

Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte

Kurzstudie

Impressum

Herausgeber Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Maritime Energiesysteme
www.dlr.de/ms/
Max-Planck-Straße 2
21502 Geesthacht

Telefon: +49 4152 8488 104
E-Mail: shaghayegh.kazemiesfeh@dlr.de

Beteiligte Institute Maritime Energiesysteme
Future Fuels
Vernetzte Energiesysteme
Technische Thermodynamik

Autoren Shaghayegh Kazemi Esfeh
Nathalie Monnerie
Sophia Mascher
David Baumstark
Dr. Dorottya Kriechbaumer
Dr. Nicole Neumann
Jonas Eschmann
Dr. Patrick Jochem
Marlene O'Sullivan
Juan Camilo Gomez Trillos
Dr. Thomas Vogt
Dr. Urte Brand
Dr. Syed Asif Ansar

Veröffentlichung 1. Auflage
Mai 2022

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt**

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestags

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| Impressum..... | 2 |
| 1. Einleitung..... | 5 |
| 2. Regularien zur Reduktion der maritimen Emissionen und alternative Brennstoffe | 6 |
| 2.1. IMO Strategien und Zeitplan zur Emissionsreduktion in der Schifffahrt | 6 |
| 2.2. EU Green Deal und die Einbeziehung der Schifffahrt in den ETS..... | 8 |
| 2.3. Vergleich der Regularien der verschiedenen Kraftstoffe nach Schiffstyp und Antriebssysteme..... | 9 |
| 2.3.1. Regularien für Wasserstoff an Bord..... | 10 |
| 2.3.2. Regularien für Ammoniak an Bord..... | 11 |
| 2.3.3. Regularien für Methanol an Bord..... | 12 |
| 2.3.4. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) an Bord..... | 13 |
| 2.4. Aktueller Stand des Regelwerks für die Verwendung von wasserstoffbasierten Kraftstoffen an Bord | 14 |
| 3. Herstellungspfade alternativer Kraftstoffe für den maritimen Sektor..... | 15 |
| 3.1. Konventionelle Herstellungsverfahren | 15 |
| 3.1.1. Wasserstoff..... | 15 |
| 3.1.2. Methanol..... | 15 |
| 3.1.3. Ammoniak..... | 16 |
| 3.2. Alternative Herstellungsverfahren zur Produktion synthetischer Kraftstoffe..... | 16 |
| 3.2.1. Wasserstoff..... | 16 |
| 3.2.2. Methanol..... | 18 |
| 3.2.3. Ammoniak..... | 19 |
| 3.3. Bewertung und Vergleich der alternativen Verfahrensrouten | 21 |
| 3.3.1. Techno-ökonomische Analyse der Herstellungsrouten alternativer Kraftstoffe | 21 |
| 3.3.2. Ökobilanz alternativer erneuerbarer Kraftstoffe..... | 23 |
| 4. Speicherung und Transport der zukünftigen Kraftstoffe | 26 |
| 4.1. Globaler Wasserstofftransport vom Erzeugungsort bis hin zu einem großen zentralen Knotenpunkt im Zielland | 27 |
| 4.2. Wasserstoff-Distribution zum Verbraucher | 28 |
| 4.3. Anforderungen an das Tanksystem für die Speicherung von Kraftstoffen an Bord | 30 |
| 4.3.1. Komprimierter Wasserstoff | 31 |
| 4.3.2. Flüssiger Wasserstoff..... | 32 |
| 4.3.3. Ammoniak..... | 32 |
| 4.3.4. Methanol..... | 33 |
| 4.3.5. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)..... | 33 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 4.4. | Anforderungen an die Tank- und Bunkerinfrastruktur am Hafen..... | 34 |
| 4.5. | Zu berücksichtigende Sicherheitsaspekte..... | 35 |
| 5. | Perspektiven von Anwendungsfällen für wasserstoffbasierte Kraftstoffe | 36 |
| 5.1. | Anwendungsfällen von wasserstoffbasierten Kraftstoffen an Bord | 36 |
| 5.2. | Ökologische und ökonomische Perspektiven des Einsatzes von Wasserstoff und Brennstoffzellen für die Schiffsenergieversorgung | 40 |
| 6. | Makroökonomische Auswirkungen | 46 |
| 6.1. | Bedeutung des internationalen Seehandels für den europäischen Wirtschaftsraum.... | 46 |
| 6.2. | Makroökonomische Folgeabschätzung der Energietransformation der europäischen Seeschifffahrt..... | 48 |
| 7. | Diskussion und Empfehlungen | 52 |
| 8. | Literaturverzeichnis..... | 54 |

1. Einleitung

Weltweit werden etwa 90 % des internationalen Güterverkehrs per Schiff abgewickelt. Die meisten Schiffe nutzen dabei Schweröl und sind für ungefähr 3 % des weltweiten Anteils an den CO₂-Emissionen verantwortlich. Die Dekarbonisierung des Schifffverkehrs spielt eine wichtige Rolle bei der Verwirklichung einer klimaneutralen Transportwirtschaft. Daher hat sich die International Maritime Organisation (Internationale Seeschifffahrtsorganisation, IMO) das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 2008 zu halbieren und gleichzeitig die CO₂-Emissionen pro Tonnenmeile bis 2050 um 70 % zu senken.

Um diese Ziele zu erfüllen besteht ein Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen, um die Umwelt- und Klimaauswirkungen der Schifffahrt kurz- und langfristig zu verringern. In dieser Kurzstudie werden alternative Kraftstoffe für die Zukunft des maritimen Sektors wie zum Beispiel Wasserstoff, Ammoniak, Methanol und flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) unter Berücksichtigung ihrer Produktion sowie Lagerung und Transports dargestellt.

Zu Beginn der vorliegenden Kurzstudie werden Wasserstofftechnologien und Herstellungsverfahren synthetischer Kraft- und Brennstoffe erläutert, die an Standorten mit viel Potenzial für die Erzeugung erneuerbarer Energien eingesetzt werden. Es wird ein Überblick über die Speicherung, den internationalen Transport, sowie die Binnenverteilung von Kraftstoffen zur Versorgung der Endverbraucher gegeben. Insgesamt werden die Importmöglichkeiten von erneuerbaren Kraftstoffen nach Deutschland und Europa unter technischen, ökonomischen und Sicherheitsaspekten bewertet, und anschließend werden mögliche Kandidaten für die Versorgung mit und die Anwendungsfälle von wasserstoffbasierten Kraftstoffen erläutert.

2. Regularien zur Reduktion der maritimen Emissionen und alternative Brennstoffe

2.1. IMO Strategien und Zeitplan zur Emissionsreduktion in der Schifffahrt

Auf Grund der weltweiten Klimaschutzziele werden dringend Lösungen für saubere Energie in der Schifffahrt benötigt. Zur Verringerung der Treibhausgasemissionen im internationalen Seeverkehr hat die IMO (International Maritime Organisation) verbindliche Maßnahmen beschlossen. Eine erste Strategie wurde im Jahr 2018 verabschiedet, die das Engagement der IMO für die Emissionsreduktion der globalen Schifffahrt bestätigt. Diese „Initial IMO Strategy“ sieht insbesondere vor, dass die gesamten jährlichen Emissionen bis 2050 um mindestens 50 % im Vergleich zu 2008 reduziert werden sollen. Weiterhin soll das Ziel verfolgt werden, die Treibhausgas (THG) Emissionen komplett zu vermeiden. Bis 2018 wurden nur Ziele verfolgt, die die Schadstoffemissionen von Schiffen, wie NO_x und SO_x, reduzieren.

Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, dass 2030 6-9 % der Kraftstoffe in der internationalen Schifffahrt erneuerbare und kohlenstoffarme Kraftstoffe sein sollen und im Jahr 2050 entsprechend 86-88 %. Zurzeit gibt es keine Mechanismen, um die externen Kosten der Treibhausgasemissionen zu internalisieren. Nachfolgend werden derzeit bestehende Auflagen in der Schifffahrt beschrieben, die zu diesen Zielen beitragen sollen [1].



Abbildung 1: IMO-Strategie zur Verringerung der Treibhausgasemissionen: Vision und Ambitionen [2].

Um die strengen Emissionsgrenzwerte einzuhalten, wurden verschiedene Optimierungsbereiche ermittelt: Logistik, Verringerung der Geschwindigkeit und Optimierung der Routen, um Treibstoff zu sparen; Hydrodynamik, durchgängige Beschichtung des Schiffsrumpfes und Optimierung der Rumpfform; Maschinen, Einsatz von Maschinen mit höherem Wirkungsgrad und Wiederverwendung von Abwärme; Treibstoffe, Einsatz von nachhaltigeren Treibstoffen. Der letzte Punkt hat das größte Potenzial unter allen Lösungen [3]. Eine Mischung aus technischen,

betrieblichen und innovativen Lösungen für Schiffe sowie Angaben zu ihrem ungefähren Treibhausgasreduktionspotenzial sind in Abbildung 2 dargestellt.

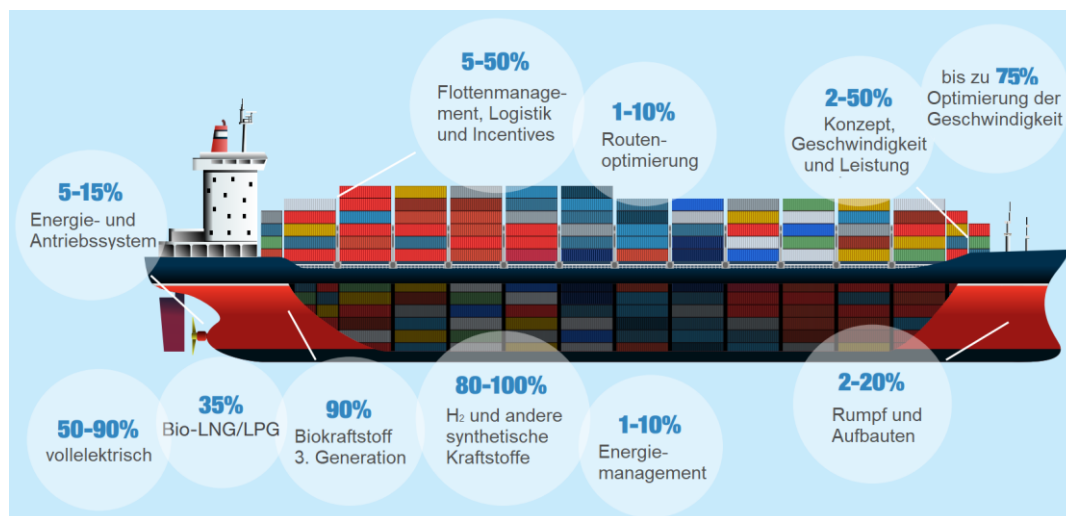


Abbildung 2: Innovative Lösungen zur Verringerung der Emissionen in der Schifffahrt (Quelle: IMO).

Die IMO verabschiedete im Jahr 2021 einen Arbeitsplan für das konkrete Vorgehen, um Fortschritte bei den mittel- und langfristigen Maßnahmen zu erzielen. Dazu gehören auch Anreize für die Umstellung von fossilen Brennstoffen auf kohlenstoffarme und kohlenstofffreie Brennstoffe. Die Optimierung der Logistikkette und ihrer Planung, einschließlich der Häfen, wird als eine mögliche kurzfristige Maßnahme genannt, ebenso wie die Einleitung von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu Schiffsantrieben, alternativen kohlenstoffarmen und kohlenstofffreien Kraftstoffen und innovativen Technologien zur weiteren Verbesserung der Energieeffizienz von Schiffen. Mittelfristig werden in der Strategie mögliche Maßnahmen genannt, darunter ein Umsetzungsprogramm für die effektive Einführung alternativer Kraftstoffe, einschließlich einer Aktualisierung der nationalen Aktionspläne, um solche Kraftstoffe speziell zu berücksichtigen [4].

In diesem Kontext hat die IMO auch Designgrenzwerte für die Treibstoffmenge festgelegt, die jeder Schiffstyp bei einer bestimmten Ladekapazität verbrauchen darf. Künftig gebaute Schiffe müssen diese Basiswerte um einen bestimmten Betrag unterbieten, der im Laufe der Zeit immer strenger wird. Ab dem 1. April 2022 gilt ein strengerer Energieeffizienzindex (EEDI) "Phase 3" für neu gebaute Schiffstypen, die deutlich energieeffizienter sein müssen als die Basisversion. Demnach sollten zum Beispiel große Containerschiffe eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um bis zu 50 % aufweisen. Ab Anfang 2023 müssen alle neu gebauten Schiffe auch die Anforderungen der EEXI-Richtlinie erfüllen, mit dem Ziel, die CO₂-Intensität aller Schiffe bis 2030 im Vergleich zu 2008 um 40 % zu senken [5]. Im Rahmen der Energieeffizienzvorschriften müssen bestehende Schiffe nun über einen Energieeffizienz-Managementplan verfügen, der u. a. eine verbesserte Reiseplanung, eine häufigere Reinigung der Unterwasserteile des Schiffs und des Propellers, die Einführung technischer Maßnahmen wie Abwärme-Rückgewinnungssysteme oder sogar den Einbau eines neuen Propellers vorsieht.

Zur Erreichung der THG-Reduktionsziele und zur Einhaltung der IMO-Grenzwerte für den Schwefelgehalt des an Bord von Schiffen verwendeten Schweröls (IMO 2020) wurden und werden mehrere Optionen in Betracht gezogen, darunter die Verwendung von ultra-schwefelarmem Heizöl (ULSFO), sehr schwefelarmem Heizöl (VLSFO), Abgasreinigungssystemen und alternativen Kraftstoffen wie Flüssigerdgas (LNG). Da LNG jedoch ebenfalls ein fossiler Brennstoff ist, sind sich Regulierungsbehörden und Interessengruppen darüber im Klaren, dass zusätzliche Anstrengungen erforderlich sind, um die maritime Industrie auf eine Kombination von Lösungen umzustellen, die alternative und emissionsfreie Schiffskraftstoffe einbeziehen, um diese Emissionsprobleme zu bewältigen. Forschung und Entwicklung werden von entscheidender Bedeutung sein, da die in der ursprünglichen IMO-Strategie vereinbarten Ziele nicht mit fossilen Kraftstoffen erreicht werden können. Es ist notwendig, kohlenstofffreie Antriebsarten attraktiver zu machen und Investitionen in innovative nachhaltige Technologien und alternative Kraftstoffe zu lenken. Wasserstoff kann als Schiffskraftstoff einen THG-freien Weg ermöglichen [6].

2.2. EU Green Deal und die Einbeziehung der Schifffahrt in den ETS

Nachdem die internationalen Verpflichtungen, welche die IMO im Zuge der „Initial GHG-Strategy“ etablierte, als nicht ausreichend eingeschätzt wurden [7], um die Klimaziele der EU zu erreichen, unterbreitete die EU-Kommission im Zuge des *Green Deals* einen Vorschlag die maritimen Emissionen ab 2024 schrittweise in das europäische Emissionshandelssystem (ETS) mit aufzunehmen [8].

Das europäische Emissionserfassungssystem (MRV) besteht seit 2018 und erfasste im Jahr 2020 147 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen aus der Schifffahrt. Die Emissionen lassen sich in Emissionen im Hafen (6 %), Emissionen auf inraeuropäischen Fahrten (30 %) und Emissionen auf extraeuropäischen Fahrten (64 %) unterteilen [9]. Während in der Vergangenheit ausschließlich Emissionen in Häfen im Kontext des lokalen Umweltschutzes durch die EU reguliert wurden, sollen nun im Zuge des *Green Deals* auch die Emissionen während der Fahrt durch eine Einbindung in das ETS reguliert werden. Im Vorfeld wurde eine Reihe an Vorschlägen auch auf ihre makroökonomische Wirkung hin untersucht. Diese unterschieden sich insbesondere in Hinblick auf die Frage, ob auch extraeuropäische Fahrten zu 100 % im ETS berücksichtigt werden sollten [10].

Die EU-Kommission legte sich am 14.07.2020 auf die Option MAR 1 fest [8]. Diese sieht die Einbeziehung der Emissionen in Häfen, auf inraeuropäischen Fahrten und zu 50 % auf extraeuropäischen Fahrten vor. Im Jahr der voraussichtlichen Einführung (2023) soll das gesamte jährliche ETS-Volumen um 79 Millionen Zertifikate erhöht werden. Dieser Wert basiert auf dem Durchschnitt der Emissionen von 2018-2019 mit einem jährlichen linearen Reduktionsfaktor von 4,2 % ab 2021. Die Verpflichtung zum Kauf soll schrittweise eingeführt werden (20 % in 2023, 45 % in 2024, 70 % in 2025 and 100 % ab 2026). Nach dem EU-Assessment würden dadurch im Jahr 2030 über alle Sektoren 45 Tonnen weniger THG ausgestoßen werden als im Basisszenario. Davon würden elf Tonnen direkt im maritimen Sektor eingespart. Dies entspräche einer

Sektorreduktion von -13 %. Eine noch größere Wirkung mit Einsparungen von insgesamt 59 Millionen Tonnen CO₂ hätte die Einbeziehung von 100 % der extraeuropäischen Fahrten [10].

Die Antwort vom 24.01.2022 des zuständigen Berichterstatters Peter Liese des EU-Parlaments auf den Vorschlag der Kommission beinhaltete daher eben jene Forderung nach der Einbeziehung von 100 % der extraeuropäischen Fahrten und den Vorschlag der Einrichtung eines „Ocean-Funds“, welcher 75 % der Einnahmen, der aus der Versteigerung aus Zertifikaten im maritimen Sektor kommt, nutzt, um die Defossilisierung des maritimen Sektors zu unterstützen [11]. Die endgültige Ausgestaltung des ETS für maritime Emissionen ist demnach noch offen und wird im Trilog zwischen Kommission, Parlament und Rat geklärt werden müssen.

Außerhalb der EU stieß der Vorschlag vornehmlich auf Ablehnung. So positioniert sich beispielsweise der Asiatische Reederverband gegen jede einseitige oder regionale Regulierung des internationalen Seeverkehrs und hält die IMO für das einzige geeignete Forum für die Entwicklung marktbasierter Instrumente zur CO₂-Einsparung im internationalen Seeverkehr [12]. Auch die Internationale Schifffahrtskammer hält die Maßnahme für nicht geeignet, da diese nur 7,5 % der weltweiten maritimen Emissionen betrafte [13].

2.3. Vergleich der Regularien der verschiedenen Kraftstoffe nach Schiffstyp und Antriebssysteme

Es bestehen zwei Kategorien von Wasserstoffspeicherverfahren: Die physikalische und die stoffliche Speicherung. Die physikalische Speicherung basiert auf dem Prinzip der Veränderung von Temperatur und/oder Druck, ohne die chemische Struktur des Wasserstoffs zu verändern. Durch Kühlung und Kompression wird die volumetrische Dichte erhöht, um den Wasserstoff im Tanksystem zu speichern. Dies ist derzeit der am weitesten entwickelte Speichertyp und wird am häufigsten in der Industrie und in der Mobilität eingesetzt. Die materialbasierte Wasserstoffspeicherung erfolgt durch die Bindung von Wasserstoffmolekülen an andere Molekülstrukturen oder an die Oberfläche anderer Materialien. Dies wird bei der Hydridspeicherung oder durch Adsorption erreicht [14].

| Physikalisch-basiert | | | Material-basiert | |
|----------------------|-----------------|---------|--|---|
| Unter Druck | Kryokomprimiert | Flüssig | Hydride <ul style="list-style-type: none"> • Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) • Metallhydride • Methanol • Ammoniak | Adsorption <ul style="list-style-type: none"> • Kohlenstoff-Materialien • Zeolithe • Nanostrukturen • Clathrate |

Tabelle 1: Überblick über die verschiedenen Methoden der Wasserstoffspeicherung.

Alternative und kohlenstofffreie Kraftstoffe sind attraktive Lösungen für die Dekarbonisierung der Schifffahrt, allerdings gibt es noch einige Herausforderungen dabei. Jeder Kraftstofftyp hat Vor-

und Nachteile, basierend auf seinen Eigenschaften und der Verfügbarkeit von Technologien und Regeln für die Lagerung und Verwendung an Bord von Schiffen, siehe Tabelle 2.

| Kraftstoff | Vorteile | Nachteile |
|---------------------------|--|--|
| Komprimierter Wasserstoff | <ul style="list-style-type: none"> • Guter Wirkungsgrad • Stößt nur Wasser aus • Bekannte Technologie (z. B. Brennstoffzellenfahrzeug) | <ul style="list-style-type: none"> • Hoch brennbar • Großes Lagervolumen und Gewicht • Zurzeit keine Regeln verfügbar |
| Flüssiger Wasserstoff | <ul style="list-style-type: none"> • Hohe Energiedichte • Sehr reiner Wasserstoff • Stößt nur Wasser aus | <ul style="list-style-type: none"> • Komplexe Lagerung erforderlich • Schwierig zu handhaben • Kryogenische Temperatur • Hoch brennbar • Keine Regeln verfügbar |
| Metallhydrid | <ul style="list-style-type: none"> • Niedrige Speicherdrücke • Sicher • Enthält reinen Wasserstoff | <ul style="list-style-type: none"> • Hohes Gewicht (auch in entlademem Zustand) • Hohe Kosten • Schwierig zu produzieren |
| LOHC | <ul style="list-style-type: none"> • Einfach zu handhaben • Vorhandene Öl-Infrastruktur kann genutzt werden • Sicher • Enthält reinen Wasserstoff | <ul style="list-style-type: none"> • Gefahr für aquatisches Leben • LOHC muss recycelt werden • Geringe Energiedichte • hoher Logistikaufwand |
| Ammoniak | <ul style="list-style-type: none"> • Frei von Kohlenstoff • Vorhandene Erfahrung als Fracht oder Kältemittel • höhere Energiedichte als Wasserstoff | <ul style="list-style-type: none"> • Giftig • Noch nicht kommerziell verfügbar • Keine IMO-Regeln verfügbar • Kosten |
| Methanol | <ul style="list-style-type: none"> • Flüssig bei Raumtemperatur • Leicht zu handhaben • Ausgereifte Technologie • Regeln und Vorschriften existieren • Höhere Energiedichte als Wasserstoff | <ul style="list-style-type: none"> • Giftig • Enthält Kohlenstoff • Kosten |

Tabelle 2: Vor- und Nachteile der wasserstoffbasierten Kraftstoffe.

Die IMO ist eine Sonderorganisation der UN für die Sicherheit und den Umweltschutz im internationalen Seeverkehr. Zu diesem Zweck erlässt sie Vorschriften, die unter anderem Sicherheitsanforderungen für die Konstruktion und Ausrüstung von Schiffen, aber auch betriebliche Anforderungen, wie die notwendige Ausbildung der Besatzungen, enthalten [15]. Die Einhaltung dieser Vorschriften wird von den Flaggenstaaten überwacht.

Das „International Convention for the Safety of Life at Sea“ (SOLAS) legt international anerkannte Mindestanforderungen für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Schiffen fest. IGF-Code ist der rechtliche Rahmen für Anwendung von maritimen Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt wie Wasserstoff. Er bildet die Grundlage für die Akzeptanz eines alternativen Designs zur Überprüfung der Einhaltung der Vorschriften für Schiffe, die andere Gaskraftstoffe als LNG verwenden – zum Beispiel, Wasserstoff. Für Schiffe, die LNG befördern, gilt der „International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk“ (IGC-Code).

Die IMO hat Arbeiten zur Entwicklung von Regularien für die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff begonnen. Dazu soll eine neue Zwischenrichtlinie zum IGF-Code, ähnlich wie bei den Regularien für Brennstoffzellen, entwickelt werden [16].

2.3.1. Regularien für Wasserstoff an Bord

Wasserstoff kann als eine praktikable Lösung für den Kurzstreckenseeverkehr (siehe Kapitel 4) angesehen werden. Als flexibler Energieträger ist er für den Transport zu Bunkeranlagen besser geeignet. Wasserstoff-Brennstoffzellen könnten eine Alternative zu heutigen Verbrennungs-

motoren sein, wobei zu berücksichtigen ist, dass Wasserstoff nur je nach Wertschöpfungskette und je nachdem, ob er aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wird, eine wirklich emissionsfreie Option ist [17].

Für die Lagerung von Wasserstoff als Kraftstoff an Bord gibt es bisher keine Vorschriften. Auch für die Verwendung von komprimiertem Wasserstoff als Treibstoff für Schiffe gelten keine spezifischen Normen. Die bestehenden Vorschriften für komprimiertes Erdgas (CNG) können jedoch als Ausgangspunkt für eine spezifischere Bewertung von Wasserstoff verwendet werden. Für Schiffsanwendungen werden Druckgastanks normalerweise einzeln genehmigt. Die einzelnen Tankkonstruktionen müssen daher auf der Grundlage einer Liste von Anforderungen nach Klassen bewertet werden. Die IGC- und IGF-Codes beziehen sich auf die Lagerung von Flüssiggas an Bord von Schiffen. Die Tankvorschriften für die Lagerung von Flüssiggas gelten grundsätzlich auch für Wasserstoff, der zur Verflüssigung abgekühlt wird. Auf Grund der Eigenschaften von Wasserstoff, einschließlich der niedrigen Speichertemperaturen, sind jedoch zusätzliche Überlegungen erforderlich. Der „Interim Recommendations for Carriage of Liquid Hydrogen in Bulk“ ist eine vorläufige Richtlinie des IGC-Codes, die derzeit die Beförderung von Wasserstoff als Ladung im Rahmen eines Pilotprojekts (Australien nach Japan) erlaubt, aber noch nicht Teil des IGC-Codes ist.

Bisher enthält der IGC-Code auch keinen Anwendungsbereich in Bezug auf Wasserstoff als Kraftstoff und somit ist die Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff auf einem Schiff nicht zulässig, selbst wenn das Schiff Wasserstoff als Ladung mitführt. Das bedeutet, dass LH₂, das aus dem Laderaum abgelassen wird, heute nicht als Brennstoff verwendet werden kann, es sei denn, es wird ein gleichwertiges Sicherheitsniveau nachgewiesen. Für die Beförderung von LH₂ müssen die Beförderer die SOLAS-Bestimmungen einhalten, die Mindestanforderungen an den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Schiffen festlegen. Außerdem müssen LH₂-Transportunternehmen den IGC-Code einhalten [17].

2.3.2. Regularien für Ammoniak an Bord

Ammoniak hat in letzter Zeit als potenzieller Schiffskraftstoff, der diese Dekarbonisierung vorantreiben könnte, zunehmend an Aufmerksamkeit gewonnen. Im Zusammenhang mit einer wachsenden Wasserstoffwirtschaft ist Ammoniak auch deshalb interessant, weil es die günstigste Form ist, um Wasserstoff über große Entfernungen und in großen Mengen zu transportieren. Es gibt potenzielle Risiken und Herausforderungen bei der Verwendung von Ammoniak, die seine Eignung als künftiger Schiffskraftstoff beeinträchtigen könnten. Ammoniak kann als Schiffskraftstoff sowohl in Verbrennungsmotoren als auch in Brennstoffzellen verwendet werden. Die Verbrennung von Ammoniak oder Ammoniakgemischen kann zu Emissionen von Stickoxiden, Distickstoffoxid und zum direkten Abgasen von Ammoniak führen. Brennstoffzellen könnten das Problem der Emissionen von Verbrennungsmotoren umgehen, aber ihr kommerzieller Einsatz in der Hochseeschifffahrt ist noch weiter entfernt als der von Ammoniak-Verbrennungsmotoren. Die Verwendung von Ammoniak in Brennstoffzellen sollte daher parallel zur Entwicklung von Ammoniakmotoren vorangetrieben werden [18].

Ammoniak kann sich selbst entzünden, wenn die Temperatur über 651 °C liegt. Im offenen Raum brennt es schwer und benötigt im Allgemeinen eine Hilfsflamme, um weiter zu brennen. In geschlossenen Räumen stellt Ammoniak ein Explosionsrisiko dar, und es ist zu beachten, dass Ölverunreinigungen die Entzündlichkeit von Ammoniakdämpfen erhöhen können. Daher besteht auf offenen Decks keine Notwendigkeit, Gefahrenzonen zu definieren. In geschlossenen Räumen sollten die elektrischen Geräte entsprechend geprüft sein.

Ammoniak ist ein giftiger Stoff, und zum Schutz der Menschen an Bord sollte das Hauptaugenmerk darauf liegen, das Entweichen von Ammoniakdämpfen in geschlossene Räume zu vermeiden. Beim Risikomanagement für den Umgang mit giftigen Brennstoffen in der Schifffahrt kann man sich nicht auf frühere Erfahrungen stützen, die in Vorschriften oder Regelungen gesammelt wurden. Giftige Ladungen werden jedoch auf Gastankern und Chemikalientankern befördert. In den gesetzlichen Vorschriften für Gas- und Chemikalientankschiffe, die giftige Güter befördern, schreibt der IGC-Code im Allgemeinen Sicherheitsabstände zu den Auslässen der Entlüftungsmasten und zu den Lüftungsöffnungen vor.

Die oben genannten Mindestabstände sollten auch auf mit Ammoniak betriebene Schiffe angewendet werden. In Anbetracht der Unterschiede in der Schiffsanordnung zwischen Tankschiffen und anderen Frachtschiffen kann es ratsam sein, Ausbreitungsanalysen für den schlimmsten Fall durchzuführen, wie z. B. die vollständige Entlüftung von Tanksicherheitsventilen und die Entlüftung großer Gasmengen nach einer maximal wahrscheinlichen Leckage durch die Öffnungen des Lüftungssystems, um sicherzustellen, dass die Mindestabstände sicher eingehalten werden können. Bei Fahrgastschiffen müssten wahrscheinlich spezielle Analysen zur Lage von Rettungsmitteln und Musterstationen durchgeführt werden, und Evakuierungsszenarien mit Ammoniakleckagen müssen angemessen bewertet werden [19].

2.3.3. Regularien für Methanol an Bord

Methanol hat bei der Verwendung als Kraftstoff geringere Kohlenstoffemissionen als herkömmliches Heizöl, ist aber kein völlig kohlenstofffreier Kraftstoff. Wenn mehr Methanol aus erneuerbaren Quellen hergestellt werden kann, hat Methanol das Potenzial, den Ausstoß von Treibhausgasemissionen an Land und auf See erheblich zu verringern. Längerfristig könnte erneuerbares Methanol eine Lösung zur Einhaltung künftiger IMO-Emissionsvorschriften bieten, ohne dass die Schiffseigner zusätzliche Investitionen tätigen müssen. Methanol wird seit Jahrzehnten in der ganzen Welt verschifft. Die Versorgungskette für Methanol besteht bereits, und es ist weltweit über die bestehende Infrastruktur in mehr als hundert Häfen verfügbar, und es gibt keine Schwierigkeiten, Methanol zum Bunkern zu kaufen. Da das Bunkern von Methanol ähnlich wie das von Destillatkraftstoff funktioniert, sind nur wenige Änderungen an der bestehenden Bunkerinfrastruktur erforderlich. Derzeit gibt es weltweit mehrere Bunkeranbieter die an der Versorgung von Schiffen mit Methanol als Kraftstoff interessiert sind [20].

Da Methanol bei Umgebungstemperatur flüssig ist, kann die bestehende Infrastruktur für Flüssigkeiten auch für die Lieferung von Methanol mit begrenzter Umwandlung genutzt werden. Bunkerschiffe können ebenfalls eine praktikable Option für das Bunkern auf See sein. Die Lagerung von Methanol an Bord ist einfacher als die von LNG, und es sind nur geringfügige Änderungen an den bestehenden Systemen/Infrastrukturen erforderlich. Die Änderungen betreffen hauptsächlich den niedrigen Flammpunkt von Methanol, wie zum Beispiel: Standort der Tanks, Schutz, Belüftung, Eindämmung von Leckagen, Erkennung von Dämpfen und Feuer sowie Brandbekämpfung. Der Entflammbarkeitsbereich von Methanol-Dämpfen in einer Mischung mit Luft beträgt 6-36,5 % und kann eine explosive Umgebung schaffen, so dass besondere Feuerlöschmaßnahmen zu ergreifen sind, einschließlich der Verwendung alkoholbeständiger Schäume [21].

Ein Hauptproblem von Methanol ist, dass es giftig ist. Schiffseigner müssen sicher sein, dass es an Bord des Schiffes und beim Bunkern sicher gehandhabt werden kann. Das Laden und Löschen von Methanol als Fracht ist jedoch unkompliziert, vor allem im Vergleich zu Ammoniak, bei dem größere Sicherheitsbedenken bestehen. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Verwendung von Methanol an Bord von Schiffen werden derzeit festgelegt. Methanol ist bei Umgebungstemperatur ein flüssiger Kraftstoff, so dass das Bunkern von Methanol dem Bunkern von Destillatkraftstoff sehr ähnlich ist.

Methanol wird bereits seit längerem an Land als Kraftstoff verwendet, aber erst seit einigen Jahren in der Schifffahrt eingesetzt. Methanol als Schiffskraftstoff hat ein gewisses Interesse geweckt. Die Branche wartet jedoch auf den endgültigen Rechtsrahmen, bevor sie umfangreiche Investitionen tätigt. Die vorläufigen IMO-Leitlinien wurden ausgearbeitet, und es wird erwartet, dass sie zu gegebener Zeit vollständig genehmigt und in den IGF-Code übernommen werden [20].

2.3.4. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) an Bord

Liquid Organic Hydrogen Carriers sind Flüssigkeiten auf Öl-Basis, die durch eine chemische Reaktion mit dem Öl Wasserstoff speichern können. Sie können wie normales Dieselöl gehandhabt werden und nutzen die bestehende Infrastruktur. Da der Wasserstoff chemisch an die Trägerflüssigkeit gebunden ist, werden die meisten seiner Gefahren gemildert und treten nur in dem relativ kurzen Zeitraum zwischen Dehydrierung und Nutzung auf, wenn reiner Wasserstoff vorhanden ist [22].

LOHC für Schiffe besteht aus einem organischen Öl, das mit Wasserstoff angereichert ist (LOHC+). Dies geschieht in einer Anlage an Land. LOHC verhält sich in Bezug auf Lagerung, Transport und Handhabung ähnlich wie Diesel und weist in Bezug auf Brandgefahr und Toxizität in etwa das gleiche Risikoniveau auf wie normalem Diesel und kann auch genauso gebunkert werden wie Diesel für Schiffe. An Bord des Schiffes wird der Wasserstoff aus dem LOHC+ freigesetzt, der Wasserstoff wird dann in einer Brennstoffzelle oder einem Verbrennungsmotor verwendet, während das verbrauchte LOHC (LOHC-) in einem anderen Tank an Bord gelagert wird. Bei der nächsten

Bunkerung von LOHC+ wird das LOHC- vom Schiff geladen. Dieses LOHC- wird dann in der Produktionsanlage wieder mit Wasserstoff angereichert, um erneut verwendet zu werden. In den laufenden Pilotprojekten wird die Technologie der Verwendung von LOHC mit Freisetzungseinheit zur Freisetzung von Wasserstoff und Brennstoffzellensystemen an Bord von Schiffen entwickelt und getestet [23]. Darüber hinaus gibt es ein Kooperationsprojekt von H₂-Industries und Lloyd's Register, das darauf zielt, eine grundsätzliche Genehmigung für den Einsatz der LOHC-Technologie auf Schiffen zu erhalten, und sich mit der Betankung von Schiffen, der Speicherung von LOHC an Bord und der Stromerzeugung an Bord befasst [24].

2.4. Aktueller Stand des Regelwerks für die Verwendung von wasserstoffbasierten Kraftstoffen an Bord

Alternative Kraftstoffe befinden sich derzeit in der Entwicklungsphase, sowohl was die Technologie als auch was die Vorschriften für den Transport, die Versorgung, die Lagerung und die Verwendung an Bord von Binnen- und Seeschiffen betrifft. Solange es keine formellen Vorschriften für die Lagerung von Wasserstoff als Kraftstoff gibt, wird vorgeschlagen, vor der Unterzeichnung eines förmlichen Neubauvertrags für Schiffe mit wasserstoffbasierten Kraftstoffen eine vorvertragliche Bewertung mit einer grundsätzlichen Zulassung und möglicherweise einer anschließenden allgemeinen Zulassung des Schiffsantrags durchzuführen, um Unsicherheiten zu verringern.

Es gibt keine spezifischen Normen für die Verwendung von komprimiertem Wasserstoff (CH₂) als Schiffskraftstoff an Bord. Die Verwendung von Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt wurde generell verboten, um Tankexplosionen und Brände zu verhindern. Im Jahr 2015 wurde das SOLAS-Übereinkommen geändert, um die Verwendung von Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt für Schiffe, die dem IGF-Code entsprechen, zuzulassen. Dieser Code enthält eine Reihe von funktionalen Anforderungen, die für alle unter den Code fallenden Kraftstoffarten gelten, enthält jedoch nur spezifische Konstruktionsanforderungen für LNG. Konstruktionsanforderungen für andere Kraftstoffe wie Ammoniak sind in der Entwicklung und werden in IGF-Code aufgenommen [19].

Für die Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff entwickelt die Internationale Organisation für Normung (ISO) eine Norm für die Verwendung von Methanol und Ethanol an Bord von Schiffen. Es wurden Bedenken geäußert, dass es an ausreichender Erfahrung mit der Verwendung als Schiffskraftstoff mangelt; die ISO ist jedoch bereit, solche Normen zu entwickeln, so dass in dieser Hinsicht eine Entwicklung zu erwarten ist. Für den Neubau und die Umrüstung von Schiffen, die mit Gasen oder anderen Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt, einschließlich Methanol, betrieben werden, bietet ABS unabhängig von ihrer Größe den Vermerk "Methanol Fuel Ready" an. Dieser Leitfaden gilt für Schiffe, die mit konventionellen Brennstoffen betrieben werden, aber über Konstruktionsmerkmale verfügen, die eine spätere Umrüstung auf ein bestimmtes Gas oder ein anderes Konzept zur Verbrennung von Brennstoffen mit niedrigem Flammpunkt auf der Grundlage der bestehenden Klassenanforderungen ermöglichen [21].

3. Herstellungspfade alternativer Kraftstoffe für den maritimen Sektor

3.1. Konventionelle Herstellungsverfahren

3.1.1. Wasserstoff

Wasserstoff (H_2) ist auf der Erde nur in gebundener Form vorzufinden, der Großteil davon in Wasser (H_2O). Um H_2 zu gewinnen und als Energieträger zu verwenden, muss dieser aus chemischen Verbindungen, wie z. B. Kohlenwasserstoffen oder Wasser, abgetrennt werden. Weltweit werden jährlich ca. 115 Mio. Tonnen Wasserstoff produziert [25]. Davon wird ungefähr ein Drittel in Form von Synthesegas direkt weiterverarbeitet. Hauptabnehmer für Wasserstoff sind die chemische Industrie, Raffinerien und die Metallverarbeitung. In geringen Mengen wird Wasserstoff bereits als Energieträger verwendet, hauptsächlich in Brennstoffzellen.

2020 wurde Wasserstoff zu 79 % über die Dampf-Methan-Reformierung (SMR) oder partielle Oxidation von fossilen Energieträgern, wie Erdgas (60 %) oder Kohle (19 %) gewonnen. Die verbleibenden 21 % werden als Beiprodukt in anderen Industrieprozessen erzeugt, vornehmlich bei der Raffinierung von Naphtha zu Benzin [26]. Konventionell hergestellter Wasserstoff wird auch als „grauer“ Wasserstoff bezeichnet. Pro Kilogramm „grauen“ Wasserstoffs aus Erdgas werden $13,3 \text{ kg}_{CO_2eq}/\text{kg}_{H_2}$ emittiert, wodurch im Jahr 2020 die CO_2 -Emission von 830 Mt erzeugt wurde, was 2,5 % der globalen, jährlichen Gesamtemission entspricht. Durch die Abtrennung von CO_2 aus dem Abgas der Prozesse kann „blauer“ Wasserstoff erzeugt werden, der eine deutlich verbesserte CO_2 -Bilanz von $7,3 \text{ kg}_{CO_2eq}/\text{kg}_{H_2}$ aufweist. Das abgetrennte CO_2 wird entweder langfristig in unterirdischen Speichern gelagert (CCS: carbon capture and storage) oder es wird weiterverwendet, z. B. in einer chemischen Synthese (CCU: carbon capture and utilisation).

3.1.2. Methanol

Methanol ist eine wichtige Grundchemikalie und wird hauptsächlich für die chemische Industrie benötigt. Weltweit werden jährlich ca. 110 Mio. Tonnen Methanol hergestellt [27]. Aus Methanol wird z. B. Formaldehyd oder Essigsäure synthetisiert. Neben Anwendungen in der chemischen Industrie werden Methanol und Methanolderivate (u.a. Dimethylether, Oxymethylether) auch als alternative Kraftstoffe diskutiert.

Konventionell wird Methanol aus fossilem Erdgas hergestellt. Über eine Dampfreformierung wird aus dem Erdgas ein Synthesegasgemisch aus CO , H_2 und einem kleinen Anteil CO_2 erzeugt. CO ist signifikant reaktiver als CO_2 und eignet sich daher besonders als Edukt für die Methanolsynthese. Die Synthese wird katalytisch betrieben und ist exotherm. Es werden hauptsächlich Kupferoxid-Katalysatoren verwendet, die sowohl für die Hydrierung von CO als auch für die von CO_2 geeignet sind. Typische Prozessparameter sind 50 bis 100 bar und Temperaturen zwischen 250 bis 300 °C [28]. Mit der abgeführten Prozesswärme lässt sich Dampf erzeugen. Methanol wird abschließend aus dem Produktgasstrom destillativ von Wasser und nicht umgesetzten Eduktgasen abgetrennt. Der Bedarf an Erdgas, der hohe Prozessdruck und die Destillation machen die

Methanolsynthese zu einem energieintensiven Prozess. Der Primärenergiebedarf der konventionellen Methanolsynthese liegt bei ca. 8,6 kWh/kg Methanol [29]. Bei der Produktion von Methanol aus Erdgas fallen Emissionen von 1,8 bis 2,2 kg_{CO₂eq}/kg_{CH₄O} an. Ca. 60 % der Emissionen fallen dabei zum Lebensende an, also z. B. bei einer Verbrennung des Methanols. Der Rest wird im Verlauf des Herstellungsverfahrens emittiert [30].

3.1.3. Ammoniak

Ammoniak ist wie Methanol eine wichtige Grundchemikalie und wird hauptsächlich in der Düngemittelindustrie verwendet, aber auch als Energieträger und Wasserstoffträger gewinnt es zunehmend an Bedeutung. Weltweit werden jährlich ca. 175 Mio. Tonnen Ammoniak produziert und der Bedarf steigt durch den erhöhten Düngemittelleinsatz kontinuierlich an [31]. Die Ammoniakproduktion im industriellen Maßstab beruht seit über einem Jahrhundert ausschließlich auf dem Haber-Bosch-Verfahren. Bei diesem Verfahren wird die Reaktion zwischen Stickstoff und Wasserstoff durch einen Katalysator auf Eisenbasis bei Drücken von 200 bis 400 bar und Temperaturen zwischen 400 bis 650 °C ermöglicht.

Der Gesamtenergieverbrauch des Produktionsprozesses beträgt 7,8 bis 9,1 kWh/kg Ammoniak [32]. Der Hauptgrund für den hohen Energiebedarf und die CO₂-Emissionen des Prozesses ist das Erhitzen/Kühlen und die Kompression der Reaktionsgase; daher konzentriert sich die Forschung auf die Suche nach neuen Katalysatoren, die die Reaktion bei niedrigeren Drücken ermöglichen würden. Konventionell wird Ammoniak aus fossilen Rohstoffen mittels Dampf-Methan-Reformierung hergestellt, was zu einem großen CO₂-Fußabdruck von 2,3 kg_{CO₂eq}/kg_{NH₃} führt [33]. Während die Wasserstofferzeugung (0,5 kg_{CO₂eq}/kg_{NH₃}) und das Haber-Bosch-Verfahren selbst (1,75 kg_{CO₂eq}/kg_{NH₃}) einen erheblichen Teil dieser Emissionen ausmachen, ist auch der Energiebedarf für die kryogene Luftzerlegung (0,04 kg_{CO₂eq}/kg_{NH₃}) nicht zu vernachlässigen.

3.2. Alternative Herstellungsverfahren zur Produktion synthetischer Kraftstoffe

3.2.1. Wasserstoff

Zur Herstellung von „grünem“ Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sind mehrere Verfahrensrouten bekannt, die in Abbildung 3 schematisch aufgezeigt sind. Das am weitesten verbreiteten Verfahren zur Abtrennung von H₂ aus Wasser ist die Elektrolyse. Das Verfahren basiert auf der elektrochemischen Spaltung von Wasser oder Dampf. Prinzipiell werden drei verschiedenen Elektrolyseur-Typen unterschieden:

- **Alkalische Elektrolyse (AEL):** Älteste, technologisch ausgereifteste Technologie zur Wasserspaltung und großtechnisch verfügbar
- **Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse (PEMEL):** Auf Membranen basiertes Abscheidungsverfahren, das technologisch noch nicht in selbem Maße ausgereift ist wie die AEL, aber flexibler im Betrieb eingesetzt werden kann

- **Hochtemperatur-Elektrolyse oder Festoxid-Elektrolyse (HTEL):** Vielversprechendes, effizientes Hochtemperatur-Verfahren zur Spaltung von Wasserdampf, das die Einbindung von Wärme in den Prozess ermöglicht

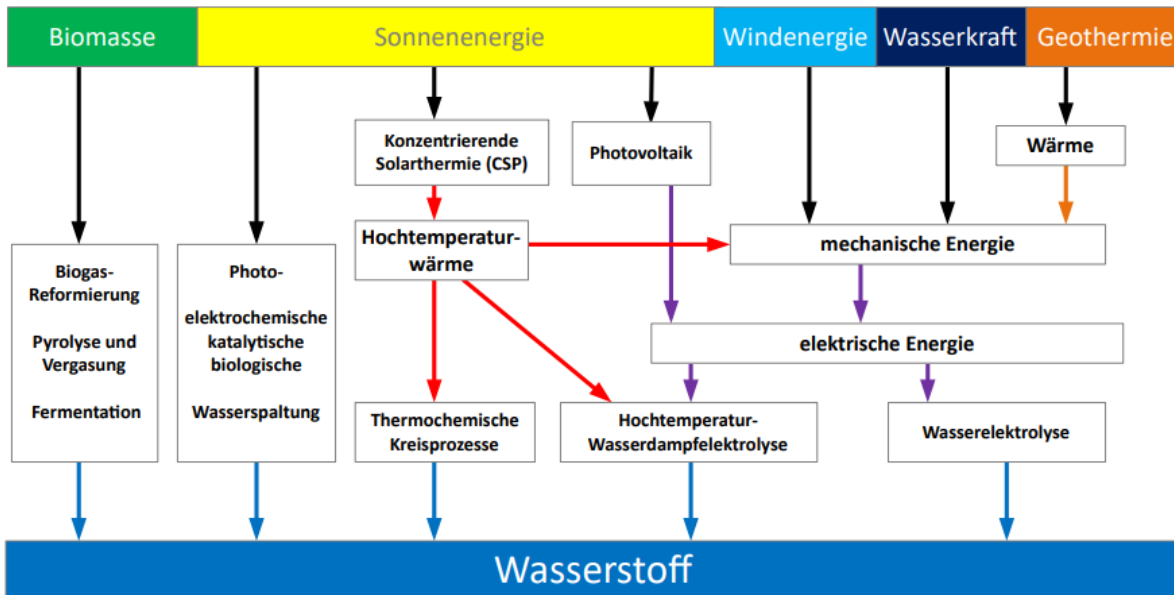


Abbildung 3: Herstellungspfade für erneuerbaren Wasserstoff [34].

Alternativ hat die Wasserstoffproduktion via thermochemische Kreisprozesse auf Basis der solaren Hochtemperaturwärme ein hohes Wirkungsgrad- und Flächennutzungspotential [34]. Bei der Erzeugung wird zwischen Metalloxidredox- und Schwefelkreisprozessen unterschieden. Im Metalloxidredox-Kreisprozess wird ein Redox-Material zyklisch bei einer Temperatur über 1.000 °C reduziert, welche durch konzentrierende Solartechnik (CSP: concentrated solar power) bereitgestellt werden kann und in einem folgenden Prozessschritt oxidiert (siehe Abbildung 4). Im DLR wurde 2019 im EU-Projekt SUN-to-LIQUID im Labormaßstab die zyklisch stabile Wasser- und CO₂-Spaltung nachgewiesen [35].

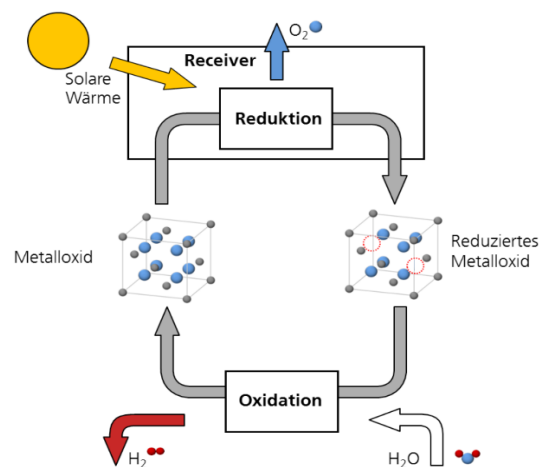


Abbildung 4: Schematische Darstellung des solaren Metalloxidredox-Kreisprozesses [34].

Neben dem Metalloxidredox-Kreisprozess werden auch Schwefelbasierte-Kreisprozesse erforscht, u.a. der Schwefelsäure-Hybrid-Kreisprozess (auch Westinghouse-Prozess) und das Schwefelsäure-Iod-Verfahren. Das letztgenannte Verfahren läuft in zwei Reaktionen bei einer Prozesstemperatur von ca. 900 °C ab. Am DLR wird die Schwefelsäurespaltung mit solar erhitzten Partikeln aus Bauxit untersucht. Der Vorteil der Partikel liegt in der einfachen Speicherung, die einen kontinuierlichen Betrieb der Anlage ermöglicht.

3.2.2. Methanol

Zur synthetischen und erneuerbaren Herstellung von Methanol ist, neben Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid ein wichtiger Baustein. CO₂ kann sowohl direkt aus der Luft (DAC: direct air capture) sowie auch aus industriellen Abgasen gewonnen werden (CCU). Die Konzentration von CO₂ in der Luft lag 2020 bei ca. 410 ppm und steigt durch anthropogene Einflüsse kontinuierlich an [36]. In hundert- bis tausendfach höherer Konzentration ist CO₂ in industriellen Abgasen enthalten. Besonders große Mengen an CO₂-haltigen Abgasen werden z. B. bei der Zement- und Stahlherstellung emittiert. Alternativ kann CO₂ auch aus Biomasse gewonnen werden [37]. Der Energiebedarf zur Gastrennung nimmt mit steigender Konzentration ab. DAC-Verfahren, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden, sind langfristig eine Option zur stofflich nahezu unbegrenzten, klimaneutralen CO₂-Gewinnung [36].

Für die Methanolsynthese werden klassischerweise H₂ und CO als Edukte verwendet. Aber konventionelle Katalysatoren für die Methanolsynthese sind auch für die Umsetzung von CO₂ geeignet. Allerdings wird CO₂ in einem Reaktordurchgang auf Grund der Gleichgewichtsbedingungen nur zu 25 bis 45 % zu Methanol umgesetzt, im Gegensatz zu 50 bis 80 % bei der konventionellen Synthese [38]. Alternativ kann CO aus CO₂ über eine Kohlenmonoxid-Konvertierung erzeugt werden. Dazu ist ein zusätzlicher Prozessschritt notwendig, bei dem CO₂ und H₂ unter Einsatz thermischer Energie zu CO und H₂O reagieren. CO₂ ist ein sehr stabiles Molekül, daher werden für das Konvertierungsverfahren ein Katalysator und hohe Temperaturen von über 700 °C benötigt [39]. Ein am DLR durchgeführter simulativer Vergleich zwischen der einstufigen Direktsynthese von CO₂ und der zweistufigen Prozessführung hat ergeben, dass der zweistufige Prozess auf Grund der höheren Kohlenstoffeffizienz leicht zu bevorzugen ist [40]. CO kann ferner auch elektrochemisch über eine Hochtemperatur-Co-Elektrolyse oder über eine solar-thermochemische Spaltung hergestellt werden. Bei beiden Prozessen wird parallel aus Wasser bzw. Dampf und CO₂ ein Synthesegas aus H₂ und CO produziert. Um Synergieeffekte zwischen der Edukt-Bereitstellung und der Methanolsynthese auszunutzen werden am DLR neuartige Konzepte für die solare bzw. solar-thermochemische Methanolherstellung entwickelt. Konzentrierende Solartechnologie wird typischerweise in solarthermischen Kraftwerken angewendet, ist aber auch für die solare Methanolherstellung vielversprechend. Über einen Ceroxid-basierten thermochemischen Kreisprozess (TCC) kann Wasserstoff erzeugt werden (siehe auch Abschnitt 3.2.1) und gleichzeitig CO₂ zu CO konvertiert werden. Dadurch können zusätzliche Prozessschritte und energetische Umwandlungsverluste vermieden werden [41]. Weiterführende Untersuchungen zur Kopplung von DAC, TCC und Methanolsynthese prognostizieren ein zusätzliches Potential zur Effizienzsteigerung der Methanolherstellung, das maßgeblich darauf beruht, die Wärme- und Stromversorgung der benötigten Anlagen zu optimieren. Übergeordnetes Ziel ist Herstellung von Methanol aus Wasser und Luft und die vollständige Energieversorgung des Prozesses über ein einziges solarthermisches Kraftwerk [42].

Ein alternatives Verfahren zur Produktion von Synthesegas für die Methanolsynthese mit Hilfe von Sonnenenergie ist die solare Reformierung. Hierbei wird die Reformierung von Erdgas, oder

bevorzugt Biogas, zu Synthesegas mit solarthermischer Energie betrieben. Über das Verfahren kann der Gasverbrauch der Dampf-Methan-Reformierung signifikant reduziert werden [43].

Ein neuartiger, ebenfalls am DLR erforschter Prozess fokussiert sich auf die Umwandlung von CO_2 und H_2 in Methan und Synthesegas über ein photokatalytisches Bauelement. Im Rahmen des Projekts SPOTLIGHT soll durch den Eintrag von Sonnenenergie die parallele Umwandlung der chemischen Energieträger erfolgen. Dadurch sollen die Prozesse energieeffizienter und kostengünstiger gestaltet werden können als über vergleichbare Verfahren. Das Synthesegas kann dann z. B. für die Methanolsynthese verwendet werden [44].

Methanol kann nicht nur über katalytische Synthesen erzeugt werden, sondern auch über einen elektrochemischen Prozess. Dabei wird CO_2 über ein Metall, Metalloxid, Verbundstoff oder metallorganisches Verbundgerüst (MOF) zu Methanol unter Einsatz elektrischer Energie reduziert. Die verschiedenen Materialien werden zu diesem Zweck auf ihre Praktikabilität, Selektivität und Effizienz hin untersucht [45]. Technologisch ist das Verfahren allerdings noch auf einem sehr niedrigen Technology Readiness Level zwischen 1 und 3 eingestuft, also bisher nur im Labormaßstab erforscht [46].

3.2.3. Ammoniak

Der Übergang zu grünem Ammoniak wurde im Fahrplan von MacFarlane et al. in drei Schritte unterteilt [31]. Schritt 1 ist die Einbeziehung der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) in das derzeitige Haber-Bosch-Verfahren, Schritt 2 ist die Einführung grüner Ausgangsstoffe (H_2 und N_2) und Schritt 3 ist der Einsatz grüner Produktionsmethoden über das Haber-Bosch-Verfahren hinaus.

Für den ersten Schritt stehen verschiedene nachgeschaltete CO_2 -Abscheideverfahren zur Verfügung, die teilweise bereits Marktreife erlangt haben. Die Technologie mit dem höchsten Reifegrad basiert auf der Absorption mittels Lösemitteln wie z. B. Monoethanolamin (MEA). Daneben werden kryogene Verfahren und Adsorptionsverfahren sowie die CO_2 -Abscheidung mittels einer Membran entwickelt. Für die Umsetzung der CCS-Verfahren müssen allerdings auch nicht-technische Aspekte wie der Verfügbarkeit geologischer Formationen zur Speicherung von CO_2 und politische und gesetzgeberische Rahmenbedingungen geklärt werden.

Der zweite Schritt auf dem Weg zu grünem Ammoniak ist die Nutzung von grünen Rohstoffen: H_2 und N_2 . Neben grünem Wasserstoff (siehe Abschnitt 3.2.1) wird für die Ammoniakproduktion hochreiner grüner Stickstoff mit Sauerstoffverunreinigungen von weniger als 4 ppm benötigt, um den eisenbasierten Katalysator des Haber-Bosch-Verfahrens nicht zu schädigen. Ein vielversprechender innovativer Ansatz ist die thermochemische Luftzerlegung, bei der ein Metalloxid als Reaktant verwendet wird, welches Sauerstoff reversibel bindet [31, 47]. Dieser Prozess ist besonders attraktiv in Kombination mit CSP-Systemen, da die thermische Energie ohne Umwandlungsverluste genutzt werden kann um den Prozessenergiebedarf zu decken. Der thermochemische Zyklus besteht aus zwei Schritten: Im Reduktionsschritt wird das Metalloxid bei höherer Temperatur und/oder niedrigerem Sauerstoffpartialdruck vollständig oder teilweise reduziert. Die erhöhte Sauerstoffaffinität dieses teilreduzierten Oxids wird dann in einem zweiten

Schritt (Oxidationsschritt) bei niedrigerer Temperatur und/oder höherem Sauerstoffpartialdruck genutzt, um Sauerstoff aus einem Gasstrom einzufangen (siehe Abbildung 5a). Das Metalloxid bzw. das Sauerstoffträgermaterial wird bei diesem Prozess nicht verbraucht.

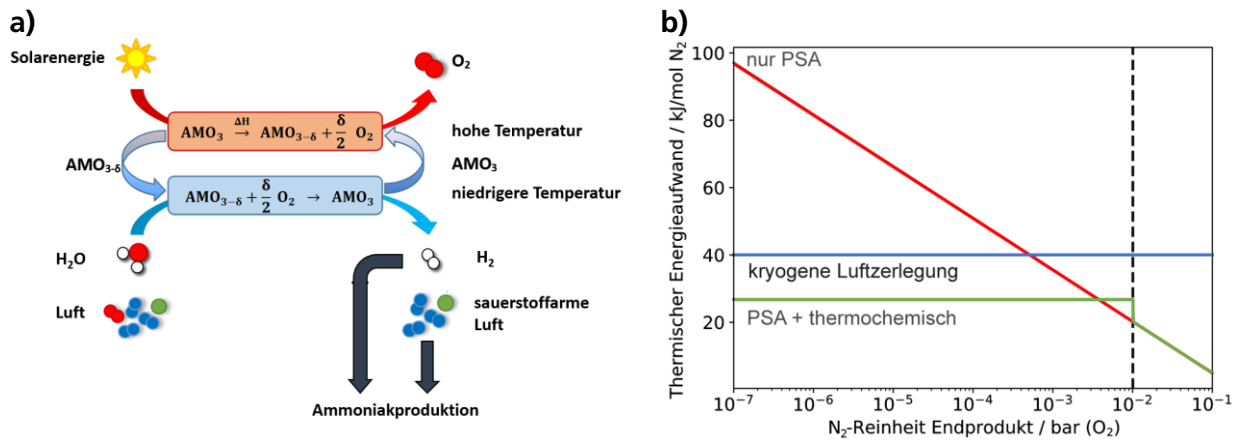


Abbildung 5: a) Thermochemische Zyklen zur Luftzerlegung unter Verwendung eines $AMO_{3-\delta}$. b) Energiebedarf für die Luftzerlegung mit unterschiedlichen N_2 -Endreinheiten bei einer Wärmerückgewinnung von 60 %. Die gestrichelte vertikale Linie zeigt die Übergangereinheit (10^{-2} bar O_2) zwischen PSA und thermochemischen Zyklus [48].

Ein vielversprechender Ansatz ist die Kombination des thermochemischen Zyklus zur Luftzerlegung mit einer Druckwechsel-Adsorption (PSA: pressure swing adsorption). Dieser Ansatz führt zu einem geringeren thermischen Energiebedarf als die konventionelle kryogene Luftzerlegung bei gleich hoher Produktreinheit (siehe Abbildung 5b). Dabei wird der größte Teil des Sauerstoffgehalts der Luft durch die PSA entfernt, und dieser vorgereinigte Gasstrom wird anschließend thermochemisch behandelt bis zur gewünschten Produktreinheit.

Der dritte und letzte Schritt auf dem Weg zu grünem Ammoniak sind Produktionsmethoden, die über die herkömmliche Haber-Bosch-Technologie hinausgehen. Die oben beschriebenen Produktionsrouten für H_2 und N_2 sind noch nicht in demselben Maßstab verfügbar wie die industrielle Haber-Bosch-Synthese. Um die Einführung grüner Ausgangsstoffe und Energiequellen in den industriell etablierten Prozess zu beschleunigen, ist ein vielversprechender Übergangsschritt die Verkleinerung der Haber-Bosch-Synthese (derzeitige Produktionsraten: 1.200 – 2.000 t_{NH_3}/Tag). Lin et. al. [49] zeigten, dass sich die Kosten für Ammoniak verdoppeln, wenn eine Haber-Bosch-Anlage um den Faktor 60 verkleinert wird. Dieser Kostenanstieg kann jedoch durch einen sichereren Betrieb, eine flexiblere Platzierung der Anlage in Gebieten mit hoher Nachfrage und den Zugang zu erneuerbaren Energiequellen ausgeglichen werden.

3.3. Bewertung und Vergleich der alternativen Verfahrensrouten

3.3.1. Techno-ökonomische Analyse der Herstellungsrouten alternativer Kraftstoffe

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, stehen unterschiedliche alternative Technologien für die Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe zur Verfügung. Neben den CO₂-Emissionen sind die Produktionskosten ein wichtiger Faktor für die Auswahl geeigneter Kraftstoffe für den maritimen Sektor. Diese sind maßgeblich abhängig von den Kosten der erneuerbaren Energien, da bei der Synthese chemischer Energieträger aus Wasser, Luft, Strom und/oder Wärme erhebliche energetische Verluste auftreten [28]. Zum Vergleich der Herstellungskosten von Wasserstoff, Methanol und Ammoniak wurden Literaturdaten herangezogen und die Kosten auf Basis des Heizwerts (LHV: lower heating value) der Energieträger berechnet (Abbildung 6). Unterschieden wird zwischen den erneuerbaren Energien CSP und Photovoltaik/Windkraft Kombinationen. Außerdem werden die drei Wasserstoff-Herstellungstechnologien Thermochemische Kreisprozesse (TCC), Niedertemperatur-Elektrolyse (NTEL) und Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) getrennt betrachtet. Da zur Herstellung von Methanol zusätzlich zu Wasserstoff auch CO₂ als Rohstoff benötigt wird, ist die CO₂-Quelle zu berücksichtigen. In Frage kommen hierzu Direct Air Capture-Verfahren (DAC) und die Bereitstellung von CO₂ über die Abscheidung aus industriellen Abgasen (CCU) (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Verglichen mit den Kosten für Kraftstoffe aus fossilen Energieträgern sind erneuerbare Kraftstoffe aktuell teurer in der Herstellung. Durch die Bepreisung von CO₂, steigende Kosten fossiler Ressourcen und niedrigere Kosten der innovativen Wasserstofftechnologien werden erneuerbare Kraftstoffe aus Solar- und Windenergie jedoch zunehmend konkurrenzfähig und sind in optimistischen Szenarien zukünftig günstiger in der Produktion als fossile Kraftstoffe [50–52].

Der Vergleich der verschiedenen Studien zeigt deutlich, dass je nach vorausgesetzten Randbedingungen, wie Standort, Energiekosten, Investitionskosten, Szenario-Jahr etc., die berechneten Produktionskosten eine große Bandbreite aufweisen. Insbesondere für die bisher nicht kommerziell eingesetzten Technologien der thermochemischen Kreisprozesse, Hochtemperatur-Elektrolyse und Direct Air Capture-Verfahren sind nur begrenzt Studien vorhanden, die zudem noch große Unsicherheiten beinhalten. Am häufigsten berichtet wird daher über die Kopplung zwischen PV und/oder Windkraft mit der NTEL, da diese Technologien bereits heute kommerziell verfügbar sind und die günstigsten Investitionskosten im o.g. Vergleich aufweisen.

Strom aus Solar- und Windenergie steht wetterbedingt nicht kontinuierlich zur Verfügung und lässt sich nur kostenintensiv über Batterien speichern. Eine hohe Auslastung der Elektrolyse- und Synthesenanlagen ist jedoch entscheidend, um die spezifischen Kapitalkosten der Anlagen niedrig zu halten [39]. An besonders sonnenreichen Standorten bietet CSP die Möglichkeit, Energie nahezu kontinuierlich bereitzustellen, indem thermische Energie energieeffizient gespeichert wird und bei Bedarf (z. B. bei Nacht) verstromt wird. Untersuchungen zur Wasserstoffherstellung aus CSP und PV über eine NTEL haben ergeben, dass die Auslastung der Elektrolyse von ca. 25 bis 35 % (nur

PV) auf bis zu 80 % (CSP und PV) erhöht werden kann und damit auch die Produktionskosten sinken [53]. Dies ist insbesondere vorteilhaft, wenn Wasserstoff für eine anschließende Kraftstoffsynthese verwendet wird, da deutlich geringere Speicherkapazitäten benötigt werden. Die über konzentrierende Solartechnik mögliche kontinuierliche Wärmeversorgung ist auch für thermochemische Kreisprozesse und die Hochtemperaturelektrolyse vorteilhaft [54].

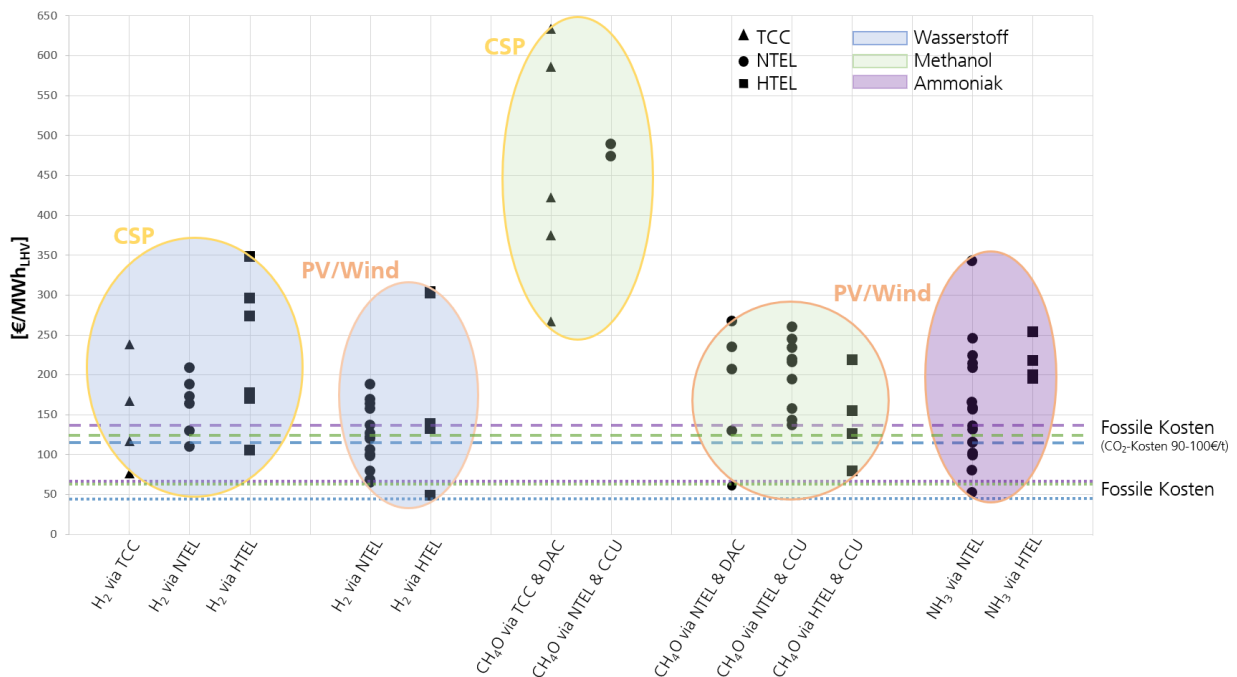


Abbildung 6: Vergleich der Kosten erneuerbarer maritimer Kraftstoffe über unterschiedliche Herstellungsrouten (auf Basis des Heizwerts). Eigene Darstellung: basierend auf Daten aus den Referenzen [38, 41, 50–53, 55–73].

Abschließend lässt sich zum aktuellen Zeitpunkt der Bewertung keiner der betrachteten Kraftstoffe oder Prozessrouten aus ökonomischer Sicht eindeutig favorisieren, was insbesondere auf die anteilig sehr hohen Kosten für die erneuerbare Energien und die mangelnde industrielle Erfahrung mit den Prozessen zurückzuführen ist. Für Wasserstoff werden im Allgemeinen herstellungsseitig die günstigsten Kosten prognostiziert. Allerdings fallen die für Methanol und Ammoniak benötigten Synthesenanlagen, die mit der Synthese verbundenen Verluste, Pufferspeicher und auch die Bereitstellung von CO₂ bzw. N₂ in den Gesamtkosten nur geringfügig ins Gewicht [60, 67]. Dementsprechend muss der Vorteil der niedrigeren Kosten für Wasserstoff gegen den Nachteil der niedrigeren volumetrischen Energiedichte abgewogen werden, was nicht zuletzt abhängig vom Produktionsstandort und der vorgesehenen Anwendung ist.

3.3.2. Ökobilanz alternativer erneuerbarer Kraftstoffe

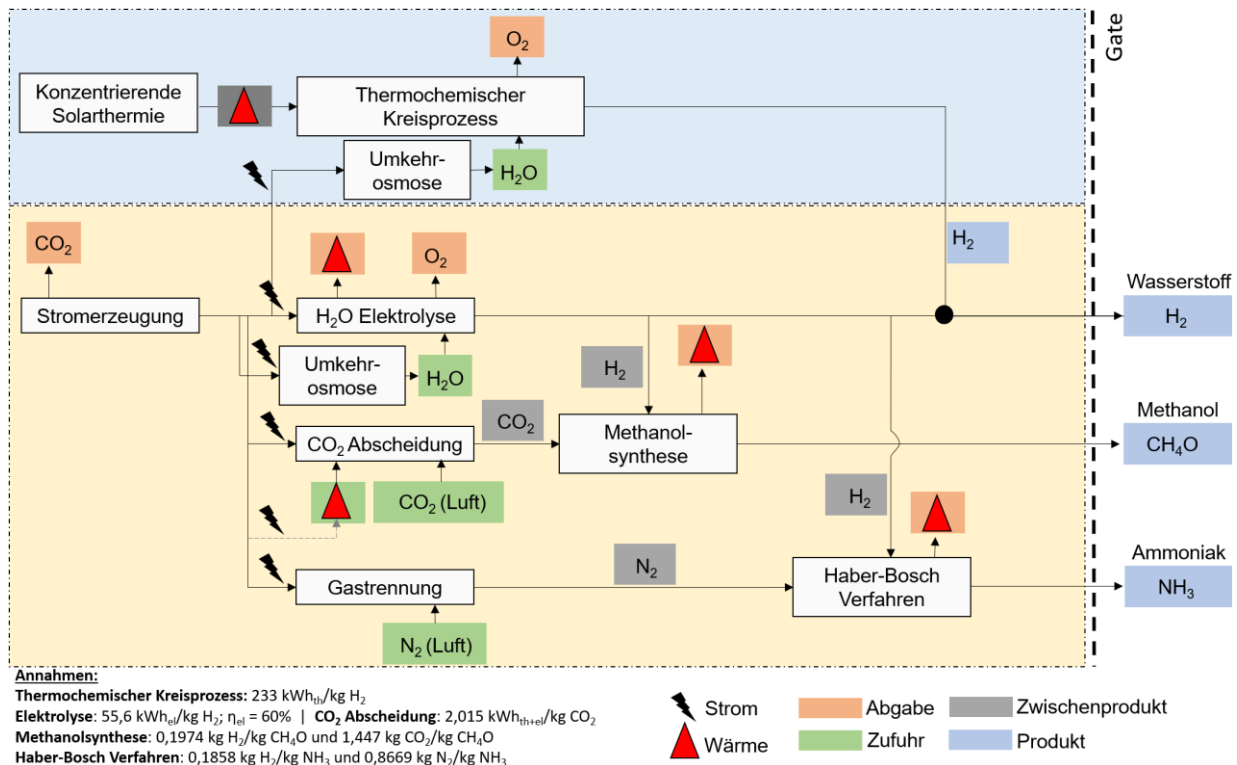


Abbildung 7: Systemgrenzen für die LCA der verschiedenen Kraftstoffpfade und Darstellung der einzelnen Produktionspfade (Quelle: Eigene Darstellung).

Um die verschiedenen alternativen Kraftstoffe miteinander zu vergleichen, wurde eine Ökobilanz (cradle-to-gate) mit Fokus auf die Wirkungskategorie Klimawandel durchgeführt. Die Ökobilanz umfasst die Bereitstellung der erneuerbaren Energiequellen (Strom oder Wärme) sowie notwendige Subprozesse und Einzeltechnologien wie die PEM Elektrolyse, die Umkehrosmose, die Kraftstoffsynthese und die Abscheidung von Kohlendioxid aus der Luft (Abbildung 7). Für die ökologische Bewertung der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Kraftstoffe wurden insgesamt vier verschiedene Produktionspfade betrachtet, wovon zwei auf die Wasserstoffherstellung mithilfe von Wärme (TCC) und Strom (Elektrolyse) entfallen und jeweils ein Pfad zu den Produkten Methanol und Ammoniak führt (siehe Abbildung 7).

Die benötigte Prozesswärme für den thermochemischen Kreisprozess soll über eine CSP-Anlage mit einer Kapazität von 120 MW_{el} bereitgestellt werden [74]. Die gleiche CSP-Anlage wurde außerdem für die Bereitstellung von elektrischer Energie für den Elektrolyseur berücksichtigt. Die jährliche Energieerzeugungskapazität des CSP Kraftwerks wurde hierzu mit dem DLR-Tool Greenius berechnet [75].

Neben CSP wurden PV, Wind- und Wasserkraft zur Strombereitstellung betrachtet. Außerdem benötigt die Elektrolyse Wasser, das aufbereitet werden muss, bspw. mittels der Membrantechnologie (Umkehrosmose), welche in dieser Studie angenommen wurde. Die Daten der Energie- und Stoffströme stammen aus dem Anhang von Liebich et al. [76].

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, fällt bei der konventionellen Stromerzeugung ein Großteil der CO₂-Emissionen bei der Verbrennung des fossilen Energieträgers an. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hingegen verursacht zwar während der Betriebsphase keine Emissionen, jedoch müssen durch den Bau der Produktionsanlagen erzeugte Emissionen auf den gesamten Lebenszyklus angerechnet werden. Die cradle-to-gate Treibhausgasemissionen von Kraftstoffen aus Erdgas betragen ca. 270 g_{CO₂eq}/kWh_{LHV} für Wasserstoff, 470 g_{CO₂eq}/kWh_{LHV} für Ammoniak und 110 g_{CO₂eq}/kWh_{LHV} für Methanol.

Gemäß der Analyse in Abbildung 8 muss die Wärmequelle einen Emissionsfaktor von weniger als 37,3 g_{CO₂eq}/kWh_{th} aufweisen, damit die Emissionen aus dem solar-thermochemischen Pfad zur Wasserstoffherstellung die der fossilen Route nicht übersteigen. Im Fall der Wasserstoffproduktion aus Strom und Elektrolyse sollte der Emissionsfaktor des Stroms weniger als 158,4 g_{CO₂eq}/kWh_{el} betragen. Damit die erneuerbare Kraftstoffproduktion aus Strom und Elektrolyse geringere Treibhausgasemissionen verursacht als die Produktion aus Erdgas, muss der im Prozess verwendete Strom einen Emissionsfaktor von weniger als 140,7 g_{CO₂eq}/kWh_{el} für Methanol bzw. 200,7 g_{CO₂eq}/kWh_{el} für Ammoniak aufweisen.

Zusätzlich zeigt Abbildung 8, dass die Treibhausgasemissionen der Herstellung von Wasserstoff via thermochemischen Kreisprozess eine deutlich höhere Sensibilität gegenüber der verwendeten Energiequelle aufweisen als die Elektrolyse-Routen. Dies ergibt sich aus dem unterschiedlichen Energiebedarf, der bei dem thermochemischen Kreisprozess mit 233 kWh_{th}/kg_{H₂} und bei der PEM Elektrolyse mit 55,6 kWh_{el}/kg_{H₂} angenommen wird. CSP-Systeme können allerdings Wärme mit geringen Treibhausgasemissionen bereitstellen und bei der Umwandlung von Wärme zu Strom fallen hohe Verluste an. Daher wird der höhere Energiebedarf des TCC durch die direkte Nutzung von Wärme als Energiequelle wieder partiell ausgeglichen.

Die Herstellung von Methanol scheint im Vergleich zur Herstellung von Ammoniak und Wasserstoff geringere Treibhausgasemissionen und für den erneuerbaren Pfad sogar negative Emissionen zu haben. Allerdings werden nur die Emissionen bei der Herstellung und nicht bei der Verbrennung der Kraftstoffe ausgewiesen. Das Methanol-Molekül enthält Kohlenstoff, der entweder direkt aus der Luft, aus Abgasen oder aus Kohlenwasserstoffen bereitgestellt wird. Wird das CO₂ aus der Luft gewonnen, fallen negative Emissionen bei der Herstellung an. Bei der Verbrennung des Kraftstoffs wird der gebundene Kohlenstoff als CO₂ wieder an die Atmosphäre abgegeben. Eine vollständige Verbrennungsreaktion von Methanol setzt 246 g_{CO₂eq}/kWh_{LHV} frei, während bei den anderen Brennstoffen kein Kohlenstoff durch die Verbrennung in die Atmosphäre emittiert wird. Bei aus Erdgas hergestelltem Ammoniak und Wasserstoff wird der gesamte Kohlenstoff bereits im Produktionsprozess freigesetzt.

Schlussendlich zeigt die vorliegende Analyse, dass die erneuerbare Wasserstoff- und Kraftstoffproduktion im Vergleich zu konventionellen Verfahren über die Dampfreformierung von Erdgas ein hohes Treibhausgas-Reduktionspotential hat. Entscheidend dabei ist die geeignete Standortauswahl, die abhängig von den erneuerbaren Energiequellen ist.

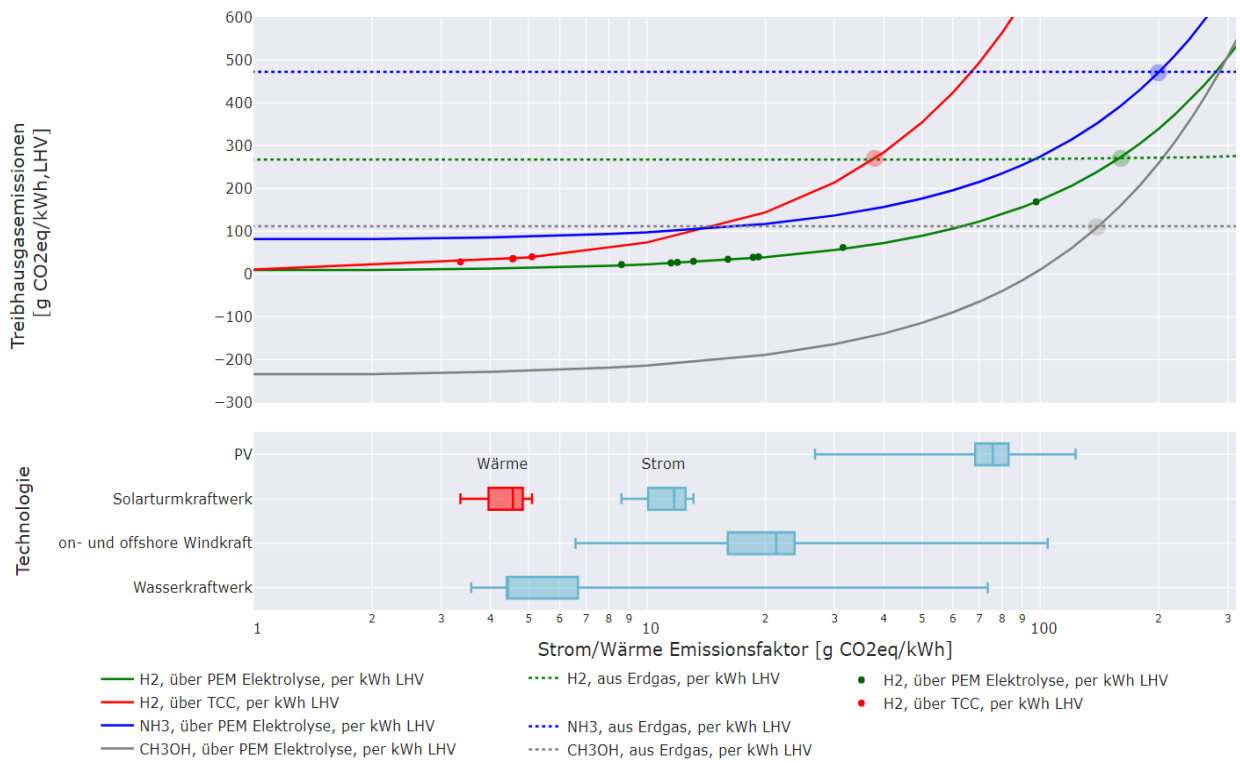


Abbildung 8: *Oben*: Vergleich der Treibhausgasemissionen für die Herstellung von Wasserstoff, Methanol und Ammoniak über verschiedene Prozessrouten. Die Punkte entsprechen Berechnungen für einen bestimmten Standort, bzw. einen konkreten Energie-Emissionsfaktor. *Unten*: Emissionsfaktoren pro kWh für verschiedene erneuerbare Energieumwandlungs-Technologien (Quelle: Eigene Darstellung).

4. Speicherung und Transport der zukünftigen Kraftstoffe

Bis zum Jahr 2030 strebt die Bundesregierung Deutschland eine H₂-Erzeugungsleistung von 5 GW_{el} bzw. eine Erzeugungsmenge von 14 TWh/a an. Im Vergleich zu einem prognostizierten Bedarf von 90 bis 110 TWh/a könnten im Jahr 2030 lediglich 1/8 bis 1/6 und auch langfristig nur ein marginaler Teil des erwarteten H₂-Bedarfs in Deutschland durch eine heimische Produktion gedeckt werden, der weit überwiegende Rest muss importiert werden. Dazu soll der Wasserstoff von weiter entfernten Standorten in Tank- oder Transportschiffen oder über Pipelines nach Deutschland transportiert werden. Die langfristig zu erwartende Deckungslücke kann jedoch deutlich größer ausfallen. Diese erwartet im Jahr 2050 eine inländische Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen von bis zu 908 TWh/a, so dass bis zu ca. 86 % zum größten Teil aus Regionen wie zum Beispiel Nordafrika importiert werden müssten. Es handelt sich dabei nicht nur um Wasserstoff, sondern in größerem Umfang um daraus synthetisierte Produkte wie Methan, Methanol, Diesel, Ammoniak und Kerosin. Als Hauptgrund für Importe werden die günstigeren Produktions- und Transportkosten sowie Erneuerbare Energie Flächenpotenziale in den Exportländern genannt [77].

In Regionen ohne optimale Ressourcen können sowohl große als auch kleine Kunden auf Wasserstoffimporte angewiesen sein. Die Entstehung eines internationalen Vertriebs wird durch die Kostenunterschiede bei der Wasserstoffproduktion angetrieben, die sich aus der Ausstattung mit erneuerbaren Energien, der Verfügbarkeit von Erdgas und Kohlenstoffspeichern, der bestehenden Infrastruktur und der Leichtigkeit und dem Zeitaufwand für deren Ausbau, den Einschränkungen bei der Flächennutzung und der Zuweisung lokaler Kapazitäten für erneuerbare Energien zur direkten Elektrifizierung ergeben. Viele Regionen mit hohem Wasserstoffbedarf, darunter Europa, Korea, Japan und Teile Chinas, sind von solchen Beschränkungen betroffen. In einigen dieser Fälle werden H₂-Lieferanten den Bedarf effektiver decken, indem sie Wasserstoff importieren, anstatt ihn vor Ort zu produzieren.

Der optimale H₂-Transport ist von der Entfernung, dem Gelände und dem Verwendungszweck abhängig: Es gibt keine Universallösung. Wasserstoff kann weltweit per Lkw, Bahn, Pipeline oder Schiff transportiert werden und zwar mit einer Reihe unterschiedlicher Energieträger. Derzeit sind Flüssigwasserstoff, flüssige organische Wasserstoffträger und Ammoniak die kohlenstoffneutralen Lösungen, die am meisten Anklang finden. Zwar hängt die optimale Wahl des Transportmittels stark vom angestrebten Endzweck und dem zu überwindenden Terrain ab, doch gelten einige allgemeine Regeln für die bevorzugten Lösungen für unterschiedliche Entfernungen.

Wie in der Abbildung 9 dargestellt, können bei kurzen und mittleren Entfernungen sehr niedrige H₂-Transportkosten durch nachgerüstete Pipelines erreicht werden. Bei geringer oder stark schwankender Nachfrage oder zur Überbrückung der Entwicklung bis zum Ausbau eines gesamten Pipelinenetzes ist der Transport von Wasserstoff per Lkw die attraktivste Option. Bei größeren Entfernungen bieten sowohl neue als auch nachgerüstete Unterwasserpipelines einen

kostengünstigeren Transport als die Schifffahrt, sind aber nicht für alle Regionen relevant. Wo keine Pipelines verfügbar sind, stehen verschiedene Wasserstoffträger zur Auswahl. LH₂, LOHC und NH₃ sind die meist diskutierten.

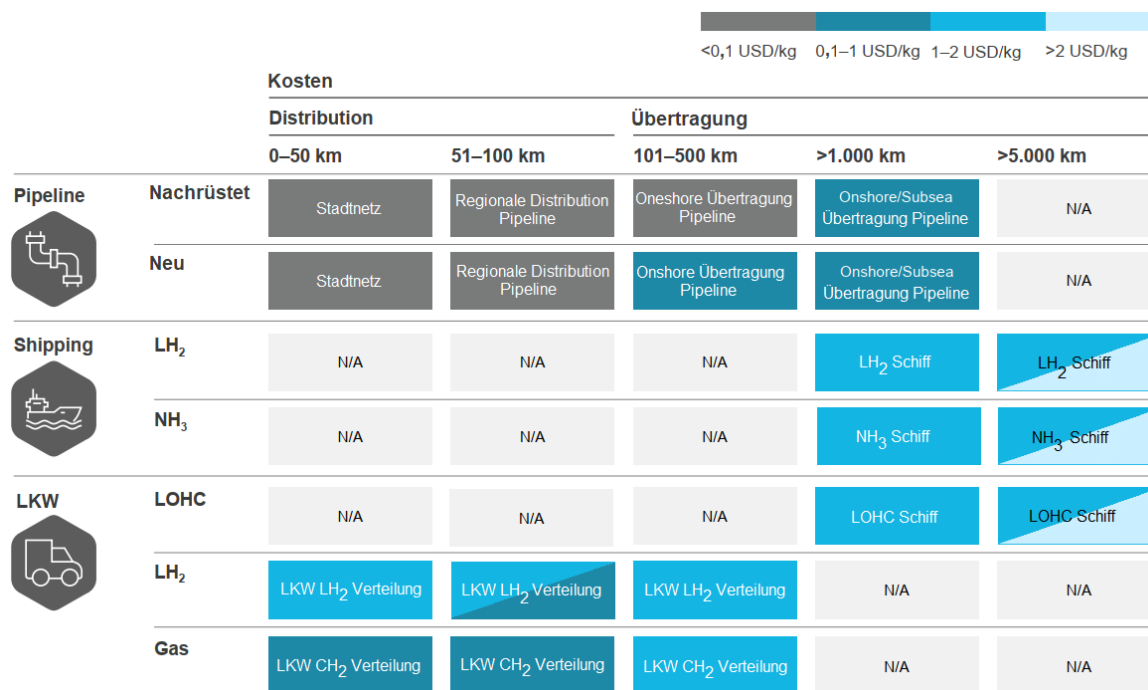


Abbildung 9: Übersicht der Distributionsmöglichkeiten [78].

4.1. Globaler Wasserstofftransport vom Erzeugungsort bis hin zu einem großen zentralen Knotenpunkt im Zielland

Für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff sind zusätzlich Kosten für den Transport (über längere Strecken und für große Kunden) und gegebenenfalls auch die Verteilung (über kürzere Entfernungen und für kleine Kunden) zu berücksichtigen. Diese Kosten nehmen mit der Entfernung zu und spielen insbesondere für Importe aus weit entfernten Regionen eine wichtige Rolle, da sie die günstigeren Produktionskosten dort im Vergleich zur heimischen Produktion, zumindest teilweise, kompensieren können. Für den Import über weite Strecken kommen grundsätzlich die beiden Optionen Pipeline und Schiff in Frage. Ihre wesentlichen techno-ökonomischen Daten sowie ihre Vor- und Nachteile sind in Tabelle 3 gegenübergestellt [77].

| Eigenschaften | Pipeline | Schiff |
|--|---|---|
| Kapazitäten | 340-876 Mio.kg _{CH₂} /a | ≤10-11 Mio.kg _{LH₂} /Schiff |
| Investitionen | 226-1367 tsd.€/km | 466-613 Mio.€/Schiff |
| Effizienz (-verluste) | 99,2 %/100 km | (ca. 30 % für Verflüssigung und 0,3 %/d Verdampfung) |
| Kosten für Transport und Verflüssigung | 0,01-0,034 €/(MWh*km) Spitzenwert: 0,34 €/(MWh*km) | 0,005-0,045 €/(MWh*km) Spitzenwert: 0,68 €/(MWh*km) 25-38 €/MWh |

| | | |
|-----------|--|--|
| Vorteile | Hohe Kapazität und Effizienz Geringe Betriebskosten Inkl. Speicherfunktion ggf. bestehende Gasleitungen auch für H ₂ nutzbar | Sehr große Transportentfernungen möglich Hohe Skalierbarkeit Moderate Kostenzunahme mit Entfernung |
| Nachteile | Kapitalintensiv Größere Volumen bzw. Leitungsdurchmesser als für Erdgas nötig Große Mengen nötig | Noch keine Schiffe verfügbar Große Mengen nötig Hohe Umwandlungsverluste Verflüssigung inflexibel Leere Rückfahrten (wg. Spezial-fracht) |

Tabelle 3: Wesentliche Eigenschaften der Transportoptionen Pipeline und Schiff [77].

Der Schiffstransport von Wasserstoff könnte dagegen gut skaliert und damit an die dezentralen Ausbaupfade einer H₂-Produktion angepasst werden und auch weitaus größere Entfernungen überbrücken als Pipelines. Eines der Hauptprobleme für diese Option ist jedoch, dass es noch keine kommerziellen Schiffe und Erfahrungen für den H₂-Transport gibt. Das erste Demonstrations- und Versuchsschiff aus Japan verfügt über eine Kapazität von etwa 1.250 Nm³ an LH₂, d. h. umgerechnet ca. 88.500 kg H₂, was noch um mehrere Größenordnungen von zukünftig denkbaren Schiffen abweicht. Ein zweiter wesentlicher Nachteil für den Schiffstransport ist, dass der Wasserstoff dafür verflüssigt (d. h. bis auf -253 °C heruntergekühlt) werden muss, weil sonst für gasförmigen Wasserstoff die transportablen Energiemengen zu klein oder die Schiffe zu groß werden. Dieser Umwandschritt ist teuer und energie- bzw. stromintensiv. Daher stellt diese Anforderung eine weitere große Hürde gegenüber dem Einstieg in eine H₂-Transportinfrastruktur mittels Schiffe dar. Der Transport via Schiff würde erst nach einer Entfernung von ca. 5.000 km günstiger werden als über eine Pipeline, allerdings mit deutlich höheren Kostenunsicherheiten und -risiken [77].

Die Wasserstoffspeicherung zusammen mit der Transportentfernung, der zu importierenden Menge, der endgültigen Verwendung und der Verfügbarkeit der Infrastruktur bestimmen die endgültigen Kosten für die Wasserstofflieferung. Der derzeitige Mangel an Wasserstoffinfrastruktur erschwert die Lieferung großer Mengen über große Entfernungen. Eine der Möglichkeiten, den Transport von Wasserstoff über weite Strecken zu ermöglichen, ist die Nutzung bestehender Erdgaspipelines für die Übertragung von Wasserstoff. Für den Langstreckentransport innerhalb der EU ist dies die wirtschaftlichste Lösung. Chemische Energieträger wie Ammoniak oder LOHC werden bei größeren Entfernungen wirtschaftlich attraktiver [79]. Viele Aspekte der Infrastruktur für die Speicherung und den Transport von Ammoniak sind bereits weit entwickelt. Ammoniak ist die günstigste Form für den weltweiten Transport von Wasserstoff über große Entfernungen und in großen Mengen [18].

4.2. Wasserstoff-Distribution zum Verbraucher

Nach dem Transport des Wasserstoffs in das Zielland muss der Kraftstoff im Inland verteilt und an die Endverbraucher geliefert werden. Es gibt verschiedene Möglichkeiten für den inländischen Transport von Wasserstoff, über Pipelines, Züge, Lastwagen oder Binnenschiffe.

| Verteilungsoption | Eigenschaften |
|-------------------|--|
| Lkw | <ul style="list-style-type: none"> • H₂-transport sowohl in komprimierter als auch in flüssiger Form. • flexibelste H₂-transportverfahren, aber einzelne Sendungen sind nur schwer skalierbar und es fallen hohe Kosten für jede einzelne Fahrt an. • wird am besten bei komplizierten Routen und schwierigem Gelände eingesetzt. Deswegen eignen sie sich besonders für kleine Mengen. • Für längere Strecken ist der Transport flüssiger Form tendenziell günstiger. |
| Schienentransport | <ul style="list-style-type: none"> • ermöglicht eine schnelle Lieferung und bietet die Möglichkeit, direkte Bahnverbindungen zwischen Produzenten und Häfen einzurichten. • Erfordert eine hohe Anfangsinvestition. |
| Pipeline | <ul style="list-style-type: none"> • hat hohe Kapitalkosten. • gewährleistet eine kontinuierliche Versorgung. • eignet sich am besten für Händler mit stetig eingehenden Verbraucher-bestellungen. |
| Binnenschiff | <ul style="list-style-type: none"> • erfordert eine erhebliche Anfangsinvestition. • Benötigt Terminals und Frachtkahnflotten. • Die Möglichkeit, direkte Fluss-zu-Schiff-Transfers zu arrangieren, kann sich als vorteilhaft erweisen. |

Tabelle 4: Eigenschaften der Wasserstoffverteilungsoptionen [80].

Wasserstoff kann über Pipelines und über Straßen in kryogenen Flüssigtankwagen oder gasförmigen Tube-Trailern zum Einsatzort transportiert werden. Pipelines werden in Regionen mit hohem Bedarf (Hunderte von Tonnen pro Tag) eingesetzt, der voraussichtlich über Jahrzehnte hinweg stabil bleiben wird. Verflüssigungsanlagen, Flüssigtankwagen und Röhrenanhänger werden in Regionen eingesetzt, in denen der Bedarf geringer ist oder sich erst entwickelt. Auch die Lieferung von Wasserstoff mittels speziell für diesen Zweck entwickelten Schiffen wird derzeit für großtechnische Anwendungen, wie z. B. Exportmärkte, erprobt. Am Ort der Wasserstoffnutzung werden in der Regel zusätzliche Infrastrukturkomponenten eingesetzt, darunter Verdichtung, Speicherung, Zapfsäulen sowie Technologien zur Erkennung und Reinigung von Verunreinigungen. Technologien mit hohem Durchsatz, die diese Leistungsanforderungen erfüllen, befinden sich derzeit in der Entwicklung. Die wichtigsten Herausforderungen bei der Wasserstoffversorgung sind die Senkung der Kosten, die Erhöhung der Energieeffizienz, die Aufrechterhaltung der Wasserstoffreinheit und die Minimierung von Wasserstoffverlusten. Weitere Forschungsarbeiten sind erforderlich, um die Kompromisse zwischen den Optionen für die Wasserstoffherzeugung und die Wasserstoffversorgung zu analysieren, sofern sie zusammen als System betrachtet werden [81].

Derzeit wird der Pipeline-Transport von Wasserstoff entweder in Verbindungen zwischen nahe gelegenen Produktions- und Verwendungsstandorten oder in umfangreicheren Netzen eingesetzt. Künftige Entwicklungen werden sicherlich größere Durchflussraten und Entfernungen mit sich bringen [82]. Neben Pipelines sind Wasserstoffträger für den Ferntransport interessant. Da CH₂ für den Ferntransport nicht geeignet ist, können die Anbieter Wasserstoff verflüssigen, in Ammoniak umwandeln oder an einen LOHC binden. Die Wahl des optimalen Trägers hängt von der Endanwendung, den Reinheitsanforderungen und dem Bedarf an langfristiger Speicherung ab. LH₂ ist am effizientesten, wenn der Zielort flüssigen oder hochreinen Wasserstoff erfordert, und hat

Vorteile, wenn der Wasserstoff nach der Anlandung im Hafen mit Lastwagen verteilt werden muss. Im Gegensatz zu NH_3 und LOHC muss LH_2 nicht dehydriert oder gecrackt werden, um in gasförmigen Wasserstoff umgewandelt zu werden, was nicht nur Kosten spart, sondern auch Reinheitsprobleme auf Grund von Trägerresten vermeidet. Die größten Nachteile von LH_2 sind seine im Vergleich zu Ammoniak relativ geringe volumetrische Energiedichte, sowie die Boil-off-Verluste. Während die Verflüssigung eine bereits kommerziell genutzte Technologie ist, befinden sich die Verschiffung von LH_2 und die Speicherung in großem Maßstab noch in der Entwicklungsphase [78].

Für längere Strecken wird Wasserstoff zurzeit als flüssiges Produkt in kryogenen Tanklastwagen transportiert. Nach der Verflüssigung wird der LH_2 auf Lieferwagen umgeladen und zu den Verteilern transportiert, wo er unter hohem Druck zu einem gasförmigen Produkt verdampft und dann verteilt wird. Über lange Strecken ist der Transport von LH_2 wirtschaftlicher als der von CH_2 , da ein Flüssigtankwagen eine viel größere Menge Wasserstoff aufnehmen kann als ein Tube-Trailer. Zu den Herausforderungen beim Transport von Flüssigwasserstoff gehört die mögliche Verdampfung während der Lieferung [83].

4.3. Anforderungen an das Tanksystem für die Speicherung von Kraftstoffen an Bord

Für den Seetransport von Wasserstoffkraftstoffen in Tankschiffen (Seeschiffe oder Binnenschiffe) gelten Anforderungen an die Speicherung des Kraftstoffs an Bord. Jeder Kraftstofftyp hat seine spezifischen Eigenschaften und daher unterschiedliche Arten der Speicherung.

| | Speichermethode | Containment-System | Druck | Temperatur | Zustand | H2-Inhalt |
|----------------------|----------------------------------|---|----------------|------------------|----------------------------|-----------|
| Physikalisch-basiert | Unter Druck | Fest: Druckflaschen/-schläuche Austauschbar: Zylinder/Rohre in Flaschengestellen | 200-500bar | Ambient | Gas | 1wt% |
| | Liquid | Fest: Superisolierte Tanks austauschbar: Superisolierte ISO-Tankcontainer | Atmosphärisch | -245 bis -250 °C | Flüssig | 1wt% |
| Material-basiert | Metallhydrid (NaBH_4) | Kristall: Lagerung ähnlich wie bei Salz Flüssig: Kunststoffbehälter | Atmosphärisch | Ambient | Fest (Kristall) Flüssig | 10.8wt% |
| | Ammoniak | Isolierte Tanks | Atmosphärisch | -34 °C | Flüssig | 17.7wt% |
| | | Isolierte Drucktanks | 10-30bar | Ambient | Gas | |
| | LOHC | Ähnliche Tanks wie der Dieseltank | Atmosphärisch | Ambient | Flüssig | 6.23wt% |
| | Methanol | Ähnliche Tanks wie der Dieseltank | Atmosphärisch | Ambient | Flüssig | 12.5wt% |
| CO_2 -Tanks | | 12-25bar | -35 bis -15 °C | Flüssig | | |

Tabelle 5: Überblick über Methoden der Wasserstoffspeicherung und technische Parameter [14].

Die Herausforderung bei der Speicherung von H_2 , insbesondere bei der Gasspeicherung, ist die schlechte gravimetrische Energiedichte. Während Wasserstoff im Vergleich zu Diesel eine etwa dreimal so hohe Energiedichte pro kg aufweist, erfordert eine Tonne Wasserstoff ein Tankgewicht

von fast 20 Tonnen (gravimetrische Energiedichte inklusive Containment-System von etwa einem Siebtel von Diesel). Die Flüssigspeicherung in superisolierten Vakuumentanks hat das Potenzial, eine gravimetrische Energiedichte zu erreichen, die etwa halb so groß ist wie die von Diesel.

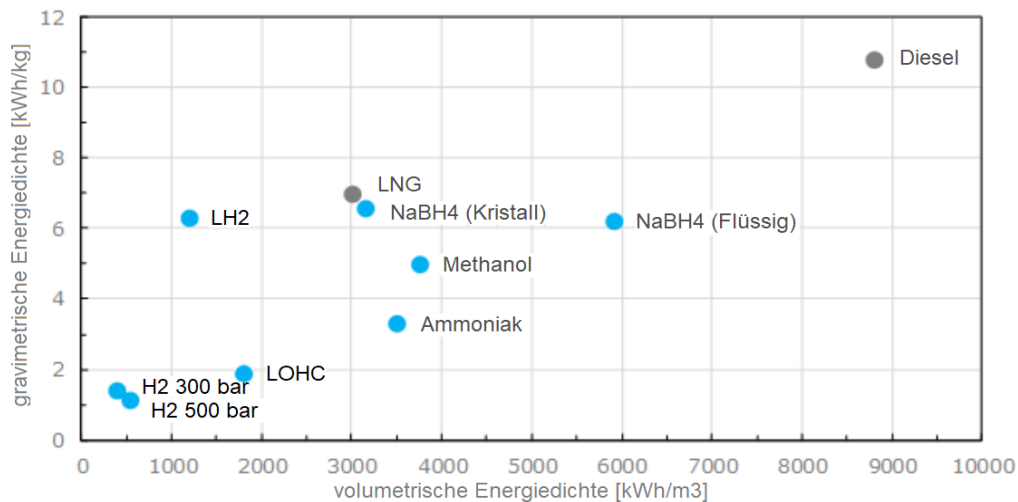


Abbildung 10: Energiedichte von Wasserstoff in verschiedenen Formen inkl. Speichersystem [14].

4.3.1. Komprimierter Wasserstoff

Komprimierter Wasserstoff (H_2) ist eine Option, die in den meisten Zukunftsszenarien in Betracht gezogen wird, von der Massenspeicherung bis zu kompakten Speichermethoden. Die am häufigsten verwendete Standardgasflasche hat ein Volumen von 50 Liter. Neue Flaschen sind für einen Druck von 300 bar ausgelegt. Derzeit werden für die Wasserstoffverdichtung nur Kompressoren verwendet, die hauptsächlich aus Hubkolbenkompressoren mit einem maximalen Druck von 1.000 bar bestehen [84]. Die Druckwasserstoffspeicherung ist derzeit für mobile Anwendungen (Binnenschifffahrt) am weitesten entwickelt und ist die am häufigsten angewandte Methode in aktuellen Projekten. Die technische Reife und Verfügbarkeit von H_2 sind klare Vorteile gegenüber anderen Speichermethoden. Nachteilig sind jedoch das erforderliche Gewicht des Containment-Systems, die relativ geringe volumetrische Energiedichte und damit der Platzbedarf für die Speicherung größerer Mengen von Wasserstoffbehältern. Sowohl feste als auch austauschbare Systeme könnten in den nächsten Jahren bei Speicherdrücken von 200-500 bar zum Einsatz kommen. Für den Einsatz von festen Systemen ist eine weitere Analyse der Bunkerszenarien erforderlich, um die Bunkerrate zu bewerten, da langsame Bunkerraten einen Nachteil darstellen könnten. Austauschbare Systeme können in Containern oder Flaschengestellen untergebracht werden. Die können vorgefüllt werden, wodurch mögliche Verzögerungen bei den Bunkerraten entfallen, und können an einem Containerterminal ausgetauscht werden. H_2 -Druckbehälter sind in der Regel kugelförmig und hohlenförmig und können in vielen Größen angeboten werden. Für kleine Wasserstoffmengen von wenigen bis zu zehn Kilogramm werden Einzeltanks verwendet. Für größere Mengen (bis zu ca. 1.000 kg) werden mehrere Behälter verwendet, die in einen Standard-Schiffscontainer eingebaut werden können. Die Druckbehälter können sowohl als festes Speichersystem an Bord verwendet werden, lassen sich aber auch leicht austauschen [14].

4.3.2. Flüssiger Wasserstoff

Die Verwendung von verflüssigtem Wasserstoff (LH₂) hat eine Reihe von Vorteilen wie die hohe Wasserstoff- und Energiedichte. Als Hauptnachteil der LH₂-Speicherung werden Siedeverluste angeführt. Außerdem ist der Energiebedarf für die H₂-Verflüssigung relativ hoch, so dass die Verluste während der Verflüssigung beträchtlich sind. Dies kann zu einem einschränkenden Faktor im Hinblick auf Sicherheitsfragen werden, aber die eigentlichen einschränkenden Faktoren sind immer noch die Verfügbarkeit und die Kosten der Verflüssigungsinfrastruktur. Auf Grund von Mengeneffekten kann eine große Anlage eine wesentlich bessere Effizienz und spezifische Kosten erzielen und hat bessere Chancen, sich gegen die Konkurrenz durchzusetzen. Die weitere Entwicklung der H₂-Verflüssigung sollte sich daher vor allem auf Großanlagen konzentrieren. Typische Boil-off-Verluste liegen je nach Tankgröße zwischen 0,1 %-1 % pro Tag [84]. Ein LH₂-Speicher besteht in der Regel aus einem Innentank, mehreren Isolierschichten, einem Vakuumraum und einem Außentank. Das Speichersystem ist mit Sicherheitssystemen, Ventilen und Messsystemen zur Überwachung wichtiger Parameter wie Druck und Temperatur ausgestattet. Der Speicherbehälter kann in vielen Formen und Größen vorkommen, ist aber in der Regel kugelförmig oder zylindrisch. LH₂-Speicherbehälter werden bei einer Temperatur von -253 °C betrieben, um die flüssige Form zu erhalten. Der Druck steigt, wenn Wasserstoff verdampft, wird aber normalerweise unter 20-30 bar gehalten. Die kryokomprimierte Speicherung ist eine Kombination aus kryogener und Druckwasserstoffspeicherung. Diese Speichersysteme ähneln denen für flüssigen Wasserstoff, können aber einem Druck von einigen hundert bar standhalten [14].

4.3.3. Ammoniak

Die materialbasierte Wasserstoffspeicherung (Metallhydride, Ammoniak, Methanol oder LOHC) muss ebenfalls weiterentwickelt werden, insbesondere im Hinblick auf die H₂-Abgabesysteme. Sie haben viele Vorteile wie hohe Speicher-/Energiedichten, relativ sichere Handhabung (vergleichbar mit Diesel oder sogar besser, mit Ausnahme von Ammoniak) und mögliche Wiederverwendung bestehender Diesellager und -infrastruktur. Ein Nachteil ist, dass einige stoffbasierte Brennstoffe einen Rückführungskreislauf erfordern, was bedeutet, dass zusätzliche Sicherheitsbehälter erforderlich sind, um den abgebrannten Brennstoff an Bord zu lagern (was Platz kostet). Die Anwendung dieser Technologien und insbesondere die erforderliche zusätzliche Ausrüstung (Wasserstoffabgabesysteme) sind jedoch noch nicht entwickelt [14]. Ammoniak wird in der Regel in flüssiger Form transportiert und gelagert, um sein Volumen zu reduzieren. In flüssiger Form ist es relativ sicher, was die Entflammbarkeit angeht, aber es ist hochgiftig, und die Lagerung muss besonderen Vorschriften entsprechen. Ammoniak kann in Kühltanks bei -33 °C und 1 bar oder in Drucktanks bei 25 °C und 10 bar gelagert werden. Die Lagerungsbedingungen für Ammoniak sind denen von Flüssiggas (LPG) sehr ähnlich, und vorhandene LPG-Tanker können für den Transport von Ammoniak als Fracht verwendet werden. Außerdem hängt der Platzbedarf eines Ammoniak tanks von der Energieeffizienz des Antriebssystems ab. Es wird erwartet, dass der Ammoniakmotor einen mit bestehenden Schiffsmotoren vergleichbaren Wirkungsgrad von etwa 50 % hat [18]. Im Prinzip werden die im IGC-Code für die Beförderung von Ammoniak als Ladung

zugelassenen Tankarten auch als Kraftstofftanks akzeptiert. In der Regel werden für die Ladung von Ammoniak in Gastankern voll gekühlte und halb oder ganz unter Druck stehende Tanks gemäß dem IGC-Code verwendet. Auf Grund der Korrosivität von Ammoniak sind die besonderen Anforderungen des IGC-Codes für die in Ammoniak-Lagertanks und den dazugehörigen Systemen verwendeten Materialien zu beachten [19].

4.3.4. Methanol

Methanol ähnelt hinsichtlich seiner transportrelevanten Eigenschaften Diesel und kann unter den ähnlichen Bedingungen gelagert werden. Die Verwendung von Methanol an Bord führt zu CO₂-Emissionen, die aufgefangen und unter Druck oder in flüssiger Form gelagert werden sollten, und erfordert ein zusätzliches Lagersystem [14]. Methanol hat erhebliche toxische, entflammbare und reagierende Eigenschaften, die bei falscher Handhabung nachteilige Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und die Umwelt haben kann. Beim Be- und Entladen sowie bei der Verwendung von Methanol an Bord ist besondere Vorsicht geboten. Bei der Beladung mit Methanol in flüssiger Form sollten Sicherheitsaspekte beachtet werden, die mit dem IMO OSV Chemical Code übereinstimmen [85]. Es gibt Richtlinien für die Anordnung, Installation, Steuerung und Überwachung von Maschinen, Ausrüstungen und Systemen auf Schiffen, die Methanol als Kraftstoff verwenden, um das Risiko für das Schiff, die Besatzung und die Umwelt zu minimieren. Die wichtigsten Anforderungen dieser Richtlinien für das Kraftstoff-Containment-System und das Kraftstoffversorgungssystem betreffen Sicherheitsmaßnahmen bei Leckagen aus dem Tank [86].

4.3.5. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Wasserstoff kann mit Hilfe von LOHCs über lange Strecken transportiert werden. Solche Transporte basieren auf einem zweistufigen Zyklus: Laden/Speichern von Wasserstoff (Hydrierung) in das LOHC-Molekül und Entladen/Freigeben von Wasserstoff (Dehydrierung). Während der Speicherung wird der Wasserstoff kovalent an den jeweiligen LOHC gebunden. Da der LOHC bei Umgebungsbedingungen flüssig ist und ähnliche Eigenschaften wie erdölbasierte Kraftstoffe aufweist, kann er leicht gehandhabt, transportiert und gelagert werden; daher wäre eine schrittweise Umsetzung unter Nutzung der bestehenden erdölbasierten Infrastruktur möglich [87]. Ein Nachteil ist, dass sowohl LOHC als auch Methanol einen Rücklaufkreislauf und komplexe Systeme an Bord benötigen, was eine zu große Herausforderung darstellen könnte. Für den Transport von LOHC wird nur ein Tank benötigt, der entweder LOHC- oder LOHC+ enthält. Für die Verwendung von LOHC an Bord müssen sie in separaten Tanks gelagert werden. LOHC kann bei Umgebungsdruck und -temperatur gelagert werden und kann über lange Zeiträume ohne Verluste gelagert werden. Er kann als ungefährliches Gut eingestuft werden und ist schwer zu entzünden. Ein großer Nachteil der Speicherung von Wasserstoff in LOHC ist die Notwendigkeit der Wasserstoffreinigung nach der Dehydrierung, und der größte Nachteil ist der hohe Temperatur- und damit Energiebedarf für die Hydrierung und Dehydrierung. Der Energiebedarf beträgt etwa 50 % seines eigenen Energiegehalts [88].

4.4. Anforderungen an die Tank- und Bunkerinfrastruktur am Hafen

Die von den einzelnen Schiffstypen benötigte Wasserstoffmenge ist unterschiedlich, und einige Schiffe können mehr als hundert Tonnen Kraftstoff pro Tag verbrauchen. Daher ist die zur Verfügung stehende Menge der Wasserstoffbrennstoffe im Hafen zum Bunkern von Schiffen in angemessener Zeit und Menge ein wichtiger Punkt. Es werden mehrere maritime Kraftstofftypen diskutiert, und es gibt noch keine Einigung darüber, welcher Kraftstoff in Zukunft verwendet werden soll. In diesem Bereich sind verschiedene Testprojekte und Studien erforderlich, um geeignete Kraftstoffe zu ermitteln. Dies wird die weiteren Schritte bei der Gestaltung der Tanks und der Infrastruktur im Hafen auf der Grundlage des Kraftstofftyps und der Größenordnung der Lagerung je nach Bedarf erleichtern.

Durch die steigende Nachfrage nach Wasserstoffkraftstoffen werden größere Wasserstofftanks und eine größere Infrastruktur am Hafen benötigt. LH_2 muss seine extrem niedrige Temperatur beibehalten, so dass die gesamte Konstruktion eines Wasserstofftanks darauf ausgelegt ist, ein Eindringen von Wärme zu verhindern. Dies gilt sowohl für die Form als auch für das Material und die Isolierung. Die großen landseitigen Wasserstofftanks sind in der Regel kugelförmig, im Gegensatz zu den zylindrischen Tanks, die für viele andere kryogene Gase verwendet werden. Die kugelförmige Form ermöglicht einen minimalen Wärmeübergang zwischen dem Tank und der Außenwelt. Darüber hinaus sind die Tanks mit der besten Isolierung ausgestattet: der Vakuumisolierung [89]. in Boil-Off-Management-System kann die Verluste reduzieren, indem die Boil-Off-Gase in Metallhydrid-speichern gespeichert, in einer Wiederverflüssigung wiederverwertet oder direkt in einer Brennstoffzelle energetisch genutzt werden [90].

Für die Bunkerung von Wasserstoff gibt es verschiedene Methoden, die jeweils von dem physikalischen Zustand abhängen, in dem der Wasserstoff an Bord von Binnenschiffen gespeichert wird. Im Allgemeinen können die folgenden Hauptbunkerkonfigurationen unterschieden werden: Lkw-Schiff, Schiff-Schiff, feste Speicher an Bord von Schiffen (Bunkerstationen), auch Terminal-Schiff über eine Pipeline genannt, die Verwendung mobiler Wasserstofftanks (Austausch von Behältern) [88]. Der Lkw-Schiff-Transfer ist derzeit die am häufigsten verwendete Bunkerkonfiguration für LNG, aber in mehreren Häfen werden derzeit Schiff-Schiff-Bunkerkonfigurationen entwickelt. Das Schiff-zu-Schiff-Bunkern ist die am weitesten verbreitete Methode zum Bunkern von HFO und MGO in Seeschiffen. Im Vergleich zu den anderen Methoden bietet sie eine hohe Flexibilität in Bezug auf die Kapazität und den Standort. Die hohen Investitionskosten für Bunkerschiffe sind jedoch das größte Hindernis. Beim Shore-to-Ship-Verfahren wird entweder direkt von einem Zwischentank oder einer kleinen Station oder von einem Import- oder Exportterminal aus gebunkert. Wenn sich das Terminal nicht direkt am Liegeplatz befindet, sind Pipelines vom Terminal zum Dock erforderlich. Diese Methode eignet sich im Allgemeinen für Häfen mit einer langfristig stabilen Bunkernachfrage [91].

Ammoniak als potenzieller künftiger Schiffskraftstoff ist giftig. Daher sind die Risiken und Herausforderungen der Lagerung und Bunkerung von Ammoniak zu berücksichtigen. Die Bunkerung von Ammoniak kann über Terminals oder Lastwagen an Land und über ein Bunkerschiff erfolgen. Sicheres Be- und Entladen von Ammoniak von/zu Terminals ist möglich, aber für höhere Sicherheit kann das Bunkern über ein Bunkerschiff als Zwischenglied zwischen dem Terminal und dem mit Ammoniak betriebenen Schiff erfolgen. Insbesondere bei großen Ammoniakmengen, wie bei Hochseeschiffen, sollte der Einsatz eines Bunkerschiffs bevorzugt werden, ebenso in dicht besiedelten Gebieten. Für einen schnellen und kosteneffizienten Ausbau der Ammoniakbunkerung könnten kleine Gastanker zu Ammoniakbunkerschiffen umgebaut werden. Der Einsatz von Bunkerschiffen wurde auch für LNG angewandt, um die Investitionskosten für die Bunkerinfrastruktur zu senken und Flexibilität zu gewährleisten [18].

LOHC und Methanol sind vielversprechend in Bezug auf Sicherheit, Verfügbarkeit und bestehende Versorgungslogistik. Darüber hinaus ist die potenzielle Wiederverwendung bestehender Diesellager und -infrastrukturen ein Vorteil. LOHC wird ähnlich wie Diesel gelagert und transportiert. Es wird erwartet, dass die Bunkermethoden ähnlich wie beim herkömmlichen Bunkern von Diesel sind. Bei LOHC gibt es einen Rücklaufkreislauf, da das dehydrierte Öl vom Schiff entfernt werden muss (z. B. über eine Pumpe / einen Kran / einen Vakuumanhänger). Dadurch verlängert sich die Bunkerzeit im Vergleich zum Bunkern von herkömmlichem Diesel [88].

4.5. Zu berücksichtigende Sicherheitsaspekte

Die Bunkerung von Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt, einschließlich Wasserstoff, ist durch das Zusammenspiel vieler Beteiligten und unterschiedliche rechtliche Rahmenbedingungen gekennzeichnet. Dies birgt einige Herausforderungen für das sichere Bunkern. Der IGF-Code legt technische und funktionale Anforderungen an die Bunkerausrüstung und den Bunkerbetrieb fest. Der Schwerpunkt liegt jedoch auf dem empfangenden Schiff, während der gesamte Bunkerprozess, die Bunkerverbindung und die erforderliche landseitige Bunkeranlage nicht abgedeckt sind. Bereiche, die vom IGF-Code nicht abgedeckt werden, fallen in der Regel in die Zuständigkeit der nationalen Behörden. Bestehende Vorschriften, Codes und Normen decken die Herausforderungen und Sicherheitsbedenken im Zusammenhang mit dem Bunkern großer Mengen Wasserstoff für Schiffe nicht ab. Bei der Festlegung von Sicherheitsabständen für das Bunkern von Wasserstoff werden wahrscheinlich risikobasierte Ansätze erforderlich sein. Das akzeptable Risiko für das Bunkern kann jedoch variieren und wird in der Regel durch allgemeine Vorschriften oder Praktiken oder durch festgelegte Kriterien für die Verwendung brennbarer Gase in den einzelnen Ländern oder Regionen, in denen das Schiff eingesetzt werden soll, abgedeckt [17].

5. Perspektiven von Anwendungsfällen für wasserstoffbasierte Kraftstoffe

Bei der Anwendung alternativer Kraftstoffe im Schiffsverkehr liegt der Fokus derzeit auf dem Vergleich zwischen Verbrennungsmotoren, die mit Dieselöl oder LNG betrieben werden, wobei die Nachhaltigkeit von LNG und die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit nachgewiesen wurden. Außerdem wurden mehrere Studien zur Durchführbarkeit von Brennstoffzellensystemen durchgeführt, die mit Methanol oder Wasserstoff betrieben werden. Brennstoffzellen sind eine vielversprechende Lösung für maritime Anwendungen, da sie sich durch einen hohen Wirkungsgrad und ein geringes Maß an Emissionen, Lärm und Vibrationen auszeichnen. Aus diesen Gründen wurden verschiedene Technologien, insbesondere Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEMFC) und Festoxidbrennstoffzelle (SOFC), als Alternative zu Verbrennungsmotor untersucht.

5.1. Anwendungsfällen von wasserstoffbasierten Kraftstoffen an Bord

Die Mehrheit der Schiffe verwendet derzeit Dieselgeneratoren zur Stromerzeugung. Infolge der Beschränkungen zur Emissionsreduzierung sind die Schiffseigner verpflichtet, die Umweltauswirkungen ihres Betriebs zu verringern, und daher entscheiden sie sich für den Einsatz verschiedener Konfigurationen des hybriden diesel-/wasserstoff-elektrischen Antriebssystems mit Energiespeichern, z. B. Batterien an Bord. Die Elektrifizierung ist die vielversprechendste Lösung zur Einhaltung strengerer Emissionsgrenzwerte. Die Verwendung von Batterien, mit dem Vorteil, sie während des Anlegens aufladen zu können, als Hauptantrieb ist für den Kurzstreckenseeverkehr geeignet, während für den Hochsee- oder Linienverkehr alternative Kraftstoffe benötigt werden. Wasserstoff ist ein Energieträger mit höherer Energiedichte und spezifischer Energie im Vergleich zu einer Lithium-Ionen-Batterie und bietet eine saubere Alternative für die Speicherung und den Transport von Energie. Dieser Vorteil geht jedoch auf Kosten einer geringeren Ladekapazität in Bezug auf Volumen oder Masse auf Grund der großen und komplexen Wasserstoffspeicherung. Der Schiffsantrieb kann mit reinem Wasserstoff oder anderen Arten von Kraftstoffen erfolgen, wobei kohlenstoffarme Verbindungen im Vergleich zu Schiffsdiesel deutlich weniger CO₂ verursachen. Die chemische Energie des Wasserstoffs kann in einem Verbrennungsmotor teilweise in mechanische Energie umgewandelt werden. Die mechanische Energie lässt sich direkt für den Antrieb eines Schiffes nutzen oder mit Hilfe eines Stromgenerators in elektrische Energie umwandeln, entweder für den Antrieb oder zur Versorgung des Strombedarfs an Bord. Alternativ kann mit einem Brennstoffzellensystem die chemische Energie des Wasserstoffs direkt in elektrische Energie umgewandelt werden, was weniger Energieverluste und einen höheren Wirkungsgrad ermöglicht.

Es gibt mehrere Brennstoffzellentypen mit unterschiedlichen Eigenschaften, die sich durch die Art des verwendeten Elektrolyten und Brennstoffs sowie die Betriebstemperatur unterscheiden. In der Schifffahrt können je nach den spezifischen Betriebsbedingungen und der verfügbaren

Infrastruktur mehrere Brennstoffzellen Typen eingesetzt werden. Am weitesten verbreitet ist die PEMFC, danach folgen die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) und die Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC). Die PEMFC werden in der Regel bei niedrigen Temperaturen und mit reinem Wasserstoff betrieben, was auch einen sicheren Betrieb ermöglicht. Andererseits bieten Hochtemperatur-Brennstoffzellen, vor allem MCFC und SOFC, normalerweise einen höheren Wirkungsgrad [92]. In den letzten zwei Jahrzehnten wurden mehrere maritime Forschungsprojekte durchgeführt, bei denen die Brennstoffzellen als Teil des Hybridantriebssystems für den Schiffsantrieb eingesetzt wird. Einige davon sind in Tabelle 6 aufgeführt.

| Projekt | Schiffstyp | Dauer | Brennstoffzelle Typ | Brennstoffzelle Leistung | Kraftstoff | Projektpartner |
|---------------------|----------------------------|-----------|---------------------|--------------------------|--|-----------------------------|
| FellowSHIP | Offshore-Versorgungsschiff | 2003-2013 | MCFC | 320 kW | LNG | DNV, Wärtsilä |
| FCSHIP | Passagierfähre | 2002-2004 | MCFC, SOFC, PEMFC | Bis zu 1 MW | H ₂ für PEMFC Kohlenwasserstoff für MCFC, SOFC | DNV |
| ZEMSHIP | Passagierfähre | 2006-2010 | PEMFC | 96 kW | H ₂ | Proton Motor |
| Nemo H ₂ | Passagierfähre | 2008-2011 | PEMFC | 60 kW | H ₂ | Alewijnse |
| METHAPU | RoRo-Schiff | 2006-2009 | SOFC | 250 kW | MeOH | Wärtsilä |
| SchIBZ | Mehrweckschiff | 2009-2016 | SOFC | 100-500 kW | Diesel | ThyssenKrupp marine Systems |
| PaXell | Kreuzfahrtschiff | 2009-2016 | HT-PEMFC | 60 kW | MeOH | Meyer Werft |
| SeaChange | Passagierfähre | 2016-2022 | PEMFC | 360 kW | H ₂ | SWITCH Maritime LLC |
| MARANDA | Forschungsschiff | 2017-2021 | PEMFC | 165 kW | H ₂ | ABB, VTT |
| HySeas III | RoPax-Fähre | 2018-2022 | PEMFC | 600 kW | H ₂ | Kongsberg, Ballard, DLR |
| MF Hydra | RoPax-Fähre | 2018-2021 | PEMFC | 400 kW | LH ₂ | LMG Marin, Norled |
| HyShip | RoRo-Schiff | 2021-2024 | PEMFC | 3 MW | LH ₂ | Wilhelmsen, Equinor, ... |

Tabelle 6: Brennstoffzellenprojekte für Schiffsantriebe [93], [92], [94].

PEMFCs werden in der Regel mit hochreinem Wasserstoff gespeist und sind für die Schifffahrt in beschränkten Bereichen (d. h. Emission Control Areas) und Häfen attraktiv. SOFCs sind im Vergleich zu PEMFC Brennstoff-toleranter; so können sie mit Methanol, Erdgas und Ammoniak betrieben werden. Sie haben auch einige Nachteile, wie die lange Anlaufzeit auf Grund der hohen Temperatur, weshalb sie nicht für schnelle Lastwechsel geeignet sind und eine geringere Lebensdauer als andere Systeme haben. SOFC wurden in den letzten Jahren in Prototypen für die Schifffahrt eingesetzt, vor allem als Hilfsantriebe [3].

Die Wasserstoffmoleküle sind in der Endphase der direkte Brennstoff für die Brennstoffzellensysteme. Ammoniak muss dann gecrackt werden, Methanol und Methan müssen zu Wasserstoff reformiert und LOHC muss dehydriert werden. Wie in Abbildung 11 dargestellt, je nach Art des an Bord verwendeten Kraftstoffs und des Reformierungssystems variiert der Gesamtwirkungsgrad des Energieversorgungssystems [92].

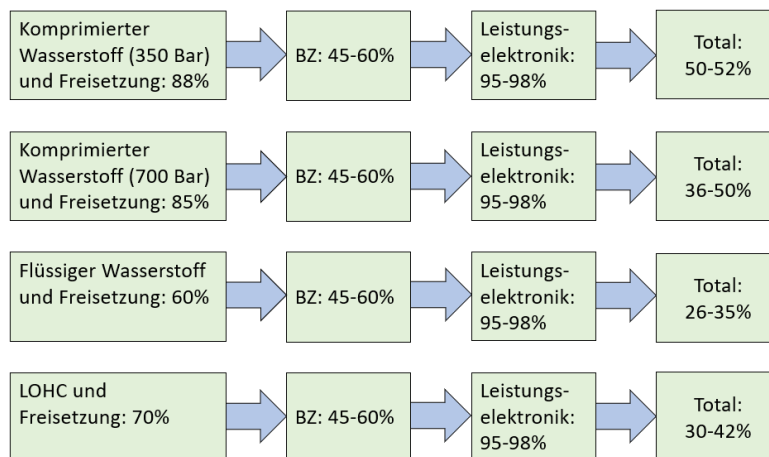


Abbildung 11: Elektrische Wirkungsgrad auf Basis der Wasserstoffumsetzung in Brennstoffzellen [92].

Sowohl CH_2 als auch LH_2 können in Verbrennungsmotoren verbrannt werden, wie bei Raketenantrieben und Wasserstofffahrzeugen. Im Jahr 2017 nahm die Hydroville, die erste mit Wasserstoff betriebene Passagierfähre, ihren Betrieb auf. Sie verbrennt CH_2 zusammen mit Dieselkraftstoff in einem Verbrennungsmotor. Der Nachteil jedes Kraftstoffs, der verbrannt wird, besteht darin, dass Stickoxidemissionen entstehen, selbst wenn der Kraftstoff aus erneuerbaren Energien stammt, und dass fossile Pilotkraftstoffe zusätzliche Treibhausgase erzeugen. Außerdem sind Verbrennungsmotoren weniger effizient als Brennstoffzellen, weshalb Brennstoffzellen bei größeren Schiffen voraussichtlich die bevorzugte Option sein werden [95].

Ammoniak liegt in flüssiger Form bei einer höheren Temperatur als Wasserstoff vor. Die Verwendung von Ammoniak in Brennstoffzellen hat das Potenzial für einen höheren Wirkungsgrad, weniger Lärm, geringere Luftschadstoffe und weniger Platzbedarf im Vergleich zu Verbrennungsmotoren. Grundsätzlich wird Ammoniak entweder indirekt als Wasserstoffträger oder direkt in einer Brennstoffzelle verwendet. Die PEMFC benötigt hoch gereinigten Wasserstoff als Brennstoff, weshalb Ammoniak gecrackt und gereinigt werden müsste, um den für die PEMFC erforderlichen Reinheitsgrad des Wasserstoffs zu erreichen. Die Verwendung von Ammoniak als Wasserstoffträger hat den Vorteil, dass Ammoniak leichter zu lagern ist und weniger Platz benötigt als Wasserstoff selbst. Allerdings verringert die Wasserstoff-Krackung den Wirkungsgrad des Systems und erhöht Kosten und Größe des Antriebssystems.

Es ist auch möglich, Ammoniak direkt in SOFCs zu verwenden, und es ist kein Crack- oder Reinigungsschritt erforderlich. Die SOFC-Technologie ist noch nicht so weit entwickelt wie die PEMFC, da es noch keine Untersuchungen mit Ammoniak-SOFC in der Schifffahrt gegeben hat. Auf Grund der höheren Betriebstemperatur der SOFC im Vergleich zu einer PEMFC sind NO_x -Emissionen höher. Die Emissionen werden jedoch deutlich niedriger sein als bei Verbrennungsmotoren zu erwarten. Es wäre denkbar, die SOFC in Kombination mit PEMFC oder Batterien einzusetzen, um eine ausreichende Leistung für den Haupt- und Hilfsantrieb zu erreichen. Die Verbrennung von Ammoniak bietet das Potenzial für eine kurzfristige Verringerung der

Treibhausgasemissionen und ist weniger kostspielig. Die Anwendung und Entwicklung von SOFC für Schiffsanwendungen sollte jedoch weiterverfolgt werden, da sie in Bezug auf Energieeffizienz und Emissionen besser abschneiden [18].

Methanol ist ein global verfügbarer Kraftstoff, der in über 100 Häfen weltweit erhältlich ist [96]. Die Schifffahrtsindustrie setzt zunehmend auf Schiffe, die mit Methanol betrieben werden. Obwohl die Versorgung mit Methanol derzeit keine groß angelegte Umstellung zulässt, hat der Methanol Sektor mit neuen Schiffen wichtige Schritte unternommen. Derzeit sind weltweit nur 13 Methanol-Hochseeschiffe in Betrieb, die mit zwei Kraftstoffen betrieben werden [97]. Die effizienten Dual-Fuel-Motoren mit Methanol basieren auf der Grundlage eines herkömmlichen Dieselmotors und erfordern nur kleine Änderungen zu geringen Mehrkosten. Es gibt einige Forschungsprojekte, die die Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff kommerzialisieren. Methanol ist ein effizienter Wasserstoffträger, denn in einem einfachen Alkoholmolekül ist mehr Wasserstoff enthalten als in Wasserstoff. Methanol Reformer sind in der Lage, Wasserstoff auf Abruf am Ort des Verbrauchs zu erzeugen, um die Komplexität und die hohen Kosten zu vermeiden, die mit der Logistik von Wasserstoff als Kraftstoff verbunden sind [96]. Es gibt weitere Forschungsprojekte zur Verwendung von Methanol als Kraftstoff an Bord von Schiffen, wie das von der Mayer Werft geleitete Pa-X-ell2-Demonstrationsprojekt, das auf ein PEMFC-System an Bord des Kreuzfahrtschiffs AIDAnova abzielt, das mit Wasserstoff betrieben wird, der mit Hilfe eines internen Reformers aus Methanol gewonnen wird [98].

Binnenschiffe und Seeschiffe unterscheiden sich in Bezug auf die Fahrtroute, das Volumen an Bord und die Funktionalität. Daher sind für jeden Schiffstyp unterschiedliche Energiesysteme geeignet. Es folgt ein Überblick anhand aktueller Literatur über Kreuzfahrtschiffe, große Containerschiffe und Massengutfrachter sowie Binnenschiffe und Fähren.

| Studie | Ergebnisse | Ref. |
|---|---|------|
| Vergleich der innovativen Technologien für die Energieerzeugung in der Schifffahrt unter den vier Aspekten Volumen, Gewicht, Kosten und Emissionen | <ul style="list-style-type: none"> • Für kleine Passagierschiffe sind Brennstoffzellen die Lösung. • Für große Kreuzfahrtschiffe, ist die Verwendung von Marinediesöl (MDO) oder Flüssigerdgas (LNG) in Verbrennungsmotoren die Lösung. • Mit Berücksichtigung, dass in Zukunft strengere Beschränkungen in Kraft treten werden, Verwendung von MDO wird weniger wettbewerbsfähig und alternative Kraftstoffe werden die praktikabelsten Lösungen. • Für große Schiffe (>5 MW), in einem langfristigen Zukunftsszenario könnten Brennstoffzellen eine sinnvolle Lösung darstellen, allerdings sind dafür eine Senkung der Technologiekosten sowie Schritte in Richtung einer Wasserstoffverteilungsinfrastruktur erforderlich. | [3] |
| Vergleich der SOFC- und Verbrennungssysteme für Kreuzfahrtschiffe, unter Berücksichtigung der Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten der Komponenten sowie die CO ₂ -Bilanz der Komponenten und Kraftstoffe | <ul style="list-style-type: none"> • Hilfsenergiesysteme, die auf Dieselverbrennung basieren, im Vergleich zu SOFCs oder Gasverbrennungsmotoren sind sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch unterlegen. • Während diese am kostengünstigsten sind, bietet die SOFC-Anwendung eine ökologische Lösung, ohne dass ein neuer Brennstoff wie Wasserstoff benötigt wird. • In einer abschließenden Prognose für das Jahr 2050 werden SOFCs Gasverbrennungsmotoren wirtschaftlich überholen, sofern ihre | [99] |

| | | |
|---|---|-------|
| | Investitionskosten sinken und synthetische Kraftstoffe als emissionsarme Lösung auf dem Markt eingeführt werden | |
| Entwicklung eines neuartigen Energiesystems für Kreuzfahrtschiffe mit einer Kombination aus SOFC-Brennstoffzelle und Batterie-Aggregat (NAUTILUS) | <ul style="list-style-type: none"> • Der Einsatz von Brennstoffzellen für die Versorgung von Hotellasten, Notfallsystemen und den Antrieb von Kreuzfahrtschiffen kann eine emissionsfreie Lösung sein. • PEMFC- und Batterie-Hybridsysteme haben eine hohe Technologiekompetenz für den Transportbereich erreicht. Sie sind jedoch durch die Wasserstoffinfrastruktur und die Speicherung an Bord eingeschränkt. • SOFC kann einen höheren Wirkungsgrad und eine kombinierte Wärme- und Stromerzeugung liefern und eignet sich daher besser für Anwendungen mit geringeren Platz- und Gewichtsbeschränkungen, z. B. für Kreuzfahrtschiffe. | [100] |
| Praktische Anwendungsgrenzen von Brennstoffzellen und Batterien für emissionsfreie Schiffe | <ul style="list-style-type: none"> • Bei Containerschiffen und Bulkfrachtern ist der Platzbedarf für Energiesysteme und Treibstoff an Bord recht groß. Bei großen Energiesystemen und Kraftstofftanks besteht ein höheres Potenzial für den Verlust von Ladekapazität. • Je nach Fahrtroute des Schiffes, Wetterdaten und verfügbarem Volumen an Bord unterscheidet sich das geeignete System an Bord des Schiffstyps. • Auf Grund der hohen Energiespeicherdichte von LH₂ im Vergleich zu CH₂ Tanks und Batterien sind Systeme auf Basis von LH₂ am besten geeignet, um eine Vielzahl von Schiffsgrößen und Anforderungen zu erfüllen. • Bei längeren Einsätzen werden Wasserstoffbrennstoffzellensysteme wegen ihrer hohen Energiespeicherdichte im Vergleich mit Batterien bevorzugt. • Mit zunehmender Lebensdauer steigt auch die Energiekomponente des Systems. Bei Brennstoffzelle ist dies nur der Brennstofftank; die Brennstoffzelle selbst bleibt konstant auf dem für die Leistung erforderlichen Niveau. Bei Batteriesystemen muss die gesamte Größe des Batteriesystems zunehmen, auch wenn die Leistung konstant bleibt. | [101] |

Tabelle 7: Studien über innovative Technologien in unterschiedlichen Schiffstypen.

Die Auswahl des Brennstoffzellensystems und des logistischen Brennstoffs hat einen großen Einfluss auf die Einsatztauglichkeit im maritimen Bereich. Es wurde eine Vielzahl von Brennstoffzellentypen mit unterschiedlichen Eigenschaften entwickelt. Je nach Schiffstyp und Betriebsprofil ist der Strombedarf auf Schiffen in der Regel erheblichen Schwankungen über verschiedene Zeiträume hinweg unterworfen. Darüber hinaus sollte die Anfahrzeit des Systems angemessen und mindestens vergleichbar mit dem konventionellen Stromerzeuger sein. Da bei der Brennstoffzellentechnologie ohnehin eine Elektrifizierung der Bordstromverteilung erforderlich ist, kann eine Hybridisierung mit zusätzlichen Stromspeicherkomponenten dazu dienen, diese Anforderungen zu erfüllen, wenn Brennstoffzellen allein dazu nicht in der Lage sind [93]. Es fehlen noch weitere Forschungsarbeiten, um andere Energiesysteme für große Schiffe zu untersuchen, die einerseits weniger Auswirkungen auf das für die Ladung verfügbare Volumen haben und andererseits ein emissionsarmes bzw. emissionsfreies System mit hohem Wirkungsgrad darstellen.

5.2. Ökologische und ökonomische Perspektiven des Einsatzes von Wasserstoff und Brennstoffzellen für die Schiffsenergieversorgung

Im Rahmen des Horizon 2020-Projektes HySeas III (Grant Agreement No. 769417) wurde ein 6×100 kW maritimes PEM-Brennstoffzellensystem in Kombination mit Lithium-Ionen-Batterien

(740 kWh) getestet und ein komplettes Schiff entworfen, welches als Vorbereitung für den Bau einer wasserstoff- und brennstoffzellenbatterieelektrischen (HFCE) Roll-on/Roll-off- und Passagierfähre grundsätzlich zugelassen werden soll. Für die Auslegung wurde ein komprimierter Wasserstoffspeicher an Bord angenommen. Das Stromversorgungssystem wurde entsprechend den Anforderungen einer 4 Seemeilen Überfahrt zwischen Kirkwall und Shapinsay auf den Orkney-Inseln ausgelegt. Das Schiff wurde für eine Kapazität von 120 Passagieren und 2 Lkw oder 16 Pkw und einer Betriebsgeschwindigkeit von 9,5 kn ausgelegt. Der tägliche Zeitplan des Schiffes sieht an den meisten Tagen zwölf Überfahrten vor. Es wurde angenommen, dass die Bunkerung des Wasserstoffs nach Beendigung des Betriebs täglich erfolgt. Der tägliche Wasserstoffverbrauch, der allerdings von der Betriebsstrategie abhängt, wurde auf 137 bis 165 kg/Tag geschätzt, wobei der erste Fall einer maximalen Nutzung der Batterien und der zweite Fall einer dynamischen Nutzung der Brennstoffzellen, ohne Möglichkeit der Batterieladung über Nacht, entspricht. Außerdem beläuft sich die Stromladung während der Nacht auf 401 kWh und im letzteren Fall erfolgt keinerlei Ladung. Abbildung 12 zeigt die verschiedenen Leistungsprofile, die für den Betrieb des künftigen Schiffes angenommen werden und inwiefern zwei Betriebsstrategien den Strombedarf an Bord decken können.

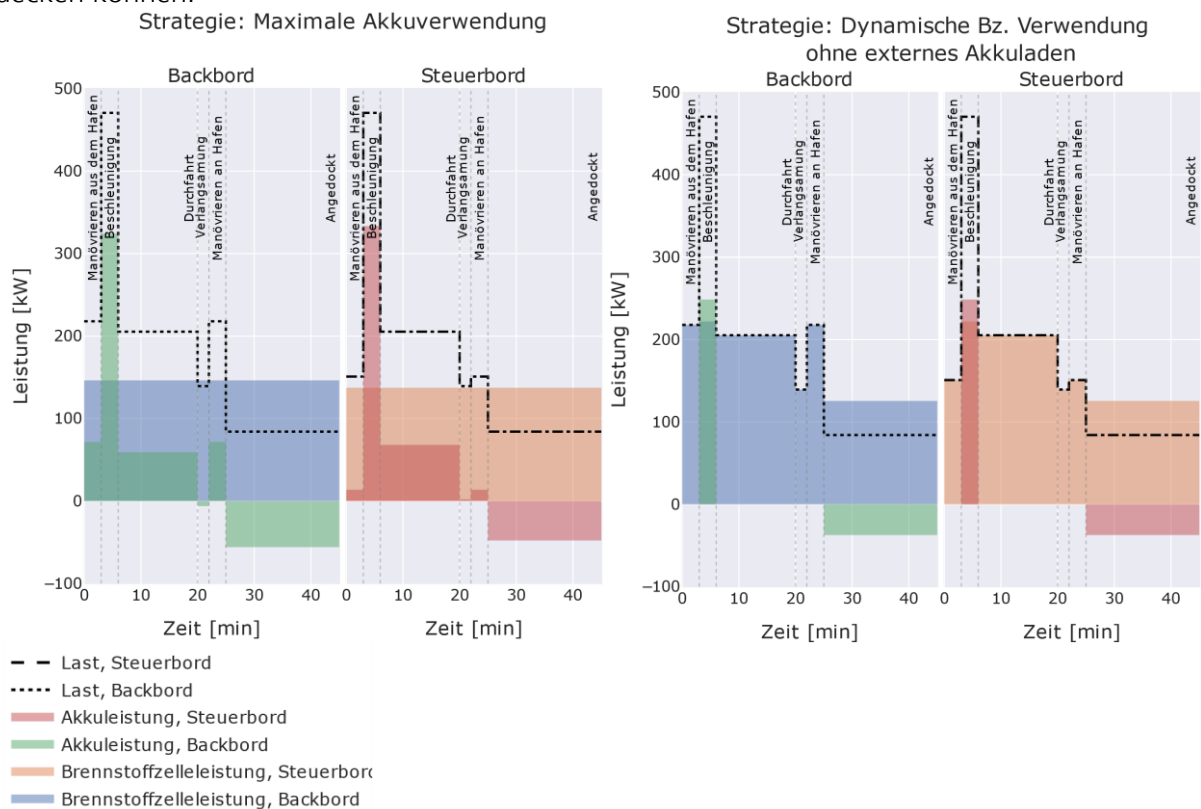


Abbildung 12: Leistungsprofile für das im Projekt HySeas III entwickelte Brennstoffzellen- und Batteriesystem (Quelle: Eigene Darstellung).

Das DLR beteiligte sich an dem Projekt HySeas III, indem es ökologische und ökonomische Bewertungen des zukünftigen Schiffes unter Anwendung der Methoden der Lebenszyklusanalyse (LCA) und der Lebenszykluskostenrechnung (LCC) durchführte. Die Ökobilanz umfasst den Bau,

den Betrieb und das End-of-Life-Management des Schiffes und des dazugehörigen Antriebssystems. Es wurde die Annahme getroffen, dass der Wasserstoff durch Wasserelektrolyse hergestellt wird und der Strom aus Windenergie mit hohen lokalen Ressourcen gewonnen wird. Außerdem wurde angenommen, dass das Schiff über Nacht über das landseitige Stromnetz aufgeladen wird (Strommix des Vereinigten Königreichs). Die HFCBE-Alternative wurde mit einem batterieelektrischen Schiff (BE), das mit Strom aus dem Netz aufgeladen wird, einem batterieelektrischen Dieselschiff (DBE) und einem dieselektrischen Schiff ohne Batterie an Bord (DE) verglichen. Für die Berechnungen und Vergleiche wurde eine Betriebsdauer von 30 Jahren angenommen. Für die Lebenszykluskosten der BE Alternative wurden zwei unterschiedliche Fällen betrachtet, zum einen ohne Onshore-Batteriespeicher und zum anderen mit ein Fall mit Onshore-Batteriespeicher.

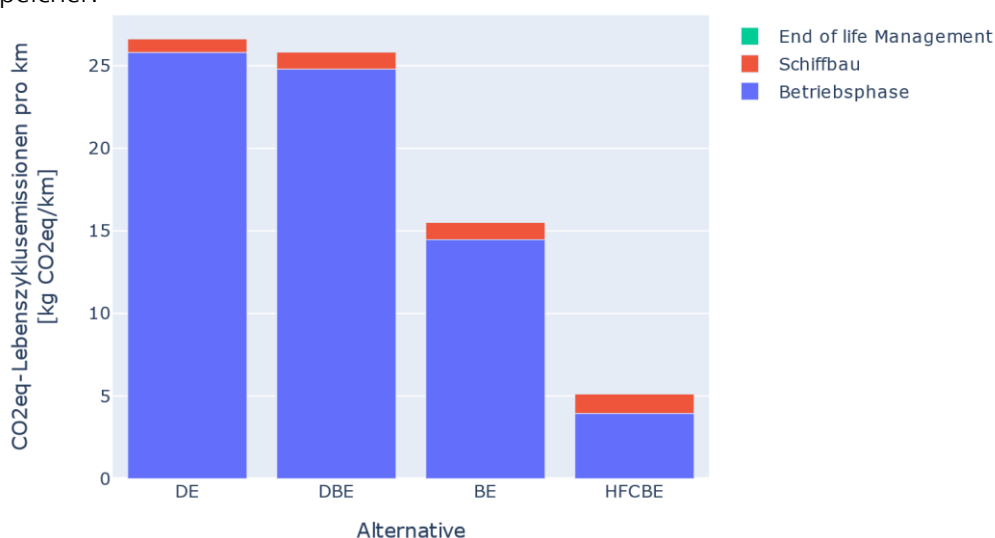


Abbildung 13: Lebenszyklusemissionen pro km und Anteil jeder Lebenszyklusphase (Quelle: Eigene Darstellung).

In Abbildung 13 ist zu sehen, dass die HFCBE-Alternative unter den bewerteten Alternativen die geringsten Treibhausgasemissionen pro km aufweist, da sie während ihrer Lebensdauer 80,6 % weniger CO₂eq-Emissionen verursacht. Diese Ergebnisse können jedoch nur erreicht werden, wenn der Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt wird, die durch eine kohlenstoffarme Stromquelle wie Windkraft gespeist wird. Die Lebenszyklusphase, die in allen Fällen den höchsten Beitrag zu den Treibhausgasemissionen pro km leistet, ist der Betrieb des Schiffes. Mit sinkenden Treibhausgasemissionen in der Betriebsphase steigt der Anteil der Treibhausgasemissionen die während der Schiffbauphase freigesetzt werden. Für die DE-Alternative betragen die CO₂eq-Emissionen auf Grund des Schiffbaus 3,0 % der über den gesamten Lebenszyklus erzeugten CO₂eq-Lebenszyklusemissionen, während sie für die HFCBE-Alternative 22,9 % betragen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Bau eines HFCBE-Schiffes 43,7 % mehr Emissionen verursacht als der Bau eines DE-Schiffes, was insbesondere auf die hohen Emissionen der verbauten Elemente wie Batterien, Brennstoffzellen und Wasserstoffspeichertanks zurückzuführen ist. Schließlich leistet das End-of-Life Management im Vergleich zu den anderen Phasen des Lebenszyklus einen

geringfügigen Beitrag zu den Treibhausgasemissionen. Einen Vorteil für die nach den Recyclingprozessen anfallenden Materialien wurde in der Analyse nicht berücksichtigt, entsprechend der Philosophie des Cut-off-LCA-Allokationsmodells.

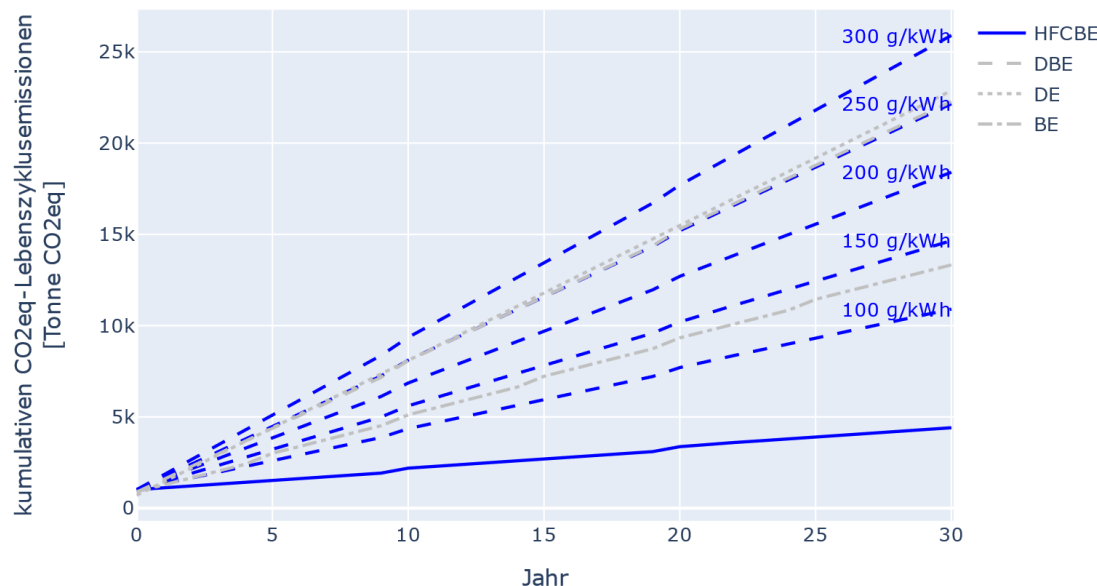


Abbildung 14: Kumulative CO₂eq-Lebenszyklusemissionen der verschiedenen Antriebskonzepte. Blau gestrichelte Linien zeigen im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse die Implikationen der CO₂eq-Emissionen, die durch die Wahl der Stromquelle entstehen, die zur Herstellung von Wasserstoff für das Antriebskonzept HFCBE verwendet wird (Quelle: Eigene Darstellung).

Abbildung 14 zeigt, dass die kumulativen CO₂eq-Lebenszyklusemissionen für die Alternativen HFCBE, BE, DBE und DE 4, 13, 22 bzw. 23 kt_{CO₂eq} nach einer Betriebsdauer von 30 Jahren betragen. Daher würde die HFCBE-Alternative die CO₂eq-Lebenszyklusemissionen um ca. 19, 18 und 9 kt_{CO₂eq} im Vergleich zu den Alternativen DE, DBE und BE reduzieren, sofern der für diese Alternative verwendete Wasserstoff mit Windkraft erzeugt wird. Die Sprünge in den Linien entsprechen dem Austausch von Elementen des Antriebssystems wie Batterien oder Brennstoffzellen. Die Lebensdauer der Batterien wurde mit 10 Jahren für die DBE- und HFCBE-Alternative und mit 5 Jahren für die BE-Alternative angenommen. Für die HFCBE-Alternative wurde außerdem eine Lebensdauer der Brennstoffzellen von 7 Jahren angenommen. Darüber hinaus lässt sich aus Abbildung 14 ableiten, dass die CO₂eq-Lebenszyklusemissionen in hohem Maße vom Stromverbrauch für die Wasserstofferzeugung abhängen. Die durchgezogene Linie zeigt den Basisfall. Strom wird in diesem Fall ausschließlich durch Windenergie bereitgestellt, während für alle weiteren Fälle die Strombereitstellung aus Quellen mit höheren CO₂-eq. Emissionen berücksichtigt wurde (z. B. ein Strommix aus erneuerbaren Energien und fossilen Brennstoffen). Zum Vergleich weist die Datenbank ecoinvent 3.7.1 Lebenszyklusemissionen von 344 g_{CO₂eq}/kWh-Niederspannung für das britische Netz aus, sodass die Zwischenlinien einer stärkeren Durchdringung von kohlenstoffarmen Formen der Stromerzeugung entsprechen würden. Aus Abbildung 14 ist ersichtlich, dass die kumulierten CO₂eq-Emissionen der HFCBE-Alternative die der BE-Alternative übersteigen, wenn die Stromquelle für die H₂-Erzeugung Emissionen von über

130 g_{CO₂eq}/kWh aufweist. Weist die Stromerzeugung Emissionen von über 260 g_{CO₂eq}/kWh auf, dann erzeugt die HFCBE-Alternative die gleichen oder höhere Emissionen als die Alternativen DBE bzw. DE. Es ist zu beachten, dass in diesem Fall die Emissionen nicht am Einsatzort des Schiffes entstehen, sondern bei der Erzeugung des für die Wasserstoffproduktion verwendeten Stroms (well-to-tank).

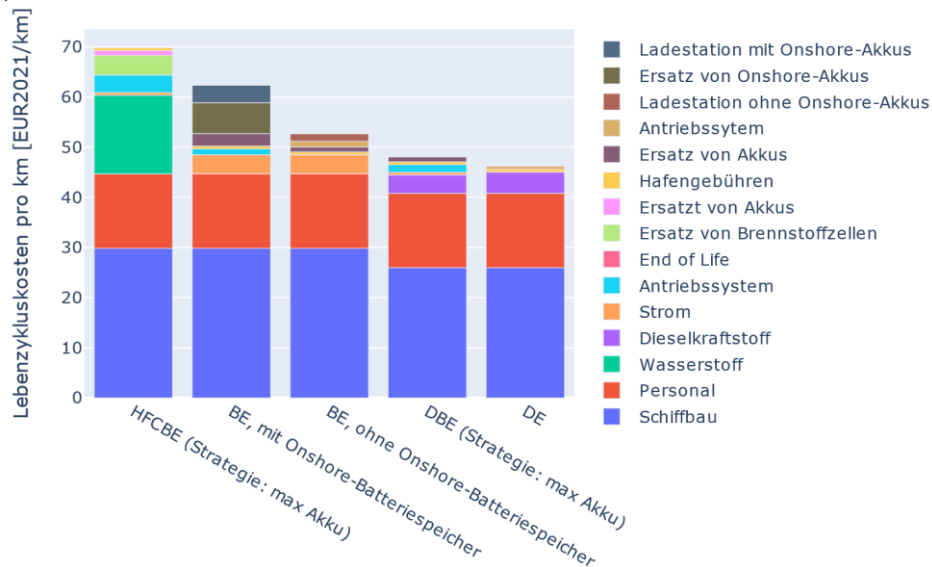


Abbildung 15: Kumulative abgezinste Lebenszykluskosten in Euro pro km aufgeschlüsselt nach wesentlichen Einflusskategorien für die untersuchten Schiffsalternativen im Rahmen von HySeas III (Quelle: Eigene Darstellung).

Abbildung 15 zeigt die Lebenszykluskosten pro km für die betrachteten Alternativen, die für die HFCBE-Alternative am höchsten ausfallen. Für die Berechnungen wurden Kosten von 8,99 €/kg H₂, 0,60 €/kg Diesel und 0,10 €/kWh Strom für die Batterieladung an Bord der Schiffe angenommen. Die Wasserstoffkosten basieren auf erneuerbaren Energien, Elektrolyse, Speicher-, Transport- und Ladekosten, während andere Kosten den Diesel- und Stromkosten aus dem Jahr 2021 entsprechen. Obwohl die Strom- und Dieselmotorkosten in den letzten Monaten erheblich gestiegen sind, wurden diese konservativ entsprechend der Trends der letzten Jahre angenommen. In den meisten Fällen bilden Schiffbau- und Personalkosten einen beträchtlichen Teil der Kosten, nämlich bis zu 88,3 % im DE-Fall bzw. 84,7 % im BE-Fall ohne Onshore-Batteriespeicher zur Aufladung. Bei der HFCBE-Alternative macht der Wasserstoff 22,5 % der Kosten pro km aus. In absoluten Zahlen wurde der Barwert der verschiedenen Alternativen über die gesamte Betriebsdauer auf 37, 33, 28, 25 und 24 Mio. €₂₀₂₁ Barwert geschätzt. Schließlich wurden die Lebenszykluskosten abhängig von CO₂-Preis-Szenarien berücksichtigt, die in Abbildung 16 dargestellt sind. Die veröffentlichten CO₂-Preise sind zeitlich nicht konstant und steigen progressiv in drei verschiedenen Szenarien. Abbildung 16 zeigt, dass die Lebenszykluskosten pro km für die Alternativen DE und DBE erheblich steigen. Im mittleren Szenario übersteigen die DE- und DBE-Alternativen die Lebenszykluskosten der BE-Alternative ohne Onshore-Batteriespeicher, während solche Alternativen im Szenario mit hohem CO₂-Preis die Kosten der BE-Alternative mit Onshore-Batterien übersteigen. Die HFCBE-Alternative weist nach wie vor die höchsten Lebenszykluskosten im Vergleich auf.

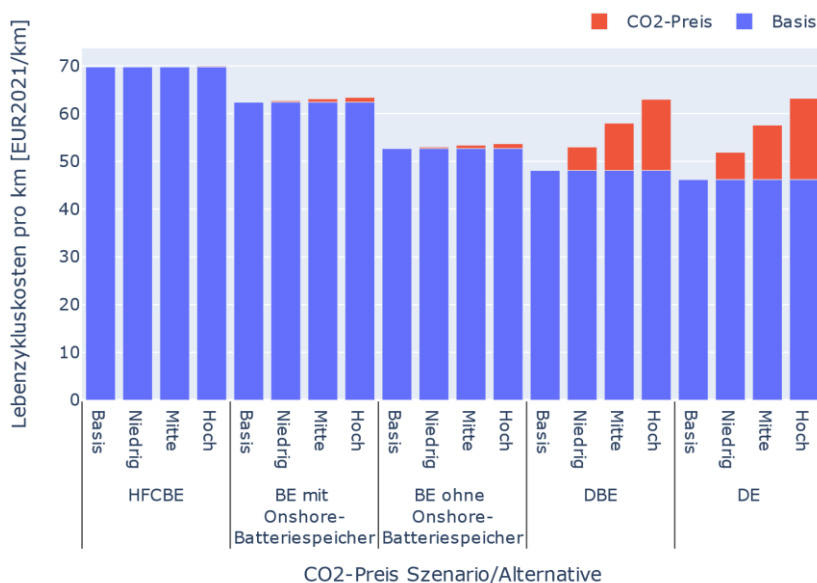


Abbildung 16: Lebenszykluskosten pro km für die betrachteten Alternativen unter Berücksichtigung von Null-, Niedrig-, Zentral- und Hoch-CO₂-Preisszenarien. Die berücksichtigten CO₂-Preise wurden den offiziellen Preisen entnommen, die von dem „Department for Business, Energy & Industrial Strategy“ des Vereinigten Königreichs zur politischen Bewertung 2018 veröffentlicht wurden (Quelle: Eigene Darstellung).

Unter Berücksichtigung der Emissionsverringerung gegenüber der DBE-Alternative und des Anstiegs der Lebenszykluskosten kann daher festgestellt werden, dass die Vermeidungskosten der CO₂eq-Emissionen für die Alternativen HFCBE, BE mit Onshore-Batteriespeicher, BE ohne Onshore-Batteriespeicher, DBE und DE bei 673, 891, 355 und 1.414 €₂₀₂₁/Tonne CO₂eq liegen. Daher ist die direkte Elektrifizierung mit der BE-Alternative ohne Onshore-Batteriespeicher die günstigste in Bezug auf die CO₂eq-Reduktion, solange das lokale Stromnetz den Strom liefern kann. Müssen Akkus an Land installiert werden, um das Schiff mit Strom zu versorgen, wird die BE-Alternative mit Onshore-Batteriespeicher pro vermiedener Tonne CO₂eq teurer, wobei eine HFCBE-Alternative günstiger ist. Darüber hinaus bietet die HFCBE-Alternative die größte CO₂eq-Lebenszyklusreduzierung. Daher sollten Strategien, die die Internalisierung von CO₂eq-Emissionskosten in Betracht ziehen, berücksichtigen, dass die Vermeidungskosten bei den oben genannten Werten liegen und einen erheblichen Unterschied zu den derzeitigen Systemen wie dem britischen oder EU-Emissionshandelssystem aufweisen. Eine Senkung der Kosten für die Herstellung, den Transport und die Betankung von Wasserstoff auf 4 €/kg H₂ würde dagegen die Lebenszykluskosten der HFCBE-Alternative auf 61,1 €₂₀₂₁/km und die entsprechenden Vermeidungskosten auf 425 €₂₀₂₁/t CO₂eq senken. Diese H₂-Preise können mit niedrigeren Preisen für den zur H₂-Erzeugung verwendeten Strom erreicht werden, z. B. mit der direkten H₂-Erzeugung mit erneuerbaren Energien, ohne dass Netzentgelte gezahlt werden müssen. Zusätzliche technologische Entwicklungen zur Steigerung der Effizienz, Erhöhung der Lebensdauer von Komponenten des Energiesystems und Senkung der Kosten können dazu beitragen, die hohen Kosten von HFCBE-Schiffe im Vergleich zu den Alternativen auf Basis fossiler Brennstoffe zu reduzieren.

6. Makroökonomische Auswirkungen

Die Seeschifffahrt ist ein essentieller Bestandteil des internationalen Wirtschaftsverkehrs und bildet damit das Rückgrat der heutigen global vernetzten Wertschöpfungsketten. Etwa 80 % des weltweiten Gütertransports entfallen auf die Seeschifffahrt, sowie 2,9 % der globalen CO₂-Emissionen [102]. Für die Europäische Union liegt der Anteil des maritimen Sektors an den gesamten CO₂-Emissionen mit 4,1 % deutlich höher [9].

Gleichzeitig hat die Entwicklung der letzten Jahre gezeigt, wie stark die Abhängigkeit der EU von einem funktionierenden und bezahlbaren Seeverkehr ist. Die Containerfrachtraten stiegen kurzfristig während der Covid-19 Krise um bis zu 700 % an [103], was zu Preissteigerungen von Endprodukten und zu Lieferengpässen führte. Gleichzeitig blieb die Nachfrage weitestgehend konstant, was ein Hinweis darauf ist, dass der Güterverkehr über See kurzfristig nicht durch andere Verkehrsträger wie den Straßen-, Flug- oder Bahnverkehr ersetzt werden kann. Langfristig ist selbst bei einer Intensivierung der Nutzung der „Neuen Seidenstraße“ durch den Straßen- oder Bahnverkehr auf Grund der Kostenvorteile des maritimen Transports sowie den gegebenen Kapazitätsrestriktionen nicht von einer grundlegenden Verschiebung der Verkehrsträger (modal shift) auszugehen [104].

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig die Auswirkungen der maritimen Defossilisierung und den Vorschlag der EU-Kommission zur Verpflichtung zum Kauf von Emissionszertifikaten durch die Schifffahrtsunternehmen auch volkswirtschaftlich zu bewerten. Dazu soll zunächst die Bedeutung des internationalen Seehandels für die europäischen Volkswirtschaften herausgearbeitet werden, um im zweiten Teil des Kapitels einen Überblick über die zu erwartenden makroökonomischen Folgen einer Dekarbonisierung des europäischen maritimen Sektors zu geben.

6.1. Bedeutung des internationalen Seehandels für den europäischen Wirtschaftsraum

Das Bruttoinlandprodukt (BIP) der Europäischen Union lag im Jahr 2021 bei 14,4 Billionen Euro [105]. Der Wert des grenzüberschreitenden Waren- und Güterhandels lag dabei bei 6,6 Billionen Euro und lässt sich in den intra- (35 %) und den extraeuropäischen (65 %) Außenhandel unterteilen. Während der inraeuropäische Anteil nur zu 6 % per Schiff und zu 67 % per Straßenverkehr durchgeführt wurde [106], ist der Seeverkehr für den extraeuropäischen Handel mit 47 % deutlich bedeutender (vgl. Abbildung 17). Gleichzeitig muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass der Anteil des Seehandels am gesamten außereuropäischen Güterhandel bezogen auf das Gewicht der Güter zwischen 70 % und 75 % ausmacht und damit deutlich höher als der in Abbildung 17 dargestellte wertbezogene Anteil ist. In Summe sind diese Relationen über den betrachteten Zeitraum der letzten 22 Jahre dabei relativ konstant geblieben.

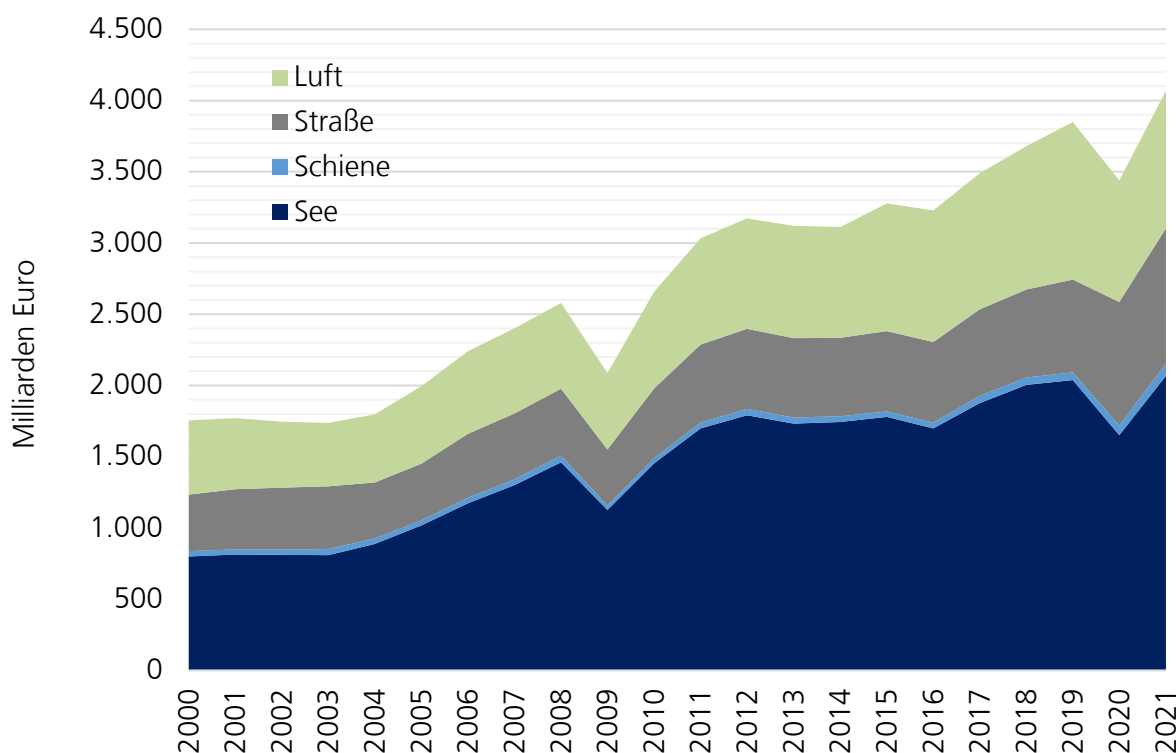


Abbildung 17: Extra-europäischer Güterhandel der EU-Mitgliedsstaaten nach Verkehrsträgern in Milliarden Euro im Zeitraum 2000-2021 (Eigene Darstellung auf Basis von [106]).

Ein weiterer Aspekt, welcher in Abbildung 17 ebenso deutlich zu erkennen ist, sind die beiden Einbrüche des Seehandels im Zuge der Finanzkrise 2009 und im Höhepunkt der Covid-19 Krise 2020. Dies hatte zur Folge, dass es zu einer verstärkten Marktkonsolidierung in der Schifffahrtsbranche kam. Auch wenn eine Marktkonsolidierung in der Entwicklung eines Industriezweiges normal und unter volkswirtschaftlichen Effizienzgesichtspunkten wünschenswert ist, so besteht jedoch bei einer zu geringen Anzahl an Wettbewerbern die Gefahr monopolistischer oder zumindest oligopolistischer Markthemmnisse, die genau beobachtet werden müssen.

Während 2008 noch 47 % des Marktanteils auf die fünf größten Schifffahrtsunternehmen entfielen, waren es 2021 schon 66 % (siehe). Diese Entwicklung wird auch getrieben durch den Trend hin zu immer größeren Schiffen, die durch Skaleneffekte bei deutlich kostengünstigeren Frachtraten betrieben werden können. Investitionen in diese größeren Schiffe können sich aber oft nur die größten Reedereien leisten, daher werden kleinere Unternehmen vom Markt verdrängt.

Mit Ausnahme der Cosco Group, welche in China ansässig ist haben vier der fünf größten Schifffahrtsunternehmen ihren Hauptsitz in Europa (siehe). Sie bedienen zu einem Großteil die transatlantischen Routen und die Routen zwischen Europa und dem fernen Osten [107].

| Name | Marktanteil 2008 | Marktanteil 2021 | Nationalität |
|---------------------|------------------|------------------|--------------|
| MSC | 13 % | 17 % | Schweiz |
| Maersk | 18 % | 17 % | Dänemark |
| CMA CGM Group | 9 % | 13 % | Frankreich |
| COSCO Group | 4 % | 12 % | China |
| Hapag-Lloyd | 4 % | 7 % | Deutschland |
| Summe Top 5: | 47 % | 66 % | |

Tabelle 8: Die fünf größten Schifffahrtsunternehmen mit Marktanteilen von 2008 und 2021 [108].

Im Hinblick auf die möglichen Auswirkungen einer, wie oben beschriebenen, stärkeren Treibhausgasregulierung des maritimen Sektors, lässt sich somit festhalten, dass von einer solchen Regulierung hauptsächlich europäische Unternehmen betroffen wären. An dieser Stelle ist zusätzlich anzumerken, dass eine hohe Anzahl weiterer kleinerer Reedereien mit Sitz in EU-Mitgliedsstaaten existieren, die aus Gründen der Übersichtlichkeit an dieser Stelle nicht einzeln genannt werden [104]. Diese sind häufig auf Massen- oder Stückgut spezialisiert oder führen Spezialtransporte durch.

Ein weiterer Wirtschaftsfaktor insbesondere im Hinblick auf positive Wertschöpfungseffekte, die durch den Bedarf klimaneutral betriebener Schiffe entstehen können, stellt die Schiffsbaubranche dar. Diese hat sich in den letzten Jahrzehnten allerdings deutlich von Europa in Richtung Asien verlagert. Im Jahr 2019 fand 90 % des Schiffbaus in China, Japan und Südkorea statt [109]. Bei einem europäischen Impuls einer verstärkten Dekarbonisierung der Seeschifffahrt, wäre eine Rückverlagerung oder zumindest eine Erhöhung der europäischen Wertschöpfung besonders im Bereich der alternativen Antriebseinheiten allerdings denkbar.

6.2. Makroökonomische Folgeabschätzung der Energietransformation der europäischen Seeschifffahrt

Die makroökonomischen Auswirkungen einer Defossilisierung der europäischen Seeschifffahrt sind in einer Reihe verschiedener Untersuchungen adressiert worden [10, 104, 107]. Hier werden die quantitativen Analysen zum Vorschlag der EU-Kommission zusammengefasst, um eine Einordnung dieser Fragestellung im Gesamtkontext zu ermöglichen. Grundsätzlich lassen sich ausgehend von der Verpflichtung zum Kauf von Emissionszertifikaten, welche durch die Einbindung des maritimen Sektors in den EU-ETS bedingt ist, die folgenden Handlungsoptionen für die betroffenen Schifffahrtsunternehmen und deren Auswirkungen ableiten:

1. Weitergabe der Kosten

Die naheliegendste Handlungsoption ist keine Vermeidungsaktivitäten vorzunehmen und stattdessen die benötigten Zertifikate aus anderen Sektoren zuzukaufen (bzw. diese als Opportunitätskosten in der eigenen Kostenstruktur entsprechend zu berücksichtigen). die direkte

Weitergabe der Zertifikatkosten über die Frachtraten. Als Anhaltspunkt für die Quantifizierung eines Anstiegs der Frachtraten und dem daraus resultierenden Anstieg der Importpreise kann die folgende Berechnung dienen:

Ein von der EU-Kommission für das Jahr 2030 prognostizierter ETS-Preis von 45 €/t_{CO2} entspräche einem Aufschlag von 0,12 € pro Liter Schweröl was einer Erhöhung der Treibstoffpreise um 33 % bis 54 % in Abhängigkeit des Rohölpreises gleichkommt. Diese Treibstoffkostenerhöhung muss allerdings ins Verhältnis zu den gesamten Kosten für den Seetransport inklusive Verladungs-, Personal- und Kapitalkosten, sowie der Menge an transportierten Gütern gesetzt werden. Diversen Impact-Assessments zur Folge würden die maritimen Transportkosten damit zwischen 0,4 % und 16 % steigen [10, 104, 110].

Die Konsequenzen eines solchen Transportkostenanstiegs für das Preisniveau sind in Abbildung 18 für ausgewählte Gütergruppen zu erkennen. Es wird deutlich, dass die Preisänderung mit 0,0-0,7 % Preisanstieg im Jahr 2030 moderat verlaufen würde. Für 2050 wird der maximale Preisanstieg auf etwa 2 % prognostiziert.

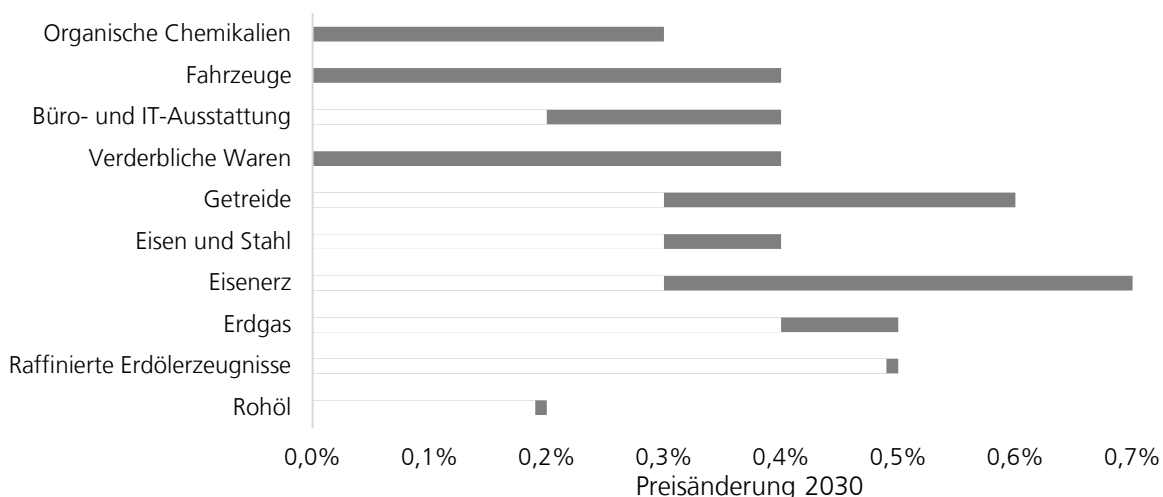


Abbildung 18: Preisänderungen ausgewählter Gütergruppen im Jahr 2030 bei Einführung eines ETS für die maritime Schifffahrt gegenüber dem Basisszenario (Eigene Darstellung auf Basis von [10]).

Es gibt allerdings Unterschiede hinsichtlich der Gütergruppen, was insbesondere über das gütergruppenspezifische Verhältnis von Wert zu Gewicht und die Distanz, über die ein Produkt üblicherweise transportiert wird, erklärbar ist. Eine detaillierte Analyse zeigt, dass beispielsweise Bananen meistens über weite Distanzen (> 10.000 km) in die EU transportiert werden und einen vergleichsweise niedrigen durchschnittlichen gewichtsspezifischen Preis von 0,49 €/kg haben [110]. Wird nun der Aufschlag für klimaneutralen Containertransport aufgeschlagen (etwa 0,009 €/kg) steigt der Preis relativ um etwa 2,2 % an. In Abhängigkeit der Gewichtung im repräsentativen Warenkorb des Verbraucherpreisindex und der Substituierbarkeit durch eigene Produktion steigt damit die Inflation.

Insgesamt wären die negativen Auswirkungen eines wie zuvor beschriebenen Preisanstieges auf das BIP der Europäischen Union jedoch mit $-0,0002\%$ (2030) und $-0,002\%$ (2050) eher als vernachlässigbar zu bezeichnen.

2. Operative Vermeidungsstrategien:

Neben der erstgenannten Handlungsoption, könnten die Schifffahrtsunternehmen auch vermehrt Extra-EU Häfen, wie zum Beispiel in Großbritannien nutzen, um keine Emissionszertifikate erwerben zu müssen. Dort würden die Transportgüter entweder neu verladen oder per Bahn- und Straßenverkehr in EU-Mitgliedsstaaten transportiert.

Eine weitere Möglichkeit dieser Art, wäre das absichtliche Einbauen von EU-nahen Zwischenstopps, um die anzusetzende Streckenlänge möglichst gering zu halten. Diese Verhaltensweisen könnten zu Handelsverschiebungen führen, die im Extremfall zu einer Verlagerung von Produktionskapazitäten in die Nähe dieser Ausweichhäfen führen könnten. Die Analysen dieser Option kommen allerdings zu dem Schluss, dass erst ab einem CO₂ Preis von 123 € pro Tonne das Vermeiden von EU-Häfen lukrativ sei [107].

Eine weitere Strategie, um Emissionszertifikatszahlungen zu verringern, ist, die Geschwindigkeit der Schiffe in der Flotte zu reduzieren. Dies kann damit begründet werden, da die Schiffsgeschwindigkeit einen signifikanten Einfluss auf den Treibstoffverbrauch hat. Der Nachteil ist jedoch die verringerte jährliche Gesamttransportkapazität, da ein Schiff in Summe auf weniger Seemeilen zum Einsatz kommen kann. Schon durch eine Verringerung von 16 auf 14 Knoten ($-12,5\%$) würden $-23,4\%$ Kraftstoff und CO₂ Emissionen eingespart werden [110]. In der derzeitigen angespannten Marktsituation, in der die nutzbaren Transportkapazitäten als knapp bezeichnet werden müssen, ist dieses Vorgehen eher unwahrscheinlich. Allerdings könnte in Zeiten von Überkapazitäten, wie sie bereits zwischen 2013 und 2016 bestanden auch auf diese Vermeidungsstrategie zurückgegriffen werden [111].

3. Umstieg auf klimaneutrale Technologien

Der Umstieg auf klimaneutrale Kraftstoffe und deren Antriebstechnologien, wie er in dieser Kurzstudie aufgezeigt wird, ist der präferierte Weg, um sowohl die Klimaziele der Europäischen Union zu erreichen als auch die Leistungsfähigkeit der europäischen Wirtschaft beizubehalten.

Die damit verbundenen Investitionskosten sind allerdings hoch, wodurch erst bei einem CO₂ Preis ab 400 €/t eine Lenkungswirkung zu erwarten wäre [110]. Eine exemplarische Analyse der Auswirkungen einer vollständigen Dekarbonisierung mit Ammoniak Verbrennungsmotoren auf die Verbraucherpreise (exklusive Energie) hat gezeigt, dass mit einem Anstieg derselben um $0,07\%$ im Jahr 2030 zu rechnen wäre [110], was vergleichsweise gering ist.

Neben der Lenkungswirkung politischer Instrumente wie dem EU-ETS gibt es allerdings auch privatwirtschaftliche Initiativen, die mit einem steigenden Bedürfnis, nach klimaneutraler Produktion und Logistik der Bevölkerung einhergehen. So hat die Reederei Maersk beispielsweise im Jahr 2021 auf Grund der Nachfrage ihrer Kunden, zwölf Methanolschiffe bestellt und möchte diese nach eigenen Angaben mit klimaneutral hergestelltem Methanol betreiben. Für die dafür notwendigen Produktionskapazitäten an klimaneutralem Methanol hat Maersk globale strategische Partnerschaften geschlossen [112].

Fazit: Auf Grund der hohen Vermeidungskosten, der geringen Preiselastizität der Transportnachfrage und dem geringen *Modal Shift* Potential ist bei den derzeitigen Prognosen des ETS-Preises nicht davon auszugehen, dass die Folgen auf die Wertschöpfung in der maritimen Schifffahrt weitreichend wären. Gleichzeitig entsteht durch die diskutierten Instrumente und dem erwarteten CO₂-Preis auch kein Druck auf die Reedereien Treibstoffe einzusparen oder in klimafreundliche Alternativen zu investieren. Dies hat zur Folge, dass die Integration des maritimen Sektors in den EU-ETS primär zur Folge hätte, dass der Druck auf andere Sektoren erhöht wird, die Defossilisierung voranzutreiben. Um eine Energietransformation in der Schifffahrt anzustoßen, werden daher auf absehbare Zeit weitere Instrumente erforderlich sein.

7. Diskussion und Empfehlungen

Die Regeln für die Emissionsreduzierung in der Schifffahrt werden immer strenger und in Hinblick auf das IMO-Ziel für 2050 werden Schiffe bald auf alternative Kraftstoffe umgestellt werden müssen. Daher wird die Nachfrage nach erneuerbaren Kraftstoffen drastisch ansteigen und die Kraftstoffversorgungskette einschließlich Produktion, Transport, Lagerung und Bunkern sowie die Kosten sind wichtige Themen, die untersucht werden müssen. Der Begriff "alternative Kraftstoffe für die Schifffahrt" umfasst eine Vielzahl von Kraftstoffarten, die an Bord verwendet werden können, wie Ammoniak, Methanol, Wasserstoff und LOHC. Der Vergleich dieser Kraftstoffarten unter technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten ist Bestandteil der durchgeführten Untersuchungen, um den am besten geeigneten Kraftstoff zu identifizieren.

Die Auswertung techno-ökonomischer Studien hat ergeben, dass Wasserstoff günstiger hergestellt werden kann, als Methanol oder Ammoniak, da H_2 immer als Zwischenprodukt benötigt wird. Durch die Bepreisung von CO_2 , steigende Preise fossiler Energieträger und kostengünstigere nachhaltige Technologien, können erneuerbare Kraftstoffe zukünftig konkurrenzfähig werden. Die Kosten für alternative Verfahren zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe über CSP (concentrated solar power) Systeme sind dabei vergleichbar mit den Kosten aus Kombinationen aus PV/Wind und Elektrolyse. Die Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien ermöglicht die Herstellung von Wasserstoff, der weniger Emissionen verursacht als der aus der Dampf-Methan-Reformierung. Entscheidend ist dabei der gewählte Standort. Möglich ist z. B. die Wasserstoffproduktion in sonnenreichen Ländern wie Marokko, Tunesien, Vereinigte Arabische Emirate und Spanien über CSP oder in Deutschland über Wind und Photovoltaik Kombinationen.

Die Nachfrage nach alternativen Kraftstoffen wird nicht nur für die maritime Nutzung, sondern für den gesamten Energiesektor steigen. In dieser Studie liegt aber der Schwerpunkt gezielt auf der maritimen Industrie. Erneuerbare Kraftstoffe können in Deutschland hergestellt werden, die erforderliche Menge wird allerdings die Nachfrage nicht decken können. Daher erfolgt der Import der benötigten Kraftstoffe aus Ländern mit mehr erneuerbaren Ressourcen. Der Importprozess umfasst sowohl den weltweiten Transport vom Produktionsland zum Zielland der Nutzung als auch die Verteilung vom Hafen zum Endverbraucher, was in diesem Fall z. B. über See- und Binnenschiffe umgesetzt werden kann. Für die alternativen Kraftstoffe bieten sich allgemein verschiedene Transportmöglichkeiten an, wie Pipelines, Züge, Lkw und Schiffe. Jede dieser Möglichkeiten weist je nach Entfernung und Kraftstoffeigenschaften eine unterschiedliche Effizienz und Eignung auf. Es gibt viele Aspekte, die in Bezug auf den Transport, die Lagerung und das Bunkern von Kraftstoffen untersucht und analysiert werden müssen. Die Bunker- und Speicherinfrastruktur, die weltweite Verfügbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen und Sicherheitsaspekte für einen zuverlässigen Betrieb sind die größten Herausforderungen und die wichtigsten Forschungsfragen, die in einem ersten Schritt beantwortet werden müssen.

Die Lebensdauer von Schiffen beträgt etwa 20-30 Jahre, so dass alternative Technologien möglichst schnell entwickelt werden müssen, um die Emissionen des maritimen Sektors bis zum Jahr 2050 zu verringern. Aus diesem Grund besteht ein großer Bedarf an Investitionen in das Forschungsumfeld und die Technologie-Entwicklung sowie in die Analyse der wirtschaftlichen Aspekte für den künftigen Betrieb von Schiffen mit erneuerbaren Kraftstoffen.

Nach den Analysen im Rahmen des Projekts HySeas III, ermöglicht der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen eine Verringerung der Klimaemissionen im Lebenszyklus eines Schiffes um bis zu 81 %, vorausgesetzt der verwendete Wasserstoff stammt aus Windenergie. Die Vermeidungskosten für den untersuchten Fall beliefen sich auf ca. 673 €/Tonne CO₂eq, wobei das Potenzial für eine Senkung besteht, wenn die Kosten für den zur Wasserstoffherzeugung verwendeten Strom in Zukunft sinken. Diese Werte sind jedoch höher als die geschätzten zukünftigen Werte für Systeme zur Begrenzung von Klimaemissionen, wie das EU-Emissionshandelssystem. Mehrere Push- und Pull-Strategien zeichnen sich als Alternativen zur Förderung der Defossilisierung der Schifffahrt ab. Einerseits gibt es politische oder regulatorische Strategien, die darauf abzielen die Menge der Treibhausgasemissionen, die der Sektor in die Umwelt abgibt, zu verringern oder zu begrenzen. Andererseits müssen auch technologische und systemische Hindernisse überwunden werden, damit die Technologien den für einen breiten Einsatz erforderlichen technologischen Reifegrad erreichen, die Kosten der Energieträger einen rentablen kommerziellen Betrieb ermöglichen, die Infrastruktur für die Produktion und Versorgung mit alternativen Kraftstoffen zur Verfügung steht und die Umweltauswirkungen minimiert werden.

Schwerwiegende makroökonomische Folgen einer Dekarbonisierung der Schifffahrt sind nicht zu erwarten. Durch die vorgeschlagene Einbeziehung des maritimen Sektors in den ETS (Emissions Trading System) wird es hauptsächlich dazu kommen, dass Zertifikate aus anderen Sektoren aufgekauft werden und dort der Dekarbonisierungsdruck verstärkt wird. Die hohen Vermeidungskosten im Schifffahrtssektor werden dazu führen, dass in diesem Sektor erst vergleichsweise spät substantiell CO₂ eingespart wird. Privatwirtschaftliche Initiative könnte allerdings schon früher zu höheren Emissionseinsparungen führen.

8. Literaturverzeichnis

1. J. Stabel: *Klimaschutzregularien und der Einsatz ausgewählter Kraftstoffe in der Seeschifffahrt* (Hamburg, 2021).
2. DNV, *Achieving the IMO decarbonization goals* (2020).
3. M. Rivarolo, D. Rattazzi, L. Magistri, and A. F. Massardo, *Energy Conversion and Management* **224** (2021).
4. International Maritime Organization (IMO), *Further shipping GHG emission reduction measures adopted* (2021).
5. IMO International Maritime Organization, *Marine Environment Protection Committee (MEPC) 75, 16-20 November (virtual session)*.
<https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/MEPC-75th-session.aspx>. Accessed 6 May 2022.
6. International Maritime Organization (IMO), *Initial IMO GHG Strategy*.
7. Europäische Kommission, *Emissionen im Schifffahrtsektor senken*.
https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/reducing-emissions-shipping-sector_de. Accessed 27 April 2022.
8. Europäische Kommission: *Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757* (2021).
9. EMSA THETIS-MRV, *extract 2019-v199-14042022 EU MRV Publication of information.xlsx* (2022). <https://mrv.emsa.europa.eu/#public/emission-report>.
10. I. Pons, C. Martin, E. Andrew, H. Finney, H. Kwon, K. Millard, M. Budaragina, T. Scarbrough, P. Siskos, A. de Vita, L. Paroussos, I. Charalambidis, I. Tsiropoulos, E. Mavrouli, J. van der Laan, and L. Lam, *Study on EU ETS for maritime transport and possible alternative options of combinations to reduce greenhouse gas emissions: Final report* (Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021) [eng].
11. Europäisches Parlament, *DRAFT REPORT on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC: Berichterstatter: Peter Liese* (2022). https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ENVI-PR-703068_EN.pdf. Accessed 27 April 2022.
12. S. Chambers (2021).
13. Europäisches Parlament, *Review of the EU ETS: 'Fit for 55' package* (2022).
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698890/EPRS_BRI\(2022\)698890_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698890/EPRS_BRI(2022)698890_EN.pdf).
14. Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence, *RH2INE Kickstart Study Scenario Building: Sub-study hydrogen containment systems* (2021). <https://www.rh2ine.eu/wp-content/uploads/2021/10/RH2INE-Kickstart-Study-Scenario-building-Hydrogen-Containment-Systems.pdf>. Accessed 28 March 2022.
15. IMO International Maritime Organization, *IMO What it is* (London, UK, 2013).
16. IMO International Maritime Organization, *Sub-Committee on Carriage of Cargoes and Containers, 7th session (CCC 7), 6-10 September 2021* (2021).
<https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/CCC-7th-session.aspx>. Accessed 10 May 2022.
17. DNV, *Handbook for Hydrogen-Fueled Vessels* (2021).
18. M. Cames, N. Wissner, and J. Sutter, *Ammonia as marine fuel: Risks and perspectives* (Germany, Freiburg, 2021).

19. L. S. Hammer, M. Leisner, M. Eide, T. Sverud, and N. Mjos, *Ammonia as a Marine Fuel Safety Handbook* (Norway, 2020).
20. DNV, *Methanol as a potential alternative fuel for shipping: A brief talk with Chris Chatterton of the Methanol Institute: AFI Update content* (2020).
21. American Bureau Shipping, *Methanol as marine fuel: Sustainability Whitepaper* (Texas, USA, 2021).
22. D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid, and R. Freymann, *Energy Environ. Sci. (Energy & Environmental Science)* **4**, 8 (2011).
23. Green Shipping Programme, *Infrastructure for liquid organic hydrogen carrier (LOHC)* (2021). <https://greenshippingprogramme.com/pilot/infrastructure-for-liquid-organic-hydrogen-carrier-lohc/>. Accessed 1 March 2022.
24. Lloyd's Register, *Developing standards for all-electric ships with LOHC technology* (2018). <https://www.lr.org/en/latest-news/developing-standards-for-all-electric-ships-with-lohc-technology/>. Accessed 1 March 2022.
25. M. Friedrich, *Blauer Wasserstoff - Lösung oder Problem der Energiewende: Fakten, Hintergründe, Argumente* (Hamburg, 2020).
26. International Energy Agency, *Global Hydrogen REVIEW 2021* (France, 2021).
27. M. Bertau, M. Kraft, L. Plass, and H.-J. Wernicke, in *ATZ/MTZ-Fachbuch: Zukünftige Kraftstoffe: Energiewende des Transports als ein weltweites Klimaziel*, Ed. by W. Maus, 480–531 (Springer Vieweg, Berlin, 2019).
28. B. Rego de Vasconcelos and J.-M. Lavoie, *Frontiers in chemistry* **7** (2019).
29. V. Daioglou, A. P. C. Faaij, D. Saygin, M. K. Patel, B. Wicke, and D. P. van Vuuren, *Energy Environ. Sci.* **7**, 2 (2014).
30. Methanol Institute, *Carbon footprint of Methanol* (Singapore, Washington, Brussels, Beijing, Dehli).
31. D. R. MacFarlane, P. V. Cherepanov, J. Choi, B. H. Suryanto, R. Y. Hodgetts, J. M. Bakker, F. M. Ferrero Vallana, and A. N. Simonov, *Joule* **4**, 6 (2020).
32. J. R. Jennings, *Catalytic Ammonia Synthesis: Fundamentals and Practice* (Springer US, 2013).
33. I. Rafiqul, C. Weber, B. Lehmann, and A. Voss, *Energy* **30**, 13 (2005).
34. M. Roeb, S. Brendelberger, A. Rosenstiel, C. Agrafiotis, N. Monnerie, V. Budama, and N. Jacobs, *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende: Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung* (2020).
35. *SUN-to-LIQUID Fuels from concentrated sunlight*. <https://www.sun-to-liquid.eu/>. Accessed 26 April 2022.
36. M. Fasihi, O. Efimova, and C. Breyer, *Journal of cleaner production* **224** (2019).
37. Mader and Johannes: *Modellierung und techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Bereitstellung von Synthesegas für die Erzeugung alternativer Kraftstoffe* (Kaiserslautern, 2019).
38. A. Otto, *Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt*, Band 268: *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie* (Aachen, 2015).
39. D. H. König: *Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂* (Stuttgart, 2016).
40. Yoga Pranate Rahmat: *Modeling and techno-economic assessment of sustainable Methanol synthesis* (Berlin, 2020).
41. N. Monnerie, P. G. Gan, M. Roeb, and C. Sattler, *International Journal of Hydrogen Energy* **45**, 49 (2020).
42. E. Prats-Salvado, N. Monnerie, and C. Sattler, *Energies* **14**, 16 (2021).

43. H. von Storch, M. Roeb, H. Stadler, C. Sattler, A. Bardow, and B. Hoffschmidt, *Applied Energy* **183** (2016).
44. María Luisa Martínez: *SPOTLIGHT solar fuels: a disruptive photonic technology to create carbon neutral fuels* (2021).
45. F. N. Al-Rowaili, A. Jamal, M. S. Ba Shammakh, and A. Rana, *ACS Sustainable Chem. Eng.* **6**, 12 (2018).
46. R. Chauvy, N. Meunier, D. Thomas, and G. de Weireld, *Applied Energy* **236** (2019).
47. B. Moghtaderi, *Energ Fuel* **24**, 1 (2010).
48. J. Vieten, D. Gubán, M. Roeb, B. Lachmann, S. Richter, and C. Sattler **2303**, 1 (2020).
49. B. Lin, T. Wiesner, and M. Malmali, *ACS Sustainable Chemistry Engineering* **8**, 41 (2020).
50. Ram M., Galimova T., Bogdanov D., Fasihi M., Gulagi A., Breyer C., Micheli M., and Crone K., *Powerfuels in a Renewable Energy World: Global Volumes, Costs, and Trading 2030 to 2050* (Lappeenranta, Berlin, 2020).
51. International Energy Agency, *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities* (France, 2019).
52. J. Kim, H. Lee, B. Lee, J. Kim, H. Oh, I.-B. Lee, Y.-S. Yoon, and H. Lim, *Energy Conversion and Management* **250** (2021).
53. A. Rosenstiel, N. Monnerie, J. Dersch, M. Roeb, R. Pitz-Paal, and C. Sattler, *Energies* **14**, 12 (2021).
54. D. Graf, N. Monnerie, M. Roeb, M. Schmitz, and C. Sattler, *International Journal of Hydrogen Energy* **33**, 17 (2008).
55. V. K. Budama, N. G. Johnson, I. Ermanoski, and E. B. Stechel, *International Journal of Hydrogen Energy* **46**, 2 (2021).
56. A. G. Niehoff: *Technische Analyse und wirtschaftliche Bewertung von Solarreaktoren zur Schwefelsäurespaltung für die thermochemische Erzeugung von Wasserstoff* (Aachen, 2019).
57. T. Grube, J. Reul, M. Reuß, S. Calnan, N. Monnerie, R. Schlatmann, C. Sattler, M. Robinius, and D. Stolten, *Sustainable Energy Fuels* **4**, 11 (2020).
58. Philippe Gunawan Gan: *Concentrated Solar Thermal Plant for Future Fuels Production: Process Modeling and Techno-economic Analysis of Syngasoline, Syndiesel, Ethanol and Methanol Production Using Thermochemical Cycle based on Metal Oxide* (Stockholm, 2018).
59. Alexander Tremel, Peter Wasserscheid, Manfred Baldauf, and Thomas Hammer, *International Journal of Hydrogen Energy* **40** (2015).
60. E. R. Morgan, J. F. Manwell, and J. G. McGowan, *ACS Sustainable Chem. Eng.* **5**, 11 (2017).
61. M. Panchal: *Techno-economic evaluation of sustainable ammonia production* (Bremerhaven, 2021).
62. J. Armijo and C. Philibert, *International Journal of Hydrogen Energy* **45**, 3 (2020).
63. D. Baumstark: *Technologievergleich zur Herstellung synthetischer Energieträger aus erneuerbarem Strom in Nordafrika: Eine techno-ökonomische Analyse am Fallbeispiel Senegal* (Karlsruhe, 2021).
64. P. Battaglia, G. Buffo, D. Ferrero, M. Santarelli, and A. Lanzini, *Journal of CO2 Utilization* **44** (2021).
65. M. Lin and S. Haussener, *Solar Energy* **155** (2017).
66. D. Turan: *Techno-economical analysis and comparison of different process routes for the production of sustainable fuels* (Stuttgart, 2021).
67. Maximilian Decker, Felix Schorn, Remzi Can Samsun, Ralf Peters, and Detlef Stolten, *Applied Energy* **250** (2019).
68. H. Zhang, L. Wang, J. van herle, F. Maréchal, and U. Desideri, *Applied Energy* **259** (2020).
69. L. Mastropasqua, I. Pecenati, A. Giostri, and S. Campanari, *Applied Energy* **261** (2020).
70. O. Osman, S. Sgouridis, and A. Sleptchenko, *Journal of cleaner production* **271** (2020).

71. M. Pérez-Fortes, J. C. Schöneberger, A. Boulamanti, and E. Tzimas, *Applied Energy* **161** (2016).
72. M. Yousaf, A. Mahmood, A. Elkamel, M. Rizwan, and M. Zaman, *International Journal of Greenhouse Gas Control* **115** (2022).
73. International Energy Agency, *Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production* (France, 2021).
74. G. Gasa, A. Lopez-Roman, C. Prieto, and L. F. Cabeza, *Sustainability* **13**, 7 (2021).
75. Jürgen Dersch, *greenuis - Download* (2022).
https://www.dlr.de/sf/de/desktopdefault.aspx/tabid-11688/23056_read-53432/. Accessed 26 April 2022.
76. A. Liebich, T. Fröhlich, D. Müller, and H. Fehrenbach, *Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien* (Dessau-Roßlau, 2020).
77. F. Merten, A. Scholz, C. Krüger, S. Heck, Y. Girard, M. Mecke, and M. Goerge, *Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung* (Wuppertal, 2020).
78. Hydrogen Council, *Hydrogen Insights Report 2021: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness* (2021).
79. European Commission, *Renewable hydrogen: long-distance supply can be competitive: Policy brief* (2021).
80. Trafigura, *ROHSTOFFTRANSPORT: RÄUMLICHE TRANSFORMATION*.
<https://www.commoditiesdemystified.info/de/transporting-commodities.html>. Accessed 28 March 2022.
81. *Hydrogen Delivery: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office*.
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-delivery>. Accessed 27 March 2022.
82. T. N. Veziroglu, S. A. Sherif, and F. Barbir, *Environmental Solutions: Chapter 7 - Hydrogen Energy Solutions* (Academic Press, 2005).
83. *Liquid Hydrogen Delivery: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office* (2022).
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery>. Accessed 2 May 2022.
84. P. Preuster, A. Alekseev, and P. Wasserscheid, *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering* **8** (2017).
85. Marine Safety Forum, *The carriage of methanol in bulk onboard offshore vessels* (2020).
<https://www.marinesafetyforum.org/wp-content/uploads/2020/08/Carriage-of-Methanol-final-15.06.20-in-bulk-onboard-offshore-vessels.pdf>. Accessed 18 March 2022.
86. RCLASS Indian Register of Shipping, *Guidelines on Methanol Fueled Vessels* (2018).
87. M. Niermann, A. Beckendorff, M. Kaltschmitt, and K. Bonhoff, *Hydrogen Energy* **44**, 13 (2019).
88. Rheine Hydrogen Integration Network of Excellence, *RH2INE Kickstart Study Scenario Building: Sub-study Hydrogen Bunkering Scenarios* (2021). <https://www.rh2ine.eu/wp-content/uploads/2021/10/RH2INE-Kickstart-Study-Scenario-building-Hydrogen-Bunkering-Scenarios.pdf>. Accessed 28 March 2022.
89. DEMACO, *Liquid hydrogen storage: increasingly larger storage tanks*. <https://demaco-cryogenics.com/blog/liquid-hydrogen-storage/>. Accessed 6 April 2022.
90. K. Verfondern, D. Cirron, V. Molkov, S. Coldrick, Z. Ren, J. Wen, C. Proust, A. Friedrich, T. Jordan, and M. Kuznetsov, *Handbook of hydrogen safety: Chapter on LH2 safety* (2021).
91. World Ports Sustainability Program, *LNG bunker infrastructure*.
<https://sustainableworldports.org/clean-marine-fuels/lng-bunkering/ports/lng-bunker-infrastructure/>. Accessed 29 March 2022.
92. N. Shakeri, M. Zadeh, and J. B. Nielsen, *IEEE Electrification Magazine* **8**, 2 (2020).
93. L. van Biert, M. Godjevac, K. Visser, and P. V. Aravind, *Journal of Power sources* **327** (2016).

94. J. C. Gomez Trillos, D. Wilkens, U. Brand, and T. Vogt, *HySeas III: The World's First Sea-Going Hydrogen-Powered Ferry – A Look at its Technical Aspects, Market Perspectives and Environmental Impacts*.
95. B. Comer, D. Stolz, X. Mao, and L. Osipavo, *DECARBONIZING BULK CARRIERS WITH HYDROGEN FUEL CELLS AND WIND-ASSISTED PROPULSION: A MODELED CASE STUDY ANALYSIS: White Paper* (2022). <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/01/Hydrogen-and-propulsion-ships-jan22.pdf>. Accessed 24 February 2022.
96. Methanol Institute, *Methanol as Hydrogen Carrier*. <https://www.methanol.org/fuel-cells/>.
97. Maritime Executive, *Two New Vessels Illustrate Progress with Methanol-Fueled Ships* (2021). <https://maritime-executive.com/article/two-new-vessels-illustrate-progress-with-methanol-fueled-ships>. Accessed 18 February 2022.
98. e4ships, *Pa-X-ell2*. <https://www.e4ships.de/deutsch/seeschiffahrt/pa-x-ell-2/>. Accessed 19 February 2022.
99. L. Kistner, F. L. Schubert, C. Minke, A. Bensmann, and R. Hanke-Rauschenbach, *Power Sources* **508** (2021).
100. NAUTILUS, *The comparison of different technologies for on board power supply of cruise ships* (2020). <https://nautilus-project.eu/media-download/download/3-presentations/4-comparison-of-on-board-power-supply-systems-for-cruise-ships>. Accessed 23 February 2022.
101. J. J. Minnehan and J. W. Pratt, *Practical application limits of fuel cells and batteries for zero emission vessels* (2017). <https://www.osti.gov/biblio/1410178/>. Accessed 24 February 2022.
102. IMO, *Fourth IMO GHG Study 2020: Executive Summary* (2021). <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20Executive-Summary.pdf>.
103. Freightos Ltd, *Freightos Baltic Index (FBX): Global Container Freight Index* (2022). <https://fbx.freightos.com/>. Accessed 9 February 2022.
104. CE Delft & DLR, *Research for TRAN Committee - The aviation and maritime sectors and the EU-ETS: challenges and impacts* (2021). [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/IPOL_STU\(2021\)690886](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/IPOL_STU(2021)690886).
105. Eurostat, *GDP and main components (output, expenditure and income)* (2022). https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nama_10_gdp/default/table?lang=en. Accessed 24 April 2022.
106. Eurostat, *INTERNATIONAL TRADE: DS-058814 & DS-022469* (2022). <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/newxtweb/mainxtnet.do>. Accessed 20 April 2022.
107. S. Defour and F. Afonso, *All aboard!: Too expensive for ships to evade EU carbon market* (2020). <https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2020/12/TE-All-aboard-Too-expensive-for-ships-to-evade-EU-carbon-market.pdf>.
108. Alphaliner, *TOP 100: 06 December 2008 and 02 May 2022* (2022). <https://alphaliner.axsmarine.com/PublicTop100/> & <https://www.yumpu.com/en/document/read/49757851/axs-alphaliner-top-100-operated-fleets-as-per-06-december-2008>. Accessed 2 May 2022.
109. UNCTAD, *REVIEW OF MARITIME TRANSPORT 2019* (UNITED NATIONS, [Place of publication not identified], 2020).
110. J. Eschmann: *Dekarbonisierte Containerschiffahrt: Spezifische Kosten und Preiseffekte am Beispiel Europas* (2020).
111. D. O. T. A. U. N. C. O. T. A. D. LOGISTICS, *REVIEW OF MARITIME TRANSPORT 2021* (UNITED NATIONS, [S.I.], 2022).
112. Maersk: *A.P. Moller - Maersk engages in strategic partnerships across the globe to scale green methanol production by 2025* (Kopenhagen, Dänemark, 2022).

Das DLR im Überblick

Das DLR ist das Forschungszentrum der Bundesrepublik Deutschland für Luft- und Raumfahrt. Wir betreiben Forschung und Entwicklung in Luftfahrt, Raumfahrt, Energie und Verkehr, Sicherheit und Digitalisierung. Die Deutsche Raumfahrtagentur im DLR ist im Auftrag der Bundesregierung für die Planung und Umsetzung der deutschen Raumfahrtaktivitäten zuständig. Zwei DLR Projektträger betreuen Förderprogramme und unterstützen den Wissenstransfer.

Global wandeln sich Klima, Mobilität und Technologie. Das DLR nutzt das Know-how seiner 55 Institute und Einrichtungen, um Lösungen für diese Herausforderungen zu entwickeln. Unsere 10.000 Mitarbeitenden haben eine gemeinsame Mission: Wir erforschen Erde und Weltall und entwickeln Technologien für eine nachhaltige Zukunft. So tragen wir dazu bei, den Wissens- und Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken.

Herausgeber

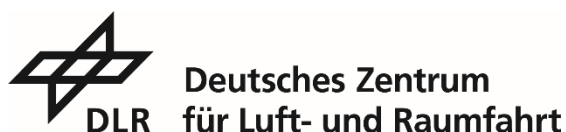
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Maritime Energiesysteme

Anschrift:

Max-Planck-Straße 2
21502 Geesthacht

DLR.de

Bilder DLR, soweit nicht anders angegeben.
Titelbild: DLR



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestags