleich mit dem Status quo und den Klimazielen werden die Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen als prozentuale Veränderung angegeben.

Bei E-Fuels besteht das größte Reduktionspotenzial der THG-Emissionen, wenn grüner Wasserstoff (aus erneuerbarem Strom) direkt als Kraftstoff eingesetzt und nicht zu weiteren E-Fuels verarbeitet wird; dann könnten etwa 75 bis 100 % der THG-Emissionen der konventionellen Kraftstoffe VLSFO und MGO eingespart werden. In diesem Fall entstehen THG-Emissionen vor allem bei der Produktion, dem Transport und der Entsorgung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen; je nach Energieträger und Standort können die Emissionen von erneuerbarem Strom unterschiedlich hoch ausfallen. Da die erforderlichen Mengen an grünem Wasserstoff mittelfristig allerdings voraussichtlich nicht zur Verfügung stehen werden, wird blauer Wasserstoff – der aus fossilen Energieträgern gewonnen wird, wobei das dabei anfallende Kohlendioxid durch Carbon-Capture-Verfahren teilweise abgespalten wird – von einigen als Übergangslösung gesehen. Allerdings entstehen dabei deutlich mehr THG-Emissionen als mit grünem Wasserstoff; der Einsatz von blauem Wasserstoff ist daher

nicht kompatibel mit dem langfristigen Ziel der Klimaneutralität und er verlängert die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen.

Mit den kohlenstoffbasierten E-Fuels (E-FT-Diesel, E-Methanol und E-Methan) können die THG-Emissionen (im Vergleich zu VLSFO und MGO) um etwa 60 bis 99 % gesenkt werden. Die genaue Höhe der Emissionen ist wie bei Wasserstoff abhängig von der Stromerzeugung sowie außerdem von der Art der Energieumwandlung an Bord. Kraftstoffe können in Verbrennungsmotoren oder in Brennstoffzellen eingesetzt werden, wobei durch Verbrennung höhere Emissionen entstehen. E-Methan hat hier den Nachteil, dass neben Kohlendioxid- auch Methanemissionen anfallen, die schon in kleinem Umfang zu einem hohen Treibhauseffekt führen. Eine ähnliche Problematik ist mit dem Einsatz von E-Ammoniak verbunden. Ammoniak ist zwar kohlenstofffrei, allerdings wird bei der Verbrennung Lachgas freigesetzt, das ein sehr hohes Treibhauspotenzial hat. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte mit Ammoniakmotoren ist der Umfang der Lachgasemissionen jedoch aktuell noch unsicher, was sich in großen Spannen der Abschätzungen widerspiegelt. Je nach Annahmen könnten die THG-Emissionen zwischen 30 und 95 % gesenkt werden.

Bei den B-Fuels hat B-FT-Diesel mit 95 bis 99 % das größte Reduktionspotenzial, gefolgt von B-Methanol mit 70 bis 95 %, HVO und FAME mit 60 bis 90 % und B-Methan mit 40 bis 70 %; vorausgesetzt ist jeweils, dass sie aus Abfall- und Reststoffen produziert werden. B-Methan hat wie E-Methan den Nachteil, dass neben Kohlendioxid- auch Methanemissionen entstehen. HVO und FAME aus Anbaubiomasse wie Soja- oder Palmöl verursachen hingegen THG-Emissionen in vergleichbarer Höhe wie konventionelle Kraftstoffe, insbesondere aufgrund von Landnutzungsänderungen. Bei B-Fuels sind signifikante Reduktionen der THG-Emissionen daher nur durch den Einsatz von Abfall- und Reststoffen zu erreichen.

### Anpassungsbedarf bei Infrastruktur und Energiekonvertern

Bei denjenigen erneuerbaren Kraftstoffen, deren stoffliche Eigenschaften sich erheblich von konventionellen Kraftstoffen unterscheiden, sind teils beträchtliche Anpassungen der Infrastruktur für den Transport, die Lagerung, das Bebunkern sowie der Tank- und Antriebssysteme an Bord notwendig. Die wenigsten Anpassungen erfordern erneuerbare Dieselkraftstoffe (FT-Diesel, HVO und FAME). Sie können als Drop-in-Fuel – also austauschbar mit konventionellen Dieselkraftstoffen – verwendet werden, da alle diese Stoffe sehr ähnliche Eigenschaften besitzen. Wie Dieselkraftstoffe ist auch Methanol flüssig und bietet daher in Bezug auf die Kompatibilität mit existierenden Infrastrukturen Vorteile. Im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen ist allerdings die Energiedichte geringer und dadurch mehr Tankvolumen erforderlich, um die gleiche Energiemenge zu speichern.

Im Gegensatz zu den flüssigen Kraftstoffen stellen die Flüssiggase Wasserstoff, Methan und Ammoniak sehr viel höhere Anforderungen an die Infrastruktur sowie an die Tank- und Antriebssysteme an Bord. Die größten Herausforderungen sind mit Wasserstoff verbunden, da hier der höchste Druck und die niedrigsten Temperaturen notwendig sind, um den Kraftstoff flüssig zu halten. Wasserstoff hat außerdem die geringste volumenbezogene Energiedichte aller erneuerbaren Kraftstoffe. Deshalb benötigt er sehr viel Speicherplatz und eignet sich nur für kürzere Strecken. Ammoniak kann leichter transportiert werden: Für die Verflüssigung sind keine tiefkalten Temperaturen erforderlich und die Tanksysteme für Transport und Lagerung sind seit vielen Jahren etabliert. Die Antriebssysteme für die Verwendung von Ammoniak als Kraftstoff befinden sich allerdings erst in der Entwicklungs- und Testphase. Zusätzlich zur Verwendung als Kraftstoff hat Ammoniak auch eine hohe Bedeutung als Speicher- und Transportmedium für Wasserstoff. Wasserstoff kann, in Ammoniak

gespeichert, unter einfacheren Bedingungen transportiert werden. Methan wird wie Wasserstoff tiefkalt verflüssigt, was besondere Anforderungen an die Infrastruktur und Tanksysteme stellt. Da in der Schifffahrt jedoch erdgasbasiertes verflüssigtes Methan (LNG) bereits zum Einsatz kommt und diese beiden Stoffe in ihren Eigenschaften praktisch identisch sind, können die bestehenden LNG-Infrastrukturen sowie Tanks und Antriebssysteme ohne Anpassungen verwendet werden.

Bei der Umstellung von konventionellen auf erneuerbare Schiffskraftstoffe ist zu beachten, dass die verschiedenen Stoffe unterschiedliche Sicherheitsrisiken mit sich bringen. Um das Risiko von Schäden für Menschen und die Umwelt zu minimieren, müssen deshalb an Bord von Schiffen und bei der Bunkerung spezielle Sicherheitsvorschriften eingehalten werden, die teilweise noch zu entwickeln sind. Die erneuerbaren Dieselkraftstoffe (FT-Diesel, FAME und HVO) haben den Vorteil, dass aufgrund ihrer ähnlichen Eigenschaften zu konventionellen Dieselkraftstoffen die etablierten Sicherheitssysteme genutzt werden können. Höhere Sicherheitsanforderungen werden an Methanol gestellt, das entzündlich und für Menschen giftig ist. Allerdings ist Methanol für die Meeresumwelt im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen weniger riskant, da es gut wasserlöslich und biologisch abbaubar ist. Wasserstoff und Methan haben höhere und ähnliche Sicherheitsrisiken: Sie sind zwar nicht giftig, aber entzündlich, und es besteht das Risiko von Explosionen bei Austritt in (teil)geschlossenen Räumen. Lecks und Zündquellen müssen daher verhindert werden. Ammoniak wird aus der Sicherheitsperspektive am gefährlichsten eingeschätzt, da es sowohl für Menschen als auch die Meeresumwelt giftig sowie korrosiv gegenüber vielen Materialien ist, wodurch ein höheres Risiko für die Entstehung von Lecks besteht bzw. hohe Anforderungen an die zu verwendenden Materialien gestellt werden.

## Schlussfolgerungen

Langfristig haben E-Fuels eine Schlüsselrolle, um die Emissionen der Schifffahrt deutlich zu reduzieren. Ihre Verfügbarkeit ist derzeit allerdings knapp und hängt stark von der Entwicklung von Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff und Kohlendioxid aus DAC ab. B-Fuels werden daher bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von E-Fuels eine wichtige Rolle spielen. Ein Vergleich der erneuerbaren Kraftstoffe anhand der Kriterien Emissionen, Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Anpassungsbedarf bei Infrastruktur und Energiekonvertern zeigt folgendes Bild:

- Wasserstoff kann die Emissionen in der Schifffahrt deutlich senken, der hohe Speicherplatzbedarf schränkt die Anwendungen für viele Schiffstypen allerdings stark ein und macht Wasserstoff hauptsächlich für kurze Strecken interessant. Wasserstoff stellt außerdem die höchsten Anforderungen an die Transport-, Lager- und Bunkerinfrastruktur inklusive Tanksysteme und seine Nutzung ist mit relativ hohen Sicherheitsanforderungen verbunden.
- Erneuerbare Dieselkraftstoffe haben den Vorteil, dass sie als Drop-in-Fuel für konventionelle Kraftstoffe genutzt werden können. E-FT-Diesel hat allerdings die höchsten Bereitstellungs-kosten aller E-Fuels und die Verfügbarkeit von nachhaltig produzierten Biodieseln ist begrenzt.
- E- und B-Methanol zeigen großes Potenzial für den Einsatz in der Schifffahrt. Emissionen können signifikant reduziert werden, es sind nur geringe Anpassungen der Infrastruktur und Antriebs-systeme notwendig und auch aus Sicherheitsgründen ist Methanol vorteilhaft. Allerdings liegen die Kosten höher als die etwa für flüssigen Wasserstoff oder E-Ammoniak.
- E- und B-Methan haben den Vorteil, dass sie als Drop-in-Fuel für LNG verwendet werden können. Allerdings kann die Treibhauswirkung aufgrund von Methanemissionen höher sein als bei anderen erneuerbaren Kraftstoffen. Die Kosten liegen in einem ähnlichen Bereich wie bei Methanol.

- *E-Ammoniak* ist das günstigste aller E-Fuels und hat neben der direkten Verwendung als Kraftstoff auch ein hohes Potenzial als Speicher- und Transportmedium für Wasserstoff. Bei der Verwendung als Kraftstoff entstehen allerdings Lachgasemissionen, die ein sehr hohes Treibhauspotenzial aufweisen und über deren Höhe noch Unsicherheiten bestehen. Daher ist die Klimabilanz von Ammoniak noch unklar. Der Einsatz von Ammoniak erfordert zudem aufgrund seiner hohen Toxizität strenge Sicherheitsvorkehrungen.

Aufgrund der unterschiedlichen Vor- und Nachteile der Kraftstoffe ist in den nächsten Jahrzehnten eine verstärkte Diversifizierung des Kraftstoffeinsatzes zu erwarten. Ammoniak könnte durch die relativ geringen Kosten und Skalierbarkeit der Produktion in großem Umfang eingesetzt werden, unter der Voraussetzung, dass die sicherheitstechnischen Herausforderungen bewältigt werden können. Methanol ist zwar mit höheren Kosten verbunden, aus Perspektive der Emissionen und Sicherheit jedoch vorteilhafter als Ammoniak. E-Methan ist aus Kostengründen weniger attraktiv als E-Methanol oder Ammoniak, hat allerdings den Vorteil, dass es ohne Anpassungen in den heute mit LNG betriebenen Schiffen genutzt werden kann. E-FT-Diesel dürfte wegen der hohen Kosten hauptsächlich als Zündkraftstoff, der in Motoren für Wasserstoff, Methanol und Ammoniak benötigt wird, oder als Drop-in-Fuel für bereits vorhandene Schiffe eingesetzt werden.

## **Effizienzmaßnahmen im Schiffbau und im Betrieb**

Angesichts der absehbaren Knappheit erneuerbarer Kraftstoffe wird es für die Dekarbonisierung der Schifffahrt erforderlich sein, alle sich bietenden Möglichkeiten für einen energieeffizienteren Betrieb der Schiffe zu nutzen. Dazu gehören innovative Antriebstechnologien ebenso wie bauliche Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs oder Anpassungen beim Betrieb der Schiffe.

### **Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs**

Schiffe gehören grundsätzlich aufgrund der im Wasser herrschenden Auftriebskräfte zu den energieeffizientesten Verkehrsträgern und sind deshalb für den Transport größerer Lasten prädestiniert. Der Energiebedarf für die Fortbewegung eines (Überwasser-)Schiffs hängt dabei vom Reibungs- und vom Wellenwiderstand ab. Schiffbauliche (z. B. die Schiffsform) sowie operative Maßnahmen (z. B. Reduktion der Geschwindigkeit) beeinflussen, wie hoch diese Widerstände ausfallen und wie viel Energie eingespart werden kann. Grundsätzlich sind die Einsparpotenziale von einer Vielzahl von Faktoren abhängig und ihre Abschätzung ist daher mit großen Unsicherheiten behaftet.

- *Optimierung des Rumpfes:* Die Verringerung des Reibungs- und Wellenwiderstands ist ein zentraler Ansatzpunkt zur Senkung des Energiebedarfs von Schiffen. Dies kann durch Anpassung der Rumpfform (z. B. schlankere Schiffsformen) erreicht werden. Optimierungen der Hauptabmessungen, die nur bei neuen Schiffen möglich sind, können den Treibstoffverbrauch um 10 bis möglicherweise 20 % senken. Nachrüstbare Maßnahmen haben deutlich geringere Einsparpotenziale. Dazu gehören Wasserlinienverlängerungen wie Ducktails und Interceptorbleche, die den Auftrieb erhöhen, sowie der Einsatz von Bugwülsten zur Verringerung der Bugwelle. Auch die Optimierung von Rumpföffnungen kann den Reibungswiderstand minimieren und somit Energie sparen.
- *Leichtbau:* Beim Bau von Hochseeschiffen ist Stahl weiterhin das gängige Material, aber durch Leichtbautechniken, wie die Verwendung höherfester Stähle, Aluminium und Glasfaserverbundwerkstoffe, kann das Leergewicht und damit die Energieeffizienz verbessert werden. Diese

Techniken sind meist nur beim Neubau umsetzbar und besonders bei Passagierschiffen effektiv. Trotz des hohen Einsparpotenzials sind sie mit erheblichen Mehrkosten und technischen Risiken verbunden, weshalb ihre Marktdurchdringung bisher gering ist. Das mögliche Energieeinsparpotenzial wird auf bis zu 10 % geschätzt.

- *Optimierung von Propeller und Ruder:* Der Wirkungsgrad des Propellers kann unter anderem durch die Optimierung der Propellerflügel und verdrehte Ruderprofile verbessert werden, die jeweils Einsparpotenziale von bis zu 2 % bieten. Etwas größere Einsparungen (ebenfalls im einstelligen Prozentbereich) versprechen Propulsionsbirnen (tropfenförmige Verdickung des Ruders auf Höhe der Propellernabe), Propellernabenkappenflossen (auf der Propellernabe hinter dem Propeller angeordnete Leiteinrichtungen) sowie Mehrkomponentenpropeller (mehrere hintereinander angeordnete Propeller). Die besten Ergebnisse werden erzielt, wenn Propeller, Ruder und Rumpf gemeinsam optimiert werden.
- *Verringerung der Wandreibung:* Der Wandreibungswiderstand von Schiffen kann durch technische Maßnahmen wie Rumpfbeschichtungen und Luftschnierungssysteme gesenkt werden. Rumpfbeschichtungen, die den Reibungswiderstand reduzieren und den Bewuchs des Schiffrumpfes mit Algen, Mikroorganismen und Pflanzen verhindern, sind für alle Schiffstypen geeignet und bieten Einsparungen von 1 bis 4 %. Luftschnierungssysteme, die durch Einblasen von Luft an der Außenhaut den Widerstand verringern, können Einsparungen von 3 bis 10 % erzielen, sind jedoch komplex und kostenintensiv. Beide Technologien sind für Neubauten und teilweise als Nachrüstoption verfügbar, wobei die Effizienz stark vom Schiffstyp und der Oberflächenbeschaffenheit abhängt.
- *Windantriebe:* Im Zuge der Bemühungen, die Schifffahrt zu dekarbonisieren, erleben Windantriebe seit einigen Jahren eine Renaissance. Zu unterscheiden ist zwischen Windzusatz- und Windhauptantrieben: Bei Zusatzantrieben wird Wind nur unterstützend genutzt, um den Treibstoffbedarf zu senken; bei Hauptantrieben ist es die alleinige Antriebsform. Während Windhauptantriebe derzeit nicht praktikabel sind, gibt es viele Entwicklungen bei Windzusatzantrieben. Rotor-, Elektro-, Drachen- und Mastensegel sind einige der Technologien, die bereits als Prototypen oder auf dem Markt verfügbar sind. Diese Systeme können je nach Bedingungen und Konfiguration Energieeinsparungen von bis zu 15 % ermöglichen. Die Nutzung setzt jedoch langsame Fahrtgeschwindigkeiten und angepasste Handelsrouten voraus, und die Installation ist nicht bei jedem Schiffstyp möglich. Bis Mitte 2023 wurden Windzusatzantriebe auf insgesamt 30 Schiffen installiert, bei weiteren 26 Schiffen sind sie in Planung oder Umsetzung.
- *Nutzung von Photovoltaik und Wärmerückgewinnung für die Bordstromversorgung:* Photovoltaik und Wärmerückgewinnung können auf Schiffen eingesetzt werden, um elektrische Energie für die Bordstromversorgung zu erzeugen und den Gesamtenergiebedarf zu senken. Solaranlagen sind aufgrund begrenzter Deckfläche und geringer Stromerzeugung nur eingeschränkt möglich, zudem ist die Stromerzeugung im Vergleich zum Bordstrombedarf relativ gering. Wärmerückgewinnung hat größeres Potenzial, indem Abgas- und Dampfturbinen thermische Energie in elektrische umwandeln, was Einsparungen bei den Hilfsmaschinen von 5 bis 15 % ermöglicht. Diese Technologien sind nachrüstbar, aber kostenintensiv und vor allem für größere Schiffe wirtschaftlich.
- *Operative Maßnahmen* zur Senkung des Energieverbrauchs bei Schiffen sind kurzfristig und kostengünstig umsetzbar, da sie keine baulichen Anpassungen erfordern. Die Verringerung der

Geschwindigkeit (Slow Steaming) ist dabei besonders effektiv und kann den Energiebedarf um bis zu 20 % senken, da der Wellenwiderstand überproportional von der Geschwindigkeit abhängt. Weitere vielversprechende operative Maßnahmen zur Energieeinsparung sind die regelmäßige Reinigung des Schiffsrumprumpfes und des Propellers zur Verringerung des Reibungswiderstandes, Trimmoptimierungen (Anpassung der Schwimmlage durch zusätzliches Ballastwasser) sowie die Optimierung von Routen und Autopiloten.

Je nach Schiffstyp und operativen Rahmenbedingungen unterscheiden sich die Umsetzbarkeit sowie die erreichbaren Einspareffekte erheblich. Die Einsparpotenziale, die durch die Umsetzung der Maßnahmen für die Schifffahrt in Zukunft noch erreichbar sind, hängen darüber hinaus vom jeweils bereits erreichten Umsetzungsstand ab. Bis auf Windantriebe sowie innovative Rumpfbeschichtungen und Luftschnierungssysteme sind die meisten energiesparenden Schiffstechnologien schon weitgehend ausgereift. Den Ergebnissen des vorliegenden Berichts zufolge bieten vor allem drei Maßnahmen Ansatzpunkte, um einen grundlegenden Wandel für eine zukünftige klimaverträgliche Schifffahrt einzuleiten: Erstens der Entwurf von Schiffen mit energieeffizienteren Hauptabmessungen, um den Schiffswiderstand zu verringern. Zweitens der verstärkte Einsatz von nachrüstbaren Windantrieben – sowohl als Haupt- als auch als Zusatzantrieb – für Schiffe, die keine großen freien Decksflächen benötigen (wie beispielsweise Tankschiffe und Massengutfrachter). Beide Maßnahmen zusammen haben bei geeigneten Schiffen ein geschätztes Einsparpotenzial von 25 % der THG-Emissionen. Drittens ist auch die Reduzierung der Schiffsgeschwindigkeit besonders effektiv. Dabei ist jedoch zu beachten, dass eine Geschwindigkeitsreduktion die Transportleistung verringert, was dann (bei gleichbleibender Transportleistung) durch eine größere Zahl von Schiffen kompensiert werden muss. Dies zeigt, dass eine isolierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in der Regel nicht empfehlenswert ist. Vielmehr müssen die Gesamteffekte im Auge behalten werden. Dies gilt insbesondere für konstruktive Maßnahmen, die aufeinander abgestimmt werden müssen, um eine hohe Gesamtenergieeffizienz zu erreichen. Daher sind energetische Aspekte möglichst bereits in der Entwurfsphase ganzheitlich zu berücksichtigen. Nachrüstoptionen sind oft teurer und weniger effektiv, spielen angesichts der langen Lebensdauer von Schiffen von ca. 25 bis 30 Jahren dennoch eine zentrale Rolle.

## Innovationslandschaft

Die Erforschung und Entwicklung sowie die Umsetzung von energieeffizienten Schiffen hängen wesentlich von einer leistungsfähigen maritimen Wirtschaft ab. Diese ist ein bedeutender Wirtschaftszweig in Deutschland, sieht sich aber einem schwierigen globalen Marktumfeld gegenüber. Zur maritimen Wirtschaft zählen diejenigen Branchen, welche die Binnenwasserstraßen und den maritimen Raum wirtschaftlich nutzen (Fischerei und Aquakultur, Offshorewindenergie, Schifffahrt) bzw. die für diese Nutzung erforderliche Infrastruktur und industriellen Produkte (Hafen- und Terminalanlagen, Schiffe) bereitstellen. Der deutsche Schiffbau, ein Teilbereich der maritimen Wirtschaft, hat sich aufgrund zunehmender Konkurrenz aus Asien zunehmend auf Nischenmärkte wie Kreuzfahrtschiffe und Megayachten konzentriert. Trotz wirtschaftlicher Herausforderungen und einem Rückgang der Beschäftigtenzahlen während der Coronapandemie zeigt er insgesamt eine positive wirtschaftliche Entwicklung.

Eine innovative Schiffbauindustrie ist auf eine intakte und leistungsfähige Wertschöpfungskette angewiesen, die eine Vielzahl von Akteuren umfasst. Im engeren Sinne sind die Anwender innovativer Technologien die Werften als eigentliche Schiffshersteller sowie die verschiedenen

Systemlieferanten und Zulieferer, die ganze Systeme wie die Antriebsanlage, die Brücke oder die Kabinen liefern, zum Teil aber auch nur einzelne Komponenten beisteuern. Die deutsche Schiffbauzulieferindustrie ist weltweit führend und umfasst etwa 2.500 Unternehmen mit über 60.000 Beschäftigten, die wichtige Komponenten für die energieeffiziente Schifffahrt herstellen. 2023 gab es rund 130 Werften in Deutschland, die stark vom Export abhängig sind und zunehmend als Anbieter ganzheitlicher Schiffbauleistungen agieren. Die deutsche Handelsflotte, die siebtgrößte der Welt, setzt sich aus etwa 270 Reedereien mit 1.800 Schiffen zusammen.

Weltweit nehmen industrielle FuE-Aktivitäten zur Dekarbonisierung der Schifffahrt deutlich zu – oft unterstützt durch öffentliche Fördermittel. Seit 2020 hat sich die Zahl entsprechender Projekte mehr als verfünfacht. In Deutschland zählen der hohe Industrieanteil an den FuE-Investitionen sowie die enge Kooperation von Unternehmen mit Hochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen in der angewandten Forschung zu den zentralen Stärken des Innovationssystems. So spielen neben den großen Werften und Zulieferunternehmen, die in der Regel über eigene Forschungsabteilungen verfügen, auch öffentliche Forschungseinrichtungen, wie Universitäten und Fachhochschulen, eine zentrale Rolle bei der Generierung von schiffbaulichen Innovationen.

Die EU gehört mit ihren großen Forschungsprogrammen international zu den größten Fördergebern im Bereich der klimaverträglichen Schifffahrt, allerdings sind die Antragsverfahren kompliziert und langwierig. Die Förderung konzentriert sich auf erneuerbare Kraftstoffe, insbesondere Wasserstoff, Methanol und Ammoniak; innovativer Schiffbau im Allgemeinen steht nicht im Fokus. Auch auf nationaler Ebene wird derzeit vor allem die Umrüstung von Schiffen auf umweltfreundliche Antriebe gefördert. Den strategischen Rahmen für die Förderung maritimer Technologien und schiffbaulicher Innovationen in Deutschland bilden die „Maritime Agenda 2025“, die als ressortübergreifende Strategie von der Bundesregierung 2017 beschlossen wurde, sowie die „Maritime Forschungsagenda 2025“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) von 2018.

## Internationaler Regulierungsrahmen

Bis 2018 war die Seeschifffahrt von verbindlichen klimapolitischen Verpflichtungen weitgehend ausgenommen. In den letzten Jahren wurde die klimapolitische Regulierung allerdings zunehmend vorangetrieben und so gilt auch in der Schifffahrt inzwischen das am Pariser Klimaabkommen orientierte Ziel, die THG-Emissionen bis 2050 auf netto null zu reduzieren.

Die zentrale Regulierungsbehörde für den Seeverkehr ist die IMO der Vereinten Nationen (United Nations – UN). Die IMO beruht wie die übergeordneten Gremien der UN auf Konsensbildung und setzt sich aus Vertretungen der 176 Mitglieds- sowie dreier assoziierter Länder zusammen. Die Vorschriften der IMO sind für international operierende Schiffe aller Mitgliedstaaten bindend, wobei Schiffe, die nur in nationalen Gewässern fahren, sowie Schiffe der Marine und Binnenschiffe nicht in den Zuständigkeitsbereich der IMO fallen. Die vier zentralen Ziele der IMO zur Reduzierung der THG-Emissionen sind in der Treibhausgasstrategie (Greenhouse Gas Strategy) festgehalten. Diese umfasst eine Vielzahl von Maßnahmen und Regularien. Die vier zentralen Ziele der Strategie sind:

- Erhöhung der Energieeffizienz der Schiffe;
- Senkung der Emissionen pro geleisteter Transportarbeit im Durchschnitt des gesamten internationalen Seeverkehrs um mindestens 40 % bis 2030 (im Vergleich zu 2008);

- Deckung des Energieverbrauchs in der internationalen Schifffahrt durch Technologien, Kraftstoffe und/oder Energieträger, die keine oder nahezu keine THG-Emissionen verursachen, in Höhe von mindestens 5 %, wenn möglich 10 %, bis 2030;
- Reduzierung der THG-Emissionen der internationalen Schifffahrt um 20 % bis 2030, um 70 % bis 2040 (jeweils gegenüber 2008) und auf netto null bis 2050.

Um diese Ziele zu erreichen, hat die IMO mehrere Vorschriften erlassen, die an verschiedenen Stellschrauben ansetzen. So formuliert der Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP) verbindliche Anforderungen an den Schiffsbetrieb, um die Energieeffizienz von Schiffen zu steigern. Reeder sind verpflichtet, für ihre Schiffe Betriebspläne zur strategischen Reduktion des Energieverbrauchs nach den Vorgaben der IMO zu erstellen und an Bord mitzuführen. Für Schiffe ab einer Bruttoraumzahl von 5.000 besteht zudem die Pflicht, den Carbon Intensity Indicator (CII) zu berechnen. Dieser gibt die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verhältnis zur geleisteten Transportarbeit an. Die CII-Werte, die erreicht werden müssen, werden von der IMO für jeden Schiffstyp separat festgelegt und jährlich nach unten angepasst. Damit gelten verpflichtende Anforderungen zur kontinuierlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die bestehende Schiffsflotte. Auch entwurfstechnische Vorschriften sind Teil der GHG-Strategie der IMO. So definieren der Energy Efficiency Design Index (EEDI) und der Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI) Effizienzvorgaben für neue bzw. bestehende Schiffe. Ähnlich wie beim CII werden kontinuierlich verschärfende Grenzwerte für CO<sub>2</sub>-Emissionen festgelegt. Diese beruhen jedoch nicht auf tatsächlichen Messwerten, sondern auf der Kapazität der installierten Leistung und dem spezifischen Kraftstoffverbrauch. 2028 soll zudem der Green House Gas Fuel Standard (GFS) in Kraft treten, der eine schrittweise Reduktion der THG-Intensität der verwendeten Schiffskraftstoffe vorsieht. Mit dem GFS würde erstmals eine weltweite CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt werden. Nachdem die ursprünglich für Herbst 2025 geplante Abstimmung über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf Druck der USA um ein Jahr verschoben wurde, ist das Inkrafttreten des GFS zum geplanten Zeitpunkt jedoch unsicher.

Neben der IMO spielt die Europäische Union (EU) eine bedeutende Rolle bei der Regulierung der internationalen Schifffahrt. Ihre Regeln gelten grundsätzlich für Schiffe unter Flagge eines EU-Landes, aber auch für international registrierte Schiffe, die EU-Gewässer befahren und Häfen in der EU anlaufen. Der europäische Grüne Deal ist die übergeordnete Strategie der EU zur Reduzierung der THG-Emissionen bis 2050 auf netto null und stellt somit das Pendant zur GHG-Strategie der IMO dar. Teil dessen ist auch das Zwischenziel, die Netto-THG-Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu reduzieren. Ähnlich wie der GFS der IMO gibt es mit der Verordnung (EU) 2023/1805<sup>1</sup> (FuelEU-Maritime-Verordnung) auch seitens der EU eine Vorschrift, die Grenzwerte für die THG-Intensität der an Bord eines Schiffs verbrauchten Energie vorgibt. Dabei wurde als Ausgangswert eine THG-Intensität festgelegt, die derjenigen von konventionellem Diesel im gesamten Lebenszyklus entspricht. Dieser Grenzwert wird jährlich gesenkt. Ziel der seit 1. Januar 2025 rechtskräftigen Verordnung ist es, dadurch die Entwicklung und Nutzung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen zu fördern. Ein weiteres wichtiges Instrument der EU zur klimapolitischen Regulierung der Schifffahrt ist das europäische Emissionshandelssystem (ETS). Es legt nach dem Cap-and-Trade-Prinzip Obergrenzen für Emissionen fest und gibt Emissionsberechtigungen als handelbare Zertifikate aus. Seit 2024 ist auch die Schifffahrt rechtsverbindlich in das System integriert, wobei nur Schiffe ab einer Bruttoraumzahl (BRZ) von 5.000 betroffen sind. In der Regel erfolgt die Überwachung

<sup>1</sup> Verordnung (EU) 2023/1805 vom 13. September 2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffärmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG

der Einhaltung von Vorschriften und Regularien nicht durch die Regulierungsbehörden selbst, sondern durch Klassifikationsgesellschaften. Diese Unternehmen klassifizieren und registrieren Schiffe und treten als Gutachter und Aussteller von Klassenzertifikaten (das Äquivalent zu einem Fahrzeugschein) im Schiffbau auf.

Insgesamt ist der Regulierungsrahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen umfangreich und komplex. Es gibt eine Reihe sich überschneidender Instrumente der IMO und der EU mit teils widersprüchlichen Anforderungen. Dies erschwert es den Akteuren der Schifffahrt, zukünftige Investitionen zielgerichtet zu planen. Zudem gelten die Regelungen der IMO nicht für die Binnenschifffahrt, da die IMO nur für die Seeschifffahrt zuständig ist. Auch zentrale Vorschriften der EU finden hier keine Anwendung, da die Binnenschifffahrt sowohl vom ETS als auch von der FuelEU-Maritime-Verordnung explizit ausgenommen ist. Auswirkungen auf die Binnenschifffahrt hat lediglich der nationale Emissionshandel, der eine kontinuierlich steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Kraft- und Brennstoffen vorsieht. Dementsprechend gibt es in der Binnenschifffahrt nur wenige direkte Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen.

## Optionen zur Dekarbonisierung der Schifffahrt

Die Dekarbonisierung der Schifffahrt ist mit mehreren größeren Herausforderungen verbunden. Erstens werden auf dem Seeweg mehr als 80 % des internationalen Handelsvolumens abgewickelt, sodass die wirtschaftlichen Auswirkungen der Maßnahmen im Blick zu behalten sind. Hinzu kommen zweitens die langen Investitions- und Innovationszyklen in der Schifffahrt (Schiffe haben eine Lebensdauer von rund 25 bis 30 Jahren), sodass Lösungen auch für die Bestandsflotte gefunden werden müssen. Drittens unterscheiden sich die verschiedenen Schiffstypen nicht nur in konstruktiver Hinsicht (Rumpfform, Art der Ladung, Antrieb), sondern auch in ihrem Einsatzprofil (Durchschnittsgeschwindigkeiten, Routenlängen etc.), sodass differenzierte Lösungen gefunden werden müssen. Insgesamt erfordert die Dekarbonisierung der Schifffahrt eine umfassende Be- trachtung der verschiedenen Schiffstypen und ihrer spezifischen Betriebsprofile, um geeignete und wirtschaftliche Lösungen zu finden.

Den Löwenanteil der Dekarbonisierung müssen erneuerbare Kraftstoffe leisten. B-Fuels sind dabei wichtige Brückentechnologien für die Dekarbonisierung der Schifffahrt, stellen letztlich aber nur eine kurz- bis mittelfristige Übergangslösung dar. Langfristig werden E-Fuels (E-FT-Diesel, E-Methan, E-Methanol und E-Ammoniak) in großen Mengen benötigt, die aber derzeit noch nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen und auch in Zukunft absehbar knapp und – ohne regulatorische Eingriffe – deutlich teurer sein werden als fossile Kraftstoffe. Um die Wettbewerbsfähigkeit von E-Fuels zu fördern, müssten die bisher externalisierten Klimafolgekosten der fossilen Kraftstoffe stärker bepreist werden. So wären grob gerechnet Preise in Höhe von mindestens 260 Euro/t CO<sub>2</sub> notwendig, um E-Fuels wettbewerbsfähig zu machen. Dies liegt deutlich über dem Preis im europäischen Emissionshandel, der sich im März 2025 auf ca. 70 Euro/t CO<sub>2</sub> belief. Um den von der IMO angestrebten weitgehend klimaverträglichen Schiffsverkehr bis 2050 zu erreichen, gilt es die erforderlichen Produktionskapazitäten schnellstmöglich aufzubauen und die Flotten auf alternative Antriebe umzustellen.

Der bestehende regulatorische Rahmen weist zudem noch erhebliche Defizite auf. Zwar führt die IMO mit dem GFS erstmals eine weltweite CO<sub>2</sub>-Bepreisung ein, jedoch bestehen Zweifel an seiner Wirksamkeit. Zum einen gilt die CO<sub>2</sub>-Bepreisung lediglich ab einem bestimmten Grenzwert, zum

anderen gelten die Maßnahmen erst ab 2028. Während neuere Regelungen wie die FuelEU-Maritime-Verordnung und der GFS bereits die Emissionen entlang des gesamten Lebenszyklus berücksichtigen, betrachten viele Instrumente der IMO (SEEMP, EEDI, EEXI) und der EU (Emissionshandel) nur die Schiffsemissionen ohne Vorkette, wodurch die Treibhauswirkung von Kraftstoffen nicht vollumfänglich berücksichtigt wird. Damit werden massive Fehlanreize gesetzt, die zu (unbewusst) klimaschädlichem Verhalten der handelnden Akteure führen können. Die aktuellen Maßnahmen der IMO konzentrieren sich (bis auf den GFS) zudem hauptsächlich auf CO<sub>2</sub> und vernachlässigen andere relevante Treibhausgase wie Methan und Lachgas, die durch neue Kraftstoffe entstehen können. Die Maßnahmen der EU und der IMO ergänzen sich zum Teil, stehen zum Teil aber auch in Konkurrenz zueinander. Da die IMO-Regelungen global gelten, sind ähnliche EU-Regelungen nicht erforderlich, sondern können sogar kontraproduktiv sein. Eine gute Abstimmung der Maßnahmen zwischen der EU und der IMO ist daher unerlässlich.

### **Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Politik**

Um Deutschland bei der Versorgung mit klimafreundlichen Energieträgern unabhängiger von Importen zu machen, ist der Aufbau inländischer Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff sowie E-Fuels sinnvoll. Deren Herstellung steht noch ganz am Anfang und benötigt eine optimierte Integration aller Prozesse von der erneuerbaren Stromerzeugung über die Wasserbereitstellung und Elektrolyse, die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung durch DAC bis hin zur Synthese der verschiedenen Kraftstoffe. Da der Strombedarf für die Herstellung dieser Kraftstoffe enorm ist, setzt der Ausbau der Produktionskapazitäten zunächst einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien voraus. Ein weiterer potenzieller Engpass besteht bei Elektrolyseverfahren zur Wasserstofferzeugung, die sich derzeit in einer Phase der ersten Marktdurchdringung und weiteren technologischen Verbesserung befinden. Um die vorgesehene inländische Elektrolysekapazität von 10 GW (derzeit 66 MW) zu erreichen, ist eine verlässliche und langfristige staatliche Förderung in erheblichem Umfang erforderlich. Schließlich kommt DAC eine Schlüsselrolle für die großtechnische Produktion kohlenstoffhaltiger E-Fuels zu. Für die Hochskalierung müssen die technischen Verfahren weiterentwickelt, im industriellen Maßstab demonstriert und anschließend die Kosten durch Massenproduktion deutlich gesenkt werden. Die EU und Deutschland hinken bei der Entwicklung von DAC jedoch Ländern wie den USA oder Großbritannien hinterher, die diese Technologie in größerem Umfang fördern.

Für die Dekarbonisierung der Schifffahrt sind zudem grundlegende infrastrukturelle Maßnahmen in den Häfen erforderlich, die sowohl für die Energieversorgung der Schiffe als auch für den Import erneuerbarer Energien von Bedeutung sind. Die Nationale Hafenstrategie der Bundesregierung sieht eine Modernisierung der Hafeninfrastruktur vor, unter anderem den Ausbau von Bunkeranlagen für erneuerbare Kraftstoffe und eine leistungsfähige Versorgung mit grünem Landstrom, um Emissionen zu reduzieren und das Laden von batteriebetriebenen Schiffen zu ermöglichen. Diese Maßnahmen erfordern technische Lösungen für unterschiedliche Spannungen und Frequenzen sowie eine Umstellung auf erneuerbare Energien für die Landstromversorgung. Während in den letzten Jahren Fortschritte erzielt wurden, befindet sich der Ausbau noch in der Anfangsphase und wird durch das Bundesministerium für Verkehr (BMV) gefördert. Darüber hinaus hat die EU die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine Landstromverpflichtung ab 2030 geschaffen, die den Modernisierungsdruck auf die Hafenbetreiber erhöht. Um die Häfen klimafreundlich zu gestalten, sind erhebliche finanzielle Anstrengungen erforderlich, die durch gezielte Förderprogramme unterstützt werden müssen.

Die Dekarbonisierung der Weltschifffahrt erfordert enorme Investitionen und eine verstärkte Mobilisierung von privatem Kapital. Anreize dazu bieten innovative Finanzierungsinstrumente wie Blue Bonds, die z. B. von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufgelegt werden können. Gleichzeitig eröffnen diese Investitionsbedarfe der deutschen maritimen Industrie große Chancen, im wachsenden Markt für alternative Antriebe und Effizienztechnologien eine Vorreiterrolle einzunehmen. Lange Entwicklungszeiten und unsichere Märkte führen derzeit jedoch zu erheblichen Investitionsrisiken. Um Planungs- und Investitionssicherheit für Unternehmen zu schaffen, bedarf es neben einer verlässlichen Regulierung mit klaren Zielvorgaben staatlicherseits verlässlicher, langfristig ausgerichteter Förderprogramme. Deutschland könnte eine koordinierte Förderstrategie entwickeln, die den gesamten Innovationszyklus abdeckt, und parallel dazu auf EU-Ebene auf eine stärkere Harmonisierung der verschiedenen Förderprogramme hinwirken. In den kommenden Jahren hat Deutschland die Chance, durch koordiniertes Handeln sowohl zur globalen Dekarbonisierung der Schifffahrt beizutragen als auch die eigene maritime Industrie zu stärken.

# 1 Einleitung

# 1 Einleitung

Angesichts des fortschreitenden Klimawandels hat sich die Weltgemeinschaft im Pariser Klimaabkommen von 2015 darauf verständigt, den globalen Temperaturanstieg deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) kommt in seinen Berichten (unter anderem der 6. Assessment Report) zum Schluss, dass zur Begrenzung der anthropogenen globalen Erwärmung auf 1,5 °C Netto-null-CO<sub>2</sub>-Emissionen um 2050 erreicht werden müssen – ein Ergebnis, das sich über alle Modellszenarien konsistent zeigt. Der Schifffahrt kommt dabei eine doppelte Rolle zu: Zum einen ist sie der energieeffizienteste Verkehrsträger, über den ein Großteil des Welthandels (ca. 80 %) abgewickelt wird. Sie ist damit unverzichtbar für den globalen Klimaschutz, der auf den weltweiten Transport klimafreundlicher Technologien und Brennstoffe angewiesen ist. Zum anderen fahren Hochseeschiffe immer noch mit extrem klimaschädlichen Treibstoffen, sodass die Schifffahrt derzeit für rund 3 % der globalen THG-Emissionen verantwortlich ist – mit steigender Tendenz.

Daher stellt sich die dringende Frage, wie die THG-Emissionen der Schifffahrt substanziell reduziert werden können. Die Transformation des Sektors ist dabei sowohl in technischer als auch in regulatorischer Hinsicht besonders herausfordernd. Aufgrund der langen Transportwege auf den internationalen Routen und der erforderlichen Energiedichte der Kraftstoffe gehört die Schifffahrt (neben dem Luftverkehr und einigen Industriebranchen) zu den Wirtschaftssektoren, die nicht direkt mit Strom versorgt werden können. Daher wird es bis auf wenige Ausnahmefälle, in denen ein rein batterieelektrischer Betrieb oder ein Betrieb mit Windenergie (Segel) möglich ist, notwendig sein, Kraftstoffe einzusetzen, die aus erneuerbarem Strom (E-Fuels) oder aus Biomasse (B-Fuels) gewonnen werden. Die Suche nach geeigneten alternativen Kraftstoffen ist in vollem Gange, Kandidaten sind z. B. Wasserstoff, Methanol, Methan oder Ammoniak, wobei für die Eignung als Schiffskraftstoff verschiedene Faktoren zu berücksichtigen sind. Neben der THG-Intensität über den gesamten Lebenszyklus ist die Energiedichte relevant. Sie hat Auswirkungen auf die Dimensionierung der vorzuhaltenden Betankungsinfrastruktur an Bord und in den Häfen. Eine wichtige Rolle spielt auch die Wirtschaftlichkeit, die nicht nur von der Komplexität der Herstellungsprozesse abhängt, sondern auch von den Kosten für Umrüstung und Neubau von Schiffen, die mit den neuen Kraftstoffen betrieben werden können. Nicht zuletzt sind Sicherheitsaspekte zu berücksichtigen, da die verschiedenen Kraftstoffe unterschiedliche Gefährdungspotenziale für Mensch und Umwelt aufweisen.

Aufgrund der technisch aufwendigen Herstellung und des hohen Bedarfs an erneuerbarem Strom sind erneuerbare Kraftstoffe deutlich teurer als fossile Kraftstoffe und werden es auch in naher Zukunft bleiben. Dies gilt zumindest dann, wenn nicht regulierend in den Markt eingegriffen wird, z. B. über eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Eine klimapolitische Regulierung der Seeschifffahrt kann dabei nur auf internationaler Ebene erfolgreich sein. Aufgrund der Vielzahl der Akteure und der großen Bedeutung der Schifffahrt für den Welthandel gilt dies jedoch als schwierig umzusetzen, weshalb die Schifffahrt bis vor Kurzem von klimapolitischen Reduktionsverpflichtungen weitgehend ausgenommen war. So hatte sich die für die Regulierung der Schifffahrt zuständige IMO 2018 ein THG-Minderungsziel von lediglich 50 % bis 2050 gesetzt. Erst 2023 wurde dieses Ziel weitgehend an die Ziele des Pariser Klimaabkommens angepasst, sodass die THG-Emissionen nun bis 2050 auf netto null reduziert werden sollen. Eine zusätzliche Herausforderung stellen die langen Investitionszyklen dar. Schiffe sind langlebige Investitionsgüter mit einer Lebensdauer von etwa 25 bis 30 Jahren. Das bedeutet, dass Schiffe, die heute neu gebaut werden, so konstruiert sein müssen,

dass sie die zukünftigen Anforderungen zur Emissionsminderung bis 2050 erfüllen. Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, ist es daher zum einen unerlässlich, auch bei der bestehenden Flotte alle möglichen baulichen und betrieblichen Effizienzmaßnahmen auszuschöpfen, um den Treibstoffbedarf zu reduzieren. Zum anderen müssen auf internationaler Ebene rechtzeitig geeignete Regelungen für eine nachhaltigere Schifffahrt initiiert und zügig umgesetzt werden.

Da Deutschland über eine große Handelsflotte sowie eine starke maritime Industrie verfügt und rund zwei Drittel der deutschen Ex- und Importe über den Seeweg abgewickelt werden, ist das Thema von hoher nationaler Relevanz. Vor diesem Hintergrund hat der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag mit einem Projekt zum Thema „Nachhaltige und sichere Konzepte für eine klimaverträgliche Schifffahrt“ beauftragt.

## Ziel, Fokus und Aufbau des Berichts

Ziel des vorliegenden Berichts ist es, Innovationen sowohl im Bereich alternativer Kraftstoffe als auch im Schiffbau aus einer ganzheitlichen Perspektive zu beleuchten und ihre Eignung für die Etablierung einer klimaverträglichen und sicheren Seeschifffahrt zu bewerten. Neben Emissionseinsparungen und Kostenaspekten werden auch infrastrukturelle, rechtliche und sicherheitsrelevante Fragen betrachtet. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie ein möglichst klimafreundlicher Schiffsbetrieb gewährleistet werden kann, da hier die größten Einsparpotenziale liegen. Nicht thematisiert wird hingegen die Klimaverträglichkeit beim Bau und bei der Entsorgung von Schiffen, da hier ganz andere Rahmenbedingungen und Voraussetzungen gelten.

Die unterschiedlichen Anforderungen in der Seeschifffahrt werden hinsichtlich der Eignung erneuerbarer Kraftstoffe und energiesparender Technologien möglichst differenziert berücksichtigt. In der Seeschifffahrt ist grundsätzlich zwischen Fracht- und Passagierschiffen zu unterscheiden. Bei den Frachtschiffen sind Containerschiffe, Massengutfrachter und Tanker, bei den Passagierschiffen Kreuzfahrtschiffe und RoRo-Passagierfähren<sup>2</sup> (RoPax-Fähren) die Hauptverursacher von Emissionen. Die verschiedenen Schiffstypen unterscheiden sich nicht nur in konstruktiver Hinsicht (Rumpfform, Art der Ladung, Antrieb), sondern auch in ihrem Einsatzprofil (Durchschnittsgeschwindigkeiten, Routenlängen etc.) und den Sicherheitsanforderungen, sodass sich unterschiedliche Dekarbonisierungsoptionen ergeben. Die europäische Binnenschifffahrt, die nur einen Bruchteil der Emissionen der Seeschifffahrt verursacht, wird wegen ihrer großen Bedeutung für Deutschland ebenfalls berücksichtigt. Nicht Gegenstand des Berichts sind Fischereifahrzeuge, Militärschiffe, Yachten und andere kleine Boote.

Die Hauptkapitel dieses Berichts widmen sich den maritimen Kraftstoffen der Zukunft (Kapitel 2), den technischen Voraussetzungen für den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe (Kapitel 3), möglichen Effizienzmaßnahmen in Schiffbau und Schiffsbetrieb (Kapitel 4), dem internationalen Regulierungsrahmen (Kapitel 5) sowie den Handlungsoptionen zur Dekarbonisierung der Schifffahrt (Kapitel 6).

In Kapitel 2 wird ein Überblick über das gesamte Spektrum erneuerbarer Kraftstoffe gegeben, das grundsätzlich zwei Gruppen umfasst: Erstens E-Fuels, die aus Elektrolysewasserstoff auf der Basis von erneuerbarem Strom und Kohlendioxid oder Stickstoff hergestellt werden, und zweitens B-Fuels (auch als Biofuels oder Biokraftstoffe bezeichnet), die aus Biomasse hergestellt werden.

<sup>2</sup> RoRo steht für Roll on Roll off und wird für die Bezeichnung von Transportschiffen verwendet, die bewegliche Güter (Pkw, Lkw, aber auch Züge) im RoRo-Verfahren transportieren. Bei RoPax-Fähren handelt es sich um RoRo-Schiffe, die auch Passagiere befördern.

Für kurze Transportwege gibt es außerdem die Möglichkeit, batteriebetriebene Antriebe zu nutzen. Die Potenziale, Realisierungsbedingungen und Anwendungsrisiken der verschiedenen Kraftstoffe werden beleuchtet, wobei Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit, Emissionen sowie Sicherheit im Vordergrund stehen.

Kapitel 3 befasst sich mit den technischen Voraussetzungen für den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe. Behandelt wird die Anpassung der bestehenden Infrastruktur für Transport, Lagerung und Bunkerung der Kraftstoffe, die Anforderungen an Betankungssysteme und Energiekonverter sowie die Möglichkeiten der Abgasnachbehandlung. Aufgrund der langen Lebensdauer von Schiffen und ihrer Infrastruktur sowie der hohen Dringlichkeit von Emissionsminderungen wird außerdem als wichtiger Aspekt berücksichtigt, ob bestehende Technologien für fossile Kraftstoffe für den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe umgerüstet werden können. Darüber hinaus wird untersucht, inwieweit Infrastrukturen oder Technologien für unterschiedliche erneuerbare Kraftstoffe genutzt werden können, da unklar ist, welche Kraftstoffe sich am Markt durchsetzen werden.

Durch das Design von Schiffsneubauten (Anpassung der Schiffsform und -größe, geänderte Bugwölbungen, spezielle Rumpfbeschichtungen etc.), innovative Materialien und alternative Antriebskonzepte (z. B. Windkraft) sowie operative Maßnahmen (z. B. Rumpfreinigung) lässt sich ebenfalls ein relevanter Beitrag zur THG-Einsparung des weltweiten Schiffverkehrs leisten. In Kapitel 4 werden vielversprechende Effizienzmaßnahmen in Schiffbau und Schiffsbetrieb vorgestellt und ihr perspektivischer Beitrag zu einer nachhaltigeren Schifffahrt eingeordnet. Angesichts der langen Lebensdauer von Schiffen werden neben Schiffsneubauten insbesondere Möglichkeiten zur Nachrüstung bestehender Schiffe betrachtet. Die Entwicklung und der Bau energieeffizienterer Schiffe sind ohne eine leistungsfähige Schiffbauindustrie nicht denkbar. Abschließend wird daher die nationale und europäische Innovationslandschaft skizziert, in die neben den Schiffbauunternehmen weitere Akteure wie die Zuliefererindustrie oder Reeder eingebunden sind.

In Kapitel 5 wird der internationale Regulierungsrahmen dargestellt, der sich in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt hat. Die zentrale Regulierungsbehörde für den Seeverkehr ist die IMO, eine Einrichtung der VN. Daneben spielt auch die EU – als Handelsmacht von globaler Bedeutung – eine wichtige Rolle bei der Regulierung der THG-Emissionen der internationalen Schifffahrt und kann in diesem Bereich als Vorreiterin angesehen werden. Neben den Regelungen der IMO und der EU, die sich fast ausschließlich auf die Seeschifffahrt beziehen, wird auch der regulatorische Rahmen für die Binnenschifffahrt skizziert. In einem Fazit werden die Defizite des bestehenden Regulierungsrahmens herausgearbeitet.

In Kapitel 6 werden die Optionen zur Dekarbonisierung des Schiffsverkehrs aufgezeigt. Neben einer Beschreibung des Weiterentwicklungsbedarfs des internationalen Regelwerks werden die grundsätzlichen Vor- und Nachteile der verschiedenen Kraftstoffe zusammenfassend bewertet. Anschließend werden die für die verschiedenen Schiffstypen zur Verfügung stehenden Optionen sowohl für Kraftstoffe als auch für Effizienzmaßnahmen diskutiert. Das Kapitel schließt mit einer Diskussion der Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Politik.

## Zusammenarbeit mit Gutachter/innen und Danksagung

Zur fachlichen Fundierung des vorliegenden TA-Berichts wurde ein Gutachten vergeben:

- Maritime Kraftstoffe und Schiffbaukonzepte der Zukunft. Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Rolf Nagel, SCS Hohmeyer | Partner GmbH, Glücksburg; Stefan Schultz, Adele Lübcke, FSG Nobiskrug Design GmbH, Flensburg; Dr.-Ing. Stephan Wurst, Christian Norden, BALance Technology Consulting GmbH, Bremen; Prof. Dr.-Ing. Stefan Krüger, Technische Universität Hamburg, Hamburg

Die Verantwortung für die Auswahl, Strukturierung und Interpretation der Gutachtenergebnisse liegt bei den Autor/innen des vorliegenden Berichts, Dr. Christoph Kehl, Dr. Christine Milchram, Friedrich Jasper und Dr. Reinhard Grünwald. An dieser Stelle sei den Gutachter/innen für die Bereitschaft zur Kooperation und Kommunikation herzlich gedankt. Ebenfalls gedankt sei Dr. Arnold Sauter für die Durchsicht und Kommentierung von Entwurfsversionen sowie Brigitta-Ulrike Goelsdorf für die redaktionelle Bearbeitung des Manuskripts und die Erstellung des Layouts.

## **2 Maritime Kraftstoffe der Zukunft**

- 2.1 Herstellungspfade erneuerbarer Kraftstoffe**
- 2.2 Beschreibung und Bewertung der erneuerbaren Kraftstoffe**
- 2.3 Aktuelle und perspektivische Nutzung von Kraftstoffen in der Schifffahrt**
- 2.4 Fazit**

## 2 Maritime Kraftstoffe der Zukunft

Aktuell werden in der maritimen Schifffahrt größtenteils Schweröl- und Destillatkraftstoffe, die aus Erdöl erzeugt werden, eingesetzt. Hierunter fallen insbesondere Schweröl (HFO), sehr schwefelarmes Schweröl (VLSFO) und Marinegasöl (MGO). Diese werden üblicherweise als konventionelle Kraftstoffe bezeichnet. In Abgrenzung davon werden alle übrigen Kraftstoffe, die derzeit schon eingesetzt werden oder sich noch in Entwicklung befinden, als alternativ bezeichnet. Dies umfasst einerseits die fossilen Flüssiggase Flüssigerdgas (LNG), Ethan sowie Flüssiggas (Liquified Petroleum Gas – LPG) und andererseits Kraftstoffe, die aus erneuerbaren Energien hergestellt werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 38 ff.).

Ein zentraler Baustein für eine klimaverträglichere maritime Schifffahrt ist der Umstieg von erdölbasierten auf erneuerbare Kraftstoffe. Bei erneuerbaren Kraftstoffen unterscheidet man grundsätzlich zwei Gruppen von Stoffen: E-Fuels, die aus Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid oder Stickstoff hergestellt werden, und B-Fuels (auch als Biofuels bzw. Biokraftstoffe bezeichnet), die aus Biomasse hergestellt werden (Brynnolf et al. 2022; Hohmeyer et al. 2023).

Zu den erneuerbaren Kraftstoffen zählen (Hohmeyer et al. 2023, S. VII):

- Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (grüner Wasserstoff);
- Dieselkraftstoffe, entweder aus Wasserstoff und Kohlendioxid (E-Fischer-Tropsch-Diesel) oder aus Biomasse hergestellt werden, insbesondere B-FT-Diesel, hydriertes Pflanzenöl (HVO) und Fettsäuremethylester (FAME);
- Methanol aus Wasserstoff und Kohlendioxid (E-Methanol) oder aus Biomasse (B-Methanol);
- Methan, entweder aus Wasserstoff und Kohlendioxid (E-Methan, auch E-LSMG – Liquefied Synthetic Methane Gas) oder aus Biomasse (B-Methan, auch b-LMG – Liquefied Methane Gas);
- Ammoniak auf Basis von Wasserstoff und Stickstoff (E-Ammoniak).

Durch den Umstieg von konventionellen erdölbasierten auf alternative Kraftstoffe wird es in den nächsten Jahrzehnten zu einer verstärkten Diversifizierung bei Kraftstoffen und Schiffbaukonzepten kommen (Ramboll 2022, S. 19). Für kurze Strecken gibt es außerdem die Möglichkeit, batteriebetriebene Antriebe zu nutzen (Kapitel 2.2.6).

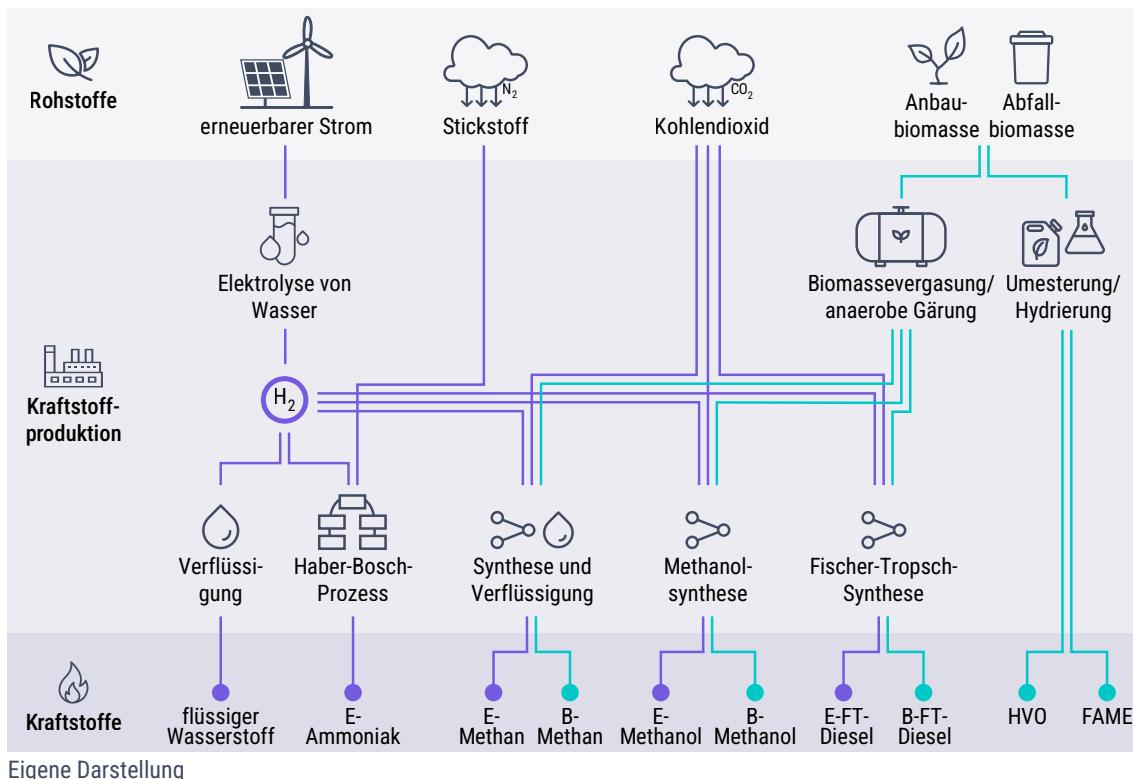
Ziel dieses Kapitels ist die Identifikation von klimaverträglichen erneuerbaren Kraftstoffen sowie die Beurteilung von deren Potenzialen, Anwendungsrisiken und Realisierungsbedingungen. Voraussetzung für Klimaverträglichkeit ist, dass Kraftstoffe nicht aus fossilen Quellen, sondern aus erneuerbaren Energien hergestellt werden und alle verbleibenden Emissionen abgeschieden oder ausgeglichen werden (Aakko-Saksa et al. 2023; Ramboll 2022, S. 22). Die folgenden Bewertungen beruhen daher auf der Annahme erneuerbarer Herstellungspfade, wobei für E-Fuels die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbarer Energie (grüner Wasserstoff) vorausgesetzt wird. Wichtig ist zu beachten, dass diejenigen Produkte, die als alternative Kraftstoffe infrage kommen, teilweise heute schon industriell auch für Anwendungen außerhalb der Schifffahrt hergestellt werden. Dies erfolgt zumeist über fossile Herstellungspfade (grauer Wasserstoff). Zu einer Dekarbonisierung der Schifffahrt können diese Produkte nicht beitragen (Ramboll 2022, S. 22).

Zunächst werden in Kapitel 2.1 die verschiedenen Herstellungspfade erneuerbarer Kraftstoffe erläutert, wobei zwischen E-Fuels und B-Fuels unterschieden wird. Im Anschluss folgen eine detaillierte Beschreibung und Bewertung der wichtigsten erneuerbaren Kraftstoffe anhand der Aspekte stoffliche Eigenschaften, Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit, Emissionen sowie Sicherheit (Kapitel 2.2). In Kapitel 2.3 wird der aktuelle Stand der Nutzung unterschiedlicher Kraftstoffe in der Schifffahrt beleuchtet und ein Ausblick auf die mögliche zukünftige Bedeutung erneuerbarer Kraftstoffe gegeben. Abschließend werden im Fazit (Kapitel 2.4) die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst und es wird eine Einschätzung vorgenommen, welche Kraftstoffe besonders vielversprechend für eine klimaverträgliche maritime Zukunft sind.

## 2.1 Herstellungspfade erneuerbarer Kraftstoffe

In der Herstellung von erneuerbaren Schiffskraftstoffen werden grundsätzlich zwei Arten der Produktion unterschieden. Einerseits können Kraftstoffe synthetisch auf der Basis von Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid oder Stickstoff hergestellt werden. Da die Herstellung durch Elektrolyse aus Strom erfolgt, werden diese Kraftstoffe als Elektrokraftstoffe oder E-Fuels bezeichnet. Andererseits können die Kraftstoffe aus Biomasse hergestellt werden (B-Fuels, Biofuels oder Biokraftstoffe). Abbildung 2.1 zeigt eine Übersicht über die Herstellungspfade vom Rohstoff über die Produktionsprozesse zum Kraftstoff (Brynnolf et al. 2022; Hohmeyer et al. 2023, S. VI). Die folgenden Teilkapitel gehen näher auf die Technologien zur Herstellung von E-Fuels und B-Fuels ein und beleuchten allgemeine Aspekte zu deren Verfügbarkeit.

Abbildung 2.1 Herstellungspfade erneuerbarer Schiffskraftstoffe



## 2.1.1 E-Fuels

Bei E-Fuels handelt es sich um Kraftstoffe, die auf der Basis von Wasserstoff und Kohlendioxid oder Stickstoff hergestellt werden (Brynolf et al. 2022). Dazu zählen:

- Wasserstoff
- E-FT-Diesel
- E-Methanol
- E-Methan
- E-Ammoniak

Eine zentrale Grundlage für alle erneuerbaren E-Fuels ist grüner Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird (Kasten 2.1).

### Kasten 2.1 Arten von Wasserstoff (Farben des Wasserstoffs)

Wasserstoff bildet eine zentrale Grundlage für die Herstellung alternativer Schiffskraftstoffe und damit die Senkung der THG-Emission der maritimen Schifffahrt. Für die Bewertung der Klimawirkung ist wichtig, aus welchen Herstellungspfaden der Wasserstoff stammt. Je nach Herstellung haben sich Hauptkategorien anhand verschiedener Farben etabliert (Nationaler Wasserstoffrat 2022), wobei oft vereinfacht zwischen grünem, grauem und blauem Wasserstoff unterschieden wird (Ramboll 2022, S. 60 f.).

- Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse aus Wasser gewonnen, wobei der dafür benötigte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Um THG-Neutralität zu erreichen, ist der Einsatz von grünem Wasserstoff notwendig (Hirschl/Kern 2024; Nationaler Wasserstoffrat 2022). Die Europäische Kommission definiert darüber hinaus in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184<sup>3</sup> Wasserstoff dann als erneuerbar, wenn dieser aus zusätzlichen errichteten Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung stammt.
- Gelber Wasserstoff wird ebenfalls durch Elektrolyse hergestellt, allerdings unter Verwendung des bestehenden Strommixes und nicht, wie bei grünem Wasserstoff, ausschließlich aus erneuerbaren Energien.
- Roter Wasserstoff wird auf der Basis von Strom aus Kernenergie produziert.
- Manchmal wird außerdem die Bezeichnung *oranger* Wasserstoff verwendet, wenn der für die Elektrolyse verwendete Strom aus Bioenergie hergestellt wurde (Ramboll 2022, S. 60; Scheuermann 2024).

<sup>3</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr

- *Grauer Wasserstoff* wird aus fossilen Energieträgern produziert, beispielsweise durch Dampfreformierung aus Erdgas, wobei das dabei entstehende Kohlendioxid emittiert wird. Dieser Wasserstoff ist daher zur Reduktion der THG-Emissionen nicht geeignet (DLR 2020). 2023 wurden allerdings mehr als 99 % des weltweit nachgefragten Wasserstoffs aus fossilen Energieträgern hergestellt (IEA 2024b, S. 59).
- *Blauer Wasserstoff* wird aus fossilen Energieträgern gewonnen, wobei das dabei anfallende Kohlendioxid durch Carbon-Capture-Verfahren abgespalten wird.
- *Türkiser Wasserstoff* wird ebenfalls aus fossilen Energieträgern produziert (Methanpyrolyse aus Erdgas). Dabei fällt fester Kohlenstoff an, der weiterverwendet oder eingelagert wird.

Wasserstoff kann verflüssigt direkt als Kraftstoff eingesetzt oder zu anderen E-Fuels weiterverarbeitet werden (Brynolf et al. 2022). Für die Herstellung von E-Methanol, E-Methan und E-FT-Diesel wird in unterschiedlichen Prozessen Synthesegas, ein kohlen- und wasserstoffhaltiges Gasgemisch, eingesetzt. Durch Methanolsynthese kann so E-Methanol hergestellt werden, durch Methanisierung und anschließende Verflüssigung E-Methan und durch Fischer-Tropsch-Synthese E-FT-Diesel (Ramboll 2022, S. 61). Dadurch, dass Kohlendioxid eingesetzt wird, werden diese Kraftstoffe auch als kohlenstoffbasierte E-Fuels bezeichnet (Hohmeyer et al. 2023, S. IX). Das benötigte Kohlendioxid kann aus Verbrennungsprozessen (Carbon Capture – CC) oder direkt aus der Luft (Direct Air Capture – DAC) abgeschieden werden (Ramboll 2022, S. 40). Für die Herstellung von E-Ammoniak nach dem Haber-Bosch-Verfahren wird Synthesegas aus Wasserstoff und Stickstoff verwendet, wobei Stickstoff in Zerlegungsanlagen aus der Luft abgetrennt wird (Hohmeyer et al. 2023, S. IX; Ramboll 2022, S. 71) (Abbildung 2.1). Nachfolgend wird genauer auf die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse und die Gewinnung von Kohlendioxid durch DAC eingegangen.

### 2.1.1.1 Elektrolysewasserstoff

Da Wasserstoff auf der Erde fast ausschließlich in chemischen Verbindungen vorkommt, muss er durch entsprechende Verfahren aus diesen Verbindungen abgespalten werden. Die mengenmäßig mit Abstand bedeutsamste Wasserstoffverbindung ist Wasser. Das gebräuchlichste Verfahren für die Herstellung von grünem Wasserstoff ist die Elektrolyse, bei der Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird (IEA 2024b, S. 66 ff.; Ramboll 2022, S. 61) (Kasten 2.2).

#### Kasten 2.2 Verfahren zur Herstellung von Elektrolysewasserstoff

In der Elektrolyse wird Wasser durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Typischerweise wird in einem Elektrolyseur durch zwei Elektroden (Anode und Kathode) elektrischer Gleichstrom durch Wasser geleitet, das mittels Zugabe etwa von Säuren oder Basen leitfähig gemacht wird (Elektrolyt). An den beiden Elektroden entstehen dadurch die Reaktionsprodukte Wasserstoff und Sauerstoff. Zwischen beiden

Elektroden befindet sich eine gasundurchlässige Membran, die verhindert, dass sich Wasserstoff und Sauerstoff zu einem explosiven Gasgemisch vermengen (DLR 2020).

Die folgenden Elektrolyseverfahren stehen aktuell am meisten im Fokus (IEA 2024b, S. 66 ff.; Ramboll 2022, S. 61):

- Bei der *alkalischen Elektrolyse (AEL)* wird Kalilauge als Elektrolyt verwendet, die ständig in einem Elektrolytkreislauf zirkuliert. Zwischen Kathode und Anode sorgt ein poröses Diaphragma dafür, dass sich Wasserstoff und Sauerstoff nicht vermengen (DLR 2020). Die AEL ist ausgereift und kommerziell erhältlich, die erste Anlage wurde bereits 1927 in Norwegen in Betrieb genommen (DLR 2020). Weitere Vorteile sind eine gute Langzeitstabilität und der Einsatz von vergleichsweise günstigen Materialien.<sup>4</sup> Für die Verwendung mit fluktuiierenden Stromquellen (Wind, Sonne) ist allerdings der relativ träge Elektrolytkreislauf nachteilig, da es dadurch zu einer relativ langen Anlaufzeit kommt und es nicht möglich ist, schnell auf Laständerungen der Stromquelle zu reagieren (DLR 2020).
- Bei der *Polymerelektrolytmembranelektrolyse (PEM)* übernimmt ein Festpolymer, das Protonen leitet, sowohl die Funktion des Elektrolyts als auch der gasundurchlässigen Membran.<sup>5</sup> Auch die PEM-Elektrolyse ist im industriellen Maßstab verfügbar, allerdings eine deutlich jüngere Technologie als die alkalische Elektrolyse. Gegenüber der AEL hat die PEM-Elektrolyse den Vorteil, dass sie durch kürzere Anlaufzeiten besser auf fluktuiierende Stromquellen reagieren kann und der Wasserstoff einen höheren Reinheitsgrad aufweist. Allerdings sind die Investitionskosten bei der PEM-Elektrolyse durch die Verwendung des seltenen Metalls Iridium höher (DLR 2020).
- Bei der *Hochtemperatur-Feststoffoxid-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolyzer Cell(SOEC)-Elektrolyse)* wird ein keramischer ionenleitender Festkörper als Elektrolyt eingesetzt.<sup>6</sup> Im Unterschied zu den anderen beiden Verfahren wird nicht flüssiges Wasser, sondern Wasserdampf gespalten. Das Verfahren ist vor allem für Standorte geeignet, bei denen Abwärme aus z. B. industrieller Produktion für die Erzeugung des Wasserdampfs genutzt werden kann (Ramboll 2022, S. 61). Im Vergleich zur AEL und PEM-Elektrolyse sind bei der SOEC-Elektrolyse höhere Wirkungsgrade (bis zu 90 %) möglich, allerdings ist das Verfahren noch deutlich weniger ausgereift (DLR 2020).<sup>7</sup>
- Bei der vergleichsweise neuen *Anionenaustauschmembranelektrolyse (AEM)* wird das Diaphragma der AEL durch eine polymere Anionenaustauschmembran ersetzt, die Hydroxidionen leitet. Statt Kalilauge kann destilliertes Wasser oder eine leicht alkalische Lösung verwendet werden (Vincent/Bessarabov 2018). Die AEM-Elektrolyse kombiniert die Vorteile der AEL- (Langzeitstabilität und günstige Materialien) mit denen der PEM-Elektrolyse (höherer Reinheitsgrad des Wasserstoffs und bessere Reaktion auf fluktuiierende Stromquellen) (Fraunhofer 2023; Vincent/Bessarabov 2018). Die Anschaffungskosten werden als geringer eingeschätzt, jedoch ist der Energiebedarf höher als bei den anderen genannten Verfahren (Fraunhofer 2023).

4 <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung/elektrolyse-von-wasser/> (17.4.2025)

5 <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung/elektrolyse-von-wasser/> (17.4.2025)

6 <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-er/elektrolyse/th-el/> (17.4.2025)

7 <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung/elektrolyse-von-wasser/> (17.4.2025)

Die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse ist ein sehr energieintensives Verfahren. Ausgehend von 100 % der zugeführten Energie werden beim AEL- und beim PEM-Verfahren ca. 70 % nutzbare Energie in Form von Wasserstoff erzeugt. Dieser Wirkungsgrad soll zukünftig auf 80 % gesteigert werden können. Die SOEC-Elektrolyse kann Wirkungsgrade von bis zu 90 % erreichen (DLR 2020).<sup>8</sup>

Auf dem Weg zu einer klimaverträglichen Schifffahrt spielt grüner Wasserstoff eine zentrale Rolle (Kasten 2.3) (Bundesregierung 2023; Nationaler Wasserstoffrat 2022). Das Angebot und die Nachfrage von Wasserstoff werden jährlich durch die IEA (IEA 2024b) im „Global Hydrogen Review“ analysiert. Diese Analysen geben auch Auskunft darüber, wie viele Mengen an Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele notwendig wären. Um in der Schifffahrt das Ziel der IMO zu erreichen, 2030 5 bis 10 % des jährlichen Energieverbrauchs durch (nahezu) emissionsfreie Technologien abzudecken, wären laut den Berechnungen der IEA 4 bis 9,3 Mio. t Wasserstoff pro Jahr notwendig (IEA 2024b, S. 46).<sup>9</sup> Neben der Schifffahrt spielt Wasserstoff auch für die Dekarbonisierung vieler anderer Sektoren, z. B. die Luftfahrt und die Industrie eine große Rolle.

### Kasten 2.3 Zur Klimawirkung von Wasserstoff aus fossilen Quellen

Grüner Wasserstoff ist eine zentrale Voraussetzung für eine klimaverträglichere Schifffahrt, ist allerdings kurz- und mittelfristig noch nicht in ausreichenden Mengen verfügbar. Die derzeitige Herstellung der Produkte, die als alternative Kraftstoffe verwendet werden könnten – z. B. Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak – beruht fast ausschließlich auf fossilen Rohstoffen, mehrheitlich auf der Basis von grauem Wasserstoff. Würden diese Produkte als Kraftstoffe verwendet, würden THG-Emissionen in höherem Umfang als bei etablierten fossilen Schiffskraftstoffen entstehen (DNV GL 2019, S. 9; Ramboll 2022, S. 68). Gründe dafür sind die während der Erdgasförderung entstehenden Kohlendioxid- und Methanemissionen und Verluste in der Energieumwandlung, wenn zunächst aus fossilen Rohstoffen Wasserstoff produziert wird, aus dem dann synthetische Kraftstoffe hergestellt werden (Lindstad et al. 2021).

Von manchen wird der Einsatz von blauem Wasserstoff – aus fossilen Rohstoffen mit Carbon-Capture-Verfahren – als Übergangslösung bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff gesehen (EMSA 2023a, S. 17; Löscher et al. 2024, S. 173). Zur Erreichung der Klimaneutralität ist blauer Wasserstoff allerdings keine Lösung, da Carbon-Capture-Verfahren das anfallende Kohlendioxid nur teilweise abscheiden können, durch die Gasförderung weiterhin Methanemissionen entstehen und der Einsatz von blauem Wasserstoff die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen verlängert (EMSA 2023a, S. 17; Tomos et al. 2024; Ueckerdt et al. 2021).

<sup>8</sup> <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung/elektrolyse-von-wasser/> (17.4.2025)

<sup>9</sup> Diese Mengen wären nötig, wenn 5 bis 10 % des Energieverbrauchs durch wasserstoffbasierte Kraftstoffe abgedeckt würde.

Die globale Wasserstoffproduktion lag 2023 bei 97 Mio. t, die nahezu vollständig aus fossilen Energieträgern erfolgte. Weltweit wurden 2023 lediglich 0,7 Mio. t kohlenstoffreicher Wasserstoff<sup>10</sup> produziert, für 2024 schätzt die IEA eine Produktion von etwa 1 Mt. Die Sektoren mit der größten Nachfrage waren 2023 die Chemieindustrie, Raffinerien und die Stahlindustrie. Neben der aktuellen Nachfrage analysiert die IEA auch die Anzahl der zwischen Firmen abgeschlossenen Abkommen über die zukünftige Lieferung von Wasserstoff. Hier lag die Schifffahrt 2023 nach der Chemieindustrie und Raffinerien an dritter Stelle, was auf eine zunehmende Bedeutung von Wasserstoff für die Produktion von Schiffskraftstoffen schließen lässt (IEA 2024b, S. 16 ff.). Darüber hinaus geben installierte Elektrolysekapazitäten einen Aufschluss darüber, wie sich die strombasierte Herstellung von Wasserstoff entwickelt. Bis September 2024 waren weltweit etwa 1,6 GW an Elektrolyseleistung installiert (IEA 2024b, S. 66). Unter der Annahme, dass Elektrolyseure einen Wirkungsgrad von 70 % und eine Betriebsdauer von 4.000 Stunden pro Jahr haben, können mit 1,4 GW Leistung ca. 0,1 Mio. t Wasserstoff pro Jahr hergestellt werden (Wasserstoffkompass 2022).

Auf Basis von angekündigten Projekten für die Wasserstoffproduktion erstellt die IEA auch eine Abschätzung der zukünftigen Verfügbarkeit (IEA 2024b, S. 60 ff.). 2030 könnten etwa 3,4 Mio. t kohlenstoffreicher Wasserstoff pro Jahr hergestellt werden, wenn alle Projekte mit finaler Investitionsentscheidung realisiert werden. Davon sind allerdings lediglich 55 % Elektrolyseprojekte (das entspricht 1,87 Mio. t und einer erwarteten Elektrolyseleistung von 20 GW<sup>11</sup>), 45 % der Herstellung erfolgt aus fossilen Energieträgern mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung.<sup>12</sup> Vergleicht man diese Schätzungen mit den geschätzten Bedarfen für die Schifffahrt wird sichtbar, dass diese Produktionsmengen 2030 nicht einmal ausreichend wären, um 5 bis 10 % des Energieverbrauchs durch (nahezu) emissionsfreie Technologien abzudecken.

Das Wachstum der Wasserstoffproduktion war in den vergangenen Jahren groß und vor allem durch den Zuwachs an Elektrolysekapazitäten getrieben, wird für die Zukunft allerdings als unsicher eingeschätzt (IEA 2024b, S. 16). So hat sich die installierte Elektrolyseleistung zwar von 2022 auf 2023 verdoppelt, 2024 wurde allerdings nur ein kleiner Teil des erwarteten Zuwachses erreicht (IEA 2024b, S. 66). Viele Projekte weisen Verzögerungen der finalen Investitionsentscheidung auf oder wurden ganz eingestellt. Gründe sind unter anderem die Schwierigkeiten, verlässliche Abnehmer zu finden und den Absatz produzierten Wasserstoffs vertraglich abzusichern, die vergleichsweise hohen Kosten von emissionsarm produziertem Wasserstoff im Vergleich zu herkömmlichen fossilen Herstellungspfaden sowie regulatorische Unsicherheiten (worunter auch Verzögerungen bei den Baugenehmigungen, inklusive Genehmigungen für Zugang zur Wasserversorgung<sup>13</sup> und Stromnetzanschlüsse fallen). Außerdem traten operationelle Schwierigkeiten auf, die insbesondere mit dem Hochskalieren des Produktionsprozesses zu tun haben (IEA 2024b, S. 64).

Elektrolysewasserstoff ist in der Produktion generell teurer als Wasserstoff aus fossilen Quellen (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 103 ff.; IEA 2024b, S. 77 ff.). Laut aktuellen Analysen der IEA im „Global Hydrogen Review“ 2024 lagen die Kosten von Elektrolysewasserstoff (bei Strom aus Windkraft und Photovoltaik) 2023 etwa zwischen 3,70 bis 11 Euro/kg bzw.

<sup>10</sup> Als kohlenstoffarm hergestellter Wasserstoff bezeichnet die IEA (2024b, S. 287) Wasserstoff aus Elektrolyse, Biomasse oder fossilen Rohstoffen mit CC-Anlagen (also grüner, gelber, roter, oranger und blauer Wasserstoff).

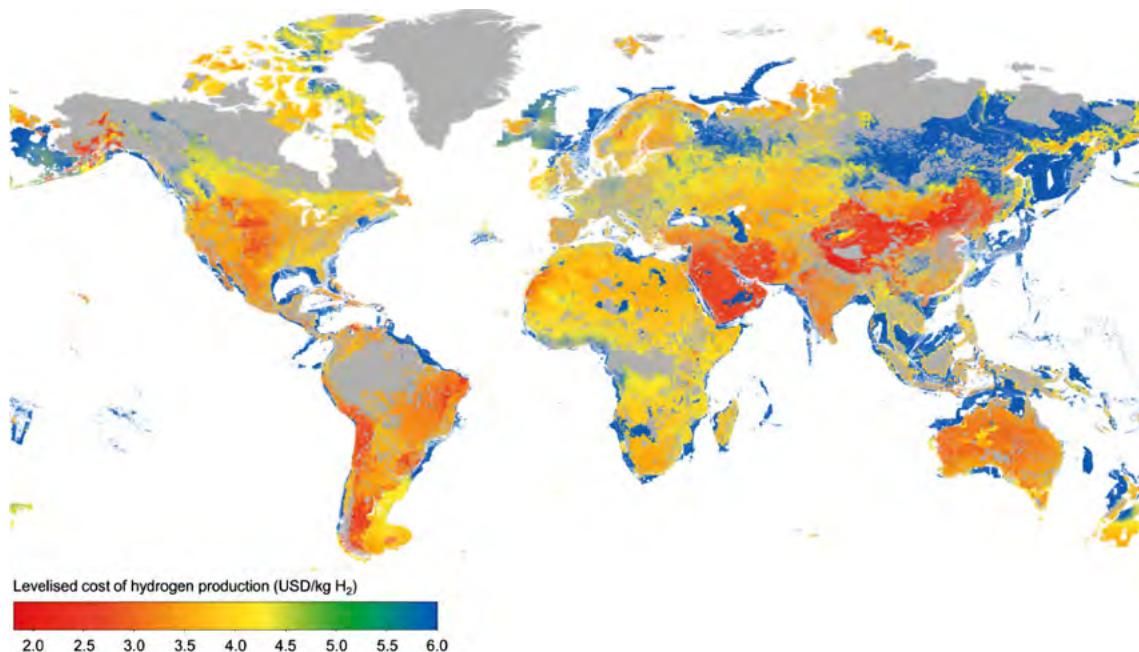
<sup>11</sup> Davon mehr als 50 % aus AEL, gefolgt von PEM; 2030 könnte auch AEM mehr als 10 % der Kapazität erreichen (IEA 2024b, S. 66 ff.).

<sup>12</sup> Betrachtet man allerdings auch Projekte in früherem Entwicklungsstadium, könnten 2030 sogar 49 Mio. t pro Jahr erreicht werden, davon ca. 37 Mio. t aus Elektrolyse.

<sup>13</sup> Dieser Punkt wird kritisch gesehen: Elektrolyse hat einen hohen Wasserbedarf und ca. die Hälfte aller bis 2030 erwarteten Elektrolyseprojekte liegen in Regionen, in denen Wasserknappheit zu erwarten ist oder bereits besteht (IEA 2024b, S. 92).

etwa 90 bis 280 Euro/MWh<sup>14)</sup>. Wasserstoff aus der Gasförderung kostete im gleichen Zeitraum etwa 0,70 bis 5,30 Euro/kg (20 bis 130 Euro/MWh). Diese Herstellungskosten setzen sich aus den Kosten für Strom, Wasser und die Elektrolyseure zusammen, wobei aktuell insbesondere die Investitionskosten für Elektrolyseure eine große Rolle spielen: Sie machten 2023 je nach Art des Elektrolyseurs ca. zwischen 1.800 und 2.300 Euro/kW aus. Für 2030 wird erwartet, dass die Kosten durch technologische Weiterentwicklung und Skalierung der Elektrolyseure sowie die Verwendung kostengünstiger Materialien um etwa 40 bis 55 % sinken. Die Kosten werden außerdem von den jährlichen Betriebsstunden beeinflusst: Mit einer höheren Anzahl der Vollaststunden sinken die anteiligen Investitionskosten der Elektrolyseure und der Strompreis wird zum wesentlichen Kostenfaktor. Wird die Wasserstoffproduktion dann an einem Standort mit besonders vorteilhaften Bedingungen für die Herstellung von erneuerbaren Energien durchgeführt (z. B. in Argentinien, Chile oder China), so könnten 2030 die Herstellungskosten auf unter 1,80 Euro/kg H<sub>2</sub> bzw. etwa 46 Euro/MWh sinken (Abbildung 2.2).

**Abbildung 2.2 Zukünftige Kosten der Wasserstoffproduktion**



Kostenberechnungen unter der Annahme von optimaler Auslegung der erneuerbaren Stromerzeugung, um die Erzeugungskosten von Wasserstoff zu minimieren. Stromerzeugung CapEx: 380 bis 1.300 US-Dollar/kW für Photovoltaik, 980 bis 3.260 US-Dollar/kW für Wind an Land, 1.770 bis 4.300 US-Dollar/kW für Offshorewind; exklusive Wasserkosten; Abzinsungssatz = 9 %.

Quelle: Analyse der IEA (2024b, S. 84); CC BY 4.0 basierend auf Analysen des Forschungszentrums Jülich mittels ETHOS Model Suite (<https://www.fz-juelich.de/de/ice/ice-2/leistungen/model-services>; 24.6.2025)

Für Europa wird erwartet, dass die Kosten bei über 3,70 Euro/kg H<sub>2</sub> bzw. ca. 92 Euro/MWh liegen werden. In welchem Ausmaß diese erwarteten Kostensenkungen realisierbar sind, wird sich allerdings noch zeigen. So revidierte die Forschungsstelle für Energiewirtschaft jüngst ihre Kosten-erwartungen auf Basis von Praxiserfahrungen und geht nun von über 7 Euro/kg H<sub>2</sub> bzw. 175 Euro/

<sup>14</sup> Bei einem Energiegehalt von 40 kWh/kg H<sub>2</sub> (DLR 2020, S. 35) und einem Wechselkurs von 1,08 US-Dollar/Euro 2024 (EZB 2025).

MWh für 2040 aus. In bisherigen Berechnungen wurden laut dieser Studie insbesondere indirekte Investitionskosten (z. B. die Installation von Elektrolyseuren) oder auch Stromsystemkosten (z. B. Anschlüsse) als zu gering angenommen. Auch bisherige Erwartungen der IEA zu Kostensenkungen bei Elektrolyseuren konnten nicht eingehalten werden. Statt zu sinken, stiegen die Kosten zwischen 2018 und 2024 leicht an (Schaudwet 2025).

### 2.1.1.2 Direct Air Capture

Neben Wasserstoff wird für die Herstellung der kohlenstoffbasierten E-Fuels (E-Methanol, E-Methan, E-FT-Diesel) auch Kohlendioxid benötigt. Kohlendioxid kann aus Punktquellen (z. B. aus Biomasse oder industriellen Verbrennungsprozessen) oder mittels DAC direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden werden. Für die Klimaverträglichkeit kohlenstoffhaltiger E-Fuels ist DAC von großer Bedeutung, da das Kohlendioxid der Atmosphäre entzogen wird. Dadurch entstehen während der Herstellung Negativemissionen, die bei Verbrennung der Kraftstoffe an Bord wieder freigesetzt werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 109). Die Abscheidung von Kohlendioxid aus industriellen Prozessen führt aufgrund unvollständiger Abscheideraten lediglich zu geringen Emissionsreduktionen der Kraftstoffe (Tomos et al. 2024). Auch wird erwartet, dass die Verfügbarkeit von Kohlendioxid aus Punktquellen durch die fortschreitende Dekarbonisierung aller Sektoren langfristig abnehmen wird (Comer et al. 2022). Um den jährlichen Energiebedarf der Schifffahrt mit erneuerbaren kohlenstoffbasierten Kraftstoffen decken zu können, ist die Gewinnung von Kohlendioxid etwa in einer Größenordnung von 600 Mio. t pro Jahr erforderlich.

Um Kohlendioxid mittels DAC direkt aus der Atmosphäre abzuscheiden, wird Luft durch große Ventilatoren zu einem Sorptionsmedium geleitet, welches das darin enthaltene Kohlendioxid bindet. Durch anschließende Erhitzung kann es wieder ausgetrieben und aufgefangen werden (Helmholtz-Klima-Initiative 2023). DAC-Verfahren befinden sich noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium. Die zwei Verfahren Solid- und Liquid-DAC haben international einen so fortgeschrittenen Entwicklungsstand erreicht, dass sie in Pilotprojekten und ersten kommerziellen Anlagen zum Einsatz kommen (Kasten 2.4). Weitere Verfahren, wie beispielsweise das elektrochemische oder membranbasierte DAC, befinden sich noch im Entwicklungsstand von Laborversuchen oder Prototypen (Bouaboula et al. 2024; IEA 2022). In Deutschland hinkt die Entwicklung nach Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. XVII) dem internationalen Stand hinterher.

#### Kasten 2.4 Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture

In Direct-Air-Capture-Verfahren wird Luft durch große Ventilatoren gesaugt und das sich darin befindende Kohlendioxid durch Sorbens oder Sorptionsmedien herausgefiltert (Helmholtz-Klima-Initiative 2023). Durch die Erhitzung der Sorptionsmedien wird im nächsten Prozessschritt das darin enthaltene Kohlendioxid wieder abgespalten. Dieses kann dann einer weiteren Verwendung oder Speicherung zugeführt werden. Das Sorptionsmedium wird im weiteren Abscheidungsprozess wiederverwendet (Sodiq et al. 2023). Je nach Art des Sorptionsmediums und der Temperatur unterscheidet man zwischen Solid- und Liquid-DAC (IEA 2022; Sodiq et al. 2023):

- Das *Solid-DAC-Verfahren* nutzt feste Sorptionsmedien, um Kohlendioxid aus der Atmosphäre zu binden. Danach wird durch Erhitzung der Medien auf 80 bis 120 °C das Kohlendioxid wieder freigesetzt. Solid-DAC hat eine modulare Bauweise und kann in relativ kleinen containerbasierten Lösungen mit einem Ertrag von ca. 50 t CO<sub>2</sub> pro Jahr und Modul eingesetzt werden (IN4climate.RR 2022). Dabei werden mehrere Module parallel eingesetzt, von denen einige Kohlendioxid aufnehmen und dieses in anderen wieder aus dem Sorptionsmedium abgespalten wird (IEA 2022). Gleichzeitig zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird Wasser aus Luft gewonnen (während bei Liquid-DAC-Verfahren Wasser verbraucht wird).
- Im *Liquid-DAC-Verfahren* wird die Umgebungsluft durch einen Abscheideapparat geleitet, in welchem Flüssigkeiten wie Hydroxidlösungen das Kohlendioxid binden. Die anschließende Erhitzung der Lösung auf 300 bis 900 °C setzt das Kohlendioxid wieder frei. Diese Anlagen können in großem Maßstab von 0,5 bis 1 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr betrieben werden. Allerdings verbraucht der Prozess Wasser und die hohen Temperaturen, die im Prozess notwendig sind, führen bei den seit 2024 bestehenden Anlagen dazu, dass die Wärmeenergie aus Erdgas erzeugt wird; das dabei entstehende Kohlendioxid wird allerdings im Prozess abgeschieden. Eine Elektrifizierung ist zwar grundsätzlich möglich, wird in den seit 2024 bestehenden Anlagen aber noch nicht eingesetzt (IEA 2024a; IN4climate.RR 2022).

Laut aktuellen Analysen der IEA (2024a) wurden bis Anfang 2024 weltweit 27 DAC-Anlagen errichtet oder in Auftrag gegeben, die insgesamt 10.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr abscheiden. Bei einem Großteil handelt es sich um kleine Test- und Demonstrationsprojekte. Nur drei Anlagen waren bis dahin auf mehr als 1.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr ausgelegt (IEA 2024a). 2024 wurde in Island die weltweit größte DAC-Anlage mit einer Kapazität von bis zu 36.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr in Betrieb genommen. Das abgeschiedene Kohlendioxid wird direkt vor Ort gespeichert. Die Energie für den Betrieb der Anlage wird aus Geothermie erzeugt (Hartbrich 2024). Berücksichtigt man die dabei anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, können mit dieser Anlage netto ca. bis zu 32.000 t CO<sub>2</sub> abgeschieden werden (Climeworks 2023).

In den kommenden Jahren wird weiteres Wachstum erwartet. Laut IEA (2024a) befinden sich 2024 mindestens 130 DAC-Anlagen mit jeweils mehr als 1.000 t Abscheidekapazität in Planung, wobei die meisten Anlagen in den USA, Norwegen, Island, Kenia und den Vereinigten Arabischen Emiraten errichtet werden sollen. 15 davon sind bereits in Bau, für die übrigen Anlagen gibt es allerdings noch keine Finanzierung und bei einigen wurde noch kein Standort festgelegt. Werden alle 130 Projekte realisiert, ist mit einer gesamten Kapazität von ca. 61 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zu rechnen (IEA 2024a). Damit könnten beispielsweise etwa 20 bis 40 Mio. t Methanol hergestellt werden, wenn man von einem Bedarf von 1,5 bis 3 t CO<sub>2</sub> für 1 t Methanol ausgeht (Ramboll 2022, S. 80).

Durch die relativ geringe CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre ist DAC ein sehr energie- und kostenintensives Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Gewinnung. Im Vergleich dazu erfordert die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Punktquellen, wo die Konzentration höher ist als in der Atmosphäre, weniger Energie (National Academies 2019). Der Energieverbrauch und die Kosten, die sich maßgeblich aus den Investitionskosten der Anlagen sowie den Energiekosten zusammensetzen, werden daher als die Hauptschwierigkeiten bei der Umsetzung von DAC angesehen (Bouaboula et al. 2024). Schätzungen für Kosten und Energieverbrauch sind aufgrund des frühen Entwicklungsstandes mit Unsicherheiten verbunden.

Für die ausgereiftesten DAC-Verfahren schätzt die IEA (IEA 2022) einen Energieaufwand von ca. 1.400 bis 2.500 kWh/t abgeschiedenes CO<sub>2</sub>. Eine aktuelle Literaturoauswertung ergibt sogar einen Energieverbrauch von 2.800 bis 3.600 kWh/t (Bouaboula et al. 2024). Der Großteil davon – ca. 80 bis 90% – fällt für Wärme an, die für die Erhitzung der Sorptionsmedien zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung erforderlich ist (Bouaboula et al. 2024). Für eine in den USA gelegene Referenzanlage wurden die Kosten für 2020 von der IEA (IEA 2022) auf 125 bis 335 US-Dollar/t CO<sub>2</sub> geschätzt. Andere Quellen gehen von einer Kostenspanne von 250 bis 600 US-Dollar/t CO<sub>2</sub> aus (Ozkan et al. 2022). Die erwarteten Kosten hängen unter anderem von der eingesetzten Technologie (Solid- oder Liquid-DAC), den Energiepreisen und auch davon ab, ob das Kohlendioxid gespeichert oder weiterverwendet wird (IEA 2022; Ozkan et al. 2022). Ab einem Preis von ca. 160 US-Dollar/t CO<sub>2</sub> könnte DAC laut den Berechnungen der (IEA 2022) wirtschaftlich sein. Zum Vergleich: Der Preis lag im europäischen Emissionshandel Ende Juli 2025 bei ca. 73 Euro/t CO<sub>2</sub> und schwankt seit Anfang 2023 zwischen 54 und 110 Euro/t CO<sub>2</sub> (Intercontinental Exchange 2025).

## 2.1.2 B-Fuels

Bei B-Fuels (oder Biokraftstoffen) handelt es sich um Kraftstoffe, die auf der Basis von Biomasse hergestellt werden. Dazu zählen:

- Biodiesel:
  - B-FT-Diesel
  - FAME
  - HVO
- B-Methanol
- B-Methan

Je nach verwendetem Rohstoff wird zwischen konventionellen und fortschrittlichen B-Fuels unterschieden (EMSA 2023d, S. 19). Konventionelle B-Fuels werden auch als Biokraftstoffe der ersten Generation bezeichnet und werden aus Nahrungs- und Futterpflanzen wie Palm-, Soja- oder Rapsöl hergestellt. Fortschrittliche B-Fuels oder B-Fuels der zweiten Generation werden aus Abfall- und Reststoffen hergestellt, die nicht für die Nahrungs- oder Futtermittelproduktion bestimmt sind sowie nicht eigens zum Zweck der B-Fuels angebaut wurden.<sup>15</sup>

### 2.1.2.1 Biomassebasierte Produktionsprozesse

Die für die Schifffahrt relevanten B-Fuels können durch unterschiedliche Produktionsprozesse hergestellt werden (EMSA 2023d, S. 19 ff.):

- Durch die Umesterung – eine chemische Umwandlung von Fetten und Ölen – kann FAME hergestellt werden, wobei die häufigsten verwendeten Rohstoffe Pflanzenöle (z. B. Raps-, Palm- oder Sojaöl), Altspeiseöle und tierische Fette sind. Auch Algenlipide können als Rohstoff verwendet

<sup>15</sup> Zusätzlich werden auch noch B-Fuels der dritten Generation (z. B. aus Mikroalgen) und vierten Generation (auf Basis gentechnisch veränderter Mikroorganismen) unterschieden, die sich allerdings noch in einem viel früheren Entwicklungsstand befinden; Kraftstoffe der ersten und zweiten Generation werden kommerziell hergestellt (Cavelius et al. 2023).

werden. Die Umesterung von Fetten und Ölen ist ein etablierter Produktionsprozess, während sich die algenbasierte Herstellung noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet (EMSA 2023d, S. 30).

- Durch Hydrierung wird HVO produziert, wobei durch den Einsatz von Wasserstoff in Anwesenheit eines Katalysators gesättigte Kohlenwasserstoffe erzeugt werden, die anschließend durch Isomerisierung und Cracken weiterverarbeitet werden. Dieser Produktionsprozess ist dem Raffinieren von fossilen Kraftstoffen sehr ähnlich, weshalb HVO den fossilen Dieselkraftstoffen ähnlicher ist als FAME. Als Rohstoffe kommen wie bei der Umesterung flüssige Biomasse (Pflanzen-, Altspeiseöle bzw. Fette oder Algenlipide) zum Einsatz. Während es sich bei der Herstellung durch Hydrierung um ausgereifte Produktionsprozesse handelt, befindet sich die Produktion aus Algenlipiden noch in Entwicklung (EMSA 2023d, S. 30).
- Ein weiterer Produktionspfad ist die anaerobe Gärung, in der die Rohstoffe von Bakterien umgewandelt werden, um Biogas herzustellen, das hauptsächlich aus Methan und Kohlendioxid besteht. Nach Reinigung und Abtrennung des Kohlendioxids wird das Biogas weiter zu B-Methan und B-Methanol verarbeitet. Für diesen Prozess kann flüssige Biomasse (Pflanzenöle, aber auch landwirtschaftliche Abfallprodukte, Klärschlamm und andere organische Abfälle oder auch Algen) verwendet werden.
- Schließlich können einige B-Fuels auch durch Biomassevergasung hergestellt werden. Durch Vergasung wird Biomasse bei hohen Temperaturen und hohem Druck in seine Grundbestandteile Wasserstoff, Kohlenmon- und -dioxid zerlegt. Das so erzeugte Synthesegas kann anschließend zu B-Methan, B-Methanol oder B-FT-Diesel weiterverarbeitet werden. Dieses Produktionsverfahren hat den Vorteil, dass beinahe alle Arten von Biomasse verwendet werden können. Die thermische Vergasung ist dabei vor allem für trockene, lignocellulosehaltige<sup>16</sup> Biomasse geeignet und die Vergasung in überkritischem Wasser ist für flüssige Biomasse geeignet. Die Biomassevergasung hat einen geringeren technologischen Reifegrad, allerdings einen höheren Wirkungsgrad als die anaerobe Gärung.

### 2.1.2.2 Verfügbarkeit

Insgesamt wurden 2023 etwa 150 Mio. t Öl-Äq. an B-Fuels hergestellt, davon etwa 111 Mio. t flüssige und 41 Mio. t gasförmige Kraftstoffe. Der Straßenverkehr macht den größten Anteil an der verbrauchten Menge flüssiger B-Fuels aus. In der Schifffahrt wurden 2023 etwa 0,7 Mio. t Öl-Äq. verbraucht, was etwa 0,3 % des Energieverbrauchs der weltweiten Schifffahrt entspricht. Biogase werden primär für die Strom- und Wärmeversorgung verbraucht (Abbildung 2.3). Für die Nutzung im Transportsektor muss Biogas weiterverarbeitet und unter Druck komprimiert oder verflüssigt werden (DNV 2025a, S. 7 f.).

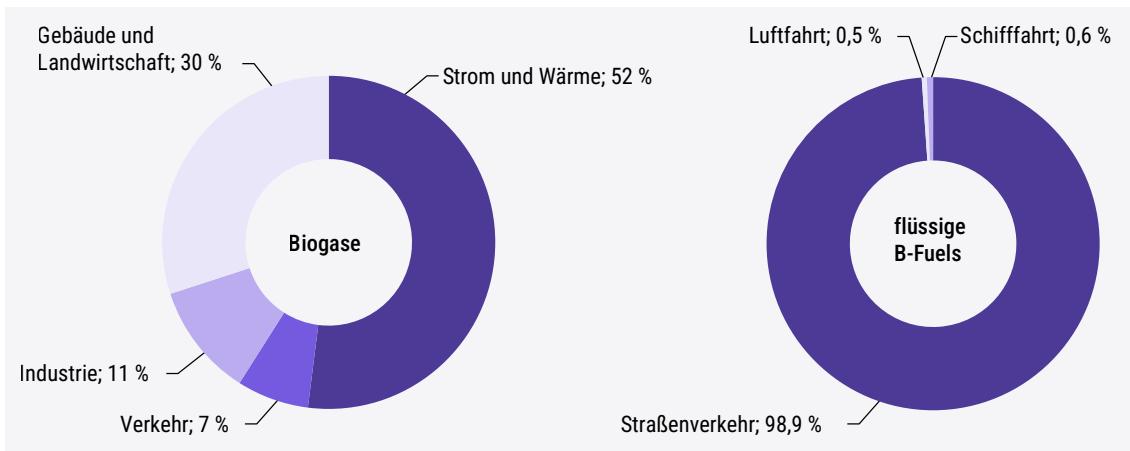
Der Großteil der weltweiten Produktion an B-Fuels sind Kraftstoffe erster Generation, die aus Anbaubiomasse (Nahrungs- und Futterpflanzen) hergestellt werden (DNV 2025a, S. 8; EMSA 2023d, S. 38). 2023 wurden beispielsweise 75 % der globalen Produktionsmengen von den für die Schifffahrt relevanten Biodieseln aus Pflanzenölen hergestellt (IEA 2024c, S. 142).<sup>17</sup> Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Raps-, Soja- und Palmöl, deren Produktion für den Zweck der Verarbeitung

<sup>16</sup> Lignocellulose ist das Strukturmaterial von holzigen Pflanzen und z. B. in Holz oder Stroh enthalten.

<sup>17</sup> In der EU, wo weltweit die größten Mengen an Biodiesel hergestellt und verbraucht werden, ist der Anteil an Anbaubiomasse ähnlich. Die verbleibenden etwa 25 % Produktionsmengen aus Abfall- und Reststoffen werden dort hauptsächlich aus Altspeiseölen hergestellt (JRC 2023, S. 28).

zu B-Fuels in Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion steht. Der Anbau von Biomasse für die Kraftstoffproduktion führt häufig zu Landnutzungsänderungen, etwa wenn Wälder gerodet und das Land als Anbaufläche für Biomasse genutzt wird (EMSA 2023d, S. 43; Zhou 2020).<sup>18</sup> Diese Landnutzungsänderungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Klimawirkung von B-Fuels (für Details dazu Kapitel 2.2). Ob bzw. wieviel Biomasse für die Herstellung von B-Fuels für den Transportsektor unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien zur Verfügung gestellt werden kann wird daher in Fachkreisen kritisch diskutiert (DNV 2025a, S. 13 f.).

**Abbildung 2.3 Verbrauch von B-Fuels in unterschiedlichen Sektoren 2023**



Quelle: nach DNV (2025a, S. 9) basierend auf IEA

Aufgrund dieser Problematik soll durch die bestehenden Regulierungen – etwa die Richtlinie (EU) 2023/2413<sup>19</sup> (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) – vermehrt die Nutzung von Biomasse aus Abfall- und Reststoffen gefördert werden (siehe dazu ausführlicher EMSA 2023d, S. 44 ff.). Für die Schifffahrt betrifft das konkret die FuelEU-Maritime-Verordnung (Kapitel 5.2.1), in der für Biokraftstoffe, die nicht den Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie entsprechen oder die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen hergestellt werden, die gleichen Emissionsfaktoren wie fossile Kraftstoffe gelten.<sup>20</sup>

Die begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse für die Produktion fortschrittlicher B-Fuels wird allerdings von vielen Quellen als Hemmnis für einen verbreiteten Einsatz angesehen (Cavelius et al. 2023; JRC 2023; Sonnleitner/Bacovsky 2024). Wie Anbaubiomasse ist auch die Verfügbarkeit von Abfall- und Reststoffen grundsätzlich begrenzt und wird voraussichtlich nicht ausreichend sein, um den weltweiten Bedarf an fortschrittlichen B-Fuels bzw. B-Fuels zweiter Generation zu decken. Die IEA hat beispielsweise Abschätzungen für das zukünftige Angebot und die Nachfrage nach Altölen<sup>21</sup> erstellt und kommt zu dem Ergebnis, dass das weltweit verfügbare Angebot schon

18 Es wird zwischen direkten und indirekten Landnutzungsänderungen unterschieden: Bei direkten Landnutzungsänderungen handelt es sich um unmittelbare Umnutzungen natürlicher Flächen (z. B. Wald) infolge des Anbaus von Biomasse. Bei indirekten Landnutzungsänderungen wird der zusätzliche Flächenbedarf für den Anbau von Biomasse, die für die Produktion von B-Fuels benötigt wird, an anderer Stelle kompensiert (z. B. indem Wälder in landwirtschaftliche Produktionsflächen umgewandelt werden) (Van Stappen et al. 2011).

19 Richtlinie (EU) 2023/2413 vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates.

20 Die IMO hat noch keine Regelungen getroffen, welche die Nutzung von B-Fuels aus Anbaubiomasse ausschließen oder unattraktiv machen, wird dafür aber sowohl von der Schifffahrtsbranche als auch Umweltschutz- und Nichtregierungsorganisationen kritisiert (Maier 2025; T&E 2025a).

21 Altöle (z. B. Altspeiseöle, tierische Abfälle oder Ausfluss von Palmölmühlen) gehören zu den wichtigsten Rohstoffen für die Herstellung von Biodieseln zweiter Generation.

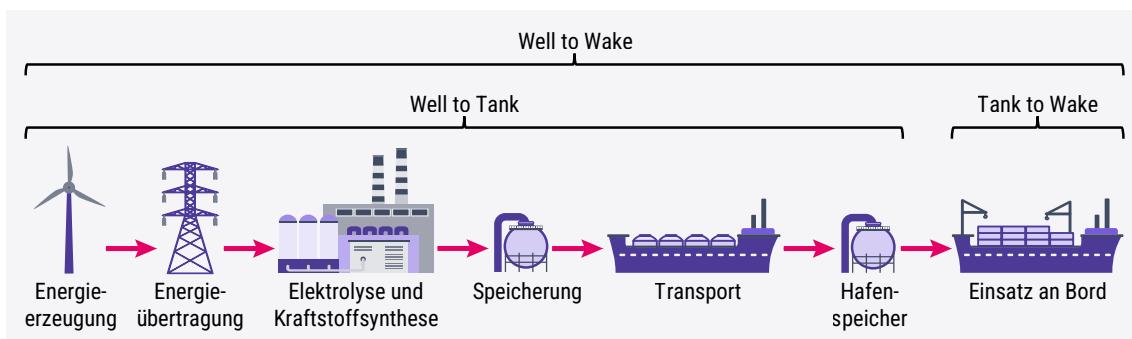
2030 zu 80 % ausgeschöpft sein wird (IEA 2024c, S. 142). Die Nachfrage aus der Schifffahrt wird dabei in Konkurrenz mit anderen Sektoren stehen (EMSA 2023d, S. 50). Aus diesen Gründen kommen Hohmeyer et al. (2023, S. XIV) zu der Einschätzung, dass B-Fuels in der Übergangsphase bis zum Hochlauf der E-Fuel-Produktion für den Einsatz in der bestehenden Schiffsflotte relevant sind, mittel- und langfristig aber nur eine geringe Rolle spielen werden.

## 2.2 Beschreibung und Bewertung der erneuerbaren Kraftstoffe

Im folgenden Teilkapitel werden die einzelnen erneuerbaren Kraftstoffe beschrieben und nach umweltbezogenen, technischen, wirtschaftlichen und sicherheitsrelevanten Kriterien bewertet, um geeignete Kraftstoffe für eine klimaverträgliche Schifffahrt zu identifizieren.

Um zu einer klimaverträglichen Schifffahrt beizutragen und gleichzeitig mit den aktuell meistverwendeten fossilen Kraftstoffen wettbewerbsfähig zu sein, sollten erneuerbare Kraftstoffe idealerweise eine Reihe von Voraussetzungen erfüllen (Gray et al. 2021). So sollten die erstens Kraftstoffe über den gesamten Lebenszyklus hinweg möglichst geringe THG-Emissionen verursachen. Für die Bewertung der Klimawirkung sind dabei einerseits die Herstellungspfade der Kraftstoffe und andererseits die Energieumwandlung an Bord relevant. Daher werden in Bewertungen üblicherweise Emissionen berücksichtigt, die in der Prozesskette von der Energieerzeugung über die Kraftstoffherstellung bis hin zur Bebunkerung der Schiffe anfallen (Well to Tank), sowie Emissionen, die bei der Energieumwandlung an Bord (Tank to Wake) entstehen. Bei fossilen Kraftstoffen ist der Großteil der Klimawirkung auf Emissionen zurückzuführen, die während der Energieumwandlung bzw. Verbrennung an Bord entstehen (Tank to Wake) (Lindstad et al. 2021). Bei erneuerbaren Kraftstoffen ist die Klimawirkung allerdings maßgeblich von der Herstellung abhängig (Gray et al. 2021; Ueckerdt et al. 2021). Daher ist für umfassende Bewertungen der Klimawirkung und Vergleiche zwischen den Kraftstoffen wichtig, dass der ganze Lebenszyklus (Well to Wake) herangezogen wird (Hohmeyer et al. 2023, S. 123) (Abbildung 2.4).

Abbildung 2.4 Die Konzepte Well to Wake, Well to Tank und Tank to Wake



Eigene Darstellung

Aus einer technisch-ökonomischen Perspektive sind zudem Kraftstoffe mit ähnlichen Eigenschaften wie konventionelle Kraftstoffe vorteilhaft, also flüssige Kraftstoffe mit hohem Energiegehalt und hoher Energiedichte, die in großen Mengen zu relativ geringen Energiekosten produziert werden können (Hohmeyer et al. 2023, S. VII). Eine möglichst hohe Energiedichte ist von Vorteil, um das

Ladevolumen zu minimieren und damit den Betrieb von Langstrecken zu ermöglichen. Außerdem ist die Kompatibilität mit bestehenden Schiffsmotoren bzw. die Möglichkeit der Umrüstung vorteilhaft, um auch die Bestandsflotte mit erneuerbaren Kraftstoffen betreiben zu können. Die Eignung für bestehende Transport-, Lager- und Bunkerinfrastrukturen sowie die weltweite Verfügbarkeit von Bunkerstandorten werden ebenfalls eine wichtige Rolle dabei spielen, welche erneuerbaren Kraftstoffe sich am Markt durchsetzen werden. Weitere wichtige Kriterien sind geringe Luftscha-dstoffemissionen (vor allem Schwefeloxide, Stickoxide und Feinstaub) sowie die Einhaltung von Sicherheitsanforderungen, um Mensch und Umwelt bei Produktion, Transport, Lagerung, Bebung-kerung und Betrieb der Schiffe nicht zu gefährden.

Nachfolgend werden erneuerbare Schiffskraftstoffe in Bezug auf diese Voraussetzungen beschrieben und vergleichend bewertet. Für jeden Kraftstoff werden dabei technologische Aspekte, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit, Emissionen sowie sicherheitsrelevante Aspekte diskutiert:

- Als erstes wird jeweils auf die stofflichen Eigenschaften sowie die mögliche Nutzung der Stoffe als Schiffskraftstoffe eingegangen. In Bezug auf die Nutzung wird beschrieben, inwieweit die Kraftstoffe bereits in der Schifffahrt zum Einsatz kommen und welche technischen Voraussetzungen (Infrastruktur für Transport und Bebung, Tanksysteme, Energiekonverter an Bord sowie Abgasnachbehandlung) geschaffen werden müssten, um sie in der Schifffahrt einzusetzen.<sup>22</sup>
- Für jeden Kraftstoff werden die möglichen Herstellungsverfahren (strombasiert und biogen) beschrieben. Ebenso wird darauf eingegangen, inwieweit diese Kraftstoffe am Markt verfügbar sind und wie hoch die voraussichtlichen Kosten – im Vergleich der erneuerbaren Kraftstoffe untereinander und im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen – liegen werden. Diese Kosten sind Bereitstellungskosten für den Einsatz an Bord, die sich aus Produktions- und Transportkosten zusammensetzen, und werden zum besseren Vergleich zwischen den Kraftstoffen in Euro/MWh angegeben. Die Kosten können mit den Marktpreisen für fossile Schiffskraftstoffe verglichen werden, um eine grobe Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Kraftstoffe treffen zu können (Hohmeyer et al. 2023, S. 135).<sup>23</sup>
- Die Kraftstoffe werden in Bezug auf ihre Emissionen von Treibhausgasen und Luftscha-dstoffen bewertet. Relevante Treibhausgase sind neben Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) insbesondere Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ) (Hohmeyer et al. 2023, S. 115 ff.). Die Berücksichtigung von Methan und Lachgas ist deshalb relevant, da beide Gase sehr hohes Treibhauspotenzial aufweisen (IPCC 2021, S. 1017). Detaillierte Rahmenbedingungen der THG-Emissionsabschätzungen sind in Kasten 2.5 beschrieben. Relevante Luftscha-dstoffe, die bei der Verbrennung von Schiffskraftstoffen entstehen, sind insbesondere Schwefeloxide ( $\text{SO}_x$ ), Stickoxide ( $\text{NO}_x$ ) und Feinstaub (Particulate Matter – PM) (Hohmeyer et al. 2023, S. 116 ff.; Ramboll 2022, S. 39 f.).<sup>24</sup>
- Für jeden Kraftstoff werden zudem sicherheitsrelevante Aspekte dargestellt, die durch die stofflichen Eigenschaften der Kraftstoffe bestimmt sind. Hier werden mögliche Gefahren von

22 In Kapitel 2 wird dabei speziell auf die Voraussetzungen für die einzelnen Kraftstoffe eingegangen. Detailliertere und vertiefende technische Hintergrundinformationen zu diesen Nutzungsvereinbarungen finden sich in Kapitel 3. Kapitel 2 enthält zur einfacheren Navigation Verweise auf die entsprechenden Teilkapitel in Kapitel 3.

23 Zu beachten ist allerdings, dass die Kraftstoffkosten nur ein Faktor in der Preisgestaltung von Kraftstoffen sind; die zukünftigen Marktpreise erneuerbarer Kraftstoffe könnten also über den Kosten liegen.

24 In der Umwelt führen Schwefeloxide zur Versauerung und Stickoxide zur Nährstoffanreicherung, was beides negative Auswirkungen auf die maritime Biodiversität hat. Schiffsabgase verschlechtern darüber hinaus die Luftqualität in küstennahen Regionen und Hafenstädten und insbesondere Feinstaubemissionen verursachen gesundheitliche Schäden wie Atemwegs- oder Krebskrankungen (UBA 2022b).

unbeabsichtigten Ereignissen (z. B. Kraftstoffaustritt bei Unfällen) für Menschen und für die Umwelt beschrieben.

### Kasten 2.5 Methodik der THG-Emissionsabschätzung

**Lebenszyklusperspektive:** Bei der Bewertung der Klimawirkung von Kraftstoffen werden Emissionen über den ganzen Lebenszyklus (Well to Wake) berücksichtigt.

**Angabe von Treibhausgasen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>-Äq.):** Um die Klimawirkung verschiedener Treibhausgase besser vergleichen zu können, werden THG-Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äq. angegeben. Dabei werden alle Treibhausgase mittels eines individuellen Charakterisierungsfaktors in die Menge CO<sub>2</sub> umgerechnet, welche über einen gewissen Zeitraum die gleiche Erwärmung verursacht.<sup>25</sup> Bei diesem Zeitraum werden üblicherweise 100 Jahre zugrunde gelegt und als GWP100 (Global Warming Potential – GWP/Erderwärmungspotenzial) bezeichnet (UBA 2022c).

**Angabe von Reduktionspotenzial im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen:** Zum besseren Vergleich mit dem Status quo und den Klimazielen werden die Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe im Vergleich zu konventionellen, fossilen Kraftstoffen angegeben. Dabei handelt es sich um HFO, VLSFO und MGO, deren THG-Emissionen ungefähr zwischen 650 und 700 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh Antriebsenergie liegen (Kanchiralla et al. 2022; Lindstad et al. 2021). In der nachfolgenden Bewertung der Kraftstoffe wird die prozentuale Veränderung der Emissionen im Vergleich zu den konventionellen, fossilen Kraftstoffen abgeschätzt. Bei diesem Vergleich ist wichtig, dass die geringere Energiedichte und damit der höhere Verbrauch von erneuerbaren Kraftstoffen sowie Unterschiede in der Effizienz der Energiekonverter berücksichtigt werden. Dies ist möglich, indem die Emissionen beispielsweise pro kWh Antriebsenergie angegeben werden oder die Emissionen einer bestimmten Schiffsflotte modelliert werden (Kanchiralla et al. 2022; Roux et al. 2024). Studien, die dies nicht berücksichtigen, wurden nicht in die Analyse einbezogen.

**Angabe von Spannbreiten des Reduktionspotenzials:** Die Höhe von THG- und Luftschatdstoffemissionen von Kraftstoffen ist von unterschiedlichen Rahmenbedingungen bei der Herstellung und Nutzung der Kraftstoffe abhängig (beispielsweise von der Emissionsintensität der Stromerzeugung für die Elektrolyse bei E-Fuels oder von der Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei B-Fuels (Kapitel 2.1), aber auch von der Art des Schiffs und der Antriebssysteme). Lebenszyklusanalysen berücksichtigen diese Rahmenbedingungen und je nachdem können die Ergebnisse verschiedener Studien unterschiedlich ausfallen (Roux et al. 2024). Eindeutige Aussagen und absolute Zahlen, wie viel Gramm CO<sub>2</sub>-Äq bei erneuerbaren Kraftstoffen in Zukunft zu erwarten sind, sind daher nicht möglich. Es werden daher Spannen angegeben, innerhalb derer die Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe je nach Rahmenbedingungen liegen werden.

<sup>25</sup> Die Charakterisierungsfaktoren für Methan und Lachgas betragen 30 bzw. 273. Das bedeutet, Methan hat ein Treibhauspotenzial das 30-mal höher liegt als das von Kohlendioxid, das Treibhauspotenzial von Lachgas ist 273-mal höher (IPCC 2021, S. 1017).

## 2.2.1 Wasserstoff

### 2.2.1.1 Stoffliche Eigenschaften und Nutzung als Schiffskraftstoff

Wasserstoff ( $H_2$ ) ist ein farbloses, geruchloses und hochentzündliches Gas, das für die Nutzung als Schiffskraftstoff tiefkalt verflüssigt, gasförmig komprimiert (bei kleineren Tankvolumen in Drucktanks) oder chemisch gebunden (z. B. in Ammoniak) werden kann (DNV GL 2019; Hohmeyer et al. 2023, S. 61). Wasserstoff kann direkt als Schiffskraftstoff eingesetzt werden, ist aber auch eine zentrale Grundlage für die Produktion aller anderen E-Fuels.

Die Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff für die maritime Schifffahrt wird erst seit Kurzem vorangetrieben und bleibt bisher auf wenige Projekte beschränkt. Viele Technologien für den Einsatz an Bord sind noch in der Entwicklungs- und Testphase (EMSA 2023b; Hohmeyer et al. 2023, S. 93 f.). Wasserstoff kann in Brennstoffzellen, Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen genutzt werden, wobei die Energieumwandlung durch Brennstoffzellen am effizientesten und dadurch mit dem geringsten Kraftstoffverbrauch verbunden ist. Brennstoffzellen sind darüber hinaus weiter ausgereift als Verbrennungsmotoren für Wasserstoff (Balcombe et al. 2019; Hohmeyer et al. 2023, S. 93; Ramboll 2022, S. 67). Für den Schiffsantrieb wurden wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen bis 2024 auf kurzen Strecken und vor allem auf Fähren eingesetzt (Mærsk Mc-Kinney Møller Center 2024a).<sup>26</sup> Neben der Antriebsenergie kann Wasserstoff in Brennstoffzellen auch für die Bordstromversorgung eingesetzt werden, was aktuell beispielsweise auf mehreren Kreuzfahrtschiffen erfolgt. Zwischen 2023 und 2024 wurden zwei Luxuskreuzfahrtschiffe ausgeliefert, deren Brennstoffzellensysteme mit 4 MW Leistung den gesamten Hotelbetrieb mit Energie versorgen können; angetrieben werden diese Schiffe mit LNG-Verbrennungsmotoren (Bahtić 2024b).<sup>27</sup> Bis 2028 sollen zwei weitere Schiffe ausgeliefert werden, wobei bei diesen Schiffen die Antriebsmotoren mit Diesel, LNG/Methan oder Methanol betrieben werden können (Schiff&Hafen 2023). Verbrennungsmotoren für Wasserstoff sind in einem Leistungsbereich von bis zu 2,6 MW verfügbar, der für kleinere Küstenboote, Binnen- und Behördenschiffe geeignet ist (ABC-Engines 2022; Hohmeyer et al. 2023, S. 93). Beispielsweise sollen in Hamburg 2025 Schlepper mit wasserstoffbereiten Dual-Fuel-Motoren in Betrieb gehen (anBord 2024). Motoren für größere Schiffe befinden sich noch in einer früheren Entwicklungsphase, es wird aber erwartet, dass 2025 bis 2027 die ersten Motorenmodelle die Marktreife erlangen (ClassNK 2023; Hohmeyer et al. 2023, S. 93; Ramboll 2022, S. 67).

Eine der größten Herausforderungen für den Einsatz von Wasserstoff ist – neben der mangelnden Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff – die Entwicklung der Infrastruktur für den Transport und die Lagerung in Tanks an Bord und an Land (EMSA 2023b). Im Vergleich zu fossilen und auch anderen erneuerbaren Kraftstoffen hat Wasserstoff eine wesentlich geringere volumenbezogene Energiedichte, was einen hohen Speicherplatzbedarf zur Folge hat (EMSA 2023b). So hat die gleiche Energiemenge flüssigen Wasserstoffs z. B. 4,5-mal mehr Volumen als (erneuerbarer) Diesel bei gleicher Energiemenge und einen bis zu achtmal höheren Raumbedarf, wenn auch Anforderungen an die Tankkonstruktion in Betracht gezogen werden. Bei komprimiertem (gasförmigem) Wasserstoff ist der Raumbedarf je nach Druck bis zu 30-mal höher (Zerta et al. 2019). Auch die tiefkalte Lagerung – flüssiger Wasserstoff verursacht verglichen mit anderen Flüssiggasen den höchsten Kühlungsaufwand – machen die dauerhafte Lagerung schwieriger als bei anderen Kraftstoffen

<sup>26</sup> Eine solche Fähre ist beispielsweise in Norwegen im Einsatz (Riviera News 2023), zwei weitere sollen 2026 ausgeliefert werden (Habibic 2024b). Darüber hinaus gibt es auch Bestrebungen, bis 2029 ein erstes Containerschiff mit flüssigem Wasserstoff anzutreiben (Energy Observer 2024).

<sup>27</sup> [https://www.meyerwerft.de/de/schiffe/silver\\_nova.jsp](https://www.meyerwerft.de/de/schiffe/silver_nova.jsp) (17.4.2025)

(Hohmeyer et al. 2023, S. 79). Insbesondere bei komprimiertem Wasserstoff kann der hohe Druck dazu führen, dass Wasserstoffmoleküle durch das Tankmaterial diffundieren, wodurch es zu Ver-sprödung, Bruch und Gasaustritt kommen kann (Ramboll 2022, S. 64). Für den Transport und die Lagerung von Wasserstoff auf Schiffen sind mittlerweile vakuumisierte Drucktanks marktreif (Kapitel 3.2.3).<sup>28</sup> Tanksysteme für größere Volumen wie z. B. Kugeltanks mit bis zu 40.000 m<sup>3</sup> befinden sich in Entwicklung (Østvold 2024; The Maritime Executive 2023b).

Alternativ zur direkten Verwendung von Wasserstoff an Bord und den damit verbundenen Herausforderungen können auch Trägermaterialien wie Methan, Methanol oder Ammoniak gebunkert werden, deren stoffliche Eigenschaften die Lagerung einfacher machen. Aus diesen kann dann der für die Brennstoffzellen benötigte Wasserstoff abgespalten werden (Kapitel 3.3.3).

### 2.2.1.2 Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

Die etablierteste Technologie zur Herstellung von grünem Wasserstoff ist die Elektrolyse, bei der Wasser durch den Einsatz von (erneuerbarem) Strom in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt wird. Da Wasserstoff eine so zentrale Grundlage für alle E-Fuels darstellt, sind Details zur Herstellung und Verfügbarkeit in Kapitel 2.1.1 beschrieben.

Die Bereitstellungskosten für flüssigen Wasserstoff werden mit ca. 70 bis 140 Euro/MWh etwas höher als für Ammoniak, aber niedriger als für alle anderen E-Fuels eingeschätzt (Hohmeyer et al. 2023, S. 135; Lindstad et al. 2021). Sie setzen im Wesentlichen aus den Kapital- und Energiekosten für Elektrolysewasserstoff sowie den Kosten für die Verflüssigung und den Transport zu den Bunkerstandorten zusammen. Einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtkosten haben dabei die Investitionskosten für Elektrolyseure sowie die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien (Kapitel 2.1.1).

### 2.2.1.3 Emissionen

Während Wasserstoff als maritimer Schiffskraftstoff aus technischer Perspektive mit zahlreichen Herausforderungen verbunden ist, bietet er deutliche Emissionsvorteile. Durch die Verwendung von grünem Wasserstoff könnten die THG-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus und im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen wie VLSFO oder MGO ca. 75 bis 100 % reduziert werden (Gilbert et al. 2018; Kanchiralla et al. 2024; Lindstad et al. 2021; Tomos et al. 2024).

Der Großteil der (relativ geringen) THG-Emissionen entsteht Well to Tank in der Herstellung von Wasserstoff. Da diese sehr energieintensiv ist, werden die THG-Emissionen von Elektrolysewasserstoff maßgeblich von der für die Elektrolyse eingesetzten Stromerzeugung bestimmt (EMSA 2023b). Bei Strom aus erneuerbaren Energien fallen THG-Emissionen vor allem bei der Produktion, dem Transport und der Entsorgung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen an (Kanchiralla et al. 2024).<sup>29</sup> Kanchiralla et al. (2024) nehmen beispielsweise an, dass der Wasserstoff in Dänemark mit Elektrolyse und Strom aus Windenergie hergestellt wird, und setzen dafür einen Emissionsfaktor

<sup>28</sup> Ein Beispiel dafür ist der erste Wasserstofftanker „Suiso Frontier“, der zum Transport von flüssigem Wasserstoff von Hastings (Australien) nach Kobe (Japan) im Rahmen der Partnerschaft zum Aufbau einer Wasserstoff-Lieferkette zwischen Australien und Japan gebaut wurde (HySTRA o. J.). Bei -253 °C können 1.250 m<sup>3</sup> Wasserstoff transportiert werden (HESC o. J.).

<sup>29</sup> Für Strom aus Onshorewindkraft in Deutschland gibt das Umweltbundesamt beispielsweise einen Emissionsfaktor von 17,72 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh an (Lauf et al. 2023).

von 9 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh an. Andere Studien gehen von bis zu 25 g CO<sub>2</sub>-Äq/kWh aus (Gilbert et al. 2018; Tomos et al. 2024). Lindstad et al. (2021) wiederum beziehen die THG-Emissionen aus der Stromerzeugung nicht in die Analyse ein, mit der Begründung, dass diese zum einen komplex zu berechnen und vom Ort der Stromerzeugung sowie der eingesetzten Technologie abhängig sind und zum anderen in einer zukünftigen Welt, in der ausschließlich erneuerbare Energien zur Wasserstoffproduktion genutzt werden, diese Emissionen für den Vergleich der erneuerbaren Kraftstoffe untereinander keinen wesentlichen Unterschied machen.

An Bord von Schiffen (Tank to Wake) entsteht bei der Umwandlung von Wasserstoff in Brennstoffzellen lediglich Wasser als Reaktionsprodukt (Balcombe et al. 2019; DNV GL 2019). In Verbrennungsmotoren entstehen darüber hinaus geringe THG-Emissionen, wenn in Dual-Fuel-Motoren Zündkraftstoff eingesetzt wird (Ramboll 2022, S. 68). In der Regel handelt es sich dabei um eine kleine Menge flüssigen Diesalkraftstoffs, die zur Zündung benötigt wird (EMSA 2023b).

Neben den THG-Emissionen können durch den Einsatz von Wasserstoff auch die Luftschatdstoffemissionen fast vollständig reduziert werden. Bei der Umwandlung in Brennstoffzellen entstehen keine Schwefeloxid-, Stickoxid- oder Feinstaubemissionen (DNV GL 2019). In Verbrennungsmotoren entstehen durch die hohen Temperaturen Stickoxidemissionen sowie Feinstaub, wenn Zündkraftstoff zum Einsatz kommt, allerdings sind diese signifikant geringer als bei fossilen Schiffskraftstoffen (Brynofl et al. 2022; Hohmeyer et al. 2023, S. 61). Stickoxid- und Feinstaubemissionen können durch Abgasnachbehandlung weiter reduziert werden (Kapitel 3.4).

#### 2.2.1.4 Sicherheit

Wasserstoff ist nicht giftig und nicht korrosiv und weist gasförmig zunächst keine gesundheits- oder umweltgefährdenden Eigenschaften auf. Hohe Sicherheitsrisiken an Bord ergeben sich aber durch die leichte Entflammbarkeit (Alekseev et al. 2023; Hohmeyer et al. 2023, S. 61). Wasserstoff ist schon bei einer sehr geringen Konzentration in der Luft entzündlich und brennt mit hoher Geschwindigkeit sowie nahezu unsichtbarer Flamme. Obwohl sich Wasserstoff an der freien Luft schnell verflüchtigt, besteht bei Austritt in (teil)geschlossenen Räumen das Risiko von Explosionen (EMSA 2023b). Außerdem besteht (beim Umgang mit flüssigem Wasserstoff) durch die tiefkalten Temperaturen die Gefahr von Kälteverbrennungen (Alekseev et al. 2023; Hohmeyer et al. 2023, S. 61). Lecks sowie Zündquellen müssen daher vermieden werden, was mit hohen Anforderungen an die verwendeten Materialien verbunden ist, da durch den hohen Druck und die tiefkalten Temperaturen, die für die Lagerung und den Transport in Tanks notwendig sind, Materialversprödung und dadurch Risse oder Brüche begünstigt werden (EMSA 2023b).

### 2.2.2 Erneuerbare Dieselkraftstoffe

Bei erneuerbaren Dieselkraftstoffen handelt es sich um Stoffgemische aus Kohlenwasserstoffen, die als E- und B-Fuels produziert werden können. Für die Schifffahrt sind insbesondere Fischer-Tropsch-Diesel (E- und B-FT-Diesel) sowie die beiden B-Fuels HVO und FAME relevant (DNV 2025a, S. 4; Hohmeyer et al. 2023, S. 57).

### 2.2.2.1 Stoffliche Eigenschaften und Nutzung als Schiffskraftstoff

FT-Diesel ist ein farb- und geruchloser Kraftstoff, der nicht in Wasser löslich und in seinen stofflichen Eigenschaften fossilen Diesel- bzw. Destillatkraftstoffen (auch als Marine-Gasöl bezeichnet) sehr ähnlich ist. FT-Diesel ist nach dem Herstellungsprozess der Fischer-Tropsch-Synthese benannt und kann sowohl als E-Fuel als auch als B-Fuel produziert werden (Ramboll 2022, S. 32). HVO ist ebenso farb- und nahezu geruchslos, nicht in Wasser löslich und wird aus Biomasse durch Hydrierung hergestellt. FAME ist ein hell- bis dunkelgelber, nicht wasserlöslicher Biodiesel, dessen Farbe und Geruch von den zur Herstellung verwendeten Rohstoffen<sup>30</sup> abhängt.

Erneuerbare Diesel weisen sehr ähnliche Eigenschaften wie fossile Diesel- bzw. Destillatkraftstoffe auf und können daher als Drop-in-Fuels<sup>31</sup> verwendet werden. E-FT-Diesel wird allerdings aufgrund mangelnder Produktionskapazitäten noch nicht breit eingesetzt; HVO und FAME finden vor allem als Beimischung zu fossilen Kraftstoffen Anwendung<sup>32</sup> (DNV 2025a, S. 9; Ramboll 2022, S. 34). Die häufigsten Beimischungsanteile liegen zwischen 20 und 30 %, und die Kraftstoffe werden je nach Anteil dann beispielsweise als B20 oder B30 bezeichnet. Allerdings werden seit 2022 auch 100-prozentige Biokraftstoffe genutzt, beispielsweise in einigen Kreuzfahrtschiffen (Maier 2025).

Für FT-Diesel und HVO gilt, dass sie in den etablierten Verbrennungsmotoren für fossile Dieselkraftstoffe verwendet werden können.<sup>33</sup> Wo noch keine Zertifizierung vorliegt, kann diese erfolgen, ohne dass technische Anpassungen der Anlagen erforderlich sind. Allerdings ist die Energiedichte etwas geringer als bei fossilem Diesel, wodurch der volumenbezogene Kraftstoffverbrauch und das erforderliche Tankvolumen etwas höher liegen (Hohmeyer et al. 2023, S. 95). Durch die ähnlichen Eigenschaften zu fossilem Diesel können für FT-Diesel und HVO auch die gleiche Transport-, Lager- und Bunkerinfrastruktur sowie dieselben Tanksysteme an Bord verwendet werden (DNV 2025a, S. 20; EMSA 2023d, S. 21)

Für FAME gelten aufgrund spezieller Kraftstoffeigenschaften einige Besonderheiten sowohl für die Antriebssysteme als auch die Infrastruktur. In Verbrennungsmotoren kann laut Hohmeyer et al. (2023, S. 95) problemlos bis 7 % FAME eingesetzt werden. Für Schiffe sind auch Kraftstoffe mit höheren FAME-Anteilen von z. B. 10 % oder 20 % (Uniper 2022), aber auch 30 % verfügbar (von Wirén 2021) und 2024 wurde die relevante ISO-Norm<sup>34</sup>, welche die Anteile von FAME-Kraftstoffen reguliert, insofern angepasst, als dass nun auch 100%ige FAME-Kraftstoffe zugelassen sind. Allerdings sind Langzeitauswirkungen auf Antriebe und Tanksysteme aufgrund mangelnder Erfahrungswerte noch nicht bekannt (Ramboll 2022, S. 39). Für das Bunkern von FAME gilt, dass für Kraftstoffe mit bis zu 25 % FAME-Anteil Bunkerschiffe verwendet werden können, die als Öltanker klassifiziert sind.<sup>35</sup> Für höhere Anteile müssen Chemikalentanker verwendet werden (DNV 2025a, S. 9).

<sup>30</sup> Die häufigsten Rohstoffe sind dabei Raps-, Soja- und Palmöl sowie auch tierische Fette mit den spezifischeren Produktbezeichnungen RME (Rapsmethylester), SME (Sojamethylester), PME (Palmölmethylester) und FME (Fettmethylester) (Hohmeyer et al. 2023, S. 59).

<sup>31</sup> Drop-in-Fuels sind Kraftstoffe, die äquivalente Eigenschaften wie fossile Kraftstoffe aufweisen und daher mit diesen austauschbar sind (van Dyk et al. 2019, S. 1). Sie werden neben den fossilen Kraftstoffen gebunkert und erfordern nur marginale Anpassungen in Form separater Tanks, die auch zum Nachweis des Verbrauchs von fossilen und erneuerbaren Kraftstoffen während einer Reise dienen (Hohmeyer et al. 2023, S. 290).

<sup>32</sup> Werden erneuerbare Kraftstoffe den fossilen Kraftstoffen beigemischt, unterscheiden sich die Kraftstoffeigenschaften, Emissionen sowie Gesundheits- und Umweltgefahren je nach konkretem Produkt und Beimischungsanteil (DNV 2025a, S. 17). Die hier angegebenen Eigenschaften gelten für pure Kraftstoffe.

<sup>33</sup> Bei FT-Diesel müssen gegebenenfalls Zusatzstoffe beigemischt werden, welche die Schmiereigenschaften verbessern (Hohmeyer et al. 2023, S. 58).

<sup>34</sup> ISO 8217:2024; bis 2024 waren 7 % FAME zugelassen.

<sup>35</sup> Aus diesem Grund ist B24 ein sehr verbreiteter Kraftstoff (DNV 2025a, S. 9).

Auch an die Lagerung stellen die Eigenschaften von FAME besondere Anforderungen (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 59 ff.). FAME neigt zu Oxidation, Alterung und aufgrund seiner hygroskopischen Eigenschaften und des hohen möglichen Wasseranteils zu mikrobiologischen Verunreinigungen, die Verstopfungen auslösen können. Zudem kann die durch den Wasseranteil bedingte Bildung von Säuren im Kraftstoff zu Korrosion im Kraftstoffsystem führen. Daher muss der Wasseranteil im Kraftstoff überwacht und reduziert werden. Die Alterung kann nicht verhindert werden, wodurch die Lagerungsdauer an Bord begrenzt ist. Sie kann bei günstigen Bedingungen auch mehr als 6 Monate betragen, jedoch treten Alterungsscheinungen bereits nach 3 Monaten auf (DNV 2025a, S. 22). Außerdem wirkt FAME als Lösungsmittel für fossile Kraftstoffe und kann daher zuvor gebildete Ablagerungen im Kraftstoffsystem lösen, die wiederum Filter und andere Komponenten verstopfen können. Tanks müssen daher gereinigt und getrocknet werden, bevor FAME gebunkert werden kann (DNV 2025a, S. 22).

### 2.2.2.2 Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

FT-Diesel wird mit der Fischer-Tropsch-Synthese aus Synthesegas, einem kohlen- und wasserstoffhaltigen Gasgemisch, hergestellt. Wie bei Methan kann das Synthesegas dabei sowohl strombasiert (aus mit erneuerbarem Strom erzeugtem Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid; E-FT-Diesel) als auch biogen (durch die Vergasung von Biomasse; B-FT-Diesel) hergestellt werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 57). In der Fischer-Tropsch-Synthese wird aus dem Synthesegas eine Mischung aus langkettigen Kohlenwasserstoffen hergestellt, die dann durch Cracken in kürzere Kohlenwasserstoffe umgewandelt und anschließend raffiniert werden. Die hohe Anzahl an Produktionsschritten führt zu einem im Vergleich mit anderen erneuerbaren Kraftstoffen relativ niedrigen Wirkungsgrad in der Herstellung von 36 % bei E-FT-Diesel und 51 % bei B-FT-Diesel (Ramboll 2022, S. 35). Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein ausgereifter Produktionsprozess, das gesamte Produktionsverfahren wird allerdings aufgrund des geringeren Reifegrads des Synthesegas-Herstellungsverfahrens noch auf dem Niveau von Test- und Demonstrationsanlagen eingeschätzt (EMSA 2023d, S. 30; Schemme 2020, S. 32).

Derzeit wird FT-Diesel vor allem als Gas-to-Liquid-Diesel vermarktet, wobei die Herstellung aus Synthesegas erfolgt, das aus fossilem Erdgas gewonnen wird (Hohmeyer et al. 2023, S. 58).<sup>36</sup> Für E-FT-Diesel aus erneuerbaren Energien bestehen noch keine signifikanten Produktionskapazitäten (Ramboll 2022, S. 34) und für eine Skalierung ist die Ausweitung und Kostensenkung der Herstellung von grünem Wasserstoff, der Gewinnung von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft durch DAC sowie eine Ausweitung der Synthesekapazitäten zur Kraftstoffproduktion notwendig (EMSA 2024a, S. 36).

Aus Kostenperspektive wird E-FT-Diesel als das teuerste E-Fuel eingeschätzt (DNV 2024a, S. 65; Hohmeyer et al. 2023, S. 135; Lindstad et al. 2021). Nach den Berechnungen von Hohmeyer et al. (2023, S. 135) sind Kosten in Höhe von ca. 150 Euro/MWh zu erwarten. Bei anderen Einschätzungen werden Kosten von ca. 120 bis 270 Euro/MWh erwartet (Lindstad et al. 2021). Der Hauptgrund für die relativ hohen Kosten ist der große Energieaufwand für das Herstellungsverfahren; die Energiekosten machen mehr als 70 % der gesamten Kraftstoffkosten aus.<sup>37</sup> Demgegenüber stehen allerdings

<sup>36</sup> <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/gas-to-liquids.html> (17.4.2025)

<sup>37</sup> Hohmeyer et al. (2023, S. 133) gehen bei den Kostenberechnungen von 40 Euro/MWh für erneuerbare Energie aus, Lindstad et al. (2021) berechnen Szenarien für 20 und 60 US-Dollar/MWh. Zum Vergleich: 2023 lagen die durchschnittlichen globalen Kosten von Solarstrom bei 44 US-Dollar/MWh, für Onshorewind bei 33 US-Dollar/MWh und für Offshorewind bei 75 US-Dollar/MWh (IRENA 2024).

insbesondere im Vergleich zu den Flüssiggasen (Wasserstoff, E-Methan und E-Ammoniak) niedrige Transportkosten, da keine Konvertierung für den Transport über längere Distanzen notwendig ist, bestehende Tankschiffe genutzt werden können und durch die hohe Energiedichte von E-Diesel auch weniger Tankvolumen als bei Flüssiggasen erforderlich ist (Hohmeyer et al. 2023, S. 114). Die Kosten für B-FT-Diesel werden auf etwa 60 bis 150 Euro/MWh geschätzt (EMSA 2023d, S. 144).

HVO wird aus Biomasse durch die katalytische Reaktion mit Wasserstoff (Hydrierung) gewonnen und FAME wird durch Umesterung von Fetten und Ölen mit Methanol hergestellt (Kapitel 2.1.2.1). FAME und HVO machen den überwiegenden Anteil der am Markt verfügbaren Biodiesel aus und werden meist als Beimischungen zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt (DNV 2025a, S. 9; EMSA 2023d, S. 20). In Rotterdam und Singapur, den beiden größten Bunkerstandorten, wurden 2023 etwa 1,3 Mio. t B-Fuels gebunkert, was etwa 50 % der weltweiten Bunkermenge an B-Fuels entspricht<sup>38</sup> (DNV 2025a, S. 9). Die Marktpreise für die beiden meistgelieferten Kraftstoffe mit einem B-Fuel-Anteil von 24 bzw. 30 % (B24 und B30) schwankten von 2023 bis 2025 zwischen ca. 55 und 70 Euro/MWh.<sup>39</sup> Im gleichen Zeitraum lagen die Preise für 100%igen FAME-Kraftstoff am Standort Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen zwischen ca. 80 und 120 Euro/MWh<sup>40</sup> (DNV 2025a, S. 10 f.). 100 %-iges HVO lag im April 2024 bei ca. 130 Euro/MWh<sup>41</sup> (Al-Khalisy 2024). Damit liegen auch diese Kraftstoffe deutlich über den Preisen für die konventionellen fossilen Kraftstoffe. Berechnungen der EMSA (2023d, S. 70) zufolge könnten allerdings die Kosten von FAME und HVO ab 2030 geringer als von VLSFO liegen, sofern die CO<sub>2</sub>-Kosten aus dem EU-Emissionshandel (EU Emissions Trading System – EU-ETS) in die Berechnung mit einbezogen werden.

### 2.2.2.3 Emissionen

Auch erneuerbare Dieselkraftstoffe ermöglichen eine signifikante Reduktion der THG-Emissionen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen. Bei E-FT-Diesel beträgt das erwartete Einsparpotenzial über den ganzen Lebenszyklus je nach Studie zwischen ca. 80 und 99 % (Aakko-Saksa et al. 2023; EMSA 2024a, S. 26; Lindstad et al. 2021). Die Höhe der Einsparpotenziale gegenüber fossilen Kraftstoffen hängen hauptsächlich von den THG-Emissionen ab, die bei der Erzeugung des erneuerbaren Stroms entstehen, welcher zur Herstellung von Elektrolysewasserstoff verwendet wird (Well-to-Tank-Emissionen).<sup>42</sup> Werden beispielsweise die gesamten Lebenszyklusemissionen aus Windenergie in die Berechnung einbezogen, kann das Reduktionspotenzial je nach konkretem Emissionsfaktor<sup>43</sup> bei lediglich 80 % liegen (Aakko-Saksa et al. 2023). Wird erneuerbarer Strom als emissionsfrei angenommen, können die Lebenszyklusemissionen bis zu 99 % reduziert werden (EMSA 2024a, S. 26; Lindstad et al. 2021).

Bei den Biodieseln B-FT-Diesel, HVO und FAME variieren die THG-Emissionen sehr stark: Einsparungen bis zu 100 % sind möglich, es können allerdings auch THG-Emissionen in vergleichbarer Höhe wie bei fossilen Kraftstoffen anfallen (Zhou 2020). Bei Biodieseln wird während des Wachstums der Biomasse Kohlenstoff gebunden, weswegen die Well-to-Tank-CO<sub>2</sub>-Emissionen oft als negativ

38 Zum Vergleich: Der weltweite Kraftstoffverbrauch in der Schifffahrt lag 2023 bei 211 Mio. t (IMO 2024b).

39 Die Preise von B30 lagen zwischen 710 und 880 US-Dollar/t VLSFO-Äq., B24 zwischen 690 und 1.000 US-Dollar/t VLSFO-Äq. Umrechnungen auf Basis des Heizwerts von VLSFO von 11,58 MWh/t und eines durchschnittlichen Wechselkurses von 1,08 US-Dollar/Euro 2024 (EZB 2025).

40 1.000 bis 1.520 US-Dollar/VLSFO-Äq; Angaben zu Umrechnung siehe vorhergehende Fußnote.

41 1.765,54 US-Dollar/t HVO; Heizwert von 12,3 MWh/t, Wechselkurs siehe vorhergehende Fußnoten.

42 Während bei der Herstellung von Dieselkraftstoffen aus erneuerbaren Energien die THG-Emissionen (Well to Tank) im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen maßgeblich gesenkt werden können, entstehen bei der Verbrennung der Kraftstoffe an Bord (Tank to Wake) je nach Kohlenstoffgehalt und Verbrennungsmotor CO<sub>2</sub>-Emissionen in ähnlicher Höhe wie bei fossilen Dieselkraftstoffen (EMSA 2023d).

43 Emissionen von erneuerbarer Stromerzeugung können je nach Ort und verwendeten Technologien unterschiedlich sein (dazu auch Kapitel 2.2.1.3).

(bzw. über den ganzen Lebenszyklus als THG-neutral) angenommen werden (EMSA 2023d, S. 40).<sup>44</sup> Unter dieser Annahme wäre beispielsweise mit FAME eine THG-Reduktion von 98 % gegenüber fossilen Kraftstoffen möglich (DNV 2025a, S. 28). Allerdings wird diese Annahme stark kritisiert, da je nach Art der Biomasse und den damit verbundenen Produktionspraktiken und potenziellen Landnutzungsänderungen CO<sub>2</sub>-Emissionen in signifikanter Höhe anfallen. Insbesondere Änderungen in der Landnutzung, beispielsweise wenn Wald gerodet und als Fläche zum Anbau von Biomasse genutzt wird, haben einen negativen Einfluss auf die THG-Bilanz der Kraftstoffe und lokale Ökosysteme (EMSA 2023d, S. 40 ff.; Zhou 2020). Dies ist insbesondere für Biodiesel erster Generation, der aus Anbaubiomasse hergestellt werden, relevant. So verursachen HVO und FAME aus Soja- oder Palmöl Lebenszyklusemissionen in vergleichbarer Höhe wie fossile Kraftstoffe, da THG-Emissionen aus Landnutzungsänderungen die Negativemissionen aus dem Anbau der Biomasse aufwiegen (Zhou 2020). Mit Biodieseln zweiter Generation aus Abfall- und Reststoffen können die THG-Emissionen (über den ganzen Lebenszyklus) signifikant reduziert werden. Dies betrifft beispielsweise B-FT-Diesel aus Zellulose mit fast 100%iger Reduktion der Lebenszyklusemissionen oder HVO und FAME aus Altspeiseölen mit einer Reduktion der THG-Emissionen zwischen ungefähr 60 und 90 % (DNV 2025a, S. 28; EMSA 2023d, S. 41 f.; Zhou 2020). In der Herstellung von HVO wird außerdem Wasserstoff verwendet, wodurch die Well-to-Tank-Emissionen auch von dessen Herstellungen abhängig sind. Hier gelten die gleichen Bedingungen wie für E-Fuels (EMSA 2023d, S. 41).

Durch den Einsatz von erneuerbaren Dieselkraftstoffen können neben den THG-Emissionen auch Luftschadstoffe (insbesondere Schwefeloxid- und Feinstaubemissionen) im Vergleich zu fossilen Dieselkraftstoffen reduziert werden (EMSA 2024a, S. 29; Zhou 2020). FT-Diesel und HVO sind schwefelfrei, daher entstehen keine Schwefeloxidemissionen. Feinstaubemissionen können in einem Umfang von ca. 15 bis 25 % bei FT-Diesel und ca. 30 % bei HVO reduziert werden. Mit FAME können Schwefeloxidemissionen ebenfalls fast vollständig und Feinstaubemissionen etwa um 75 % verringert werden. Stickoxidemissionen treten bei allen erneuerbaren Dieselkraftstoffen auf; sie können gleich hoch oder sogar höher als bei fossilen Dieselkraftstoffen liegen, wobei was neben dem Kraftstoff maßgeblich vom Motor, Verbrennungsprozess und Motorlast abhängt. Stickoxid- und Feinstaubemissionen können durch Abgasnachbehandlung reduziert werden (Kapitel 3.4).

#### 2.2.2.4 Sicherheit

FT-Diesel und HVO können aus einer Sicherheitsperspektive an Bord wie fossiler Diesel behandelt werden. Die entsprechenden Sicherheitssysteme sind daher etabliert (Hohmeyer et al. 2023, S. 127). Eine wesentliche Gesundheitsgefahr für Menschen besteht beim Verschlucken oder Eindringen von Kraftstoff in die Atemwege. Sowohl FT-Diesel als auch HVO sind leichter biologisch abbaubar als fossile Dieselkraftstoffe und werden daher nicht als umweltgefährdend eingestuft (Hohmeyer et al. 2023, S. 58). Allerdings sind Leckagen schädlich für die Meeresumwelt und können für Fische und Vögel tödlich sein (EMSA 2023d, S. 79). FAME besitzt im Gegensatz zu allen anderen Kraftstoffen keine Gefahreninstufung und ist damit weder entzündlich noch gesundheits- oder umweltgefährdend. Werden Beimischungen verwendet, gehen von ihnen die gleichen Gesundheits- und Umweltgefahren wie von fossilen Dieselkraftstoffen aus (Hohmeyer et al. 2023, S. 60).

---

<sup>44</sup> B-Fuels werden oft als Beimischungen zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt. Die Reduktionspotenziale sind für 100%ige B-Fuels angegeben, bei Beimischungen steigen die THG-Emissionen proportional zur Beimischungsrate (siehe dazu EMSA 2023d, S. 46).

## 2.2.3 E- und B-Methanol

### 2.2.3.1 Stoffliche Eigenschaften und Nutzung als Schiffskraftstoff

Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) ist eine klare, leicht entzündliche, leicht flüchtige Flüssigkeit mit guten Lösungseigenschaften und zählt zur Gruppe der Alkohole (Svanberg et al. 2018). Methanol wird derzeit vor allem als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzt, beispielsweise für die Produktion von Formaldehyd und in der Herstellung von Farben, Kunststoffen oder Baumaterialien (S&P Global 2023).

Als Schiffskraftstoff kommt Methanol bereits seit 2015 auf der Fähre Stena Germanica, die zwischen Göteborg und Kiel verkehrt, zum Einsatz, und die Umrüstung weiterer Fähren wurde angekündigt (Stena Line 2025; The Maritime Executive 2023c). Im Register aller weltweit im Bau befindlichen Schiffe macht Methanol den höchsten Anteil unter den erneuerbaren Kraftstoffen aus (Kapitel 2.3). Im September 2024 waren bereits mehr als 290 methanolbetriebene Schiffe verzeichnet (IEA 2024b, S. 47). Bis Anfang 2023 wurde es vor allem auf Tankern eingesetzt, in den letzten Jahren wurden insbesondere Containerschiffe für den Betrieb mit Methanol in Betrieb genommen und geordert (Wissner et al. 2023). Vor allem die dänische Reederei Mærsk setzt auf Methanol. Im Herbst 2024 waren insgesamt sechs methanolbetriebene Containerschiffe der Reederei im Einsatz, fünf davon große Schiffe mit einer Kapazität von mehr als 16.000 TEU<sup>45</sup>. Die Auslieferung von 12 weiteren ist bis 2025 geplant. Ende 2024 wurde der Bau weiterer 20 Schiffe mit einer Gesamtkapazität von 300.000 TEU in Auftrag gegeben (Mærsk 2024a u. 2024b; Mandra 2024). Zum Vergleich: Mærsk hatte im Januar 2024 eine Gesamtflotte von 679 Containerschiffen mit über 4 Mio. TEU Kapazität (Statista 2024a). Feste Abnahmeverträge mit Partnerunternehmen in Dänemark und China sichern die Kraftstoffverfügbarkeit (Maier 2025).

In der Schifffahrt kann Methanol in Verbrennungsmotoren oder in Brennstoffzellen eingesetzt werden (IRENA 2021). Im Vergleich zu Ammoniak und Wasserstoff sind die Verbrennungsmotoren weiter ausgereift (Hohmeyer et al. 2023, S. 93). Dabei handelt es sich um Dual-Fuel-Motoren, in denen ein kleiner Anteil an flüssigem Dieselkraftstoff zum Einsatz kommt, um die Zündung in Gang zu setzen (Aakko-Saksa et al. 2023). Technische Lösungen für Single-Fuel-Motoren sind in Entwicklung, allerdings noch nicht marktreif (Pu et al. 2024) (Kapitel 3.3.1). Grundsätzlich wäre es möglich, Dieselmotoren für Methanol umzurüsten, in der Praxis wird allerdings der Bau neuer Schiffe als wirtschaftlicher angesehen, außer eine mögliche Umrüstung wurde schon beim Bau berücksichtigt (Lindstad et al. 2021). Um Methanol in Brennstoffzellen einzusetzen zu können, sind Reformer notwendig, die Methanol in Wasserstoff (und Kohlendioxid) aufspalten (Kapitel 3.3.3). Nach Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. 95) steht die Technologie kurz vor der Marktreife. Mindestens ein Methanol-Reformersystem für Brennstoffzellen ist bereits für den Betrieb an Bord eines Schiffs marktreif und zugelassen (Freudenberg o. J.).

Methanol wird bei Umgebungsbedingungen im flüssigen Zustand in schiffbaulichen Tanks gelagert, es müssen also keine neuen Tanksysteme entwickelt und eingeführt werden und der Kraftstoff lässt sich gut in vielen Schiffstypen einsetzen (Hohmeyer et al. 2023, S. 93 f.) (Kapitel 3.2.2). Die existierende Bunkerinfrastruktur für konventionelle fossile Kraftstoffe kann zur Verwendung von

<sup>45</sup> Containerschiffe werden in Größenklassen je nach Ladekapazität eingeteilt, wobei diese in Einheiten von standardisierten 20-Fuß Containern (Twenty-Foot Equivalent Unit – TEU) angegeben wird. Die größten Schiffe haben Kapazitäten von über 17.000 TEU (Post-Panamax-Schiffe), die nächstkleinere Klasse der Neo-Panamax-Schiffe eine Kapazität von 8.000 bis 17.000 TEU. Kleinere Klassen darunter bilden die Intermediate-Schiffe (3.000 bis 8.000 TEU) und Feederschiffe (unter 3.000 TEU) (Puckelwald 2023b).

Methanol mit relativ geringem Kosteneinsatz umgerüstet werden (Brynnolf et al. 2022; Svanberg et al. 2018). Methanol hat eine geringere Energiedichte als Dieselkraftstoffe; im Vergleich zu erneuerbarem Diesel wäre dadurch etwa das 2,5-fache Tankvolumen erforderlich, um die gleiche Energiemenge zu speichern (Zerta et al. 2019). Größere Volumen für Tanks haben zur Folge, dass weniger Laderaum verfügbar ist oder Schiffe größer gebaut werden müssen. Im Vergleich zu Ammoniak und Wasserstoff ist aber weniger Tankvolumen nötig, und Methanol hat außerdem den Vorteil, dass schiffbauliche Tanks direkt an der Außenhaut platziert werden können, da es nicht als Umweltgift klassifiziert ist (Brynnolf et al. 2022). Dadurch kann Platz eingespart bzw. zusätzliches Schiffsvolumen vermieden werden. Bei zahlreichen anderen Kraftstoffen muss zwischen Außenhaut und Tank ein Freiraum gelassen werden (Kapitel 3.2).

Der fortgeschrittene Entwicklungsstand bei Energiekonvertern und Infrastruktur für die Nutzung von E- und B-Methanol ist zum einen darin begründet, dass bestehende Verbrennungsprozesse (fossiler Kraftstoffe) relativ leicht auf Methanol umgestellt werden können. Zum anderen weist B-Methanol (neben Bioldiesel) derzeit auch die höchste Verfügbarkeit aller erneuerbaren Kraftstoffe auf, sodass sich sowohl der Schiffsneubau als auch die Entwicklung der benötigten Energiekonvertertechnologie auf diesen Kraftstoff konzentrieren (Hohmeyer et al. 2023, S. 93).

### 2.2.3.2 Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

Erneuerbares Methanol wird durch Methanolsynthese aus Synthesegas hergestellt. Dieses wird für E-Methanol aus Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid (IRENA 2021; Svanberg et al. 2018), für B-Methanol aus Biomasse durch anaerobe Gärung oder Gasifizierung produziert. Für die Herstellung von E-Methanol liegt der Wirkungsgrad bei ca. 40 % (Hohmeyer et al. 2023), bei B-Methanol liegt dieser zwischen 47 % (Gärung) und 64 % (Gasifizierung) (Ramboll 2022, S. 81).

Weltweit werden jährlich ca. 100 Mio. t Methanol produziert, das nahezu vollständig aus fossilen Quellen stammt (Methanol Institute o. J.a). 2023 gab es nach Analysen des Methanol Institutes (o.J.b) weltweite Produktionskapazitäten für erneuerbares Methanol von lediglich etwa 0,6 Mt. Dies umfasst fast ausschließlich B-Methanol und die Produktion ist nicht ausschließlich für die Schifffahrt bestimmt. Die in der Schifffahrt eingesetzten Mengen liegen weit darunter. Laut aktuellen Analysen von DNV (2025a, S. 10) wurden 2024 (Stand Ende September) an den beiden größten Bunkerstandorten für B-Fuels (Rotterdam und Singapur) 4.600 t Kraftstoffe mit Anteilen von B-Methanol gebunkert; insgesamt im gleichen Zeitraum weltweit ca. 1,3 Mio. t Kraftstoffe mit Anteil von unterschiedlichen B-Fuels. Für E-Methanol befinden sich Produktionsstätten erst im Aufbau (Methanol Institute o. J.b). Die erreichbaren Produktionsmengen werden im Wesentlichen durch die Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff und Kohlendioxid (mittels DAC-Verfahren) bestimmt sein.

B-Methanol ist nach Berechnungen der EMSA (2023d, S. 144) mit ca. 80 bis 170 Euro/MWh das teuerste B-Fuel. Andere Berechnungen liegen in einer ähnlichen Größenordnung, allerdings etwas niedriger bei ca. 40 bis 130 Euro/MWh<sup>46</sup> (IRENA/Methanol Institute 2021, S. 84 ff.). Die Kosten für E-Methanol werden von vielen Quellen im mittleren Bereich der E-Fuels und ähnlich wie bei E-Methan mit ca. 100 bis 250 Euro/MWh angegeben (EMSA 2024a, S. 90 ff.; Hohmeyer et al. 2023, S. 135; Lindstad et al. 2021). Die Einschätzungen zu den Kosten sind stark von unterschiedlichen

<sup>46</sup> Das entspricht ca. 330 bis 760 US-Dollar/t bei einem Rohstoffpreis von bis zu 6 US-Dollar/Gigajoule, was der oberen Preisgrenze von Biomasse in Europa und den USA entspricht.

Annahmen zu den Energiekosten beeinflusst, die ca. 70 % der gesamten Kraftstoffkosten ausmachen. Der Großteil geht auf das Konto der Wasserstoffherstellung sowie der CO<sub>2</sub>-Gewinnung (IRENA/Methanol Institute 2021, S. 84 ff.).<sup>47</sup> Erneuerbares Methanol ist damit deutlich teurer als fossiles Methanol aus der Kohle- oder Gasförderung, das mit einer Preisspanne von etwa 30 und 70 Euro/MWh<sup>48</sup> konkurrenzfähig ist zu den konventionellen fossilen Schiffskraftstoffen VLSFO und MGO (IRENA/Methanol Institute 2021, S. 84 ff.).<sup>49</sup>

### 2.2.3.3 Emissionen

Durch die Verwendung von Methanol können über den ganzen Lebenszyklus hinweg die THG-Emissionen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen signifikant reduziert werden. Bei E-Methanol liegt die erwartete Einsparung bei ungefähr 80 bis 99 % (Kanchiralla et al. 2024; Lindstad et al. 2021). Bei B-Methanol beträgt das Reduktionspotenzial ungefähr 70 bis 95 % (Kanchiralla et al. 2024; Law et al. 2021; Tomos et al. 2024).

Well to Tank entsteht dieses Reduktionspotenzial bei E-Methanol durch die Verwendung von aus erneuerbarer Energie hergestelltem Wasserstoff. Die Höhe der THG-Emissionen wird dabei maßgeblich durch die angenommene Emissionsmenge der Wasserstoffherstellung bestimmt. Ein relativ geringeres Reduktionspotenzial entsteht, wenn THG-Emissionen für erneuerbaren Strom in die Berechnung einbezogen werden (Kanchiralla et al. 2024; Tomos et al. 2024). Höhere Reduktionspotenziale ergeben sich, wenn diese THG-Emissionen nicht berücksichtigt werden (Lindstad et al. 2021). Bei B-Methanol werden die Well-to-Tank-Emissionen wie bei anderen B-Fuels oft als negativ angesetzt, weil während des Wachstums der Biomasse Kohlenstoff gebunden wird. Unter dieser Annahme und bei einer Herstellung aus Abfall- und Reststoffen könnten die Lebenszyklusemissionen um bis zu 95 % reduziert werden (Tomos et al. 2024). Die Annahme wird allerdings kritisiert, weil die Höhe der THG-Emissionen beispielsweise von der Art der Biomasse sowie von Anbau- und Erntepraktiken abhängig ist (EMSA 2023d, S. 40 ff.; Zhou 2020). In manchen Studien wurden daher auch für B-Fuels zweiter Generation Emissionen aus dem Herstellungsprozess berücksichtigt und bei den THG-Emissionen ein Reduktionspotenzial von etwa 70 % errechnet (Kanchiralla et al. 2024). Tank to Wake verursacht Methanol CO<sub>2</sub>-Emissionen. In Verbrennungsmotoren entstehen Emissionen darüber hinaus auch durch den Zündkraftstoff (Kanchiralla et al. 2024; Lindstad et al. 2021).

Auch die Luftschatzstoffemissionen können in einem ähnlichen Umfang wie die THG-Emissionen reduziert werden. Methanol selbst enthält keinen Schwefel; der eingesetzte Zündkraftstoff verursacht jedoch Schwefeloxidemissionen. Insgesamt können Schwefeloxidemissionen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen um ungefähr 95 % reduziert werden (Brynolf et al. 2022; DNV 2023). Bei Stickoxiden ist das Reduktionspotenzial mit 25 bis 60 % geringer, da bei der Verbrennung von Methanol Stickoxide entstehen können (DNV 2023; DNV GL 2019). Unterschiede in den Reduktionspotenzialen ergeben sich vorwiegend daraus, in welchen Motoren Methanol eingesetzt wird. Bei Zweitaktdieselmotoren entstehen mehr Emissionen als bei Viertaktottomotoren (DNV GL 2019). Mit Abgasnachbehandlungssystemen können Stickoxidemissionen allerdings um 80 % reduziert

<sup>47</sup> Laut Berechnungen von IRENA und Methanol Institute (2021, S. 84 ff.) könnten die Kosten für E-Methanol, wenn Kohlendioxid aus DAC eingesetzt wird, sogar bei bis zu 400 Euro/MWh liegen.

<sup>48</sup> 200 bis 400 US-Dollar/t; Umrechnungen auf Basis des Heizwerts von 5,5 MWh/t (Ramboll 2022, S. 31) und einem durchschnittlichen Wechselkurs von 1,08 US-Dollar/Euro 2024 (EZB 2025).

<sup>49</sup> Preise für konventionelle Kraftstoffe lagen zwischen Anfang 2023 und März 2025 bei 44 bis 56 Euro/MWh für VLSFO bzw. 57 bis 83 Euro/MWh für MGO.

werden und wären damit kompatibel mit den neuesten und strengsten Beschränkungen von Stickoxidemissionen der IMO (Tier III Controls) (DNV GL 2019). Feinstaub kann wiederum durch den Einsatz von Zündkraftstoff entstehen, allerdings um 90 bis 100 % weniger als bei fossilen Schiffskraftstoffen. Auch Feinstaubemissionen können durch Abgasnachbehandlung weiter reduziert werden (DNV 2023; DNV GL 2019; Law et al. 2021).

#### 2.2.3.4 Sicherheit

Methanol ist leicht entzündlich sowie leicht flüchtig. Für Menschen kann Verschlucken, Inhalation oder Hautkontakt leichte bis lebensgefährliche Vergiftungsscheinungen auslösen. Daher gibt es für die Sicherheit an Bord umfangreichere Anforderungen und Brandschutzmaßnahmen als bei konventionellen Kraftstoffen (z. B. Tankbelüftungen und -beschichtungen) (Together in Safety 2022). Für die Meeresumwelt stellt Methanol im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen eine geringere Gefahr dar, da es gut wasserlöslich und biologisch abbaubar ist (Hohmeyer et al. 2023, S. 61). Lokale Schäden können bei hohen Konzentrationen auftreten, bevor eine ausreichende Verdünnung erreicht wird (Brynnolf et al. 2022).

### 2.2.4 E- und B-Methan

#### 2.2.4.1 Stoffliche Eigenschaften und Nutzung als Schiffskraftstoff

Methan ( $\text{CH}_4$ ) ist ein farbloses, geruchloses und brennbares Gas, das bei Temperaturen von unterhalb -162 °C flüssig wird (Brynnolf et al. 2022).<sup>50,51</sup> Nach erneuerbaren Dieselkraftstoffen haben verflüssigtes E- und B-Methan die höchste Energiedichte der erneuerbaren Kraftstoffe.<sup>52</sup> Erdgasbasiertes verflüssigtes Methan (LNG) kommt in der Schifffahrt als Kraftstoff bereits zum Einsatz und ist nach konventionellen Schweröl- und Destillatkraftstoffen der meistverwendete Kraftstoff. Im Auftragsbuch, aus dem ablesbar ist, welche Schiffe in den kommenden Jahren in Betrieb genommen werden, ist der Anteil von LNG-Schiffen noch deutlich höher als in der derzeitigen Bestandsflotte, wodurch ein starkes Wachstum von LNG als Schiffskraftstoff zu erwarten ist (Kapitel 2.3). LNG ist an allen weltweit relevanten Bunkerstationen erhältlich, insbesondere in Europa und zunehmend in Asien (Ricardo/DNV 2023, S. 14).

Erneuerbares (E- und B-)Methan ist erst in geringen Mengen verfügbar, wurde aber bereits in der Schifffahrt eingesetzt. 2021 hat beispielsweise erstmals ein Containerschiff auf der Route zwischen Rotterdam und St. Petersburg E-Methan getankt, wobei der Kraftstoff in Niedersachsen mittels Elektrolysewasserstoff aus Windkraft sowie Kohlendioxid aus Biomasse hergestellt wurde (Schlautmann 2021). Hapag-Lloyd setzt seit 2025 B-Methan auf der Containerschiffroute zwischen Singapur und Rotterdam ein. Das dafür eingesetzte Biomethan aus Abfallprodukten wird vom skandinavischen Gasunternehmen Gasum geliefert (The Maritime Executive 2024b).

Da E- und B-Methan in Bezug auf technische Eigenschaften und Zusammensetzung mit erdgasbasiertem LNG praktisch identisch sind, können die gleichen Schiffsmotoren verwendet werden.

50 <https://www.ir.org/en/knowledge/research/zcfm/methane/> (17.4.2025)

51 Alternative Bezeichnungen sind Liquified Synthetic Methane Gas (LSMG) für E-Methan oder Liquified Synthetic Biogas (LBG) für B-Methan (Hohmeyer et al. 2023, S. 62).

52 Im Vergleich zu erneuerbarem Diesel ist etwa das 1,5-fache Tankvolumen nötig, um dieselbe Menge an Energie zu speichern (Zerta et al. 2019).

LNG-betriebene Gasturbinen wurden bisher nicht auf Schiffen eingesetzt, sind jedoch Bestandteil von erdgasbetriebenen Gas-und-Dampfkraftwerken und eine für die Energieerzeugung an Land erprobte Technologie. Da auch Klassifikations- und Bauvorschriften für diese Anlagen vorhanden sind, ist der Einsatz an Bord grundsätzlich möglich (Hohmeyer et al. 2023, S. 92). Methan kann auch in Brennstoffzellen umgewandelt werden, wobei nach Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. 91) die Marktreife in den kommenden Jahren zu erwarten ist. Methan kann in allen Arten von Flüssiggastanks (Kapitel 3.2.3) transportiert und gelagert werden, sodass die bestehende LNG-Transport- und Bunkerinfrastruktur verwendet werden kann (Ricardo/DNV 2023).

#### 2.2.4.2 Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

E-Methan wird aus Synthesegas durch Methanisierung und anschließende Verflüssigung hergestellt (Brynolf et al. 2022). B-Methan wird entweder direkt durch anaerobe Vergärung oder durch die Vergasung von Biomasse – bei der wiederum Synthesegas entsteht – mit anschließender Methanisierung erzeugt (Gray et al. 2021). Der Gesamtwirkungsgrad von der Primärenergie bis zur Bereitstellung des Kraftstoffs zur Bebunkierung beträgt bei E-Methan 40 %, bei B-Methan 43 % bei anaerober Gärung und 58 % bei Vergasung (Ramboll 2022, S. 44).

Der Herstellungsprozess von B-Methan ist bereits ausgereift und B-Methan kommerziell verfügbar (Ramboll 2022, S. 44). Laut einer Analyse von DNV wurden 2024 (bis zum Ende des dritten Quartals) an den beiden größten Bunkerstandorten für B-Fuels (Rotterdam und Singapur) 1.000 t Kraftstoff mit Anteilen von B-Methan gebunkert; insgesamt im gleichen Zeitraum global ca. 1,3 Mio. t Kraftstoffe mit Anteil von unterschiedlichen B-Fuels (DNV 2025a, S. 10). E-Methan ist noch nicht kommerziell verfügbar, es gibt allerdings weltweite Pilotprojekte (SEA-LNG 2024a).<sup>53</sup> Größere Produktionskapazitäten sind vor allem in Europa im Aufbau. So soll beispielsweise im finnischen Tampere die Produktion von E-Methan 2026 starten (SEA-LNG 2024b).

Die Kosten von verflüssigtem E- und B-Methan liegen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Kraftstoffen etwa im Mittelfeld (EMSA 2023d, S. 70, 2024a, S. 92 ff.; Hohmeyer et al. 2023, S. 135). Bei E-Methan liegen die erwarteten Kosten ca. zwischen 100 und 230 Euro/MWh und damit etwa im gleichen Bereich wie Methanol (EMSA 2024a, S. 92 ff.; Hohmeyer et al. 2023, S. 135; Lindstad et al. 2021). Hohmeyer et al. (2023, S. 114) erwarten leicht höhere Kosten als für E-Methanol, da E-Methan für die Nutzung als Schiffskraftstoff verflüssigt werden muss, was zusätzliche Energie- und Kapitalkosten verursacht. Die Energiekosten machen mit etwa 70 % wie bei anderen E-Fuels den größten Kostenanteil aus; die Transportkosten liegen im Vergleich dazu sehr niedrig und im einstelligen Prozentbereich, da bestehende LNG-Tanker verwendet werden können (Hohmeyer et al. 2023, S. 114 u. 136). Für B-Methan entstehen nach Berechnungen der EMSA (2023d, S. 144) Kosten von ca. 40 bis 120 Euro/MWh.<sup>54</sup>

<sup>53</sup> <https://futurefuels.imo.org/home/future-insight/alternative-fuels/scalability-and-sustainability/lng/> (17.4.2025)

<sup>54</sup> Zum Vergleich: Die Preise für (fossiles) LNG lagen im März 2025 bei etwa 800 bis 900 US-Dollar/t, was 50 Euro/MWh entspricht (<https://titancleanfuels.com/lng-pricing/>; 23.4.2025). Umrechnung auf Basis des Heizwerts von 15,3 MWh/t sowie einem durchschnittlichen Wechselkurs von 1,08 US-Dollar/Euro 2024 (EZB 2025).

### 2.2.4.3 Emissionen

Durch die Verwendung von E- und B-Methan können die THG-Emissionen im Vergleich zu konventionellen fossilen Kraftstoffen signifikant reduziert werden. Bei E-Methan liegt das Einsparpotenzial im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen zwischen 60 und 98 % der THG-Emissionen (Kanchiralla et al. 2024; Lindstad et al. 2021). Wird Methan aus Biomasse eingesetzt, können ungefähr 40 bis 70 % der THG-Emissionen fossiler Kraftstoffe eingespart werden (Gilbert et al. 2018; Kanchiralla et al. 2024; Tomos et al. 2024).

Für die Klimawirkung ist bei E- und B-Methan die Unterscheidung zwischen CO<sub>2</sub>- und Methanemissionen relevant. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen hängen Well to Tank, wie bei allen anderen erneuerbaren Kraftstoffen, von der Herstellung des Synthesegases bzw. der Art der Stromerzeugung sowie der verwendeten Biomasse ab. Werden bei E-Methan die THG-Emissionen der Stromerzeugung einbezogen, ist das Reduktionspotenzial niedriger (Kanchiralla et al. 2024). Bei Biomasse ist das Reduktionspotenzial höher, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Produktion der Biomasse und Verbrennung als netto null angenommen werden (Gilbert et al. 2018). Ein geringeres Reduktionspotenzial entsteht, wenn CO<sub>2</sub>-Emissionen während des Wachstums der Biomasse – beispielsweise aus Anbaupraktiken oder durch Landnutzungsänderungen – miteinbezogen werden (Tomos et al. 2024). CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen außerdem bei der Energieumwandlung an Bord (Tank to Wake) (Hohmeyer et al. 2023, S. 62).

Der Großteil der Treibhauswirkung von E- und B-Methan entsteht allerdings durch Methanemissionen und zwar insbesondere durch das unbeabsichtigte Austreten von Methangas während der Herstellung, des Transports und bei der Verbrennung an Bord (Methanschlupf) (Brynolf et al. 2022; Gilbert et al. 2018).<sup>55</sup> Methanschlupf ist insofern problematisch, als dass Methan ein sehr hohes Treibhauspotenzial hat, das auf 100 Jahre bezogen ungefähr 30-mal und auf 20 Jahre bezogen sogar 83-mal so hoch ist wie das von Kohlendioxid (IPCC 2021, S. 1017). Die Verringerung des Methanschlupfes ist – neben der Effizienzsteigerung – ein Schwerpunkt der laufenden Motorenentwicklung.<sup>56</sup> Auch mit Abgaskatalysatoren kann das Ausmaß der Methanemissionen reduziert werden (Kapitel 3.4).

Auch Luftschatstoffemissionen können durch die Verwendung von verflüssigtem Methan stark reduziert werden (Ramboll 2022, S. 52). Es entstehen keine Schwefeloxidemissionen und auch die Feinstaubemissionen können fast vollständig vermieden werden. Bei Stickoxidemissionen liegt das Reduktionspotenzial bei etwa 80 %, wenn Niederdruckottomotoren eingesetzt werden. Damit würden die Grenzwerte der IMO (Tier III Controls) eingehalten. Bei Hochdruckmotoren können diese Grenzwerte mit Abgasnachbehandlungssystemen ebenfalls erreicht werden.

### 2.2.4.4 Sicherheit

Verflüssigtes Methan weist ähnliche Sicherheitsrisiken wie Wasserstoff auf. Die tiefkalten Temperaturen sowie die leichte Entzündlichkeit stellen hohe Sicherheitsanforderungen an die Nutzung als Schiffskraftstoff (Hohmeyer et al. 2023, S. 122). Abgesehen von einem hohen Brandrisiko kann Methan bei bestimmten Materialien Sprödbrüche, beispielsweise an Decks- und Tankabdeckungen,

<sup>55</sup> Zu Methanschlupf kommt es vor allem durch die unvollständige Verbrennung in Motoren. Methanschlupf tritt verstärkt bei geringeren Geschwindigkeiten und in Niederdruckmotoren auf (Brynolf et al. 2022).

<sup>56</sup> <https://www.man-es.com/campaigns/download-Q1-2025/Download/managing-methane-slip/d34a34a1-cc03-4d99-a4e1-30385cf12518/Managing-Methan-Slip> (17.4.2025)

verursachen. Dringt es in geschlossene Räume ein, verdrängt es Sauerstoff und kann zu Ersticken führen. Kontakt mit der Haut führt außerdem zu schweren Verbrennungen (Falck RISC/Vereinigte Feuerwehr Rotterdam 2015). Für die Umwelt ist Methan nicht giftig (Falck RISC/Vereinigte Feuerwehr Rotterdam 2015).

## 2.2.5 E-Ammoniak

### 2.2.5.1 Stoffliche Eigenschaften und Nutzung als Schiffskraftstoff

Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) ist ein farbloses, stark riechendes, wasserlösliches, giftiges und brennbares Gas, das korrosive Eigenschaften besitzt und in flüssiger Form transportiert und gelagert wird (EMSA 2023a, S. 15). Ammoniak wird vor allem für die Herstellung von Stickstoffdünger für die Landwirtschaft und andere industrielle Anwendungen produziert. Für eine klimaverträgliche Schifffahrt gewinnt flüssiges Ammoniak als kohlenstofffreier Kraftstoff sowie als Speicher- und Transportmedium für Wasserstoff eine zunehmende Bedeutung (UBA 2022a).

In der Schifffahrt wurde Ammoniak bisher (Stand Ende 2024) – mit der Ausnahme von vereinzelten Tests – noch nicht als Kraftstoff eingesetzt und viele Technologien, insbesondere Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen für die Energieumwandlung an Bord, sind noch in der Entwicklungs- und Testphase (Hohmeyer et al. 2023, S. 93; Tomos et al. 2024; Wang et al. 2024). Motorenhersteller arbeiten nach eigenen Angaben intensiv an Verbrennungsmotoren für Ammoniak (Tan 2024; Wärtsilä 2024). So rechnet beispielsweise MAN Energy Solutions damit, ab 2027 kommerziell mit dem Verkauf solcher Motoren starten zu können (Tan 2024). Für die Umwandlung von Ammoniak in Brennstoffzellen werden Cracker benötigt, die unter Einwirkung von Hitze Ammoniak in Wasserstoff und Stickstoff aufspalten; der Wasserstoff wird danach der Brennstoffzelle zugeführt (Kapitel 3.3.3). Auch diese Cracker befinden sich in der Entwicklungs- und Testphase (Hohmeyer et al. 2023, S. 93).

Der Einsatz von Ammoniak als Kraftstoff wurde bis 2024 auf einigen kleineren Schiffen getestet (Bahtić 2024a; MI News Network 2024; Reuters 2024). In Singapur fanden die Bebunkerung und Testfahrten eines Offshoreversorgungsschiffs statt und in Australien wurde der Einsatz eines Bunkerschiffs erprobt (Bahtić 2024a; Lindner 2024; MOL 2024). Gegenstand dieser Tests waren insbesondere die Funktion der Motoren bzw. Brennstoffzellen, der Brenngasversorgungssysteme sowie der Bebunkerung der Schiffe, welche unter anderem aufgrund der hohen Toxizität von Ammoniak mit strengen Sicherheitsanforderungen verbunden ist (Bahtić 2024a). Weitere Offshoreversorgungsschiffe befinden sich in Umrüstung oder Bau, so z. B. das norwegische Schiff „Viking Energy“, das als Teil des EU-geförderten Projektes „Apollo“ auf Ammoniak umgerüstet wird (Apollo 2024).

Für größere Schiffe treiben weltweit insbesondere Reedereien Pilotprojekte mit Ammoniak voran, wobei es sich größtenteils um ammoniakfähige Schiffe handelt (siehe z. B. Bureau Veritas 2024; DNV 2024b). Ammoniakfähige Schiffe werden während des Baus so ausgelegt, dass sie nach Inbetriebnahme für eine Verwendung mit Ammoniak umgerüstet werden können. Zwei solcher Containerschiffe wurden 2023 ausgeliefert (ABS 2023; The Maritime Executive 2023a), weitere für die Reederei Hapag-Lloyd sollen zwischen 2027 und 2029 folgen (Hapag-Lloyd 2024). Außerdem erwartet die italienische Reederei Grimaldi 2025 die Auslieferung des ersten von 15 in Bau befindlichen Transportschiffen für Pkw und Lkw (Grimaldi Group 2024; Hoppe 2023a). Auch ammoniakbetriebene Tankschiffe und Massengutfrachter befinden sich in Entwicklung (Prevljak 2024; Reuters 2024).

Ammoniak hat – beispielsweise gegenüber Wasserstoff – den Vorteil, dass die Tanksysteme für den Transport und die Lagerung seit vielen Jahren etabliert sind. Ein großer Teil des jährlichen weltweiten Ammoniaktransports – ca. 18 bis 20 von insgesamt ca. 25 bis 30 transportierten Mio. t – wird über Schiffe abgewickelt (UBA 2022a).<sup>57</sup> Ammoniak wird in der Schifffahrt in flüssiger Form transportiert und gelagert, wobei die Temperaturen je nach Tankdruck zwischen -33 und 45 °C liegen können. Dies erleichtert den flüssigen Transport vor allem im Vergleich zu Wasserstoff und Methan, die unterhalb von -252 bzw. -162 °C verflüssigt werden. Ammoniak hat nach Wasserstoff die zweitniedrigste volumenbezogene Energiedichte aller Kraftstoffe und nimmt etwa 2,7-mal so viel Platz wie erneuerbarer Diesel ein (Hohmeyer et al. 2023, S. 57).

### 2.2.5.2 Herstellung, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

Das etablierteste Verfahren zur Herstellung von Ammoniak ist das Haber-Bosch-Verfahren (Ammoniaksynthese) (Ramboll 2022, S. 71). Dabei werden (grüner) Wasserstoff und Stickstoff bei einer Temperatur von etwa 400 bis 500 °C und einem Druck von 150 bis 300 bar an einem Katalysator zu Ammoniak umgewandelt. Stickstoff ist die Hauptkomponente von Luft und kann mit Zerlegungsverfahren aus der Atmosphäre gewonnen werden. Sowohl das Haber-Bosch-Verfahren als auch die Verfahren zur Stickstoffgewinnung sind ausgereifte und standardisierte industrielle Prozesse. Der energetische Wirkungsgrad für die Ammoniakerstellung (durch Elektrolyse und das Haber-Bosch-Verfahren) beträgt etwa 70 % (EMSA 2023a, S. 17 ff.).

Die globale Produktion von Ammoniak liegt seit 2015 ziemlich stabil zwischen 140 und 150 Mio. t pro Jahr (Statista 2025) und Ammoniak ist damit eine der meistproduzierten Chemikalien (EMSA 2024c, S. 4). Der überwiegende Teil wird auf der Basis von grauem Wasserstoff und für die Produktion von Stickstoffdünger hergestellt. Die Produktionskapazitäten von Ammoniak auf der Basis von grünem Wasserstoff werden maßgeblich vom Aufbau der Elektrolysekapazitäten abhängig sein. Es gibt Projektankündigungen für die Produktion von grünem Ammoniak, beispielsweise von Anlagenherstellern (HY2GEN 2024) und Wasserstoffproduzenten (Enerdata 2025). In China – dem weltweit größten Produzenten von Ammoniak (IEA 2021, S. 9) – sollen bis 2026 Produktionskapazitäten von 4,3 Mio. t pro Jahr aufgebaut werden (Lee 2024). Auf der Basis aller angekündigten Projekte erwartete die IEA (2021, S. 10) bis 2030 eine globale Produktionskapazität für emissionsarmer Ammoniak von 8 Mt, wobei dies allerdings auch Projekte mit blauem Wasserstoff umfasst. Auch Hohmeyer et al. (2023, S. 63) erwarten zukünftiges Wachstum bei den Produktionskapazitäten von grünem Ammoniak, angetrieben durch den hohen Bedarf an Ammoniak zur Herstellung von Düngemitteln und den hohen THG-Emissionen derzeitiger fossiler Produktionsketten.

Aus wirtschaftlicher Perspektive wird E-Ammoniak von vielen Quellen mit voraussichtlich 70 bis 140 Euro/MWh als das kostengünstigste E-Fuel eingestuft (DNV 2024a, S. 65; Hohmeyer et al. 2023, S. 108; Lindstad et al. 2021). Gründe dafür sind die relativ einfache Gewinnung von Stickstoff (im Gegensatz zur Gewinnung von Kohlendioxid für E-Methanol und E-Methan) und die in der Chemieindustrie etablierten Produktionsverfahren von Ammoniak (Hohmeyer et al. 2023, S. 108; Mærsk Mc-Kinney Møller Center 2021, S. 27). Wie bei anderen E-Fuels sind die Kosten stark durch unterschiedliche Annahmen über Energiekosten beeinflusst, die den größten Anteil an den gesamten Kraftstoffkosten ausmachen.

<sup>57</sup> In Europa findet der Großteil des Ammoniaktransports per Bahn statt und in den USA besteht dafür ein eigenes Pipelinesystem (UBA 2022a).

### 2.2.5.3 Emissionen

Ammoniak hat wie andere E-Fuels deutliche Emissionsvorteile gegenüber fossilen Kraftstoffen. Insbesondere CO<sub>2</sub>-Emissionen können stark reduziert werden, da Ammoniak ein kohlenstofffreier Kraftstoff ist. Über den gesamten Lebenszyklus hinweg erwarten die meisten Studien ein THG-Reduktionspotenzial von ungefähr 80 bis 95 % (Kanchiralla et al. 2022, 2024; Lindstad et al. 2021), teilweise wird dieses Potenzial aber auch nur auf etwa 30 bis 50 % geschätzt (Tomos et al. 2024). Einigkeit besteht dabei über die Emissionen, die Well to Tank anfallen; hier entstehen wie bei allen anderen E-Fuels THG-Emissionen hauptsächlich durch die Herstellung von Wasserstoff, deren Höhe maßgeblich von den Emissionen der Stromerzeugung für die Elektrolyse abhängig sind.

Unsicherheiten bestehen jedoch hinsichtlich der THG-Emissionen, die Tank to Wake durch die Energieumwandlung in Verbrennungsmotoren anfallen (Kanchiralla et al. 2024; Tomos et al. 2024). Während durch die Verbrennung von Ammoniak zwar kein Kohlendioxid entsteht, werden Lachgasemissionen verursacht. Lachgas ist ein hochwirksames Treibhausgas, dessen Treibhauspotenzial auf 100 Jahre betrachtet 273-mal höher ist als Kohlendioxid (IPCC 2021, S. 1017). Schon geringe freigesetzte Mengen verschlechtern daher die THG-Bilanz von Ammoniak stark. In welchem Umfang Lachgasemissionen entstehen, ist dabei noch weitgehend unsicher, hauptsächlich weil dies vom Verbrennungsprozess in den Motoren abhängt und es durch den Mangel an marktreifen Ammoniakschiffsmotoren noch wenige Erfahrungswerte gibt (Ramboll 2022, S. 77; Tomos et al. 2024). Darüber hinaus entstehen in Verbrennungsmotoren geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Einsatz einer geringen Menge an flüssigem Dieselkraftstoff, der als Zündkraftstoff eingesetzt wird (EMSA 2023a, S. 16). Eine Energieumwandlung in Brennstoffzellen hat demgegenüber den Vorteil, dass ausschließlich Wasser und Stickstoff als Reaktionsprodukte entstehen (Hohmeyer et al. 2023, S. 63).

Die Luftschatstoffemissionen können durch Ammoniak fast vollständig reduziert werden. Ammoniak ist schwefelfrei und Schwefeloxidemissionen entstehen daher bei der Verbrennung in Motoren nur in kleinem Umfang durch den Zündkraftstoff. Darüber hinaus entstehen allerdings aus der Verbrennung von Ammoniak Stickoxidemissionen sowie Feinstaub. Stickoxidemissionen können mit Abgasnachbehandlungssystemen reduziert werden, wobei dafür auch Ammoniak wiederum als Katalysator genutzt werden kann (Ramboll 2022, S. 77). In Brennstoffzellen können diese Luftschatstoffemissionen vermieden werden (EMSA 2023a, S. 31).

### 2.2.5.4 Sicherheit

Ammoniak wird zwar als nicht entzündlich eingestuft, ist aber giftig und korrosiv (EMSA 2024c, S. 4). Beim Menschen wirkt Ammoniak ätzend auf die Schleimhäute, und kann bereits in geringen Konzentrationen von 25 bis 50 ppm gesundheitsschädlich sein. Beispielhafte Symptome sind Irritationen an den Augen, Atemnot und Brustschmerzen sowie bei Kontakt Verbrennungen der Haut. Höhere Konzentrationen (ab 300 ppm) oder direkter Kontakt kann tödlich sein, wobei Lungenödeme die häufigste Todesursache sind (EMSA 2023a, S. 15, 2024c, S. 30). Ammoniak ist auch für die Meeresumwelt giftig; in Gewässern kann Ammoniak tödlich für Organismen sein (UBA 2022a).

Die Verwendung von Ammoniak in der Schifffahrt unterliegt daher hohen Sicherheitsanforderungen. Während diese für den Transport bereits lange etabliert sind, sind die Anforderungen für die Verwendung als Kraftstoff noch in Entwicklung, beispielsweise durch die IMO und die

Klassifikationsgesellschaften<sup>58</sup> (EMSA 2024c, S. 55 ff.). Bei der Verwendung muss sichergestellt werden, dass kein Ammoniak in die Atmosphäre oder Gewässer austreten kann. Daher werden beispielsweise ein auf Grund Laufen des Schiffs, eine Kollision oder Fehler beim Bunkerprozess als nicht tolerierbare Risiken eingestuft (Together in Safety 2022). Die Korrosivität von Ammoniak stellt außerdem spezielle Anforderungen an die in den Tank- und Kraftstoffsystemen verwendeten Materialien (Kapitel 3.2.3).

## 2.2.6 Direkte Nutzung elektrischer Energie

Die Elektrifizierung der Schifffahrt stellt eine weitere Alternative zum konventionellen, fossilen Antrieb dar. Im Gegensatz zu flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen wird hier kein physischer Brennstoff eingesetzt, sondern der Antrieb erfolgt rein elektrisch über in Batterien gespeicherten Strom und Elektromotoren. Die Bewertung der Elektrifizierung der Schifffahrt basiert ebenfalls auf der Annahme erneuerbarer Herstellungspfade für den benötigten Strom, da ohne diese kein Beitrag zu einer Dekarbonisierung der Schifffahrt geleistet wird.

### 2.2.6.1 Technische Eigenschaften und Nutzung an Bord

Rein elektrische Antriebe weisen im Vergleich zu Antrieben mit Verbrennungsmotoren deutlich höhere Wirkungsgrade auf, was auf die geringeren Energieverluste von elektrischen gegenüber thermischen Energiekonvertern zurückzuführen ist (Hohmeyer et al. 2023, S. 67). Batteriespeicher jedoch haben im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen eine deutlich geringere Energiedichte. Bei einer volumenbezogenen Energiedichte von 550 Wh/l für Lithium-Ionen-Batterien wäre ca. das 19-fache Volumen notwendig, um die gleiche Energiemenge wie mit einem Dieselkraftstoff mit einer Energiedichte von 10,6 MWh/m<sup>3</sup> speichern zu können. Eine zusätzliche Herausforderung für den Einsatz von Batteriesystemen in der Schifffahrt ist, dass neben einer hohen Speicherkapazität auch eine hohe Leistung benötigt wird. Der Leistungsbedarf größerer Schiffe ist sehr variabel und kann in der Spur um ein Vielfaches höher sein als im Durchschnitt, was vor allem am hohen Gewicht der Schiffe liegt. Entsprechend ist eine Elektrifizierung der Schifffahrt nur auf kurzen Strecken und für kleinere Schiffstypen umsetzbar.

Darüber hinaus sind Anpassungen der Schiffe erforderlich. An Bord müssen, je nach Schiffstyp, leistungsfähige Batterien mit Speicherkapazitäten von 4 bis 70 MWh verbaut werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 293).<sup>59</sup> Im Folgenden soll kurz auf die unterschiedlichen Batterietypen eingegangen werden, die in der Schifffahrt aktuell Anwendung finden könnten. Diese basieren alle auf der Lithium-Ionen-Technologie, unterscheiden sich jedoch in dem verwendeten Kathodenmaterial, auch Zellchemie genannt.

Die Zellchemie, die in der Schifffahrt zuerst Anwendung finden dürfte, ist die NMC-Batterie (Nickel-Mangan-Kobalt). Sie zeichnet sich durch eine hohe Energiedichte, gute Performance und hohe Sicherheit aus. Diese Kombination macht NMC nicht nur in der Schifffahrt, sondern auch in anderen Bereichen wie der Elektromobilität und in elektronischen Geräten zur bevorzugten Wahl.

<sup>58</sup> Die Verwendung als Kraftstoff erfordert spezielle Regularien, beispielsweise für die Verortung von Anlagen im Schiff, Kraftstoffzufuhrsysteme, Kraftstofftanks, aber auch Bunkervorgänge oder Belüftungssysteme. Eine detaillierte Analyse der Sicherheitsrisiken sowie der bestehenden und fehlenden Regularien findet sich in EMSA (2024c, S. 55 ff.).

<sup>59</sup> Zum Vergleich: In aktuellen Elektroautos ist eine Batteriekapazität von ca. 60 kWh verbaut.

Eine etablierte Alternative zu NMC ist die LFP-Batterie (Lithium-Eisen-Phosphat). Diese kommt ohne die seltenen und teuren Metalle Nickel und Kobalt aus, was sowohl ökologisch als auch wirtschaftlich von Vorteil ist. Zwar ist ihre Energiedichte etwas geringer als bei NMC, jedoch ist sie durch ihre geringeren Kosten, höhere Sicherheit und die niedrigeren Umweltauswirkungen eine vielversprechende Alternative. Weniger verbreitet, aber technisch interessant, ist die NCA-Batterie (Nickel-Kobalt-Aluminium). Sie bietet eine sehr hohe Energiedichte und eine lange kalendarische Lebensdauer. Allerdings sind NCA-Batterien aufgrund ihrer hohen Kosten und der im Vergleich zu NMC geringeren Sicherheit für die Schifffahrt nur bedingt geeignet (Qazi et al. 2023). Ein besonders vielversprechender Zukunftsansatz sind Festkörperbatterien, die statt eines flüssigen Elektrolyten einen festen Elektrolyten verwenden. Dies erhöht sowohl die Sicherheit als auch die Energiedichte der Batterien, da keine Entzündungsgefahr besteht und die Degradierung der Batterie weniger sicherheitsrelevant ist. Obwohl Festkörperbatterien theoretisch große Vorteile bieten, ist die Technologie noch nicht vollständig ausgereift und befindet sich derzeit in der Entwicklung (Schmaltz et al. 2023).

Neben der Optimierung von Lithium-Ionen-Batterien wird intensiv an Zelltypen geforscht, die ohne Lithium auskommen. Eine der vielversprechendsten Alternativen sind Natrium-Ionen-Batterien. Diese Batterien könnten in der Zukunft eine kostengünstigere und ressourcenschonendere Alternative darstellen, da Natrium reichlich vorhanden ist. Allerdings ist ihre Energiedichte deutlich geringer, was sie derzeit für mobile Anwendungen wie die Schifffahrt ungeeignet macht. Zusätzlich wird an Batterietechnologien geforscht, die auf Magnesium, Kalium, Kalzium und Aluminium basieren. Diese Materialien bieten potenzielle ökologische Vorteile und sind in größeren Mengen verfügbar. Doch auch diese Technologien sind bislang nicht ausgereift genug, um sie in der Schifffahrt im großen Stil einzusetzen (Xin et al. 2024).

Eine Herausforderung für den langfristigen Einsatz ist nach wie vor die begrenzte Lebensdauer der Batterien, die typischerweise nach 12 bis 15 Jahren das Ende ihrer Nutzungszeit erreichen. Positiv ist hingegen, dass die für den Schiffsantrieb erforderlichen Elektromotoren eine leichtere Steuerung und Optimierung des Antriebs ermöglichen als Verbrennungsmotoren, was den Antrieb effizienter und sicherer macht (Bei et al. 2024, S. 5; DNV GL 2019). Eine interessante Option zur Ergänzung des reinen Elektroantriebs ist die Hybridisierung des Antriebs. Dabei wird ein Verbrennungsmotor mit einem Elektromotor sowie Batteriespeichern kombiniert. Eine Hybridisierung ermöglicht es, verschiedene Energieträger effizient zu kombinieren und damit die Gesamtemissionen im Vergleich zum Einsatz konventioneller Kraftstoffe zu reduzieren. Außerdem können Hybridantriebe als Energiebackup dienen, die Betriebssicherheit erhöhen und den Geräuschpegel senken, was in sensiblen Ökosystemen von Vorteil ist.

Die Elektrifizierung der Schifffahrt erfordert neben batteriebetriebenen Schiffen und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen auch den Ausbau der Infrastruktur. In den Häfen wird eine Schnellladeinfrastruktur mit einem entsprechend leistungsfähigen Netzanschluss benötigt, was unter Umständen einen Netzausbau und eine entsprechende Anpassung an den Verteilnetzen bedingt.

### 2.2.6.2 Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

Der Ausbau erneuerbarer Stromquellen ist zwar weltweit in vollem Gange, reicht aber bei Weitem noch nicht aus, um den aktuellen Strombedarf zu decken. Durch die Elektrifizierung des Transportsektors wird zudem zukünftig ein erheblicher Anstieg des globalen Strombedarfs erwartet,

was den Druck auf die Entwicklung und Integration erneuerbarer Energiequellen weiter verstärkt. Darüber hinaus wird auch ein steigender Bedarf Batteriespeicherkapazitäten erwartet, wobei nicht nur der Mobilitätssektor eine zentrale Rolle spielt, sondern auch netzgekoppelte Anwendungen etwa zum Ausgleich von Fluktuationen bei Einspeisung erneuerbarer Energien (Fleischmann et al. 2023; Maisel et al. 2023). Daraus folgt, dass der zusätzliche Bedarf sowohl an erneuerbarem Strom als auch an Batteriekapazitäten, der durch eine Elektrifizierung der gesamten Schifffahrt entsteht, absehbar nur schwer zu decken sein wird. Denkbar ist dagegen z. B. die Elektrifizierung nur der Kurzstreckenverkehre oder eine Hybridisierung.

Die Wirtschaftlichkeit elektrischer Schiffsantriebe hängt wesentlich von der Höhe der Batteriekosten ab. Diese belaufen sich je nach Studie auf etwa 200.000 bis 500.000 Euro/MWh Speicherkapazität (Guven/Ozgur Kayalica 2023; Hohmeyer et al. 2023, S. 293). Batterien machen damit etwa 30 bis 60 % der Gesamtkosten für elektrische Schiffe aus (Bei et al. 2024). Es wird jedoch erwartet, dass diese Kosten durch technologische Fortschritte in den kommenden Jahren weiter sinken (DNV GL 2019). Neben den Batteriepreisen sind auch die hohen Kosten für den Aufbau einer geeigneten Ladeinfrastruktur ein wirtschaftlicher Faktor, der berücksichtigt werden muss.

Aufgrund der hohen Investitionskosten für Batterien und Infrastruktur sind elektrische Schiffsantriebe für den Langstreckenbetrieb derzeit nicht wirtschaftlich (Hohmeyer et al. 2023, S. 294). Für Kurzstrecken zeigen Studien unterschiedliche Ergebnisse bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit. Bei et al. (2024) weisen beispielsweise darauf hin, dass die niedrigen Betriebskosten von elektrisch betriebenen Schiffen, die z. B. bei Schleppern etwa ein Drittel der Kosten von dieselbetriebenen Schiffen betragen, die Elektrifizierung auf kurzen Strecken rentabel machen können.

### 2.2.6.3 Emissionen

Die Elektrifizierung von Schiffen stellt eine Möglichkeit dar, die THG-Emissionen der Schifffahrt maßgeblich zu reduzieren, sofern die Batterien mit Strom aus erneuerbaren Quellen geladen werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 295). Über den ganzen Lebenszyklus können etwa 80 % der THG-Emissionen im Vergleich zu fossilen Schiffskraftstoffen gesenkt werden (Kanchiralla et al. 2022). Im Betrieb, also während der Umsetzung des Stroms in Antriebsenergie (Tank to Wake), werden keine Emissionen verursacht. Vergleichsweise geringe Emissionen entstehen beim Bau der Wind- oder Solaranlagen und sind somit der Stromerzeugung (Well to Tank) zuzuordnen. Dabei handelt es sich hauptsächlich um das Treibhausgas Kohlendioxid, während nur sehr geringe Mengen Methan und Luftschaadstoffe sowie kein Lachgas emittiert werden. Zudem verursacht die Produktion von Batterien Emissionen, die wiederum durch den Einsatz erneuerbarer Energien in der Batterieproduktion deutlich gesenkt werden könnten.

### 2.2.6.4 Sicherheit

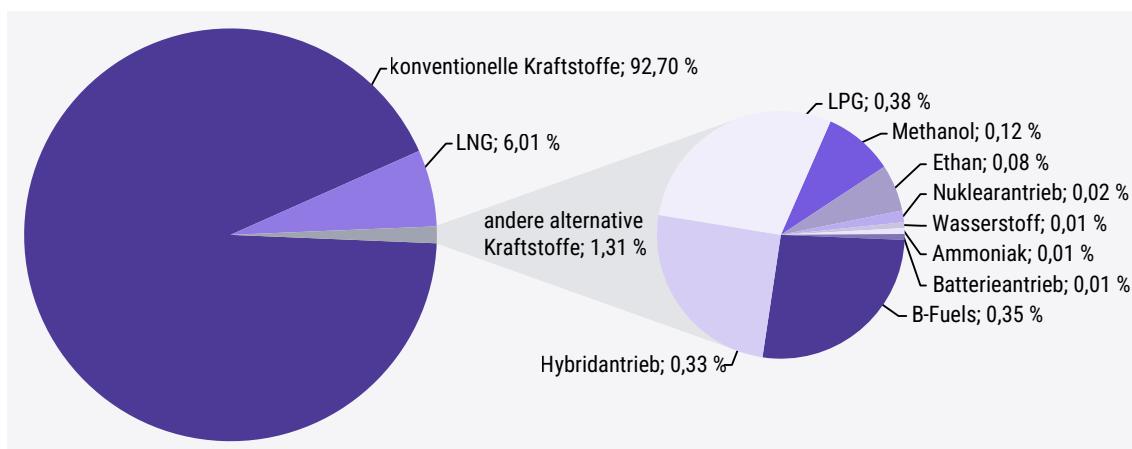
Ein mögliches Risiko bei batteriebetriebenen Schiffen ist die Überhitzung der Batteriemodule, die bei fehlender Kühlung zu einem Brand führen kann. Da Batteriebrände schwer lösbar sind und auf Schiffen unter Umständen keine Möglichkeit besteht, räumlichen Abstand herzustellen, stellt dies eine besondere Herausforderung dar (Hohmeyer et al. 2023, S. 294). Allerdings sind moderne Batteriesysteme mit einem Batteriemanagementsystem (BMS) und anderen Überwachungswerkzeugen ausgestattet, die eine unkontrollierte Überhitzung einer Batteriezelle verhindern sollen. Bei

einem funktionsfähigen BMS ist das Risiko einer Überhitzung und damit eines Brandes sehr gering (Larsson/Mellander 2017; Savinykh/Zhang 2021).

## 2.3 Aktuelle und perspektivische Nutzung von Kraftstoffen in der Schifffahrt

Die aktuelle und perspektivische Nutzung von Kraftstoffen in der Schifffahrt kann anhand der kommerziell verfügbaren Datenbank „World Fleet Register“ von Clarksons Research (o. J.) nachvollzogen werden, welche historische und prognostizierte Daten über Flottenbestand, Schiffstypen, Antriebskonzepte, verwendete Energieträger sowie weiteren Indikatoren anbietet. Eine Datenbankauswertung durch die OECD (2025, S. 20 ff.) vom Oktober 2024 zeigt den überwiegenden Anteil an konventionellen, erdölbasierten Schweröl- und Destillatkraftstoffen, mit denen die weltweite Bestandsflotte betrieben wird: An der Gesamtzahl der Bruttoraumzahl (BRZ)<sup>60</sup> gemessen machen konventionelle Kraftstoffe etwa 93 % aus (Abbildung 2.5).

Abbildung 2.5 Kraftstoffe in der weltweiten Bestandsflotte nach Bruttoraumzahl 2024



Quelle: nach Clarksons Research (o. J.), Auswertung durch OECD (2025, S. 27)

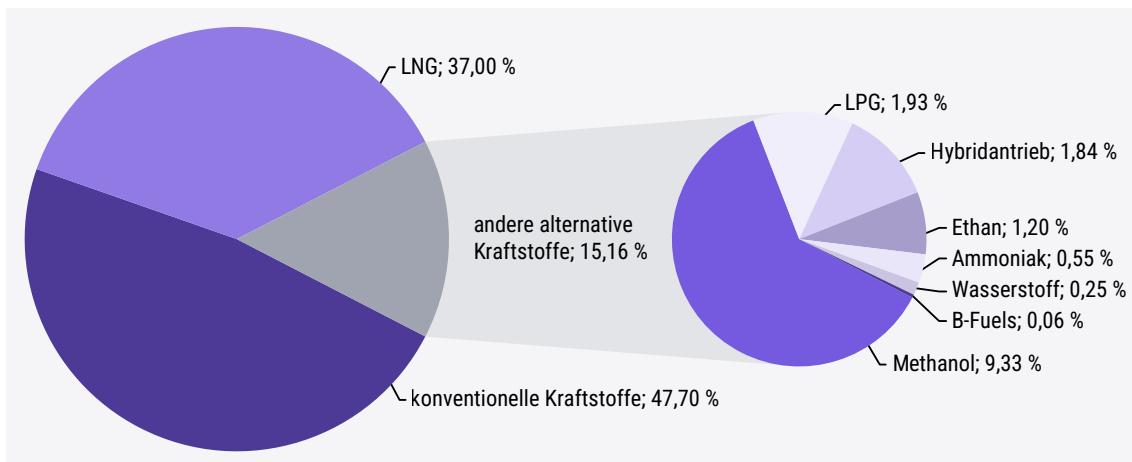
Seit 2020 ist die zulässige Schwefelhöchstmenge auf 0,5 % begrenzt (IMO 2021c), weshalb vor allem VLSFO zum Einsatz kommt. Alternative Kraftstoffe<sup>61</sup> sind stark unterrepräsentiert, gemessen an der BRZ können rund 7 % der globalen Flotte damit betrieben werden, wobei LNG den größten Anteil daran ausmacht. In den letzten Jahren hat der Anteil alternativer Kraftstoffe allerdings zugenommen, 2017 lag er noch bei 2,5 %, 2022 bereits bei 4,6 %. Misst man den Anteil der alternativen Kraftstoffe allerdings an der Anzahl aller Schiffe, können lediglich weniger als 2 % mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden, ein Anzeichen dafür, dass eher größere Schiffe für alternative Kraftstoffe ausgelegt sind (Clarksons Research o. J. zitiert nach OECD 2025, S. 24). Alternative Kraftstoffe werden in unterschiedlichen Schiffstypen eingesetzt. LPG und Ethan werden beispielsweise auf Tankschiffen genutzt, die das Flüssiggas transportieren und einen Teil

60 Die Bruttoraumzahl (BRZ) ist eine Maßeinheit, um die Größe von Schiffen miteinander vergleichbar zu machen. Die BRZ ist an verschiedene gesetzliche Vorschriften gekoppelt.

61 Als alternative Kraftstoffe werden alle nicht konventionellen, nicht auf Erdöl basierenden Schiffskraftstoffe bezeichnet (Puckelwald 2023a). Dies umfasst einerseits die fossilen Flüssiggase LNG, Ethan sowie LPG und andererseits erneuerbare Kraftstoffe (Hohmeyer et al. 2023, S. 38 ff.)

der verdampfenden Ladung (Boil-off-Gas<sup>62</sup>) zum Antrieb nutzen (Puckelwald 2023a). Methanol kommt vor allem auf Tankschiffen zum Einsatz. Seit September 2023 werden außerdem erste Containerschiffe der Reederei Mærsk mit grünem Methanol betrieben (Donges 2023). Kraftstoff aus Biomasse wird vielfältiger eingesetzt. Hier werden sowohl Containerschiffe, Bulker, und Fähren als auch Tankschiffe und Schlepper als bereit für den Einsatz von B-Fuels in der Datenbank geführt (Hohmeyer et al. 2023, S. 39).

**Abbildung 2.6 Kraftstoffe im weltweiten Auftragsbuch nach Bruttoraumzahl 2024**



Quelle: nach Clarksons Research (o. J.), Auswertung durch OECD (2025, S. 27)

Die Daten zur Bestandsflotte und zum Auftragsbuch geben einen ersten Eindruck, mit welchen Kraftstoffen Schiffe derzeit und in naher Zukunft betrieben werden. Angesichts der langen Lebensdauer von Schiffen und des noch sehr geringen Anteils an erneuerbaren Kraftstoffen ist die Herausforderung immens, bis 2050 alle in Fahrt befindlichen Schiffe klimaneutral zu betreiben (Hohmeyer et al. 2023, S. VIII).

## 2.4 Fazit

In der maritimen Schifffahrt stellen erneuerbare Kraftstoffe, die strombasiert als E-Fuels oder biogen als B-Fuels hergestellt werden, einen zentralen Baustein zur Verringerung der THG-Emissionen dar. Von den erneuerbaren Kraftstoffen werden insbesondere B-Fuels bereits in der Schifffahrt eingesetzt, meist als Beimischung zu fossilen Diesalkraftstoffen, wobei FAME und HVO den größten Anteil ausmachen. Nach den Biodieseln wird Methanol bereits am längsten und in größtem Umfang eingesetzt, insbesondere auf Tankern, aber zunehmend auch auf Containerschiffen. Einige Containerschiffe werden auch mit B-Methan betrieben. Der Einsatz von E-Fuels ist im Vergleich zu den B-Fuels aufgrund der mangelnden Produktionskapazitäten noch in einem sehr früheren Stadium. Wasserstoff wird bereits in geringem Umfang auf kurzen Fährstrecken (in wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen für den Antrieb) und kleineren Küstenschiffen genutzt. Auf ersten Kreuzfahrtschiffen liefern außerdem wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen Energie für die Bordstromversorgung. Ammoniak wurde bis 2024 lediglich auf einigen kleinen Schiffen getestet. Rein

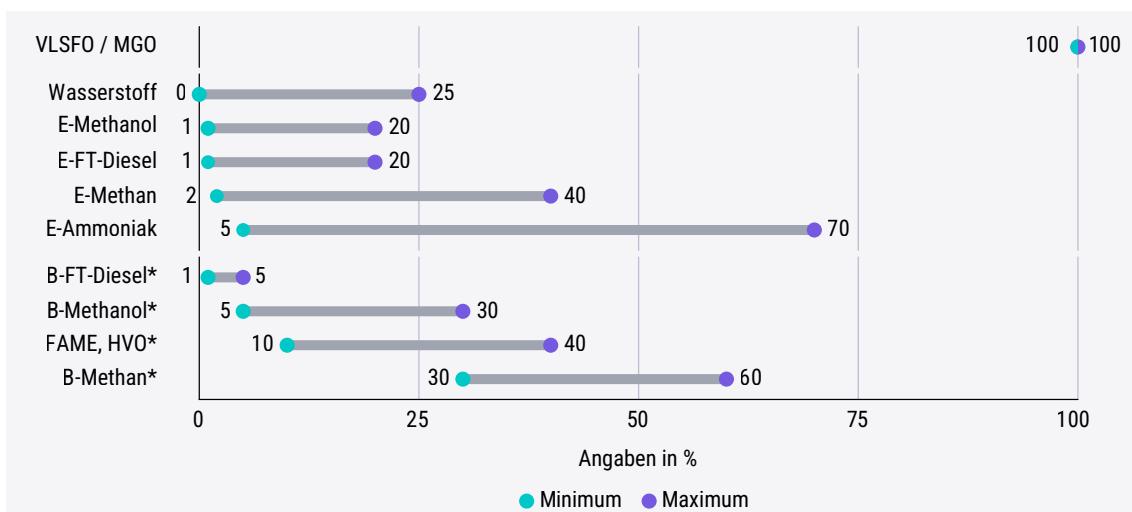
62 Boil-off-Gas entsteht bei der Lagerung von Flüssiggasen, wenn Teile des gekühlten Flüssiggases durch Erwärmung verdampft (Kapitel 3.2.3).

elektrisch betriebene Schiffe gibt es bis 2024 lediglich als Prototypen bei Fähren; aufgrund der großen erforderlichen Batteriespeicher werden sie auch in Zukunft nur auf kurzen Strecken und für kleinere Schiffstypen eingesetzt werden. Im Folgenden werden die Bewertungen der Kraftstoffe daher mit Fokus auf E- und B-Fuels vergleichend zusammengeführt.

Aus Perspektive der *Klimawirkung* können alle erneuerbaren Kraftstoffe die THG-Emissionen der Schifffahrt im Vergleich zu konventionellen fossilen Kraftstoffen senken. Abbildung 2.7 stellt das Reduktionspotenzial der verschiedenen E- und B-Fuels vergleichend dar. Daraus wird ersichtlich, dass bei den E-Fuels die höchste Emissionsreduktion erreicht werden könnte, wenn Wasserstoff direkt als Kraftstoff eingesetzt und nicht zu weiteren E-Fuels verarbeitet wird. Aber auch mit den kohlenstoffbasierten E-Fuels (E-FT-Diesel, E-Methanol und E-Methan) können THG-Emissionen in großem Umfang gesenkt werden, sofern sie auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt werden. E-Methan hat allerdings den Nachteil, dass neben CO<sub>2</sub>-Emissionen auch Methanemissionen anfallen, die schon in kleinem Umfang zu einem hohen Treibhauseffekt führen können. Eine ähnliche Problematik ist mit dem Einsatz von E-Ammoniak verbunden. Ammoniak ist zwar kohlenstofffrei, allerdings wird bei der Verbrennung Lachgas freigesetzt, das ein sehr hohes Treibhauspotenzial hat. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte mit Ammoniakmotoren ist der Umfang der Lachgas-emissionen allerdings aktuell noch unsicher. Zu beachten ist, dass diese Emissionsminderungen nur entstehen, wenn die Herstellung der Kraftstoffe auf Basis von grünem Wasserstoff (aus erneuerbaren Energien) erfolgt. Grüner Wasserstoff ist allerdings kurz- und mittelfristig noch nicht in ausreichenden Mengen verfügbar. Die derzeitige Herstellung der Produkte, die als alternative Kraftstoffe verwendet werden könnten – z. B. Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak – beruht fast ausschließlich auf fossilen Rohstoffen, mehrheitlich auf der Basis von grauem Wasserstoff.

Auch mit B-Fuels können THG-Emissionen gesenkt werden (Abbildung 2.7).

**Abbildung 2.7 THG-Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe**



\* aus Abfall- und Reststoffen

Spannen der THG-Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen VLSFO und MGO auf Basis der Daten in Kapitel 2.2. Referenzwerte für VLSFO und MGO: 650 bis 700 g CO<sub>2</sub>-Äq./KWh.

Eigene Darstellung

Das größte Reduktionspotenzial hat B-FT-Diesel, gefolgt von B-Methanol und B-Methan. B-Methan hat wie E-Methan den Nachteil, dass neben Kohlendioxid- auch Methanemissionen entstehen. Wie bei E-Fuels spielt auch hier die Herstellungskette eine entscheidende Rolle. Voraussetzung für eine signifikante Emissionsreduktion ist die Verwendung von Biomasse aus Abfall- und Reststoffen (B-Fuels zweiter Generation). Wird allerdings Anbaubiomasse (B-Fuels erster Generation) verwendet, verursachen Anbaupraktiken und Landnutzungsänderungen CO<sub>2</sub>-Emissionen in signifikantem Umfang. Insbesondere die indirekten Landnutzungsänderungen sind hier ausschlaggebend. HVO und FAME aus Pflanzenölen (z. B. Raps-, Soja- oder Palmöl) verursachen unter Berücksichtigung dieser Faktoren THG-Emissionen in ähnlicher Höhe wie fossile Kraftstoffe. Die Verfügbarkeit von nachhaltig produzierter Biomasse ist außerdem begrenzt. Anbaubiomasse steht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion und die Verfügbarkeit von Abfall- und Reststoffen wird voraussichtlich nicht ausreichen, um den Bedarf an B-Fuels zu decken.

Für die Schifffahrt sind neben den THG-Emissionen auch die Reduktion von Luftschatdstoffemissionen relevant, da konventionelle Kraftstoffe hohe Schwefeloxid-, Stickoxid- sowie Feinstaubemissionen verursachen. Diese Emissionen können mit allen erneuerbaren Kraftstoffen deutlich reduziert werden.

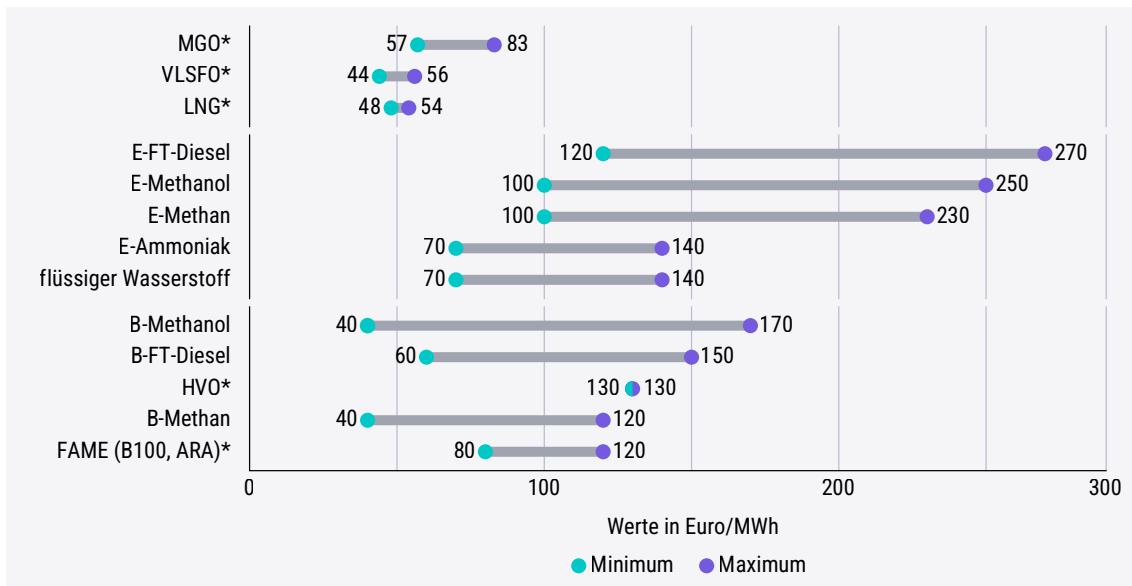
Hinsichtlich ihrer *Sicherheit* – bzw. des Risikos von Schäden für Menschen und die Umwelt – haben die erneuerbaren Dieselkraftstoffe E-FT-Diesel und HVO den Vorteil, dass sie aufgrund ihrer ähnlichen Eigenschaften an Bord wie fossile Dieselkraftstoffe behandelt und daher die etablierten Sicherheitssysteme genutzt werden können. FAME ist hier auch vorteilhaft, da es weder gesundheits- noch umweltgefährdend ist. Höhere Sicherheitsanforderungen werden an Methanol gestellt, das leicht entzündlich und für Menschen giftig ist. Allerdings birgt Methanol für die Meeresumwelt im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen weniger Risiken, da es gut wasserlöslich und biologisch abbaubar ist. Wasserstoff und Methan weisen ähnliche Sicherheitsrisiken auf: Sie sind nicht giftig, aber leicht entzündlich, und es besteht das Risiko von Explosionen bei Austritt in (teil)geschlossenen Räumen. Lecks und Zündquellen müssen daher verhindert werden. Gleichzeitig begünstigen die tiefkalten Temperaturen und der hohe Druck in Flüssiggastanks Risse oder Brüche, wodurch hohe Anforderungen an die zu verwendenden Materialien gestellt werden. Ammoniak wird aus der Sicherheitsperspektive am gefährlichsten eingeschätzt, da es sowohl für Menschen als auch die Meeresumwelt giftig sowie korrosiv gegenüber vielen Materialien ist, wodurch ein höheres Risiko für die Entstehung von Lecks besteht. Mit der Verwendung von Ammoniak als Kraftstoff sind daher hohe Sicherheitsanforderungen verbunden und entsprechende Regularien vonnöten, die sich noch in Entwicklung befinden. Gegenüber Wasserstoff und Methan hat Ammoniak allerdings den Vorteil, dass es bereits bei vergleichsweise moderaten Temperaturen flüssig ist und damit die Anforderungen an die Tankmaterialien etwas geringer sind.

Hinsichtlich der *Wirtschaftlichkeit* ist festzustellen, dass die Kosten erneuerbarer Kraftstoffe deutlich höher liegen als die heutigen Marktpreise fossiler Kraftstoffe (Abbildung 2.8).<sup>63</sup> Unter den E-Fuels ist E-FT-Diesel aufgrund der vielen Produktionsschritte und des damit verbundenen hohen Energieaufwands der teuerste Kraftstoff, gefolgt von E-Methan und E-Methanol. E-Ammoniak wird als das kostengünstigste E-Fuel eingestuft, da die Gewinnung von Stickstoff sehr viel weniger aufwendig ist als die Gewinnung von Kohlendioxid und die Produktionsverfahren in der Chemieindustrie etabliert

<sup>63</sup> Die globalen durchschnittlichen Bunkerpreise schwankten von Anfang 2023 bis März 2024 zwischen 549 und 702 US-Dollar/t für VLSFO sowie 728 und 1.064 US-Dollar/t für MGO (<https://shipandbunker.com/prices/av/global/av-g20-global-20-ports-average; 23.4.2025>). Bei einem Heizwert von 41,7 Megajoule/kg von VLSFO und 42,6 Megajoule/kg von MGO sowie einem Wechselkurs von 1,08 US-Dollar/Euro entspricht das 44 bis 56 Euro/MWh bzw. 57 bis 83 Euro/MWh.

sind. Aufgrund des hohen Energieverbrauchs bei der Herstellung sind die Kosten für erneuerbare Energie der zentrale Faktor für die Bereitstellungskosten der E-Fuels. Würden diese langfristig beispielsweise auf 10 Euro/MWh sinken, würden die Kosten von E-Fuels in etwa halbiert werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 136). Zum Vergleich: 2023 lagen die durchschnittlichen globalen Kosten von Solarstrom bei etwa 40 Euro/MWh, für Onshorewind bei etwa 30 Euro/MWh und für Offshorewind bei etwa 70 Euro/MWh (IRENA 2024).

Abbildung 2.8 Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Kraftstoffe



\* Marktpreise

Spannen der Marktpreise und Kosten von erneuerbaren Kraftstoffen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen auf Basis der Daten in Kapitel 2.2.

Eigene Darstellung

Unter den B-Fuels werden für B-Methanol die höchsten Kosten erwartet. Für FAME und HVO lagen die Marktpreise in den vergangenen Jahren auch deutlich über den Preisen für fossile Kraftstoffe. Eine konsequente Internalisierung der Klimafolgekosten fossiler Kraftstoffe etwa mittels CO<sub>2</sub>-Belebung würde die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Kraftstoffe erheblich fördern. Um E-Fuels wettbewerbsfähig zu machen, sind nach Berechnungen von Hohmeyer et al. (2023, S. 137) Preise in Höhe von ca. 260 bis 370 Euro/t CO<sub>2</sub> notwendig, die deutlich über dem Preis im europäischen Emissionshandel liegen, der sich im März 2025 auf ca. 70 Euro/t CO<sub>2</sub> belief.<sup>64</sup>

Bei denjenigen erneuerbaren Kraftstoffen, deren stoffliche Eigenschaften sich erheblich von konventionellen Kraftstoffen unterscheiden, sind teils beträchtliche Anpassungen der Infrastruktur für den Transport, die Lagerung, das Bebunkern sowie der Tank- und Antriebssysteme an Bord notwendig. Die wenigsten Anpassungen erfordern erneuerbarer Dieselkraftstoffe (insbesondere FT-Diesel und HVO), da sie in ihren Eigenschaften fossilen Dieselkraftstoffen sehr ähnlich sind. Nur bei FAME sind Anpassungen der Bunker- und Lagerinfrastruktur notwendig. Auch Methanol ist bei Umgebungsdruck und Temperaturen zwischen -98 und 65 °C flüssig und bietet daher in Bezug auf

<sup>64</sup> <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1454492/umfrage/co2-preise-im-emissionshandelssystem-der-eu/> (17.4.2025)

die Kompatibilität mit existierenden Infrastrukturen Vorteile. Im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen ist zwar die Energiedichte geringer und dadurch mehr Tankvolumen erforderlich, allerdings deutlich weniger als etwa bei Ammoniak oder Wasserstoff.

Im Gegensatz zu den flüssigen Kraftstoffen stellen die Flüssiggase Wasserstoff, Methan und Ammoniak sehr viel höhere Anforderungen an die Infrastruktur sowie Tanks und Antriebssysteme an Bord. Die größten Herausforderungen sind mit Wasserstoff verbunden, da hier der höchste Druck und die niedrigsten Temperaturen notwendig sind, um den Kraftstoff flüssig zu halten. Wasserstoff hat außerdem die geringste volumenbezogene Energiedichte aller erneuerbaren Kraftstoffe, was bedeutet, dass entweder sehr viel Platz für Tanks an Bord benötigt wird oder die Reichweite auf kurze Strecken begrenzt bleibt.

Ammoniak kann leichter transportiert werden: Für die Verflüssigung sind keine tiefkalten Temperaturen erforderlich und die Tanksysteme für Transport und Lagerung sind seit vielen Jahren etabliert. Die Antriebssysteme für die Verwendung von Ammoniak als Kraftstoff befinden sich allerdings erst in Entwicklung; erste Tests zum Einsatz von Ammoniak wurden jüngst auf kleineren Schiffen durchgeführt. Zusätzlich zur Verwendung als Kraftstoff hat Ammoniak auch eine hohe Bedeutung als Speicher- und Transportmedium für Wasserstoff, da Ammoniak unter einfacheren Bedingungen als Wasserstoff transportiert werden kann. Für die Energieumwandlung kann Wasserstoff wieder aus Ammoniak abgespalten und danach den Brennstoffzellen zugeführt werden.

Methan wird wie Wasserstoff tiefkalt verflüssigt, was besondere Anforderungen an die Infrastruktur und Tanksysteme stellt. Da in der Schifffahrt allerdings erdgasbasiertes verflüssigtes Methan (LNG) bereits zum Einsatz kommt und diese beiden Stoffe in ihren Eigenschaften praktisch identisch sind, können die etablierten Infrastrukturen sowie Tanks und Antriebssysteme ohne Anpassungen verwendet werden.

Das Potenzial der verschiedenen erneuerbaren Kraftstoffe für eine zukünftige klimaverträgliche Schifffahrt kann wie folgt zusammengefasst werden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. XII, XIV u. 129):

- Langfristig haben E-Fuels die größte Bedeutung, um die Emissionen der Schifffahrt deutlich zu reduzieren. Ihre Verfügbarkeit hängt allerdings stark von der Entwicklung von Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff und Kohlendioxid aus DAC ab.
- B-Fuels können bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von E-Fuels eine wichtige Rolle spielen, mittel- und langfristig ist ihre Bedeutung allerdings aufgrund der Beschränkungen in der Verfügbarkeit nachhaltig erzeugter Biomasse begrenzt.
- Wasserstoff kann die Emissionen in der Schifffahrt deutlich senken, der hohe Speicherplatzbedarf schränkt die Anwendungen für viele Schiffstypen allerdings stark ein und macht Wasserstoff hauptsächlich für kurze Strecken interessant. Wasserstoff stellt außerdem die höchsten Anforderungen an die Transport-, Lager- und Bunkerinfrastruktur inklusive Tanksysteme und seine Nutzung ist mit hohen Sicherheitsanforderungen verbunden.
- Erneuerbare Dieselkraftstoffe haben den Vorteil, dass sie als Drop-in-Fuel verwendet werden können und somit die für fossile Kraftstoffe etablierte Infrastruktur, Energiekonverter und Sicherheitssysteme genutzt werden können. E-FT Diesel kann auch als Zündkraftstoff für andere E-Fuels eingesetzt werden. E-FT-Diesel hat allerdings die höchsten Bereitstellungskosten aller E-Fuels und die Verfügbarkeit von nachhaltig produzierten Biodieseln ist begrenzt.

- E- und B-Methanol zeigen großes Potenzial für den Einsatz in der Schifffahrt. Emissionen können signifikant reduziert werden, und weil Methanol bei Umgebungstemperatur flüssig ist, müssen nur relativ geringe Anpassungen der Infrastruktur und Antriebssysteme vorgenommen werden. Auch aus einer Sicherheitsperspektive bietet Methanol Vorteile. Es ist zwar für Menschen giftig und leicht entzündlich, aber für die Meeresumwelt im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen weniger schädlich. Allerdings liegen die Kosten für Methanol höher als die etwa für flüssigen Wasserstoff oder E-Ammoniak.
- E- und B-Methan haben den Vorteil, dass sie als Drop-in-Fuel für LNG verwendet werden können. Allerdings kann die Treibhauswirkung aufgrund von Methanschlupf höher sein als bei anderen erneuerbaren Kraftstoffen. Die Kosten liegen in einem ähnlichen Bereich wie Methanol.
- E-Ammoniak ist das günstigste aller E-Fuels und hat neben der direkten Verwendung als Kraftstoff auch ein hohes Potenzial als Speicher- und Transportmedium für Wasserstoff. Bei der Verwendung als Kraftstoff treten allerdings Lachgasemissionen auf, die ein sehr hohes Treibhauspotenzial aufweisen und über deren Höhe noch Unsicherheiten bestehen. Daher fällt die Klimabilanz von Ammoniak schlechter bzw. unsicherer als bei anderen erneuerbaren Kraftstoffen aus. Der Einsatz von Ammoniak erfordert zudem aufgrund seiner hohen Toxizität strenge Sicherheitsvorkehrungen.

### **3 Technische Voraussetzungen für den Einsatz klimaverträg- licher Antriebssysteme und Kraftstoffe**

- 3.1 Kraftstofftransport, -lagerung und Bebunkerung**
- 3.2 Tanksysteme**
- 3.3 Energieversorgung an Bord**
- 3.4 Abgasnachbehandlung**

### **3 Technische Voraussetzungen für den Einsatz klimaverträglicher Antriebssysteme und Kraftstoffe**

Damit erneuerbare Kraftstoffe sowie gegebenenfalls auch andere klimaverträgliche Energiequellen effizient, sicher und umweltverträglich eingesetzt werden können, sind zahlreiche technische Voraussetzungen zu erfüllen. Dies betrifft sowohl die Energiekonverter als auch Tanksysteme an Bord der Schiffe und die Infrastruktur für den Transport, die Lagerung und die Bebunkerung. In den folgenden Teilkapiteln werden zentrale Anforderungen und technische Rahmenbedingungen für den Einsatz klimaverträglicher Energiequellen auf Basis von Hohmeyer et al. (2023, S. 63 ff.) zusammengefasst, wobei insbesondere auf folgende Aspekte eingegangen wird:

- Anpassungen der bestehenden Infrastruktur für den Transport, die Lagerung und das Bunkern der Kraftstoffe (Kapitel 3.1)
- Anforderungen an Tanksysteme (Kapitel 3.2)
- Anforderungen an die Energieversorgung an Bord (Kapitel 3.3)
- Möglichkeiten zur Abgasnachbehandlung (Kapitel 3.4)

Aufgrund der langen Lebensdauer von Schiffen und Infrastruktur und der hohen Dringlichkeit von Emissionsminderungen ist eine wichtige Frage, auf die jeweils eingegangen wird, ob bestehende Infrastrukturen bzw. Anlagen für fossile Kraftstoffe bei Verwendung mit erneuerbaren Kraftstoffen mit oder ohne Umrüstung weiterverwendet werden können. Außerdem wird behandelt, inwiefern diese für verschiedene erneuerbare Kraftstoffe genutzt werden können, da unklar ist, welche Kraftstoffe sich am Markt durchsetzen werden.

#### **3.1 Kraftstofftransport, -lagerung und -bebunkerung**

Die großen Mengen an erneuerbaren Schiffskraftstoffen, die langfristig für die Einhaltung der Emissionsziele benötigt werden, erfordern neben einer ausreichenden Verfügbarkeit der Kraftstoffe auch den Aufbau einer entsprechenden Versorgungsinfrastruktur. Für die maritime Schifffahrt besteht diese im Wesentlichen aus den drei Elementen Transport, Lagerung und Bebunkerung. Kraftstoffe werden über Tanker oder Pipelines vom Herstellungsort zu Lagertanks und Kraftstoffterminals in den Häfen transportiert. Anschließend werden die Seeschiffe meist über eigens dafür vorgesehene Bunkerschiffe betankt (Hohmeyer et al. 2023, S. 94). Alternativ ist es möglich, kleine Schiffe von Land aus über Tankwagen zu betanken. Auch mobile Tanks, welche an Deck gelagert werden und ausgetauscht werden können, werden in Einzelfällen etwa für LNG eingesetzt. Die Betankung von Land und der Austausch von mobilen Tanks sind nur für kleine Kraftstoffmengen realistisch, da die maximal möglichen Volumenströme aus Tankwagen im Vergleich zu Bunkerschiffen gering und die Zeit für die Betankung üblicherweise auf die für die Be- und Entladung erforderliche Liegezeit im Hafen begrenzt sind. Auch der Austausch von mobilen Tanks an Deck ist durch die entstehenden logistischen Anforderungen im Hafen und an den Liegeplätzen auf eher kleinere Kraftstoffvolumen

beschränkt. Die Betankung von Land und der Einsatz von mobilen Tanks könnten jedoch für noch nicht weit verbreitete erneuerbare Kraftstoffe gut geeignet sein, da für diese Kraftstoffe oft noch keine seeseitige Infrastruktur zur Bebunkerung der Schiffe vorhanden ist (Hohmeyer et al. 2023, S. 95). Inwieweit die bestehende Infrastruktur für fossile Kraftstoffe auch für erneuerbare Kraftstoffe genutzt werden kann und welche aktuellen Entwicklungen es bei der Infrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe gibt, wird im Folgenden näher dargestellt.

### 3.1.1 Nutzbarkeit vorhandener Infrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe

Die bestehende Infrastruktur für fossile Kraftstoffe wie Schweröl oder Destillatkraftstoffe lässt sich grundsätzlich für erneuerbare Dieselkraftstoffe (E-FT-Diesel und Biodiesel) nutzen. Für Wasserstoff, Methanol und Ammoniak, die andere technische Eigenschaften als fossile Kraftstoffe haben, sind diese bestehenden Anlagen jedoch nicht nutzbar. So stellen unterschiedliche Siedetemperaturen, korrosive Eigenschaften, Dichte und Aggregatzustand spezielle Anforderungen an Materialien, Isolierung sowie Dimensionierung der Tanks, Rohrleitungssysteme und -komponenten. Unterschiedliche Gefährdungseigenschaften erfordern außerdem spezielle Sicherheitseinrichtungen (Hohmeyer et al. 2023, S. 96).

Vor dem Hintergrund des Aufbaus von LNG-Infrastruktur (insbesondere von Terminals zum Import von LNG in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade, Mukran und Lubmin) in Deutschland seit dem Beginn des Angriffskriegs auf die Ukraine im Februar 2022 stellt sich die Frage, inwieweit sich diese LNG-Infrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe nutzen lässt. Für erneuerbares Methan ist dies aufgrund der prinzipiell mit (fossilem) LNG identischen technischen Eigenschaften möglich (Ricardo/DNV 2023). Diskutiert wird jedoch, inwieweit sich LNG-Terminals auch für Wasserstoff oder Ammoniak umrüsten ließen (Riemer et al. 2022) und welche Maßnahmen für eine erleichterte Umrüstung bereits heute getroffen werden könnten. Grundsätzlich erfordern die sehr unterschiedlichen technischen Eigenschaften von Wasserstoff und Ammoniak im Vergleich zu LNG/Methan eine Umrüstung aller Hauptkomponenten der Terminals wie Tanks, Pumpen, Kompressoren, Verflüssigungsanlagen, Rohrleitungen und Armaturen. Da die Tanks den Großteil der Investitionskosten ausmachen und die längste Lebensdauer besitzen, ist ihre Kompatibilität besonders wichtig (Riemer et al. 2022). Üblicherweise sind die Tank-Innenwände der LNG-Terminals aus 9 %-Nickelstahl, der nicht für Ammoniak oder Wasserstoff geeignet ist (Kapitel 3.2). Riemer et al. (2022) weisen allerdings auch darauf hin, dass noch Unsicherheiten hinsichtlich der technischen Kompatibilität verschiedener Stahlsorten mit flüssigem Wasserstoff oder Ammoniak bestehen. Bei Verwendung von Ammoniak ist aufgrund der deutlich höheren Dichte auch eine stärkere Fundamentierung der Terminals erforderlich, andernfalls können die Tanks nur mit einer geringeren Menge gefüllt werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 96).

Da sowohl bei Wasserstoff als auch bei Ammoniak nur sehr wenig praktische Erfahrung mit Infrastrukturen im erforderlichen großen Maßstab vorliegt, kommen Riemer et al. (2022) zu dem Schluss, dass eine Umrüstung von LNG-Terminals auf Ammoniak oder Wasserstoff mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden ist. Eine Umrüstung erscheint nur dann machbar, wenn dies schon beim Bau des Terminals berücksichtigt wurde, indem beispielsweise kompatible Materialien wie spezielle Edelstähle verwendet werden (Riemer et al. 2022). Zu einer ähnlichen Einschätzung kommen Hohmeyer et al. (2023, S. 98) in Bezug auf existierende LNG-Bunkerschiffe. Bei LNG-Bunkerschiffen mit Membrantanks wäre zwar das Material der Tanks geeignet, sie sind jedoch nicht für die höhere Dichte von Ammoniak ausgelegt.

### 3.1.2 Entwicklung von Infrastruktur für erneuerbare Kraftstoffe

Während für erneuerbare Dieselkraftstoffe die existierende Infrastruktur für Schweröl und Destillatkraftstoffe sowie für Methan die LNG-Infrastruktur genutzt werden kann, ist für Wasserstoff, Methanol und Ammoniak eine speziell dafür errichtete oder umgerüstete Infrastruktur erforderlich (Hohmeyer et al. 2023, S. 96). Von Vorteil ist dabei, dass Methanol und Ammoniak als Rohstoffe für die Chemieindustrie bereits seit Langem über Seewege transportiert werden. Für Lagerung und Transport ist also bereits eine gewisse Infrastruktur sowie Betriebserfahrung vorhanden. Diese müsste jedoch weiter ausgebaut werden, wenn Methanol und Ammoniak verstärkt auch als Kraftstoffe eingesetzt werden sollen (Hohmeyer et al. 2023, S. 95). So gibt es Pläne, LNG-Bunkerschiffe zu entwickeln, die später auch für das Bunkern von Ammoniak verwendet werden können. Beispielsweise erwartet Oceania Energy die Lieferung von zwei solcher Schiffe zwischen 2026 und 2028 (Oceania Marine Energy 2024). Das Projekt für den Bau von drei „ammonia-ready“ LNG-Bunkerschiffen in Flensburg, für das 2022 eine Förderung durch den Bund angekündigt wurde, wurde nach dem Zurückziehen des Förderbescheids im Juli 2024 allerdings nicht wie geplant umgesetzt (Energie & Management 2024). Das erste und bis jetzt einzige (Stand April 2025) Terminal für Flüssigwasserstoff wurde 2021 in Kobe (Japan) für den Import von Flüssigwasserstoff aus Australien in Betrieb genommen (Menzel 2021). Hierbei handelt es sich um einen 2.500 m<sup>3</sup> großen kugelförmigen vakuum-isolierten Speichertank.

Grundsätzlich ist es möglich, Kraftstoffterminals sowie Tank- und Bunkerschiffe so zu entwickeln, dass sie für verschiedene erneuerbare Kraftstoffe geeignet sind. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass der Wechsel zwischen den Kraftstoffen stets mit Umbauarbeiten und Anpassungen im Betrieb verbunden ist. Wie zeit- und kostenintensiv dabei die erforderlichen Umbauarbeiten und Anpassungen sind, hängt davon ab, in welchem Umfang das System schon zu Beginn auf die spätere Nutzung eines anderen Kraftstoffs ausgelegt und durch bauliche Maßnahmen vorbereitet wurde (Hohmeyer et al. 2023, S. 97).

## 3.2 Tanksysteme

Aufgrund ihrer unterschiedlichen technischen Eigenschaften benötigen die erneuerbaren Kraftstoffe spezielle Tanksysteme. Je nach Art des Kraftstoffs unterscheidet man zwischen Dieseltanks (für E-FT-Diesel und Biodiesel), Methanoltanks und Flüssiggastanks (für Wasserstoff, Methan und Ammoniak). Nachfolgend werden die möglichen Tanksysteme näher beschrieben. Dabei wird auch auf die Kompatibilität einzelner Tanksysteme mit unterschiedlichen Kraftstoffen eingegangen.

### 3.2.1 Dieseltanks

Dieseltanks werden für die flüssigen Dieselkraftstoffe E-FT-Diesel und Biodiesel (HVO, FAME) verwendet, wobei die gleichen Anforderungen wie für konventionelle Diesel- oder Schweröltanks gelten (Hohmeyer et al. 2023, S. 74). In Dieseltanks wird der Kraftstoff bei Umgebungsdruck gelagert, wobei die Tanks mit einem Mindestabstand von der Außenhaut des Schiffs angeordnet und mit einer Doppelhülle ausgestattet sein müssen (Hohmeyer et al. 2023, S. 74).

Sollen bei bereits in Betrieb befindlichen Schiffen statt fossilen Dieselkraftstoffen die erneuerbaren Kraftstoffe E-FT-Diesel, HVO und FAME verwendet werden, sind gegebenenfalls Anpassungen der zum Tank führenden Kraftstoffsysteme sowie der jeweiligen Energiekonverter erforderlich. Dies gilt vor allem für FAME, da dieser Kraftstoff zur Oxidation, Alterung und mikrobiologischen Verunreinigungen neigt und somit erhöhte Anforderungen an die Kraftstofflagerung und -aufbereitung stellt (Hohmeyer et al. 2023, S. 74 f.). Grundsätzlich ist es möglich, Tanksysteme einzusetzen, die sowohl für Dieselkraftstoffe als auch Methanol geeignet sind (Kapitel 3.2.2). Für Flüssiggase können Dieseltanks hingegen nicht genutzt werden (Kapitel 3.2.3) (Hohmeyer et al. 2023, S. 75).

### 3.2.2 Methanoltanks

Wie Diesel kann auch Methanol bei Umgebungsdruck in schiffbaulichen Tanks gelagert werden. Im Unterschied zu Dieseltanks können Methanoltanks jedoch unterhalb der Wasserlinie direkt an der Außenhaut des Schiffs angeordnet werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 75). Darüber hinaus gibt es zusätzliche Anforderungen an Methanoltanks. Sie müssen zum Schiffsinneren durch eine leere Zelle (Kofferdamm) sicher von anderen Räumen im Inneren des Schiffs abgetrennt sein. Des Weiteren muss eine sauerstofffreie Atmosphäre im Tank gewährleistet sein, wodurch ein zusätzliches Inertgas- und Belüftungssystem erforderlich ist, mit dessen Hilfe der Tank mit Stickstoff oder Kohlendioxid aufgefüllt wird. An der Tankinnenseite ist eine Beschichtung erforderlich, da Methanol korrosiv auf Schiffbaustahl wirkt. Alternativ und bei kleineren Tanks wäre auch eine Fertigung aus nichtrostendem Stahl (NiRo-Stahl) möglich (Hohmeyer et al. 2023, S. 75).

Es ist grundsätzlich möglich, vorhandene Tanks für fossile Kraftstoffe nachträglich zu Methanol-tanks umzurüsten. Neben Kofferdamm und Tankbeschichtung müssen auch Rohrleitungs- und Messsysteme nachgerüstet werden. Zudem besteht die Möglichkeit, bei Schiffsneubauten, in denen Methanoltanks verbaut werden, erst Dieselkraftstoffe zu verwenden und später auf Methanol umzustellen, wenn entsprechende Mengen an Methanol verfügbar sind. Für die Nutzung mit Methanol wären dann Tankreinigung und gegebenenfalls eine Instandsetzung der Beschichtung erforderlich (Hohmeyer et al. 2023, S. 76).

### 3.2.3 Flüssiggastanks

Bei Flüssiggastanks (für Wasserstoff, Methan und Ammoniak) unterscheidet man grundsätzlich zwischen vier Typen: Tanks vom Typ A, B und C sowie Membrantanks (Hohmeyer et al. 2023, S. 76).<sup>65</sup> Tanks vom Typ A, B und C sind von der Schiffsstruktur unabhängig und selbsttragend, und können daher separat vom Schiff gefertigt und danach in das Schiff integriert werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 76). Bei Membrantanks bildet die Schiffsstruktur selbst die äußere Tankhülle. Da Flüssiggase bei tiefkalten Temperaturen transportiert und gelagert werden, besteht die innere Tankhülle aus einer Membran (aus Invar-, Nickel oder Edelstahl), die das Flüssiggas umschließt. Zwischen innerer und äußerer Tankhülle schützt eine Isolierung einerseits den Tankinhalt vor Erwärmung und andererseits den Schiffsstahl der äußeren Tankhülle vor den tiefkalten Temperaturen des Flüssiggases (Hohmeyer et al. 2023, S. 76 f.). Die vier verschiedenen Tanktypen unterscheiden sich auch in

---

<sup>65</sup> Die technischen Anforderungen an Flüssiggastanks werden von der IMO geregelt (Hohmeyer et al. 2023, S. 76).

der Druckhöhe. In Tanks vom Typ A und B werden kalt verflüssigte Gase bei kleiner als 0,7 bar(g)<sup>66</sup> gelagert. Tanks vom Typ C sind Drucktanks von bis zu 18 bar(g) (Hohmeyer et al. 2023, S. 77 ff.). Bei höherem Druck liegt die Siedetemperatur der Flüssiggase höher, wodurch bei der Verwendung von Drucktanks entsprechend höhere Transporttemperaturen möglich sind. Membrantanks sind üblicherweise drucklos, bei manchen Membrantanksystemen ist allerdings ein höherer Tankdruck als 0,7 bar(g) zulässig.<sup>67</sup> Der Einsatz von Drucktanks hängt auch damit zusammen, dass in Tanks mit kalt verflüssigten Gasen Boil-off-Gas entsteht, wenn äußere Wärmeeinwirkung dazu führt, dass das gekühlte Flüssiggas verdampft. Während das Boil-off-Gas in Drucktanks durch Druckaufbau gehalten werden kann, muss es bei drucklosen Tanks kontinuierlich an Bord rückverflüssigt, verbrannt oder in Energiekonvertern für die Energieversorgung an Bord genutzt werden. Die dafür nötigen Anlagen erhöhen die Anschaffungs- und Betriebskosten der Schiffe und eignen sich dadurch nur auf Tankern mit großen Ladetanks (Hohmeyer et al. 2023, S. 78 f.).

Je nachdem, welches Flüssiggas getankt werden soll, sind unterschiedliche Ausführungen der Tanks erforderlich:

- Flüssiger Wasserstoff kann in drucklosen Tanks bei Mindesttemperaturen, die kälter als die Siedetemperatur von -252 °C sind, oder in Drucktanks bei 9 bar(g) und mindestens -242 °C gelagert bzw. transportiert werden. Unter anderem die niedrigen Siedetemperaturen von flüssigem Wasserstoff stellen hohe Anforderungen an das Tankmaterial. Daher werden fast ausschließlich Edelstähle, die sehr widerstandsfähig gegen Korrosion sind und auch bei sehr niedrigen Temperaturen nicht spröde werden (BorTec GmbH 2024), als Tankmaterial verwendet (Hohmeyer et al. 2023, S. 79).
- Flüssiges Methan kann in drucklosen Tanks bei mindestens -162 °C – der Siedetemperatur bei Umgebungsdruck – gelagert bzw. transportiert werden. Kommen Drucktanks zum Einsatz, kann es bei 2 bar(g) in Membrantanks bei mindestens -146 °C oder bei 9 bar(g) in Typ-C-Tanks bei mindestens -124 °C gelagert werden (Hohmeyer et al. 2023, S. 81). Da flüssiges Methan deutlich höhere Siedetemperaturen als Wasserstoff hat, wird in der Regel 9 % Nickelstahl genutzt, der im Vergleich zu Edelstahl kostengünstiger ist (Hohmeyer et al. 2023, S. 79).
- Ammoniak hat bei Umgebungsdruck mit -33 °C einen höheren Siedepunkt als Wasserstoff und Methan, weshalb es in drucklosen Tanks bei mindestens -33 °C gelagert bzw. transportiert wird. In Drucktanks kann Ammoniak flüssig bei -9 °C in Membrantanks mit 2 bar(g) Druck oder sogar bei etwa 45 °C in Typ-C-Tanks mit bis zu 18 bar(g) Druck transportiert werden, wodurch die Anforderungen an die Temperaturbeständigkeit des Tankmaterials geringer sind (Hohmeyer et al. 2023, S. 80).

Die Eigenschaften der Flüssiggase stellen unterschiedliche (Sicherheits-)Anforderungen an das Tankmaterial und die Isolierung (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 80 ff.). Nicht alle Tanks sind mit allen Flüssiggasen kompatibel. Die Frage der Kompatibilität stellt sich insbesondere dann, wenn die Verwendung von LNG- bzw. Methantanks für eine spätere Nutzung von Wasserstoff oder Ammoniak diskutiert wird. Hier ist zu beachten, dass das übliche Material für diese Tanks – 9 % Nickelstahl – für Ammoniak und Wasserstoff nicht geeignet ist. Ammoniak ist

<sup>66</sup> Tanks vom Typ A und B unterscheiden sich nicht nach Druckhöhe, aber nach Form und Anforderungen zur Verhinderung von Lecks: Typ-A-Tanks haben eine prismatische Form und erfordern eine komplett zweite gas- und flüssigkeitsdichte Barriere, die den gesamten Tankinhalt im Fall von Lecks aufnehmen kann. Typ-B-Tanks können eine prismatische Form oder Kugelform haben und erfordern eine zweite Barriere, welche Teile des Tankinhalts bei Leckagen aufnehmen kann. Im Gegensatz zu Tanks vom Typ A ist daher eine detaillierte Analyse zur Verhinderung von Lecks erforderlich (Hohmeyer et al. 2023, S. 78).

<sup>67</sup> <https://gtt.fr/approval-principle-aip-dnv-membrane-tanks-design-vapour-pressure-2-barg> (17.4.2025)

korrosiv und 9 % Nickelstahl ist anfällig für Spannungsrißkorrosion (Hohmeyer et al. 2023, S. 80). Bei Wasserstoff besteht durch die kälteren Temperaturen das Risiko von Versprödung, Bruch und Gasaustritt. Edelstahltanks für Wasserstoff sind hingegen auch für Methan oder Ammoniak geeignet. Auch die Isolierung von Wasserstofftanks ist für die Gase Methan und Ammoniak mit höherer Siedetemperatur geeignet. Umgekehrt wäre die Isolierung für Tanks, die für die Verwendung mit Ammoniak und Methan geeignet sind, für flüssigen Wasserstoff nicht ausreichend. Die schlechtere Isolierung würde bei Wasserstoff zu einer zu hohen Boil-off-Gas-Rate führen und gegebenenfalls den Stahl der umgebenden Schiffsstruktur unter die hierfür zulässigen Mindesttemperaturen abkühlen. Neben Tankmaterial und Isolierung müssen auch die an den Tank anschließenden Komponenten und Systeme (Rohrleitung- und Messsysteme, Pumpen, Kompressoren etc.) für das jeweilige Medium ausgelegt sein (Hohmeyer et al. 2023, S. 81). Grundsätzlich muss daher bereits in der Designphase des Tanksystems berücksichtigt werden, wenn in einem Tanksystem verschiedene Flüssiggase transportiert werden sollen.

### 3.3 Energieversorgung an Bord

Zur Verwendung von erneuerbaren Kraftstoffen an Bord von Schiffen sind Energiekonverter nötig, die für die jeweiligen Kraftstoffe ausgelegt sind. Man unterscheidet dabei zwischen Verbrennungsmotoren, Gasturbinen bzw. Gas-und-Dampfturbinen, Kesseln bzw. Boilern und Brennstoffzellen (Hohmeyer et al. 2023, S. 63). Sie wandeln die chemische Energie der Kraftstoffe in mechanische Energie für den Antrieb, elektrische Energie für Antrieb und/oder die Bordstromversorgung (z. B. Beleuchtung, Klima-, Abwasser-, Trinkwasseranlagen und Hilfssysteme für die Energiekonverter) sowie Wärmeenergie für die Wärmeversorgung (z. B. Erzeugung von Dampf-, Heiß- und Warmwasser) um. Bei den meisten Schiffstypen macht der Antrieb den Großteil des Energieverbrauchs aus. Auf Kreuzfahrtschiffen oder Kühlfrachtern ist der Energieverbrauch für Bordstrom- und Wärme-/Kälteversorgung allerdings ungefähr gleich hoch wie für den Antrieb (IMO 2021a). Nachfolgend werden die einzelnen Energiekonverter und ihre Nutzung beschrieben sowie dargestellt, welche erneuerbare Kraftstoffe in welchen Energiekonvertern genutzt werden können. Zudem wird auf Nuklearantriebe eingegangen, die unter bestimmten Rahmenbedingungen ebenfalls eine weitgehend klimaverträgliche Energieversorgung darstellen könnten, in der Handelsschifffahrt derzeit aber noch keine kommerzielle Rolle spielen.

#### 3.3.1 Verbrennungsmotoren

Für die Verwendung erneuerbarer Schiffskraftstoffe sind bei Verbrennungsmotoren zwei grundsätzliche Unterscheidungen wichtig. Erstens können Motoren nach der Anzahl der eingesetzten Kraftstoffe in Mono-Fuel-Motoren (MF-Motoren) und Dual-Fuel-Motoren (DF-Motoren) klassifiziert werden. MF-Motoren sind für die Verbrennung eines Kraftstoffs geeignet, DF-Motoren hingegen können für die Verbrennung von mindestens zwei unterschiedlichen Kraftstoffen genutzt werden. Für erneuerbare Kraftstoffe mit niedrigem Flammpunkt wie z. B. Methanol oder Ammoniak werden DF-Motoren genutzt, bei denen ein Anteil an fossilem Dieselkraftstoff (in der Regel MGO), E-FT-Diesel oder Biodiesel Zündung in Gang zu setzt (Hohmeyer et al. 2023, S. 68). Neben der Funktion als Zündkraftstoff hat dieser zweite Kraftstoff auch die Aufgabe, bei Ausfall des primären Kraftstoffsystems den Betrieb des Schiffs für zunächst mindestens 8 Stunden aufrechtzuerhalten, um besonders

schwerwiegende Folgen wie z. B. Kollisionen durch Manövrierunfähigkeit zu verhindern (Hohmeyer et al. 2023, S. 275). Dies bedeutet auch, dass DF-Motoren, die für die Nutzung mit erneuerbaren Kraftstoffen ausgelegt sind, vollständig mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden können.<sup>68</sup>

Zweitens werden Verbrennungsmotoren je nach Art des Verbrennungsprozesses in Diesel- und Ottomotoren unterteilt. Der Dieselprozess funktioniert mit Selbstzündung unter hohem Druck. Dadurch können hohe Wirkungsgrade und Motorleistungen erreicht werden, die hohen Brennraumtemperaturen führen allerdings zu Stickoxidemissionen, wodurch zusätzlich Abgaskatalysatoren eingesetzt werden müssen, um diese zu verringern und die Grenzwerte für Stickoxidemissionen der IMO in Emission Control Areas (Tier III Controls) einzuhalten (IMO 2019). Im Ottoprozess werden Kraftstoffe bei niedrigem Druck in die Brennkammer eingeführt und dann mithilfe von Fremdzündung verbrannt, was etwa elektrisch über Funkenzündung erfolgt. Beim Ottoprozess ist im Vergleich zum Dieselprozess die maximale Motorleistung geringer, die geringeren erforderlichen Drücke bei der Kraftstoffzufuhr reduzieren jedoch die Komplexität und Kosten des Systems. Außerdem führen geringere Brennraumtemperaturen zu niedrigeren Stickoxidemissionen (Hohmeyer et al. 2023, S. 69).

### 3.3.1.1 Zweitaktmotoren

Zweitaktmotoren werden für mechanische Antriebe (z. B. auf Container-, Tank- und Frachtschiffen) genutzt und machen den größten Teil der installierten Leistung von Energiekonvertern auf Seeschiffen aus. Im Vergleich zu anderen Schiffsmotoren haben sie die höchsten Wirkungsgrade und damit die geringsten Kraftstoffverbräuche (Hohmeyer et al. 2023, S. 67). Zweitaktmotoren sind sowohl in MF- und DF-Ausführung verfügbar. MF-Zweitaktmotoren funktionieren nach dem Dieselprozess, DF-Zweitaktmotoren sind sowohl im Diesel- als auch im Ottoprozess verfügbar (Hohmeyer et al. 2023, S. 68).

Grundsätzlich ist es möglich, MF- und DF-Zweitaktmotoren, die für den Einsatz mit konventionellen Kraftstoffen gebaut wurden, nachträglich für erneuerbare Kraftstoffe umzurüsten. Dies wäre derzeit z. B. für E- und B-Methan sowie für E- und B-Methanol bereits bei einigen Motorbaureihen möglich (The Maritime Executive 2023c). Auch werden Zweitaktmotoren entwickelt, die sich zukünftig auf den Betrieb mit Ammoniak umrüsten lassen.<sup>69</sup>

### 3.3.1.2 Mittelschnelllaufende Viertaktmotoren

Mittelschnelllaufende Viertaktmotoren werden für mechanische, diesel-elektrische und hybride Antriebe (z. B. auf Kreuzfahrt-, RoRo- und Behördenschiffen) sowie zur Bordstromerzeugung über Generatoren (in vielen unterschiedlichen Schiffstypen) genutzt. Nach Zweitaktmotoren machen sie den zweitgrößten Anteil an installierter Energiekonverterleistung in der Schifffahrt aus. Durch die höhere Drehzahl haben sie eine höhere Leistungsdichte und ein dynamischeres Lastverhalten, allerdings einen höheren Kraftstoffverbrauch als Zweitaktmotoren (Hohmeyer et al. 2023, S. 69).

Auch Viertaktmotoren sind als MF- und DF-Motoren verfügbar, wobei beide Ausführungen im Diesel- und Ottoprozess betrieben werden können. Von den erneuerbaren Kraftstoffen können in MF-Viertaktmotoren ausschließlich flüssige Kraftstoffe wie Biodiesel oder E-FT-Diesel verbrannt

<sup>68</sup> z. B. <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/dual-fuel-engines-from-wartsila>; <https://manrollo.com/en/products/engines/marine-dual-fuel/> (26.6.2025)

<sup>69</sup> <https://www.man-es.com/discover/two-stroke-ammonia-engine> (17.4.2025)

werden. DF-Viertaktmotoren ermöglichen auch den Einsatz von Kraftstoffen mit niedrigem Flammepunkt wie Methanol oder Ammoniak (Hohmeyer et al. 2023, S. 69).

### 3.3.1.3 Schnelllaufende Viertaktmotoren

Schnelllaufende Viertaktmotoren werden für mechanische, diesel-elektrische und hybride Antriebe (z. B. auf Marineschiffen und Yachten) sowie zur Bordstromerzeugung (auf allen Schiffstypen) eingesetzt (Hohmeyer et al. 2023, S. 65). Von allen Motortypen haben sie den geringsten Anteil an der installierten Energiekonverterleistung in der Schifffahrt. Sie zeichnen sich durch hohe Drehzahlen und Leistungsdichten und ein dynamisches Lastverhalten aus, haben allerdings auch den höchsten Kraftstoffverbrauch.

Schnelllaufende MF-Viertaktmotoren für den Einsatz mit flüssigen erneuerbaren Kraftstoffen gibt es im Dieselprozess mit Selbstzündung und im Ottoprozess mit Fremdzündung (Hohmeyer et al. 2023, S. 70). Schnelllaufende DF-Viertaktmotoren für den Einsatz mit Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt sind laut Hohmeyer et al. (2023, S. 71) nur im Ottoprozess in der Entwicklung.

### 3.3.2 Gas(-und-Dampf-)turbinen

Gas(-und-Dampf-)turbinen werden für mechanische oder elektrische Antriebe eingesetzt. Gasturbinen werden ausschließlich mit Gas betrieben, bei Gas- und Dampfturbinen wird mit der Abwärme der Gasturbine zusätzlich eine Dampfturbine betrieben, die ebenfalls für den mechanischen oder elektrischen Antrieb genutzt werden kann, wodurch der Gesamtwirkungsgrad des Antriebs erhöht wird (Hohmeyer et al. 2023, S. 67). Turbinen haben im Vergleich zu Verbrennungsmotoren eine höhere Leistungsdichte, aber einen höheren Kraftstoffverbrauch sowie höhere Anschaffungskosten. Gas(-und-Dampf-)turbinen werden daher insbesondere dort eingesetzt, wo hohe Leistungsdichte und Schiffsgeschwindigkeiten wichtig und ökonomische Faktoren eine untergeordnete Rolle spielen, beispielsweise auf verschiedenen Arten von Marineschiffen, Schnellfähren und Kreuzfahrtschiffen.

Turbinen sind sowohl in MF- als auch DF-Ausführungen verfügbar und können mit gasförmigen Kraftstoffen wie Methan oder flüssigen Kraftstoffen wie Methanol und Biodiesel betrieben werden. Für den Betrieb mit Schweröl sind sie ungeeignet, was einen weiteren Grund für den derzeit begrenzten Einsatz darstellt (Hohmeyer et al. 2023, S. 71).

### 3.3.3 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen wandeln die chemische Energie von Wasserstoff durch Oxidation mit Sauerstoff direkt in elektrische Energie um (im Gegensatz zu Motoren und Turbinen, welche die chemische Energie des Kraftstoffs zuerst in thermische und anschließend in mechanische und gegebenenfalls in elektrische Energie umwandeln). Dieser Vorgang wird auch als „kalte Verbrennung“ bezeichnet (Hohmeyer et al. 2023, S. 71). Dadurch können mit Brennstoffzellen höhere Wirkungsgrade erreicht werden als mit elektrischen Antrieben, bei denen der benötigte Strom durch Dieselgeneratoren oder Gasturbinen erzeugt wird.

Brennstoffzellen könnten auf Schiffen zur Erzeugung der Antriebsenergie oder zur Bordstromversorgung eingesetzt werden, der Einsatz ist jedoch noch (Stand 2024) auf wenige Schiffe beschränkt

(EMSA 2023b; Hohmeyer et al. 2023, S. 93 f.) Für den Antrieb werden wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen vor allem für kurze Strecken als relevant angesehen, da durch den hohen Raumbedarf von Wasserstoff häufiges Bunkern notwendig ist (EMSA 2023b). So wird beispielsweise seit 2023 eine norwegische Fähre mit flüssigem Wasserstoff angetrieben (Riviera News 2023), zwei weitere sollen 2026 ausgeliefert werden (Habibic 2024b). Für lange Strecken kommt das Mærsk Mc-Kinney Møller Center (2024a) zur Einschätzung, dass – sogar abgesehen vom Raumbedarf – Brennstoffzellen für den Antrieb in absehbarer Zeit nicht wettbewerbsfähig sein werden. Das wird insbesondere mit den hohen Investitionskosten sowie den großen Anpassungen im Design der Motorräume und der Betriebsabläufe für Crews begründet. Die Verwendung zur Bordstromerzeugung wird hingegen als vielversprechender angesehen, da hier geringere Maximallasten nötig und damit die Kosten geringer sind. Bis 2024 wurden Brennstoffzellen auch schon auf Kreuzfahrtschiffen zur Stromversorgung des Hotelbetriebs eingesetzt (Bahtić 2024b).<sup>70</sup> Bezuglich der weiteren Entwicklung bestehen aber auch Unsicherheiten. So meldete etwa Ende 2024 das norwegische Unternehmen Teco 2030, das bislang in der Brennstoffzellenentwicklung für maritime Anwendungen als eines der führenden Unternehmen angesehen wurde, Insolvenz an (The Maritime Executive 2024a).

Für die Schifffahrt sind insbesondere folgende Typen von Brennstoffzellen relevant: die Niedrigtemperatur-Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (Low Temperature Proton-Exchange Membrane Fuel Cell – LT-PEM FC), die Hochtemperatur-Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (High Temperature Proton-Exchange Membrane Fuel Cell – HT-PEM FC), die Festoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) und die Anionenaustauschmembran-Brennstoffzelle (Anion-Exchange Membrane Fuel Cell – AEM FC). Hauptunterscheidungsmerkmale sind dabei unter anderem der verwendete Elektrolyt sowie die Betriebstemperatur (Hohmeyer et al. 2023, S. 72).

Das zentrale Element des Brennstoffzellensystems ist bei allen Typen der Brennstoffzellenstack, der aus in Reihe geschalteten Brennstoffzellen besteht. Für die Verwendung anderer Kraftstoffe als Wasserstoff ist ein zusätzlicher Reformer (bei Methan und Methanol) oder Cracker (bei Ammoniak) erforderlich, welcher den Kraftstoff zuerst in Wasserstoff und Kohlendioxid (bei Methan und Methanol) bzw. Stickstoff (bei Ammoniak) aufspaltet. Anschließend kann der Wasserstoff in der Brennstoffzelle eingesetzt werden. Werden Reformer bzw. Cracker eingesetzt, sinkt der Gesamtwirkungsgrad der Anlage unter anderem durch die nötige Zuführung von Wärme. Gleichzeitig steigen dadurch die Investitions- und Betriebskosten. Eine Ausnahme bildet allerdings die SOFC, da hier Ammoniak durch die hohen Betriebstemperaturen direkt im Brennstoffzellenstack zu Wasserstoff und Stickstoff aufgespaltet werden kann (Hohmeyer et al. 2023, S. 72).

### 3.3.4 Nuklearantriebe

Nuklearantriebe wurden in der weltweiten Schifffahrt seit den 1950er Jahren fast ausschließlich auf militärischen Schiffen, U-Booten sowie Eisbrechern eingesetzt. In den 1960er und 1970er Jahren wurden außerdem mehrere Frachtschiffe mit Nuklearantrieb getestet, die jedoch alle wieder außer Betrieb genommen wurden (dazu EMSA 2024b, S. 581; Kölling 2023). Die Diskussion um nuklearbetriebene Schiffe hat mit der Entwicklung kleiner modularer Reaktoren (Small Modular Reactors – SMR) und vor dem Hintergrund der Klimaziele wieder an Fahrt aufgenommen (EMSA 2024b, S. 12; Patel 2024). Im Gegensatz zu Antriebssystemen für erneuerbare Kraftstoffe existieren SMR-basierte Schiffsantriebe aber bislang nur als Konzeptstudien und in experimentellen Frühdesigns.

<sup>70</sup> [https://www.meyerwerft.de/de/schiffe/silver\\_nova.jsp](https://www.meyerwerft.de/de/schiffe/silver_nova.jsp) (23.4.2025)

SMR bezeichnen nukleare Reaktoren mit geringerer Leistung als herkömmliche Druckwasserreaktoren, mit kompakter Bauweise sowie modularem Aufbau. Diese Eigenschaften könnten prinzipiell eine Fabrikfertigung unabhängig vom Ort des Schiffsbaus und die anschließende Integration in das Schiff ermöglichen. Im Hinblick auf Treibhausgasemissionen würden nukleare Antriebe deutliche Vorteile bieten: Die Energieumwandlung an Bord (Tank-to-Wake) ist emissionsfrei, und auch die Vorkette (Well-to-Tank) verursacht relativ zu fossilen Treibstoffen nur geringe Emissionen, die im Wesentlichen durch den Abbau, die Verarbeitung und den Transport der Kernbrennstoffe (z. B. Uran) entstehen (EMSA 2024b, S. 2). Manche SMR-Konzepte versprechen zudem längere Brennstoffzyklen und die Verwendung passiver Sicherheitssysteme, die Sicherheit auch ohne externe Energiezufuhr oder menschliches Eingreifen gewährleisten sollen.

Für die Energieversorgung an Land wird eine Vielzahl an SMR-Typen entwickelt, wobei sich die meisten Technologien laut der Internationalen Atomenergiebehörde (IAEA) noch in der Designphase befinden (IAEA 2024, S. 10 f.). Welche Reaktortypen zukünftig für den maritimen Einsatz verfügbar sein könnten, hängt maßgeblich von der weiteren SMR-Entwicklung ab und ist derzeit mit großen Unsicherheiten behaftet. Bislang ist noch kein SMR-betriebenes Handelsschiff in Entwicklung. Die Anwendbarkeit für die Schifffahrt wird in Forschungsprojekten untersucht (VARD 2025). Darüber hinaus liegen vereinzelte frühe Designstudien zu SMR-betriebenen Schiffen vor (MarineLink 2025; World Nuclear News 2025). Für die maritime Anwendung von SMR sind noch mehrere grundsätzliche Herausforderungen zu lösen:

- Sicherheit: Im maritimen Bereich ergeben sich erhebliche Herausforderungen hinsichtlich des Sicherheitsmanagements, etwa im Hinblick auf mögliche Strahlungsfreisetzung, Kollisionen, Schiffskenterungen, Brände, den Umgang mit radioaktiven Abfällen an Bord und in Häfen sowie auf Salzwasserkorrosion. Hinzu kommen externe Sicherheitsbedrohungen wie Sabotage oder Terroranschläge (EMSA 2024b, S. 4 f.).
- Wirtschaftlichkeit: Die Herstellungskosten für SMR-betriebene Schiffe sind derzeit ungewiss. Erste Konzeptstudien deuten auf deutlich höhere Kapitalkosten als für konventionelle Antriebe hin. Eine zentrale Unbekannte ist die Versicherbarkeit bzw. die Höhe der Versicherungsprämien: Derzeit existiert kein internationales Haftungsregime für zivile nukleare Schiffe.
- Akzeptanz und Hafeninfrastruktur: Handelsschiffe sind auf regelmäßige Hafenanläufe angewiesen. Bei Nuklearantrieben ergeben sich dabei nicht nur sicherheitsrelevante Fragestellungen, sondern auch gesellschaftliche Akzeptanzprobleme (Kölling 2023; LR 2024). Für die Versorgung und Entsorgung der Brennstoffe wären zudem umfangreiche Anpassungen der Hafeninfrastruktur erforderlich.

Abgesehen von der prinzipiellen technischen Machbarkeit stellen die regulatorischen Lücken ein potenzielles Anwendungshindernis dar. Der geltende IMO-Sicherheitscode (A.491(XII), 1981) ist veraltet und auf Druckwasserreaktoren begrenzt. Die Überarbeitung startet 2026 und wird mehrere Jahre dauern (SAFETY4SEA 2025a). Parallel dazu arbeitet die IAEA im ATLAS-Projekt mit der IMO an internationalen Standards für zivile Nuklearanwendungen auf See (Tipping 2025). Angesichts dieser technischen und regulatorischen Unsicherheiten erscheint unwahrscheinlich, dass Nuklearantriebe einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele bis 2045 liefern werden.

## 3.4 Abgasnachbehandlung

Die durch Verbrennung von Schiffskraftstoffen anfallenden Abgase können durch Nachbehandlung gereinigt werden, um die Umweltwirkung zu reduzieren. Dies ist besonders bei fossilen Kraftstoffen – für Treibhausgase, aber auch Schwefeloxid, Stickoxid und Feinstaub – relevant. Allerdings können auch beim Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe Emissionen anfallen, die durch Abgasnachbehandlung verringert werden können (Kapitel 2.2). Onboard Carbon Capture and Storage (OCCS) ermöglicht die Abscheidung von Kohlendioxid, während durch Abgaskatalysatoren Methan-, Lachgas- sowie Stickoxidedmissionen abgeschieden werden. Zur Reduktion der Schwefeloxid- und Feinstaubemissionen werden Scrubber eingesetzt. Nachfolgend werden diese Technologien beschrieben.

### 3.4.1 Onboard Carbon Capture and Storage

Durch OCCS – auch als Ship-Based Carbon Capture (SBCC) bezeichnet – kann Kohlendioxid aus dem Abgas abgeschieden und an Bord gespeichert werden, bevor es an Land abgegeben wird, um weiterverwendet oder dauerhaft gespeichert zu werden. Für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Abgasen gibt es eine Reihe von Verfahren mit unterschiedlichen technologischen Reifegraden. Für die Anwendung auf Schiffen sind laut Hohmeyer et al. (2023, S. 82) Pre-Combustion-Verfahren (Abscheidung vor der Verbrennung) und Post-Combustion-Verfahren (Abscheidung nach der Verbrennung) geeignet.

- Bei *Pre-Combustion-Verfahren* zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung werden kohlenstoffhaltige Kraftstoffe vor der Verbrennung in Wasserstoff und Kohlendioxid aufgespalten. Das Kohlendioxid wird abgeführt und gespeichert und der Wasserstoff den Energiekonvertern zugeführt (Hohmeyer et al. 2023, S. 82). Im Grunde entspricht die Funktionsweise dieser Anlagen den Kraftstoffreformern, die eingesetzt werden, wenn kohlenstoffhaltige Kraftstoffe für den Betrieb in Brennstoffzellen in Wasserstoff und Kohlendioxid aufgespalten werden.
- Bei *Post-Combustion-Verfahren* wird das Kohlendioxid aus dem Abgas nach dem Verbrennungsprozess abgeschieden. Dafür gibt es unterschiedliche Verfahren. Die Aminwäsche ist das technisch bisher am weitesten entwickelte und verbreitete Verfahren. Dabei wird Kohlendioxid im Abgas in einer wässrigen Lösung aus Aminoalkoholen chemisch absorbiert. Durch Erhitzung wird es anschließend von der Aminlösung abgetrennt und diese in einem geschlossenen Kreislauf wieder dem Prozess zugeführt (Hohmeyer et al. 2023, S. 83). Je nach Größe der Anlage sind Abscheideraten von 90 bis 99 % möglich bei einer ebenfalls hohen Reinheit des abgeschiedenen Kohlendioxids (bis zu 99 %).

Nach der Abscheidung aus dem Abgas muss das Kohlendioxid an Bord gelagert werden. Nach Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. 86) ist dabei nur eine Lagerung im flüssigen Zustand sinnvoll. Dazu muss Kohlendioxid gekühlt und unter Druck bei mindestens 5 bis 6 bar(g) gespeichert werden. Aufgrund der Eigenschaften von Kohlendioxid sind dafür nur Typ-C-Drucktanks geeignet. Eine Alternative besteht auch darin, die chemische Lösung aus der Aminwäsche inklusive des darin gebundenen Kohlendioxids an Bord zu speichern und dieses erst nach Abgabe an Land abzutrennen. Dies wird bereits bei einem am Markt verfügbaren OCCS-System des niederländischen Unternehmens Value Maritime praktiziert (Hand 2023). Bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung ist zu berücksichtigen, dass bei unterschiedlichen Kraftstoffen unterschiedliche Mengen an Kohlendioxid entstehen. Bei Methanol beispielsweise entstehen pro m<sup>3</sup> Kraftstoff 2,18 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> in flüssigem Zustand (bei 7 bar(g) Druck) und pro t Kraftstoff 1,38 t CO<sub>2</sub>. Daher ist es unter Umständen erforderlich, Kohlendioxid an

Bord zu lagern, das sowohl deutlich mehr Volumen als auch Masse als der eigentliche Kraftstoff hat. Dies erfordert entweder eine große Kapazität an Speichertanks an Bord oder eine häufige Abgabe an Land und eine entsprechende Verfügbarkeit der Infrastruktur (Hohmeyer et al. 2023, S. 87 f.).

Der Einsatz von OCCS-Systemen an Bord von maritimen Schiffen wird hauptsächlich in Pilotprojekten getestet. So testet das EU Projekt EverLoNG22 beispielsweise den Einsatz auf zwei LNG-betriebenen Schiffen (DNV 2024c; Habibic 2024a), das norwegische Schiffahrtsunternehmen Solvang testet den Einsatz auf einem Tankschiff (The Maritime Executive 2024c) und in Japan hat Kawasaki Kisen Kaisha bereits 2021 einen Test auf einem Massengutfrachter abgeschlossen (Bahtić 2021). Einige Systeme sind aber auch bereits kommerziell verfügbar, wie z. B. das Filtree System des niederländischen Unternehmens Value Maritime (2024).

Mit OCCS-Systemen kann ein Teil, jedoch nicht die Gesamtheit der CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden werden. Bei den aktuell eingesetzten Systemen liegen die angegebenen Abscheideraten bei bis zu 40 % der anfallenden Emissionen bei Value Maritime und bis zu 70 % bei Solvang (The Maritime Executive 2024c; Value Maritime 2024). Die tatsächlich erreichten Raten werden voraussichtlich noch geringer sein. So erwartet beispielsweise Mitsui O.S.K. Lines, dass sie mit dem System von Value Maritime aufgrund des verfügbaren Speicherplatzes an Bord lediglich 10 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Tankers abscheiden können (Value Maritime 2024).

Solche praktischen Aspekte – der Speicherplatz an Bord oder auch die Verfügbarkeit der Infrastruktur zur Abgabe an Land – werden laut DNV (2024c) unter den wichtigsten Herausforderungen für den zukünftigen breiteren Einsatz von OCCS sein. Weitere Herausforderungen sind regulatorische Unklarheiten, inwieweit die Emissionsreduktion durch OCCS zukünftig auf die Gesamtemissionen der Schiffe anrechenbar sein wird, sowie der zusätzliche Kraftstoffverbrauch für den Betrieb der Systeme und die damit verbundenen Kostenerhöhungen.

### 3.4.2 Abgaskatalysatoren und Scrubber

Ein wichtiger Aspekt bei der Verwendung von Methan und Ammoniak als Schiffskraftstoffe ist die Entstehung von Methan- und Lachgasemissionen. Beides sind Treibhausgase mit vielfach höherem Treibhauspotenzial als Kohlendioxid (Kapitel 2.2). Neben der Weiterentwicklung von Motoren, mit dem Ziel, die Methan- und Lachgasemissionen durch die Optimierung des Verbrennungsprozesses zu vermeiden oder zu reduzieren, spielen nachgeschaltete Abgaskatalysatoren eine große Rolle für die Reduzierung dieser Emissionen. Dabei wird durch metallische Katalysatoren Methan und Lachgas oxidiert, bei Methan entsteht dadurch Wasser und Kohlendioxid und bei Lachgas entsteht Stickstoff und Sauerstoff (Hohmeyer et al. 2023, S. 88).

Auch Luftschaadstoffemissionen können mit Nachbehandlungssystemen reduziert werden. Für Stickstoffoxidemissionen kommen Katalysatoren zum Einsatz, Schwefeloxide und Feinstaub können mit Scrubbern aus dem Abgas gewaschen werden. Sie fallen bei der Verwendung erneuerbarer Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren in kleinem Umfang an, wenn Zündkraftstoffe zur Initiierung der Zündung bei Kraftstoffen mit geringem Flammpunkt (z. B. Methanol) eingesetzt werden. Scrubber sind in der Schifffahrt derzeit insbesondere bei der Verwendung von Schweröl relevant und werden zur Reduktion der Schwefeloxidemissionen auf die erforderlichen Grenzwerte eingesetzt. Katalysatoren und Scrubber kommen auch in Kombination mit OCCS-Anlagen zum Einsatz, um das Abgas vor Abscheidung des Kohlendioxids zu reinigen (Hohmeyer et al. 2023, S. 84).

# **4 Effizienzmaßnahmen im Schiffbau und Schiffsbetrieb**

- 4.1 Physikalische Grundlagen**
- 4.2 Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs**
- 4.3 Innovationslandschaft**
- 4.4 Fazit**

## 4 Effizienzmaßnahmen im Schiffbau und Schiffsbetrieb

Angesichts der absehbaren Knappheit erneuerbarer Kraftstoffe wird es für die Dekarbonisierung der Schifffahrt erforderlich sein, alle sich bietenden Möglichkeiten für einen energieeffizienteren Betrieb der Schiffe zu nutzen. Dazu gehören innovative Antriebstechnologien ebenso wie bauliche Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs oder Anpassungen im Betrieb der Schiffe. In diesem Kapitel werden, auf Grundlage von Hohmeyer et al. (2023), die sich bietenden Optionen beschrieben und ihr Energieeinsparpotenzial anhand der verfügbaren Literatur eingeordnet (Kapitel 4.2). Vorab werden physikalische Grundlagen erläutert, die zum Verständnis der schiffbaulichen Prinzipien und des Energiebedarfs von Schiffen erforderlich sind (Kapitel 4.1). Die Entwicklung und der Bau energieeffizienterer Schiffe ist ohne eine leistungsfähige Schiffbauindustrie nicht denkbar. Abschließend wird deshalb in Kapitel 4.3 die nationale und europäische Innovationslandschaft skizziert, in die neben den Schiffbauunternehmen weitere Akteure wie die Zuliefererindustrie oder die Reeder eingebunden sind.

### 4.1 Physikalische Grundlagen

Schiffe unterscheiden sich von allen anderen Fahrzeugen dadurch, dass sie sich als einzige an der Grenzfläche von zwei sehr unterschiedlichen Medien bewegen, nämlich Wasser und Luft (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 168 f.). Für den Transport von Gütern oder Personen ist dies äußerst vorteilhaft, da Wasser eine wesentlich höhere Dichte als Luft hat. Pro Kubikmeter eingetauchten Schiffs volumens ergibt sich ein Auftrieb, der etwa 800-mal größer ist als z. B. der Auftrieb eines Zeppelins in der Luft. Durch den großen Auftrieb sind Schiffe grundsätzlich für den Transport großer Lasten prädestiniert. Zugleich besitzt Wasser bei hoher Dichte eine vergleichsweise geringe Zähigkeit, die für den (spezifischen) Reibungswiderstand eines Körpers in einer Flüssigkeit verantwortlich ist. Je geringer der Reibungswiderstand, desto geringer ist die Kraft, die aufgewendet werden muss, um einen Körper in dieser Flüssigkeit zu bewegen. Aus den genannten Gründen sind Schiffe mit großem Abstand die energieeffizientesten Verkehrsträger; sie benötigen von allen Fahrzeugen den geringsten Energieaufwand, um große Lasten zu transportieren (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 169 f.).

Neben diesen vorteilhaften Eigenschaften entsteht bei der Bewegung von Schiffen aber auch ein prinzipieller Nachteil: Durch die Bewegung an der Grenze zwischen Wasser und Luft bilden sich Wellen und damit Wellenwiderstand. Dies führt zu einer zusätzlichen Kraftwirkung, die dem Vortrieb des Schiffs entgegenwirkt. Das heißt, dass zusätzliche Energie aufgewendet werden muss, um das Schiff an der Wasseroberfläche bewegen zu können.

Insgesamt hängt der Energiebedarf für die Fortbewegung eines (Überwasser-)Schiffs daher einerseits vom Reibungswiderstand und andererseits vom Wellenwiderstand ab. Tabelle 4.1 zeigt für verschiedene Schiffstypen die unterschiedliche Verteilung der Widerstandsanteile. Schiffsbauliche Maßnahmen (z. B. die Schiffsform) beeinflussen, wie hoch diese Widerstände ausfallen (zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 170 ff.):

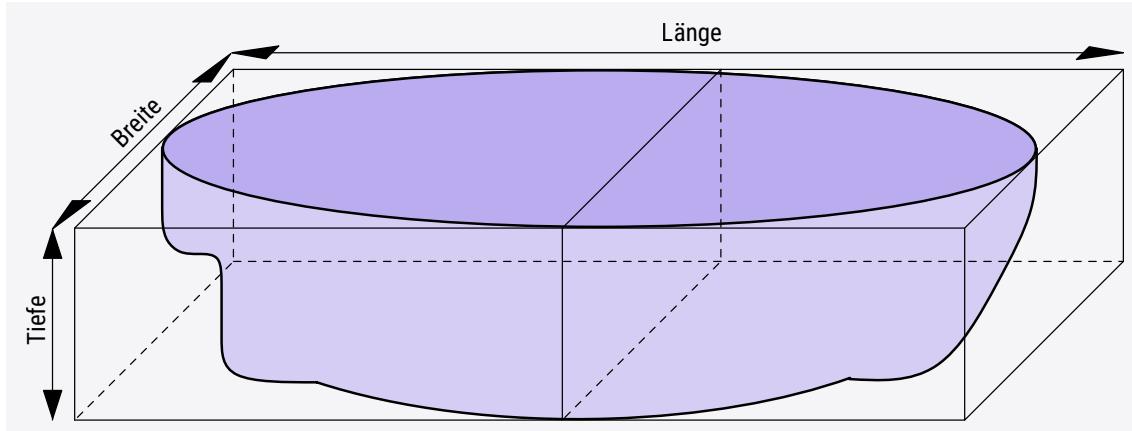
**Tabelle 4.1 Widerstandsanteile bei verschiedenen Schiffstypen**

Schiffstypen/Eigenschaft	Tanker	Kreuzfahrtschiff	Schnellfähre
Geschwindigkeit	12 bis 14 kn	18 bis 20 kn	23 bis 25 kn
Blockkoeffizient	0.8	0.65	0.5
Wandreibungswiderstand	30 %	45 %	25 %
viskoser Druckwiderstand	30 %	5 %	5 %
Wellenwiderstand	40 %	50 %	70 %

Quelle: Hohmeyer et al. (2023, S. 174)

- Der *Reibungswiderstand* setzt sich aus zwei Komponenten zusammen, dem *Wandreibungswiderstand* und dem *viskosen Druckwiderstand*. Der *Wandreibungswiderstand* ergibt sich durch die direkte Reibung der Flüssigkeit an der Außenhaut des Schiffs und kann durch reibungsvermindernde Maßnahmen (z. B. spezielle Beschichtungen) reduziert werden. Der *viskose Druckwiderstand* entsteht dann, wenn die Strömung dem Schiffskörper nicht ideal folgt, wodurch es zu einem Druckabfall kommt. Dieser Widerstandsanteil hängt stark von der Form des Schiffskörpers ab. Durch schlankere Schiffsdesigns, sodass die Strömung ablösungsfrei bis zum Propeller gelangen kann, lässt sich der viskose Druckwiderstand um bis zu 20 % reduzieren.
- Der *Wellenwiderstand* ist aufgrund der Physik der Wellenerzeugung umso geringer, je länger ein Schiff ist. Bei einer Verdopplung der Schiffslänge reduziert sich der Wellenwiderstand etwa um den Faktor 3. Relevant ist auch der Blockkoeffizient des Schiffs (Wikipedia o. J.). Er bezeichnet die Völligkeit eines Schiffs, die sich aus dem Verhältnis des Unterwasservolumens des Schiffsrumpfs (violett) zum Volumen eines rechteckigen Blocks mit der gleichen Gesamtlänge (L), Breite (B) und Tiefe (T) ergibt (Abbildung 4.1). Je geringer der Blockkoeffizient ist, desto geringer fällt auch der Wellenwiderstand aus. Schiffe, die bei hohen Geschwindigkeiten über einen vergleichsweise geringen Wellenwiderstand verfügen, verteuern sich dadurch jedoch in der Herstellung, da sie über größere Hauptabmessungen verfügen.

Neben schiffbaulichen Maßnahmen können auch betriebliche Maßnahmen den Reibungs- und Wellenwiderstand verringern und damit Energie einsparen (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 170 ff.). Die Verringerung der Geschwindigkeit ist dabei besonders effektiv, da der Wellenwiderstand von der 7. Potenz der Geschwindigkeit abhängt. Das bedeutet, dass sich die zur Überwindung des Wellenwiderstandes erforderliche Antriebsleistung bei einer Verdopplung der Fahrgeschwindigkeit um den Faktor 128 erhöht. Der Reibungswiderstand hingegen steigt nur mit der 3. Potenz der Fahrgeschwindigkeit an. Aus diesen grundsätzlichen physikalischen Überlegungen lässt sich ableiten, dass eine Geschwindigkeitsreduzierung bei Schiffen aufgrund des Wellenwiderstands in der Regel besonders effektiv ist.

**Abbildung 4.1 Blockkoeffizient**

Quelle: Original: Claudio Elias, Vector: Mrmw; CC= 1.0 (<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Arealflotacion.svg>; 22.8.2025)

Schiffe werden überwiegend von Propellern angetrieben, die eine Drehbewegung in einen Längsschub umwandeln (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 175). Der Wirkungsgrad eines Propellers hängt davon ab, wie viel spezifischer Schub (Schub pro Propellerfläche und Staudruck) erzeugt werden muss. Der erforderliche Schub steigt mit zunehmendem Schiffswiderstand. Während Propeller von Kreuzfahrtschiffen oder Schnellfähren einen spezifischen Schub von 0,4 und einen Wirkungsgrad von 75 % haben, liegt der spezifische Schub von langsamem Einschraubenschiffen (z. B. Tanker) bei 1,5 bei einem Wirkungsgrad von nur noch 50 %. Im günstigsten Fall gehen also 25 % der Primärenergie am Propeller verloren, im ungünstigsten Fall ca. 50 %. Aus diesen Gründen führt eine Verringerung des Schiffswiderstands nicht nur zu einer Verringerung des Energiebedarfs des Schiffs, sondern auch automatisch zu einem verbesserten Wirkungsgrad des Propellers durch den geringeren Schubbedarf.

Der Wirkungsgrad des Propellers hängt auch von der Homogenität des Strömungsfeldes ab, die wiederum stark von der Form des Schiffskörpers beeinflusst wird (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 175 ff.). Je inhomogener dieses Strömungsfeld ist, desto geringer ist der Wirkungsgrad des Propellers. Grundsätzlich gilt, dass schlankere Schiffe über ein homogeneres Strömungsfeld verfügen, was sich entsprechend positiv auf die Effizienz des Antriebs und den Energiebedarf auswirkt. Relevante Verbesserungen durch Maßnahmen am Propeller (Kapitel 4.2.3) lassen sich vor allem bei solchen Schiffen erreichen, die durch ihre Rumpfform nicht besonders energieeffizient sind (wie z. B. Massengutschiffe).

Bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist zu beachten, dass die Optimierung einer einzelnen Strukturkomponente einen wesentlich geringeren Effekt hat, als wenn alle Komponenten gemeinsam optimiert werden. So kann es z. B. sein, dass die isolierte Optimierung des Propellers zwar zu einer Effizienzsteigerung führt, gleichzeitig aber dadurch die Antriebsmaschine des Schiffs in einem ungünstigeren Betriebspunkt läuft und somit (trotz der Verbesserungen am Propeller) der Brennstoffverbrauch (und damit die Emissionen) sogar ansteigt. Daraus folgt, dass die Optimierung des Gesamtsystems während der eigentlichen Produktentwicklungsphase gegenüber der nachträglichen Optimierung einzelner Komponenten, z. B. im Rahmen von Retrofitmaßnahmen, deutliche Vorteile sowohl aus energetischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht hat (dazu und zum Folgenden

Hohmeyer et al. 2023, S. 177 ff.). Da alle Aspekte miteinander zusammenhängen, muss dieser Optimierungsprozess iterativ mehrfach durchgeführt werden; man spricht auch von der Entwurfsspirale (Erichsen 1989, S. 50). Die folgenden Teilschritte sind, geordnet nach zeitlichem Ablauf und Hierarchie beim üblichen Entwurfsprozesses, für die Reduktion des Energiebedarfes besonders relevant:

- Optimierung der Hauptabmessungen
- Optimierung des Gewichts
- Optimierung der Schiffsform
- Optimierung der Anhänge bei Zweischaubenschiffen (Wellenleitungen, Wellenbockarme, Rudder)
- Optimierung des Propellers und der Propulsion
- Optimierung des Ruders
- Integration und Optimierung von Zusatzmaßnahmen, falls nötig
- Optimierung des Zusammenwirkens von Hauptmaschine und Propulsion (einschließlich eventueller Zusatzmaßnahmen)
- Optimierung der Hilfsantriebe und des Energiebedarfs

Die Anwendung moderner, IT-gestützter Entwurfsverfahren kann den Optimierungsprozess erheblich beschleunigen, indem die einzelnen Schritte nicht sequenziell, sondern parallel abgearbeitet werden (Papanikolaou 2019; Papanikolaou et al. 2024). Aspekte wie die Stabilität oder die Sicherheit im Fall eines Lecks, die der Schiffsentwurf zu erfüllen hat, sind dabei wichtige Randbedingungen (Hohmeyer et al. 2023, S. 178).

## 4.2 Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs

In den folgenden Teilkapiteln werden basierend auf Hohmeyer et al. (2023) schiffbauliche und operative Maßnahmen beschrieben und bewertet, die geeignet sind, den Energiebedarf von Schiffen zu senken. Die Reihenfolge der vorgestellten Maßnahmen entspricht grob der oben dargestellten schiffbaulichen Entwurfsspirale (Kapitel 4.1).

Es wird jeweils darauf eingegangen, ob die Maßnahmen für eine Nachrüstung der Bestandsflotte infrage kommen und, falls entsprechende Daten verfügbar sind, wie verbreitet sie in der Bestandsflotte bereits eingesetzt werden. Zudem wird jeweils – auf Basis vorliegender Untersuchungen – das Potenzial zur Verringerung des Treibstoffverbrauchs (und damit auch der korrespondierenden Emissionen) bei Einzelschiffen abgeschätzt (in %). Wenn im Folgenden allgemein von Einsparungen oder Einsparpotenzialen gesprochen wird, bezieht sich dies auf den Energiebedarf des Hauptantriebs (sofern nicht anders angegeben). Die angegebenen Einsparpotenziale sind jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet und die wenigen vorliegenden Untersuchungen kommen zum Teil zu sehr unterschiedlichen Einschätzungen. Dies liegt zum einen daran, dass die tatsächlich, im Einzelfall realisierbaren Einsparpotenziale sehr stark variieren können und nicht nur vom Schiffstyp abhängig sind, sondern auch von weiteren baulichen Eigenheiten des Schiffs und operativen Aspekten. Zum anderen ist die Abschätzung, wie sich Einzelmaßnahmen energetisch auswirken, methodisch äußerst schwierig und oft nur näherungsweise möglich, da vergleichende Tests unter realen Bedingungen

meist nicht durchführbar sind (die Werte können z. B. je nach Seegang stark variieren). Dennoch lassen sich aus den angegebenen Werten zumindest grobe Hinweise ableiten, welche schiffbaulichen Maßnahmen in energetischer Hinsicht besonders vielversprechend sein können.

### 4.2.1 Optimierung des Rumpfes

Wie in Kapitel 4.1 bereits beschrieben, ist die Reduktion des Schiffwiderstandes einer der primären Ansatzpunkte, um den Energiebedarf von Schiffen zu senken (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 154 u. 181 f.). Eine Reduzierung des Wellenwiderstandes lässt sich vor allem durch Anpassung der Rumpfform erreichen, konkret durch geringere Blockkoeffizienten und schlankere Schiffsformen. Laut Hohmeyer et al. (2023) ist damit, je nach Schiffstyp, eine Reduktion des Wellenwiderstandes um die Hälfte möglich. Laut IMO ist durch die Optimierung der Hauptabmessungen eine Reduzierung des Treibstoffverbrauchs um 5 bis 20 % in ruhigem Wasser möglich (bei Wellengang können die Werte je nach Schiffstyp deutlich anders ausfallen) (IMO 2011, S. 50). Andere Quellen rechnen mit einer Kraftstoffeinsparung von 10 bis 15 % durch schlankere Schiffsformen (DNV 2024a, S. 18; Huang/Duan 2023; ITF 2018, S. 26).

Anpassungen der Hauptabmessungen sind nur beim Schiffsneubau umsetzbar (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 154). Trotz des vergleichsweise hohen Einsparpotenzials wird diese Maßnahme aber bei neuen Schiffdesigns noch nicht ausgeschöpft. Gründe sind unter anderem, dass bei Neuentwicklungen die Baukosten und nicht die Lebenszykluskosten im Vordergrund stehen und viele Werften auf Standardentwürfe zurückgreifen, die nicht projektspezifisch angepasst werden (Faber et al. 2011, S. 30 f.). Neben schlankeren Schiffsformen gibt es weitere energetische Optimierungsmaßnahmen, die am Rumpf ansetzen (zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 154 f.):

- Dazu gehört der Einsatz von Wasserlinienverlängerungen wie *Ducktails* oder *Interceptorblechen*. Als Ducktail wird die Verlängerung und Verbreiterung des Hecks an der Wasserlinie bezeichnet. Dadurch verändert sich die Wasserströmung und es wird zusätzlicher Auftrieb erzeugt. Interceptorbleche werden vertikal am Heck eines Schiffs angebracht und können vertikal abgesenkt werden, sodass durch die veränderte Wasserströmung unter dem Rumpf ebenfalls Auftrieb erzeugt wird (IMO 2011, S. 54). In IMO (2011, S. 50 u. 54) wird ein Einsparpotenzial von maximal 7 % bei Ducktails (als realistisch gelten 0,1 bis 2 %) oder bis zu 4 % bei Interceptorblechen erwartet. Die Maßnahmen sollen sich laut IMO bereits nach kurzer Zeit rentieren, zu den Kosten werden allerdings keine detaillierten Angaben gemacht. Diese Schiffbautechnologien sind bereits am Markt verfügbar und werden beim Neubau von Schiffen angewendet, und zwar überwiegend bei RoRo-Schiffen, Fähren und Kreuzfahrtschiffen (IMO 2011, S. 50).
- Eine weitere Möglichkeit zur Energieeinsparung bietet der Einsatz eines *Wulstbugs* – auch Bugwulst genannt (Abbildung 4.2), der durch Verringerung der Bugwelle die Strömungseigenschaften des Schiffs verbessert. Diese Technologie ist ausgereift und am Markt verfügbar – da eine Nachrüstung möglich ist, sind die meisten größeren Schiffe mit Bugwülsten bereits ausgerüstet (IMO 2011, S. 46). Das Einsparpotenzial hängt stark von der Geschwindigkeit und der Größe des Schiffs ab; die Einschätzungen zum Reduktionspotenzial reichen von 3 bis 15 %.<sup>71</sup> Für einen neuen Bugwulst wird in IMO (2024) je nach Größe ein Preis von 350.000 bis 800.000 US-Dollar angenommen (einschließlich Optimierung, Konstruktion, Zulassung und Material).

<sup>71</sup> IMO (2024) geben ein Einsparpotenzial von 3 bis 5 % an; ITF (2018, S. 26) 3 bis 7 %; Pariotis et al. (2016) 4 bis 15 %.

**Abbildung 4.2 Schiff mit Wulstbug**

Quelle: dendoktoor (<https://pixabay.com/photos/ship-prow-bow-sea-bulbous-bow-6565276/>; 5.8.2025)

- *Optimierung der Rumpföffnungen:* Durch Tunnel für Bugstrahler, Seekästen (Kühlwasserentnahmestelle unterhalb der Wasseroberfläche), Stabilizertaschen oder Moonpools (senkrechte Schächte im Schiffsrumph zum Ausbringen von Bohrgestängen oder Ähnlichem) kann es zu Strömungsverwirbelungen und damit zu nennenswerten Zusatzwiderständen beim Reibungswiderstand kommen. Durch intelligente Anordnung solcher Öffnungen und durch die Verwendung von besonders gestalteten Strömungsgittern lässt sich der Zusatzwiderstand minimieren und so Energie einsparen. Diese Technologie ist am Markt verfügbar und kann für alle Schiffstypen angewendet werden (Neubau sowie teilweise auch Nachrüstung). Das Energieeinsparpotenzial ist schiffstypabhängig und wird in IMO (2011, S. 52) mit 1 bis 5 % angegeben.

## 4.2.2 Leichtbau

Beim Bau von Hochseeschiffen ist Stahl nach wie vor das gängige Material. Durch die Verwendung von Leichtbautechniken lässt sich das Leergewicht und damit die Energieeffizienz von Schiffen reduzieren (Siebel 2020; TAB 2022) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 153 u. 181). Das Leerschiffsgewicht kann durch die Verwendung leichter Materialien (wie z. B. höherfeste Stähle, Aluminium, Glasfaserverbundwerkstoffe) oder neuartige Konstruktionen (Mischbauweisen, innovative Fügetechnologien) gesenkt werden, wobei Materialien wie Aluminium oder Glasfaserverbundwerkstoffen primär bei sehr schnellen Fahrzeugen angewendet werden (IMO 2011, S. 49). Durch die Verwendung höherfester Stähle lässt sich das Schiffsgewicht um 5 bis 20 % reduzieren (Pariotis et al. 2016). Eine Gewichtsreduktion ist in der Regel nur dann sinnvoll, wenn die Einsparungen in den oberen Schiffsbereichen erbracht werden, da ansonsten die Stabilität negativ beeinflusst wird. Bei Gewichtseinsparungen stehen daher vor allem Einrichtung und Ausrüstung sowie die Bauweise der oberen Passagierdecks im Fokus.

Leichtbautechniken sind praktisch nur beim Neubau umsetzbar und prinzipiell für alle Schiffstypen geeignet, wobei der Effekt natürlich umso größer ist, je größer der Leerschiffsgewichtsanteil ist

(z. B. bei Passagierschiffen) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 153 u. 181). Diese Maßnahmen sind meist mit erheblichen Mehrkosten verbunden, die nicht nur mit den höheren Kosten der leichteren Materialien zusammenhängen, sondern laut Hohmeyer et al. (2023, S. 181) auch darauf zurückzuführen sind, dass für neue Konstruktionsprinzipien oder neue Materialien umfängliche Zertifizierungen nötig sind und gleichzeitig das Risiko technischer Fehlschläge sowohl im Konstruktionsprozess als auch im Betrieb besonders hoch ist. Die IMO (2011, S. 50, 2021a, S. 231) geht davon aus, dass Leichtbautechnologien bislang nur eine eher geringe Marktdurchdringung haben. Das mögliche Energieeinsparpotenzial ist abhängig von der realistisch erreichbaren Gewichtsreduktion und wird unterschiedlich bewertet, wobei die Schätzungen bis maximal 10 % reichen (IMO 2011, S. 50; ITF 2018, S. 26).

#### 4.2.3 Optimierung von Propeller und Ruder

Verschiedene Maßnahmen tragen dazu bei, die Strömungseigenschaften am Propeller und/oder Ruder und damit die Energieeffizienz des Antriebs zu verbessern. Gewisse Einsparpotenziale lassen sich beim Propeller durch Optimierung der Propellerflügel erreichen (Anzahl und Größe der Flügel, Gestaltung der Flügelprofile etc.), beim Ruder durch verdrehte Ruderprofile, die entlang der Anströmung des Propellers ausgerichtet sind (Twist-Flow-Ruder; Hohmeyer et al. 2023, S. 188). Zudem bietet sich bei Zweischaubenschiffen die Optimierung von Anhängen wie Propellerwelle und Wellenbockarmen<sup>72</sup> an, um einen gleichmäßigeren Zustrom zum Propeller zu erhalten. Die damit erreichbaren Einsparpotenziale dürften jedoch jeweils maximal 2 % betragen (IMO 2011, S. 53 u. 56). Größere Effekte versprechen die folgenden Maßnahmen, die in der Regel nachrüstbar sind (zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 157 ff. u. 183 ff.):

- *Propulsionsbirnen* (Costa-Birnen): Hierbei handelt es sich um eine tropfenförmige Verdickung des Ruders auf Höhe der Propellernabe, welche die Verwirbelung des Schraubenstrahls reduziert und so den Antriebswirkungsgrad verbessert (Abbildung 4.3). Durch den Einsatz dieser Technologie wird das Schiffsruder teurer, dafür lässt sich ein Effizienzgewinn von 1 bis 2 % erreichen (GreenVoyage2050 2024). Wird der Propeller speziell für ein solches Ruder optimiert, sind laut Hohmeyer et al. (2023, S. 186) weitere 1 bis 2 % realisierbar. Die Kosten werden in IMO (2024) auf rund 300.000 US-Dollar veranschlagt. Propulsionsbirnen sind auf dem Markt verfügbar und prinzipiell für alle Schiffstypen anwendbar, werden aber vor allem bei Tankern, Container- und RoRo-Schiffen eingesetzt (IMO 2011, S. 55). Die Marktdurchdringung wurde (für das Jahr 2018) auf 12,5 % geschätzt (IMO 2021a, S. 231).
- Der *Becker-Mewis-Duct* ist eine hydrodynamische Vorrichtung, die vor dem Propeller montiert wird. Sie besteht aus einer ringförmigen Vordüse und integrierten Strömungsleitflächen, die den Strömungsverlauf optimieren und damit den Antriebsaufwand reduzieren. Bei langsam fahrenden Schiffen wie Massengutfrachtern und Tankern sind nach Herstellerangaben Energieeinsparungen von bis zu 10 % möglich.<sup>73</sup> Der Becker-Mewis-Duct ist nachrüstbar und wurde ab 2009 weltweit auf mehr als 1.500 Schiffen installiert. Das von deutschen Ingenieuren entwickelte Gerät wurde 2022 mit dem Deutschen Umweltpreis ausgezeichnet (idw 2022).

<sup>72</sup> Wellenbockarme sind am Rumpf angebracht und vor allem bei Zweischaubenschiffen wichtig, um die Propellerwelle, welche das Drehmoment vom Motor zum Propeller überträgt, in Position zu halten und zu stabilisieren.

<sup>73</sup> <https://becker-marine-systems.com/de/produkte/energiesparsysteme/becker-mewis-duct> (13.5.2025)

**Abbildung 4.3 Twistiertes Ruder mit integrierter Propulsionsbirne**

Quelle: Fotoarchiv TUHH (Hohmeyer et al. 2023, S. 186)

- Propellernabenkappenflossen sind feste, auf der Propellernabe hinter dem Propeller angeordnete Leiteinrichtungen. Sie dienen der Reduktion von Verwirbelungen, die sich hinter der Propellernabe bilden, und erhöhen somit die Effizienz des Antriebs. Das Einsparpotenzial wird auf rund 1 bis 3 % geschätzt (GreenVoyage2050 2024; IMO 2011, S. 56). Verwendet man Nabenkappenflossen, kann durch den Einsatz einer Costa-Birne am Ruder allerdings kaum noch Energie eingespart werden. Nabenkappenflossen sind am Markt verfügbar und können bei allen Schiffstypen eingesetzt werden, die mit einem Festpropeller ausgerüstet sind. Sie sind relativ preiswert (ca. 100.000 bis 150.000 US-Dollar; GreenVoyage2050 2024) und können auch nachgerüstet werden. 2018 soll die Marktdurchdringung rund 10 % betragen haben (IMO 2021a, S. 231).
- Bei Mehrkomponentenpropellern handelt es sich um Propellersysteme, bei denen mehrere Propeller hintereinander angeordnet sind. Ziel ist, den Propellerschub auf beide Propeller zu verteilen und so den Propellerwirkungsgrad zu verbessern. Eine Variante sind *Tandempropeller*, zwei hintereinander auf einer Welle montierte Propeller, die den gleichen Drehsinn haben. Diese Technologie wird aber bei Schiffen mit konventionellen Wellenleitungen kaum angewendet, weil die Energieverluste durch die gegenseitige Beeinflussung der Propeller größer sein können als der theoretisch durch die Schubaufteilung mögliche Effizienzgewinn. Das Problem besteht nicht, wenn der axiale Abstand zwischen den beiden Propellern ausreichend groß ist – man spricht dann auch von *Twinpropellern* (SVA 2015). In so einem Fall kann je nach Schubbelastung der Propeller laut Hohmeyer et al. (2023, S. 187) etwa 2 bis 5 % der Leistung eingespart werden. Eine weitere Variante sind *kontrarotierende Propeller* oder Gegenlaufpropeller. Sie entsprechen von der Anordnung her Tandempropellern, laufen allerdings entgegengesetzt, was eine komplizierte getrennte Lagerung der Propeller erfordert. Durch die Gegenläufigkeit der Einzelpropeller gelingt es jedoch, die Drallverluste im Propellerstrahl teilweise zurückzugewinnen. In Einzelfällen wird von Energieeinsparungen zwischen 6 und 20 % berichtet, die realistisch erzielbaren Einsparpotenziale werden von der IMO (2011, S. 57) auf 3 bis 6 % geschätzt. Gegenlaufpropeller sind

am Markt verfügbar mit einer geschätzten Marktdurchdringung von ca. 12,5 % (Jahr 2018) (IMO 2021a, S. 231).

Die angeführten Effizienzgewinne der beschriebenen Maßnahmen sind aufgrund von möglichen negativen Wechselwirkungen nicht addierbar (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 185). Die realisierbaren Einsparpotenziale hängen zudem stark vom Schiffstyp ab (z. B. Einschrauben- vs. Zweischaubenschiffe) und können auch zwischen den Schiffen einer Kategorie (unter anderem abhängig vom Einsatzprofil) deutlich variieren. In der Literatur liegen die Schätzungen zu möglichen Energieeinsparungen deshalb weit auseinander und reichen bis zu 25 % (ITF 2018, S. 26). Die besten Ergebnisse lassen sich erzielen, wenn Propeller, Ruder und Rumpf gemeinsam entworfen und aufeinander abgestimmt werden.

#### 4.2.4 Verringerung der Wandreibung

Der Wandreibungswiderstand, der bei allen Schiffstypen in unterschiedlichem Maß auftritt, kann unter anderem durch technische Maßnahmen gesenkt werden. Sie sind nur für Schiffstypen umsetzbar, die keinen mechanischen Belastungen der Außenhaut ausgesetzt sind (wie Eisfahrt, Kontakt mit Netzen oder Sand/Schlick im Hafen) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 155 ff u. 182 ff):

- *Beschichtung des Rumpfes:* Durch eine geeignete Beschichtung des Unterwasserschiffes – also des Rumpfteils, der sich unterhalb Wasserlinie befindet – kann der Reibungswiderstand des Schiffs vermindert werden. Rumpfbeschichtungen sind grundsätzlich für alle Schiffstypen anwendbar und teilweise bereits auf dem Markt erhältlich. Sie eignen sich sowohl für Neubauten als auch als Nachrüstoption. Besonders große Einsparungen sind für völlige Schiffe (hohes Verhältnis zwischen Schiffsvolumen und umschreibenden Quader) zu erwarten, bei denen der Reibungswiderstandsanteil am größten ist. Die möglichen Einsparungen sind darüber hinaus stark vom Beschichtungskonzept abhängig und bewegen sich im Bereich von 1 bis 4 % (2024; IMO 2011, S. 51). Viele Ansätze sind derzeit in Entwicklung. Dazu gehören bionische Folien, die eine dünne Luftsicht erzeugen (Orgeldinger 2018), oder 3D-gedruckte Platten, die der Haut von Haifischen nachgebildet sind (GSN 2020, S. 33). Konkrete Angaben zu Kosten oder möglichen Einsparungen existieren für diese innovativen Technologien noch nicht. Die dabei zum Einsatz kommenden Oberflächentechniken (Farben, Folien, Platten etc.) sollten im Idealfall nicht nur den Strömungswiderstand reduzieren, sondern möglichst auch Bewuchs verhindern (Antifouling; dazu Kapitel 4.2.7). Der Bewuchs des Schiffsrumpfes mit Algen, Mikroorganismen und Pflanzen (Biofouling), kann den Treibstoffverbrauch von Schiffen substanzell erhöhen (IMO 2022; Neuemeier 2021). Viele Antifoulingbeschichtungen enthalten Biozide und sind deshalb schädlich für die Umwelt. Als etablierte Alternative kommen unter anderem Silikonbeschichtungen infrage, die jedoch sehr empfindlich gegenüber mechanischen Einwirkungen sind.
- *Luftschmierungssysteme:* Diese Systeme zielen darauf ab, den Reibungswiderstandsanteil von Schiffen zu verringern, indem an der Außenhaut des Schiffs (meist im Bodenbereich) Luft eingeblassen wird, was die Wandreibung zwischen Schiff und Wasser verringert. Dafür ist eine nicht unerhebliche Menge an Energie erforderlich, weil die Luft gegen den hydrostatischen Wasserdruk ausgeblasen werden muss. Außerdem sind die Systeme relativ komplex, weil neben den speziell geformten Auslassöffnungen Kompressoren und Regelventile erforderlich sind, um Schiffsbewegungen im Seegang ausgleichen zu können. Die erzielbaren Einsparungen sind unter

anderem vom Schiffstyp und der Oberflächenbeschaffenheit des Unterwasserschiffs abhängig (IMO 2011, S. 55) und werden auf 3 bis 10 % geschätzt (GreenVoyage2050 2024; Hohmeyer et al. 2023, S. 188; ITF 2018, S. 26). Die Kosten für die Umsetzung sind allerdings erheblich und liegen zwischen 2 und 3 % der Neubaukosten für ein Schiff (GreenVoyage2050 2024). Durch die IMO sind Luftschnierungssysteme als Innovative Propulsion Systems im Rahmen der EEDI-Regularien (Kapitel 5.1.2) anerkannt, was zu einer deutlich verbesserten Bewertung im EEDI-Kontext führt. Vidović et al. (2023) bezweifeln allerdings den Nutzen solcher Systeme und weisen darauf hin, dass der Einsatz über den gesamten Geschwindigkeitsbereich des Schiffs energetisch nicht vorteilhaft ist. Bislang kommen Luftschnierungssysteme erst vereinzelt und primär bei neueren Kreuzfahrtschiffen zum Einsatz (ABS 2019). Prinzipiell lassen sich auch bestehende Schiffe nachrüsten, jedoch sind die dafür erforderlichen Investitionskosten beträchtlich (Huang/Duan 2023).

#### 4.2.5 Windantriebe

Wind wird bereits seit Jahrhunderten zur Fortbewegung von Schiffen genutzt, spielt aber heute in der Hochseeschifffahrt eine sehr untergeordnete Rolle. Im Zuge der Bemühungen, die Schifffahrt zu dekarbonisieren, erleben Windantriebe seit einigen Jahren eine Renaissance. Zu unterscheiden ist zwischen Windzusatz- und Windhauptantrieben: Bei Zusatzantrieben (Wind-assisted Propulsion – WASP) wird Wind nur unterstützend genutzt, um den Treibstoffbedarf zu senken; bei Hauptantrieben ist es die alleinige Antriebsform. Während Windhauptantriebe mit den Anforderungen einer modernen Seeschifffahrt aktuell nicht vereinbar sind, finden bei Zusatzantrieben etliche Entwicklungen statt. Folgende Optionen sind als Prototypen oder teilweise bereits auf dem Markt verfügbar (siehe auch Petković et al. 2021):

- *Rotorsegel* (auch Flettner-Rotoren genannt) wurden bereits in den 1920er Jahren entwickelt, konnten sich aber zunächst nicht durchsetzen. Es handelt sich um starre Zylinder, die auf dem Schiffsdeck installiert werden und über einen elektrischen Antrieb gegen die Windrichtung in Rotation versetzt werden (Abbildung 4.4). Der durchströmende Wind erzeugt aufgrund des Magnuseffekts einen Vortrieb quer zur Windrichtung, dessen Stärke von der Windgeschwindigkeit und Windrichtung abhängt (Hochwarth 2024; Hohmeyer et al. 2023, S. 159). Bei höherer Windgeschwindigkeit muss die Drehzahl des Flettner-Rotors erhöht werden. Dadurch steigt der Energiebedarf für den Antrieb des Rotors, aber es wird auch deutlich mehr Vortrieb erzeugt. Die Steuerung des Systems kann weitgehend automatisiert erfolgen (Günnel 2021). 2008 wurde das erste moderne Schiff mit Rotorsegeln ausgerüstet, die Zahl ist seither auf rund 12 Schiffe (Fähren, Frachter, Tanker) angewachsen (EMSA 2023c, S. 17). Bei 12 weiteren Schiffen ist eine Ausstattung mit Rotorsegeln geplant.<sup>74</sup> Unter anderem hat Airbus angekündigt, drei neue Frachtschiffe mit Rotorsegeln auszurüsten (Hochwarth 2024; The Economist 2024). Das Unternehmen gibt an, die CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Transatlantiktransport dadurch rund um die Hälfte senken zu können (Hochwarth 2024). Die erreichbaren Energieeinsparungen hängen von verschiedenen Faktoren ab, darunter der Anzahl der Rotoren, der Rotorkonfiguration, dem Schiffstyp und den Betriebsbedingungen. Die Angaben zu den Energieeinsparpotenzialen (teilweise von Herstellerseite) variieren zwischen 1 und 30 % (Chou et al. 2021; EMSA 2023c, S. 27; Seddiek/Ammar 2021; Vahs 2020); von IMO (2024) werden 3 bis 15 % als realistisch angesehen. Die Kosten für ein Rotorsegel betragen 400.000 bis 950.000 US-Dollar, je nach Größe und Modell (GreenVoyage2050 2024).

<sup>74</sup> Hersteller sind unter anderem die deutschen Firmen Enercon und MariGreen.

**Abbildung 4.4 Frachtschiff mit vier Rotorsegeln**



Quelle: Alan Jamieson, CC BY 2.0 (<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=42847138>; 5.8.2025)

- *Elektrosegel* (auch eSails oder Suction Wings) basieren auf demselben Prinzip wie Rotorsegel, nutzen für den Vortrieb jedoch nicht den Rotationseffekt. Stattdessen wird die Luft mithilfe elektrischer Ventilatoren in die Zylinder eingesaugt und so ein Unterdruck erzeugt. Laut dem spanischen Hersteller bound4blue soll auf diese Weise bis zu 7-mal mehr Kraft als bei einem herkömmlichen Segel erzeugt werden und der Kraftstoffverbrauch lasse sich um bis zu 40 % reduzieren (EMSA 2023c, S. 29; Rinortner 2022; The Economist 2024). Diese Zahl wurde aber noch nicht von unabhängiger Seite evaluiert. Elektrosegel wurden bereits auf 8 Schiffen installiert, auf 5 weiteren sind Installationen in Vorbereitung (EMSA 2023c, S. 17).
- Drachensegel (Kites) werden am Bug des Schiffs befestigt und können in bis zu 300 m Höhe operieren, um das Schiff mithilfe der Windkraft zu ziehen und so Treibstoff zu sparen. Der größte in Betrieb befindliche Drachen hat eine Fläche von 1.000 m<sup>2</sup>, Größen bis 5.000 m<sup>2</sup> sind in der Entwicklung (EMSA 2023c, S. 14). Ein französisches Unternehmen bietet Zugdrachen an, die automatisch gestartet und eingeholt sowie per Autopilot gesteuert werden können.<sup>75</sup> Das SkySails-System des gleichnamigen deutschen Herstellers, das bereits 2005 erprobt wurde, konnte sich hingegen nicht durchsetzen (Grotelüschen 2018). Bislang wurde ein Drachensegel im Rahmen eines Pilotprojekts auf einem RoRo-Schiff installiert und ein System wurde auf einem Massengutfrachter nachgerüstet; vier weitere Anwendungen auf Massengutfrachtern wurden angekündigt (EMSA 2023c, S. 17). Laut Angaben von Herstellern soll mittels Drachensegeln eine Treibstoffersparnis von 20 bis 40 % möglich sein (EMSA 2023c, S. 30). Untersuchungen mit dem SkySails-System ergaben jedoch nur eine jährliche Energieeinsparung von rund 5 % auf windreichen Routen, was auch die Größenordnung ist, die von der IMO (GreenVoyage2050 2024) als realistisch angesehen wird.<sup>76</sup>
- Auch *Mastensegel* werden eingesetzt, sowohl in starrer Ausführung, die in ihrer Funktion vertikalen Flugzeugflügeln ähnelt, als auch als weiche, herkömmliche Stoffsegel. Bestimmte Versionen starrer Segel können ihre Form und Ausrichtung automatisch an die Windrichtung und

75 <https://airseas.com/en/seawing-system/> (23.4.2025)

76 <https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/project/LIFE06-ENV-D-000479/demonstration-of-an-innovative-wind-propulsion-technology-for-cargo-vessels> (23.4.2025)

-geschwindigkeit anpassen.<sup>77</sup> Sieben Handelsschiffe sind bereits mit festen Segeln ausgerüstet, bei sechs Schiffen ist dies geplant (EMSA 2023c, S. 17 ff.). Weiche Stoffsegel wurden erst prototypisch auf einem RoRo-Schiff realisiert. Die Energieersparnis soll laut Angaben des Herstellers mit drei installierten Segeln bis zu 30 % betragen (The Economist 2024). In IMO (2024) werden ein Reduktionspotenzial von 1 bis 10 % für realistisch gehalten und die Installationskosten auf 170.000 bis 300.000 US-Dollar pro Mast geschätzt.

Bis Mitte 2023 wurden Windzusatzantriebe auf insgesamt 30 Schiffen installiert, bei weiteren 26 Schiffen sind sie in Planung oder Umsetzung; 16 dieser Schiffe sind Neubauten, während es sich bei 38 Schiffen um Nachrüstungen handelt (EMSA 2023c, S. 17). Die Energieeinsparpotenziale von Windzusatzantrieben können nicht verallgemeinert werden, sondern sie hängen von der Anzahl und Größe der installierten Einheiten ab sowie von weiteren Faktoren wie dem Schiffstyp und operativen Rahmenbedingungen. Wesentlich ist die Verfügbarkeit von Wind, die sich je nach Route unterscheidet. Um die Effizienz der Systeme zu maximieren, müssten deshalb die Handelsrouten angepasst werden (EMSA 2023c, S. 36 ff.). Die Nutzung setzt zudem voraus, dass das Schiff hinreichend langsam fährt, denn für die Effizienz des Windzusatzantriebs ist nicht der wahre Wind entscheidend, sondern der scheinbare Wind, der sich aus der Differenz des Umgebungswindes und des Fahrtwindes ergibt (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 189 f.).

Alle Systeme sind prinzipiell nachrüstbar (Vahs 2020), jedoch ist dies nicht bei jedem Schiffstyp gleichermaßen möglich, da für die Installation freie Fläche auf dem Deck vorhanden sein muss. Das schließt beispielsweise Containerschiffe größtenteils aus, da diese für den Ladungsumschlag eine weitgehend freie Decksfläche benötigen. Die Installation von Windzusatzantrieben hat außerdem Auswirkungen auf die Stabilität und Manövriertfähigkeit von Schiffen, was eine Anpassung von Vorschriften, Normen und Richtlinien erforderlich machen kann (EMSA 2023c, S. 73 ff.).

Diese einschränkenden Rahmenbedingungen gelten auch für Windhauptantriebe, die seit Jahrhunderten in der Schifffahrt eingesetzt werden. Da Windhauptantriebe keine THG-Emissionen verursachen, könnten sie nach Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. 189) ein Gamechanger für die Dekarbonisierung der Schifffahrt sein. Bislang spielt diese Antriebsart in der Seeschifffahrt jedoch keine Rolle – auch in den Dekarbonisierungsszenarien der IMO (2021a) wird sie nicht erwähnt. Gründe dafür könnten – neben den bereits erwähnten Einschränkungen (Ladungsumschlag, Fahrtgeschwindigkeit) – sein, dass Schiffe mit Windhauptantrieb auf anderen Entwurfsprinzipien beruhen als moderne Seeschiffe und es zudem keine internationalen Regelwerke gibt, nach denen solche Schiffe zertifiziert werden können. Grundsätzlich sind die genannten Schwierigkeiten nach Meinung von Hohmeyer et al. (2023, S. 190) mittelfristig lösbar, wenn entsprechende Forschungsanstrengungen unternommen würden.

#### 4.2.6 Nutzung von Photovoltaik und Wärmerückgewinnung für die Bordstromversorgung

Auf Schiffen können nachhaltige Energietechnologien wie Photovoltaik und die Wärmerückgewinnung dazu eingesetzt werden, um elektrische Energie für die Bordstromversorgung zu erzeugen. Dadurch können die Hilfsmaschinen entlastet und so der Gesamtenergiebedarf von Schiffen gesenkt werden.

<sup>77</sup> <https://www.bartechologies.uk/commercial-ships/windwings/> (23.4.2025)

Die Installation von Solaranlagen auf Schiffen ist nur eingeschränkt möglich. Oft steht dafür nicht genügend freie Deckenfläche zur Verfügung (allenfalls bei Tankern, Massengutfrachtern und RoRo-Schiffen), zudem ist die Stromerzeugung im Vergleich zum Bordstrombedarf relativ gering (Faber et al. 2011, S. 35). Nach Angaben der IMO (2024) können rund 0,5 bis 2 % des Kraftstoffverbrauchs von Hilfsmotoren eingespart werden. Die Wärmerückgewinnung hat deutlich größeres Potenzial, da aufgrund der Größe von Schiffsmotoren bei deren Betrieb erhebliche Mengen an thermischer Energie verloren gehen. Diese kann durch verschiedene Verfahren teilweise zurückgewonnen und in elektrische Energie umgewandelt werden. Grundsätzlich stehen hierfür drei verschiedene Technologien zur Verfügung (davon ca. 16.000 in den Werften, der Rest in der Zulieferindustrie; VSM 2024, S. 79):

- Bei *Abgasturbinen* wird mit der Abgasenergie der Motoren eine Turbine angetrieben, die elektrische Energie erzeugt.
- Bei *Dampfturbinen* wird mit der Abgasenergie in einem Abgaskessel zunächst Dampf erzeugt, welcher anschließend mithilfe einer Turbine in elektrische Energie umgewandelt wird.
- Bei *Organic-Rankine-Cycle-Anlagen* wird für den Antrieb der Turbine ein Kältemittelkreislauf verwendet, bei dem das Kältemittel schon bei niedrigen Temperaturen verdampft. Dies ermöglicht auch die Nutzung von Abwärme auf einem vergleichsweise geringen Temperaturniveau (z. B. des Motorkühlwassers) zur Stromerzeugung.

Abgas-und-Dampfturbinen zur Abgaswärmennutzung werden aktuell vor allem bei Containerschiffen eingesetzt. Typischerweise handelt es sich dabei um Anlagen, bei der eine Abgas-und-Dampfturbine kombiniert auf einer Welle einen Generator antreibt, um so die Abgaswärme optimal nutzen zu können (Hohmeyer et al. 2023, S. 160).

Das Energieeinsparpotenzial durch Wärmerückgewinnung wird auf 5 bis 15 % geschätzt (Baldi/Gabrielii 2015; IMO 2011, S. 59), abhängig von der Abwärmequelle und dem Wirkungsgrad des Verfahrens. Prinzipiell sind diese Technologien auf dem Markt verfügbar und nachrüstbar, einer breitflächigen Einführung stehen jedoch laut Faber et al. (2011, S. 32) die hohen Kosten entgegen. Zudem sind Anlagen zur Wärmerückgewinnung bei kleineren Schiffen mit entsprechend weniger überschüssiger Abwärme sowie Schiffen mit einem sehr variablen Fahrprofil eher ungeeignet. Die IMO (2011, S. 59) geht davon aus, dass solche Anlagen erst bei größeren Schiffen mit einer durchschnittlichen Hauptmaschinenleistung von mehr als 20.000 kW und Hilfsmaschinen mit einer durchschnittlichen Leistung von mehr als 1.000 kW wirtschaftlich sind.

#### 4.2.7 Operative Maßnahmen

Neben technischen gibt es auch eine Reihe operativer Maßnahmen, um den Energieverbrauch zu senken. Operative Maßnahmen setzen beim Schiffsbetrieb an und erfordern keine baulichen Anpassungen. Sie sind deshalb kurzfristig und relativ kostengünstig umsetzbar. Im Folgenden sind die wichtigsten operativen Maßnahmen aufgeführt (zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 161 ff.):

- Die *Reduktion der Fahrtgeschwindigkeit* (Slow Steaming) stellt prinzipiell eine sehr wirksame Maßnahme dar, um Energie zu sparen, da hierdurch gleichzeitig alle Widerstandsanteile reduziert werden. Beispielsweise führt eine Verringerung der Geschwindigkeit um 10 % zu einer Verringerung des Energiebedarfs um rund 27 % (Grosso et al. 2021, S. 3); unter Berücksichtigung der

längerer Fahrtzeit beträgt die Kraftstoffeinsparung ca 20 %. Nach Berechnungen von Elkafas und Schouman (2021) können bei einem mittelgroßen Containerschiff (maximale Ladekapazität 4.250 TEU) durch eine Geschwindigkeitsreduzierung um 10 % ca. 30 % Treibstoff und damit Betriebskosten in erheblichem Umfang eingespart werden. Eine Geschwindigkeitsreduktion ist dann am wirksamsten, wenn das Schiff und seine Antriebe auch für diese Geschwindigkeit entwickelt und optimiert wurden. Auch Bugwülste sind für einen bestimmten Geschwindigkeitsbereich ausgelegt und sollten nachträglich angepasst werden, wenn sich das Geschwindigkeitsprofil eines Schiffs permanent verändert (IMO 2011, S. 46). Die Energieeinsparpotenziale einer Geschwindigkeitsreduktion hängen entsprechend maßgeblich vom Schiffsdesign ab und lassen sich nicht verallgemeinern. Dabei ist zu beachten, dass diese Maßnahme zu einer Verringerung der Transportleistung führt, die (bei gleichbleibender Transportleistung) durch den Einsatz von mehr oder größeren Schiffen kompensiert werden muss. Laut Lindstad et al. (2022) ist das Einsparpotenzial von Geschwindigkeitsreduktionen durch verringerte Betriebsgeschwindigkeiten bereits weitgehend realisiert.

- Eine regelmäßige *Reinigung von Schiffsrumpf und Propeller* verhindert den erhöhten Reibungswiderstand des Schiffs durch Biofouling und kann zu erheblichen Energieeinsparungen führen. Eine Untersuchung auf Basis empirischer Daten kommt zum Ergebnis, dass bei Öltankern durch die regelmäßige Reinigung des Rumpfes im Trockendock Energieeinsparungen von bis zu 17 % erreicht werden können, während eine Unterwasserreinigung 9 % an Einsparungen verspricht (Adland et al. 2018).<sup>78</sup> Da bei einem Großteil der weltweiten Flotte bereits in einer oder anderen Form eine regelmäßige Rumpfreinigung durchgeführt wird, ist das damit erreichbare Reduktionspotenzial zum Teil bereits ausgeschöpft (IMO 2011, S. 49).
- *Trimmoptimierungen:* Durch Aufnahme von zusätzlichem Ballastwasser kann die Schwimmlage des Schiffs so beeinflusst werden, dass trotz des zusätzlichen Gewichtes der Energieverbrauch des Schiffs sinkt. Weil besonders Containerschiffe trimmempfindlich sind, wird diese Maßnahme vor allem bei diesem Schiffstyp angewendet, obwohl sie prinzipiell auch für alle anderen Schiffstypen infrage kommt. Trimmoptimierungen setzen ein Vessel Performance Monitoring System voraus, das die Leistung eines Schiffs automatisch überwacht und analysiert (Wilhelmsen insights 2024). Das Energieeinsparpotenzial durch Trimmoptimierung wird von der IMO auf bis zu 5 % geschätzt (GreenVoyage2050 2024; IMO 2011, S. 46).
- *Optimierung von Routen und Autopiloten:* Der Autopilot lässt sich so anpassen, dass das Schiff den geforderten Kurs mit geringeren Ruderwinkeln hält, wodurch es weniger Energie verbraucht. Auch der aktuelle Kurs und die zu fahrende Geschwindigkeit können abhängig von den aktuellen Wetterdaten optimiert werden (Weather Routing). So ist es denkbar, dass eine längere zurückgelegte Strecke insgesamt weniger Kraftstoff benötigt, wenn z. B. ein Sturmtief umfahren wird. Voraussetzung dafür ist eine gewisse Flexibilität in Bezug auf die Routenwahl. Mit den beiden Maßnahmen, die jedoch bereits weitgehend umgesetzt werden, können jeweils Einsparungen im niedrigen Prozentbereich erzielt werden (max. 4 %) (Grosso et al. 2021; IMO 2011, S. 46 f.).

---

<sup>78</sup> In IMO (2024) wird das Energieeinsparpotenzial einer Unterwasserreinigung mit 1 bis 5 % etwas niedriger angesetzt.

## 4.3 Innovationslandschaft

Die Erforschung und Entwicklung sowie die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Schifffahrt hängen wesentlich von einer leistungsfähigen maritimen Wirtschaft ab. Diese ist ein bedeutender Wirtschaftszweig in Deutschland, sieht sich aber einem schwierigen globalen Marktumfeld gegenüber. In diesem Teilkapitel werden zunächst die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die an der maritimen Wertschöpfungskette beteiligten Organisationen beschrieben und anschließend die verschiedenen Förderprogramme mit ihren Schwerpunkten sowie relevante Forschungs- und Entwicklungsprojekte vorgestellt.

### 4.3.1 Schiffbauindustrie in Deutschland: wirtschaftliche Lage und Akteure

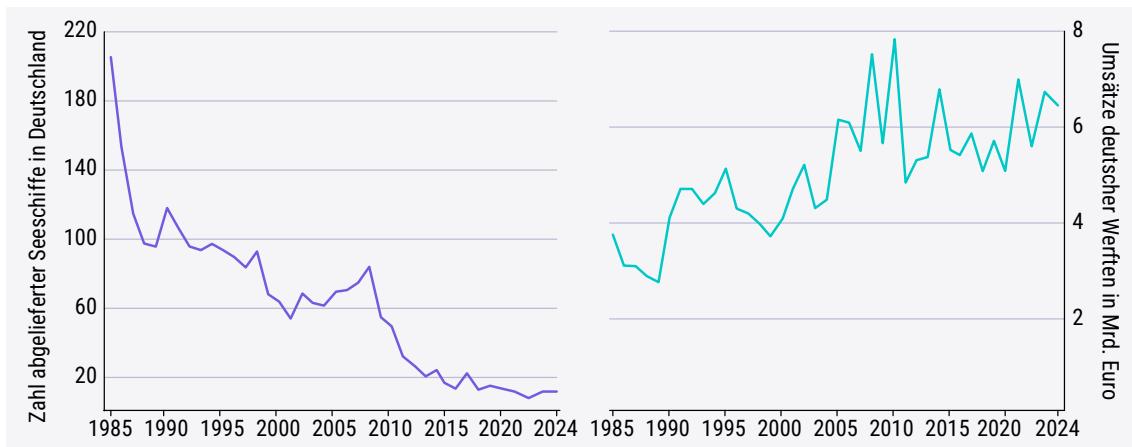
Zur maritimen Wirtschaft zählen diejenigen Branchen, welche die Binnenwasserstraßen und den maritimen Raum wirtschaftlich nutzen (Fischerei und Aquakultur, Offshorewindenergie, Schifffahrt) bzw. die für diese Nutzung erforderliche Infrastruktur und industriellen Produkte (Hafen- und Terminalanlagen, Schiffe) bereitstellen (ISL 2021, S. 5). Die maritime Wirtschaft ist einer der bedeutendsten Wirtschaftszweige Deutschlands, nicht zuletzt, da über die Seehäfen und Seewege der Großteil der Im- und Exporte abgewickelt wird (Destatis 2022). Der Schiffbau, als Teilbereich der maritimen Wirtschaft, umfasst die Entwicklung und Herstellung sowie die Reparatur und Instandhaltung von Schiffen und Booten sowohl im militärischen als auch im zivilen Bereich.

Die deutsche Schiffbauindustrie mit geschätzten 200.000 Beschäftigten in der gesamten Wertschöpfungskette (davon ca. 16.000 in den Werften, der Rest in der Zulieferindustrie; VSM 2024, S. 79) ist durch zunehmende Konzentrationsprozesse und ein schwieriges wirtschaftliches Umfeld gekennzeichnet. Durch die starke Exportorientierung<sup>79</sup> ist die Branche in besonderem Maße von der Weltkonjunktur abhängig und hatte im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise nach 2008 mit Umsatzeinbrüchen zu kämpfen. Dies führte zu einer Neuausrichtung der deutschen Schiffbauindustrie, die sich inzwischen aufgrund der zunehmenden Konkurrenz aus Asien fast gänzlich auf anspruchsvolle Nischenmärkte wie Kreuzfahrtschiffe, Megayachten oder Fähren konzentriert. Frachtschiffe, die 2006 noch rund zwei Drittel der Aufträge ausmachten, spielen heute keine Rolle mehr (ISL 2021, S. 38). Insgesamt ist die wirtschaftliche Entwicklung im deutschen Schiffbau positiv, was sich in einem soliden Wachstum von Umsatz und Bruttowertschöpfung widerspiegelt (Destatis 2024a; VSM 2024).<sup>80</sup> Während der COVID-19-Pandemie und infolge der Insolvenz der MV Werften 2022 brach die Zahl der Beschäftigten zwar ein, erholt sich seither aber wieder (IG Metall 2023). Nach Auftragsbuch war Deutschland 2022 die siebtgrößte Schiffbaunation, liegt jedoch weit hinter den drei führenden Nationen China, Südkorea und Japan (Marine Flottenkommando 2023). Durch die Konzentration auf High-End-Segmente mit hoher Wertschöpfung ist die Zahl der Schiffsablieferungen jedoch kontinuierlich gesunken. 2024 wurden nur noch 11 Schiffe abgeliefert (Abbildung 4.5), was es laut Verband für Schiffbau und Meerestechnik (VSM 2025)<sup>81</sup> immer schwieriger macht, eine vollständige Wertschöpfungskette im Land zu halten. Hinzu kommt, dass die deutschen Werften zunehmend im Wettbewerb mit chinesischen Werften stehen, die versuchen, Marktanteile in den High-End-Segmenten zu gewinnen und dabei stark subventioniert werden (IHK Nord 2021, S. 2).

<sup>79</sup> Die Exportquote der deutschen Schiffbauindustrie liegt seit Jahren bei über 95 % (IHK Nord 2021).

<sup>80</sup> Es ist zu beachten, dass die Bruttowertschöpfung und der Umsatz im Schiffbau stark schwanken, was auf die sehr unterschiedlichen jährlichen Ablieferungen zurückzuführen ist.

<sup>81</sup> <https://www.vsm.de/de/die-branche/zahlen-und-fakten-0> (23.4.2025)

**Abbildung 4.5 Anzahl abgelieferter Seeschiffe deutscher Werften und Umsatzentwicklung**

Eigene Darstellung nach VSM (2025) ([https://vsm.de/sites/default/files/bilder/chart\\_of\\_the\\_month\\_16.09.2021.png\\_1.png](https://vsm.de/sites/default/files/bilder/chart_of_the_month_16.09.2021.png_1.png); 13.8.2025)

Die Schiffbauindustrie befindet sich unter anderem aufgrund steigender Klimaschutzanforderungen mitten in einem Transformationsprozess und ist gefordert, die Energieeffizienz ihrer Schiffe deutlich zu steigern. Im Rahmen eines komplexen Schiffsentwurfs müssen unterschiedliche technologische und regulatorische Anforderungen berücksichtigt werden. Der Einsatz digitaler Methoden – wie etwa digitaler Zwillinge und künstlicher Intelligenz zur Optimierung des Schiffsdesigns (Mallouppas/Yfantis 2021; Vidović et al. 2023) – ist dafür ein wichtiger Erfolgsfaktor, erfordert aber eine teilweise Umstellung der Produktionsprozesse und neues Know-how. Hemmend wirkt sich dabei der zunehmende Fachkräftemangel aus.<sup>82</sup> Klimafreundliche Schiffe sind in der Regel teurer im Bau, sparen aber Kraftstoffkosten im Betrieb, was zu Interessenkonflikten zwischen Schiffseigner und -betreiber führen und Investitionen in Effizienzmaßnahmen behindern kann (Kasten 4.1).

#### Kasten 4.1 Kostenaspekte beim Bau und Betrieb von Schiffen

Schiffe werden so konstruiert, dass sie für eine bestimmte Transportaufgabe ein wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Produkt darstellen. Dies schlägt sich in den Kosten pro transportierter Ladungseinheit nieder, die je nach Schiffstyp sehr unterschiedlich sein können. Die Maßeinheit für die Ladung von Containerschiffen ist die Twenty-Foot Equivalent Unit (TEU), die international normiert ist. Für andere Frachtschiffe (Massengutfrachter und Tanker) wird die als Deadweight Tonnage (DWT) ausgedrückte Tragfähigkeit des Schiffs verwendet. Die Kosten pro transportierter Ladungseinheit setzen sich aus den Kapitalkosten (Capital Expenses – CapEx) und den Betriebskosten (Operational Expenses – OpEx) zusammen. Sowohl CapEx als auch OpEx werden durch den Schiffsentwurf maßgeblich beeinflusst. Die Summe aus CapEx und OpEx wird als Total Cost of Ownership (TCO) bezeichnet.

<sup>82</sup> Laut einer Umfrage der IG Metall haben 78 % der Werftbetriebe mit Stellenbesetzungsproblemen zu kämpfen (IG Metall Küste 2024).

Die CapEx werden im Wesentlichen durch den Baupreis und die damit zusammenhängenden Finanzierungskosten bestimmt. Die Entwicklung eines kosteneffizienten Schiffs hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, wie z. B. den Hauptabmessungen, den erforderlichen Tankvolumina zur Speicherung des Treibstoffs, der erforderlichen Antriebsleistung zur Erreichung der geforderten Geschwindigkeit und der Größe des Laderaums. Eine zentrale Frage des Schiffsentwurfs ist hierbei unter anderem, an welcher Stelle die Tanks zur Bevorratung des Kraftstoffs angeordnet sein können bzw. aus regulatorischer Sicht sein müssen. Insbesondere Tanks für verflüssigte Gase benötigen viel Platz (Kapitel 3.2). Sie können damit die Hauptabmessungen und die Baukosten eines Schiffs stark beeinflussen. Zur Vermeidung des Anstiegs der Baukosten kann im Fall verflüssigter Gase aber auch über eine Anpassung der Bunkerzyklen nachgedacht werden (Ramboll 2022, S. 196). Die OpEx werden bei den meisten Schiffstypen hauptsächlich durch die Kraftstoffkosten bestimmt, wobei bei Passagierschiffen der Anteil der sonstigen Kosten wie Crewkosten deutlich höher ist. Die zukünftigen OpEx werden wegen der zunehmenden Verwendung von erneuerbaren Kraftstoffen oder aufgrund von CO<sub>2</sub>-Abgaben (Kapitel 5) noch deutlich mehr Relevanz bekommen.

Bei der Optimierung der Gesamtkosten (TCO) kann es je nach den Eigentumsverhältnissen eines Schiffs unterschiedliche Betrachtungsweisen bei der Einschätzung der Relevanz von CapEx und OpEx geben. Sind die Investitionsentscheidung und der Betrieb des Schiffs in der Hand des Schiffseigners, kann eine Optimierung des Schiffsentwurfs hinsichtlich Energieeffizienz und Kosten gezielt durchgeführt werden. Werden die Rollen von Schiffseigner und Betreiber bzw. Charterer allerdings von unterschiedlichen Gesellschaften eingenommen, kommt es vielfach zu Interessenkonflikten bei der Beurteilung der jeweiligen Kostenblöcke. Schiffseigner haben keinen Anreiz, die OpEx durch effizienteres Design zu senken, während Schiffsbetreiber nicht bereit sind, zusätzliche Investitionen in den Schiffbau durch höhere Charterraten zu finanzieren. Diese unterschiedlichen Interessenlagen führen häufig dazu, dass zusätzliche Investitionen in energieeffiziente Technologien bei Schiffsneubauten oder -umbauten nicht oder nur in begrenztem Umfang getätigkt werden. Bei den heute üblichen Charterverträgen lässt sich dieser Interessenkonflikt kaum lösen und es müssen neue Modelle kreiert werden, damit ein Schiffseigner auch bereit ist, eine neue effizienzsteigernde Technologie einzubauen oder zumindest für entsprechende Nachrüstungen Vorsorge zu treffen.

Quelle: Hohmeyer et al. (2023, S. 265 f.)

Eine innovative Schiffbauindustrie ist auf eine intakte und leistungsfähige Wertschöpfungskette angewiesen, die eine Vielzahl von Akteuren umfasst (VSM 2024, S. 79). Im engeren Sinne sind die Anwender innovativer Technologien die Werften als eigentliche Schiffshersteller sowie die verschiedenen Systemlieferanten und Zulieferer, die ganze Systeme wie die Antriebsanlage, die Brücke oder die Kabinen liefern, zum Teil aber auch nur einzelne Komponenten beisteuern (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 193). Aufgrund der Komplexität besonders großer Schiffe bedienen sich die Zulieferer oft weiterer Unterlieferanten, sodass eine baumartige Struktur entsteht, an deren Spitze die Werft als Generalunternehmer platziert ist. Der Aufbau dieser Geschäftsbeziehungen richtet sich oft nicht nur nach der Werft, sondern wird auch durch den Kunden mitbestimmt, der z. B. den Lieferanten der Hauptmaschine vorgibt. Nicht nur Systeme, sondern

auch Dienstleistungen können untervergeben werden, etwa Entwurfstätigkeiten an entsprechend qualifizierte Ingenieurbüros. Im Folgenden werden die wichtigsten beteiligten Organisationen entlang der Wertschöpfungskette Schiffbau kurz charakterisiert:

- Die deutsche *Schiffbauzulieferindustrie* ist weltweit führend und umfasst ca. 2.500 Unternehmen mit über 60.000 Beschäftigten. Sie ist sehr heterogen strukturiert und schließt auch Betriebe ein, die nur einen Teil ihres Umsatzes mit dem Schiffbau erwirtschaften. Die wichtigste Branche ist der Maschinenbau, gefolgt vom Metallbau sowie der Elektrotechnik und dem Schiffsinnenausbau (ISL 2021, S. 43). Die deutschen Zulieferunternehmen sind in der Regel sehr exportstark. Sie stellen wichtige Einzelkomponenten her, die für eine energieeffiziente Schifffahrt benötigt werden. Insbesondere bei der Entwicklung von Schiffsmotoren, die mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden können, haben deutsche Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung (OECD 2025, S. 32). Im stark diversifizierten Markt für Effizienztechnologien wie z. B. Windantriebe, optimierte Ruder oder Propeller, der von Japan und China dominiert wird, nimmt Deutschland dagegen keine Spitzenposition ein (OECD 2025, S. 51 f.).
- 2023 gab es laut VSM (2024) rund 130 Werften in Deutschland. Darunter etwa 50, die Seeschiffe bauen; 40 Werften sind auf Binnenschiffe spezialisiert. Nach der Insolvenz der MV Werften 2022<sup>83</sup> dominieren noch drei Werftengruppen den deutschen Schiffbau: die Meyer-Gruppe (2024: 4.168 Beschäftigte), deren Meyer Werft 2024 ebenfalls in wirtschaftliche Schwierigkeiten geriet und zu 80 % von Bund und Land Niedersachsen übernommen wurde, ThyssenKrupp Marine Systems (ca. 8.000 Beschäftigte) sowie die Lürssen-Gruppe (ca. 3.300 Beschäftigte) (IG Metall Küste 2024). Die Werften sind ebenfalls stark vom Export abhängig. Sie agieren zunehmend als Anbieter ganzheitlicher Schiffbauleistungen. Ihr Anteil an der Wertschöpfung bei Neubauten liegt bei etwa 15 bis 25 %, weshalb sie für innovative Entwicklungen wesentlich auf die Zulieferindustrie angewiesen sind (Hans Böckler Stiftung 2020, S. 6).
- 2023 gab es in Deutschland rund 270 Reedereien mit etwa 1.800 Schiffen (VDR 2024). Die deutsche Handelsflotte war damit die siebtgrößte der Welt, in der Containerschifffahrt lag sie mit einem Marktanteil von knapp 12 % weltweit an erster Stelle. Reedereien spielen als Betreiber und Auftraggeber von Schiffen eine wichtige Rolle bei der klimaneutralen Gestaltung der Schifffahrt. Allerdings besitzen 80 % der Reedereien weniger als 10 Schiffe, was die Möglichkeiten einer aktiven Beteiligung an innovativen Maßnahmen aus personellen und finanziellen Gründen stark einschränkt (VDR 2024). In Forschungs- und Entwicklungsprojekten sind Reeder daher häufig eher in beratender und unterstützender als in gestaltender Funktion zu finden (Hohmeyer et al. 2023, S. 194).
- *Klassifikationsgesellschaften* wie Det Norske Veritas (DNV), Lloyds Register of Shipping (LR), American Bureau of Shipping (ABS), Bureau Veritas (BV) und andere erstellen technische Richtlinien für Konstruktion und Bau von Handels- und Passagierschiffen und überwachen deren Einhaltung (dazu und zum Folgenden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 194 u. 235). Die regelmäßig zu erneuernde Klassifizierung bestätigt, dass ein Schiff den Vorschriften der jeweiligen Klassifikationsgesellschaft entspricht. Daneben übernehmen Klassifikationsgesellschaften auch vielfach die Genehmigung im Rahmen der IMO-Vorschriften. Einerseits sind sie aktiv bei der Entwicklung innovativer Technologien tätig, andererseits ist ihr Beitrag auch in vielen Fällen beratend oder begleitend, um zu prüfen, ob die innovativen Technologien dem

<sup>83</sup> 2024 meldete auch die traditionsreiche Werftengruppe FSG-Nobiskrug Insolvenz an, die rund 500 Personen beschäftigte (Schiff&Hafen 2024).

geltenden Regelwerk entsprechen oder ob Anpassungen notwendig sind. Seit der Fusion des Germanischen Lloyd mit DNV gibt es keine deutsche Klassifikationsgesellschaft mehr, allerdings ist die Tätigkeit dieser Organisationen ohnehin international geprägt.

### 4.3.2 Überblick über Förderprogramme und Forschungsprojekte

Weltweit sind verstärkt industrielle FuE-Aktivitäten zur Dekarbonisierung der Schifffahrt zu beobachten, wobei die Förderung aus öffentlichen Mitteln eine wichtige Rolle spielt, wie eine jährliche Auswertung internationaler Pilot- und Demonstrationsprojekte in den Bereichen Schiffstechnik, Kraftstoffherstellung, Bunker- und Infrastrukturlösungen der Getting to Zero Coalition<sup>84</sup> (Rosenberg/Leitão 2024) zeigt. Nach dieser Auswertung werden etwa 40 % aller internationalen Projekte aus öffentlichen Mitteln finanziert, die meisten davon – fast 80 % – von europäischen Geldgebern (Rosenberg/Leitão 2024, S. 14). Zu den größten Fördergebern zählt die EU, daneben gibt es auch auf nationaler Ebene diverse einschlägige Förderprogramme. Insgesamt hat sich die Anzahl der laufenden FuE-Projekte zur Dekarbonisierung seit 2020 mehr als verfünfacht (2020: 66 Projekte; 2023: 373 Projekte). 70 % der Projekte haben Projektpartner aus mindestens zwei Ländern. Deutschland ist bei internationalen Industriekooperationen besonders häufig vertreten, liegt jedoch bei der Anzahl der Projekte nur im Mittelfeld (Spitzenreiter sind Norwegen, Japan und Dänemark).

Generell gelten der hohe Anteil der Industrie an den FuE-Investitionen sowie die enge Zusammenarbeit von Unternehmen mit Universitäten, Fachhochschulen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen<sup>85</sup> in der angewandten Forschung als Stärken der deutschen Innovationslandschaft.<sup>86</sup> So spielen neben den großen Werften und Zulieferunternehmen, die in der Regel über eigene Forschungsabteilungen verfügen, auch öffentliche Forschungseinrichtungen wie Universitäten und Fachhochschulen eine zentrale Rolle bei der Generierung von schiffbaulichen Innovationen. Gegenwärtig gibt es in Deutschland fünf Universitäten (TU Hamburg-Harburg, Universität Rostock, Universität Oldenburg, TU Berlin, Universität Duisburg-Essen) und sechs Fachhochschulen (FH Kiel, FH Flensburg, Jade Hochschule Wilhelmshaven, Hochschule Bremen, Hochschule Bremerhaven, Hochschule Wismar), die Studiengänge im Bereich Schiffbau oder Schiffstechnik anbieten.<sup>87</sup>

#### 4.3.2.1 EU-Förderung

Die durch die EU geförderten Maßnahmen sind im Allgemeinen in mehrjährigen Programmen organisiert, innerhalb derer es regelmäßige Ausschreibungen zu spezifischen Themengebieten gibt. Das aktuelle EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation ist Horizont Europa. Dessen Ausschreibungen sind in drei Säulen – „Wissenschaftliche Exzellenz“, „Globale Herausforderungen und industrielle Wettbewerbsfähigkeit Europas“ mit dem für die Schifffahrt relevanten Cluster 5 („Klima, Energie, Mobilität“) sowie „Innovatives Europa“<sup>88</sup> – organisiert und laufen von 2021 bis 2027, die geförderten Projekte entsprechend bis maximal 2032/2033. Das Gesamtbudget liegt

<sup>84</sup> Die Getting to Zero Coalition ist ein Zusammenschluss von rund 200 Organisationen aus den Bereichen Schifffahrt und Kraftstoffe, darunter größtenteils Privatunternehmen. Ziel ist die Dekarbonisierung der Hochseeschifffahrt. Das Bündnis wurde 2019 gegründet und wird vom Global Maritime Forum verwaltet (<https://globalmaritimeforum.org/getting-to-zero-coalition/>; 21.7.2025).

<sup>85</sup> Ein Beispiel für eine übergreifende Kooperation ist das Netzwerk MariLight.Net, das Unternehmen sowie Forschungseinrichtungen aus dem Bereich des maritimen Leichtbaus vernetzt und den sektorübergreifenden Technologietransfer fördert (<https://marilight.net>; 23.4.2025).

<sup>86</sup> <https://www.research-in-germany.org/de/forschungslandschaft/unternehmen-forschende-industrie.html> (23.4.2025)

<sup>87</sup> [https://vsm.de/sites/default/files/dokumente/c115e91d6e3391d8a73c09ea04ac1891/maritime\\_studiengaenge\\_in\\_deutschland.pdf](https://vsm.de/sites/default/files/dokumente/c115e91d6e3391d8a73c09ea04ac1891/maritime_studiengaenge_in_deutschland.pdf) (23.4.2025)

<sup>88</sup> <https://www.horizont-europa.de/de/Themen-1717.html> (23.4.2025)

bei knapp 100 Mrd. Euro, wobei nur ein Bruchteil davon für maritime Projekte vorgesehen ist. Das Vorgängerprogramm Horizont 2020 (H2020) lief von 2014 bis 2020, dessen Vorläufer – das 7. Forschungsrahmenprogramm (FP7) – von 2007 bis 2013.

Üblicherweise wird in den Rahmenprogrammen das Arbeitsprogramm jeweils für 2 Jahre mit den entsprechenden Ausschreibungen festgelegt (dazu und zum Folgenden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 202). Während der grundsätzliche Rahmen der Förderung innerhalb des Programms geregelt ist, werden die konkreten Themen durch unterstützende Organisationen definiert, welche die zu bearbeitenden Aufgaben und damit de facto das Arbeitsprogramm bestimmen. Für den maritimen Bereich ist dafür die Waterborne Technology Platform (WTP) zuständig.<sup>89</sup> Mitglieder der WTP sind Unternehmen des Schifffahrtsektors, aber auch Wirtschaftsverbände und Forschungseinrichtungen.<sup>90</sup>

Die von der EU im Rahmen von FP7 sowie Horizont 2020 geförderten Projekte mit Bezug zur Dekarbonisierung der Schifffahrt konzentrierten sich stark auf die Unterstützung technologischer Maßnahmen zur Emissionsreduktion, insbesondere alternative Kraftstoffe, verbesserte Energieeffizienz und innovative Antriebe. Dies geht aus der Studie von Grosso et al. (2021), die eine systematische Analyse EU-gefördeter Projekte zwischen 2007 und 2020 vorgenommen haben, hervor. Demnach beziehen sich von den rund 9.000 EU-geförderten Forschungsprojekten von 2007 bis 2020, in denen sich mit dem Transportsektor beschäftigt wurde, 205 auf den Schifffahrtsbereich. Davon wiederum haben 133 Projekte einen Bezug zur Dekarbonisierung und wurden von Grosso et al. (2021) in die Analyse einbezogen, wobei der Anteil der Dekarbonisierungsprojekte in FP7 noch 52 % betrug und in H2020 auf 78 % anstieg. Die Kernergebnisse der Untersuchung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Technologische Maßnahmen wurden am meisten gefördert: alternative und verbesserte Antriebe (Power and Propulsion) mit 43 Projekten (238.664.870 Euro Gesamtförderung), alternative Kraftstoffe und Energiequellen (Fuels and Alternative Energy Sources) mit 37 Projekten (196.232.303 Euro), Schiffsrumpfdesign (Hull Design) mit 34 Projekten (199.585.618 Euro). Operative Maßnahmen (Operational Measures) wurden mit 22 Projekten (96.995.701 Euro) nur nachrangig betrachtet. Koordinierungs- und Unterstützungsmaßnahmen betrafen 23 Projekte (118.709.260 Euro).
- Projekte zu alternativen und verbesserten Antrieben hatten Themen wie Windunterstützung, Steigerung der Motoreffizienz und Wärmerückgewinnung.
- Forschungsprojekte in der Kategorie alternative Kraftstoffe und Energiequellen fokussierten auf die Nutzung von Elektrifizierung (Batterien, Hybridsysteme), Wasserstoff als Kraftstoff und Erdgas/LPG als Kraftstoff. Die Förderung von Projekten dieser Kategorie nahm zwischen FP7 und H2020 überproportional zu.
- Die Forschungsprojekte zum Schiffsrumpfdesign konzentrierten sich in der Regel auf leichte Verbundwerkstoffe für Strukturbauenteile, innovative Reparaturmethoden für Schiffsrümpfe und den Oberflächenschutz von Schiffsrümpfen.

<sup>89</sup> <https://www.waterborne.eu/> (23.4.2025)

<sup>90</sup> Aus Deutschland waren Ende 2024 drei Unternehmen der maritimen Wirtschaft (MAN Energy Solutions, Meyer Werft, Siemens Energy), vier Forschungs- bzw. Beratungsunternehmen (BALance Technology Consulting, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer, Hamburgische Schiffbau-Versuchsanstalt) und eine Hochschule (Kühne Logistics University) als Mitglieder registriert, ferner zwei Verbände (German Maritime Centre, Verband für Schiffbau und Meerestechnik).

- Projekte im Rahmen operativen Maßnahmen umfassten Themen wie verbesserte Schifffnavigation, Schiffszuweisungssysteme (Vessel Allocation Systems) und Roboter-Containerumschlagsysteme.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch im laufenden Förderprogramm Horizont Europa, wie eine im Rahmen des TAB-Projekts durchgeführte Recherche nach einschlägigen Forschungsprojekten im CORDIS-System<sup>91</sup> ergab. Rund 80 EU-Projekte befassen sich mit der Dekarbonisierung der Schifffahrt; jeweils rund 45 Projekte konzentrieren sich auf die Themen innovative bzw. effizientere Antriebssysteme (z. B. Batteriesysteme, Windunterstützung, Wärmerückgewinnung) sowie alternative Kraftstoffe, während Maßnahmen bezüglich Schiffsrumph (z. B. Leichtbau, Design) und operative Maßnahmen nur rund 10 bzw. 5 Projekte umfassen (Mehrfachzuordnungen möglich).<sup>92</sup> Bei den Forschungsprojekten zu alternativen Kraftstoffen steht vor allem Wasserstoff im Fokus, bei innovativen Antriebssystemen liegt ein Schwerpunkt unter anderem auf dem Einsatz von Brennstoffzellen (Hohmeyer et al. 2023, S. 196). Darüber hinaus sind die Produktion und die Lagerung bzw. der Transport von E- und Biokraftstoffen sowie Direct Air Capture Gegenstand zahlreicher weiterer EU-gefördeter Projekte, die keinen direkten Bezug zur Schifffahrt haben (Hohmeyer et al. 2023, S. 42 ff.). Es wird deutlich, dass der Schwerpunkt der EU-Förderung im Bereich der Dekarbonisierung der Schifffahrt im Großen und Ganzen auf der Entwicklung innovativer bzw. effizienterer Antriebssysteme und alternativer Kraftstoffe liegt, während konstruktive Weiterentwicklungen im Schiffbau nur am Rande thematisiert werden (Kasten 4.2) (Hohmeyer et al. 2023, S. 196).

#### Kasten 4.2 Beispielhafte EU-Projekte zu innovativen Schiffbautechnologien

Konstruktive Innovationen im Schiffbau wurden bzw. werden nur vereinzelt in Forschungsprojekten auf EU-Ebene gefördert. Nachfolgend ist eine Auswahl bereits abgeschlossener bzw. noch laufender Projekte aufgeführt:

**NEWS** (Development of a Next generation European Inland Waterway Ship and Logistics System; Laufzeit 2013 bis 2015): Das Projekt hatte die Entwicklung und Validierung eines neuartigen Rumpfs für Binnenccontainerschiffe zum Ziel, in dem mehrere technische Innovationen umgesetzt werden sollten. Dazu gehörte das Design eines Standardbinnenschiffsrumpfes, der die Transporteffizienz um 100 % erhöhen sollte. Außerdem wurde ein anpassbarer Tiefgang entwickelt, der es ermöglichte, auch niedrige Brücken zu unterfahren und auf wechselnde Wasserstände zu reagieren. Ein weiteres Ziel war die Entwicklung eines anpassbaren diesel-/gas-/LNG-elektrischen Energie- und Antriebssystems, das die Ressourceneffizienz um bis zu 30 % steigern sollte. Schließlich sollte das Projekt zur Verringerung der schädlichen Luftschatstoffemissionen beitragen.<sup>93</sup> Beteiligt waren aus Deutschland unter anderem die TU Dortmund, die Universität Duisburg-Essen sowie das Logistikunternehmen Kühne + Nagel (Gesamtfördersumme: 2,2 Mio. Euro).

91 Die Datenbank CORDIS <https://cordis.europa.eu/> (23.4.2025) bietet Zugang zu den Beschreibungen von mehr als 150.000 EU-finanzierten Projekten aller relevanten Förderprogramme.

92 Diese Zuordnungen basieren lediglich auf einer groben Schlagwortsuche in der CORDIS-Datenbank und nicht auf einer systematischen quantitativen und qualitativen Analyse, wie sie in Grosso et al. (2021) durchgeführt wurde.

93 <https://cordis.europa.eu/project/id/314005> (23.4.2025)

**CHEK** (Decarbonising shipping by enabling key technology symbiosis on real vessel concept designs; Laufzeit 2021 bis 2024): Ziel von CHEK war es, die Art und Weise zu verändern, wie Schiffe heute konstruiert und betrieben werden. Im Rahmen des abgeschlossenen Projekts wurden zwei maßgeschneiderte Schiffskonstruktionen entwickelt und demonstriert – ein für Windenergie optimierter Massengutfrachter und ein wasserstoffbetriebenes Kreuzfahrtschiff –, die mit einer interdisziplinären Kombination innovativer Technologien ausgestattet sind, um die THG-Emissionen um 99 % zu reduzieren, Energieeinsparungen von mindestens 50 % zu erzielen und die Rußemissionen um mehr als 95 % zu verringern. Anstatt neue Technologien auf bestehende Schiffskonstruktionen zu stapeln, sollte eine neuartige Plattform für zukunftssichere Schiffe (Future Proof Vessel – FPV) entwickelt werden, um eine maximale Symbiose zwischen den vorgeschlagenen neuen Technologien und den realen Betriebsprofilen der Schiffe zu berücksichtigen (und nicht nur die Leistung auf See zu testen).<sup>94</sup> Aus Deutschland war die Firma Hasytec an dem Projekt beteiligt, das eine Gesamtfördersumme von 10 Mio. Euro umfasste.

**ORCELLE** (Wind as a viable option for reaching zero-emission propulsion; Laufzeit 2023 bis 2027): Im Rahmen des Projekts wird eine Lösung entwickelt und demonstriert, bei der die Windkraft als Hauptantriebsform eingesetzt wird. Orcelle erwartet einen Energieeffizienzgewinn von mehr als 50 % (durchschnittliche Einsparungen im Ganzjahresbetrieb). Während in Situationen, in denen nicht genügend Wind vorhanden ist, Motoren eingesetzt werden können, könnte der Energieeffizienzgewinn unter idealen Segelbedingungen nahezu 100 % erreichen. Darüber hinaus werden eine maßgeschneiderte, dynamische Wetterroutingsoftware und ein entsprechender Dienst entwickelt, um die Fahrleistung zu optimieren. Auf der Grundlage der ersten Entwürfe eines Prototyps werden im Rahmen des Projekts nun zwei Demonstrationsschiffe gebaut: ein nachgerüstetes Einflügelschiff (mit einem angestrebten Effizienzgewinn von 10 %) und ein neu gebautes Mehrflügelschiff (mit einem angestrebten Effizienzgewinn von insgesamt 50 %). Bei den Demonstratoren handelt es sich um RoRo-Schiffe (Pure Car/Truck Carrier – PCTC) für den Transport von Autos und anderer Fracht auf einer transatlantischen Route.<sup>95</sup> An dem Projekt sind keine deutschen Partner beteiligt (Fördersumme rund 9 Mio. Euro).

Quelle: Hohmeyer et al. (2023, S. 197 ff.)

#### 4.3.2.2 Nationale Förderprogramme

Den strategischen Rahmen für die Förderung maritimer Technologien und schiffbaulicher Innovationen in Deutschland bilden die „Maritime Agenda 2025“, die 2017 als ressortübergreifende Strategie von der Bundesregierung beschlossen wurde, sowie die „Maritime Forschungsagenda 2025“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) von 2018. Die „Maritime Agenda 2025“ hat die „Sicherung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der maritimen Branche“ zum Ziel und definiert zentrale Handlungsfelder und dazu gehörige Maßnahmen. Für die Dekarbonisierung der Schifffahrt sind insbesondere relevant (BMW 2017):

94 <https://cordis.europa.eu/project/id/955286> (23.4.2025)

95 <https://cordis.europa.eu/project/id/101096673> (23.4.2025)

- das Handlungsfeld 1 „Technologieführerschaft sichern und ausbauen“, das unter anderem das Ziel beinhaltet, innovative klima- und umweltfreundliche Technologien im Rahmen der öffentlichen Beschaffung stärker zu gewichten, sowie
- das Handlungsfeld 5 „Mit maritimen Technologien zur Energiewende beitragen“, das auch die Förderung alternativer Kraftstoffe und Antriebssysteme vorsieht.

Als wichtiges übergreifendes Instrument wird in der Maritimen Agenda die Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation zur nachhaltigen Nutzung der Meere hervorgehoben. Auf nationaler Ebene setzt dabei die „Maritime Forschungsstrategie 2025“ des BMWK zentrale Impulse. Sie beinhaltet die Förderlinie „Maritimes Forschungsprogramm“, die das gesamte Technologiespektrum der Branche abdeckt.<sup>96</sup> In der ersten Förderphase, die von 2018 bis 2023 lief, wurden über 560 Projekte mit rund 320 Mio. Euro gefördert (VSM 2024, S. 62 f.).<sup>97</sup> Effizientere Antriebstechnologien sowie E-Fuels mit dem langfristigen Ziel des „Null-Emissionsschiffs“ stehen im Fokus des Förderschwerpunkts „MARITIME.green Propulsion“.<sup>98</sup> Im Zuge der Neuauflage des Forschungsprogramms im August 2023 wurde der Förderschwerpunkt „MARITIME.zeroGHG – Klimaneutrales Schiff“ hinzugefügt und das jährliche Fördervolumen von 62 Mio. um weitere 30 Mio. Euro erweitert. Mit dem neuen Förderschwerpunkt soll „das gesamte Potential umweltschonender maritimer Technologien zur Verringerung klimaschädlicher Emissionen erschlossen [und] alternative Kraftstoffe und innovative Antriebe insbesondere auch im Rahmen von sogenannten Retrofitkonzepten erprobt“ werden.<sup>99</sup> Gefördert werden z. B. innovative, klimaneutrale Schiffs- und Antriebskonzepte, retrofitgeeignete Technologien zur Reduzierung der THG-Emissionen, die Erhöhung der technischen und betrieblichen Energieeffizienz, die Nutzung erneuerbarer Energien wie z. B. Windenergie oder Carbon-Capture-Verfahren (BMWk 2024, S. 3).

Im Fokus des „Maritimen Forschungsprogramms“ stehen industriegeführte Verbundprojekte, antragsberechtigt sind aber auch Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft, Hochschulen sowie Forschungseinrichtungen. Eine weitere Förderaktivität des BMWK – das Programm „Innovativer Schiffbau sichert wettbewerbsfähige Arbeitsplätze“ – richtet sich hingegen ausschließlich an Werften und ihre Tochterunternehmen und bezuschusst Produkt- oder Verfahrensinnovationen im Schiffbau mit bis zu 50 % (max. 15 Mio. Euro) (BAFA 2024).<sup>100</sup> Die Anforderungen an förderfähige Innovationen sind sehr allgemein gehalten, die Dekarbonisierung der Schifffahrt wird nicht als Ziel benannt. Ebenfalls an die Wirtschaft richten sich die Förderrichtlinien „Nachhaltige Modernisierung von Küstenschiffen“ (NaMKü) sowie „Nachhaltige Modernisierung von Binnenschiffen“ des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV). Bezuschusst wird die nachhaltige Modernisierung dieser Schiffstypen, wobei sowohl die Förderung technischer Systeme für Schiffsneubauten als auch für Bestandsschiffe vorgesehen ist.<sup>101</sup> Förderrichtig sind Maßnahmen zur Modernisierung der Antriebsanlage sowie Maßnahmen zur Schadstoffreduzierung und zur Verbesserung der Energieeffizienz der Antriebsanlage. Anträge können von Unternehmen mit Sitz in Deutschland gestellt werden, die Eigentümer eines Küstenschiffs sind.

96 <https://www.ptj.de/foerdermoeglichkeiten/maritime-forschungsstrategie-2025> (23.4.2025)

97 Eine Übersicht über die geförderten Projekte findet sich unter <https://www.bmwk.de/MAFO/home.html> (23.4.2025).

98 Weitere Förderschwerpunkte der ersten Förderphase waren Nutzung digitaler Technologien (MARITIME.smart), maritime Sicherheit (MARITIME.safe) und nachhaltige Erschließung maritimer Ressourcen (MARITIME.value).

99 [https://www.ptj.de/veroeffentlichungen/aktuelles/klimaneutrale\\_schifffahrt](https://www.ptj.de/veroeffentlichungen/aktuelles/klimaneutrale_schifffahrt) (23.4.2025)

100 Die Förderrichtlinie lief von 2020 bis 2023 und wurde 2024 um weitere 3 Jahre verlängert.

101 <https://www.namkue.de/> (23.4.2025); <https://www.elwis.de/DE/Service/Foerderprogramme/Nachhaltige-Modernisierung-von-Binnenschiffen/Nachhaltige-Modernisierung-von-Binnenschiffen-node.html> (23.4.2025)

Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Förderprogrammen, die nicht spezifisch auf die Schifffahrt bzw. die maritime Wirtschaft ausgerichtet sind, aber Projekte aus diesen Bereichen ebenfalls unterstützen. Dazu gehören auf nationaler Ebene:

- das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des BMDV zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation in diesem Technologiefeld, das bereits 2006 gestartet wurde und sich seit 2016 in der zweiten Phase befindet (Laufzeit bis 2026; Finanzvolumen von 1,4 Mrd. Euro);<sup>102</sup>
- verschiedene Fördermaßnahmen des BMDV zur Unterstützung der Weiterentwicklung erneuerbarer Kraftstoffe, die in einem verkehrsträgerübergreifenden und technologieoffenen Gesamtkonzept zusammengefasst sind. Die Förderung umfasst sowohl Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen als auch strombasierte Kraftstoffe und zielt auf Produktion sowie Markthochlauf ab (Laufzeit bis 2026);<sup>103</sup>
- das Zentrale Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) des BMWK, bei dem es sich um ein technologie- und branchenoffenes Förderprogramm zur Stärkung und Unterstützung der Wettbewerbsfähigkeit von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) handelt. Gefördert werden neben Einzel- auch Verbundprojekte und Innovationsnetzwerke.<sup>104</sup>

In der Regel sind die nationalen Programme auf eine variable Förderquote ausgelegt, die sich nach dem Grad der Innovation oder richtet (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 196). Kleine und mittlere Unternehmen erhalten oft weitere Vergünstigungen. Im Gegensatz zu den EU geförderten Programmen sind die Ausschreibungen üblicherweise ohne feste Abgabedaten angelegt und zudem bezüglich der Anzahl der Projekte nicht beschränkt, sodass es keine Konkurrenz der einzelnen Anträge untereinander gibt. Auch die Zusammensetzung der Konsortien wird nicht so restriktiv gehandhabt wie auf EU-Ebene. Für die nationalen Fördermaßnahmen gibt es keine zentrale Datenbank analog zu CORDIS, die die Beschreibungen und Ergebnisse der geförderten Projekte enthält. Ein Überblick über die tatsächlichen Förderschwerpunkte ist daher kaum möglich. Einige Projektbeispiele sind in Kasten 4.3 dargestellt.

#### Kasten 4.3 Ausgewählte nationale Förderprojekte

**Elektra** (Laufzeit 2017 bis 2019): In diesem NIP-Projekt wurde ein emissionsfreies Energieversorgungssystem für Binnenschiffe entwickelt und dessen wirtschaftlicher Einsatz untersucht. Ein vollelektrisches hybrides Energiekonzept, bestehend aus Brennstoffzellen und Akkumulatoren, wurde auf einem Binnenschiff implementiert. Dabei wurde das Zusammenspiel der Energiequellen optimiert, um die maximale Reichweite zu erreichen. Die Brennstoffzellen lieferten die wasserstoffbasierte Grundlastenergie für den Antriebsstrang und das Bordnetz, während die Akkumulatoren die Spitzenlasten abdeckten. Zusätzlich wurde die Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher in der Schifffahrt getestet und Konzepte für die Infrastruktur zur Ladung der

102 <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/wasserstoff-und-brennstoffzelle/> (23.4.2025)

103 <https://erneuerbarekraftstoffe.de/foerderung/> (23.4.2025)

104 <https://www.zim.de/ZIM/Navigation/DE/Home/home.html> (23.4.2025)

Akkumulatoren mit Landstrom und zur Versorgung der Brennstoffzellen mit Wasserstoff entwickelt.<sup>105</sup>

*Green Meth* (Laufzeit 2019 bis 2022): In diesem ZIM-Netzwerk sollten die technischen Voraussetzungen für den Einsatz von Methanol als alternativer Kraftstoff für kleinere Schiffe in der Küstenschifffahrt und für küstennah operierende Arbeitsschiffe geschaffen werden. Gerade bei kleineren Schiffen besteht ein erhöhter Forschungs- und Entwicklungsbedarf, da der Einsatz von LNG langfristig problematisch ist und Lösungsansätze in Richtung alternativer Antriebe erforderlich sind. Das operative Ziel des Netzwerks war es, Produkte zu entwickeln, die den sicheren und zuverlässigen Einsatz von Methanol als alternativen Kraftstoff auf kleineren Schiffen (Arbeitsschiffe und -boote, wie z. B. Peilschiffe und kleinere Schwimmbagger, Schlepper, Offshorefahrzeuge) ermöglichen.<sup>106</sup>

*Rasant* (Laufzeit 2023 bis 2025): Ziel des NIP-Projekts ist die Entwicklung eines innovativen Frachtseglers mit weitgehend klimaneutralem Antrieb. Neben der Segeltechnologie sollen wasserstoffbasierte Treibstoffe zum Einsatz kommen. Die Marktfähigkeit wird durch niedrige Energiekosten und einen hohen Automatisierungsgrad des zu entwickelnden Schiffs erwartet. Ergebnis des Projekts soll ein Konzeptentwurf sein, mit dem virtuelle Testfahrten im Simulator durchgeführt werden können. Partner in dem mit insgesamt 2,9 Mio. Euro geförderten Verbundprojekt sind neben der Hochschule Emden-Leer die Fachhochschule Flensburg, das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme und die MARIKO GmbH sowie als assoziierte Partner Unternehmen der Antriebstechnik, Werften und Reeder.<sup>107</sup>

Quelle: Hohmeyer et al. (2023, S. 210 f.)

## 4.4 Fazit

Es gibt eine Vielzahl von baulichen und operativen Maßnahmen, mit denen der Energiebedarf von Schiffen gesenkt werden kann. Grundsätzlich sind die Einsparpotenziale von einer Vielzahl von Faktoren abhängig und ihre Abschätzung ist daher mit großen Unsicherheiten behaftet. Zudem ist die Umsetzbarkeit der Maßnahmen je nach Schiffstyp sehr unterschiedlich.

Die meisten konstruktiven Effizienzmaßnahmen (Kapitel 4.2) ermöglichen nur eine geringe Senkung des Kraftstoffverbrauchs im niedrigen einstelligen Prozentbereich (GreenVoyage2050 2024; OECD 2025, S. 50). Besonders wirksam – mit Einsparpotenzialen von 10 bis möglicherweise 20 % des Kraftstoffverbrauchs der Hauptmaschine – ist die Minimierung des Wellenwiderstands, der durch die Schiffsbewegung an der Grenzfläche von Wasser/Luft entsteht und dem Vortrieb entgegenwirkt (Kapitel 4.1). Eine erhebliche Reduzierung des Wellenwiderstands kann durch schlankere Schiffe mit deutlich kleineren Blockkoeffizienten und möglicherweise größeren Hauptabmessungen erreicht werden. Die Umsetzung dieser Maßnahme ist nur bei Neubauten möglich und setzt eine Anpassung des Schiffsdesigns voraus, der viele Werften aufgrund der damit verbundenen Kosten offenbar skeptisch gegenüberstehen (Faber et al. 2011, S. 31; Hohmeyer et al. 2023, S. 174 f.).

105 <https://www.e4ships.de/deutsch/binnenschifffahrt/elektra/> (23.4.2025)

106 <https://green-meth.de/> (23.4.2025)

107 <https://rasant.eu/> (23.4.2025)

Prinzipiell ebenfalls sehr vielversprechend ist die verstärkte Nutzung von Windantrieben. Mit Windzusatzantrieben (Rotorsegeln etc.) lässt sich der Energiebedarf von Schiffen deutlich senken (mit Rotorsegeln beispielsweise laut Schätzungen um bis zu 15 %, je nach Konfiguration), mit Windhauptantrieben kann der Energiebedarf im Idealfall sogar auf null reduziert werden. Während bei Windzusatzantrieben bereits etliche (auch nachrüstbare) Konzepte auf dem Markt sind, sind Windhauptantriebe für moderne Handelsschiffe noch weit von der Umsetzung entfernt. Sie setzen (bei Frachtschiffen) die Entwicklung ganz neuer Schiffsentwürfe und zum Teil die Weiterentwicklung internationaler Regelwerke (Normen, Zertifizierungen) voraus (Hohmeyer et al. 2023, S. 189 f.). Sowohl Windzusatz- als auch -hauptantriebe benötigen außerdem freie Decksflächen und kommen deshalb vor allem für Tanker sowie eingeschränkt für Massengutfrachter, in der Regel jedoch nicht für Containerschiffe in Frage. Bei den operativen Maßnahmen sind die Reduzierung der Schiffs geschwindigkeit sowie die regelmäßige Reinigung von Rumpf und Propeller am effektivsten; sie versprechen Energieeinsparpotenziale im zweistelligen Prozentbereich.

Zu beachten ist, dass sich gerade die wirksamen Maßnahmen (Geschwindigkeitsreduzierung, energetische Optimierung der Hauptabmessungen) negativ auf die Transportkapazität bzw. -leistung auswirken können, was zum Einsatz von mehr oder größeren Schiffen führen kann. Zudem dürfen die prozentualen Einspareffekte, die durch Einzelmaßnahmen bestenfalls erreicht werden können, nicht addiert werden, da Wechselwirkungen zwischen verschiedenen schiffbaulichen Maßnahmen bestehen und die isolierte energetische Optimierung von Einzelkomponenten (Propeller, Anhänge, Rumpf etc.) unter Umständen sogar kontraproduktiv sein kann. Daher sollten energetische Aspekte möglichst schon in der Entwurfsphase ganzheitlich berücksichtigt werden. Nachrüstoptionen sind oft teurer und weniger effektiv (Hohmeyer et al. 2023, S. 177), spielen angesichts der langen Lebensdauer von Schiffen von ca. 25 bis 30 Jahren dennoch eine zentrale Rolle. Für das Ziel, die Schifffahrt bis 2050 zu dekarbonisieren, sind schließlich weniger die Energieeinsparpotenziale am einzelnen Schiff relevant als vielmehr die Effekte, die durch die verschiedenen Maßnahmen auf Flottenebene erreicht werden können. Diese hängen von weiteren Faktoren ab:

- Der aktuelle Umsetzungsstand einer Maßnahme bestimmt, wie groß das insgesamt noch aus schöpfbare Potenzial für Energieeinsparungen ist. Eine sehr effiziente Maßnahme, die bereits weitgehend umgesetzt ist, wird wenig zur weiteren Dekarbonisierung der Schifffahrt beitragen können.
- Der Reifegrad einer Technologie ist entscheidend dafür, wie schnell eine Maßnahme in der Breite umsetzbar ist und damit auch, welcher Beitrag zur Dekarbonisierung bis 2050 damit potenziell erreichbar ist.
- Schließlich ist für die breite Implementierung einer Maßnahme deren Wirtschaftlichkeit von großer Bedeutung. Diese hängt zum einen von der Höhe der Investitionskosten und zum anderen von der Höhe der erzielbaren Kraftstoffeinsparungen ab. Eine Maßnahme ist dann wirtschaftlich, wenn die Einspareffekte über die Amortisationszeit die Investitionskosten übersteigen. In diesem Fall haben die Schiffsbetreiber in der Regel ein Eigeninteresse an der Umsetzung der Maßnahme.

Eine Bewertung der diskutierten Technologien hinsichtlich der damit erreichbaren Potenziale auf Flottenebene kann im Rahmen dieses Berichts nicht geleistet werden. Eine szenariobasierte Studie, in der dieser Aspekt untersucht wurde, liegt von der IMO (2021a) vor. Im besten Fall, wenn alle potenziellen Minderungsmaßnahmen schnellstmöglich implementiert werden, können die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele sowohl bis 2030 als auch bis 2050 erreicht werden. Dabei spielen

Effizienzmaßnahmen bis 2030 die größere Rolle (23,52 % Minderungspotenzial gegenüber 5,64 % durch alternative Kraftstoffe), bis 2050 wird jedoch der Großteil der Einsparungen durch alternative Kraftstoffe erzielt (64 gegenüber 36 % durch Effizienzmaßnahmen) (IMO 2021a, S. 232 ff.). Gemäß den IMO-Szenarien hat eine Geschwindigkeitsreduktion um 10 % bei den Effizienzmaßnahmen den größten Einspareffekt. Die DNV schätzt das Einsparpotenzial durch Effizienzmaßnahmen bis 2030 auf maximal 16 % und damit etwas niedriger als die IMO (DNV 2024a, S. 8). Für eine Dekarbonisierung der Schifffahrt bis 2050 ist somit davon auszugehen, dass alternative Kraftstoffe die Hauptlast der THG-Minderung tragen, kurz- bis mittelfristig aber Effizienzmaßnahmen die größeren Minderungspotenziale versprechen.

Grundsätzlich, so die Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. XX), könnte der größte Teil des Energieeinsparpotenzials im Schiffbau mit dem vorhandenen schiffbaulichen Know-how ausgeschöpft werden. Dennoch bedarf es weiterer technologischer Innovationen, z. B. im Bereich der Windantriebe, die nur mit einer leistungsfähigen Schiffbauindustrie realisiert werden können. Deutschland ist in Bezug auf die Innovationsfähigkeit im Schiffbau prinzipiell gut aufgestellt. Während sich die deutschen Werften auf Nischenmärkte konzentrieren, ist die deutsche Schiffbauzulieferindustrie weltweit führend und stellt wichtige schiffbauliche Komponenten her, wie z. B. optimierte Ruder und Propeller oder Rotorsegel, die für eine energieeffizientere Schifffahrt benötigt werden. Die EU gehört mit ihren großen Forschungsprogrammen international zu den größten Fördergebern im Bereich der klimaverträglichen Schifffahrt, allerdings ist das Antragsverfahren kompliziert und langwierig (Hohmeyer et al. 2023, S. 223 ff.). Die Förderung konzentriert sich auf erneuerbare Kraftstoffe, insbesondere Wasserstoff, Methanol und Ammoniak. Innovativer Schiffbau im Allgemeinen steht nicht im Fokus. Auch auf nationaler Ebene wird derzeit vor allem die Umrüstung von Schiffen auf umweltfreundliche Antriebe gefördert.

# **5 Internationaler Regulierungsrahmen**

- 5.1 Internationale Seeschifffahrtsorganisation**
- 5.2 EU**
- 5.3 Binnenschifffahrt**
- 5.4 Fazit**

## 5 Internationaler Regulierungsrahmen

Mit einem Anteil von ca. 3 % an den weltweit emittierten anthropogenen THG-Emissionen trägt die Schifffahrt nicht unerheblich zum Klimawandel bei (IMO 2021a). Im Pariser Klimaabkommen von 2015, das das globale Ziel verfolgt, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen, wird die Schifffahrt jedoch nicht explizit erwähnt<sup>108</sup> (Cames et al. 2023). Dies gilt auch für den Flugverkehr und ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass es schwierig ist, die verursachten THG-Emissionen einem einzelnen Land zuzuordnen, da in der Regel Unternehmen aus verschiedenen Ländern an den Transporten beteiligt sind. Die Vielzahl der Akteure sowie die globale Ausrichtung erschweren eine klimapolitische Regulierung der Schifffahrt, weshalb sie bis vor Kurzem weitgehend von verbindlichen Verpflichtungen zur Reduktion von THG-Emissionen ausgenommen war.

Die zentrale Regulierungsbehörde für den Seeverkehr ist die IMO der UN (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 235). Die IMO beruht, wie die übergeordneten Gremien der UN, auf Konsensbildung und setzt sich aus Vertretungen der 176 Mitglieds- und 3 assoziierten Länder zusammen.<sup>109</sup> Zusätzlich gibt es 89 Nichtregierungsorganisationen<sup>110</sup> mit Beraterstatus sowie 66 zwischenstaatliche Organisationen<sup>111</sup> mit einem Beobachterstatus in der Organisation. Die Vorschriften der IMO haben bindenden Charakter für international operierende Schiffe aller Mitgliedstaaten. Nicht in den Zuständigkeitsbereich der IMO fallen Schiffe, die nur in nationalen Gewässern fahren, sowie Schiffe der Marine und Binnenschiffe (Hohmeyer et al. 2023, S. 242).

Unter den 176 Mitgliedsländern befinden sich alle Mitgliedstaaten der EU, welche selbst eine bedeutende Rolle in der Regulierung der maritimen Industrie spielt. Die Regeln der EU gelten grundsätzlich für Schiffe unter europäischer Flagge, aber auch für international registrierte Schiffe, die EU-Gewässer befahren und Häfen in der EU anlaufen (Hohmeyer et al. 2023, S. 237). Sie werden in einem paritätisch aus Mitgliedern der EU-Kommission, des EU-Rats und des EU-Parlaments besetzten Trilog verabschiedet (Hohmeyer et al. 2023, S. 235 f.). Die Tatsache, dass alle EU-Mitgliedstaaten Mitglieder der IMO sind, verleiht ihnen eine gewisse Verhandlungsmacht innerhalb der IMO.

Die Überwachung der Einhaltung von Vorschriften und Regelungen wird in der Regel von Klassifikationsgesellschaften durchgeführt. Diese Gesellschaften klassifizieren und registrieren Schiffe und fungieren als Gutachter sowie Aussteller von Klassenzertifikaten (vergleichbar mit einem Fahrzeugschein), die von den Schiffen zum Nachweis ihres technischen Zustandes mitgeführt werden müssen. Dieses Zertifikat wird in regelmäßigen Abständen auf der Grundlage einer Besichtigung des Schiffs (vergleichbar mit einer TÜV-Inspektion) durch die Klassifikationsgesellschaft erneuert. Darüber hinaus spielen weitere Organisationen eine wichtige Rolle bei der Regulierung der Schifffahrt (Hohmeyer et al. 2023, S. 236). Dazu zählen die International Organization for Standardization (ISO), die Standards für Kraftstoffqualität und Nachhaltigkeitsbewertung bereitstellt. Außerdem ist die European Maritime Safety Agency (EMSA) für Sicherheitsaspekte zuständig und fungiert auch als Beratungsgremium der Europäischen Kommission.

<sup>108</sup> Laut dem Abschlussdokument der Klimakonferenz 2015 in Paris wird in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts „ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“ (Artikel 4 Absatz 1) angestrebt. Die Schifffahrt findet zwar keine explizite Erwähnung in dem Dokument, die dort entstandenen Emissionen sind jedoch als anthropogen zu klassifizieren und technisch gesehen somit enthalten.

<sup>109</sup> <https://www.imo.org/en/OurWork/ERO/Pages/MemberStates.aspx> (23.4.2025)

<sup>110</sup> <https://www.imo.org/en/OurWork/ERO/Pages/NGOsInConsultativeStatus.aspx> (23.4.2025)

<sup>111</sup> <https://www.imo.org/en/OurWork/ERO/Pages/IGOsWithObserverStatus.aspx> (23.4.2025)

Das übergeordnete klimapolitische Ziel der IMO und der EU ist es, im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Schifffahrt bis 2050 auf netto null zu reduzieren. Dieses Ziel findet seine wissenschaftliche Grundlage im 6. Assessment Report des IPCC. Der IPCC (2023, S. 20) weist in seinem Synthesebericht darauf hin, dass die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis etwa 2050 auf netto null reduziert werden müssen und dass in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts zusätzlich negative THG-Emissionen erforderlich sein werden, um dieses Ziel zu erreichen und die schwerwiegendsten Auswirkungen des anthropogenen Treibhauseffekts zu verhindern.

Ein zentraler Aspekt bei der Quantifizierung von THG-Emissionen ist die eingenommene Perspektive. In der maritimen Industrie wird üblicherweise zwischen Well to Tank (von Energieerzeugung bis zur Bebunkerung der Schiffe) und Tank to Wake (Energieumwandlung an Bord) unterschieden (Kapitel 2.1). Eine umfassende Bewertung der Klimawirkung entlang des gesamten Lebenszyklus der Kraftstoffe erfordert eine Kombination beider Perspektiven (Well to Wake) (Hohmeyer et al. 2023). In den folgenden Teilkapiteln werden die Vorschriften der IMO (Kapitel 5.1) und der EU (Kapitel 5.2) dargestellt, die zur Minderung der THG-Emissionen beitragen sollen. In Kapitel 5.1.4 werden zudem die internationalen Sicherheitsvorschriften für erneuerbare Kraftstoffe erläutert. Der Regulierungsrahmen für die Binnenschifffahrt wird in Kapitel 5.3 skizziert, bevor die Maßnahmen in einem Fazit (Kapitel 5.4) noch einmal zusammengefasst werden.

## 5.1 Internationale Seeschifffahrtsorganisation

Die zentralen Ziele der IMO zur Reduzierung der THG-Emissionen sind in der GHG-Strategie festgehalten, welche eine Vielzahl von Maßnahmen und Regularien umfasst. Die Strategie wurde erstmals 2018 veröffentlicht und 2023 in überarbeiteter Form bei der 80. Sitzung des Marine Environmental Protection Committee (MEPC)<sup>112</sup> verabschiedet (IMO 2023). Die vier zentralen Ziele der Strategie sind:

- Erhöhung der Energieeffizienz der Schiffe
- Senkung der Emissionen pro geleisteter Transportarbeit im Durchschnitt des gesamten internationalen Seeverkehrs um mindestens 40 % bis 2030 (im Vergleich zu 2008)
- Deckung des Energieverbrauchs in der internationalen Schifffahrt durch Technologien, Kraftstoffen und/oder Energieträgern, die keine oder nahezu keine THG-Emissionen verursachen, um mindestens 5 %, wenn möglich 10 % bis 2030
- Reduzierung der THG-Emissionen der internationalen Schifffahrt um 20 % bis 2030, 70 % bis 2040 (jeweils gegenüber 2008) und auf netto null bis 2050

Neben einigen Maßnahmen, die bereits in Kraft sind, befinden sich etliche noch in der Entwicklung und sollen 2027 in Kraft treten.<sup>113</sup> Außerdem ist eine Überprüfung der GHG-Strategie auf der Sitzung der MEPC im Herbst 2028 geplant. Alle verbindlich verabschiedeten Maßnahmen werden im Internationalen Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL Annex VI) kodifiziert bzw. vorab durch entsprechende MEPC-Resolutionen publiziert (Hohmeyer et

<sup>112</sup> Der MEPC der IMO befasst sich mit Umweltfragen, die in den Zuständigkeitsbereich der IMO fallen. Dazu gehören auch Schiffsemissionen. Er fungiert als Vertragsstaatenkonferenz, die Modifikationen und Ergänzungen des IMO-Vertragswerkes beschließen kann. Auch hier: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/MEPC-default.aspx> (23.4.2025).

<sup>113</sup> <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Cutting-GHG-emissions.aspx> (23.4.2025)

al. 2023, S. 239 u. 319). Da die MARPOL-Konvention nur in einem Zyklus von 5 Jahren überarbeitet wird, sind verbindliche Anpassungen der IMO-Klimaschutzziele auch nur alle 5 Jahre möglich.

### 5.1.1 Energieeffizienzmanagement an Bord

Der 2013 von der IMO eingeführte Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP) formuliert verbindliche Anforderungen an den Schiffsbetrieb mit dem Ziel, die Energieeffizienz von Schiffen zu steigern. Reeder sind verpflichtet, für ihre Schiffe Betriebspläne zur strategischen Reduktion des Energieverbrauchs nach den IMO-Vorgaben zu erstellen und an Bord mitzuführen. Der SEEMP besteht im Wesentlichen aus drei Teilen (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 244 f.):

- Teil 1 gilt für Schiffe ab 400 BRZ und enthält den eigentlichen Schiffsmanagementplan, der schiffs- bzw. unternehmensspezifische Maßnahmen (z. B. brennstoffeffizienter Betrieb, Weather Routing, Trimmoptimierung, Reinigung des Rumpfs) zur Verbesserung der Energieeffizienz und Kohlenstoffintensität beschreiben soll.
- Teil 2 (für Schiffe ab 5.000 BRZ) beinhaltet die Entwicklung einer schiffsspezifischen Methode zum Erfassen, Aggregieren und Melden von Schiffsdaten zum jährlichen Brennstoffverbrauch sowie aller weiteren Daten, die zur Erstellung einer prüffähigen Dokumentation im Rahmen des Data Collection System (DCS) der IMO erforderlich sind. Das DCS dient als Grundlage, um den schiffsspezifischen Treibstoffverbrauch und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu dokumentieren und durch eine unabhängige Zertifizierungsstelle verifizieren zu lassen. Auf der Grundlage der gesammelten Daten veröffentlicht die IMO einen jährlichen Bericht in anonymisierter und aggregierter Form.<sup>114</sup>
- Der 2023 neu hinzugekommene Teil 3 umfasst für Schiffe ab 5.000 BRZ die Pflicht zur Berechnung des Carbon Intensity Indicator (CII), der auf Basis der im DCS ermittelten Kraftstoffverbräuche ermittelt wird. Der CII ist ein schiffsbezogener Index, der die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verhältnis zur geleisteten Transportarbeit angibt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden aus dem Treibstoffverbrauch über einen bestimmten Zeitraum (in der Regel 1 Jahr) ermittelt. Die Transportarbeit wird berechnet, indem die im DCS dokumentierte (jährliche) Fahrleistung mit der Deadweight Tonnage (DWT), als Maß für die Tragfähigkeit eines Schiffs, bzw. der BRZ multipliziert wird.

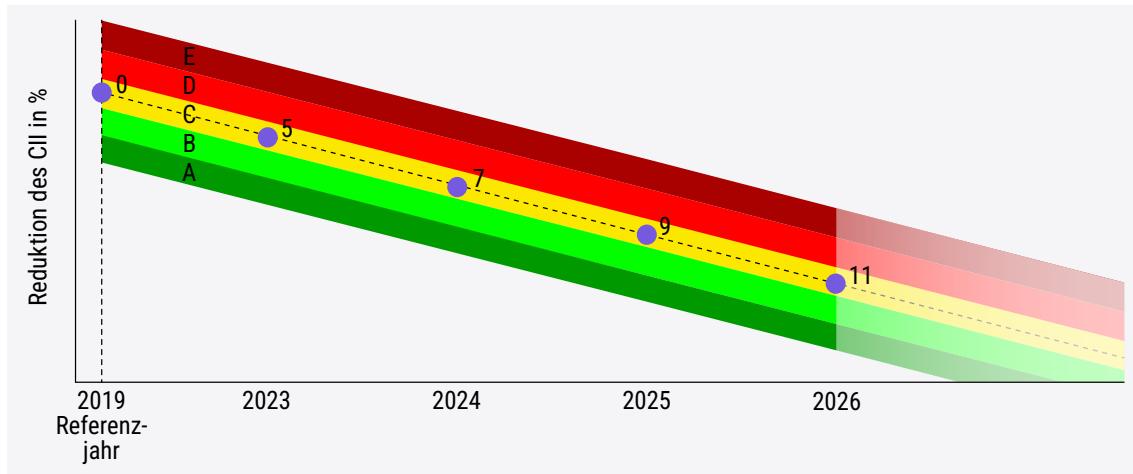
Basierend auf dem schiffseigenen CII-Wert erhält jedes Schiff jährlich ein Rating von A bis E, wobei der Mindeststandard ein C-Rating ist (Abbildung 5.1). Sollte 3 Jahre in Folge ein D-Rating oder ein einzelnes E-Rating erzielt werden, muss Teil 3 des SEEMP um eine Analyse des Missstandes sowie um einen Plan für Abhilfemaßnahmen erweitert werden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 247). Die CII-Werte, die für ein bestimmtes Rating erforderlich sind, werden von der IMO für jeden Schiffstypen separat festgelegt und jährlich nach unten angepasst, sodass zunehmend geringere CII-Werte erforderlich sind, um dasselbe Rating zu erhalten. Die Reduktionsziele beziehen sich auf das Referenzjahr 2019<sup>115</sup> und sehen für 2023, 2024, 2025 und 2026 eine Reduktion von mindestens 5, 7, 9 und 11 % vor, deren Einhaltung in jährlichen Audits überprüft wird.<sup>116</sup>

<sup>114</sup> <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/data-collection-system.aspx> (23.4.2025)

<sup>115</sup> 2019 ist das erste Jahr mit verifizierten DCS-Daten.

<sup>116</sup> Die Reduktionsziele für die folgenden Jahre sind noch nicht festgelegt (Hohmeyer et al. 2023, S. 247).

**Abbildung 5.1 Ratings des Carbon Intensity Indicator (CII) für Schiffe ab 5.000 BRZ**



CII-Rating: A = sehr gut, B = gut, C = befriedigend, D = mangelhaft, E = ungenügend

Quelle: nach DNV (<https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/CII-carbon-intensity-indicator/>; 23.4.2025)

Mit der Einführung der verbindlichen CII-Reduktionsziele gelten somit seit 2023 erstmals verpflichtende Anforderungen zur kontinuierlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die bestehende Schiffsflotte. Dabei wird die Tank-to-Wake-Perspektive eingenommen, Emissionen aus der Kraftstoffherstellung werden also nicht berücksichtigt. Darüber hinaus beschränkt sich der SEEMP auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und schließt andere THG-Emissionen aus. Da es sich sowohl bei der BRZ als auch der DWT um allgemeine Schiffsmaße handelt, wird für den CII zudem nicht die tatsächliche Transportarbeit berücksichtigt, sondern eine Schiffsgröße (im Fall von BRZ) bzw. eine theoretische Transportkapazität (im Fall von DWT). Auf der Grundlage des SEEMP besteht daher für die Schiffsbetreiber kein Anreiz, die Schiffe voll auszulasten, was klimapolitisch jedoch eigentlich wünschenswert wäre.

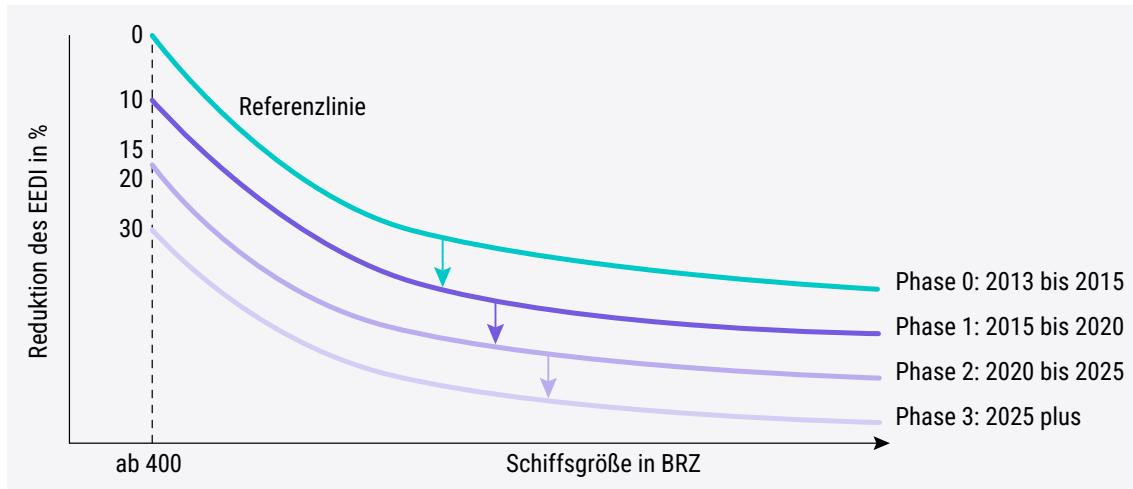
### 5.1.2 Energieeffizienzkennwerte (EEDI und EEXI)

Auch entwurfstechnische Vorschriften sind Teil der GHG-Strategie der IMO. Dazu gehören der Energy Efficiency Design Index (EEDI), der Effizienzvorgaben für neue Schiffe definiert, sowie sein Pendant, der Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI), der sich auf die bestehende Schiffsflotte bezieht. Nach dem EEDI dürfen bei neuen Schiffen, ähnlich wie beim CII, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf die Transportarbeit bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten. Auch hier wird die theoretische Transportarbeit herangezogen, wobei im Gegensatz zum CII nicht eine tatsächlich zurückgelegte Strecke zugrunde gelegt wird, sondern die Kapazität des Schiffs mit einer Designgeschwindigkeit multipliziert wird. Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen basiert nicht wie bei der Berechnung des CII auf tatsächlichen Messwerten, sondern auf Auslegungswerten wie unter anderem der installierten Leistung und dem spezifischen Kraftstoffverbrauch (multipliziert mit dem CO<sub>2</sub>-Faktor des eingesetzten Kraftstoffs). Ziel des EEDI ist somit die Sicherstellung der CO<sub>2</sub>-Effizienz, nicht aber der Energieeffizienz der Schiffe, wie der Name vielleicht vermuten lässt.

Der EEDI gilt seit 2013 für neue Schiffe ab 400 BRZ. Ausgenommen von dieser Vorschrift sind unter anderem Schwergutschiffe, Yachten und konventionelle Fahrgastschiffe mit direktem Dieselantrieb.

Ähnlich wie beim CII sinken auch die EEDI-Grenzwerte über die Zeit, jedoch nicht kontinuierlich, sondern phasenweise (Abbildung 5.2). Aktuell wird die Einführung einer Phase 4 diskutiert (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 243).

Abbildung 5.2 Grenzwerte des Energy Efficiency Design Index (EEDI) für neue Schiffe ab 400 BRZ



Quelle: nach ITTC Association (2021)

Abbildung 5.2 zeigt, dass der EEDI-Grenzwert für Schiffe mit höherer Transportkapazität geringer ausfällt und diese somit eine bessere CO<sub>2</sub>-Effizienz aufweisen müssen. Dies steht im Einklang mit den Skaleneffekten, nach denen sich spezifische Parameter, wie z. B. Energieverbrauch pro Ladungseinheit bei höherer Transportkapazität, automatisch verbessern.

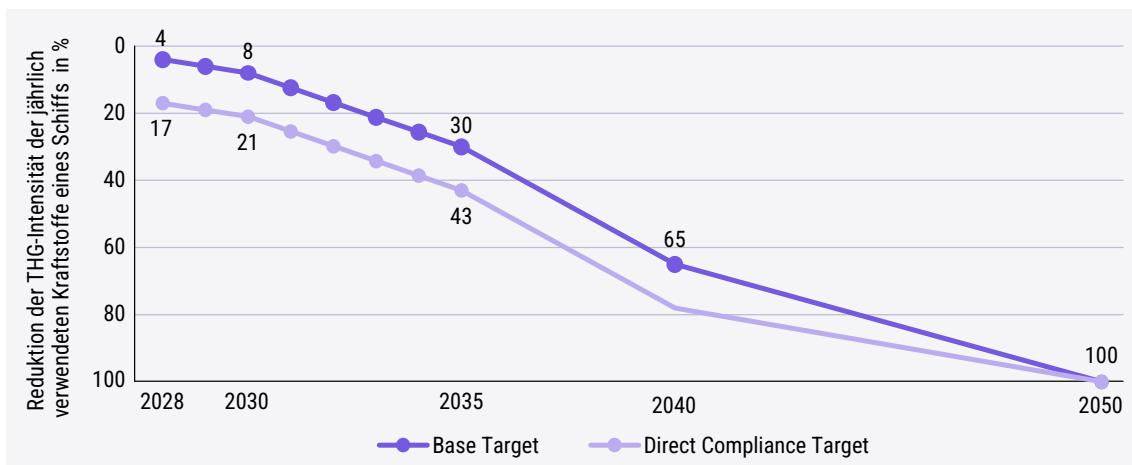
Das EEDI-Pendant für bestehende Schiffe ist der Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI). Der Index, der strukturiert ist wie der EEDI, wird einmalig auf die bestehende Flotte angewendet, wobei alle Schiffe – auch hier ab 400 BRZ – unter die entsprechenden Grenzwerte gebracht werden müssen. Die Grenzwerte sind im Vergleich zum EEDI mit einem Reduktionsfaktor versehen, sodass diese einfacher zu unterschreiten sind. Meist kann dies mit einer allgemeingültigen Leistungsbegrenzung (Geschwindigkeitsreduktion) des Schiffs erreicht werden. Die Abgrenzung zum SEEMP besteht darin, dass der EEXI nicht das Betriebsprofil des Schiffs betrachtet, sondern lediglich die theoretischen Designwerte berücksichtigt. Außerdem wird der EEXI einmalig angewandt, während der SEEMP eine kontinuierliche Beurteilung und Einhaltung verlangt (meist jährlich geprüft).

Der EEDI ist ein langfristiges Instrument der IMO, das beim Design von Schiffen ansetzt, um sicherzustellen, dass diese CO<sub>2</sub>-effizient konstruiert werden. Der EEXI ist das entsprechende kurzfristige Instrument, das unter Umständen eine Nach- bzw. Umrüstung der Schiffsflotte erfordert, um Grenzwerte einzuhalten. Hierbei wird nicht das Betriebsprofil, sondern ausschließlich die Bauweise des Schiffs berücksichtigt. Wie der SEEMP beschränken sich auch der EEDI sowie EEXI auf die Tank-to-Wake-Perspektive, was die Betrachtung von alternativen Kraftstoffen ausschließt, und inkludieren lediglich CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### 5.1.3 Greenhouse Gas Fuel Standard

Im Rahmen der Treibhausgasstrategie entwickelt die IMO neben Standards für den Schiffsbetrieb auch einen Standard für Kraftstoffe. Der GFS ist ein zentrales Element der langfristigen Maßnahmen der Strategie und soll 2028 in Kraft treten. Auf der 83. Sitzung des MEPC im Frühjahr 2025 wurden die Umsetzungsdetails konkretisiert, die auf einer außerordentlichen MEPC-Sitzung im Oktober 2025 final verabschiedet werden sollten (DNV 2025b). Das geplante Inkrafttreten des GFS im Jahr 2028 ist jedoch unsicher, da die USA eine Verschiebung der finalen Abstimmung um ein Jahr durchgesetzt haben (SAFETY4SEA 2025b). Der GFS sieht vor, dass Schiffe ab 5.000 BRZ die THG-Intensität (Greenhouse Gas Fuel Intensity – GFI, gemessen in g CO<sub>2</sub>-Äq./Megajoule) ihrer jährlich verwendeten Kraftstoffe kontinuierlich reduzieren, wobei zwei Grenzwerte festgelegt wurden: ein Basisziel (Base Target) und ein strengeres Ziel für die direkte Einhaltung (Direct Compliance Target), die zunächst langsam und dann beschleunigt gesenkt werden sollen (Abbildung 5.3).

**Abbildung 5.3 Grenzwerte des Greenhouse Gas Fuel Standard für Schiffe ab 5.000 BRZ**



100 % = 93,3 g CO<sub>2</sub>-Äq./Megajoule

Quelle: nach DNV (2025b)

So sieht das Basisziel für 2028 eine Reduktion von 4 % gegenüber 2008 vor, die bis 2030 auf 8 % ansteigt, während das Direct Compliance Target für denselben Zeitraum jeweils 17 % bzw. 21 % vorsieht. Bis 2040 sieht das Basisziel eine Reduktion von 65 % gegenüber 2008 vor. Bei Schiffen, welche die Ziele nicht erreichen, müssen die Schiffsbetreiber Kompensationseinheiten von der IMO erwerben. Der Preis der Kompensationseinheiten soll bei Verfehlung des Direct Compliance Target 100 US-Dollar/CO<sub>2</sub>-Äq. betragen, bei Verfehlung des Basisziels 380 US-Dollar/CO<sub>2</sub>-Äq. Erzielt ein Schiff hingegen eine größere Reduktion, als es das Direct Compliance Target vorsieht, so erhält es Surplus Units, die zum Ausgleich für andere Schiffe (Pooling) oder für andere Jahre angespart werden können. Damit führt die IMO eine Maßnahme ein, die dem Verursacherprinzip folgt und Emittenten dazu verpflichtet, die von ihnen verursachten negativen externen Umweltkosten auszugleichen (Lagouvardou et al. 2020). Die Einnahmen werden in den IMO-Net-Zero-Fonds fließen, der unter anderem dazu verwendet werden soll, emissionsarme Schiffe zu belohnen sowie Innovation, Forschung, Infrastruktur in Entwicklungsländern zu unterstützen (IMO 2025).

Um die Anforderungen an den GFS einheitlich umsetzen zu können, ist die verlässliche Bestimmung der THG-Intensität der verwendeten Kraftstoffe relevant. Die Berechnung des GFI erfolgt nach der Well-to-Wake-Perspektive. Hierzu wurden separate Life-Cycle-Assessment(LCA)-Guidelines entwickelt, die eine einheitliche Bewertung entlang des Lebenszyklus eines Kraftstoffs gewährleisten sollen (IMO 2024a). Dabei werden die Treibhausgase Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ) berücksichtigt. Gerechnet wird mit  $\text{CO}_2$ -Äq., wobei jedem Gas ein individueller Charakterisierungsfaktor zugeordnet wird, um dessen Treibhauspotenzial (GWP) zu ermitteln. Für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren beträgt dieser Faktor für  $\text{CO}_2$  1, für Methan 30 und für Lachgas 273.<sup>117</sup> Die Größenordnung der Faktoren zeigt, dass verschiedene Treibhausgase ein deutlich höheres Treibhauspotenzial als  $\text{CO}_2$  aufweisen und somit nicht vernachlässigt werden sollten. Bei der Betrachtung mehrerer Treibhausgase lassen sich die GWPs der Kraftstoffe als Summe aller THG-Emissionen miteinander vergleichen. Die LCA-Guidelines sollen noch weiter verbessert und nach der Konsultation einer Expertengruppe bei der MEPC 84 2026 erneut beraten werden (Mackes 2025). In der weiteren Entwicklung des GFS sind noch weitere Aspekte zu klären, unter anderem zur Verfügbarkeit von emissionsarmen Kraftstoffen, zur Sicherstellung eines Level Playing Fields, zur Vermeidung von negativen Auswirkungen auf den globalen Süden (z. B. durch Transportkostensteigerungen für importierte Waren) und zur notwendigen Anpassung des CII.

### 5.1.4 Sicherheitsvorschriften für erneuerbare Kraftstoffe

Für die Nutzung sowie den Transport erneuerbarer Kraftstoffe sind Vorschriften der IMO und Klassifikationsgesellschaften zu beachten. Im Rahmen des MARPOL-Übereinkommens (Anlage II) werden schädliche flüssige Stoffe, die als Massengut transportiert werden, in Gruppen eingeteilt, die auf dem Gefährdungspotenzial für die Meeressumwelt beruhen. Ammoniak gehört zur Gruppe mit dem höchsten Gefährdungspotenzial (Gruppe X), FAME und Methanol zur Gruppe Y mit mittlerem Gefährdungspotenzial. Je nach Einstufung gelten unterschiedliche strenge Vorschriften für das Einleiten von Rückständen ins Meer.<sup>118</sup> Zudem gelten unterschiedliche Regelwerke, je nachdem, ob der Kraftstoff als Ladung in Tankern oder Bunkerschiffen mitgeführt oder für den Vortrieb und zur Stromerzeugung an Bord genutzt wird (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 98 ff.). Zentral für die Verwendung als Kraftstoff sind

- für Diesel (sowohl konventioneller als auch E-FT-Diesel) die Regeln zur Verhütung der Verschmutzung durch Öl (MARPOL Annex I<sup>119</sup>),
- für FAME die Regeln zur Überwachung der Verschmutzung durch als Massengut beförderte schädliche flüssige Stoffe (MARPOL Annex II<sup>120</sup>),
- für Methan der Internationale Code für die Sicherheit von Schiffen, die Gase oder andere Brennstoffe mit niedrigem Flammpunkt verwenden (IGF-Code) sowie
- für Methanol die Interim Guidelines for the safety of Ships using Methyl/Ethyl Alcohol as fuel (MSC.1/Circ.1621).

<sup>117</sup> Die Werte basieren auf IPCC (2021, S. 1017).

<sup>118</sup> Die gasförmigen Stoffe Methan und Wasserstoff fallen nicht unter Anlage II, sondern Anlage IV des MARPOL-Übereinkommens.

<sup>119</sup> <https://www.deutsche-flagge.de/de/anträge-und-dokumente/maritime-interpretation/marpol/anlage-annex-i> (23.4.2025)

<sup>120</sup> <https://www.deutsche-flagge.de/de/anträge-und-dokumente/maritime-interpretation/marpol/marpol-anlage-annex-ii> (23.4.2025)

Damit liegen für alle erneuerbaren Kraftstoffe außer Wasserstoff und Ammoniak die notwendigen Regelungen bereits vor, wobei es sich bei Methanol teilweise noch um vorläufige Vorgaben handelt (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 99). Grundsätzlich ist bei der Verwendung von Wasserstoff oder Ammoniak ein alternatives Design gemäß IGF-Code 2.3 möglich. Dabei muss bereits in der Entwurfs- und Konstruktionsphase des Schiffs nachgewiesen werden, dass durch konstruktive und systemtechnische Maßnahmen ein „equivalent level of safety“ gegenüber den bestehenden Vorschriften für die Verwendung von LNG an Bord von Schiffen gewährleistet ist. Erste anwendbare Empfehlungen gibt es auch für den Einsatz von Brennstoffzellen an Bord von Schiffen, die grundsätzlich mit Wasserstoff (gegebenenfalls unter Einsatz von Kraftstoffreformern) betrieben werden (DNV 2021) (Kapitel 3.3.3).

In den erwähnten Regelwerken werden überwiegend technische Sicherheitsaspekte für den Betrieb behandelt (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 100 f.). Werden beispielsweise Kraftstoffe mit niedrigem Flammpunkt (wie Methanol, Ammoniak oder Wasserstoff) an Bord verwendet, ist gemäß den Vorschriften des IGF-Codes ein wesentliches Element des Sicherheitskonzeptes die Definition von Gefährdungszonen. Diese Zonen werden überall dort definiert, wo es zu möglichen Kraftstoffleckagen und damit zu entzündlichen oder toxischen (im Fall von Ammoniak) Gas-Luft-Gemischen kommen kann (z. B. um die Kraftstoffbunkerstation oder um die Abblase-/Sicherheitsventile der Tanks). In diesen Zonen dürfen sich dann z. B. keine Passagiere aufhalten und es dürfen hier auch keine Lüftungsein- und -auslässe, Türen oder sonstige Öffnungen ins Innere des Schiffs vorhanden sein. Diese Zonen sind nach den derzeit geltenden Vorschriften (insbesondere für Ammoniak) so groß, dass die Umsetzung der Vorschriften für einige Schiffstypen, insbesondere für kleinere Schiffe bis ca. 150 m Länge, nach Einschätzung von Hohmeyer et al. (2023, S. 101) nicht praktikabel ist. Um die bauliche Umsetzung bei möglichst vielen Schiffen zu ermöglichen, müssten daher zusätzliche technische Maßnahmen wie z. B. alternative Lüftungskonzepte oder alternative Überwachungskonzepte durch Sensoren untersucht und gegebenenfalls durch die IMO und Klassifikationsgesellschaften in die Vorschriften implementiert werden, um die derzeit definierten Gefährdungszonen an Bord so weit wie möglich zu reduzieren.

## 5.2 EU

Die übergeordnete Strategie der EU zur Dekarbonisierung, welche das Pendant zu der GHG-Strategie der IMO darstellt, ist der europäische Grüne Deal. Ziel des Grünen Deals ist es, die Nettoemissionen von Treibhausgasen bis 2050 auf null zu reduzieren und Europa damit zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen.<sup>121</sup> Als Zwischenziel hat die EU eine Reduktion der Netto-THG-Emissionen um mindestens 55 % bis 2030 festgelegt, die mithilfe des „Fit-for-55“-Pakets<sup>122</sup> erreicht werden soll. Dieses Zwischenziel gilt auch für die maritime Industrie und soll durch eine Reihe von Maßnahmen erreicht werden, die im Folgenden beleuchtet werden.

### 5.2.1 FuelEU-Maritime-Verordnung

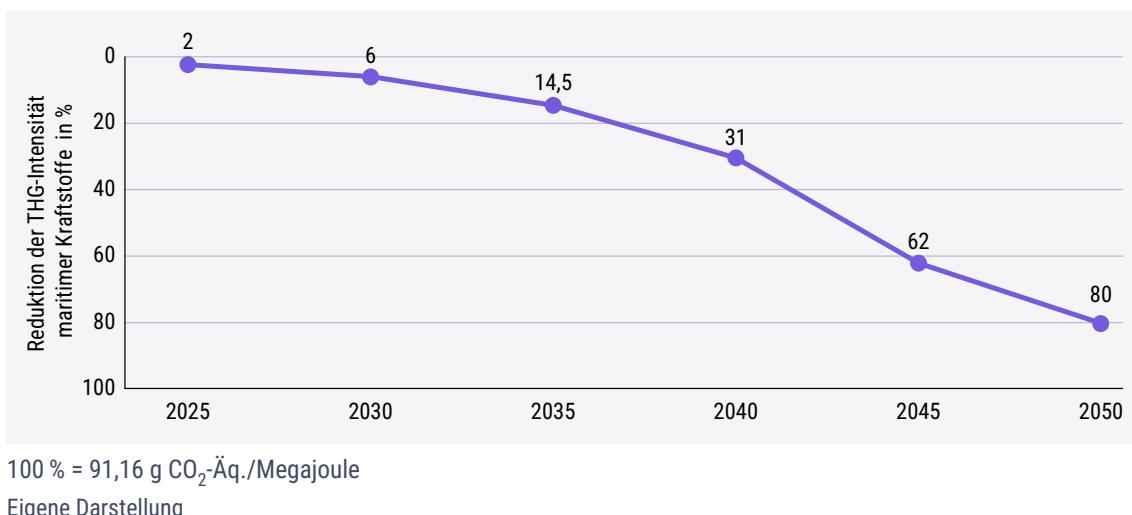
Die seit 1. Januar 2025 rechtskräftige Verordnung (EU) 2023/1805 (FuelEU-Maritime-Verordnung) gibt Grenzwerte für die THG-Intensität der an Bord eines Schiffs verbrauchten Energie vor. Das

<sup>121</sup> [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de) (23.4.2025)

<sup>122</sup> <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/fit-for-55/> (23.4.2025)

Ziel der Vorschrift ist, die Entwicklung und Nutzung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Kraftstoffen zu fördern. Dabei wurde als Basiswert eine THG-Intensität von 91,16 g CO<sub>2</sub>-Äq./Megajoule festgelegt, die derjenigen von konventionellem Diesel im gesamten Lebenszyklus entspricht. Dieser Grenzwert wird jährlich gesenkt und damit verschärft: 2 % ab 2025, 6 % ab 2030, 14,5 % ab 2035, 31 % ab 2040, 62 % ab 2045 und 80 % ab 2050 (Abbildung 5.4). Bemerkenswert ist, dass obwohl die Verordnung Teil des europäischen Grünen Deals ist und somit das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 verfolgt, der Grenzwert für die THG-Intensität 2050 erst bei 20 % des Basiswertes liegt.

**Abbildung 5.4 Grenzwerte der Verordnung (EU) 2023/1805 für die THG-Intensität maritimer Kraftstoffe**



Die Reduktionsziele sind laut Verordnung bevorzugt durch die Beimischung von E-Fuels zu erreichen. Um dies zu unterstützen, ist bei der Berechnung der THG-Intensität eine Besonderheit vorgesehen, wonach die an Bord verbrauchte Energie aus E-Fuels doppelt gezählt werden kann. Hierbei wird die Well-to-Wake-Perspektive eingenommen und es werden neben Kohlendioxid auch Lachgas und Methan berücksichtigt.

Die FuelEU-Maritime-Verordnung gilt für Schiffe ab 5.000 BRZ<sup>123</sup>, nicht jedoch für Kriegsschiffe, Flottenhilfsschiffe, Schiffe für den Fang oder die Verarbeitung von Fisch, Holzschiffe einfacher Bauart, Schiffe ohne Motorantrieb oder staatliche Schiffe, die für nicht gewerbliche Zwecke verwendet werden. Neben der schiffsindividuellen Einhaltung der Grenzwerte sieht die Verordnung flexible Konformitätsoptionen für Schiffseigner vor (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 251, 321). Diese umfassen die drei Konzepte Banking, Borrowing und Pooling:

- Banking umfasst die spätere Nutzung von Rechten aus der Übererfüllung von Reduktionsverpflichtungen;
- Borrowing die spätere Verrechnung einer aktuellen Untererfüllung mit einer späteren Übererfüllung von Reduktionsverpflichtungen;

<sup>123</sup> Lediglich etwa 55 % der Schiffe haben eine BRZ von 5.000 oder größer, diese sind jedoch für ungefähr 90 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Seeverkehrssektors verantwortlich.

- Pooling die gemeinsame Erfüllung der Reduktionsverpflichtungen durch einen Pool von Schiffen eines Eigners.

Sollten trotz dieser flexiblen Möglichkeiten die Grenzwerte nicht eingehalten werden, werden Strafzahlungen seitens der EU verhängt. Diese Bußgelder werden – mit der Auflage, diese für Projekte z. B. zur Verbesserung der Energieeffizienz von Schiffen zu verwenden – an den jeweiligen Flaggenstaat überwiesen.

Daneben sieht die FuelEU-Maritime-Verordnung auch die Pflicht zur Nutzung einer Landstromversorgung für Containerschiffe und Fahrgastschiffe ab dem 1. Januar 2030 vor, vorerst beschränkt auf die Häfen der neun Korridore des von der Europäischen Kommission initiierten TEN-T Netzwerkes<sup>124</sup> (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 252). Ab 2035 gilt diese Verpflichtung auch in allen weiteren EU-Häfen, die über eine Versorgungsmöglichkeit mit Landstrom verfügen. Ausgenommen sind Schiffe, die über eine emissionsfreie Bordstromversorgung verfügen, wobei lediglich Brennstoffzellen, Batterien und bordeigene erneuerbare Energiesysteme wie Wind- und Solaranlagen dieses Kriterium erfüllen. Hohmeyer et al. (2023) sehen die Landstromverpflichtung innerhalb der FuelEU-Maritime-Verordnung in der jetzigen Form kritisch, da sie die energetische Nutzung von LNG, Biomethan oder erneuerbar erzeugtem synthetischem Methan (E-Methan) bei Hafenliegezeiten ausschließt und so – bei Schiffen, die mit diesen Kraftstoffen betrieben werden – zur Freisetzung von Boil-off-Gas und somit zu einer Freisetzung von Treibhausgasen führen kann.

## 5.2.2 Europäischer Emissionshandel

Das EU-weite Emissionshandelssystem (European Missions Trading System – ETS) legt nach dem Cap-and-Trade-Prinzip Obergrenzen für Emissionen fest und gibt Emissionsberechtigungen als handelbare Zertifikate aus. Diese Obergrenzen werden jährlich im Einklang mit dem EU-Klimaziel um einen Reduktionsfaktor gesenkt, der von 2024 bis 2027 bei 4,3 % und ab 2028 bei 4,4 % liegt.<sup>125</sup> Der Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen muss nach dem Verursacherprinzip mit dem Kauf von Zertifikaten ausgeglichen werden, wodurch eine Internalisierung der negativen externen Umweltkosten der Emissionen erreicht wird. Die Zertifikate können sowohl innerhalb als auch außerhalb des eigenen Sektors gehandelt werden (Lagouvardou et al. 2020). Der aktuelle Preis für ein Zertifikat, das dem Ausstoß von 1 t CO<sub>2</sub> entspricht, betrug am 26. Januar 2025 81,67 Euro.<sup>126</sup> Seit 2024 ist auch die Schifffahrt rechtsverbindlich in das System integriert, wobei nur Schiffe ab 5.000 BRZ betroffen sind und die begrenzte Tank-to-Wake-Perspektive eingenommen wird (DEHSt 2024; Hohmeyer et al. 2023, S. 254).<sup>127</sup> Im Rahmen einer Übergangsregelung mussten bzw. müssen in der Schifffahrt Emissionsrechte in reduziertem Umfang wie folgt erworben werden: für 2024 40 %, für 2025 70 % und ab 2026 100 %. Außerdem werden bis 2026 lediglich CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst, ab 2026 zusätzlich die Treibhausgase Methan und Lachgas.

Die Anreize des ETS zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen wirken in voller Höhe nur für die EU-interne Schifffahrt. Für alle Fahrten in die EU und aus der EU werden jeweils nur 50 % der Emissionen dem

<sup>124</sup> Das Trans-European Transport Network (TEN-T) soll die Verkehrsinfrastruktur in der gesamten EU fördern und umfasst Eisenbahnen, Binnenwasserstraßen, Kurzstreckenseeverkehrswege und Straßen, die städtische Knotenpunkte, See- und Binnenhäfen, Flughäfen und Terminals miteinander verbinden ([https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/infrastructure-and-investment/trans-european-transport-network-ten-t\\_en](https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/infrastructure-and-investment/trans-european-transport-network-ten-t_en); 23.4.2025)

<sup>125</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/eu-ets-emissions-cap\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/eu-ets-emissions-cap_en) (23.4.2025)

<sup>126</sup> <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (23.4.2025)

<sup>127</sup> Ausgenommen vom ETS sind Kriegs-, Flottenhilfs- und einfache Holzschiffe, Schiffe ohne Motorenantrieb, staatliche Schiffe für nicht gewerbliche Zwecke und Schiffe der Binnenschifffahrt.

Emissionsrechtehandel unterworfen. Die Einnahmen aus dem ETS werden primär an die teilnehmenden Länder verteilt, die wiederum dazu verpflichtet sind, die Gelder zur Unterstützung spezifischer Klimaschutzmaßnahmen und der Energiewende zu verwenden. Darüber hinaus werden die Einnahmen zur Finanzierung des Innovationsfonds und des Modernisierungsfonds auf EU-Ebene eingesetzt und den EFTA-Ländern und Nordirland zugewiesen.<sup>128</sup>

Schiffsbezogene Kraftstoffverbräuche sowie THG-Emissionen werden im Rahmen des Monitoring, Reporting and Verification Systems der EU überwacht. Alle Schiffsbetreiber, die mit Schiffen über 5.000 BRZ EU-Häfen anlaufen, sind gemäß der Verordnung (EU) 2015/757<sup>129</sup> verpflichtet, die erforderlichen Daten<sup>130</sup> zu melden. Mit der Änderung der Verordnung sind seit 2024 auch Stückgut- und Offshoreschiffe ab 400 BRZ betroffen und neben Kohlendioxid auch die Methan und Lachgas abgedeckt. Das System beinhaltet die Speicherung der Informationen in einer zentralen Datenbank, vergleichbar dem DCS der IMO. Ein weiteres Element des MRV ist der Energy Efficiency Operational Indicator (EEOI), der als freiwilliges Instrument der Erfassung der operativen Schiffseffizienz dient. Hierfür werden die an Bord (ohne Vorleistungskette) entstandenen THG-Emissionen in Relation zu der geleisteten Transportarbeit gesetzt, wobei im Gegensatz zum CII der IMO die tatsächliche Transportleistung zur Berechnung herangezogen wird.<sup>131</sup> Beim EEOI werden die Emissionen also pro t tatsächlicher Transportleistung (und nicht pro theoretischer Transportleistung) erhoben. Auf Basis der ermittelten CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. Kraftstoffverbräuche werden Abgaben für das ETS fällig.

### 5.2.3 Weitere Maßnahmen

Seitens der EU sind bereits mehrere ökonomische Instrumente zur Verringerung der THG-Emissionen im Einsatz. Neben dem handelsbasierten ETS gibt es auch abgabenbasierte Maßnahmen wie die Richtlinie 2003/96/EG<sup>132</sup> (Energiebesteuerungsrichtlinie) sowie das europäische CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM).

In der Energiebesteuerungsrichtlinie legt die EU einheitliche Mindeststeuersätze für Strom, Kraft- und Heizstoffe fest, die für alle Mitgliedstaaten gelten und Wettbewerbsverzerrungen verhindern sollen. Der Vorschlag für eine Neufassung der Richtlinie (EK 2021) sieht erstmals eine Besteuerung von Kraftstoffen in Höhe von 10,75 Euro/Gigajoule für die Schifffahrt vor. Zurzeit gilt für die Schifffahrt eine Steuerbefreiung, die historisch begründet ist, aber nicht mehr in die Landschaft der Transformation zu einer klimaverträglichen Schifffahrt passt. Mit der Neufassung soll die Richtlinie mit dem Grünen Deal in Einklang gebracht und andere Maßnahmen des „Fit for 55“-Pakets unterstützt und ergänzt werden. Die Umsetzung der Reform ist jedoch noch nicht absehbar und wird derzeit von den EU-Ländern in einer speziellen Ad-hoc-Arbeitsgruppe des Rates diskutiert.<sup>133</sup>

Beim CBAM handelt es sich um ein 2023 eingeführtes CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem, mit dem ab 2026 die Einfuhr von bestimmten Wirtschaftsgütern in die EU besteuert werden soll. Ziel ist es,

<sup>128</sup> 2023 betrugen die erzielten Versteigerungseinnahmen insgesamt 43,6 Mrd. Euro. Diese wurden zu 76 % den Mitgliedstaaten, zu 17 % den EU-Fonds und zu 7 % den EFTA-Ländern und Nordirland zugewiesen (<https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/use-of-auctioning-revenues-generated; 23.4.2025>).

<sup>129</sup> Verordnung (EU) 2015/757 über die Überwachung von Kohlendioxidemissionen aus dem Seeverkehr, die Berichterstattung darüber und die Prüfung dieser Emissionen und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG

<sup>130</sup> Neben Kraftstoffverbräuchen und THG-Emissionen sind außerdem Annahmen, Bezugswerte, Emissionsfaktoren und Tätigkeitsdaten zu melden.

<sup>131</sup> Statt der Ladekapazität (DWT) wird die Frachtaufnahme mit der zurücklegten Distanz multipliziert und der resultierende EEOI in g CO<sub>2</sub>/t\*nm (Tonne\*nautische Meile) angegeben. Zum Vergleich: Der CII der IMO wird in g CO<sub>2</sub>/DWT\*nautische Meile) angegeben.

<sup>132</sup> Richtlinie 2003/96/EG vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom

<sup>133</sup> [https://taxation-customs.ec.europa.eu/taxation/excise-taxes/revision-energy-taxation-directive\\_en#legal-texts](https://taxation-customs.ec.europa.eu/taxation/excise-taxes/revision-energy-taxation-directive_en#legal-texts) (23.4.2025)

Wettbewerbsnachteile für die europäische Industrie durch den EU-Emissionshandel sowie Verlagerungseffekte zu vermeiden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 154 f.). Der CBAM gilt für Waren in den Kategorien Eisen und Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium, Strom und Wasserstoff sowie einige Vorläuferprodukte, jedoch nicht für verbaute Rohstoffe, die im Schiffbau eine wichtige Rolle spielen. Auf die maritime Industrie dürfte dies daher mit Ausnahme des Imports von Kraftstoffen inklusive Wasserstoff nur begrenzten Einfluss haben.

Von Bedeutung für die Dekarbonisierung der Schifffahrt ist auch die seit 2020 geltende Verordnung (EU) 2020/852 (Taxonomieverordnung)<sup>134</sup>, die dazu beitragen soll, Finanzströme in nachhaltigere Bahnen zu lenken. Die Verordnung legt einheitliche Kriterien fest, nach denen bestimmt wird, ob eine Wirtschaftstätigkeit – und damit auch Investitionen in diese Tätigkeit – als ökologisch nachhaltig anzusehen sind. Sie kann somit als Vehikel für die Finanzierung von nachhaltigen Schiffen, nachhaltigen Kraftstoffen und zugehöriger Infrastruktur dienen. Für die Schifffahrt wird jedoch die Tank-to-Wake-Perspektive eingenommen, was bedeutet, dass nur solche Kraftstoffe als nachhaltig gelten, die an Bord keinerlei CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen (Bundesregierung 2022b; Hohmeyer et al. 2023, S. 256).

### 5.3 Binnenschifffahrt

Da die IMO nur für die Seeschifffahrt zuständig ist, gelten ihre Regelungen nicht für die Binnenschifffahrt. Bei den EU-Regelungen ist die Binnenschifffahrt zudem explizit vom ETS ausgenommen, während die FuelEU-Maritime-Verordnung ebenfalls nur für den Seeverkehr und für Schiffe ab einer Größe von 5.000 BRZ gilt. Auswirkungen auf die Binnenschifffahrt hat zum einen der nationale Emissionshandel, der eine kontinuierlich steigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Kraft- und Brennstoffen vorsieht. Zum anderen unterliegt die Binnenschifffahrt zukünftig wohl auch der Besteuerung im Rahmen der neu gefassten Energiebesteuerungsrichtlinie. Insgesamt gibt es daher für die Binnenschifffahrt nur wenige direkte Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen, obwohl eine Dekarbonisierung aufgrund der besseren Versorgungsmöglichkeiten mit erneuerbaren Kraftstoffen, der kleineren Schiffsgrößen und kürzeren Distanzen leichter zu erreichen ist als in der Seeschifffahrt. 2015 emittierte die europäische Binnenschifffahrt rund 4 Mio. t CO<sub>2</sub> (ZKR 2022, S. 28), was nur etwa 3 % der Emissionen der Seeschifffahrt entspricht (2022 137,5 Mio. t CO<sub>2</sub>; EEA/EMSA 2025, S. 26).

Das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 gilt selbstverständlich auch für die europäische Binnenschifffahrt. In der Mannheimer Erklärung von 2018 haben die Verkehrsminister von Belgien, Deutschland, Frankreich, den Niederlanden und der Schweiz explizite Aussagen zur Reduzierung der THG-Emissionen in der Binnenschifffahrt getroffen. Demnach sollen die THG-Emissionen bis 2035 um 35 % gegenüber 2015 reduziert und bis 2050 weitgehend eliminiert werden (ZKR 2018). Darüber hinaus wurde auf „die Notwendigkeit von neuen Finanzinstrumenten zur Erreichung dieser ökologischen Ziele“ hingewiesen. Die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR) wurde beauftragt, einen Fahrplan zur Erreichung dieser Ziele zu entwickeln, der 2022 vorgelegt wurde (ZKR 2022). Die ZKR mit Sitz in Straßburg ist die übergeordnete Organisation für die Regelung und Organisation der Rheinschifffahrt. Sie hat die Aufgabe, Initiativen zu ergreifen, die geeignet sind, die freie Schifffahrt

---

<sup>134</sup> Verordnung (EU) 2020/852 vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088

auf dem Rhein zu gewährleisten und die Rhein- und Binnenschifffahrt zu fördern.<sup>135</sup> Dazu gehören insbesondere die Vereinheitlichung und Weiterentwicklung der Vorschriften.

Zentrales Gremium für die Vorschriftenentwicklung im Bereich Binnenschifffahrt ist der Europäische Ausschuss für die Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 307 f.). Der Ausschuss setzt sich aus Experten der Mitgliedstaaten der ZKR und der EU zusammen. Das kodifizierte Regelwerk ist im Europäischen Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe (ES-TRIN) verankert. In diesem Regelwerk werden LNG und Brennstoffzellen als mögliche alternative Antriebe behandelt, während für andere Treibstoffe wie beispielsweise Methanol und Wasserstoff derzeit noch die weiteren Ausführungsbestimmungen fehlen. Neben der ES-TRIN gibt es Regeln des Verbandes Deutscher Ingenieure für den Umgang mit Flüssigerdgas (LNG) als Kraftstoff in der Binnenschifffahrt (VDI 2022). Somit sind die wesentlichen Vorschriften für den Bau und Betrieb von Binnenschiffen vorhanden (LNG, Brennstoffzelle) oder befinden sich mit einem klaren Fahrplan in der Bearbeitung.

## 5.4 Fazit

Um das Ziel einer klimaneutralen Schifffahrt 2050 zu erreichen, verfolgen die IMO und die EU jeweils übergeordnete Strategien (IMO: GHG-Strategie, EU: Grüner Deal), in deren Rahmen eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen wurden. Die Maßnahmen ergänzen sich zum Teil, stehen zum Teil aber auch in Konkurrenz zueinander. Dazu ist anzumerken, dass die IMO-Regelungen global gelten und somit ähnliche EU-Regelungen nicht erforderlich sind und sogar kontraproduktiv sein können (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 259). Wo jedoch IMO-Regelungen fehlen, können EU-Regelungen eine Pilotfunktion übernehmen:

- Sowohl DCS (IMO) als auch MRV (EU) sind Instrumente zur Erfassung von Treibstoffverbrauchsdaten und zur Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Intensität von Schiffen. Beide Vorschriften beinhalten zudem Indizes zur Bestimmung der Schiffseffizienz in Bezug auf THG-Emissionen (IMO: CII, EU: EEOI). Hierbei werden die THG-Emissionen des Schiffsbetriebs ins Verhältnis zur Transportarbeit gesetzt. Während für den CII die theoretischen Transportleistung eines Schiffs herangezogen wird, wird der EEOI mittels der eigentlich geleisteten Transportarbeit berechnet.
- Bei dem GFS der IMO und der FuelEU-Maritime-Verordnung handelt es sich um Instrumente zur Begrenzung der THG-Intensität von Kraftstoffen. Die Berechnung der beiden Standards ist sehr ähnlich, die Reduktionsziele unterscheiden sich jedoch. Während der GFS ein Netto-null-Ziel für 2050 vorsieht, beschränkt sich das Reduktionsziel der FuelEU-Maritime-Verordnung auf 80 % bis 2050. Auch die Verwendung der Strafzahlungen bei Nichteinhaltung der Vorschriften ist unterschiedlich. Während in der FuelEU-Maritime-Verordnung die Bußgelder an den jeweiligen Flaggenstaat überwiesen werden mit der Auflage, diese für Projekte z. B. zur Verbesserung der Energieeffizienz von Schiffen zu verwenden, sieht die IMO die Einrichtung eines Net-Zero-Fonds vor, dessen Einnahmen unter anderem zur Belohnung emissionsarmer Schiffe und zur Unterstützung von Entwicklungsländern verwendet werden sollen.
- Marktbasierte Maßnahmen, mit denen sich die Dekarbonisierung besonders kosteneffizient erreichen lässt, sieht bislang nur die EU vor. Seit 2024 ist die Schifffahrt in den europäischen

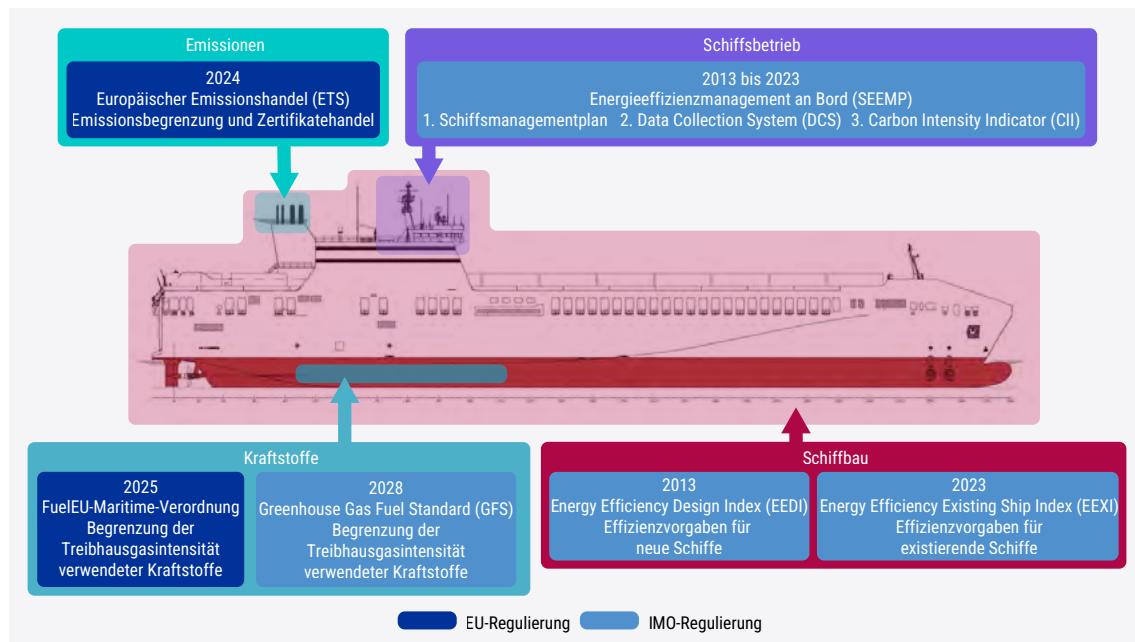
<sup>135</sup> <https://www.ccr-zkr.org/1200000-de.html> (23.4.2025)

Emissionshandel integriert. Zu der Besteuerung der maritimen Kraftstoffe durch die EU im Rahmen der Energiebesteuerungsrichtlinie gibt es seitens der IMO ebenfalls kein Pendant.

- Seitens der IMO sind die Designvorschriften EEDI und EEXI sowie das Ratingverfahren des SEEMP/CII Maßnahmen, die keine Entsprechung aufseiten der EU haben.

Abbildung 5.5 gibt einen Überblick über die verschiedenen Maßnahmen der IMO und der EU und ordnet sie nach ihren Wirkungen auf den Schiffbau bzw. den Schiffsbetrieb.

**Abbildung 5.5 Überblick über Maßnahmen der IMO sowie der EU zur Dekarbonisierung der Schiffahrt**



Quelle: nach Hohmeyer et al. (2023, S. 259)

Insgesamt ist der Regulierungsrahmen zur Dekarbonisierung umfangreich und komplex (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 259 f. u. 321). Es gibt eine Reihe von komplementären Instrumenten der IMO und der EU mit teils widersprüchlichen Anforderungen, die es den beteiligten Akteuren der Schiffahrt erschweren, zukünftige Investitionen zielgerichtet zu planen. Eine Harmonisierung der Regelungen wäre daher sehr zu begrüßen. Die Weiterentwicklung des IMO-Regelwerks ist derzeit nur sehr langsam möglich, da alle von der IMO beschlossenen Maßnahmen im Annex VI der MARPOL-Konvention festgelegt werden und diese nur in einem Zyklus von 5 Jahren überarbeitet wird. Die sehr statische Ausrichtung der IMO steht im Widerspruch zu der Tatsache, dass Schiffe Investitionsgüter mit einer Lebensdauer von ca. 25 bis 30 Jahren sind und heute neu gebaute Schiffe perspektivisch die Anforderungen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion bis 2050 erfüllen müssen.

Es gibt verschiedene Ansatzpunkte, um die Lenkungswirkung des bestehenden Instrumentenmixes zu verbessern. So basieren der EEDI, EEXI und CII nur auf der theoretischen Transportarbeit und nicht auf dem tatsächlichen Betriebsprofil, was nicht die eigentlich geleistete Transportarbeit widerspiegelt und somit keinen Anreiz für die Schiffsbetreiber bietet, ihre Schiffe voll auszulasten. Das Hauptproblem ist jedoch, dass die meisten Regulierungsinstrumente nicht die THG-Emissionen

über den gesamten Lebenszyklus berücksichtigen – dies ist nur bei der FuelEU-Maritime-Verordnung der Fall und auch für die geplante GFS vorgesehen. Alle anderen Instrumente basieren auf der Tank-to-Wake-Perspektive, wodurch klimaneutrale E-Fuels, die Kohlenstoff enthalten und bei der Verbrennung CO<sub>2</sub> produzieren, systematisch benachteiligt werden. Zukünftig sollte daher möglichst sichergestellt werden, dass die Emissionen der gesamten Prozessketten (Well to Wake) erfasst und bei allen Regulierungen berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollten sich die Maßnahmen möglichst nicht auf CO<sub>2</sub>-Emissionen beschränken, sondern alle relevanten Treibhausgase (Methan, Lachgas) einbeziehen.

Die Regulierung eines Sektors hat immer auch wirtschaftliche Auswirkungen auf die Akteure. Im Fall von Vorschriften zugunsten einer klimaverträglicheren Schifffahrt können besonders die Kosten für Reedereien steigen. Sowohl Neubauten als auch Nachrüstungen von sich im Betrieb befindlichen Schiffen können hohe zusätzliche Kosten mit sich bringen. In der Anwendung auf bestehende Flotten können diese im Extremfall zu Stranded Assets führen. Damit werden Schiffe bezeichnet, die beispielsweise aus regulatorischen Gründen nicht mehr oder nur noch zu extrem hohen Kosten betrieben werden können und damit unbrauchbar oder unwirtschaftlich werden. Auch wenn die Anwendung auf Bestandsflotten aus Sicht der Klimaneutralität grundsätzlich zu begrüßen ist, dürfen die wirtschaftlichen Konsequenzen bei der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens nicht außer Acht gelassen werden.

# **6 Optionen zur Dekarbonisierung der Schifffahrt**

- 6.1 Bedarf zur Weiterentwicklung des internationalen Regulierungsrahmens**
- 6.2 Optionen bei erneuerbaren Kraftstoffen**
- 6.3 Optionen bei Schiffstypen**
- 6.4 Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Politik**

## 6 Optionen zur Dekarbonisierung der Schifffahrt

Die Transformation zu einem klimaverträglichen Betrieb ist die zentrale Herausforderung der Schifffahrt für die kommenden Jahrzehnte. Schiffe gehören zwar zu den energieeffizientesten Transportmitteln, sind aber derzeit für mindestens 3 % der globalen THG-Emissionen verantwortlich. Ohne weitere Maßnahmen dürfte dieser Anteil weiter zunehmen, da ein Großteil des wachsenden weltweiten Handels auf dem Seeweg abgewickelt wird. Auch für den Transport erneuerbarer Energieträger und klimafreundlicher Technologien ist die Schifffahrt unerlässlich. Sie spielt deshalb für die Bekämpfung des Klimawandels eine doppelt herausragende Rolle.

Für den klimafreundlichen Umbau der Schifffahrt kann und müsste an vielen Stellschrauben gedreht werden. Aufgrund der begrenzten Möglichkeiten, den Energiebedarf von Schiffen zu minimieren (Kapitel 4), muss der Löwenanteil der Dekarbonisierung in Höhe von ca. 64 % (IMO 2021a, S. 232) durch erneuerbare Kraftstoffe erbracht werden. Diese sind jedoch derzeit noch nicht in ausreichenden Mengen verfügbar und werden auch in Zukunft absehbar knapp und – ohne regulative Eingriffe – deutlich teurer als fossile Kraftstoffe sein. Um den von der IMO angestrebten weitgehend klimaneutralen Schiffsverkehr bis 2050 zu erreichen, gilt es die erforderlichen Produktionskapazitäten schnellstmöglich aufzubauen und die Flotten auf alternative Antriebe umzustellen. Darüber hinaus sind Möglichkeiten zu nutzen, die Schiffe im Betrieb energieeffizienter zu machen, was sowohl betriebliche (z. B. Geschwindigkeitsreduzierung) als auch konstruktive Maßnahmen (z. B. Einbau von unterstützenden Windantrieben) umfassen kann. Durch flankierende Regulierung und staatliche Förderung können die notwendigen Investitionen angeregt werden.

Die Dekarbonisierung der Schifffahrt steht vor mehreren erheblichen Herausforderungen. Erstens werden über den Seeweg mehr als 80 % des internationalen Handelsvolumens abgewickelt, so dass die wirtschaftlichen Auswirkungen aller Maßnahmen sorgfältig abgewogen werden müssen. Zweitens zeichnet sich die Branche durch lange Investitions- und Innovationszyklen aus: Schiffe haben eine typische Lebensdauer von rund 25 bis 30 Jahren, weshalb auch Lösungen für die Bestandsflotte erforderlich sind. Drittens unterscheiden sich die Anforderungen je nach Schiffs-typ erheblich. Da nicht alle Optionen für alle Einsatzprofile gleichermaßen geeignet sind, ist ein differenziertes Vorgehen erforderlich. Dem wird im Folgenden Rechnung getragen. Nach einem kurzen Resümee des internationalen Regulierungsrahmens und seiner Weiterentwicklungsbedarfe (Kapitel 6.1) werden zunächst die grundsätzlichen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Kraftstoffe beschrieben (Kapitel 6.2). Anschließend werden die für die verschiedenen Schiffstypen zur Verfügung stehenden Optionen diskutiert, und zwar sowohl in Bezug auf Kraftstoffe als auch in Bezug auf Effizienzmaßnahmen (Kapitel 6.3). Das Kapitel schließt mit einer Erörterung der Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Politik (Kapitel 6.4).

### 6.1 Bedarf zur Weiterentwicklung des internationalen Regulierungsrahmens

Bis vor Kurzem war die Seeschifffahrt klimapolitisch weitgehend von verbindlichen Verpflichtungen ausgenommen, da es nur schwer möglich ist, die Treibhausgase des weltweit operierenden

Seeverkehrs einzelnen Ländern zuzuordnen. Die International Maritime Organisation (IMO) hatte sich 2018 ein THG-Reduktionsziel von lediglich 50 % bis 2050 gegeben, was im Gegensatz zu den Zielen des Pariser Klimaabkommens steht, das bis zur Mitte des Jahrhunderts globale THG-Emissionen von netto null anstrebt. 2023 hat die IMO dieses Ziel angepasst und sieht nun vor, um das Jahr 2050 herum Netto-null-Emissionen von Treibhausgasen zu erreichen (sowie bis 2030 eine Senkung um mindestens 20 % gegenüber 2008). Damit stehen die Reduktionsziele der IMO weitgehend im Einklang mit denen der EU, die – als Handelsmacht von weltweiter Bedeutung – bei der Regulierung der THG-Emissionen der internationalen Schifffahrt ebenfalls eine wichtige Rolle spielt und in diesem Bereich als Vorreiterin angesehen werden kann. Sowohl die IMO als auch die EU haben Maßnahmen verschiedenen Typs implementiert oder in Planung, um ihre Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Dazu zählen:

- *Grenzwerte für die THG-Intensität* der verwendeten Kraftstoffe, die kontinuierlich verschärft werden. In der EU sind sie in der FuelEU-Maritime-Verordnung festgehalten, die am 1. Januar 2025 in Kraft trat. Das Pendant seitens der IMO ist der GFS, der 2028 in Kraft treten soll.
- *Verbindliche Anforderungen an die Energieeffizienz von Schiffen*, die sowohl für den Betrieb (SEEMP) als auch für das Schiffsdesign (EEDI und EEXI) gelten und ebenfalls kontinuierlich verschärft werden. Entsprechende Maßnahmen wurden von der IMO bereits 2013 eingeführt.
- *Ökonomische Instrumente* wie der Zertifikatehandel im Rahmen des EU-weiten Emissionshandelssystems (ETS), der eine schrittweise Reduzierung der Zertifikatemenge und damit der verfügbaren Emissionsberechtigungen vorsieht. Seit 2024 ist auch der Schiffsverkehr in das System integriert, wobei allerdings nur der EU-interne Schiffsverkehr vollständig erfasst wird.

In der Summe ergibt sich ein komplexes Regelwerk. Es wäre wichtig, dass die Maßnahmen der EU konsequent mit denen der IMO koordiniert werden, um doppelte Standards zu vermeiden und eine stringente Regulierung zu gewährleisten. Die implementierten Instrumente der IMO sind derzeit noch nicht ausreichend, um die gesetzten Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Mit dem GFS, der eine schrittweise Reduktion der THG-Intensität der verwendeten Schiffskraftstoffe vorsieht, soll zwar erstmals eine weltweite CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt werden. Durch die vorgesehene Kopplung dieses Standards mit einem Poolingmechanismus können die Kosten für die Dekarbonisierung zudem effizient verteilt werden; die DNV schätzt, dass sich dadurch die Kosten um bis zu 6 % senken lassen (DNV 2024a, S. 57). Das für 2028 geplante Inkrafttreten des GFS ist jedoch offen, nachdem die USA eine Verschiebung der für Oktober 2025 geplanten finalen Abstimmung durchgesetzt haben. Angesichts des engen Zeitfensters bis 2050 wäre eine baldige Implementierung des GFS essenziell, um der Schifffahrtsbranche frühzeitig Planungssicherheit zu geben und Investitionen in klimafreundliche Technologien anzuregen. Tatsächlich wäre aus Sicht des Klimaschutzes eine noch ambitioniertere Ausgestaltung des GFS wünschenswert. Fraglich ist, ob das Instrument in der geplanten Ausgestaltung dazu beiträgt, die Einführung klimafreundlicher Treibstoffe international wesentlich zu beschleunigen. Zum einen gilt die CO<sub>2</sub>-Bepreisung lediglich ab einem bestimmten Grenzwert, zum anderen sollen die Maßnahmen erst frühestens ab 2028 gelten. Erste Analysen lassen befürchten, dass dadurch nicht genug Anreize für (grüne) E-Fuels gesetzt werden und es stattdessen zu einer verstärkten Nutzung von z. B. Biokraftstoffen erster Generation oder von LNG kommt (T&E 2025b). Nachteilig wirkt sich in diesem Zusammenhang die Schwerfälligkeit der IMO aus, die ihre Regelungen nur alle fünf Jahre verbindlich anpasst (Kapitel 5.1). Angesichts des sehr knappen Zeithorizonts bis zur Mitte des Jahrhunderts und des hohen Handlungsdrucks zur Dekarbonisierung der Schifffahrt erscheint dieser Revisionszyklus den Anforderungen an die notwendige

Weiterentwicklung von Klimaschutzmaßnahmen in der Seeschifffahrt nicht angemessen. Dies gilt umso mehr, als der bestehende Regulierungsrahmen einige wesentliche Defizite aufweist (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 319 f.):

- Viele Instrumente sowohl der IMO (EEDI, EEXI, SEEMP) als auch der EU (ETS, Taxonomieverordnung) nehmen noch eine Schornsteinperspektive ein. Das bedeutet, dass nur die reinen Schiffsemissionen ohne Vorkette (Tank to Wake) betrachtet werden. Im Unterschied zu fossilen Schiffskraftstoffen fallen allerdings bei erneuerbaren Kraftstoffen die meisten THG-Emissionen in vorgelagerten Prozessschritten an. Die Tank-to-Wake-Perspektive führt folglich dazu, dass die Treibhauswirkung erneuerbarer Kraftstoffe nicht in vollem Umfang berücksichtigt wird. Damit werden massive Fehlanreize gesetzt, die zu klimaschädlichem Verhalten der handelnden Akteure führen können. Neuere Regelungen wie die FuelEU-Maritime-Verordnung und der GFS der IMO berücksichtigen daher bereits Well-to-Wake-Emissionen. Wichtig wäre es, diese möglichst umfassende Bilanzierung der verschiedenen Kraftstoffe über die gesamte Herstellungs- und Nutzungskette zur Grundlage aller Indikatoren und Regelungen zu machen.
- Derzeit beziehen sich die von der IMO umgesetzten Maßnahmen (EEDI, EEXI sowie SEEMP) nur auf Kohlendioxid, nicht aber auf andere Treibhausgase, die durch den Einsatz neuer Kraftstoffe eine hohe Klimarelevanz erlangen können. Dazu gehören Methan, das unter anderem beim Einsatz von LNG entsteht und ein wachsendes Problem darstellt (Kapitel 2.2.4), sowie Lachgas beim Einsatz von Ammoniak (Kapitel 2.2.5). Durch die Fokussierung auf Kohlendioxid besteht die Gefahr von Fehlsteuerungen bei der Auswahl der Kraftstoffe, da sowohl Methan als auch Lachgas ein deutlich höheres Treibhauspotenzial aufweisen. Deshalb sollten alle relevanten Treibhausgase in die Regelungen einbezogen werden.
- Der derzeitige Rechtsrahmen gilt ausschließlich für Schiffe ab einer Größe von 5.000 BRZ. Damit werden etwa 15 % der THG-Emissionen nicht erfasst (IMO 2025). In Zukunft wird es voraussichtlich notwendig sein, auch kleinere Schiffe einzubeziehen. Die EU könnte hierbei eine Vorreiterrolle einnehmen.

## 6.2 Optionen bei erneuerbaren Kraftstoffen

Seit dem 1. Januar 2025 ist die FuelEU-Maritime-Verordnung in Kraft, womit für Schiffe ab 5.000 BRZ, die EU-Häfen anlaufen, Höchstgrenzen für die durchschnittliche jährliche THG-Intensität auf der Basis von Well-to-Wake gelten (Kapitel 5.2.1). Bereits ab 2025 wird der ursprüngliche Grenzwert, der der THG-Intensität von konventionellem Diesel entspricht, um 2 % gesenkt, sodass die Schifffahrt bis 2029 rund 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. reduzieren muss (Mærsk Mc-Kinney Møller Center 2024b). Mit dem bestehenden Kraftstoffmix können diese Reduktionsverpflichtungen voraussichtlich weitgehend erreicht werden, wobei LNG und Biodiesel als wichtige Brückentechnologien gelten (HFW 2024; IHK Nord 2022). B-Fuels wie Biodiesel (bzw. dessen Beimischung zu konventionellem Dieselkraftstoff) stellen aus heutiger Sicht eine kostengünstige Option zur Nutzung alternativer Kraftstoffe dar (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 292). Die Nutzung von Biomasse zur Herstellung von Biokraftstoffen sollte sich jedoch möglichst auf Biomasse aus Abfall- und Reststoffen konzentrieren. Denn Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse stehen in direkter Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelmittelproduktion oder zu Naturschutzflächen und können durch Landnutzungsänderungen THG-Emissionen in ähnlicher Höhe wie fossile Kraftstoffe verursachen.

Mengenmäßig sind beide Arten von Biokraftstoffen begrenzt und dürften daher voraussichtlich nur eine kurz- bis mittelfristige Übergangslösung darstellen, um die Reduktionsverpflichtungen der FuelEU-Maritime-Verordnung, die sich bis 2034 auf 6,3 Mio.t CO<sub>2</sub>-Äq. summieren (Mærsk Mc-Kinney Møller Center 2024b), schnell und kostengünstig zu erfüllen. Da der eigentlich sehr effiziente Batteriebetrieb für die Seeschifffahrt aufgrund der geringen volumenbezogenen Energiedichte kaum infrage kommt (Kapitel 2.2.6) und Nuklearantriebe aufgrund technischer, wirtschaftlicher sowie regulatorischer Hürden sehr wahrscheinlich bis 2045 keinen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele liefern werden (Kapitel 3.3.4), führt langfristig kein Weg an E-Fuels vorbei. Um THG-Emissionen signifikant senken zu können, müssen diese mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Die einzelnen E-Fuels sind in unterschiedlicher Weise für die Schifffahrt geeignet (Kapitel 2):

- Wasserstoff kann zwar prinzipiell als Energieträger an Bord verwendet werden, hat aber einige wesentliche Nachteile. Die volumenbezogene Energiedichte von verflüssigtem Wasserstoff ist sehr gering, sodass seine Verwendung nur für kürzere Strecken infrage kommt, da zur Speicherung sehr große Drucktanksysteme an Bord benötigt werden. Das Regelwerk für die Verwendung von Wasserstoff an Bord ist zudem derzeit noch sehr lückenhaft und es bedarf weiterer internationaler Verhandlungen bei der IMO, um die notwendigen Sicherheitsanforderungen im Hinblick auf die hohe Entflammbarkeit und Explosivität von Wasserstoff zu formulieren und festzulegen. Eine landseitige Infrastruktur zur Versorgung von Schiffen mit Wasserstoff ist noch nicht vorhanden und müsste komplett neu aufgebaut werden.
- *Synthetischer Diesel* (E-FT-Diesel) ist von allen synthetischen Kraftstoffen am einfachsten zu handhaben. Die Technik an Bord muss nur geringfügig angepasst und die Infrastruktur an Land kann uneingeschränkt weiter genutzt werden. Somit entstehen keine zusätzlichen Kosten beim Bau der Schiffe oder zum Aufbau der Infrastruktur. Dem geringen Umstellungsaufwand auf-seiten der Schiffe und der Infrastruktur stehen jedoch hohe Bereitstellungskosten gegenüber.
- *Synthetisches Flüssigmethan* (E-Methan) ist ebenfalls relativ einfach einsetzbar, da immer mehr Schiffe mit LNG betrieben werden. Ein LNG/E-Methan-Containerschiff ist jedoch in der Herstellung deutlich teurer als ein konventionell angetriebenes Schiff, da sowohl die Antriebsmaschine selbst als auch das Gasspeicher- und -versorgungssystem an Bord erhebliche Mehrkosten verursachen. Grundsätzlich ist bei der Verbrennung an Bord sowie bei der gesamten Infrastruktur zur Herstellung und Versorgung unbedingt darauf zu achten, dass Methanemissionen aufgrund des hohen Treibhauspotenzials von Methan vermieden werden. Die Herstellung von synthetischem Methan ist technisch weitgehend ausgereift, es fehlt jedoch der großtechnische Hochlauf solcher Anlagen.
- *E-Methanol* hat den Vorteil, dass es bei Umgebungsbedingungen flüssig ist. Durch die geringere Energiedichte als bei Diesel oder VLSFO ist zwar mehr Speicherplatz nötig, es können aber – im Gegensatz zu Diesel oder VLSFO – auch schiffbauliche Tanks an der Außenhaut genutzt werden, was eine effizientere Raumnutzung ermöglicht. Schiffe mit E-Methanol werden in der Herstellung voraussichtlich etwas teurer sein als konventionell angetriebene Schiffe. Zudem muss eine neue Verteilungsinfrastruktur aufgebaut werden. Die Kosten für E-Methanol werden deutlich über den Preisen fossiler Kraftstoffe liegen, aber voraussichtlich etwas unter denen

von E-Methan, da dessen Herstellung energieintensiver ist. Aus Umwelt- und Gesundheitssicht ist E-Methanol hingegen eine sehr attraktive Kraftstoffalternative.

- *E-Ammoniak* ist von allen synthetischen Kraftstoffen am kostengünstigsten herzustellen, insbesondere aufgrund der relativ einfachen Gewinnung von Stickstoff. Wie die anderen Flüssiggase (Wasserstoff und Methan) erfordert Ammoniak jedoch einen sehr hohen technologischen Aufwand auf der Motorenseite sowie bei der Kraftstofflagerung und -aufbereitung an Bord, wodurch die Schiffe deutlich teurer werden als konventionell angetriebene Schiffe. Außerdem entstehen bei der Verbrennung in einem Verbrennungsmotor unerwünschte Nebenprodukte wie das hoch klimawirksame Lachgas, das herausgefiltert werden muss, was erhebliche Kosten verursacht. Der größte Nachteil von Ammoniak ist jedoch seine hohe Toxizität. Eine aus konstruktiver Sicht wichtige Frage ist in diesem Zusammenhang, ob und wie Ammoniak sicher gelagert werden kann. Obwohl erste Regeln für den Bau und Betrieb von Schiffen mit Ammoniak als Kraftstoff von den Klassifikationsgesellschaften in Kraft gesetzt wurden, müssen diese Regeln noch sukzessive weiterentwickelt werden (Kapitel 5.1.4). Insgesamt gibt es einen erheblichen Zielkonflikt zwischen den wirtschaftlichen Vorteilen und den beträchtlichen Umwelt- und Gesundheitsrisiken.

Für alle erneuerbaren Kraftstoffe gilt, dass sie unter den derzeitigen Rahmenbedingungen deutlich teurer sind als konventionelle Kraftstoffe und sich daher nur durchsetzen werden, wenn mit geeigneten Instrumenten regulatorisch in den Markt eingegriffen wird (Kapitel 6.1). Für die Herstellung von kohlenstoffhaltigen E-Fuels (E-FT Diesel, E-Methan und E-Methanol) wird Kohlendioxid in großen Mengen benötigt, was durch DAC gewonnen werden kann. Die bislang nicht ausreichende Verfügbarkeit dieser Technologie ist daher (neben grünem Strom und ausreichenden Elektrolysekapazitäten) einer der limitierenden Faktoren.

Methanol und Ammoniak könnten unter den erneuerbaren Kraftstoffen zukünftig die wichtigste Rolle spielen (OECD 2025, S. 33). Die Herstellung von Ammoniak, bei der kein Kohlendioxid benötigt und die daher ohne DAC möglich ist, ist am einfachsten skalierbar, sofern genügend erneuerbare Energie zur Herstellung der benötigten Kraftstoffmengen zur Verfügung steht. Auch die hohe Energieeffizienz des Gesamtprozesses sowie die relativ einfache Lagerung in flüssigem Aggregatzustand sprechen für Ammoniak. Die (IEA 2023) erwartet, dass 2050 44 % des Energieverbrauchs der Schifffahrt durch Ammoniak abgedeckt werden könnten. Voraussetzung für einen breiten Einsatz ist allerdings, dass alle umwelt- und sicherheitstechnischen Herausforderungen zuverlässig bewältigt werden können (Kapitel 2). Sollte dies nicht der Fall sein und der Einsatz von Ammoniak nur sehr eingeschränkt zugelassen werden, könnte sich E-Methanol als Hauptschiffskraftstoff der Zukunft etablieren. Schiffe, die mit Methanol betrieben werden können, machen den größten Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe im Auftragsbuch (Stand Oktober 2024) aus. Im Vergleich zu Ammoniak ist E-Methanol aufgrund des schlechteren Gesamtwirkungsgrades der Kraftstoffbereitstellung mit höheren Gesamtkosten verbunden, der Bedarf an erneuerbarer Energie zur Bereitstellung von E-Methanol für die Schifffahrt wäre also deutlich höher. Dem stehen relativ geringe Anpassungsbedarfen bei der Infrastruktur und den Antriebssystemen sowie ein geringeres Risikopotenzial gegenüber (Kapitel 2). E-Methan ist aus Kostengründen weniger attraktiv als E-Methanol oder Ammoniak, hat allerdings den Vorteil, dass es ohne Anpassungen in den heute mit LNG betriebenen Schiffen genutzt werden kann. E-FT-Diesel dürfte wegen der hohen Kosten lediglich als Zünd- und Zweitkraftstoff sowie als Drop-in-Fuel für bereits vorhandene Schiffe eingesetzt werden, die zum Zeitpunkt des verpflichtenden Einsatzes von E-Fuels nur noch eine begrenzte Lebensdauer haben.

Eine vielversprechende Option zur Reduktion der THG-Emissionen der bestehenden Flotte sind Drop-in-Fuels (z. B. E-FT-Diesel oder HVO), die aus erneuerbaren Ressourcen hergestellt wurden und von den Eigenschaften her fossilen Dieselkraftstoffen ähnlich sind, sodass sie ohne Anpassungen an den Motoren eingesetzt werden können (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 290 f.). Sofern diese Drop-in-Fuels verfügbar sind, können mit ihrer Hilfe die stetig steigenden Anforderungen z. B. der neu in Kraft tretenden FuelEU-Maritime-Verordnung erfüllt werden. Diese Option muss für die bestehende Flotte grundsätzlich verfolgt werden, da Schiffe eine Lebensdauer von etwa 25 bis 30 Jahren haben und die fahrende Flotte einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten muss. Bereits heute werden Biokraftstoffe den konventionellen fossilen Kraftstoffen beigemischt, um die THG-Emissionen zu reduzieren. Für den frühzeitigen Einsatz von synthetischen Drop-in-Fuels ist die Einführung einer Mindestquote von 2 % RFNBO (Renewable Fuel of non-biological Origin) gemäß den neuen Vorgaben der FuelEU-Maritime-Verordnung bis spätestens 2034 ein vielversprechender Hebel, der mithilfe der mittel- bis langfristig geforderten weiteren Absenkung der THG-Intensität zu einem tragfähigen Instrument zur Einführung von RFNBO ausgebaut werden könnte. Besonders wichtig wäre es, diese Aktivitäten mithilfe der IMO auf die gesamte Weltflotte auszudehnen. Bislang enthält der GFS der IMO jedoch keine spezielle Quote für RFNBO.

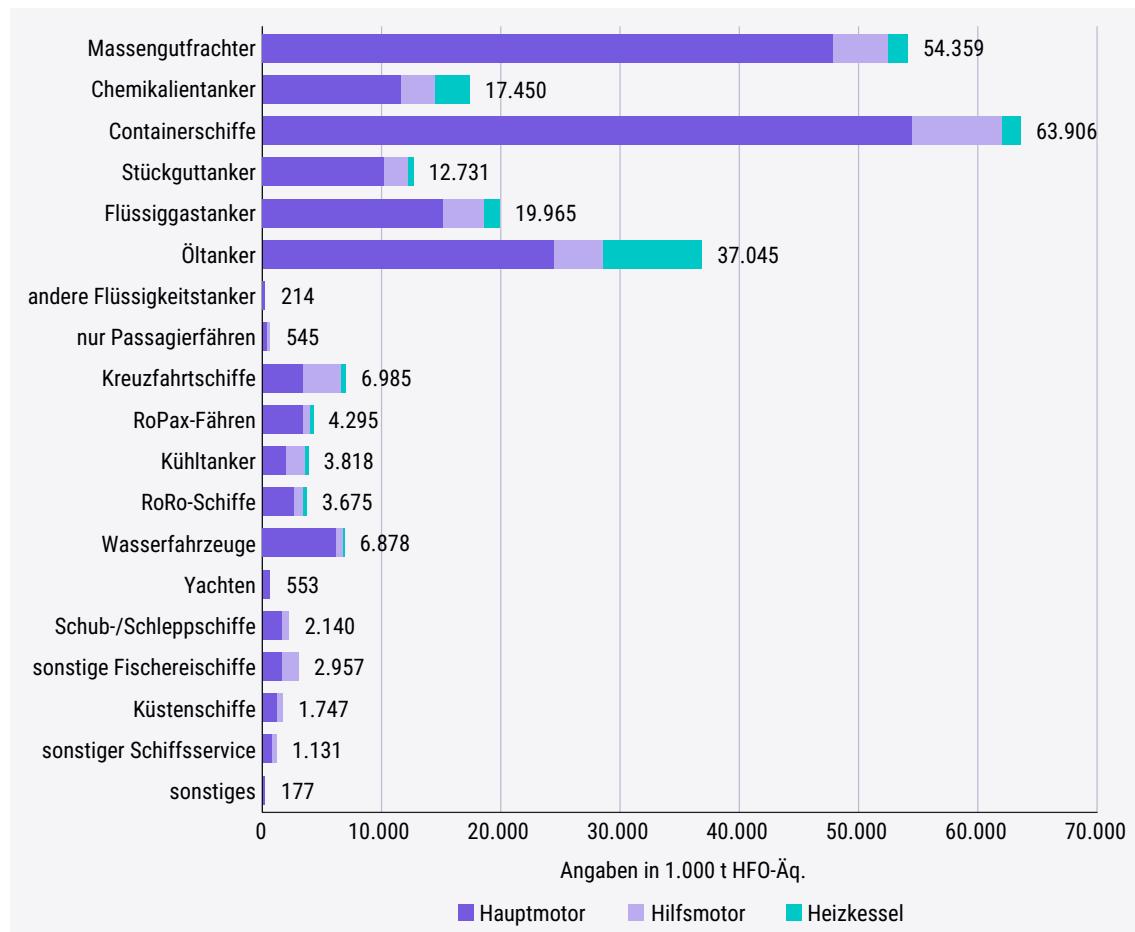
Eine weitere Möglichkeit zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ist der Einsatz von OCCS, mit dem ein Teil des an Bord angefallenen CO<sub>2</sub> abgeschieden und gespeichert bzw. für die Produktion von E-Fuels wiederverwendet werden kann (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 305). Entsprechende Systeme werden aktuell überwiegend in Pilotprojekten getestet. OCCS wird bislang in Pilotprojekten getestet. Je nach Anwendungsfall erfordert es einen erheblichen zusätzlichen Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung; hinzu kommen hohe Installationskosten sowie der Platzbedarf für die Speicherung des Kohlendioxids an Bord (Kapitel 3.4.1). Wird OCCS bei kohlenstoffhaltigen E-Fuels wie E-Methanol eingesetzt und das Kohlendioxid anschließend wieder für die Produktion von E-Fuels verwendet, könnte es gegebenenfalls eine Option zur CO<sub>2</sub>-Gewinnung sein – allerdings nur dann, wenn sich damit CO<sub>2</sub> kostengünstiger gewinnen lässt als mit DAC. Bei fossilen Kraftstoffen hilft OCCS nur dann, zusätzliche THG-Emissionen zu vermeiden, wenn das abgeschiedene CO<sub>2</sub> unterirdisch gespeichert wird (CCS). CCS birgt jedoch Risiken und macht den Aufbau einer eigenen Infrastruktur zur Abgabe an Land, für den Transport und die Speicherung des CO<sub>2</sub> erforderlich (DNV 2024a, S. 48 ff.; UBA 2024a).

### 6.3 Optionen bei Schiffstypen

Die verschiedenen Schiffstypen unterscheiden sich nicht nur konstruktiv (Rumpfform, Art der Ladung, Antrieb), sondern auch in ihrem Einsatzprofil (Durchschnittsgeschwindigkeiten, Routenlängen etc.). Dadurch ergeben sich sehr unterschiedliche Optionen für erneuerbare Kraftstoffe und Energieeffizienzmaßnahmen. Im Folgenden werden diese für unterschiedliche Schiffstypen – Containerschiffe, Massengutfrachter, Tanker, Kreuzfahrtschiffe, RoRo-Passagierfähren (RoPax-Fähren), Binnenschiffe – diskutiert und bewertet. Bei der Auswahl der Schiffstypen waren die Relevanz für die THG-Emissionen der Schifffahrt und deren Verringerung ein wichtiger Orientierungspunkt. Aus Abbildung 6.1, die den Kraftstoffverbrauch verschiedener Schiffstypen für 2018 zeigt, geht hervor, dass der mit Abstand größte Hebel zur zukünftigen Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der weltweiten Schifffahrt bei Frachtschiffen (Containerschiffe, Massengutfrachter, Tanker) liegt.

Zudem spielte die Bedeutung für die hochspezialisierte deutsche Werftindustrie bei der Auswahl eine Rolle. In diesem Zusammenhang sind Kreuzfahrtschiffe von hoher Relevanz (Kapitel 4.3.1). RoPax-Fähren sind hingegen von großer Bedeutung für den transeuropäischen Verkehr.

Abbildung 6.1 Kraftstoffverbrauch der Schiffstypen 2018



Quelle: nach IMO (2021a, S. 8)

## 6.3.1 Frachtschiffe

### 6.3.1.1 Containerschiffe

Containerschiffe sind das Rückgrat des Welthandels und von allen Schiffstypen für den größten Teil des Kraftstoffverbrauchs in der Schifffahrt verantwortlich (Abbildung 6.1). 2024 waren weltweit rund 6.000 Containerschiffe im Einsatz (UNCTAD 2024). Bereits heute werden größere Containerschiffe aufgrund der zunehmenden Verschärfung des Vorschriftenregimes für SO<sub>x</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen auch mit LNG betrieben bzw. sind entsprechend ausgelegt (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 273 f.). Für Containerschiffe, die bereits auf LNG umgestellt sind, bietet sich zukünftig der Einsatz von E-Methan an. Grundsätzlich können aber fast alle erneuerbaren Kraftstoffe wie Biokraftstoffe verschiedener Art, E-Diesel, E-Methanol, E-Ammoniak eingesetzt werden, wobei

unter den großen Reedereien Mærsk aktuell stark auf Methanol setzt, Hapag-Lloyd auf Methan (Kapitel 2.2). Der Einsatz von Wasserstoff und Batterien als Hauptenergiequelle scheidet hingegen für Containerschiffe aufgrund der geringen Energiedichte weitgehend aus. Allenfalls ist eine Hybridisierung zur Emissionsvermeidung in küstennahen Gewässern denkbar.

Darüber hinaus wird der Einfluss des am 1. Januar 2023 in Kraft getretenen CII der IMO (Kapitel 5.1.1) die zukünftigen Anforderungen an den Bau und den Betrieb maßgeblich beeinflussen (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 274 f.). Da die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro geleisteter Transportarbeit sukzessive reduziert werden müssen, werden die Reeder alle notwendigen Effizienzmaßnahmen ergreifen, um die bestehende Flotte weiterhin mit den noch kostengünstigeren fossilen Brennstoffen betreiben zu können. Zunächst dürften leicht umsetzbare Maßnahmen im Schiffsbetrieb im Vordergrund stehen. Aufgrund der CII-Architektur gehört dazu insbesondere die Reduzierung der Schiffsgeschwindigkeit. Aber auch dieser möglichen Reduzierung sind Grenzen gesetzt, da sich bei langsam fahrenden Schiffen die Fahrzeit verlängert und gegebenenfalls Fahrpläne nicht mehr eingehalten werden können. Die Effekte anderer energieeinsparender Technologieoptionen, wie z. B. die Anpassung der Propellergeometrie an eine reduzierte Geschwindigkeit oder der Einbau von energiesparenden frequenzgesteuerten Pumpen an Bord, sind in der Regel begrenzt, unterstützende Windantriebe sind aufgrund der benötigten freien Decksfläche für den Umschlag der Ladung bei Containerschiffen schwierig umzusetzen (EMSA 2023c, S. 35). Daher wird es in Zukunft (zu einem noch nicht genau absehbaren Zeitpunkt) notwendig sein, Kraftstoffe mit geringerer THG-Intensität einzusetzen, um die Anforderungen des CII zu erfüllen. Das setzt jedoch voraus, dass das Regelwerk zum neuen GFS der IMO verabschiedet ist und die Anrechnung von Kraftstoffen mit geringerer THG-Intensität auf den CII geregelt ist. Schiffe unter EU-Flagge und Schiffe, die EU-Häfen anlaufen, unterliegen zukünftig der FuelEU-Maritime-Verordnung, die ebenfalls eine Reduktion der THG-Intensität der verwendeten Kraftstoffe fordert. Mittel- bis langfristig werden die Anforderungen der FuelEU-Maritime-Verordnung und des GFS zu einer stetig steigenden Nachfrage nach klimafreundlichen B- und E-Fuels führen.

Grundsätzlich müssen Containerschiffe zukünftig für den Einsatz eines alternativen Kraftstoffs aus- bzw. umgerüstet werden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 275). Aus verschiedenen Gründen ist für die meisten erneuerbaren Kraftstoffe ein zweiter Kraftstoff an Bord notwendig. Dies liegt daran, dass E-Methan, E-Methanol und E-Ammoniak einen Zündkraftstoff für die Verbrennung des alternativen Kraftstoffs in einem Verbrennungsmotor benötigen. Neben der Funktion als Zündkraftstoff hat dieser zweite Kraftstoff (in der Regel konventioneller Diesekraftstoff, Biodiesel oder zukünftig E-FT-Diesel) auch die Aufgabe, bei Ausfall des primären Kraftstoffsystems den Betrieb des Schiffs für zunächst mindestens 8 Stunden aufrechtzuerhalten, um besonders schwerwiegende Folgen wie z. B. Kollisionen durch Manövrieraufähigkeit zu verhindern. Während einer Übergangszeit müssen Schiffe gegebenenfalls beide Kraftstofftypen in größeren Mengen mitführen, um Versorgungsengpässe abzufedern (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 275 f.). Das hat Auswirkungen auf das Schiffsdesign, da größere Tanksysteme benötigt werden. Containerschiffe könnten daher zukünftig unter Umständen anteilig weniger Container transportieren als heutige Schiffe, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Dies würde zu höheren Kosten pro Container führen und voraussichtlich ein weiteres Größenwachstum bei Containerschiffen nach sich ziehen.

### 6.3.1.2 Massengutschiffe (Frachter und Tanker)

Massengutfrachter und Tankschiffe sind für die weltweite wirtschaftliche Versorgung ebenfalls unverzichtbar, da sie fossile und erneuerbare Energieträger, Rohstoffe, Nahrungsmittel und viele andere Produkte transportieren. 2018 hatten sie zusammen einen Anteil von ca. 55 % am gesamten Treibstoffverbrauch der Seeschiffsflotte (Abbildung 6.1) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 280 f.):

- *Massengutfrachter* transportieren trockene Massengüter, darunter alle Formen von Roherzen, Kohle, Getreide etc. Ein Großteil der Massengutfrachter hat mindestens Pan-Max-Größe (die größte Schiffsbreite von 32,24 m, die den alten Panamakanal passieren konnte), sodass Platz und Gewichtsprobleme bei der Verwendung alternativer Kraftstoffe ein eher untergeordnetes Problem darstellen. Wirtschaftlich gesehen handelt es sich um Güter mit einem geringen Preis pro Gewichtseinheit, sodass der Transportpreis auch in Zukunft auf einem eher niedrigen Niveau bleiben muss, da er im Verhältnis zum Warenwert schnell einen erheblichen Kostenfaktor darstellen kann. Daher kann davon ausgegangen werden, dass der Kostendruck auf den eingesetzten Kraftstoff auch in Zukunft besonders hoch sein wird. Dieser Umstand macht Ammoniak zu einem besonders interessanten Kraftstoffkandidaten für Frachter, da es aufgrund der relativ hohen Energieeffizienz seines Herstellungsprozesses voraussichtlich das E-Fuel mit den geringsten Produktionskosten sein wird.
- Bei den *Tankern* ist die Differenzierung der Schiffstypen innerhalb des Segments deutlich größer als bei den Massengutfrachtern. Zu unterscheiden sind Rohöltanker, Produktentanker (für Fertigprodukte wie Diesel und andere Raffinerieprodukte), Chemikalentanker, LNG-Flüssiggastanker sowie LPG-Flüssiggastanker. Der International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC-Code) der IMO regelt den Bau von Flüssiggastankern, während der International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Dangerous Chemicals in Bulk (IBC-Code) der IMO den Bau von Chemikalentankern regelt. Wenn eines der geladenen Produkte als E-Fuel für den Antrieb verwendet werden kann, ist es sehr wahrscheinlich, dass die Tanker den gleichen E-Fuel als Kraftstoff verwenden werden. Dies ist bereits heute bei LNG-Tankern der Fall, die das Boil-off-Gas, das kontinuierlich mit einer Rate von ca. 0,1 %/Tag aus der Ladung entweicht, als Treibstoff für die Antriebsanlage verwenden. Im Fall von Ammoniak ist diese Verwendung des Boil-off-Gases nach dem derzeitigen Stand der Vorschriften nicht zulässig, es gibt jedoch bereits Konzepte, die diese Möglichkeit in Betracht ziehen. Die Boil-off-Gasmengen eines für den Transport von Ammoniak geeigneten LPG-Tankers sind jedoch deutlich geringer als bei LNG und reichen nicht aus, um allein die Antriebsmaschine zu versorgen.

Im Verhältnis zur Größe und zum Gewicht der beladenen Schiffe ist die Antriebsleistung von Frachtern und Tankern in der Regel eher gering: Bei einer ähnlichen Tragfähigkeit von ca. 200.000 t haben Containerschiffe heute eine Antriebsleistung von ca. 50 bis 60 MW, Massengutfrachter dagegen weniger als 20 MW) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 280). Das Manövrieren oder auch nur das Halten der Position bei schwerem Wetter kann daher für Massengutschiffe ein erhebliches Problem darstellen. Die sicherheitstechnischen Notwendigkeiten eines jederzeit manövrieraufnahmen von der Einhaltung des EEDI (Kapitel 5.1.2) gemacht, um in jedem Fall eine ausreichend

hohe installierte Antriebsleistung vorhalten zu können, die unter Umständen durch die Einhaltung des EEDI gefährdet werden könnte (IMO 2021b). Da bei Geschwindigkeitsreduktionen die Gefahr der Manövriertunfähigkeit besteht, ist dieses Mittel bei Massengutschiffen nur begrenzt einsetzbar. Daher müssen energiesparende Technologien und klimafreundliche Treibstoffe schnell Einzug halten.

Sowohl Massengutfrachter als auch Tanker zeichnen sich durch ausgesprochen völlige Schiffsformen aus, um mit möglichst geringem schiffbaulichem Aufwand und geringen Investitionskosten möglichst viel schwere Ladung transportieren zu können (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 279). Wie in Kapitel 4.1 erläutert, ist eine sehr völlige Schiffsform hinsichtlich des Energieverbrauchs äußerst ineffizient. Die derzeit übliche Form und die damit verbundene Höchstgeschwindigkeit von Massengutfrachtern und Tankern ist daher ein Kompromiss zwischen Tragfähigkeit, Investitionskosten und Energieverbrauch. Das größte Potenzial zur Reduzierung des Energieverbrauchs und der erforderlichen Antriebsleistung liegt in einer Verringerung des Widerstandes. Die hierfür geeignete konstruktive Maßnahme ist eine Verringerung des Blockkoeffizienten (Kapitel 4.2.1). Allerdings ist dies nicht in der Bestandsflotte, sondern nur bei Schiffsneubauten anwendbar. Eine weitere vielversprechende Möglichkeit zur Energieeinsparung ist die Nutzung von Windzusatzantrieben, die sich auch bei Bestandsschiffen nachrüsten lassen. Durch Kombination dieser Maßnahmen lassen sich laut Lindstad et al. (2022) der Treibstoffverbrauch und die THG-Emissionen um etwa 25 % senken.

### 6.3.2 Passagierschiffe

Schiffe dieses Typs zeichnen sich dadurch aus, dass sie für den Transport bzw. die Erholung von Passagieren entworfen und gebaut werden. Sie unterliegen daher in vielen Bereichen deutlich strengerem Vorschriften als Frachtschiffe (z. B. Stabilität und Lecksicherheit, Feuersicherheit). Die Routenprofile sind sehr unterschiedlich mit wechselnden Geschwindigkeiten, meist einem Hafenanlauf pro Tag und je nach Route mehr oder weniger langer Revierfahrt (d. h. nicht auf offener See). Lediglich im Ausnahmefall werden längere Strecken, wie z. B. im Rahmen einer Atlantiküberquerung, zurückgelegt. Für den Betrieb von Passagierschiffen mit alternativen Kraftstoffen können einige allgemeinere Schlussfolgerungen gezogen werden (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 285 ff.):

- Wasserstoff fällt aus den in Kapitel 6.2 genannten Gründen für längere Fahrstrecken aus. In einigen speziellen Situationen, wie z. B. längeren Revierfahrten mit anschließender Hafenliegezeit, kann Wasserstoff aufgrund der häufigeren Betankungsmöglichkeiten dennoch eine relevante Alternative sein.
- Bei der Verwendung von Ammoniak auf Passagierschiffen ist die hohe Toxizität von Ammoniak zu berücksichtigen, das auf keinen Fall in relevanten Mengen austreten und die Passagiere oder die Besatzung gefährden darf. Aufgrund der besonderen Risikolage ist davon auszugehen, dass Ammoniak im Bereich der Passagierschifffahrt keine sinnvolle Pfadoption ist.
- E-Methanol könnte sich bei entsprechender Weiterentwicklung von DAC und den dann verfügbaren Mengen an CO<sub>2</sub> in der Passagierschifffahrt als der Kraftstoff der Zukunft erweisen. E-Methanol wird aufgrund der höheren Investitionskosten (bei gleichen Anforderungen an die Weiterentwicklung von DAC) auf lange Sicht wahrscheinlich nicht mit E-Methanol konkurrieren

können, auch wenn es hier ansatzweise einen Kostenvorteil durch die bereits vorhandene Bunkerinfrastruktur für LNG gibt.

- Somit konzentriert sich die Nutzung zukünftiger klimafreundlicher Kraftstoffe im Bereich der Passagierschifffahrt voraussichtlich auf die drei Kraftstoffe E-FT-Diesel (als Zünd- und Zweitkraftstoff sowie als Drop-in-Fuel), E-Methan und E-Methanol (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 287 f.). Bei allen komplexen Schiffstypen spielt das Einsatzgebiet mit den entsprechenden Betriebsprofilen eine entscheidende Rolle für die Gestaltung zukünftiger energieeffizienter und klimaverträglicher Energieversorgungskonzepte. Diese können sehr vielfältig sein, sodass nur eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für jedes einzelne Projekt entscheiden kann, welches Konzept das erfolgversprechendste ist.

### 6.3.2.1 Kreuzfahrtschiffe

Der weltweite Kreuzfahrtmarkt ist in den letzten Jahrzehnten – mit einem zwischenzeitlichen Einbruch während der Coronapandemie – kontinuierlich gewachsen und erreichte 2023 mit über 31 Mio. Passagieren einen neuen Höchstwert (CLIA 2024; Statista 2024b). Der deutsche Markt liegt dabei hinter dem amerikanischen an zweiter Stelle. Weltweit gibt es etwa 385 Hochsee-Kreuzfahrtschiffe (Neumeier 2022), die im Vergleich zu anderen Schiffstypen einen hohen Energieverbrauch aufweisen – ein Großteil des Verbrauchs geht auf Kosten von Pools, Bars, Restaurants, Veranstaltungsräumen, Klimaanlagen etc. zurück – und entsprechend hohe THG-Emissionen pro Personenkilometer verursachen (UBA 2024b).

Kreuzfahrtschiffe verfügen in der Regel über ein dieselelektrisches Energieversorgungs- und Antriebskonzept, das mit den herkömmlichen fossilen Kraftstoffen VLSFO bzw. Dieselöl mit 0,1 % Schwefelgehalt oder LNG betrieben wird (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 286 u. 298). In den letzten Jahren ist ein deutlicher Boom bei der Bestellung von Kreuzfahrtschiffen für den Betrieb mit LNG zu verzeichnen. So wiesen 2023 von 37 Kreuzfahrtschiffen im Auftragsbuch 21 einen LNG-Antrieb auf (Clarksons Research o. J. zitiert nach Hohmeyer et al. 2023, S. 286). Schon seit geraumer Zeit werden aber auch andere mögliche Kraftstoffe, wie z. B. Methanol, als Option untersucht. Mit der Einführung der vorläufigen Leitlinien der IMO (2020) für die Nutzung von Methanol als Kraftstoff im Dezember 2020 besteht diese Möglichkeit seither auch international, obwohl individuell abweichende Anforderungen durch Flaggenstaatsbehörden durchaus möglich sind. Es ist zu erwarten, dass der erhöhte Platzbedarf für die Lagerung der Kraftstoffe an Bord gegen mögliche Verluste bei der Anzahl an Kabinen abgewogen wird. Die Kostenaspekte im Zusammenhang mit der Verwendung von E-Fuels unterscheiden sich nicht grundsätzlich von denen für Frachtschiffe. Sobald diese verfügbar sind und regulatorische Rahmenbedingungen die externen Kosten der fossilen Kraftstoffe einpreisen, ist mit einer zunehmenden Verwendung dieser E-Fuels zu rechnen.

Die Anpassung der mittelschnelllaufenden Viertaktmotoren von Kreuzfahrtschiffen an diese neuen Kraftstoffe ist weitgehend abgeschlossen (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 286). Unter bestimmten Bedingungen kann der Einsatz einer Gas-und-Dampfturbine auf Kreuzfahrtschiffen einen Effizienzvorteil bieten, da die eingesetzten Viertaktverbrennungsmotoren nicht besonders effizient sind. Wenn im Betriebsprofil die Gas-und-Dampfanlage eine lange Zeit im optimalen Betriebspunkt gefahren werden kann, können die Potenziale bei der Energieeinsparung gegebenenfalls realisiert werden. Ob die Installation bei den geschätzten Investitionsmehrkosten

für eine Gas-und-Dampfanlage in Höhe von ca. 130 % gegenüber einem vergleichbaren dieselelektrischen Antrieb wirtschaftlich Sinn ergibt, kann nur im Einzelfall geprüft werden. Auch bei Kreuzfahrtschiffen sind Batterieantrieb und Windkraft prinzipiell eine Option, wie das Projekt „Sea Zero“ zeigt.<sup>136</sup> Bis 2030 möchte die norwegische Reederei Hurtigruten unter diesem Namen das erste emissionsfreie Kreuzfahrtschiff bauen, das über eine 60-MWh-Batteriebank, einziehbare Wind- und Solarsegel sowie intelligente Kabinen mit Echtzeitüberwachung des Energieverbrauchs verfügen soll. Das eher kleine Schiff wird eine Länge von 135 m haben und über Platz für rund 500 Gäste verfügen (Wille 2023).

Eine wegweisende Anforderung stellt in diesem Zusammenhang die Entscheidung des norwegischen Parlaments dar, in den zum UNESCO-Weltkulturerbe gehörenden norwegischen Westfjorden nur noch emissionsfreie Kreuzfahrtschiffe zuzulassen (UNESCO 2018) (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 298 ff.). Diese Fjorde sind das Ziel vieler Kreuzfahrten. Um die entsprechenden Umweltanforderungen zu erfüllen, ist es notwendig, für eine bestimmte Zeit vollständig auf den Einsatz von Verbrennungsmotoren zu verzichten. Dies kann prinzipiell auch durch rein batterieelektrische Antriebskonzepte erreicht werden – vorausgesetzt, diese stellen ausreichend Leistung und Energie bereit. In diesem Fall müssten große Mengen an Energie in Batterien gespeichert werden, um neben der Fahrt durch die Fjorde auch den Hotelbetrieb zu gewährleisten. Dieser Umstand macht den Einsatz von Batterien in Kombination mit Brennstoffzellen interessant, da so die notwendige Kapazität der Batterien bei längeren Verweildauern geringgehalten werden kann. Brennstoffzellen werden bei Kreuzfahrtschiffen für den Hotelbetrieb bereits eingesetzt (Kapitel 3.3.3). Aufgrund der hohen Anschaffungskosten machen sie sich inklusive Batteriekörpern in den Investitionskosten allerdings erheblich bemerkbar.

### 6.3.2.2 RoPax-Fähren

RoPax-Fähren, die sowohl für den Lkw- als auch für den Passagiertransport eingesetzt werden, spielen im europäischen Wirtschaftsraum eine entscheidende Rolle für die Verbindung Mitteleuropas mit Skandinavien, England bzw. Irland und den baltischen Staaten sowie für die Verkehrsverbindungen im gesamten Mittelmeerraum (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 286). Sie ermöglichen den Transport von Gütern oder Personen mit besonders geringem CO<sub>2</sub>-Ausstoß und spielen daher eine wichtige Rolle im Transeuropäischen Verkehrsnetz (TEN-V). Das Spektrum reicht von kleineren Inselverkehren über Standard- bis hin zu Kreuzfahrt-RoPax-Fähren (wie der Color Line Fähre von Kiel nach Oslo) mit einem hohen Anteil an Passagierkabinen und öffentlichen Bereichen mit Restaurants, Theater, Kino, Schwimmbad- und Saunabereich. RoPax-Fähren stehen im starken Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern des Luft-, Schienen- und Straßenverkehrs und somit unter einem enormen wirtschaftlichen Druck gegenüber kostengünstigeren Alternativen.

Die meisten RoPax-Fähren werden von Viertaktmotoren angetrieben, wobei eine größere Anzahl von Neubauten mittlerweile über einen Dual-Fuel für LNG-Antrieb verfügt. Die schwedische Reederei Stena Line hat angekündigt, weitere Fähren für den Betrieb mit Methanol umzurüsten; bereits seit 2015 wird eine Fähre mit Methanol betrieben (The Maritime Executive 2023c). Hinsichtlich des Einsatzes von E-Fuels gelten für RoPax-Fähren die gleichen Bedingungen wie für Kreuzfahrtschiffe, allerdings mit dem Unterschied, dass das wirtschaftliche Umfeld für RoPax-Fähren in der Regel deutlich schwieriger ist. Dies bedeutet, dass für die Lagerung der Kraftstoffe nur wenig

<sup>136</sup> <https://www.hurtigruten.com/de-de/ueber-uns/nachhaltigkeit/sea-zero> (23.4.2025)

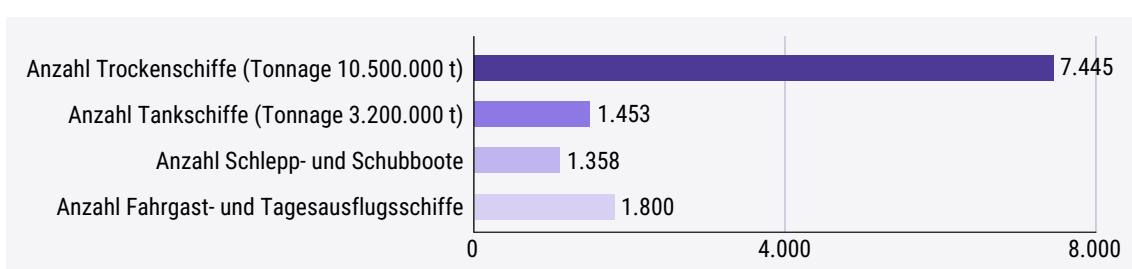
Platz an Bord zur Verfügung steht, da aus wirtschaftlichen Gründen eine ausreichende Anzahl an Trailerstellplätzen erforderlich ist. Brennstoffzellen sowie Gas- und Dampfanlagen dürften daher aufgrund der damit verbundenen Investitionskosten wirtschaftlich schwierig realisierbar sein. Hingegen sind unterstützende Windantriebe eine Option. So hat die Reederei Scandlines bereits mehrere ihrer RoPax-Fähren mit Rotorsegeln ausgestattet, wodurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 4 bis 5 % reduziert werden.<sup>137</sup>

Hybridfähren, bei denen die konventionellen Energieversorgungskonzepte mit Batteriekörpern zur Energieeinsparung bzw. Emissionsreduzierung erweitert werden, sind bereits Stand der Technik (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 293 u. 299). Aufgrund der zum Teil kurzen Reisezeiten wird auf einigen Routen über den Einsatz von vollelektrischen RoPax-Fähren nachgedacht (Schaal 2021), was die energieeffizienteste Option wäre. Mit einer Größenordnung von 60 bis 70 MWh werden dabei sehr große Batteriekörper zur Speicherung der notwendigen Energie benötigt. Neben den hohen Kosten der Batterien, die aktuell mit knapp 115.000 Euro/MWh Speicherkapazität zu veranschlagen sind (BNEF 2024), ist die Herstellung der landseitig erforderlichen Schnellladeinfrastruktur ein wesentlicher Kostenfaktor. Grundsätzlich muss sichergestellt werden, dass der Landstrom aus erneuerbaren Quellen stammt, um einen klimafreundlichen Betrieb zu gewährleisten. Ein Sicherheitsrisiko stellt die Energiemenge dar, die bei einem Brand der Batterie freigesetzt wird. Die heute üblicherweise verwendeten Lithium-Ionen-Batterien sind nur schwer zu löschen, wobei moderne Batteriesysteme mit einem BMS und anderen Überwachungswerkzeugen ausgestattet sind, die das Risiko eines Brandes minimieren (Kapitel 2.2.6). Zu beachten ist, dass Lithium-Ionen-Batterien nach einer gewissen Zeit an Kapazität verlieren und in der Regel nach ca. 12 bis 15 Jahren ihr Lebensende erreicht haben (Neef et al. 2021). Daher sollten die in Batterien enthaltenen Rohstoffe so weit wie möglich recycelt und die Entwicklung ressourcenschonender Batteriekonzepte vorangetrieben werden.

### 6.3.3 Binnenschiffe

Binnenschiffe werden ähnlich wie in der Seeschifffahrt in Schiffsklassen eingeteilt (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 306 f.). Die rheinische Binnenschifffahrt setzt sich wie in Abbildung 6.2 gezeigt zusammen.

**Abbildung 6.2 Zusammensetzung der Flotten nach Schiffstypen der rheinischen Binnenschifffahrt (ZKR-Mitgliedsländer\* und Luxemburg)**



\* Zu den ZKR-Mitgliedsländern gehören Belgien, Deutschland, Frankreich, die Niederlande und die Schweiz.

Quelle: nach ZKR (2023)

137 [https://www.scandlines.de/über-uns/unsere-grüne-agenda/wind-im-rotorsegel/](https://www.scandlines.de/uber-uns/unsere-grune-agenda/wind-im-rotorsegel/) (23.4.2025)

Deutlich wird die überragende Bedeutung des Transports von Massen- und Konsumgütern. Es ist zu beachten, dass die Binnenschifffahrt in Konkurrenz zum Schienen- und Straßenverkehr steht und in Deutschland nur rund 7 % des Güterverkehrs über die Binnenschifffahrt abgewickelt werden (UBA 2025). Das Durchschnittsalter der deutschen Binnenschiffsflotte liegt derzeit bei ca. 47 Jahren, die Investitionszyklen sind also besonders lang (Dahlke-Wallat et al. 2021). Damit ist die Binnenschifffahrt zwar ein besonders energieeffizienter Verkehrsträger, verursacht aber aufgrund der teilweise veralteten Motorentechnik erhebliche Luftschatdstoffemissionen (UBA 2025).

Wie im Seeverkehr hängen die geeigneten Optionen von der Schiffsklasse, dem Betriebsprofil, den Kosten für die Kraftstoffbereitstellung und der erforderlichen Infrastruktur ab (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 309 u. 312). Bei der Konstruktion von Binnenschiffen sind die Möglichkeiten zur technologischen Optimierung und Energieeinsparung begrenzt, da sie deutlich weniger Freiheitsgrade haben als Seeschiffe (Restriktionen bei Länge, Tiefgang, Höhe etc.) und die traditionelle Antriebstechnologie mit Dieselmotoren ausgereift ist. Auch die Unterbringung von gasförmigen Kraftstoffen in Drucktanks ist bei Binnenschiffen aufgrund der begrenzten Hauptabmessungen deutlich eingeschränkter realisierbar. Demonstratoren mit LNG und der beginnende Aufbau einer Infrastruktur zur LNG-Betankung zeigen, dass dieser Technologiepfad dennoch grundsätzlich attraktiv ist. So hat die Firma Pit-Point LNG mit Unterstützung des EU-Infrastrukturförderprogramms „Connecting Europe Facility“ (CEF) im Hafen Köln-Niehl die erste europäische LNG-Betankungsstation in Europa errichtet (Binnenschifffahrt Online 2019). Im Oktober 2020 eröffnete der Tankstellenbetreiber Vigo Bioenergy eine weitere LNG-Großtankstelle im Duisburger Parallelhafen (tankstelle 2023), mit der die Betankung sowohl von LNG-Lkw als auch von Binnenschiffen möglich ist. 2024 wurde die Anlage auf Bio-LNG umgestellt. Kurz- bis mittelfristig können Biokraftstoffe als Übergangslösung dienen, langfristig könnten mit LNG ausgerüstete Schiffe mit synthetischem Methan (E-Methan) betrieben werden.

Die ZKR wurde mit der Mannheimer Ministererklärung vom 17. Oktober 2018 beauftragt, eine Roadmap zu entwickeln, wie eine weitgehende Beseitigung der THG-Emissionen und der Luftschatdstoffe in der Binnenschifffahrt bis 2050 erreicht werden kann (Kapitel 5.3). Hierfür wurden zwei Szenarien definiert: ein konservatives, in dem bereits ausgereifte Technologien kurzfristig und kosteneffizient eingesetzt werden können, und ein innovatives, das auf Technologien beruht, die langfristig ein vielversprechenderes Emissionsreduktionspotenzial aufweisen, sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden (ZKR 2022, S. 7):

- Im konservativen Szenario spielt – über alle Flottenfamilien bzw. Schiffsklassen der Binnenschifffahrt hinweg – der Einsatz von Pflanzenöl (HVO) als drop-in-fähiger Kraftstoff die wichtigste Rolle bei der Emissionsreduktion, mit deutlichem Abstand gefolgt von Batterien (ZKR 2022, S. 46).
- Anders sieht es im innovativen Szenario aus: Hier dominieren 2050 batterieelektrische Antriebe sowie Wasserstoff und Methanol. Vor allem Passagierschiffe verfügen über batterieelektrische Antriebe, während die größten Schubboote gemäß Szenario immer noch zu 50 % über Dieselantriebe verfügen.

Ammoniak wird als möglicher Kraftstoff in der Roadmap nicht berücksichtigt und auch in der geplanten regulatorischen Entwicklung nicht adressiert, was auf die bereits erläuterten erheblichen toxischen Gefahren von Ammoniak zurückzuführen sein dürfte (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 310). Im innovativen Szenario spielt dagegen Wasserstoff mit Brennstoffzelle oder auch Verbrennungsmotor eine wichtige Rolle. Dabei ist zu beachten, dass eine Infrastruktur für

Wasserstoff in der Binnenschifffahrt leichter zu realisieren ist als in der Seeschifffahrt, z. B. durch lokale oder regionale Wasserstoffproduktion und Verteilung über Pipelines. Gegebenenfalls kann auch eine Speicherung des Wasserstoffs in Drucktanks erfolgen. Erste schnelllaufende Verbrennungsmotoren sind für den Betrieb mit Wasserstoff nahezu ausgereift (Kapitel 3.3.1).

Die größten Einsparpotenziale lassen sich erschließen, wenn Binnenschiffe mit Batterien als Energiespeicher elektrifiziert oder als Hybridlösungen mit Brennstoffzellen konzipiert werden – beide Technologien verteuern jedoch die Schiffe im Bau und wurden erst in vereinzelten Pilotprojekten umgesetzt. Brennstoffzellen als Energiewandler haben den Vorteil, dass sie neben der CO<sub>2</sub>-Reduktion beim Betrieb mit erneuerbarem Kraftstoff keine weiteren umweltschädlichen Emissionen wie NOx oder Partikelemissionen verursachen. Mit dem Hochlauf der Brennstoffzellentechnologie dürfte jedoch erst ab 2030 zu rechnen sein. Erforderlich für eine Dekarbonisierung der Binnenschifffahrt sind zudem infrastrukturelle Maßnahmen entlang der wichtigsten Wasserstraßen, die Schnellladeeinrichtungen sowie Einrichtungen zur Lagerung und Betankung erneuerbarer Kraftstoffe umfassen. Auch die Digitalisierung der Binnenwasserwege könnte zu einem effizienteren Schiffsbetrieb und damit zur Dekarbonisierung beitragen, ist aber noch nicht weit vorangeschritten (Schober et al. 2024, S. 39 ff.). Die Kosten für die Dekarbonisierung der Binnenschifffahrt hängen vom jeweiligen Szenario ab, werden aber mindestens auf 2 bis 5 Mrd. Euro geschätzt (ZKR 2022, S. 56 f.).

## 6.4 Handlungsmöglichkeiten für die deutsche Politik

Eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Schifffahrt bis 2050 basiert auf drei zentralen Voraussetzungen: ausreichende Produktionskapazitäten für E-Fuels, weitere Infrastrukturmaßnahmen, unter anderem im Bereich der Häfen, sowie eine verlässliche und zugleich ambitionierte Regulierung. In allen drei Bereichen ergeben sich Handlungsmöglichkeiten für Deutschland, das über eine der größten Handelsflotten der Welt und eine starke maritime Industrie verfügt.

Um die Schifffahrt zu dekarbonisieren, müssen große Mengen an E-Fuels produziert werden. Deutschland kann durch den Aufbau heimischer Produktionskapazitäten seine Versorgungssicherheit stärken und industrielle Wertschöpfung schaffen. Derzeit sind jedoch in Deutschland laut eFuel-Alliance nur fünf E-Fuel-Anlagen in Planung oder Betrieb (Stand April 2025). Für den Hochlauf der Produktionskapazitäten gibt es drei wesentliche Engpässe, nämlich die ausreichende Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie, von Elektrolysekapazitäten und der DAC-Technologie:

- Die Produktion von E-Fuels erfordert große Mengen an grünem Wasserstoff, der durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom erzeugt wird. Die globalen Dimensionen verdeutlichen die Herausforderung: Eine vollständige Dekarbonisierung der Weltschifffahrt würde jährlich etwa 6.000 TWh erneuerbaren Strom benötigen (Hohmeyer et al. 2023, S. 313 ff.). Das entspricht ca. zwei Dritteln der globalen Ökostromerzeugung im Jahr 2023 (Destatis 2024b). Mit einem Anteil von 61,5 % erneuerbarer Energie am Strommix verfügt Deutschland bereits über eine gute Ausgangsbasis. Bis 2030 sollen in Deutschland 80 % des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen (Bundesregierung 2024b), indem unter anderem die Leistung der Windkraftanlagen auf 145 GW mehr als verdoppelt wird. Der Aufbau einer relevanten deutschen Wasserstoffproduktion wird jedoch den Strombedarf deutlich ansteigen lassen und macht somit einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien erforderlich.

- Die für die Wasserstofferzeugung benötigten Elektrolyseverfahren befinden sich derzeit in einer Phase der ersten Marktdurchdringung und der weiteren technologischen Verbesserung. Sie werden in Deutschland technologiepolitisch umfassend gefördert (Bundesregierung 2022a, S. 33). So sehen die Nationale Wasserstoffstrategie und ihre Fortschreibung den Markthochlauf von Wasserstoff bis 2030 und den Aufbau inländischer Produktionskapazitäten vor (Bundesregierung 2020, 2023). Bis 2030 sollen inländische Elektrolysekapazitäten in Höhe von 10 GW aufgebaut werden. In Deutschland waren Anfang 2024 jedoch nur ca. 66 MW Elektrolysekapazität in Betrieb (weltweit ca. 1,4 GW), sodass diese Ziele sehr ambitioniert erscheinen (IEA 2024b, S. 66; Löschel et al. 2024, S. 15). Da grüner Wasserstoff nicht nur für die Dekarbonisierung des Flug- und Schiffsverkehrs, sondern auch in der Chemie- und Stahlindustrie dringend benötigt wird, dürfte der Bedarf ab 2030 stark ansteigen. Die Bundesregierung (2023, S. 6) geht für das Jahr 2030 von einem Gesamtwaterstoffbedarf in Höhe von 95 bis 130 TWh aus, was einer Elektrolyseleistung von 39 bis 52 GW entspricht (Brüggemann 2024). Die Produktionskapazitäten in Deutschland werden dafür bei Weitem nicht ausreichen, sodass ein Großteil des Wasserstoffs importiert werden muss – über eine neu zu errichtende Infrastruktur mit Pipelines oder auf dem Seeweg. Insgesamt befindet sich die Wasserstoffwirtschaft also noch in einer sehr frühen Hochlaufphase und ist auf eine verlässliche und langfristige staatliche Förderung angewiesen.
- Für die Produktion kohlenstoffbasierter E-Fuels ist die ausreichende Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> ein weiterer Engpass. Um den Energiebedarf der Seeschifffahrt mit diesen E-Fuels zu decken, wäre eine Gewinnung von rund 600 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr erforderlich (dazu und zum Folgenden Hohmeyer et al. 2023, S. 147 f.). Eine Schlüsselrolle für die großtechnische Herstellung kohlenstoffhaltiger E-Fuels kommt DAC zu, also der direkten Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft (Kapitel 2.1.1.2). Für die Hochskalierung von DAC müssen die technischen Verfahren weiterentwickelt, im industriellen Maßstab demonstriert und anschließend die Kosten durch Massenproduktion deutlich gesenkt werden (Breitschopf et al. 2023). Die EU und Deutschland hinken bei der Entwicklung von DAC-Ländern wie den USA oder Großbritannien hinterher, die diese Technologie in größerem Umfang fördern (IEA 2022, S. 54 ff.). 2024 befanden weltweit etwa 130 DAC-Anlagen in Planung, die meisten davon in den USA, Norwegen, Island, Kenia und den Vereinigten Arabischen Emiraten (IEA 2024a). Um die DAC-Technologie auch in Deutschland zur Serienreife zu bringen, wäre eine gezielte Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von Demonstrationsprojekten notwendig.

Die Herstellung von E-Fuels im industriellen Maßstab benötigt eine optimierte Integration aller Prozesse, von der erneuerbaren Stromerzeugung über die Wasserbereitstellung und Elektrolyse, die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung durch DAC bis hin zur Synthese der verschiedenen Kraftstoffe (dazu und zum Folgendem Hohmeyer et al. 2023, S. 147 f.). Um in Deutschland die zielgerichtete Vernetzung aller relevanten Akteure aus Wissenschaft und Industrie in diesem Bereich zu verbessern, wäre die Einrichtung eines eigenen Forschungsnetzwerks für regenerative Kraftstoffe im Rahmen der Forschungsnetzwerke Energie zu erwägen. Die Forschungsnetzwerke Energie werden vom BMWK gefördert und dienen als „dialogorientierte Foren für den Austausch zwischen Forschung, Politik und Wirtschaft“.<sup>138</sup> Erneuerbare Kraftstoffe auf Wasserstoffbasis werden zwar im Rahmen des Forschungsnetzwerks Wasserstoff<sup>139</sup> des BMWK behandelt, in den Expertenempfehlungen 2023 des Netzwerks aber eher nachrangig berücksichtigt (Forschungsnetzwerk Wasserstoff 2023).

<sup>138</sup> <https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/forschungsnetzwerke-energie> (23.4.2025)

<sup>139</sup> <https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/wasserstoff> (23.4.2025)

Neben dem Aufbau von Produktionskapazitäten erfordert die Dekarbonisierung auch massive Infrastrukturinvestitionen. Infrastrukturelle Maßnahmen, die für die Dekarbonisierung der Schifffahrt von großer Bedeutung sind, betreffen die Häfen, die nicht nur für die Energieversorgung der Schiffe, sondern auch für den Import erneuerbarer Energieträger wichtig sind. Dazu muss die Hafeninfrastruktur grundlegend modernisiert werden, wie es die Nationale Hafenstrategie des Bundes vorsieht (Bundesregierung 2024a). Dies betrifft zum einen den Ausbau von Bunkeranlagen zur Lagerung erneuerbarer Kraftstoffe und zur Betankung der Schiffe. Zum anderen benötigen die Häfen zukünftig eine leistungsfähige Versorgung mit grünem Landstrom, um Emissionen sowie den Verbrauch erneuerbarer Kraftstoffe während der Liegezeiten zu reduzieren und das Laden batteriebetriebener Schiffe zu ermöglichen. Die Bereitstellung von Landstrom ist aufgrund der unterschiedlichen Spannungen und Frequenzen zwischen Land und Schiff technisch anspruchsvoll und entsprechend kostenintensiv (VDR 2020). Die Landstromversorgung der deutschen See- und Binnenhäfen machte in den letzten Jahren zwar Fortschritte, befindet sich aber noch im Aufbau und wird unter anderem durch das BMDV gefördert (Ninnemann et al. 2022).<sup>140</sup> Außerdem hat die EU inzwischen die rechtlichen Weichen für eine Landstromverpflichtung sowohl auf Schiffs- als auch auf Hafenseite gestellt. So wurde in der FuelEU-Maritime-Verordnung eine Landstromverpflichtung für Schiffe ab 2030 festgelegt. Parallel dazu verpflichtet diese Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe<sup>141</sup> die See- und Binnenhäfen des TEN-V zur Bereitstellung von Landstrom bis 2030 (Gniechwitz/Wolkenhauer 2023). Dies erhöht den Modernisierungsdruck auf die Hafenbetreiber. Um die Häfen für eine klimaverträgliche Schifffahrt fit zu machen, sind insgesamt noch erhebliche finanzielle Anstrengungen erforderlich, die es auch weiterhin durch gezielte Förderprogramme des Bundes und der Länder zu unterstützen gilt.

Eine verlässliche und zugleich ambitionierte Regulierung ist unerlässlich, um Investitionen in eine klimaverträgliche Schifffahrt anzustoßen. Aufgrund der internationalen Ausrichtung des Sektors müssen wirkungsvolle Dekarbonisierungsmaßnahmen vorrangig auf globaler Ebene verankert werden. Entsprechend sind die direkten Handlungsspielräume der deutschen Politik eher begrenzt. Deutschland sollte sein Gewicht in den zuständigen Gremien (IMO, EU) nutzen, um den internationalen Regulierungsrahmen ambitioniert weiterzuentwickeln und bestehende Schwächen zu beheben. Wichtig ist vor allem, dass alle klimarelevanten Treibhausgase – neben Kohlendiocid auch Methan und Lachgas – sowie die gesamte Produktions- und Nutzungskette der Kraftstoffe (Well to Wake) systematisch berücksichtigt werden. Andernfalls drohen Fehlsteuerungen mit weitreichenden Folgen. Ein Beispiel dafür ist die Taxonomieverordnung. Diese Verordnung ist für Investitionen in erneuerbare Kraftstoffe maßgeblich, da sie festlegt, welche wirtschaftlichen Aktivitäten als ökologisch nachhaltig gelten und somit förderfähig sind (Hohmeyer et al. 2023, S. 323). Derzeit gelten jedoch nur Kraftstoffe als nachhaltig, die keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen am Schornstein verursachen (Tank to Wake). Dadurch werden kohlenstofffreie Kraftstoffe wie Wasserstoff und Ammoniak selbst dann bevorzugt, wenn sie nicht aus erneuerbaren Energien stammen – während klimafreundlich hergestellte kohlenstoffhaltige Kraftstoffe wie E-Methanol benachteiligt werden. Diese Regelung setzt somit falsche Investitionsanreize und behindert eine effektive Dekarbonisierung.

<sup>140</sup> <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/foerderung-alternativer-technologien-fuer-die-umweltfreundliche-bordstrom-und-mobile-landstromversorgung-von-see-und-binnenschiffen-bordstromtech-ii/> (17.4.2025)

<sup>141</sup> Verordnung (EU) 2023/1804 vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU

Regulatorische Rahmenbedingungen allein reichen jedoch nicht aus. Die Transformation erfordert auch enorme finanzielle Ressourcen. Um die weltweite Schiffsflotte bis 2050 klimaverträglich zu machen, sind Investitionen erforderlich, die auf 8 bis 28 Mrd. US-Dollar pro Jahr geschätzt werden (UN 2023, S. xxvii). Hinzu kommen die Kosten für den Ausbau der Infrastruktur zur Produktion, Bebunkerung und Distribution von erneuerbaren Kraftstoffen (inklusive Häfen). Hier liegen die Kostenschätzungen zwischen 28 und 90 Mrd. US-Dollar pro Jahr. In diesem Zusammenhang ist darüber nachzudenken, wie auch verstärkt privates Kapital für die Dekarbonisierung der Schifffahrt mobilisiert werden kann. Dazu könnte z. B. ein Förder- und Finanzierungssystem gehören, das sich – wie von der ZKR (2021) für die Binnenschifffahrt vorgeschlagen – aus privaten und öffentlichen Mitteln zusammensetzt und Schiffseigner mit Zuschüssen bei der Flottenmodernisierung unterstützt. Zu den innovativen Finanzierungsinstrumenten gehören auch die Blue Bonds. Hierbei handelt es sich um Anleihen, die von Staaten, Entwicklungsbanken oder Unternehmen ausgegeben werden, um gezielt nachhaltige Projekte im Bereich des Meeres- und Gewässerschutzes zu finanzieren. So könnte beispielsweise die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ein Programm für Blue Bonds auflegen, das es deutschen Reedereien und Hafenbetreibern ermöglicht, emissionsarme Schiffe und den Umbau der Infrastruktur zu finanzieren. Darüber nachzudenken wäre auch, steuerliche Anreize für Akteure zu schaffen, die in maritime Dekarbonisierungsprojekte investieren.

Letztlich kann die Transformation zu einer klimaverträglichen Schifffahrt nur gemeinsam, unter Einbeziehung aller relevanten Akteure (Schiffsbetreiber, Kraftstoffhersteller, Hafenbetreiber, Werften, Zulieferer und Investoren), bewältigt werden. Eine Möglichkeit zur Vernetzung und Kooperation bieten die grünen Schifffahrtskorridore, Handelsrouten, auf denen als eine Art Testfeld der emissionsfreie Schiffsverkehr und der Aufbau der notwendigen Infrastruktur und Kraftstoffversorgungsketten vorangetrieben werden sollen. Weltweit sind 50 Korridore angekündigt bzw. geplant, darunter einige mit Beteiligung deutscher Häfen (Hoppe 2023b). Es ist zu begrüßen, dass der Nationale Aktionsplan klimafreundliche Schifffahrt, der 2025 vorgelegt werden und die Klimatransformation des Sektors unterstützen soll, grüne Schifffahrtskorridore als eines der Handlungsfelder identifiziert hat und in enger Abstimmung mit der gesamten Branche entwickelt wird (BMWK/BMDV 2024). Zusätzlich gilt es auf internationaler Ebene strategische Kooperationen aufzubauen: zum einen der Aufbau weiterer bzw. die Vertiefung bestehender Wasserstoffpartnerschaften, zum anderen technologische Kooperationen mit führenden Schiffbaunationen wie Südkorea oder Japan, etwa um gemeinsame Standards zu entwickeln (etwa für ammoniakbetriebene Schiffe oder vielversprechende Effizienztechnologien wie Windantriebe).

Für die stark exportorientierte maritime Industrie in Deutschland (insbesondere Schiffbau und Zulieferer) bietet die klimaverträgliche Transformation große Chancen. Deutsche Unternehmen können im stark wachsenden Markt für alternative Antriebe, energieeffiziente Schiffstechnologien und notwendige Infrastrukturkomponenten eine Vorreiterrolle übernehmen. Dazu gehören digitale Lösungen (datengetriebene Routenoptimierung, Automatisierung, Echtzeitüberwachung) ebenso wie schiffbauliche Technologien (z. B. Windzusatzantriebe, optimierten Propeller oder Luftschrägungssysteme). Lange Entwicklungszeiten und unsichere Märkte führen jedoch zu erheblichen Investitionsrisiken. Um Planungs- und Investitionssicherheit für Unternehmen zu schaffen, bedarf es neben einer verlässlichen Regulierung mit klaren Zielvorgaben staatlicherseits verlässlicher, langfristig ausgerichteter Förderprogramme. Obwohl die EU und Deutschland bereits umfangreich in die maritime Dekarbonisierung investieren, weisen die bestehenden Förderansätze strukturelle Schwächen auf. Sie sind meist nur kurzfristig angelegt und beschränken sich auf Pilot- und Demonstrationsprojekte (ZKR 2021, S. 13 f.). Die Fragmentierung der nationalen Forschungsprogramme

könnte durch die Entwicklung einer koordinierten deutschen Förderstrategie überwunden werden, die den gesamten Innovationszyklus abdeckt. Parallel dazu könnte Deutschland auf EU-Ebene auf eine stärkere Harmonisierung der verschiedenen Förderprogramme hinwirken. In den kommenden Jahren hat Deutschland die Chance, durch koordiniertes Handeln sowohl zur globalen Dekarbonisierung der Schifffahrt beizutragen als auch die eigene maritime Industrie zu stärken.

# 7 Literatur

7.1 In Auftrag gegebenes Gutachten

7.2 Weitere Literatur

# 7 Literatur

## 7.1 In Auftrag gegebenes Gutachten

Hohmeyer, O. et al. (2023): Maritime Kraftstoffe und Schiffbaukonzepte der Zukunft. SCS Hohmeyer und Partner GmbH; FSG Nobiskrug Design GmbH; BALance Technology Consulting GmbH; Technische Universität Hamburg, Glücksburg

## 7.2 Weitere Literatur

- Aakko-Saksa, P. T. et al. (2023): Reduction in greenhouse gas and other emissions from ship engines: Current trends and future options. In: Progress in Energy and Combustion Science 94, Art. 101055, <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2022.101055>
- ABC-Engines (2022): BeHydro launches 100 % hydrogen engines for. Anglo Belgian Corporation, <https://www.abc-engines.com/en/news/launch-behydro-si-hydrogen-engine> (7.1.2025)
- ABS (2019): Air Lubrication Technology. American Bureau of Shipping, Spring
- ABS (2023): State-of-the-Art Containership Delivered to ABS Class. American Bureau of Shipping, <https://news.cision.com/american-bureau-of-shipping/r/state-of-the-art-containership-delivered-to-abs-class,c3941226> (7.2.2025)
- Adland, R. et al. (2018): The energy efficiency effects of periodic ship hull cleaning. In: Journal of Cleaner Production 178, S. 1–13, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.247>
- Alekseev, A. et al. (2023): Wasserstoff-Verflüssigung, Speicherung, Transport und Anwendung von flüssigem Wasserstoff. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.247>
- Al-Khalisy, H. (2024): Cepsa supplies HVO bunker fuel in Algeciras. Argus Media, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2561603-cepsa-supplies-hvo-bunker-fuel-in-algeciras> (1.4.2025)
- anBord (2024): Wasserstoff in der Schifffahrt: Vielversprechendes Zukunftspotenzial. <https://anbord.de/wasserstoff-in-der-schifffahrt-vielversprechendes-zukunftspotenzial/> (9.1.2025)
- Apollo (2024): Game-Changer for Sustainable Shipping: World's First Ammonia-powered PSV. <https://apollo-project.eu/game-changer-for-sustainable-shipping-worlds-first-ammonia-powered-psv/> (7.2.2025)
- BAFA (2024): Innovativer Schiffbau sichert wettbewerbsfähige Arbeitsplätze. Erläuterungen zur Richtlinie vom 24.06.2024. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn
- Bahtić, F. (2021): Industry firsts: K Line wraps up CO<sub>2</sub> capture trials onboard its ship. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/industry-firsts-k-line-wraps-up-co2-capture-trials-onboard-its-ship/> (28.11.2024)
- Bahtić, F. (2024a): Ammonia-powered Fortescue Green Pioneer in world's first ammonia bunkering. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/ammonia-powered-fortescue-green-pioneer-in-worlds-first-ammonia-bunkering/> (7.2.2025)
- Bahtić, F. (2024b): LNG-powered Silver Ray delivered to Silversea. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/lng-powered-silver-ray-delivered-to-silversea/> (9.1.2025)
- Balcombe, P. et al. (2019): How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies. In: Energy Conversion and Management 182, S. 72–88, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.080>
- Baldi, F.; Gabrielii, C. (2015): A feasibility analysis of waste heat recovery systems for marine applications. In: Energy 80, S. 654–665, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.020>

- Bei, Z. et al. (2024): Challenges and Solutions of Ship Power System Electrification. In: Energies 17(13), Art. 3311, <https://doi.org/10.3390/en17133311>
- Binnenschifffahrt Online (2019): Köln bekommt LNG-Bunkeranlage für Binnenschiffe. <https://binnenschifffahrt-online.de/2019/05/featured/7131/lng-bunkeranlage-fuer-binnenschiffe-in-koeln-im-bau/> (3.4.2025)
- BMW (2017): Maritime Agenda 2025. Für die Zukunft des maritimen Wirtschaftsstandortes Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin
- BMWK (2024): Bekanntmachung der Richtlinie zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation in der maritimen Wirtschaft („Maritime Forschungsprogramm“). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin
- BMW; BMDV (2024): Nationaler Aktionsplan klimafreundliche Schifffahrt. Bundesministerium für Digitales und Verkehr; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/05/20240528-nationaler-aktionsplan-klimafreundliche-schifffahrt.html> (2.4.2025)
- BNEF (2024): Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour. BloombergNEF, <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>
- BorTec GmbH (2024): Austenitischer Stahl – Definition & Eigenschaften. <https://bortec-group.com/de/glossar/austenitischer-stahl/> (28.11.2024)
- Bouaboula, H. et al. (2024): Comparative review of Direct air capture technologies: From technical, commercial, economic, and environmental aspects. In: Chemical Engineering Journal 484, Art. 149411, <https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.149411>
- Breitschopf, B. et al. (2023): Direct Air Carbon Capture and Storage. Ein Gamechanger in der Klimapolitik? Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Policy Brief 01-2023, Karlsruhe
- Brüggemann, A. (2024): Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft – wo steht Deutschland? In: KfW Research 475, S. 1–13
- Brynolf, S. et al. (2022): Sustainable fuels for shipping. In: Baldi et al.: Sustainable Energy Systems on Ships. Amsterdam, S. 403–428, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824471-5.00017-7>
- Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin
- Bundesregierung (2022a): Fortschrittsbericht zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Berlin
- Bundesregierung (2022b): Auswirkungen der EU-Taxonomie auf die Schifffahrt. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU – Drucksache 20/2134 –. Deutscher Bundestag, Drucksache 20/2421, Berlin
- Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Berlin
- Bundesregierung (2024a): Die Nationale Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen. Berlin
- Bundesregierung (2024b): So läuft der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ausbau-erneuerbare-energien-2225808> (31.3.2025)
- Bureau Veritas (2024): NR671 Ammonia-fuelled ships – tentative rules. <https://marine-offshore.bureauveritas.com/nr671-ammonia-fuelled-ships-tentative-rules> (7.2.2025)
- Cames, M. et al. (2023): Paris Agreement: development of measures and activities for climate-friendly aviation and maritime transport. Dessau-Roßlau
- Cavelius, P. et al. (2023): The potential of biofuels from first to fourth generation. In: PLOS Biology 21(3), Art. e3002063

- Chou, T. et al. (2021): A comeback of wind power in shipping: An economic and operational review on the wind-assisted ship propulsion technology. In: Sustainability 13(4), Art. 1880, <https://doi.org/10.3390/su13041880>
- Clarksons Research (o. J.): World Fleet Register. <https://www.clarksons.net/wfr/> (15.5.2025)
- ClassNK (2023): ClassNK issues approval in principle (AiP) for hydrogen-fueled vessel. [https://www.classnk.or.jp/hp/en/hp\\_news.aspx?id=10422&type=press\\_release&layout=1](https://www.classnk.or.jp/hp/en/hp_news.aspx?id=10422&type=press_release&layout=1) (7.1.2025)
- CLIA (2024): Kreuzfahrtmarkt: Anzahl der Passagiere weltweit bis 2023. Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/285194/umfrage/passagiere-auf-dem-weltweiten-kreuzfahrtmarkt/> (20.3.2025)
- Climeworks (2023): The carbon removal production waterfall. <https://climeworks.com/news/the-carbon-removal-production-waterfall> (2.1.2025)
- Comer, B. et al. (2022): Comparing the future demand for, supply of, and life-cycle emissions from bio, synthetic, and fossil Ing marine fuels in the european union. The International Council on Clean Transportation, Washington DC
- Dahlke-Wallat, F. et al. (2021): LNG als Treibstoffalternative für die Binnenschifffahrt. VDI News, <https://www.vdi.de/news/detail/lng-in-der-binnenschifffahrt> (27.3.2025)
- DEHSt (2024): EU-ETS 1 Seeverkehr. Factsheet. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, Berlin
- Destatis (2022): Lkw und Seeschiffe wichtigste Transportmittel im Außenhandel. Statistisches Bundesamt, [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/10/PD22\\_456\\_51.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/10/PD22_456_51.html) (5.12.2024)
- Destatis (2024a): Bruttowertschöpfung im deutschen Schiffbau in den Jahren 2008 bis 2022. Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/290085/umfrage/bruttowertschoepfung-im-deutschen-schiffbau/> (6.12.2024)
- Destatis (2024b): Erneuerbare Energien decken ein Fünftel des globalen Verbrauchs. Statistisches Bundesamt, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Internationales/Thema/umwelt-energie/energie/ErneuerbareEnergienGlobal.html> (8.4.2025)
- DLR (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende – Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Köln
- DNV (2021): Handbook for hydrogen fuelled vessels. Det Norske Veritas, Høvik
- DNV (2023): Alternative Fuels for Containerships. Det Norske Veritas, Høvik
- DNV (2024a): Maritime Forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2024. Det Norske Veritas, Høvik
- DNV (2024b): New ammonia chapter for technical and operational decision support. Det Norske Veritas, <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/new-ammonia-chapter-for-technical-and-operational-decision-support/> (7.2.2025)
- DNV (2024c): The Potential of Onboard Carbon Capture in Shipping. Det Norske Veritas, Høvik
- DNV (2025a): Biofuels in Shipping. Det Norske Veritas, Høvik
- DNV (2025b): IMO MEPC 83: New GHG requirements approved. Det Norske Veritas, <https://www.dnv.com/news/imo-mepc-83-ghg-requirements-approved-taking-effect-from-2028/> (16.4.2025)
- DNV GL (2019): Assessment of selected alternative fuels and technologies. Det Norske Veritas und Germanische Lloyd, Høvik
- Donges, S. (2023): Feierliche Taufe für erstes Containerschiff mit grünem Methanol. tagesschau.de, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/containerschiff-gruenes-methanol-maersk-100.html> (27.11.2023)

- van Dyk, S. et al. (2019): Drop-in biofuels: The key role that co-processing will play in its production – Bioenergy. IEA Bioenergy, <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/new-publication-drop-in-biofuels-the-key-role-that-co-processing-will-play-in-its-production/> (17.3.2025)
- EEA; EMSA (2025): European Maritime Transport Environmental Report 2025. European Environment Agency; European Maritime Safety Agency, Luxemburg
- Elkafas, A. G.; Shouman, M. R. (2021): Assessment of Energy Efficiency and Ship Emissions from Speed Reduction Measures on a Medium Sized Container Ship. In: International Journal of Maritime Engineering 163, Part A3, S. A121–A132, <https://doi.org/10.5750/ijme.v163iA3.805>
- EMSA (2023a): Potential of ammonia as fuel in shipping. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- EMSA (2023b): Report – potential of hydrogen as fuel for shipping. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- EMSA (2023c): Report – potential of wind-assisted propulsion for shipping. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- EMSA (2023d): Update on potential of biofuels in shipping. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- EMSA (2024a): Potential of synthetic fuels for shipping. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- EMSA (2024b): Potential use of nuclear power for shipping. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- EMSA (2024c): Safety of ammonia for use in ships. European Maritime Safety Agency, Lissabon
- Enerdata (2025): Port of Açu reserves land for 1 Mt/year green ammonia plant (Brazil). <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/port-acu-reserves-land-1-mt/year-green-ammonia-plant-brazil.html> (10.2.2025)
- Energie & Management (2024): Gas: Bau von LNG-Bunkerschiffen platzt. <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/recht/detail/bau-von-lng-bunkerschiffen-platzt-227970> (28.11.2024)
- Energy Observer (2024): EO Concept, awarded the EU's Innovation Fund for EO2 project. <https://www.energy-observer.org/press> (9.1.2025)
- Erichsen, S. (1989): Management of Marine Design. London
- EZB (2025): Euro exchange rates charts. Europäische Zentralbank, [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/eurofxref-graph-usd.de.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.de.html) (2.4.2025)
- Faber, J. et al. (2011): Analysis of GHG Marginal Abatement Cost Curves. CE Delft, Delft
- Falck RISC; Vereinigte Feuerwehr Rotterdam (2015): Rahmenplan Flüssigerdgas für Rhein – Main – Donau. D 2.4.4 Studie zu Not- und Unfalleinsätzen. Rotterdam
- Fleischmann, J. et al. (2023): Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular. In: McKinsey & Company S. 2–18
- Forschungsnetzwerk Wasserstoff (2023): Expertenempfehlung 2023 Forschungsnetzwerk Wasserstoff. Forschungszentrum Jülich GmbH (Hg.), Jülich
- Fraunhofer (2023): Kostengünstig und ressourcenschonend zu grünem Wasserstoff. Fraunhofer Gesellschaft, Forschung Kompakt, <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2023/maerz-2023/kostenguenstig-und-ressourcenschonend-zu-gruenem-wasserstoff.html> (16.1.2025)
- Freudenberg (o. J.): Um Schiffslängen voraus. <https://www.freudenberg.com/de/presse-medien/pressemitteilungen/detail/um-schiffslaengen-voraus> (17.1.2025)
- Gilbert, P. et al. (2018): Assessment of full life-cycle air emissions of alternative shipping fuels. In: Journal of Cleaner Production 172, S. 855–866, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.10.165>

- Gniechwitz, A.; Wolkenhauer, S. (2023): Landstrom in Häfen: Nach der Kür nun die Pflicht. GSK Stockmann, <https://gsk.de/wp-content/uploads/2023/01/GSK-Update-Landstromanlagen-230130-final.pdf> (1.4.2025)
- Gray, N. et al. (2021): Decarbonising ships, planes and trucks: An analysis of suitable low-carbon fuels for the maritime, aviation and haulage sectors. In: Advances in Applied Energy 1, Art. 100008, <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100008>
- GreenVoyage2050 (2024): Technology Groups. International Maritime Organization, <https://green-voyage2050.imo.org/technology-groups/> (6.5.2025)
- Grimaldi Group (2024): Construction of Grimaldi's new PCTCs makes progress. <https://www.grimaldi.napoli.it/en/news/284/> (7.2.2025)
- Grosso, M. et al. (2021): The Role of Research and Innovation in Europe for the Decarbonisation of Waterborne Transport. In: Sustainability 13(18), Art. 10447, <https://doi.org/10.3390/su131810447>
- Grotelüschen, F. (2018): Tolle Idee! Was wurde daraus? Segel für Containerschiffe. Deutschlandfunk, <https://www.deutschlandfunk.de/tolle-idee-was-wurde-daraus-segel-fuer-containerschiffe-100.html> (14.11.2024)
- GSN (2020): Biofouling – Lösungsansätze gegen Biofouling an Schiffsrümpfen. Kompetenzzentrum GreenShipping Niedersachsen (Hg.), Elsfleth
- Günnel, T. (2021): Flettner-Rotor soll Verbrauch von Fähren senken. Next Mobility, <https://www.next-mobility.de/flettner-rotor-soll-verbrauch-von-faehren-senken-a-1069661/> (15.11.2024)
- Guven, D.; Ozgur Kayalica, M. (2023): Life-cycle assessment and life-cycle cost assessment of lithium-ion batteries for passenger ferry. In: Transportation Research Part D: Transport and Environment 115, Art. 103586, <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103586>
- Habibic, A. (2024a): EverLoNG concludes second carbon capture demonstration onboard LNG-powered ship. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/everlong-concludes-second-carbon-capture-demonstration-onboard-lng-powered-ship/> (6.12.2024)
- Habibic, A. (2024b): First steel cut for „world's largest“ hydrogen-powered ferry. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/first-steel-cut-for-worlds-largest-hydrogen-powered-ferry/> (9.1.2025)
- Hand, M. (2023): EPS completes ground-breaking installation carbon capture solution. Seatrade Maritime News, <https://www.seatrade-maritime.com/sustainability/eps-completes-ground-breaking-installation-of-carbon-capture-solution> (28.11.2024)
- Hans Böckler Stiftung (2020): Branchenmonitor Schiffbau. Düsseldorf
- Hapag-Lloyd (2024): Hapag-Lloyd orders 24 new container ships. <https://www.hapag-lloyd.com/en/company/press/releases/2024/11/hapag-lloyd-orders-24-new-container-ships---.html> (7.2.2025)
- Hartbrich, I. (2024): Climeworks nimmt größten CO<sub>2</sub>-Staubsauger der Welt in Betrieb. VDI Nachrichten, <https://www.vdi-nachrichten.com/technik/energie/climeworks-nimmt-bislang-groessten-co2-staubsauger-in-betrieb/> (2.1.2025)
- Helmholtz-Klima-Initiative (2023): Wie entzieht Direct Air Capture Kohlendioxid aus der Luft? <https://www.helmholtz-klima.de/faq/wie-entzieht-direct-air-capture-kohlendioxid-aus-der-luft> (2.1.2025)
- HESC (o. J.): The Suiso Frontier. <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/about-the-pilot-supply-chain/the-suiso-frontier/> (8.1.2025)
- HFW (2024): What will FuelEU mean for the LNG sector? Holman Fenwick Willan, <https://www.hfw.com/insights/what-will-fueleu-mean-for-the-lng-sector/> (31.3.2025)

- Hirschl, B.; Kern, F. (2024): Hoffnungsträger Wasserstoff. In: Ökologisches Wirtschaften 39(2), S. 14–15, <https://doi.org/10.14512/OEW390214>
- Hochwarth, D. (2024): Der Flettner-Rotor: Eine fast vergessene Erfindung. ingenieur.de, <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/rekorde/eine-fast-vergessene-erfindung-der-flettner-rotor/> (14.11.2024)
- Hoppe, F. (2023a): Grimaldi ordert 15 ammoniakfähige Autotransportschiffe. Deutsche Verkehrs-Zeitung, <https://www.dvzzero.de/grimaldi-ordert-ammoniakfaehige-autotransportschiffe-2695280> (7.2.2025)
- Hoppe, F. (2023b): Grüne Korridore auf See sollen Emissionen senken. Deutsche Verkehrs-Zeitung, <https://www.dvz.de/unternehmen/see/detail/news/gruenstreifen-auf-hoher-see-haefen.html> (13.5.2025)
- Huang, J.; Duan, X. (2023): A comprehensive review of emission reduction technologies for marine transportation. In: Journal of Renewable and Sustainable Energy 15(3), Art. 032702, <https://doi.org/10.1063/5.0150010>
- HY2GEN (2024): Hy2gen is awarded renewable electricity supply. <https://www.hy2gen.com/press-releases/project-courant-in-baie-comeau-quebec> (10.2.2025)
- HySTRA (o. J.): HySTRA – About. Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association, <http://www.hystra.or.jp/> (28.11.2024)
- IAEA (2024): Small modular reactors: Advances in SMR Developments. International Atomic Energy Agency, Wien
- idw (2022): „Für die Schifffahrt ist das ein Daniel Düsentrieb-Moment“. Informationsdienst Wissenschaft, <https://idw-online.de/de/news800605> (13.5.2025)
- IEA (2021): Ammonia technology roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. International Energy Agency, Paris, <https://doi.org/10.1787/f6daa4a0-en>
- IEA (2022): Direct Air Capture: A key technology for net zero. International Energy Agency, Paris, <https://doi.org/10.1787/bbd20707-en>
- IEA (2023): Aviation and shipping – Analysis. International Energy Agency, <https://www.iea.org/reports/aviation-and-shipping> (15.5.2025)
- IEA (2024a): Direct Air Capture. International Energy Agency, <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture> (2.1.2025)
- IEA (2024b): Global Hydrogen Review 2024. International Energy Agency, Paris
- IEA (2024c): Renewables 2024 – Analysis and forecasts to 2030. International Energy Agency, Paris
- IG Metall (2023): Beschäftigungsentwicklung im deutschen Schiffbau in den Jahren 2000 bis 2023. Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/202184/umfrage/beschaeftigungsentwicklung-im-deutschen-schiffbau/> (22.7.2024)
- IG Metall Küste (2024): Schiffbauumfrage 2024. Hamburg
- IHK Nord (2021): Maritime Wirtschaft im Zeichen der Corona-Pandemie. Industrie- und Handelskammer Nord, Hamburg
- IHK Nord (2022): Fit for 55 – FuelEU Maritime. Forderungen der norddeutschen Wirtschaft zu kohlenstoffarmen Treibstoffen in der Schifffahrt. Industrie- und Handelskammer Nord, Brüssel
- IMO (2011): Reduction of GHG emissions from ships. Marginal Abatement Costs and Cost Effectiveness of Energy-Efficiency Measures Submitted by the Institute of Marine Engineering, Science and Technology (IMarEST). International Maritime Organization, London
- IMO (2019): Nitrogen Oxides (NOx) – Regulation 13. International Maritime Organization, [https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Nitrogen-oxides-\(NOx\)-%E2%80%93-Regulation-13.aspx](https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Nitrogen-oxides-(NOx)-%E2%80%93-Regulation-13.aspx) (29.11.2024)

- IMO (2020): Interim Guidelines for the Safety of Ships Using Methyl/ethyl Alcohol as Fuel. International Maritime Organization, London
- IMO (2021a): Fourth IMO GHG Study 2020 – Full report and annexes. International Maritime Organization, London
- IMO (2021b): Guidelines for determining minimum propulsion power to maintain the maneuverability of ships in adverse conditions. International Maritime Organization, London
- IMO (2021c): IMO2020 fuel oil sulphur limit – cleaner air, healthier planet. International Maritime Organization, <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/02-IMO-2020.aspx> (24.7.2024)
- IMO (2022): Impact of Ships' Biofouling on Greenhouse Gas Emissions. Preliminary Results. International Maritime Organization, London
- IMO (2023): 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships. International Maritime Organization, London
- IMO (2024a): 2024 Guidelines on Life Cycle GHG Intensity of Marine Fuels (2024 LCA Guidelines). International Maritime Organization, London
- IMO (2024b): Energy efficiency of ships: Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS (Reporting year: 2023). International Maritime Organization, London
- IMO (2025): IMO approves net-zero regulations for global shipping. International Maritime Organization, <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/IMO-approves-netzero-regulations.aspx> (15.4.2025)
- IN4climate.RR (2022): Technologiekomponentenanalyse Direct Air Capture. Wuppertal
- Intercontinental Exchange (2025): EU-Emissionshandel: Entwicklung der Preise 2025. Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1454492/umfrage/co2-preise-im-emissions-handelssystem-der-eu/> (2.9.2025)
- IPCC (2021): Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, <https://doi.org/10.1017/9781009157896>
- IPCC (2023): Climate Change 2023: Synthesis Report. Intergovernmental Panel on Climate Change, Genf, <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- IRENA (2021): A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- IRENA (2024): Renewable power generation costs in 2023: Executive summary. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- IRENA; Methanol Institute (2021): Innovation Outlook: Renewable Methanol. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- ISL (2021): Maritime Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland. Institut für Seeverkehrs-wirtschaft, Bonn
- ITF (2018): Decarbonising Maritime Transport 2035. Pathways to zero-carbon shipping by 2035. International Transport Forum, Paris
- JRC (2023): Advanced biofuels in the European Union: status report on technology development, trends, value chains & markets. Joint Research Centre, Luxemburg
- Kanchiralla, F. M. et al. (2022): Life-Cycle Assessment and Costing of Fuels and Propulsion Systems in Future Fossil-Free Shipping. In: Environmental Science & Technology 56(17), S. 12517–12531, <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c03016>

- Kanchiralla, F. M. et al. (2024): Role of biofuels, electro-fuels, and blue fuels for shipping: environmental and economic life cycle considerations. In: Energy & Environmental Science 17, S. 6393–6418, <https://doi.org/10.1039/D4EE01641F>
- Kölling, M. (2023): Gekochter Reis für Lecks: Diese und andere Gründe stehen Atomschiffen im Weg. MIT Technology Review, 18.12.2023, <https://www.heise.de/hintergrund/Erleben-Atomschiffe-wirklich-ihren-zweiten-Fruehling-9577362.html> (13.10.2025)
- Lagouvardou, S. et al. (2020): A Literature Survey on Market-Based Measures for the Decarbonization of Shipping. In: Sustainability 12(10), Art. 3953, <https://doi.org/10.3390/su12103953>
- Larsson, F.; Mellander, B.-E. (2017): Lithium-ion Batteries used in Electrified Vehicles – General Risk Assessment and Construction Guidelines from a Fire and Gas Release Perspective. RISE Research Institutes of Sweden, Borås
- Lauf, D. T. et al. (2023): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
- Law, L. C. et al. (2021): A Comparison of Alternative Fuels for Shipping in Terms of Lifecycle Energy and Cost. In: Energies 14(24), Art. 8502, <https://doi.org/10.3390/en14248502>
- Lee, H. M. (2024): China's green ammonia capacity in focus ahead of coal power decarbonization. S&P Global Commodity Insights, <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/agriculture/072424-chinas-green-ammonia-capacity-in-focus-ahead-of-coal-power-decarbonization> (10.2.2025)
- Lindner, M. (2024): Wasserstoff: Erste Erfolge mit Ammoniak als CO<sub>2</sub>-freiem Treibstoff bei Schiffen. Telepolis, <https://www.telepolis.de/features/Wasserstoff-Erste-Erfolge-mit-Ammoniak-als-CO2-freiem-Treibstoff-bei-Schiffen-9997667.html> (7.2.2025)
- Lindstad, E. et al. (2021): Reduction of maritime GHG emissions and the potential role of E-fuels. In: Transportation Research Part D: Transport and Environment 101, Art. 103075, <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.103075>
- Lindstad, E. et al. (2022): Decarbonizing bulk shipping combining ship design and alternative power. In: Ocean Engineering 266, Art. 112798, <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.112798>
- Löschel, D. A. et al. (2024): Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring: Monitoringbericht 2024. Berlin
- LR (2024): Fuel for thought Nuclear: Expert insights into the future of alternative fuels. Lloyd's Register Group Limited, London
- Mackes, C. (2025): Doch nur eine halbe Emissionswende auf hoher See. Tagesspiegel Background, <https://background.tagesspiegel.de/verkehr-und-smart-mobility/briefing/doch-nur-eine-halbe-emissionswende-auf-hoher-see> (14.4.2025)
- Mærsk (2024a): Maersk completes order of 20 dual-fuel vessels. <https://www.maersk.com/news/articles/2024/12/02/maersk-completes-order-of-20-dual-fuel-vessels> (17.1.2025)
- Mærsk (2024b): Maersk names latest vessel of its dual-fuel methanol fleet „Alexandra Mærsk“ in Felixstowe. <https://www.maersk.com/news/articles/2024/10/09/maersk-names-latest-vessel-of-its-dual-fuel-methanol-fleet-alexandra-maersk> (17.1.2025)
- Mærsk Mc-Kinney Møller Center (2021): Position Paper Fuel Option Scenarios. [https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/Fuel-Options-Position-Paper\\_Oct-2021\\_final\\_2022-06-07-102920\\_edoy.pdf](https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/Fuel-Options-Position-Paper_Oct-2021_final_2022-06-07-102920_edoy.pdf) (29.10.2025)
- Mærsk Mc-Kinney Møller Center (2024a): Fuel Cell Technologies and Applications for Deep-Sea Shipping. <https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/Fuel-Cell-Technologies-and-Applications-for-Deep-Sea-Shipping.pdf> (8.1.2025)

- Mærsk Mc-Kinney Møller Center (2024b): FuelEU Explainer: Is the industry ready for 2025? <https://www.zerocarbonshipping.com/news/fueleu-explainer-is-the-industry-ready-for-2025/> (31.3.2025)
- Maier, J. (2025): Umweltschützer und Reeder gegen Biosprit vom Feld. Tagesspiegel Background, <https://background.tagesspiegel.de/verkehr-und-smart-mobility/briefing/umweltschuetzer-und-reeder-gegen-biosprit-vom-feld> (4.3.2025)
- Maisel, F. et al. (2023): A forecast on future raw material demand and recycling potential of lithium-ion batteries in electric vehicles. In: Resources, Conservation and Recycling 192, Art. 106920, <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2023.106920>
- Mallouppas, G.; Yfantis, E. Ar. (2021): Decarbonization in Shipping Industry: A Review of Research, Technology Development, and Innovation Proposals. In: Journal of Marine Science and Engineering 9(4), Art. 415, <https://doi.org/10.3390/jmse9040415>
- Mandra, J. O. (2024): Maersk names world's 1st large methanol-powered containership. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/maersk-names-worlds-1st-large-methanol-powered-containership/> (17.1.2025)
- Marine Flottenkommando (2023): Größte Schiffbaunationen nach Auftragsbestand 2022. Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28556/umfrage/groesste-schiffbaunationen-der-welt-nach-gewichteter-bruttoraumzahl/> (22.7.2024)
- MarineLink (2025): The Nuclear Option: ABS Grants AIP for 15K TEU Nuclear-Propelled Vessel Design. <https://www.marinelink.com/news/nuclear-option-abs-grants-aip-k-teu-522571> (20.10.2025)
- Menzel, N. (2021): Kawasaki nimmt Importterminal für Wasserstoff in Betrieb. CHEMIE TECHNIK, <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/kawasaki-nimmt-importterminal-fuer-wasserstoff-in-betrieb-103.html> (2.9.2025)
- Methanol Institute (o.J.a): Methanol Price and Supply/Demand. <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/> (24.7.2024)
- Methanol Institute (o.J.b): Renewable Methanol. <https://www.methanol.org/renewable/> (24.7.2024)
- MI News Network (2024): China Successfully Completes Its First Ammonia Bunkering Operation. <https://www.marineinsight.com/shipping-news/china-successfully-completes-its-first-ammonia-bunkering-operation/> (7.2.2025)
- MOL (2024): MOL, GCMD and Yara Clean Ammonia Succeeds Ammonia STS (Ship-To-Ship) Trial in Australia Port – Contribution for the Ammonia Bunkering Infrastructure Installation. Mitsui O.S.K. Lines, Ltd., <https://www.mol.co.jp/en/pr/2024/24106.html> (7.2.2025)
- National Academies (2019): Direct Air Capture. In: National Academies of Sciences, Engineering, and Medicines: Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda. Washington, DC, S. 189–246, <https://doi.org/10.17226/25259>
- Nationalaler Wasserstoffrat (2022): Einordnung verschiedener Pfade der Herstellung von Wasserstoff („Farbenlehre“). [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-04-01\\_NWR-Grundlagenpapier\\_Farbenlehre.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-04-01_NWR-Grundlagenpapier_Farbenlehre.pdf) (13.12.2024), o. O.
- Neef, C. et al. (2021): Recycling von Lithium-Ionen-Batterien: Chancen und Herausforderungen für den Maschinen- und Anlagenbau. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe
- Neumeier, F. (2021): Meyer-Werft-Interview: Kreuzfahrtschiffe mit Rumpf- und Strömungsoptimierung energieeffizienter machen – wie geht das? Cruisetricks.de, <https://www.cruisetricks.de/meyer-werft-interview-kreuzfahrtschiffe-mit-rumpf-und-stroemungsoptimierung-energieeffizienter-machen-wie-geht-das/> (11.11.2024)

- Neumeier, F. (2022): Wie viele Kreuzfahrtschiffe gibt es weltweit? Cruisetricks.de, <https://www.cruisetricks.de/wie-viele-kreuzfahrtschiffe-gibt-es-weltweit/> (20.3.2025)
- Ninnemann, J. et al. (2022): NOW-Studie Technologische Möglichkeiten und Voraussetzungen mobiler Landstromversorgung. NOW GmbH, Berlin
- Oceania Marine Energy (2024): Oceania's Vessels. [https://oceania.energy/portfolio/bunker\\_vessels/](https://oceania.energy/portfolio/bunker_vessels/) (28.11.2024)
- OECD (2025): The role of shipbuilding in maritime decarbonisation: impacts of technology developments and policy measures. Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris, <https://doi.org/10.5194/oos2025-749>
- Orgeldinger, S. (2018): Bionische Rumpfbeschichtung für weniger Energieverbrauch und Abgasemissionen. Automation NEXT, <https://www.automation-next.com/specials/schiffbau/bionische-rumpfbeschichtung-fuer-weniger-225.html> (11.11.2024)
- Østvold, T. K. (2024): Paving the way for large-scale transportation of liquid hydrogen. Maritime Impact, <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/paving-the-way-for-large-scale-transportation-of-liquid-hydrogen/> (8.1.2025)
- Ozkan, M. et al. (2022): Current status and pillars of direct air capture technologies. In: iScience 25(4), Art. 103990, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.103990>
- Papanikolaou, A. (Hg.) (2019): A Holistic Approach to Ship Design: Volume 1: Optimisation of Ship Design and Operation for Life Cycle. Cham, <https://doi.org/10.1007/978-3-030-02810-7>
- Papanikolaou, A. et al. (2024): Ship Design in the Era of Digital Transition: A State-of-the-Art Report. In: Proceedings of 15th International Marine Design Conference, <https://doi.org/10.59490/imdc.2024.784>
- Pariotis, E. G. et al. (2016): Energy Saving Techniques in Ships (Technical and Operational Measures). ResearchGate, [https://www.researchgate.net/profile/Theodoros-Zannis/publication/304335354\\_Energy\\_Saving\\_Techniques\\_in\\_Ships\\_Technical\\_and\\_Operational\\_Measures/links/577387f808aead7ba06cbabb/Energy-Saving-Techniques-in-Ships-Technical-and-Operational-Measures.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Theodoros-Zannis/publication/304335354_Energy_Saving_Techniques_in_Ships_Technical_and_Operational_Measures/links/577387f808aead7ba06cbabb/Energy-Saving-Techniques-in-Ships-Technical-and-Operational-Measures.pdf) (25.7.2025)
- Patel, P. (2024): The Case for Nuclear Cargo Ships. IEEE Spectrum, <https://spectrum.ieee.org/nuclear-powered-cargo-ship> (13.10.2025)
- Petković, M. et al. (2021): Wind Assisted Ship Propulsion Technologies – Can they Help in Emissions Reduction? In: Naše more 68(2), S. 102–109, <https://doi.org/10.17818/NM/2021/2.6>
- Prevljak, N. H. (2024): Japan to launch first ammonia-fueled ammonia gas carrier in 2026. Offshore Energy, <https://www.offshore-energy.biz/japan-to-launch-first-ammonia-fueled-ammonia-gas-carrier-in-2026/> (7.2.2025)
- Pu, Y.-H. et al. (2024): Renewable Methanol as a Fuel for Heavy-Duty Engines: A Review of Technologies Enabling Single-Fuel Solutions. In: Energies 17(7), Art. 1719, <https://doi.org/10.3390/en17071719>
- Puckelwald, J. (2023a): Aktuelle Nachfrageentwicklung nach alternativen Kraftstoffen in der Hochseeschifffahrt. Deutsches Maritimes Zentrum, Working Papier 2, Hamburg
- Puckelwald, J. (2023b): Hintergrund Schiffstypen. Deutsches Maritimes Zentrum, <https://dmz-maritim.de/hintergrund-schiffstypen/> (17.1.2025)
- Qazi, S. et al. (2023): Powering Maritime: Challenges and prospects in ship electrification. In: IEEE Electrification Magazine 11(2), S. 74–87, <https://doi.org/10.1109/MELE.2023.3264926>
- Ramboll (2022): Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten. Rostock

- Reuters (2024): Which companies back ammonia-fuelled ships to help cut emissions? <https://www.reuters.com/markets/commodities/which-companies-back-ammonia-fuelled-ships-help-cut-emissions-2024-10-27/> (7.2.2025)
- Ricardo; DNV (2023): Study on the Readiness and Availability of Low- and Zero-Carbon Ship Technology and Marine Fuels. Harwell
- Riemer, M. et al. (2022): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility und Economic Considerations. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe
- Rinortner, K. (2022): Elektrosegel: So werden selbst Dickschiffe umweltfreundlich. ELEKTRONIK-PRAXIS, <https://www.elektronikpraxis.de/elektrosegel-so-werden-selbst-dickschiffe-umweltfreundlich-a-1114425/> (14.11.2024)
- Riviera News (2023): Norled's hydrogen ferry approved for service. <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/norleds-liquid-hydrogen-ferry-hydra-to-enter-active-service-75630> (9.1.2025)
- Rosenberg, A.; Leitão, A. M. (2024): Mapping of zero-emission pilots and demonstration projects. Getting to Zero Coalition, [https://cms.globalmaritimeforum.org/wp-content/uploads/2023/05/Getting-to-Zero-Coalition\\_Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects\\_Fourth-edition.pdf](https://cms.globalmaritimeforum.org/wp-content/uploads/2023/05/Getting-to-Zero-Coalition_Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects_Fourth-edition.pdf) (22.7.2025)
- Roux, M. et al. (2024): A review of life cycle assessment studies of maritime fuels: Critical insights, gaps, and recommendations. In: Sustainable Production and Consumption 50, S. 69–86, <https://doi.org/10.1016/j.spc.2024.07.016>
- SAFETY4SEA (2025a): IMO agrees to revision of regulations for nuclear-powered ships. <https://safety4sea.com/imo-agrees-to-revision-of-regulations-for-nuclear-powered-ships/> (20.10.2025)
- SAFETY4SEA (2025b): IMO decides to postpone adoption of Net-Zero Framework. [https://safety4sea.com/imo-decides-to-postpone-adoption-of-netzero-framework/](https://safety4sea.com/imo-decides-to-postpone-adoption-of-net-zero-framework/) (20.10.2025)
- Savinykh, E.; Zhang, W. (2021): Fire Risk Assessment of Battery Ship Based on Bayesian Network. 6th International Conference on Transportation Information and Safety (ICTIS). Wuhan, <https://doi.org/10.1109/ICTIS54573.2021.9798528>
- Schaal, S. (2021): Stena Line plant zwei E-Fähren in der Ostsee. electrive.net, <https://www.electrive.net/2021/02/09/stena-line-plant-zwei-e-faehren-in-der-ostsee/> (3.4.2025)
- Schaudwet, C. (2025): Grüner Wasserstoff wird und bleibt teurer. Tagesspiegel Background, <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/gruener-wasserstoff-wird-und-bleibt-teurer> (24.6.2025)
- Schemme, S. (2020): Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>. Forschungszentrum Jülich GmbH, Dissertation Energie & Umwelt 511, Jülich, <https://doi.org/10.18154/RWTH-2020-09988>
- Scheuermann, A. (2024): Welche Farben hat Wasserstoff? CHEMIE TECHNIK, <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/welche-farben-hat-wasserstoff-349.html> (16.1.2025)
- Schiff&Hafen (2023): MSC ordert zwei wasserstoffbetriebene Kreuzfahrtschiffe. <https://www.schiffundhafen.de/nachrichten/schiffbau/detail/msc-ordert-zwei-wasserstoffbetriebene-kreuzfahrtschiffe.html> (29.11.2024)
- Schiff&Hafen (2024): Werftengruppe FSG-Nobiskrug meldet Insolvenz. <https://www.schiffundhafen.de/nachrichten/schiffbau/detail/werftengruppe-fsg-nobiskrug-vermeldet-insolvenz.html> (8.1.2025)

- Schlautmann, C. (2021): Elbblue: Containerschiff tankt erstmals „grünes“ Gas. Handelsblatt, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-konsumgueter/seefahrt-containerschiff-elbblue-tankt-erstmals-gruenes-gas-/27659806.html> (17.1.2025)
- Schmaltz, T. et al. (2023): A Roadmap for Solid-State Batteries. In: Advanced Energy Materials 13(43), Art. 2301886, <https://doi.org/10.1002/aenm.202301886>
- Schober, J. et al. (2024): Zukunftspotentiale der Binnenschifffahrt. In: Schober, J. et al. (Hg.): Umweltorientierung in der Binnenschifffahrt: Status quo und Zukunftspotentiale. Wiesbaden, S. 37–45, [https://doi.org/10.1007/978-3-658-45385-5\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-658-45385-5_5)
- SEA-LNG (2024a): Liquefied e-methane fact sheet. [https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2024/06/24-06-07\\_Liquefied\\_E-methane\\_Fact\\_Sheet\\_May24\\_FINAL100.pdf](https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2024/06/24-06-07_Liquefied_E-methane_Fact_Sheet_May24_FINAL100.pdf) (1.10.2024)
- SEA-LNG (2024b): SEA-LNG Member Gasum announces renewable e-methane (e-LNG) deliveries from 2026. <https://sea-lng.org/2024/01/sea-lng-member-gasum-announces-renewable-e-methane-e-lng-deliveries-from-2026/> (1.10.2024)
- Seddiek, I. S.; Ammar, N. R. (2021): Harnessing wind energy on merchant ships: case study Flettner rotors onboard bulk carriers. In: Environmental Science and Pollution Research 28(25), S. 32695–32707, <https://doi.org/10.1007/s11356-021-12791-3>
- Siebel, T. (2020): Mit neuer Fügetechnik zu leichteren Schiffen. Springer Professional, <https://www.springerprofessional.de/leichtbau/verbindungstechnik/mit-neuer-fuegetechnik-zu-leichteren-schiffen/18185586> (22.7.2024)
- Sodiq, A. et al. (2023): A review on progress made in direct air capture of CO<sub>2</sub>. In: Environmental Technology & Innovation 29, Art. 102991, <https://doi.org/10.1016/j.eti.2022.102991>
- Sonnleitner, A.; Bacovsky, D. (2024): Development and Deployment of advanced biofuel demonstration facilities. IEA Bioenergy, o. O.
- S&P Global (2023): Methanol – Chemical Economics Handbook. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/methanol-chemical-economics-handbook.html> (23.7.2024)
- Statista (2024a): APM-Maersk – number of ships 2024. <https://www.statista.com/statistics/199366/number-of-ships-of-apm-maersk-in-december-2011/> (17.1.2025)
- Statista (2024b): Themenseite: Kreuzfahrt. <https://de.statista.com/themen/593/kreuzfahrt/> (20.3.2025)
- Statista (2025): Ammonia production worldwide 2023. <https://www.statista.com/statistics/1266378/global-ammonia-production/> (10.2.2025)
- Stena Line (2025): Stena Germanica. <https://stenaline.com/about-us/our-ships/stena-germanica/> (17.1.2025)
- SVA (2015): Twin- und Gegenlaufpropeller. <https://www.sva-potsdam.de/gegenlauf-und-tandem-propeller/> (7.1.2025)
- Svanberg, M. et al. (2018): Renewable methanol as a fuel for the shipping industry. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 94, S. 1217–1228, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.058>
- TAB (2022): Innovative Schiffbaukonzepte: Beitrag zur Nachhaltigkeit (Autor/innen: Kind, S. und Meißner, L.). Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Themenkurzprofil 57, Berlin, <https://doi.org/10.5445/IR/1000150235>
- Tan, F. (2024): MAN Energy Solutions to offer ammonia-fuelled ship engines after 2027. Reuters, <https://www.reuters.com/business/energy/man-energy-solutions-offer-ammonia-fuelled-ship-engines-after-2027-2024-03-04/> (7.2.2025)

- tankstelle (2023): ViGo Bioenergy – Erstbetankung von Duisburger Tankstelle mit Bio-LNG. <https://www.tankstelle-magazin.de/vigo-bioenergy-erstbetankung-von-duisburger-tankstelle-mit-bio-lng/> (3.4.2025)
- T&E (2025a): Shipping: Fuelling deforestation. Transport & Environment, <https://www.transportenvironment.org/uploads/files/IMO-Biofuels-TE-briefing-Feb-2025.pdf> (10.4.2025)
- T&E (2025b): UN shipping agreement a victory for multilateralism but a failure for the climate. Transport & Environment, <https://www.transportenvironment.org/articles/un-shipping-agreement-a-victory-for-multilateralism-but-a-failure-for-the-climate> (16.4.2025)
- The Economist (2024): A new age of sail begins. <https://www.economist.com/science-and-technology/2024/05/21/a-new-age-of-sail-begins> (30.5.2024)
- The Maritime Executive (2023a): First Ammonia-Ready Containership Delivered to CMB. <https://maritime-executive.com/article/first-ammonia-ready-containership-delivered-to-cmb> (7.2.2025)
- The Maritime Executive (2023b): Korea and EU to Jointly Develop Large Liquid Hydrogen Cargo Tanks. <https://maritime-executive.com/article/korea-and-eu-to-jointly-develop-large-liquid-hydrogen-cargo-tanks> (8.1.2025)
- The Maritime Executive (2023c): Stena Contracts Wärtsilä for Methanol Retrofit for Ferries. <https://maritime-executive.com/article/stena-contracts-waertsilae-for-methanol-retrofit-for-ferries> (29.11.2024)
- The Maritime Executive (2024a): Fuel Cell Pioneer Teco 2030 Files Bankruptcy as Industry Investment Slows. <https://maritime-executive.com/article/fuel-cell-pioneer-teco-2030-files-bankruptcy-as-industry-investment-slows> (9.1.2025)
- The Maritime Executive (2024b): Hapag and Gasum Set Bio-LNG Supply Contract for Rotterdam-Singapore Route. <https://maritime-executive.com/article/hapag-and-gasum-set-bio-lng-supply-contract-for-rotterdam-singapore-route> (17.1.2025)
- The Maritime Executive (2024c): Solvang Orders World's First Full-Scale Onboard Carbon Capture Retrofit. <https://maritime-executive.com/article/solvang-orders-world-s-first-full-scale-onboard-carbon-capture-retrofit> (6.12.2024)
- Tipping, M. (2025): Framing the future of maritime nuclear technology. Lloyd's Register, <https://www.lrl.org/en/knowledge/horizons/march-2025/framing-the-future-of-maritime-nuclear-technology/> (20.10.2025)
- Together in Safety (2022): Future Fuels Risk Assessment. London
- Tomos, B. A. D. et al. (2024): Decarbonising international shipping – A life cycle perspective on alternative fuel options. In: Energy Conversion and Management 299, Art. 117848, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117848>
- UBA (2022a): Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff. Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
- UBA (2022b): Seeverkehr – Luftschadstoffe, Energieeffizienz und Klimaschutz. Umweltbundesamt, 13.6.2022, <https://www.uba.de/n10949de> (11.12.2024)
- UBA (2022c): Die Treibhausgase. Umweltbundesamt, 14.11.2022, <https://www.uba.de/n17728de> (10.4.2025)
- UBA (2024a): Carbon Capture and Storage. Umweltbundesamt, 28.2.2024, <https://www.uba.de/n11085de> (9.4.2025)
- UBA (2024b): Wie klimaschädlich sind Flugreisen und Kreuzfahrten? Umweltbundesamt, 12.4.2024, <https://www.uba.de/n78079de> (20.3.2025)
- UBA (2025): Binnenschiffe. Umweltbundesamt, 1.1.2025, <https://www.uba.de/n5529de> (27.3.2025)

- Ueckerdt, F. et al. (2021): Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. In: Nature Climate Change 11(5), S. 384–393, <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- UN (2023): Review of Maritime Transport 2023: Towards a Green and Just Transition. United Nations, New York, <https://doi.org/10.18356/9789213584569>
- UNCTAD (2024): Anzahl der Schiffe der globalen Containerschiffsflotte bis 2024. United Nations Conference on Trade and Development; Statista, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28570/umfrage/anzahl-der-schiffe-der-globalen-containerschiffsflotte/> (14.3.2025)
- UNESCO (2018): Norwegian parliament adopts zero-emission regulations in World Heritage fjords. United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, <https://whc.unesco.org/en/news/1824> (3.4.2025)
- Uniper (2022): Marine Biofuel: B10M & B20M. [https://www.uniper.energy/sites/default/files/2022-04/ued\\_biofuel\\_brochure\\_sept.\\_16%20%281%29.pdf](https://www.uniper.energy/sites/default/files/2022-04/ued_biofuel_brochure_sept._16%20%281%29.pdf) (7.3.2025)
- Vahs, M. (2020): Retrofitting of Flettner Rotors – Results From Sea Trials of the General Cargo Ship „Fehn Pollux“. In: International Journal of Maritime Engineering 162(A4), A-371-A-379, <https://doi.org/10.3940/rina.2020.a4.641>
- Value Maritime (2024): Filtree System: Seagoing vessels meet IMO emission target for 2030 with this technology. <https://valuemaritime.com/news/filtree-system-seagoing-vessels-meets-imo-emission-target-for-2030-with-this-technology/> (6.12.2024)
- Van Stappen, F. et al. (2011): Direct and indirect land use changes issues in European sustainability initiatives: State-of-the-art, open issues and future developments. In: Biomass and Bioenergy 35(12), S. 4824–4834, <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.07.015>
- VARD (2025): NuProShip – exploring advanced nuclear propulsion in shipping. <https://www.vard.com/articles/nuproship-exploring-advanced-nuclear-propulsion-in-shipping> (20.10.2025)
- VDI (2022): VDI-EE 5915 – Umgang mit Flüssigerdgas (LNG) als Kraftstoff in der Binnenschifffahrt. Verein Deutscher Ingenieure, Berlin
- VDR (2020): Schiffe an die Steckdose: So funktioniert es im Hafen. Verband deutscher Reeder, Hamburg
- VDR (2024): Daten und Fakten zur Seeschifffahrt in Deutschland. Verband Deutscher Reeder, <https://www.reederverband.de/de/daten-und-fakten-zur-seeschifffahrt-deutschland> (4.12.2024)
- Vidović, T. et al. (2023): Systematic Overview of Newly Available Technologies in the Green Maritime Sector. In: Energies 16(2), Art. 641, <https://doi.org/10.3390/en16020641>
- Vincent, I.; Bessarabov, D. (2018): Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 81, S. 1690–1704, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258>
- VSM (2024): Jahresbericht 2023 | 2024. Verband für Schiffbau und Meerestechnik e. V., Hamburg
- Wang, Z. et al. (2024): Towards a marine green power system architecture: Integrating hydrogen and ammonia as zero-carbon fuels for sustainable shipping. In: International Journal of Hydrogen Energy 50, S. 1069–1087, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.207>
- Wärtsilä (2024): Landmark deal between Wärtsilä and Eidesvik Offshore pioneers growing demand for ammonia in shipping. <https://www.wartsila.com/media/news/26-08-2024-landmark-deal-between-wartsila-and-eidesvik-offshore-pioneers-growing-demand-for-ammonia-in-shipping-3485578> (7.2.2025)
- Wasserstoffkompass (2022): Elektrolysekapazitäten. Leistungen, Zielsetzungen und Bedarfe bis 2030. Berlin
- Wikipedia (o. J.): Blockkoeffizient. <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Blockkoeffizient&oldid=249537411> (13.8.2025)

- Wilhelmsen insights (2024): Implementing Vessel Performance Monitoring. <https://www.wilhelmsen.com/media-news-and-events/industry-perspectives/2024/implementing-vessel-performance-monitoring/> (22.11.2024)
- Wille, J. (2023): Übers Meer mit Strom und „Windwings“. Klimareporter°, <https://www.klimareporter.de/verkehr/uebers-meer-mit-strom-und-windwings> (24.3.2025)
- von Wirén, J. (2021): bp and Maersk Tankers Carry Out Successful Marine Biofuel Trials. Maersk Tankers, [https://www.maersk-tankers.com/newsroom/\[id\]](https://www.maersk-tankers.com/newsroom/[id]) (7.3.2025)
- Wissner, N. et al. (2023): Methanol as a marine fuel. Öko-Institut e. V., Berlin
- World Nuclear News (2025): Korean designed nuclear-powered LNG carrier certified. <https://world-nuclear-news.org/articles/korean-designed-nuclear-powered-lng-carrier-certified> (20.10.2025)
- Xin, S. et al. (2024): Roadmap for rechargeable batteries: present and beyond. In: Science China Chemistry 67(1), S. 13–42, <https://doi.org/10.1007/s11426-023-1908-9>
- Zerta, M. et al. (2019): Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt. NOW GmbH, Berlin
- Zhou, Y. (2020): The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions. International Council on Clean Transportation, <https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/Marine-biofuels-sept2020.pdf> (20.3.2025)
- ZKR (2018): Mannheimer Erklärung „150 Jahre Mannheimer Akte – Motor für eine dynamische Rhein- und Binnenschifffahrt“. Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, [https://www.ccr-zkr.org/files/documents/dmannheim/Mannheimer\\_Erklaerung\\_de.pdf](https://www.ccr-zkr.org/files/documents/dmannheim/Mannheimer_Erklaerung_de.pdf) (12.3.2025)
- ZKR (2021): Study on financing the energy transition towards a zero-emission European IWT sector. Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, Wien/Rotterdam
- ZKR (2022): Roadmap der ZKR zur Verringerung der Emissionen in der Binnenschifffahrt. Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, Straßburg
- ZKR (2023): Broschüre der Zentralkommission für die Rheinschifffahrt. Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, Straßburg

# **8 Anhang**

- 8.1 Abbildungen**
- 8.2 Tabellen**
- 8.3 Kästen**
- 8.4 Abkürzungen**

# 8 Anhang

## 8.1 Abbildungen

Abbildung 2.1	Herstellungspfade erneuerbarer Schiffskraftstoffe	26
Abbildung 2.2	Zukünftige Kosten der Wasserstoffproduktion	32
Abbildung 2.3	Verbrauch von B-Fuels in unterschiedlichen Sektoren 2023	37
Abbildung 2.4	Die Konzepte Well to Wake, Well to Tank und Tank to Wake	38
Abbildung 2.5	Kraftstoffe in der weltweiten Bestandsflotte nach Bruttoraumzahl 2024	60
Abbildung 2.6	Kraftstoffe im weltweiten Auftragsbuch nach Bruttoraumzahl 2024	61
Abbildung 2.7	THG-Emissionen erneuerbarer Kraftstoffe	62
Abbildung 2.8	Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Kraftstoffe	64
Abbildung 4.1	Blockkoeffizient	83
Abbildung 4.2	Schiff mit Wulstbug	86
Abbildung 4.3	Twistiertes Ruder mit integrierter Propulsionsbirne	88
Abbildung 4.4	Frachtschiff mit vier Rotorsegeln	91
Abbildung 4.5	Anzahl abgelieferter Seeschiffe deutscher Werften und Umsatzentwicklung	96
Abbildung 5.1	Ratings des Carbon Intensity Indicator (CII) für Schiffe ab 5.000 BRZ	112
Abbildung 5.2	Grenzwerte des Energy Efficiency Design Index (EEDI) für neue Schiffe ab 400 BRZ	113
Abbildung 5.3	Grenzwerte des Greenhouse Gas Fuel Standard für Schiffe ab 5.000 BRZ	114
Abbildung 5.4	Grenzwerte der Verordnung (EU) 2023/1805 für die THG-Intensität maritimer Kraftstoffe	117
Abbildung 5.5	Überblick über Maßnahmen der IMO sowie der EU zur Dekarbonisierung der Schifffahrt	122
Abbildung 6.1	Kraftstoffverbrauch der Schiffstypen 2018	131
Abbildung 6.2	Zusammensetzung der Flotten nach Schiffstypen der rheinischen Binnenschifffahrt (ZKR-Mitgliedsländer* und Luxemburg)	137

## 8.2 Tabellen

Tabelle 4.1	Widerstandsanteile bei verschiedenen Schiffstypen	82
-------------	---	----

## 8.3 Kästen

Kasten 2.1	Arten von Wasserstoff (Farben des Wasserstoffs)	27
Kasten 2.2	Verfahren zur Herstellung von Elektrolysewasserstoff	28
Kasten 2.3	Zur Klimawirkung von Wasserstoff aus fossilen Quellen	30
Kasten 2.4	Verfahren zur CO <sub>2</sub> -Gewinnung durch Direct Air Capture	33
Kasten 2.5	Methodik der THG-Emissionsabschätzung	40
Kasten 4.1	Kostenaspekte beim Bau und Betrieb von Schiffen	96
Kasten 4.2	Beispielhafte EU-Projekte zu innovativen Schiffbautechnologien	101
Kasten 4.3	Ausgewählte nationale Förderprojekte	104

## 8.4 Abkürzungen

AEL	alkalische Elektrolyse
AEM FC	Anion-Exchange Membrane Fuel Cell
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMS	Batteriemanagementsystem
BRZ	Bruttoräumzahl
CapEx	Capital Expenses/Investitionsausgaben
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CH <sub>3</sub> OH	Methanol
CH <sub>4</sub>	Methan
CII	Carbon Intensity Indicator
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DAC	Direct Air Capture
DCS	Data Collection System
DF/MF	Dual-Fuel/Mono-Fuel
DNV	Det Norske Veritas
DWT	Deadweight Tonnage
EEDI	Energy Efficiency Design Index
EEOI	Energy Efficiency Operational Indicator
EEXI	Energy Efficiency Existing Ship Index
EMSA	European Maritime Safety Agency
ETS	Emissions Trading System
FAME	Fatty Acid Methyl Esters
FP7	7. Forschungsrahmenprogramm
GFS/GFI	Greenhouse Gas Fuel Standard/Greenhouse Gas Fuel Intensity
GHG	Greenhouse Gas
GWP	Global Warming Potential
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H2020	Horizont 2020
HFO	Heavy Fuel Oil
HT-PEM FC	High Temperature Proton-Exchange Membrane Fuel Cell
HVO	Hydrated Vegetable Oil
IEA	International Energy Agency/Internationale Energieagentur
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
IMO	International Maritime Organization/Internationale Seeschifffahrtsorganisation
kWh/MWh	Kilo-/Megawattstunde
LCA	Life-Cycle-Assessment
LMG/LNG	Liquefied Methane Gas/Liquefied Natural Gas
LPG	Liquified Petroleum Gas
LSMG	Liquefied Synthetic Methane Gas
LT-PEM FC	Low Temperature Proton-Exchange Membrane Fuel Cell
MEPC	Marine Environmental Protection Committee
MGO	Marine Gas Oil

MRV	Monitoring, Reporting and Verification
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NCA	Nickel-Kobalt-Aluminium
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NMC	Nickel-Mangan-Kobalt
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
OCCS	Onboard Carbon Capture and Storage
OpEx	Operating Expenses/Betriebskosten
PEM	Polymerelektrolytmembran
PM	Particulate matter
RFNBO	Renewable Fuel of non-biological Origin
RoRo	Roll on Roll off
SBCC	Ship-Based Carbon Capture
SEEMP	Ship Energy Efficiency Management Plan
SMR	Small Modular Reactor
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SO <sub>x</sub>	Schwefeloxide
TEN-V	Transeuropäisches Verkehrsnetz
TCO	Total Cost of Ownership
TEN-T	Trans-European Transport Network
TEU	Twenty-Foot Equivalent Unit
UN	United Nations/Vereinte Nationen
VLSFO	Very Low Sulphur Fuel Oil
VSM	Verband für Schiffbau und Meerestechnik
WASP	Wind-assisted Propulsion
WTP	Waterborne Technology Platform
ZIM	Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand
ZKR	Zentralkommission für die Rheinschifffahrt

**Herausgeber**

Büro für Technikfolgen-Abschätzung  
beim Deutschen Bundestag  
Neue Schönhauser Straße 10  
10178 Berlin

Telefon: +49 30 28491-0  
E-Mail: buero@tab-beim-bundestag.de  
[www.tab-beim-bundestag.de](http://www.tab-beim-bundestag.de)

**2026**

**Bildnachweis**

Jonas Weinitschke, Adobe Stock (S. 1)

**ISSN:** 2364-2602

**DOI:** 10.5445/IR/1000190010

Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) berät das Parlament und seine Ausschüsse in Fragen des wissenschaftlich-technischen Wandels. Das TAB wird seit 1990 vom Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) betrieben. Grundlage ist ein Vertrag mit dem Deutschen Bundestag. Hierbei kooperiert es seit September 2013 mit dem IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiek Bewertung gGmbH sowie dem Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH.