

Potenzialanalyse Methanol als emissionsneutraler Energieträger für Schifffahrt und Energiewirtschaft

Strategiepapier

Auftraggeber

Maritimes Cluster Norddeutschland e. V.
Geschäftsstelle Niedersachsen
An der Weinkaje 4
26931 Elsfleth

Projektbearbeiter

INWL Institut für nachhaltige Wirtschaft und Logistik
inwl gemeinnützige GmbH
Dierkower Damm 29
18146 Rostock

Telefon	0381 252952 0
Email	info@inwl.de
Internet	www.inwl.de

Juli 2018

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Kurzfassung	8
2 Aufgabenstellung und Motivation	10
3 Vergleich alternativer Kraftstoffe zum Schweröl	14
3.1 Kenndaten der betrachteten Kraftstoffe	14
3.2 Marine Gas Oil	17
3.3 Liquefied natural gas	18
3.4 Methanol	19
3.5 Wasserstoff	20
4 Aktueller Stand in der Methanolwirtschaft	21
4.1 Herstellungsprinzip	21
4.2 Preisentwicklung	24
4.3 Rechtlicher Rahmen	26
4.3.1 Transport	26
4.3.2 Lagerung	26
4.3.3 Bunkerung	27
4.4 Etablierte Anwendungsbereiche	29
4.4.1 Chemische Industrie	29
4.4.2 Energiewirtschaft	29
4.4.3 Verbrennungsmotoren	30
5 Etablierung von Methanol als Kraftstoff im maritimen Sektor	33
5.1 Aktuelle Forschungsansätze	33
5.2 Pilotprojekte	34
5.3 Umsetzungsansätze	37

6	<u>Erkenntnisse</u>	43
6.1	Art und Weise der Gewinnung	44
6.2	Aktueller Stand der Technik	45
6.3	Geeignete Schiffstypen	47
6.4	Projektansätze	48
6.4.1	Herstellung	48
6.4.2	Richtlinien	48
6.4.3	Motoren	48
	<u>Literaturverzeichnis</u>	50

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 Vergleich der weltweiten Methanolproduktionskapazitäten im Jahr 2014 [Tsd. t]	11
Abb. 2 Darstellung der weltweiten Haupttransportströme von Methanol	12
Abb. 3 Darstellung der weltweiten Lagerkapazitäten von Methanol nach Regionen [Tsd. t]	13
Abb. 4 Schematischer Vergleich der Investitionskosten zur fossilen und regenerativen Methanolproduktion	23
Abb. 5 Preisentwicklung Marine Gas Oil, Methanol, LNG [€/t]	24
Abb. 6 Preisentwicklung Marine Gas Oil, Methanol, LNG [€/MWh]	25
Abb. 7 Truck to Ship Bunkerung der Stena Germanica	28
Abb. 8 Gegenüberstellung der Kosten für Umbau und Neubau einer RoRo-Fähre, eines Tankers und eines Kreuzfahrtschiffes	40

Tabellenverzeichnis

Tab. 1 Gegenüberstellung ausgewählter physikalischer Eigenschaften der relevanten alternativen Kraftstoffe	14
Tab. 2 Auszug zur Berechnung verwendeter Schiffparameter	38
Tab. 3 Investitionskosten für Motormodifikationen nach Kraftstoff und Leistung	39
Tab. 4 Investitionskosten für Motormodifikationen nach Kraftstoff und Schiffstyp	39

Abkürzungsverzeichnis

ADN	Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voie de navigation intérieure
ADR	Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route
BRZ	Bruttoraumzahl
BStS	Bunker Station-to-Ship
CCC	Carriage of Cargoes and Containers
CI	Compression Ignition
CH₃OH	Methanol
CO₂	Kohlendioxid
DME	Dimethyl-ether
DWT	Deadweight Tonnage
ECA	Emission Control Area
HCCI	Homogeneous Charge Compression Ignition
HFO	Heavy Fuel Oil
HPDI	High Pressure Direct Injection
H₂	Wasserstoff
IBC-Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Dangerous Chemicals in Bulk
IGF-Code	International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels
IMDG-Code	International Maritime Dangerous Goods Code
IMO	International Maritime Organization
LNG	Liquefied natural gas (Verflüssigtes Erdgas)
MGO	Marine Gas Oil
MMBtu	Million British thermal units
NO_x	Stickstoffoxide
RCCI	Reactivity Controlled Compression Ignition
RID	Regulations Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail
RoPax	Roll On/Roll Off Ladung sowie Passagiere

RoRo	Roll-On/Roll-Off Ladung
SCR	Selective Catalytic Reduction
SI	Spark Ignition
SO_x	Schwefeloxide
StS	Ship-to-Ship
ToS	Tank-onto-Ship
TtS	Truck-to-Ship

1 Kurzfassung

Gegenstand dieser Studie ist es, Ansätze aufzuzeigen, die eine Etablierung des Kraftstoffs Methanol in der Schifffahrt befördern. Im Verlauf der Studie wird der Status quo in der Methanolwirtschaft thematisiert und auf abgeschlossene sowie laufende Forschungs- und Entwicklungsprojekte zum Thema Methanol im maritimen Sektor eingegangen. Abschließend erfolgen auf Basis der erarbeiteten Erkenntnisse, Empfehlungen für Projektansätze, welche gezielt die Nutzung von Methanol als maritimen Kraftstoff stimulieren können.

Die schrittweise Reduzierung der weltweiten Grenzwerte für Schiffsemissionen bietet vielversprechende Perspektiven für den Einsatz alternativer Kraftstoffe und Antriebskonzepte. Als potenzielle Kraftstoffalternativen zum Schweröl (HFO) werden Marine Gas Oil (MGO), liquefied natural gas (LNG), Wasserstoff und Methanol betrachtet.

Methanol wird u. a. in größerem Maßstab als chemischer Rohstoff in der produzierenden Industrie verwendet, woraus weltweit bereits vielfältige Transportverflechtungen und Lagerkapazitäten resultieren. Gegenüber LNG und Wasserstoff bietet Methanol die Vorteile einer langfristigen Energiespeicherfähigkeit sowie einer bei Normalbedingungen flüssigen Phase. Zudem geht der Einsatz von LNG als maritimer Kraftstoff mit erheblich höheren Raumbedarfen gegenüber Methanol einher, die in kleineren Schiffen nur schwer berücksichtigt werden können. Im Gegensatz zu MGO werden bei der Verbrennung von Methanol die Schwefel-, Stickstoff- und Feinstaubemissionen deutlich reduziert. Ein ergänzender Vorteil von Methanol gegenüber den anderen Kraftstoffen liegt in der Reduzierung potenzieller Gefahren für Schiff, Besatzung und Umwelt über verlässliche technische Strukturen an Bord sowie in der nahezu vollständigen Wasserlöslichkeit. Aufgrund dieser physikalischen Vorteile, der bereits vorhandenen hohen Verfügbarkeit und der umfangreichen Kompatibilität mit gegebenen Strukturen ist die intensivere Nutzung von Methanol als maritimer Kraftstoff zu forcieren.

Als Alternative zu HFO, MGO und LNG kann Methanol synthetisch aus Wasser, Kohlenstoffverbindungen und Elektrizität hergestellt werden. Für eine nachhaltige Energiewirtschaft ist eine auf regenerativen Energiequellen basierende Gewinnung von Methanol anzustreben. Mit wachsendem Interesse wird die Methanolgewinnung aus regenerativen Energiequellen, wie z. B. Wind- und Sonnenenergie, in Pilotprojekten untersucht und weiter vorangetrieben. In diesem Zusammenhang ist es denkbar, die derzeit im Tagesgang nachfragebedingt teilweise reduzierte Stromproduktion in Deutschland anteilig aufrechtzuerhalten und Methanol als regenerativer Energiespeicher zu nutzen. So könnten an einer (Offshore-)Windenergieanlage (WEA), mit einer elektrischen Leistung von 4,6 MW, unter Einsatz neuartiger elektrobiokatalytischer Technologien in einem sechsständigen Zeitfenster ca. 38 kg Methanol hergestellt werden. Hierbei sollte während des gesamten Zeitfensters eine nahezu konstante Stromgrundzufuhr für die Methanolproduktion anliegen, jedoch ohne die Einspeisung in das Stromnetz grundsätzlich zu beschränken. In diesem Zusammenhang weisen insbesondere Offshore-WEA die geeignetsten Einsatz-, Größen- und Produktionseigenschaften auf.

Für den Transport, die Lagerung und den Umschlag von Methanol kann auf die im globalen Handel profilierten Regularien und Techniken zurückgegriffen werden. Die Verwendung von Kraftstoffen an Bord mit einem niedrigen Flammpunkt wird im IGF-Code (International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels) geregelt. Zur expliziten Betrachtung von Methanol wurde durch die IMO (International Maritime Organization) ein Anpassungsentwurf des IGF-Codes vorangetrieben. Dieser sieht umfangreiche Sicherheitsstandards zur Abwehr und Abführung von Leckagen an Bord von Schiffen vor und basiert auf der Betrachtung eines Kreuzfahrtschiffs und einer RoRo-Fähre als Referenzbeispiele. Des Weiteren formuliert der Entwurf die Möglichkeit, Methanoltanks im Doppelboden und an der Schiffsaußenhaut zu integrieren, wodurch eine vergleichsweise platzsparende Bunkerung des Kraftstoffs ermöglicht wird. Als Gegenstand nachfolgender Projekte bietet sich an, eine Erweiterung der erarbeiteten Richtlinien zu untersuchen.

Die zur Verwendung als Kraftstoff benötigten technischen Lösungen sind am Markt sowohl in Form von Umbau- als auch Neubaukonzepten verfügbar. In der Studie wird referenziert, dass der Einsatz von Methanol im Quervergleich der Alternativen eine wettbewerbsfähige Kraftstoffstrategie sein kann, um Emissionsgrenzwerten gerecht zu werden. Die betrachteten Investitionskosten für einen Um- bzw. Neubau hin zum Methanolbetrieb bewegen sich überschlägig auf dem Niveau der Investitionskosten zur Nachrüstung eines Schwerölantriebes mit Abgasnachbehandlungsanlagen sowie deutlich unter denen für LNG-Lösungen.

Im Falle eines Um- bzw. Neubaus zum Dual-Fuel-Betrieb eines Dieselmotors ist neben den Vorteilen einer ohnehin erforderlichen Redundanz des Antriebssystems sowie geringeren Schwefel-, Stickstoff- und Feinstaubemissionen ein zusätzlicher Kraftstofftank durch die Notwendigkeit eines Pilot Fuels zu berücksichtigen. Die Verwendung von Methanol in einem Ottomotor hingegen bedingt keinen Einsatz von Pilot Fuel, wird jedoch nach gegenwärtigem Kenntnisstand lediglich in Pilotprojekten erprobt. Durch gezielte Forschung und Entwicklung ist diese Motorentechnologie weiter zu befördern. Hierzu könnte aufbauend ein Pilotprojekt initiiert werden, welches gezielt den Einsatz eines Ottomotors in einem kleinen Schiff, wie einem Crew Transfer Vessel oder Schlepper, im Lastbetrieb (z. B. Manöverbetrieb) untersucht.

Ein weiterer Vorteil im Einsatz von Methanol in einem Ottomotor gegenüber der Verwendung in einem Dieselmotor besteht in der deutlichen Reduzierung des Formaldehydanteils im Abgas. Aufgrund der besseren Durchmischung des Kraftstoff-Luft-Gemischs sowie der anschließend nahezu vollständigen Verbrennung könnte die Bildung von Formaldehyd signifikant reduziert werden. Zur Verfügung stehende Filtersysteme sind noch nicht in der Lage, eine langfristige Filterung des im Abgas enthaltenen Formaldehyds zu gewährleisten. Aus diesem Grund müssen sowohl Otto- als auch Dieselmotoren in verschiedenen Lastbereichen erprobt und der Formaldehydanteil gemessen werden, um die (Weiter-)Entwicklung sowie Dimensionierung einer potenziell notwendigen Filtertechnologie weiter zu befördern und den vollständig bedenkenlosen Einsatz von Methanol in unterschiedlichen Motortypen zu gewährleisten.

2 Aufgabenstellung und Motivation

Der Übergang von einem überwiegend fossilen und kernkraftbasierten Energiesystem zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem bis zum Jahr 2050 stellt enorme technische, wirtschaftliche und politische Herausforderungen dar. Besonders der Schifffahrtssektor wird von einer Umstellung auf alternative Energieträger betroffen sein. Es ist Aufgabe dieser Studie die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für die Schifffahrt aufzuzeigen, die eine Etablierung von Methanol als Energieträger mit sich bringen.

Die europäische und internationale Schifffahrt unterliegt seit dem Jahr 2005 den durch den Ausschuss der Internationalen Schifffahrtsorganisation (IMO für International Maritime Organisation) zum Schutz der Meeresumwelt (MEPC für Marine Environment Protection Committee) beschlossenen Vorschriften aus Annex VI des Internationalen Übereinkommens zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL für Marine Pollution). Diese Vorschriften des zusätzlich auf Luftschadstoffe fokussierenden Annex VI der MARPOL Konvention beziehen sich im Speziellen auf die globale Reduzierung der Feinstaub-, Schwefeloxid- (SO_x) und Stickoxid- (NO_x) Emissionen in so genannten Emission Control Areas (ECA). Seit dem Jahr 2015 ist der Schwefelgehalt des innerhalb der ECA verwendeten Kraftstoffs von 1 % auf 0,1 % begrenzt worden. Außerhalb der ECA tritt die Reduzierung des Schwefelgehaltes im Kraftstoff ab dem Jahr 2020 von aktuell 3,5 % auf 0,5 % in Kraft. Der Stickstoffoxidausstoß (NO_x) wurde bereits seit dem Jahr 2016 auf das festgelegte Tier-III Emissionslimit begrenzt, um besonders in Hafengebieten den Belastungen durch die Schiffsemissionen begegnen zu können [IMO 2010]. Diese Richtlinien der internationalen Schifffahrtsorganisation bilden die Rahmenbedingungen zur Entwicklung neuer Technologien.

Die Methanolherstellung zur Nutzung als Energiespeichermedium bietet diverse Möglichkeiten, die bestehenden Erzeugungsinfrastrukturen weiter zu nutzen und die Abnahme von Überkapazitäten aus der Stromerzeugung sicherzustellen. Im Jahr 2017 lag die Nettostromerzeugung in Deutschland bei 547 Terawattstunden (TWh), wovon 210 TWh (38,4 %) aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden [FISE 2017a]. Die Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie ist den natürlichen Gegebenheiten entsprechend starken Schwankungen ausgesetzt, wodurch zum Erhalt der Netzstabilität anfallende Überkapazitäten in das europäische Ausland transferiert werden. Aufgrund guter Windverhältnisse an Land und auf See sowie des starken Ausbaus der Windkraftanlagen konnte im Jahr 2017 die Energieeinspeisung aus Windenergieanlagen um 31 % im Vergleich zum Vorjahr gesteigert werden [BMWi 2017a]. In den meisten Fällen sind derartige Spitzen der Stromeinspeisung jedoch nicht vom bestehenden Stromnetz abnehmbar und werden zu Minuspreisen in europäische Netze transferiert. Im Jahr 2017 lag der Nettostromexport bei 48 TWh [FISE 2017a]. Für die Zukunft liegt die zentrale Herausforderung in der Entwicklung und Bereitstellung von Energiespeichersystemen, um diese Volatilität ausgleichen zu können und die schon heute erzeugte erneuerbare Energie nutzbar zu machen.

Im Vergleich zu anderen Regionen der Erde weisen Deutschland und Europa im Allgemeinen optimale Standortfaktoren für die Energiegewinnung aus Windkraft auf. Dies gilt insbesondere für die Küstenregionen der Nord- und Ostsee sowie für die Atlantikküste. In Deutschland wurden im Jahr 2017 ca. 104 TWh aus Windkraft erzeugt. Damit werden an deutschen Küsten (Offshore) und im deutschen Inland (Onshore) 19% die Nettostromerzeugung Deutschlands produziert [FISE 2017a]. Gleichzeitig belegt die aus Windkraft gewonnene Energiemenge im Ranking der verwendeten Energieträger Deutschlands den zweiten Platz nach Braunkohle, aber deutlich vor Steinkohle und Kernenergie.

Für eine zunehmend erneuerbare Stromversorgung sind die vorhandenen Speicherkapazitäten in Deutschland, wie im Großteil der anderen Nationen, stark unterentwickelt. Die einzigen Speichersysteme für längere saisonale Zeiträume (4 Wochen bis 3 Monate) sind chemische Energiespeicher, wie z. B. Brenn- und Kraftstoffe [MB 2014].

Die Notwendigkeit einer chemischen Speicherung ist in Zeiten von nicht nutzbarer, zu Minuspreisen ins europäische Ausland verkaufter überschüssiger Energie aus erneuerbaren Energien nicht abzustreiten. Um die Abschaltung der Stromversorgung zu bestimmten Zeiten zu verhindern oder negativen Exportpreisen zu entgegnen, könnte ein Chemikalienlager zur Speicherung von Überschussströmen angelegt werden. Bei der Wahl der Speicherchemikalie ist entscheidend, was mit dem energetischen Unterschied aus Überschussstrom und Netzstabilität geschehen soll. Eine Variante wäre die Umwandlung der Energiedifferenz in Methanol für den Chemie- und Kraftstoffmarkt. Abb. 1 veranschaulicht die weltweite Methanolproduktionskapazität der jeweiligen Länder mit einem Produktionsvolumen über 1 Mio. t. Führender Produzent von Methanol ist die Volksrepublik China, dessen Methanolproduktionskapazität im Jahr 2014 rund 49 Mio. t betrug und vorrangig aus der Kohlevergasung resultiert.

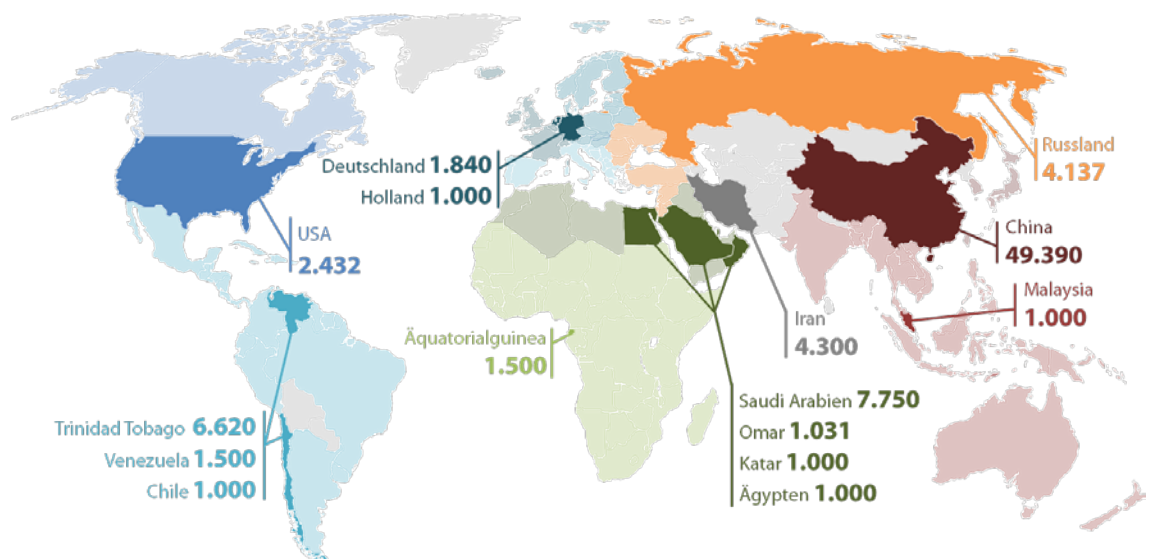


Abb. 1 | Vergleich der weltweiten Methanolproduktionskapazitäten im Jahr 2014 [Tsd. t] [eigene Darstellung auf Basis von MKC 2018]

Die in Abb. 1 aufgeführten weltweiten Produktionskapazitäten von ca. 85,5 Mio. t aus dem Jahr 2015 werden zu einem Großteil für die chemische Industrie bereitgestellt. In 2015 lag der Methanolverbrauch der chemischen Industrie bei rund 50 Mio. t. Für die Bereitstellung von Kraftstoffen mussten rund 20 Mio. t Methanol aufgewendet werden [MA 2016].

Aufgrund der hohen Methanolnachfrage existieren diverse Welthandelsströme. In Abb. 2 sind diese Haupttransportströme schemenhaft dargestellt. Hauptimporteure von Methanol sind demnach Nordamerika, Europa und Asien.

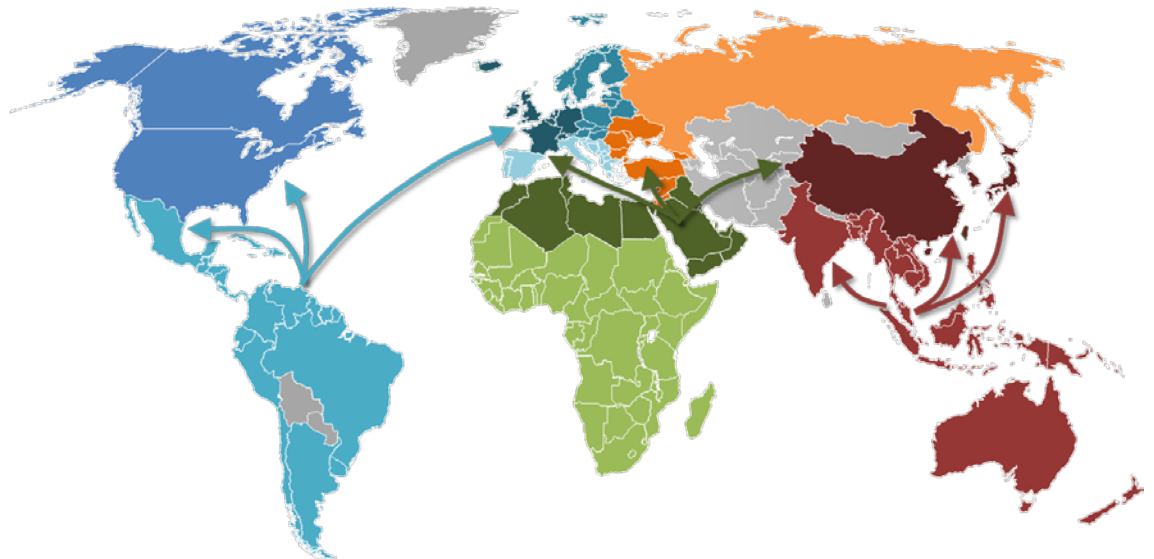


Abb. 2 | Darstellung der weltweiten Haupttransportströme von Methanol [eigene Darstellung auf Basis von MKC 2018]

Die in Abb. 2 aufgezeigten Haupttransportströme von Methanol können in Abb. 3 durch die weltweiten Lagerkapazitäten nachvollzogen werden. Demnach weisen die Länder mit Methanolim- oder -export im Verhältnis zu anderen Ländern signifikant höhere Lagervolumina auf. Die größte Methanollagerkapazität besitzt Ostasien mit rund 2 Mio. t.

Methanol wird als Rohstoff oder Energieträger verwendet. Als Kraftstoff bietet Methanol, aufgrund seiner effizienten Verbrennung, guten Verfügbarkeit und hohen Oktanzahl ein breites Anwendungsspektrum.

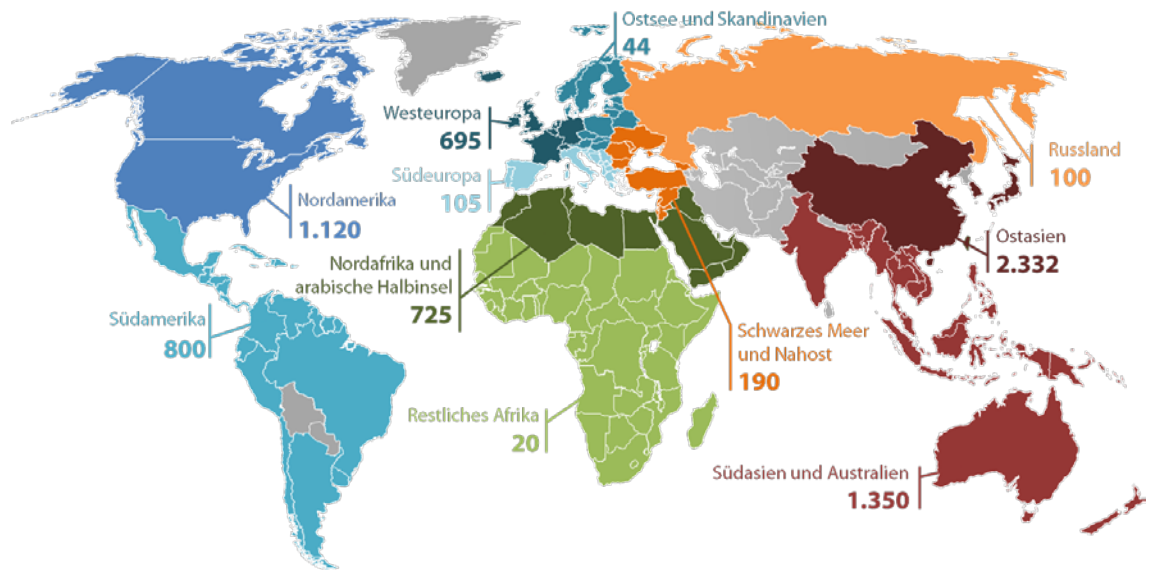


Abb. 3 | Darstellung der weltweiten Lagerkapazitäten von Methanol nach Regionen [Tsd. t] [eigene Darstellung auf Basis von MKC 2018]

Im Folgenden werden Eigenschaften der ausgewählten alternativen Kraftstoffe Marine Diesel Oil (MGO), liquefied natural gas (LNG), Wasserstoff und Methanol untereinander verglichen sowie deren Vor- und Nachteile aufgezeigt. In den nachfolgenden Kapiteln wird sich der Autor besonders auf den alternativen Kraftstoff Methanol fokussieren und seine Vorteilhaftigkeit untersuchen. In Kapitel 4 erfolgt eine Erfassung der aktuellen Methanolwirtschaft. Der Fokus liegt dabei auf den Regularien zum Umgang mit Methanol, den Prinzipien zur Methanolgewinnung, den Entwicklungen der Beschaffungspreise, den Methoden zur Bunkerung sowie dem Aufzeigen exemplarischer Verwendungsmöglichkeiten als Rohstoff und Energieträger. Das Kapitel 5 nimmt Bezug auf bereits existierende Anstrengungen, den Einsatz von Methanol als Kraftstoff in der Schifffahrt zu befördern. Des Weiteren wird die Wirtschaftlichkeit eines Umbau- oder Neubauvorhabens des Antriebssystems eines Schiffes für die Verwendung von Methanol als Kraftstoff gegenübergestellt. Die im Kapitel 3, 4 und 5 erarbeiteten Erkenntnisse liegen den weiteren Ausführungen im Kapitel 6 zugrunde. Nach einer kurzen Zusammenfassung der Erkenntnisse werden zukünftige Projektinhalte skizziert.

3 Vergleich alternativer Kraftstoffe zum Schweröl

3.1 Kenndaten der betrachteten Kraftstoffe

	Marine Gas Oil	Liquefied natural gas	Methanol	Wasserstoff
Chemische Struktur	$C_{12}H_{26} - C_{14}H_{30}$	CH_4	CH_3OH	H_2
Dichte bei 273,15 K [kg/m³]	890	419	790	71
Gefrierpunkt [°C]	-4	-183	-98	-259
Siedepunkt [°C]	360	-162	65	-253
Flammpunkt [°C]	78	-136	11	-
Viskosität bei 298,15 K [mPa s]	3,35	0,146	0,59	0,009
Unterer Heizwert [MJ/kg]	43	52	20	120
Unterer Heizwert [MJ/l]	38	22	16	9
Luft/Kraftstoff-Verhältnis	14,5	17,2	6,5	34,3
Verdampfungsenthalpie [kJ/kg]	260	550	1110	448
Verdampfungsenthalpie [kJ/l]	231	230	877	32
Selbstentzündung [°C]	250	585	450	540
Cetanzahl	40	-	3	-
Oktanzahl	-	127	111	130

Tab. 1 | Gegenüberstellung ausgewählter physikalischer Eigenschaften der relevanten alternativen Kraftstoffe [MB 2014, MAN 2014, MKC 2018]

Die physikalischen Eigenschaften von Stoffen lassen Rückschlüsse auf die technischen Notwendigkeiten wie benötigte Umschlagtechnik, bestehende Gefahrenpotenziale, bordseitige Tankanordnung und jeweilige Verbräuche in Verbrennungsmotoren zu. Im Folgenden wird auf die in Tab. 1 aufgeführten physikalischen Eigenschaften der in Kapitel 3 betrachteten alternativen Kraftstoffe Bezug genommen.

Die Massendichte beschreibt das Verhältnis der Masse eines Stoffes zu dessen Volumen. Die Dichte eines Kraftstoffs ist demnach elementar bei der Betrachtung der benötigten Umschlagtechnik. Im Vergleich der betrachteten alternativen Kraftstoffe ist die Massendichte von Marine Gas Oil (MGO) mit 890 kg/m^3 am höchsten einzustufen. Methanol mit 790 kg/m^3 kann mit der Dichte von MGO verglichen werden, wodurch bestehende MGO-kompatible Strukturen genutzt werden können. Aufgrund ihrer geringen Dichte müssen für den Umschlag von LNG und Wasserstoff neuartige Infrastrukturen geschaffen werden.

Die Viskosität von Flüssigkeiten und Gasen beschreibt deren Zähflüssigkeit. Demnach ist ein Stoff weniger fließfähig, wenn die Viskosität des Stoffes vergleichsweise hoch ist. Hierbei können Schlussfolgerungen zur Schmierfähigkeit und Pumpverhalten getroffen werden. MGO weist mit $3,35 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ eine höhere Viskosität und folglich eine geringere Fließfähigkeit im Vergleich zu LNG, Wasserstoff und Methanol auf. Aufgrund der vergleichsweise geringeren Viskosität wird die Pumpleistung gedrosselt sowie die Schmierfähigkeit des Kraftstoffs im Einspritzsystem vergrößert und das Sprühmuster für direkte Injektionsanwendungen verändert. Demnach ist für die Verwendung von Kraftstoffen mit geringer Viskosität entweder eine Neukonzeptionierung des Einspritzsystems oder die Verwendung von Additiven im Kraftstoff zu diskutieren [MKC 2018].

Als Gefrierpunkt wird der Phasenübergang von der flüssigen in die feste Phase verstanden, welcher durch den Umgebungsdruck und die Gefriertemperatur bestimmt ist. Aus Tab. 1 ergibt sich eine Gefriertemperatur für MGO von -4°C , für Methanol von -98°C und LNG von -183°C . Der Phasenwechsel von flüssig zu fest wird bei Wasserstoff ab einer Temperatur von -259°C erreicht. Der Siedepunkt definiert den Phasenübergang vom flüssigen in den gasförmigen Aggregatzustand. Folglich definiert der Bereich zwischen Gefrier- und Siedepunkt die flüssige Phase. MGO ist, wie auch Methanol, bei Raumtemperatur (20°C) in flüssiger Form mit herkömmlicher Technik umschlagfähig. Hingegen müssen LNG und Wasserstoff für einen Verbleib in der flüssigen Phase kontinuierlich zwischen -162°C und -183°C bzw. -253°C und -259°C herabgekühlt werden, um pump- und lagerfähig bleiben zu können.

Der Flammpunkt eines Stoffes bezieht sich auf die Temperatur, bei der ausreichend brennbare Gase gebildet werden, sodass eine Verbrennung stattfinden kann. Je höher der Umgebungsdruck, umso höher auch der Temperaturwert des Flammpunktes. Bei der Kategorisierung der Gefahrenpotenziale wird eine Flüssigkeit als leicht entflammbar eingestuft, wenn der Flammpunkt unter 60°C liegt. Aus diesem Grund werden LNG und Methanol als Flüssigkeiten mit niedrigem Flammpunkt bewertet, wodurch Änderungen der Regularien zur Verwendung dieser Kraftstoffe vorangetrieben werden. Aufgrund der kurzen flüssigen Phase von Wasserstoff werden keine brennbaren Gase gebildet, wodurch ein Flammpunkt per Definition nicht bestimmbar ist.

Der untere Heizwert eines Stoffes basiert auf der maximalen Wärmemenge, die bei der Verbrennung des Stoffes nutzbar ist. Hierbei kann die Wärmemenge auf das Gewicht oder das Volumen des Stoffes betrachtet werden. Bezogen auf die Energiemenge je Kilogramm liefern Wasserstoff mit 120 MJ/kg und LNG mit 52 MJ/kg die höchsten Heizwerte. Aufgrund der unterschiedlichen Dichten der Kraftstoffe liefert, bei der Betrachtung der Energiemengen je Liter, MGO mit 38 MJ/l den größten Heizwert. Methanol hingegen positioniert sich in beiden Betrachtungsvarianten hinter MGO und LNG. Als Folge eines geringeren Heizwertes müssen höhere volumenmäßige Kraftstoffverbräuche bei der Dimensionierung der Kraftstofftanks berücksichtigt werden. Ausgehend von derselben Motorleistung und Fahrstrecke eines mit MGO betriebenen Motors würde überschlägig das doppelte Volumen an Methanol bereitgestellt werden müssen.

Das Luft-Kraftstoffverhältnis bzw. der Luftbedarf beschreibt das Massenverhältnis aus Brennstoffmasse und Luftmasse, das bei der vollständigen Verbrennung des Brennstoffes benötigt wird. Demnach bedingt die Verbrennung von Methanol im Vergleich zur MGO-Verbrennung lediglich die Hälfte der benötigten Luftmenge. Den Heizwert betreffend besitzt Methanol rund den halben Wert von MGO. Folglich wird mit doppeltem Einspritzvolumen von Methanol annähernd dieselbe Menge an Luft zur vollständigen Verbrennung benötigt. Im Gegensatz dazu bedingt die Verbrennung von Wasserstoff mehr als die doppelte Luftmenge im Verhältnis zu MGO und LNG.

Als Verdampfungsenthalpie wird die Energie verstanden, die notwendig ist, um den Phasenübergang zwischen flüssiger und fester Phase zu erzielen. Je größer die Verdampfungsenthalpie ist, umso größer ist der Energieeinsatz für die Verdampfung des Stoffes. Für den Einsatz von Kraftstoffen mit hoher Verdampfungsenthalpie müssen technische Modifikationen im Verbrennungsprozess erfolgen, da die benötigte Energie zum Verdampfen des Kraftstoffs eine Reduktion der Prozesswärme im Zylinder verursacht. Dieser Energieverlust kann zu längeren Zündverzögerungen in Selbstzündungssystemen führen.

Die Selbstentzündung definiert die Temperatur, bei der ein gasförmiges Stoffgemisch ohne Zündquelle entzündet wird. MGO entzündet sich selbst bei einer Temperatur von 250 °C, wodurch eine Verwendung in Selbstzündungsmotoren priorisiert wird. Auf der anderen Seite ist für die Selbstzündung von LNG, Methanol und Wasserstoff überschlägig der doppelte Temperaturwert nötig, welche mit der Zugabe eines Pilot Fuels, wie z. B. MGO, herabgesetzt werden kann, wodurch eine Verwendung in Selbstzündungsmotoren ermöglicht wird.

Die Eignung eines Kraftstoffs als Pilot Fuel kann anhand der Cetanzahl ermittelt werden, welche die Zündfähigkeit eines Stoffes im Verhältnis zum zündträgen Methylnaphtalin und zum zündfreudigen Hexadecan definiert. Demnach beschreibt die Cetanzahl 40 die Zündfähigkeit eines Stoffgemisches aus 40 % Hexadecan und 60 % Methylnaphtalin. Folglich ist MGO mit einer Cetanzahl von 40 zündfähiger als Methanol mit einer Cetanzahl von drei. Aus diesem Grund kann Methanol in Selbstzündungsmotoren nur über Modifikationen am Motor und mit einem Pilot Fuel höherer Cetanzahl wie z. B. MGO betrieben werden. Da eine Selbstzündung von LNG und Wasserstoff potenziell nicht erreicht wird, liegt deren Cetanzahl bei null.

LNG benötigt zur Selbstzündung Pilot Fuel, wohingegen Wasserstoff in Verbindung mit Sauerstoff zündet.

In Dieselmotoren ist die Selbstzündung elementarer Bestandteil des Verfahrens, wohingegen in Ottomotoren eine Zündung des Kraftstoffs über eine externe Zündquelle erfolgt. Mit der Oktanzahl wird die Zündunfähigkeit und damit die Klopfestigkeit eines Kraftstoffs in der Einheit Researched Oktanzahl (ROZ) definiert. Als Bezugstoffe gelten das zündhemmende Isooktan (ROZ 100) und das zündwillige n-Heptan (ROZ 0). In Ottomotoren verhindert das gesteigerte Verdichtungsverhältnis ein Klopfen, wodurch Kraftstoffe mit hoher Oktanzahl priorisiert werden. Methanol besitzt im Vergleich Benzin (95 ROZ) eine hohe Oktanzahl von 111 ROZ. Demnach könnte unter Umständen der Einsatz von Methanol in einem Ottomotor einen höheren Wirkungsgrad als Benzin erreichen [MKC 2018]. Des Weiteren sind LNG und Wasserstoff aufgrund des hohen Oktanwertes von 127 bzw. 130 durch Modifikationen am Motor für den Betrieb in Gasmotoren (Ottomotoren) geeignet.

3.2 Marine Gas Oil

Vorangetrieben durch die verschärften Schwefelemissionsgrenzwerte in den ECA-Gebieten, bietet sich Marine Gas Oil (MGO) als Schiffskraftstoffalternative an, welche keine umfangreichen Modifikationen an den bestehenden Motoren voraussetzt. MGO besteht ausschließlich aus auf Rohöl basierenden Destillaten, die auf dem Kraftstoffmarkt mit unterschiedlichem Schwefelgehalt angeboten werden. Dabei ist insbesondere das low sulphur MGO (LS-MGO) der Qualitätsbezeichnung DMA von Interesse für die Schifffahrt, da dieses einen Schwefelgehalt von unter 0,1 % besitzt und damit die Kraftstoffrichtlinien für EU-Häfen und innerhalb der ECA- Gebiete erfüllt werden. Zudem werden Ruß- und Feinstaubemissionen deutlich reduziert. Jedoch hat MGO keinen signifikanten Einfluss auf den Ausstoß der Stickstoffemissionen. Um den Anteil dieser Schiffsemissionen den kommenden Regularien anzupassen, sind Abgasnachbehandlungen der Stand der Technik. Hierbei können SCR- (Selective catalytic reduction) oder EGR- (Exhaust Gas Recirculation) Systeme den Stickstoffoxid-Anteil im Abgas reduzieren. Das SCR-Filterprinzip basiert auf der Zugabe von Ammoniak zum Abgas, wodurch die Stickstoffoxide in Wasser und Stickstoff reduziert werden können. Die SCR-Technologie findet neben der Schifffahrt auch in Kraftwerken oder im Straßenverkehr bereits seit Jahrzehnten Verwendung. Neben SCR-Filtern sind zudem EGR-Filterssysteme verfügbar. Durch Kühlung und anschließende Rückführung des Abgases zum Verbrennungsprozess kann die Bildung von Stickstoffoxiden verringert werden.

Weitere Vorteile dieses Brennstoffes bestehen in der bereits existierenden Lager- und Transportinfrastruktur sowie in nicht benötigten Anpassungen bestehender Brennstofftanks und Ausrüstung. Zudem basiert das durch fraktionierte Destillation produzierte MGO auf leichten Destillaten, wodurch es dünnflüssig und bei einer Temperatur von ca. 20 °C problemlos pumpfähig ist. Der Bunkerpreis lag in Rotterdam, mit Stand von Anfang April 2018, bei ca. 585 \$/t [BI 2018]. Aufgrund der geringen Anpassungen bestehender Kraftstoffsysteme wird erwartet, dass die Nachfrage an MGO mit Herabsetzung der weltweiten Grenzwerte der

Schwefel-Anteile im Schiffskraftstoff auch außerhalb der ECAs auf 0,5 % ab dem Jahr 2020 überproportional steigen wird. Um etwaige Engpässe zu verhindern, müssen andere Alternativen geschaffen werden. Im Folgenden werden der bereits etablierte Kraftstoff LNG (liquefied natural gas) sowie die zukünftig potenziellen alternativen Kraftstoffe Methanol und Wasserstoff betrachtet.

3.3 Liquefied natural gas

Eine andere - derzeit populäre Alternative - ist liquefied natural gas (LNG). Erdgas, mit dem Hauptbestandteil Methan sowie Kohlenwasserstoffen, Stickstoff, Schwefelverbindungen u. ä. Bestandteilen, wird bei ca. -162 °C für die weitere Verwendung verflüssigt. Das hierbei entstandene Flüssigkeitsvolumen nimmt nur etwa 1/600 des Gasvolumens ein. Hieraus können sich für Transport und Lagerung Vorteile ergeben. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass die Verflüssigung bis zu 25 % des Energieinhaltes benötigt [BOMIN 2017].

Für den Einsatz von Schiffskraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt, worunter auch LNG zählt, wurde im Jahr 2017 der zur International Convention for the Safety of Life at Sea gehörige International Code of Safety for Ships using Gases or other low-flashpoint Fuels (IGF-Code) eingeführt. Die Richtlinien beziehen sich auf die Minimierung von Risiken für Schiff, Besatzung und Umwelt bei der schiffsseitigen Verwendung von Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt. Das Bunkern von LNG an Bord ist nur in isolierten Druckbehältern möglich, welche sich aus sicherheitstechnischer Sicht in der Schiffsmitte befinden müssen, wodurch Stauraum für potenzielle Ladung verloren geht. Darüber hinaus sind diverse Anpassungen an der Schiffskonstruktion zu realisieren, um die Sicherheitsbestimmungen zu erfüllen. Die Bunkerung mit LNG ist aufgrund der Gefährdungseinstufung der Klasse 2 (Gase) besonderen Sicherheitsvorkehrungen unterworfen und im International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC-Code) geregelt.

Auf europäischer Ebene verabschiedete die Europäische Union (EU) im Jahr 2014 eine Richtlinie, die eine Etablierung von LNG-Bunkermöglichkeiten, in Form von Bunkerschiffen, Tank-Lkw, Bunkerstationen oder Tank-Container in europäischen See- bzw. Binnenhäfen bis Ende 2025 bzw. 2030 vorsieht. Die Konzeptionierung einer LNG-Bunkerstrategie der relevanten Häfen ist durch das jeweilige EU-Mitgliedsland und die betreffenden Bunkeranbieter zu bestimmen. Mit dieser Richtlinie der EU werden vorangegangene Vorschriften der IMO im Zusammenhang mit Schwefelgehalten von Schiffskraftstoffen und Emissionsgrenzen aufgegriffen sowie die Nutzung von LNG durch Bereitstellung von Infrastrukturstandards an wichtigen Hafenstandorten vorangebracht.

Durch Beförderung von Politik und Wirtschaft wird angenommen, dass sich die Fördermenge von Erdgas aufgrund steigender Nachfrage in den nächsten Jahren erhöhen wird. Der Preis für LNG lag laut IGU World LNG Report 2017 Anfang des Jahres 2017 an der deutschen Grenze (repräsentativ für die Europäische Union) bei etwa 5,4 \$/MMBtu (Million British thermal units) [IGU 2017]. Der populärer werdende Ansatz, LNG als Schiffsbrennstoff einzu-

setzen, birgt für das betreffende Schiff den Vorteil einer vollkommenen Eliminierung von Schwefel- und Rußpartikelemissionen. Hierbei ist jedoch herauszustellen, dass lediglich die Schiffsemissionen betrachtet wurden, nicht aber die Umweltbelastungen, welche sich aus der Förderung von Erdgas, wie beispielsweise beim Fracking, ergeben. Des Weiteren ist der Methanschlupf zu erwähnen. Durch unvollständige Verbrennung befindet sich beispielsweise 1 bis 2 % nicht verbranntes Methan im Abgas eines Vier-Takt-Motors, welches als Treibhausgas in die Atmosphäre gelangt. Nach einer vergleichsweise kurzen Zeit von 15 Jahren wird Methan durch chemische und physikalische Prozesse in der Atmosphäre umgeformt oder abgebaut. Im Vergleich zu CO₂ ist Methan in der Atmosphäre jedoch 25-mal klimaschädlicher [EL 2017], wodurch ein Entweichen von Methan vermieden werden sollte.

Die Flotte, der weltweit mit LNG angetriebenen Schiffe, lässt sich mit fahrenden und planmäßig bis zum Jahr 2020 in Betrieb genommenen Schiffen auf 218 beziffern [DNV GL 2017].

3.4 Methanol

Methanol oder auch Methylalkohol ist ein einwertiger Alkohol, der als chemischer Rohstoff weltweit verfügbar ist. Die in diesem Zusammenhang bestehenden Erfahrungen der chemischen Industrie in Bezug auf Lagerungs- und Transportbedingungen, können auf die Verwendung als Kraftstoff adaptiert werden. Des Weiteren bietet Methanol aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften den Vorteil, bestehende auf Schweröl (HFO) oder MGO ausgelegte Lagerungs- und Transportinfrastrukturen technisch nutzen zu können. Für das Bunkern an Bord wird nach aktuellem Stand lediglich eine zweite Barriere der zum Schiffsinnern gerichteten Tankflächen vorausgesetzt, wodurch Methanoltanks platzsparend bis an die Außenhaut ohne vorgeschriebene Formparameter integriert werden können. Eine angepasste Dimensionierung der Kraftstofftanks infolge des vergleichsweise geringeren Energiegehalts von Methanol ist demzufolge möglich.

Im Leckage-Fall sind technische Sicherheitsmaßnahmen erforderlich, da Methanol über die Atemwege, bei Hautkontakt oder Einnahme für den Menschen gesundheitsschädlich ist. Je nach Dosierung sind gesundheitliche Folgen von Blindheit bis zum Tod möglich. Demgegenüber besitzt Methanol eine sehr geringe ökologische Gefährdung, da es biologisch abbaubar und wasserlöslich ist. Zudem lässt sich Methanol mit Benzin und Alkoholen vermischen, wohingegen bei Diesel und öligen Flüssigkeiten eine Schichtmischung stattfindet.

Emissionsgrenzwerte in der Schifffahrt fokussieren u. a. die Reduzierung von Schwefel im Kraftstoff. Methanol enthält keinen Schwefel, wodurch bei der Verbrennung im Gegensatz zu schwefelhaltigen Kraftstoffen, wie Schweröl, keine Schwefeloxide (SO_x) emittiert werden. Die Einordnung von Methanol als Kraftstoff mit geringem Kohlenstoffgehalt, beruht auf dem Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoff, das für Methanol sowie LNG bei 4/1 liegt. Unter Berücksichtigung der Molmasse und des Heizwertes, wird bei der Verbrennung von Methanol 20 % weniger CO₂ emittiert, als bei Dieselmotoren auf demselben Leistungsniveau [MKC 2018].

In Anbetracht der guten Verfügbarkeit und der Kompatibilität bestehender Strukturen wird Methanol als ein potenzieller Übergangskraftstoff für die Schifffahrt öffentlich diskutiert.

3.5 Wasserstoff

Wasserstoff ist aufgrund seiner physikalischen Merkmale achtmal leichter als Methan und 15-mal leichter als Luft [BOSSEL 2006]. Folglich ist der Energiegehalt von Wasserstoff vergleichsweise gering. Der energetische Vorteil besteht in der Reaktionsfreudigkeit mit Sauerstoff. Aus diesem Grund muss aus sicherheitstechnischer Sicht zu jedem Zeitpunkt von Produktion über Transport bis hin zur Weiterverarbeitung ein Kontakt von Wasserstoff mit der Umgebungsluft verhindert werden.

Die Gewinnung von Wasserstoff kann aus fossilen und regenerativen Energiequellen erfolgen. Bei der Herstellung werden bis zu 60 % der eingesetzten Energiemenge umgesetzt. Des Weiteren gehen bei der Verflüssigung 30 % oder bei Kompression bis zu 15 % der Energie verloren [BOSSEL 2006]. Wasserstoff kann im flüssigen bzw. gasförmigen Aggregatzustand in Isolations- bzw. Drucktanks z. B. auf der Straße via Lkw transportiert werden. Wasserstoff weist eine geringe Molekülgröße auf, wodurch im gasförmigen Zustand ein hohes Diffusionspotenzial z. B. an metallischen Werkstoffen (Wasserstoffversprödung) besteht. Zudem unterliegt die Speicherung von verflüssigtem Wasserstoff in Isolationstanks einem Wärmeaustausch. Demnach würde im Straßentransport von gasförmigem Wasserstoff in Drucktanks 5-6 % sowie von flüssigem Wasserstoff in Isolationstanks 1-2 % des gespeicherten Energiegehaltes je 100 km diffundieren bzw. entweichen [MB 2014]. Bei der Energierückgewinnung der in Wasserstoff umgewandelten Energie wird die Brennstoffzelle mit einem Wirkungsgrad um 50 % angewandt. Nach Betrachtung der gesamten Energieverluste können nur rund 25 % der eingesetzten Energiemenge zur Rückverstromung genutzt werden [BOSSEL 2006]. In der Brennstoffzelle wird der Wasserstoff an einer Anode oxidiert und die abgegebenen Elektronen über einen elektrischen Verbraucher zur Kathode geleitet. Eine Brennstoffzelle ist daher kein Energiespeichermedium, sondern ein Reformer für chemisch gebundene Energie. Andere Brennstoffzellenausführungen erzeugen Wasserstoff mittels Dampfreformation von Methanol oder Methan.

Aufgrund der anteilmäßig hohen Produktionskosten aus erneuerbaren Energien, sowie der hohen Energieverluste während des Transports und Lagerung, sollte eine Wasserstoffproduktion in unmittelbarer Nähe zu einer Rückverstromungsanlage oder weiterführenden Industrie liegen. Die hohen sicherheitstechnischen Standards und technischen Erfordernisse würden für die großtechnische Implementierung einer auf Wasserstoff ausgerichteten Lager- und Transportinfrastruktur hohe Neubaukosten verursachen. Aktuelle Bestrebungen das Potenzial von Wasserstoff nutzbar zu machen und am Markt zu etablieren, sind durch wirtschaftliche Aspekte verhindert [MB 2014]. Zukünftig wird mit steigender technischer Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie, Wasserstoff als Energieträger an Bedeutung gewinnen können.

4 Aktueller Stand in der Methanolwirtschaft

Methanol ist ein einwertiger Alkohol, farblos und besteht aus Kohlenstoff-, Wasserstoff- und Sauerstoffatomen. Die natürlichen Vorkommen können den weltweiten Bedarf an Methanol nicht decken, weshalb für die Verwendung in größerem Maßstab, eine Produktion aus fossilen oder regenerativen Energiequellen herangezogen wird. Dabei kommen verschiedene technische Verfahren zum Einsatz, die im folgenden Kapitel benannt und erläutert werden.

4.1 Herstellungsprinzip

In der Methanolgewinnung aus fossilen Energiequellen sind gegenwärtig Kohle und Erdgas die überwiegend im industriellen Maßstab verwendeten Rohstoffe. In diesem Zusammenhang ist das Fischer-Tropsch-Verfahren zu nennen. Über Kohleverflüssigung werden in großtechnischen Anlagen u. a. schwefelarme Kraftstoffe wie Methanol synthetisiert. Zukünftig könnte eine regenerative Methanolgewinnung die Unabhängigkeit von fossilen Energiequellen befördern. Hierbei sind grundsätzlich zwei technische Verfahren notwendig, um aus Wasser, regenerativ erzeugtem Strom und Kohlenstoffverbindungen, Methanol zu erzeugen.

Als Wasserelektrolyse wird die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe von Elektrizität verstanden. Für jede gewonnene Tonne Wasserstoff entstehen 8 t Sauerstoff [CIT 2014]. Heute erfolgt die Wasserstoffproduktion zu 48 % durch Dampfreformierung von Methan, zu 30 % als Nebenprodukt aus Raffinerieprozessen und zu 18 % durch Kohlevergasung. Weniger als 4 % des weltweit produzierten Wasserstoffs wird durch Wasserelektrolyse erzeugt. Der gravierende Nachteil der Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien liegt in den hohen Investitionskosten.

Eine noch relativ innovative Technologie hohen Potenzials zur Herstellung von Wasserstoff stellt das Verfahren der Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse dar. Diese Membran ist für Protonen durchlässig, verhindert den Austausch von Gasen wie Wasserstoff und fungiert somit als Separator, der die Vermischung der Produktionsgase verhindert. Die Vorteile liegen in den geringen Instandhaltungskosten, der hohen Reinheit des Wasserstoffes und dem Aussparen von Gefahrenstoffen [TREMEL 2013].

Power-to-Liquid Verfahren beschreiben unterschiedliche strombasierte technische Prozesse zur Gewinnung flüssiger Kraftstoffe. Unter anliegender elektrischer Spannung wird z. B. ein Synthesegas aus Wasserstoff, Kohlenstoff und Sauerstoff zu Methanol umgewandelt. In einer ganzheitlich regenerativen Power-to-Liquid Anwendung würde der benötigte Strom aus erneuerbaren Energien, wie z. B. aus Sonnenenergie oder Windkraft, stammen. Die bereits beschriebene Wasserelektrolyse könnte über diese Stromquelle den benötigten Wasserstoff liefern. Kohlenstoff und Sauerstoff würden als Abfallprodukt aus anderen Industriezweigen, wie der Ethanolherstellung [MM 2015], aus Biogasanlagen, Ammoniakanlagen oder Kohlekraftwerken [CIT 2014] bereitgestellt werden. Mittels technischer Katalyseverfahren wird das Syn-

thesegas in Methanol umgewandelt. Als Katalysator kann Zinkoxid eingesetzt werden. Das Kohlenstoffmon- bzw. -dioxid sowie der Wasserstoff reichern sich an der Oberfläche des Katalysators an (Adsorption), diffundieren auf der Oberfläche des Zinkoxid-Katalysators und reagieren zu Methanol. Im Ergebnis wird die aus erneuerbaren Energien stammende Elektrizität in der chemischen Bindung von Methanol gespeichert [CIT 2014]. Die Umwandlung von Wasserstoff zu Methanol führt zu Energieverlusten von ca. 50 % [MM 2015]. Demgegenüber stehen die niedrigen Lager- und Transportverluste, höhere Repowering-Effizienz sowie das Ziel „grünes“ Methanol in den Chemie- und Kraftstoffmärkten zu etablieren.

Eine Anlage für die regenerative Herstellung von Methanol ist in Svartsengi (Island) zu finden. Dort wurde im Jahr 2012 eine kommerzielle Anlage mit einer jährlichen Produktionskapazität von 4.000 t (5 Mio. l) Methanol in Betrieb genommen. Rund 8 Mio. US \$ investierte ein isländisches Unternehmen in die so genannte George Olah Renewable Methanol Plant, die mit Geothermie und Wasserkraft betrieben wird und jährlich ca. 5.500 t Kohlendioxid verbrauchen soll [CRI 2012]. Die Besonderheit von Geothermie besteht in der geringen Volatilität des Energielevels und garantiert somit eine kontinuierliche Methanolproduktion. Jedoch ist die Geothermie und Wasserkraft in Deutschland im Gegensatz zur Windkraft deutlich geringer ausgebaut.

Eine weitere Methanolpilotanlage wurde in Lünen durch die Europäische Union mit 80 % der anfallenden Investitionskosten im europäischen Förderprojekt „Horizon 2020“ gefördert. Das 11 Mio. € Projekt „MefCO2“ umfasst die Errichtung einer Pilotanlage auf dem Gelände des zur STEAG gehörenden Kohlekraftwerks in Lünen mit einem täglichen Produktionsvolumen von ca. 2 t Methanol [STEAG 2016]. Eine Teilanlage der Universität Duisburg scheidet im Emission-to-Liquid-Verfahren aus dem bei der Kohleverstromung entstehenden Rauchgas den zur Methanolsynthese benötigten Kohlenstoff ab. Die nachstehende Wasserelektrolyseanlage eines belgischen Herstellers nutzt zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff bevorzugt Überlaststrom aus erneuerbaren Energien, wie Windkraft oder Solarenergie. Eine Anlage aus Island synthetisiert das als Treibstoffzusatz bestimmte Methanol. Weitere Projektpartner sind die Universität von Genua, die Cardiff University, Catalysis Institute aus der Slowakei und weitere Privatunternehmen [WK 2015]. Der Standort Lünen bietet durch das angrenzende Binnenschiffahrtsnetz mit dem Datteln-Hamm-Kanal und Bahninfrastrukturen optimale Transportinfrastrukturbedingungen für Methanol im größeren Maßstab. Zurzeit ist der Transport des produzierten Methanols aufgrund der vergleichsweise geringen täglichen Ausbringungsmenge von 2 t via Tank-Lkw realisierbar.

Im Folgenden sollen die Investitionskosten einer mit fossilen Brennstoffen betriebenen Methanolherstellungsanlage mit denen einer vergleichbaren Produktionsanlage zur regenerativen Herstellung von Methanol verglichen werden. Zurzeit existiert keine auf erneuerbaren Energien basierte Methanolherstellung im industriellen Maßstab mit einem jährlichen Produktionsvolumen von über 0,5 Mio. t. Demnach werden die Investitionskosten für große Produktionsanlagen ausgehend von den kleinen Pilotanlagen in Island und Lünen überschlägig kalkuliert und trendartig fortgeschrieben. Die Investitionskosten einer Anlage zur fossilen und regenerativen Methanolproduktion stellt die Abb. 4 gegenüber. Für die Gewinnung des Energiespeichermediums Methanol aus fossilen Energiequellen wird eine nahezu

lineare Kostenfunktion aus bekannten Investitionen großtechnischer Anlagen in den USA errechnet. Die Kostenfunktion für Produktionsanlagen von Methanol aus erneuerbaren Energien unterstellt der Technologie einen Anstieg des Produktionsvolumens der kommerziellen und „MegaMethanol“ Anlagen [MB 2014]. Hierbei wird die Kostenfunktion unter Berücksichtigung von Skaleneffekten, Investitionskosten der Produktionsanlagen in Island und Lünen sowie der hohen Wasserelektrolysekosten zur Wasserstoffproduktion auf Niveau der dargestellten Produktionsanlagen errechnet. Für eine Anlage mit einem jährlichen Produktionsvolumen von 1 Mio. t Methanol aus Erdgasvorkommen müssen rund 440 Mio. € investiert werden. Eine regenerative Methanolproduktion würde zusätzlich eine vorgeschaltete Wasserstoffproduktion benötigen. Hierbei werden Investitionskosten von zusätzlich ca. 700 €/t Methanol angenommen [MM 2015]. Unter Berücksichtigung der Skaleneffekte ergibt sich für ein jährliches Produktionsvolumen von 1 Mio. t regenerativ erzeugtem Methanol, eine zusätzliche Investition von rund 400 Mio. €. Für den in Abb. 4 dargestellten Vergleich der Kostenfunktionen fossiler und regenerativer Produktionsanlagen sind die Skaleneffekte unterhalb der jährlichen Produktionsmenge von 1 Mio. t Methanol hervorzuheben.

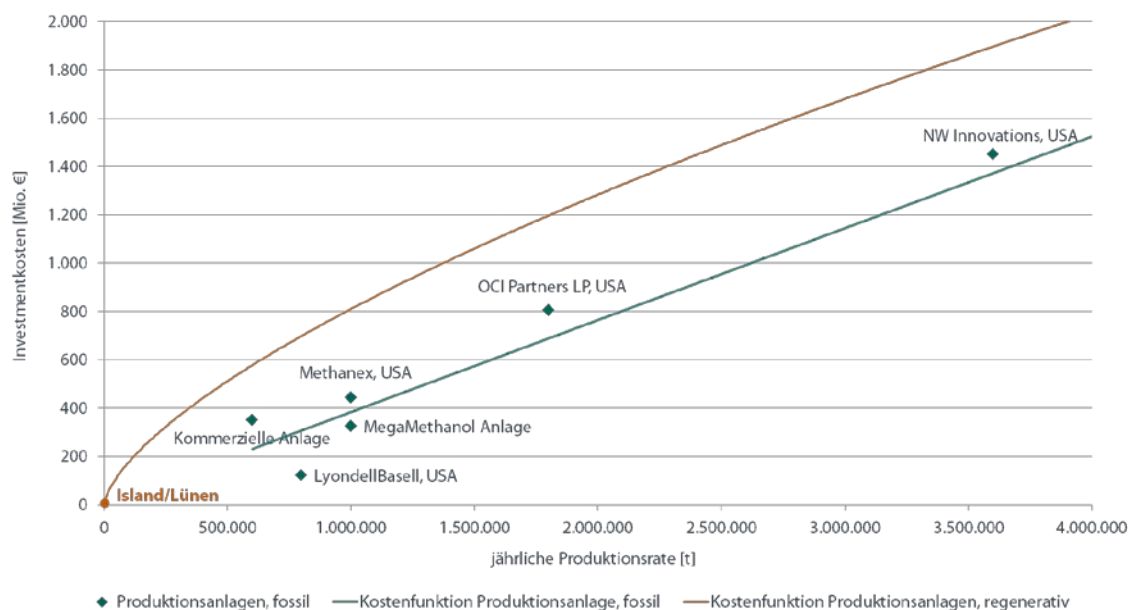


Abb. 4 | Schematischer Vergleich der Investitionskosten zur fossilen und regenerativen Methanolproduktion [eigene Darstellung auf Basis von GPN 2015, MB 2014 und MM 2015]

In Anbetracht des technologischen Status quo in der Wasserstoffproduktion, dem damit einher gehenden geringen Wasserstoff-Output sowie dem Preis für Methanol aus fossilen Energiequellen von ca. 350 €/t [MX 2017] ist die Gewinnung aus erneuerbaren Energien noch nicht wirtschaftlich. Mit fortschreitender technologischer Entwicklung z. B. des vielversprechenden elektro-biokatalytischen Prozesses (Kapitel 5.1) ist ein Angleichen der dargestellten Kostenfunktionen anzunehmen. Eine belastbare Prognose zur langfristigen Differenz sowie eines potenziellen Schnittpunkts beider Kostenfunktionen kann gegenwärtig nicht gegeben werden.

4.2 Preisentwicklung

Im Jahr 2016 lag der weltweite Verbrauch von Methanol bei ca. 80 Mio. t, der bis zum Jahr 2020 auf bis zu 100 Mio. t ansteigen soll. Als Ursache für diese Entwicklung wird u. a. der vergrößerte Fokus auf alternative Energieträger gesehen [MA 2016].

Eine Betrachtung der Preisentwicklungen in den Jahren 2013 bis 2017 für die Beschaffung von Marine Gas Oil (MGO), Methanol und LNG wird in den folgenden Abbildungen gegeben. In Abb. 5 erfolgt die gewichtsspezifische Marktpreisentwicklung der alternativen Kraftstoffe MGO, LNG und Methanol. Aufgrund der unterschiedlichen Dichten und Energiewerte wird in Abb. 6 eine energiespezifische Entwicklung der Marktpreise aufgezeigt. Zur Vereinheitlichung der Beschaffungspreise wurde die Umrechnung von US-Dollar in Euro mittels Umsatzsteuer-Umrechnungskurs der Jahre 2013 bis 2017 berücksichtigt. Die Beschaffungspreise von Marine Gas Oil (MGO) basieren auf den Daten der Plattform „Bunker Index“. Für die Darstellung der Preisentwicklung von Methanol wurden die zurückliegenden jährlichen Beschaffungspreise des Methanolvertreibers Methanex abgerufen. Die Betrachtung der Bunkerpreise für LNG wird der eigenen Berechnung zugrunde gelegt, da keine fundierte LNG-Bunkerpreisentwicklung zur Verfügung stand. Die eigene Berechnung basiert auf dem Erdgaspreis (Spot TTF) und einer Verflüssigungs-, Handling-, Lagerungs- und Bunkerbepreisung von 6 \$/MWh [JE 2015].



Abb. 5 | Preisentwicklung Marine Gas Oil, Methanol, LNG [€/t] [BI 2018, MX 2018, eigene Berechnung]

Anfang des Jahres 2013 wurde ein Beschaffungspreis für MGO von 713 €/t aufgerufen, welcher im selben Jahr auf ein Maximum von 739 €/t anstieg. Nach einer anschließend fallenden Preistendenz von MGO zwischen den Jahren 2013 und 2016 auf 246 €/t ist seit Anfang 2016 wieder eine Preissteigerung zu erkennen. Der aktuelle Beschaffungspreis von MGO liegt derzeit bei 519 €/t (Stand vom 22. Juni 2018). Im Zeitintervall der Jahre 2013 bis 2017 verzeich-

nete der errechnete Beschaffungspreis von LNG eine Volatilität von 215 €/t, wobei das Preismaximum Anfang des Jahres 2013 mit 419 €/t und das Minimum im Jahr 2016 mit 204 €/t erreicht wurden.

Methanol positioniert sich im Preisvergleich pro t tendenziell zwischen MGO und LNG. Anfang des Jahres 2013 lag der Preis für Methanol von Methanex bei 370 €/t. Nach einer kurzen Phase der Preissteigerung am Jahresanfang 2014 auf 450 €/t fiel der Beschaffungspreis von Methanol bis auf 225 €/t im Jahr 2016 und stieg bis Jahresmitte 2017 auf das Preismaximum von 450 €/t an. Mit Stand vom 22. Juni 2018 lag der europäische Preis für Methanol von Methanex bei 380 €/t.

Bei der Darstellung der Beschaffungspreise pro Masseneinheit ist zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Dichten der Kraftstoffe keinen eindeutigen Vergleich zulassen. Aufgrund dieses Sachverhaltes wird im Folgenden die Abb. 6 angeführt, die den Beschaffungspreis pro Energieeinheit berücksichtigt.

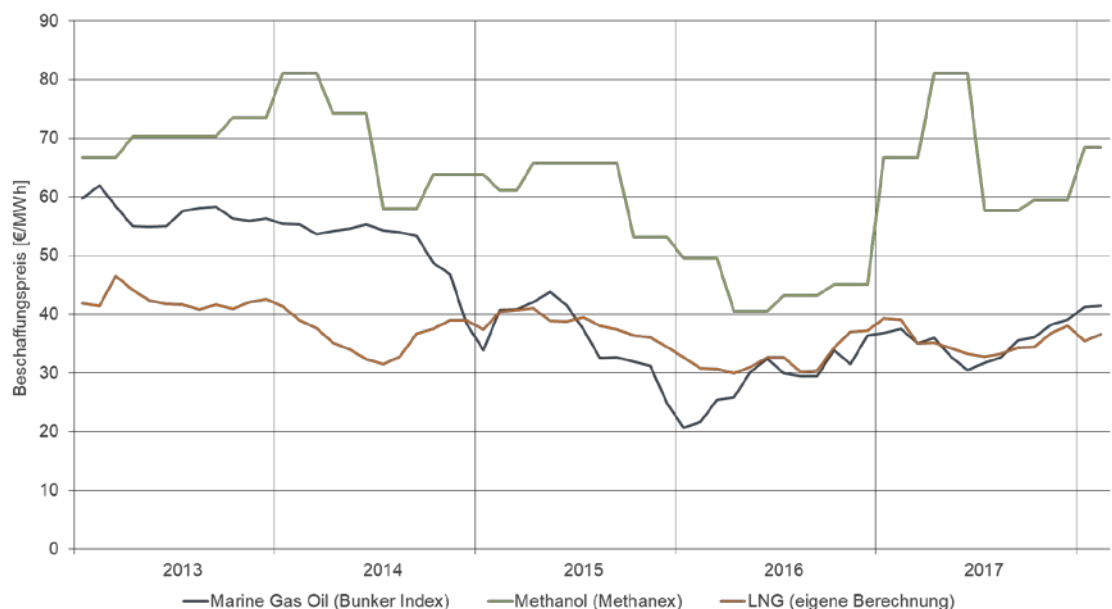


Abb. 6 | Preisentwicklung Marine Gas Oil, Methanol, LNG [€/MWh] [BI 2018, MX 2018, eigene Berechnung]

Der geringere Heizwert von Methanol gegenüber MGO und LNG bedeutet einen höheren Preis pro Megawattstunde (MWh) für Methanol. Der Durchschnittspreis von MGO im Zeitintervall der Jahre 2013 bis 2017 bezogen auf den Energiegehalt lag bei 41 €/MWh, der Durchschnittspreis von LNG bei 36 €/MWh sowie der durchschnittliche Methanolpreis von Methanex bei 60 €/MWh. Folglich muss im Mittel das Eineinhalbfache des Beschaffungspreises von MGO und LNG für Methanol berücksichtigt werden.

4.3 Rechtlicher Rahmen

Aufgrund seiner Eigenschaften unterliegt Methanol der Einstufung als Gefahrgut für Transport, Handhabung, Verwendung und Lagerung. Transport-, Handhabungs- und Verwendungsklassifizierungen basieren auf europäischen und internationalen Vorschriften [EP 2017], während Lagervorschriften auf den nationalen Vorschriften beruhen.

4.3.1 Transport

Eine Risikokategorisierung von Methanol erfolgt für die Beförderung auf der Straße in der ADR, via Schiene in der RID, auf Binnenwasserstraßen in dem ADN, für den Luftverkehr im IATA-DGR und für den Seeverkehr im IMDG-Code. ADR, RID, ADN und IMDG sind europäische Implementierungen der Empfehlungen der Vereinten Nationen zur Beförderung gefährlicher Güter. Der seeseitige Transport von Methanol wird im IMDG-Code geregelt. Demnach besitzt Methanol die UN-Nummer 1230 und ist in der Verpackungsgruppe II (mittlere Gefahr), als entzündbare Flüssigkeit der Klasse 3 eingestuft. Durch die toxischen und leicht entzündbaren Eigenschaften benötigt Methanol die UN-Label 3 und 6.1 sowie für den Landtransport im Speziellen die Kemler-Zahl 336. Zudem besteht ein Durchfahrtsverbot von Tunneln der Kategorie D/E.

Methanol kann via Straße, Schiene oder Pipelines transportiert werden und ermöglicht so einen einfachen und kostengünstigen Ferntransport erneuerbarer Energien [CIT 2014]. Für den Seetransport gelten besondere im IMDG Code festgehaltene Stauungsrichtlinien. Je nach Anzahl der Passagiere an Bord ist das Stauen nur an Deck erlaubt. An Bord müssen die zum Transport verwendeten Tanks den Bedingungen auf See trotzen, die in der Konstruktion sowie den Prüf- und Testvorschriften zu berücksichtigen sind. U. a. sind dynamische Lasten, Vibrationen der schiffsbetrieblichen Anlagen, Umgebungstemperaturen sowie die salzhaltige Luft in die Planung der Transportanlage mit einzubeziehen.

4.3.2 Lagerung

Ein weiteres Potenzial neben der Nutzung vorhandener Transportinfrastrukturen besteht in der weltweit verbreiteten Lagerinfrastruktur von Methanol. In Deutschland regulieren die Betriebssicherheitsverordnung und die Gefahrstoffverordnung sowie die nachgelagerten Vorschriften TRBS (Technische Regeln für Betriebssicherheit) und TRGS (Technische Regeln für Gefahrstoffe) der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin die nationalen Lagerbestimmungen. Hierbei sind die „Technischen Regeln für Betriebssicherheit bzw. Gefahrstoffe“ der Reihe 500 (Schutzmaßnahmen bei Tätigkeiten mit Gefahrstoffen) hervorzuheben. Genauer werden die TRGS 509 und 510 für die Lagerung in ortsfesten bzw. ortsbeweglichen Behältern sowie die Regeln der Reihe 900 mit Grenzwerten, Einstufungen, Begründungen und weiteren Beschlüssen des Ausschusses für Gefahrstoffe herangezogen,

sowie die Regeln der Reihe 2000 (Gefährdungsbezogene Regeln), im speziellen die TRBS 2152 Teils 2 (auch TRGS 722) zur Vermeidung oder Einschränkung gefährlicher explosionsfähiger Atmosphäre angebracht.

4.3.3 Bunkerung

Methanol kann an Bord je nach Verwendungszweck verladen (Ladung) oder gebunkert (Kraftstoff) werden. Der IBC-Code (International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Dangerous Chemicals in Bulk) findet für den Transport von Methanol als Ladung eines Chemikaliertankers Anwendung. Mit der Einordnung von Methanol als Kraftstoff mit niedrigem Flammpunkt werden neue Regulierungen an Bord vorausgesetzt. Als Leitfaden zur sicheren Verwendung von gasförmigen Kraftstoffen oder Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt dient der IGF-Code (International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels), der sich bereits explizit auf den Kraftstoff LNG bezieht. Eine Ausdehnung des Geltungsbereiches auf Methanol und andere alternative Kraftstoffe ist geplant. Die Korrespondenz- und Arbeitsgruppe der IMO CCC (Carriage of Cargoes and Containers) arbeitet zusammen mit dem deutschen MethaShip-Projekt an der Implementierung von Richtlinien zur Verwendung von Methanol als Kraftstoff in der Schifffahrt. Im Juli 2017 wurde der vierte Änderungsentwurf (CCC 4) vorgestellt. Ein weiterer Entwurf ist für September 2018 geplant. Im Allgemeinen befasst sich das aktuelle Dokument mit den schiffbaulich relevanten Modifikationen, um im Falle einer Havarie entsprechend reagieren zu können. Das Bunkern an Bord kann platzsparend in Strukturtanks aus Edelstahl an der Schiffsaußenhaut und im Doppelboden erfolgen. Schiffbaulich ist zu beachten, dass eine zweite Barriere, wie z. B. ein Kofferdamm, zwischen dem Methanoltank und angrenzenden Bereichen, wie Maschinenräumen oder Aufbauten, integriert werden muss. Eine Verstärkung der Schiffsaußenhaut unterhalb der Wasserlinie ist aufgrund der Wasserlöslichkeit von Methanol nicht nötig. Des Weiteren wird angeregt, die Kraftstofftanks mit Stickstoff zu inertisieren, um die Entstehung von brennbaren Gasen zu regulieren. Die Installation von Kontroll- und Sicherheitssystemen im Kraftstoffkreislauf wird vorgeschrieben, um die Früherkennung von Leckagen zu gewährleisten. Bereits im Jahr 2014 klassifizierten DNV GL und Lloyd's Register über interne Vorschriften die ersten mit Methanol betriebenen Tanker.

Bei der Bebunkerung eines Schiffes werden die Kraftstofftanks über ein Rohrleitungs- bzw. Schlauchsystem befüllt oder in mobilen Einheiten direkt an Bord verladen. Während die landseitig ausgeführte Bebunkerung durch die Konzepte „Tank-onto-Ship“ (ToS), „Truck-to-Ship“ (TtS) und „Bunker Station-to-Ship“ (BStS) beschrieben werden, bietet das „Ship-to-Ship“ (StS) Konzept die Möglichkeit der seeseitigen Bebunkerung. Bei den Bunkerkonzepten StS, TtS und BStS erfolgt die Kraftstoffbereitstellung über ein geeignetes Rohr- bzw. Schlauchsystem, wohingegen das ToS-Konzept vorsieht den mobilen Tankbehälter mit Kraftstoff gefüllt direkt an Bord zu positionieren.

Aufgrund sicherheitstechnischer Kriterien sind nicht alle genannten Konzepte auf jeden Kraftstoff- und Schiffstyp anwendbar. Zur Analyse der Gefahren und Risiken mit Methanol,

die während eines Bunkervorganges auftreten könnten, wurde im Rahmen des MethaShip-Projektes (siehe Kapitel 5.2) im Jahr 2015 eine Methanol Bunker HAZID (hazard identification study) durchgeführt. Erkenntnisse aus der Studie waren u. a. die Notwendigkeit der Inertisierung der Kraftstofftanks für methanolbetriebene Schiffe, die Installation eines Bunkermasts und -kranes, die Verwendung von Schwerschaum zur Brandbekämpfung sowie der Montage von Geruchssensoren [DS 2018]. Bedingt durch den korrosiven Charakter von Methanol sind weitere Modifikationen im Kraftstoffsystem vorgesehen, die landseitig bereits seit Jahrzehnten etabliert sind. Kupplungen, Pumpen, Filter und Ventile müssen an die Verwendung von Methanol angepasst werden. Als Referenz für die Umsetzung des TtS-Bunkerkonzeptes wird die Bunkerstation in Göteborg angeführt.

ScandiNAOS konzeptionierte im Rahmen eines Pilotprojekts für die RoRo-Fähre „Stena Germanica“ (siehe Kapitel 5.2) die erste landseitige Bunkereinrichtung in Göteborg. Die in Abb. 7 dargestellte Bunkerstation beinhaltet eine Methanolpumpe, die den Kraftstoff aus dem Lkw und dessen Anhänger über einen Schlauch in den 480 m³ fassenden Schiffstank befördert. Des Weiteren verfügt die Anlage über ein integriertes Brandbekämpfungssystem und Süllränder, um im Fall einer Leckage ein Ausbreiten des flüssigen Methanols zu verhindern.



Abb. 7 | Truck to Ship Bunkerung der Stena Germanica [SN 2015]

4.4 Etablierte Anwendungsbereiche

4.4.1 Chemische Industrie

Der Anwendungsbereich von Methanol umfasst den Chemie- und Energiesektor. In der chemischen Industrie dient Methanol als Ausgangsstoff zur Produktion von Harnstoff-, Phenol- und Melamin-Formaldehydharze, die in der Bau-, Automobilen- und Holzindustrie verwendet werden. Die volumenmäßig größte Anwendung mit 27 % des weltweiten Verbrauchs von Methanol [MA 2016] bietet die Verarbeitung von Formaldehyd zu Harzen, Leimen und anderen Kunststoffen [Methanol Institute]. Zudem wird Essigsäure aus 9 % des weltweit verbrauchten Methanols hergestellt, das im Wesentlichen zur Polyesterfaser- oder PET-Herstellung benötigt wird [MA 2016]. Mit steigender Tendenz (18 %, 2015) wird Methanol außerdem zur Herstellung von Olefinen (Alkenen) wie Ethylen, Propylen und Buten benötigt, die als Ausgangsstoffe z. B. in der Kunststoff- und Waschmittelindustrie vorkommen [MA 2016].

Bei der Verwendung von Methanol als Rohstoff der Kraftstoffherstellung findet das Methanol-to-Gasoline-Verfahren, kurz MTG, Anwendung. Hierbei werden durch katalytische Umsetzungsprozesse Ottokraftstoffe mit niedriger Oktanzahl erzeugt. Bei der katalytischen Dehydrierung von Methanol entsteht z. B. Dimethylether (DME), welcher als Treibgas in verschiedenen Druckflaschen, als vielversprechender Kraftstoff in Dieselmotoren oder als Gemisch mit Ammoniak in der Kältemittelindustrie eingesetzt wird. Die Emissionen, welche bei der Verbrennung von DME emittiert werden, enthalten weniger Partikel-, Stickoxid- und Kohlenmonoxid-Anteile, als bei der herkömmlichen Dieselerbrennung. Im Vergleich zu Methanol kann außerdem eine Formaldehyd-Bildung ausgeschlossen werden. Zukünftig wird DME u. a. ein hohes Potenzial auf Grund seiner hohen Cetanzahl von ca. 60 als alternativer Kraftstoff zu Diesel oder LNG unterstellt [MI 2017]. Zurzeit existiert jedoch kein nennenswertes Vertriebsnetzwerk für DME, wodurch sich die Einführung als alternativer Kraftstoff kosten- und zeitintensiv gestalten würde. Zudem liegt DME bei Umgebungsdruck und -temperatur im gasförmigen Aggregatzustand vor, wodurch das gesamte Lager- und Transportsystem unter hohem Druck stehen und demnach neue Infrastrukturen benötigt würden. In einem Pilotprojekt wurde diese Problemstellung mit der OBATE-Technologie gelöst (Kapitel 5.2).

4.4.2 Energiewirtschaft

Eine Möglichkeit der methanolbasierten Strombereitstellung besteht in der Verwendung von Brennstoffzellen. Vorteilhaft ist der geräuscharme und emissionsneutrale Betrieb. Die Technologie basiert auf der elektrochemischen Reaktion von Sauerstoff und Wasserstoff. Elektrische Spannung entsteht, wenn die vom Katalysator (aus Nickel oder Platin) gespaltenen negativen Elektronen von Anode zur Kathode fließen. Am Ende wird Wasserdampf und Wärmeenergie abgegeben, die in nachgelagerten Energie- oder Heizprozessen integriert werden können. Zusätzlich entsteht Kohlenstoffdioxid (CO₂), welches als Ausgangsstoff zur

weiteren Methanolherstellung fungiert und somit einen effektiven Anteil am Energiehaushalt liefert. Eine spezielle Form der Brennstoffzelle findet in der Direkt-Methanol-Brennstoffzelle Verwendung. Die Energie wird durch die Reaktion von Sauerstoff mit einem Brennstoff, wie Methanol, zu einem Wirkungsgrad von bis zu 30 % generiert. Andere Brennstoffzellenmodelle, wie die HT-PEM-Brennstoffzelle, liefern Wirkungsgrade um 50 %, die auf bis zu 90 % durch entsprechende Kraft-Wärme-Kopplungen gesteigert werden können. Für die Schifffahrt bietet die Brennstoffzellentechnologie zwar Vorteile im geräusch- und geruchslosen Betrieb, jedoch auch gewisse Nachteile, die mit dem jeweiligen Einsatzprofil vereinbar sein müssen. Bei schnellem Lastwechsel bietet die Brennstoffzelle aktuell keine Alternative. Die gewonnene Energie muss technisch bedingt in Pufferspeichern zwischengespeichert werden, wodurch eine umfangreiche Batterietechnik an Bord notwendig ist. Zudem ist eine Leistungssteigerung der aktuellen Brennstoffzellen notwendig, um die Verwendung auf großen Schiffen zu gewährleisten und damit den zurzeit extrem hohen Anschaffungskosten gerecht werden zu können.

4.4.3 Verbrennungsmotoren

Motoren für den Einsatz von Methanol wurden bereits in diversen Pilotprojekten auf ihre Verwendung im Schiffsbetrieb getestet. Bei den Motorherstellern Wärtsilä, Scania, MAN und Caterpillar sind erste technische Ausführungen und Realisierungen von Motoren, die für den Betrieb mit Methanol ausgelegt sind, verfügbar. Hierbei handelt es sich um die Bereitstellung neuartiger Antriebssysteme, sowie mögliche Motormodifikationen der bestehenden Schiffsflotte.

Der Verbrennungsprozess in einem Motor verläuft im Allgemeinen nach zwei Grundprinzipien. Das Fremdzündungsprinzip arbeitet in einem Ottomotor mit einer Funkenzündung des Kraftstoff-Luft-Gemisches. Hauptsächlich verwendeter Kraftstoff ist Benzin. Im Selbstzündungsprinzip wird in einem Dieselmotor die Zündung des Kraftstoff-Luft-Gemisches im Brennraum durch hohe Kompression realisiert. Im Folgenden werden Möglichkeiten aufgezeigt Methanol in den beschriebenen Prinzipien anzuwenden.

In Ottomotoren wird Methanol bereits in nahezu reiner Form oder als hochprozentige Kraftstoffbeimischung (Fuel Blend) eingesetzt. Als Fuel Blend kann Methanol bis zu einem Anteil von 15 % Benzin zugegeben werden, ohne Umrüstmaßnahmen an herkömmlichen Motoren durchführen zu müssen. Die Volksrepublik China ist derzeit der weltweit führende Fuel Blends (Brennstoffmisch)-Förderer mit über 12 Mio. t von M15-Kraftstoff (15 % Methanol, 85 % Benzin) [Methanol Institute]. Moderne Benzinmotoren könnten mit bis zu 20 % Methanol ohne Motormodifikation betrieben werden. Über Motormodifikationen können M85-Fuel Blends (85 % Methanol, 15 % Benzin) oder sogar M100- Fuel Blends (90 % Methanol, 10 % Kohlenwasserstoffe) in Ottomotoren gefahren werden. Ein weiterer bereits etablierter Fuel Blend ist der M3-Kraftstoff, der in allen herkömmlichen Ottomotoren eingesetzt werden kann. Des Weiteren wird Methanol bereits bei der Herstellung von Methyl-tert-butylether (MTBE) als Oktanbooster eingesetzt. Die hauptsächlich produzierten Fuel Blends neben dem

M15- und M60-Fuel Blends sind die M85- und M100-Blends, die in Australien, Israel und China nachgefragt werden.

Methanol und Diesel können nur in Form einer Emulsion zusammen in den Brennprozess eingeleitet werden. Die Zugabe von Diesel-Kraftstoff (Pilot Fuel) ist dabei von elementarer Notwendigkeit, da Methanol eine geringe Cetanzahl aufweist. Ohne den Zusatz von Diesel-Kraftstoff in den Verbrennungsprozess ist eine reine Verbrennung von Methanol nach dem Selbstzündungsprinzip nicht möglich. Eine neuartige Technologie, die auf dem Selbstzündungsprinzip beruht, wurde über die Erhöhung der Kompression im Brennraum im High Pressure Direct Injection (HPDI)-Verfahren realisiert. Eine Ausführung dieses Motortypus wurde von Wärtsilä bereits in einem Pilotprojekt als Vier-Takt-Motor auf der „Stena Germanica“ verbaut. Vier-Takt-Motoren durchlaufen in einem Arbeitsschritt vier Arbeitstakte (Ansaugen, Verdichten, Arbeiten, Ausstoßen), wodurch in jeder zweiten Umdrehung eine Verbrennung erfolgt. Daher weisen Vier-Takt-Motoren geringere thermische Belastungen und Kraftstoffverbräuche auf, sind aber mechanisch aufwendiger und teurer in der Herstellung. MAN hingegen verbaute in sieben Chemikaliertankern, Zwei-Takt-Motoren nach dem HPDI-Verfahren. Zwei-Takt-Motoren werden mit zwei Arbeitstakten (Verdichten und Ansaugen, Arbeiten und Vorverdichten) betrieben. Der zuverlässige Betrieb, die vergleichsweise einfache Bauweise sowie das resultierende geringe Gewicht befördern die Argumentation für Zwei-Takt-Motoren.

Der Umbau der Hauptmaschine hin zu einen Wärtsilä Sulzer ZA40S-MD erfolgt über den Austausch von Zylinderköpfen, Einspritzdüsen und Kraftstoffkolben im Kraftstoffpumpensystem. Des Weiteren wird ein Common-Rail-System und Ölzuführsystem zur Versorgung der Einspritzventile mit Dicht- und Schmieröl installiert sowie die Kontroll- und Automatisierungssysteme an den Einsatz von Methanol angepasst. Vor dem Verbrennungsprozess wird Methanol wie im Dieselmotor auf bis zu 650 bar komprimiert und im oberen Totpunkt mit einem Pilot Fuel injiziert. Nach den Angaben von Wärtsilä sind die Emissionswerte des Sulzer ZA40S-MD im Methanol- und Dieselmotor grenzwertkompatibel. Die NO_x -Emissionen liegen bei 3-5 g/kWh, wodurch bereits ohne Filtermechanismus das untere Tier-II-Niveau erreicht wird. Ein zugleich niedriger Emissionswert mit unter 1 g/kWh erreicht der Motor bei den Kohlenwasserstoffemissionen. Über die Verbrennung von Methanol mit einem Pilot Fuel werden im Vergleich zum reinen Dieselmotor 99 % weniger SO_x - oder Feinstaub-Emissionen ausgestoßen. Wärtsilä gibt an, dass mit einem Oxidationskatalysator der Formaldehyd-Anteil im Abgas auf ein Niveau unter 20 mg/m³ gebracht wird [WÄR 2015]. Demnach wird der Grenzwert der „Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ (TA Luft) von 60 mg/m³ eingehalten [TS 2015]. Die TA Luft beinhaltet u. a. Berechnungsvorgaben für wesentliche Luftschadstoffe, um gesetzliche Rahmenbedingungen für Luftschadstoffwerte einzuhalten.

Eine weitere Umbaumöglichkeit zeigt MAN auf. Hierbei werden die Einspritzventile durch booster fuel injector Ventile ausgetauscht und ein liquid gas injection (LGI) Block installiert. Dieser beinhaltet ein Steuerungsventil zur Methanol-Einspritzung, Ventile für Dichtöl und Spülung sowie ein Ein- und Auslassventil. Die Einspritzventile werden mit zwei separaten Zuleitungen mit Kühl- und Schmieröl versorgt, wodurch Laufflächen geschmiert werden und die Oberflächentemperatur unter 60 °C bleibt. Ein weiterer essentieller Einbau wird dem Service-

tank zuteil, welcher dem Verbrennungsmotor vorgeschaltet wird und einen Versorgungsdruck von 8 bar generiert. Das gesamte Rohrsystem besteht aus doppelwandigen Zu- und Abläufen, um bei Störungen, wie einer Leckage, Methanol mittels Startluft über das Rohrsystem in den vorgelagerten Servicetank abführen zu können. Des Weiteren wird eine Kontroll- und Steuereinheit installiert, die im Fall einer Leckage diese lokalisieren kann, um entsprechende Maßnahmen zur Abführung einleiten zu können. Im MAN B&W ME LGI wird das Methanol mit einem Pilot Fuel bei 500 bar injiziert. Im Verbrennungsprozess werden alle Methanol-Moleküle bei 1.300 °C verbrannt, wodurch der Formaldehyd-Anteil im Abgas deutlich verringert werden kann [MAN 2014].

5 Etablierung von Methanol als Kraftstoff im maritimen Sektor

Die anhaltende Diskussion, Methanol als alternativen Kraftstoff einzusetzen, wird eine Veränderung der zukünftigen Zusammensetzung des Kraftstoffmarktes herbeiführen. Das folgende Kapitel umfasst die aktuellen Forschungs- und Entwicklungsansätze zur regenerativen Herstellung und maritimen Anwendung von Methanol.

5.1 Aktuelle Forschungsansätze

Für die regenerative Gewinnung von Methanol entwickelte das Rostocker Startup-Unternehmen Gensoric eine innovative Technologie zur elektro-biokatalytischen Methanolgewinnung. Im Projekt „willpower energy“ wird in einer Anlage mit regenerativer Energie, Wasser aus einer externen Quelle und Kohlendioxid aus der Umgebungsluft mit Hilfe von speziellen Enzymen Methanol gewonnen. Die Technologie ist keine grundlegend neue Entwicklung, aber durch erwärmen der Enzyme auf 40 °C bei Umgebungsdruck revolutioniert worden. Für die lokale Erwärmung des zirkulierenden Wassers wird eine Leistung von 63 kW angelegt [GEN 2018]. Die Anlaufzeit der Anlage liegt abhängig von Temperatur der Heizspiralen zwischen 5 bis 30 min. Momentan ist Gensoric in der Lage, täglich mit einer Anlage bis zu 5 kg Methanol zu gewinnen. In der Entwicklungsphase, in welcher sich die Technologie zurzeit noch befindet, fällt der Einkaufspreis der speziellen Enzyme noch stark ins Gewicht. In Folge eines hohen Verschleißes im Umwandlungsprozess müssen die Enzyme zweimal im Jahr gewechselt werden. Ein Wechselzyklus beinhaltet 10 bis 20 g dieser Enzyme, wobei der Einkaufspreis für 1 kg zurzeit noch im vierstelligen Bereich anzusiedeln ist. Mit fortschreitender Massenproduktion und Entwicklung werden sich diese verhältnismäßig hohen Kosten senken lassen und verbesserte Enzyme auf dem Markt verfügbar sein. Aktuell betreibt Gensoric in Kooperation mit innogy eine Pilotanlage mit dieser Technik zu Testzwecken unter Realbedingungen in Essen. Nach ersten Erkenntnissen birgt das Projekt großes Potenzial als eine langlebige, einfach zu handhabende und klimaneutrale Energiespeichertechnik, um zukünftig unabhängig von fossilen Brennstoffen zu sein. Für die Marktreife plant Gensoric weitere zwei Jahre ein und zielt dabei zunächst auf private Haushalte ab, die das eigens produzierte Methanol zu Heizzwecken oder für die heimische Kraftfahrzeugflotte nutzen könnten. Nach Einschätzung von Gensoric ist aus heutiger Sicht eine Expansion der täglichen Produktionsvolumina auf bis 100 kg Methanol möglich [GEN 2018]. Grundsätzlich ist eine solche Anlage für Anwendungsbereiche mit vergleichsweise geringem Methanolbedarf geeignet, wozu u. a. kleinere mit Methanol betriebene Verbrennungsmotoren zählen.

Fremdzündungsmotoren werden u. a. von Wärtsilä und Caterpillar als Gasmotor produziert. Eine Kompatibilität mit Methanol wird von den Herstellern angegeben. Pilot Fuel wird potenziell nicht benötigt [CAT 2018, TS 2015].

Eine weitere nach dem Selbstzündungsprinzip ablaufende, neue, aber noch in der Grundlagenforschung befindliche Technologie ist das RCCI (Reactivity Controlled Compression Ignition)-Prinzip. Dieses Verbrennungsprinzip beruht auf einer zwei-Kraftstoff-Technologie, welche einen hoch und einen wenig reaktiven Kraftstoff separat von einander in den Brennraum einleitet. Zunächst wird im Verdichtungsprozess der weniger reaktive Kraftstoff injiziert. Kurz nach der maximalen Verdichtung wird der reaktive Kraftstoff in das komprimierte und stark erwärmte Kraftstoff-Luft-Gemisch eingespritzt. Als Folge der sofortigen Entzündung des reaktiven Kraftstoffs wird der weniger reaktive Kraftstoff entzündet. Durch dieses Verfahren sollen NO_x -, Feinstaub- und Rußemissionen reduziert und der Wirkungsgrad erhöht werden. Ein Motor mit diesem Wirkprinzip muss demnach mit zwei Kraftstoffen betrieben werden, wodurch zwei verschiedene Kraftstoffsysteme notwendig sind. Geeignete Kraftstoffkombinationen bestehen für Diesel-Benzin, Diesel-Ethanol oder Diesel-Methanol. Der aktuelle Stand der Technik beschränkt sich auf erste Testphasen der Automobilindustrie. Aufgrund des hohen steuerungstechnologischen Anforderungsprofils mindern die hohen Umbau- oder Neubaukosten die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens. Einen weiteren Kostenfaktor betrifft das bestehende Filtersystem, welches an veränderte Emissionszusammensetzungen angepasst werden muss.

Bei der unvollständigen Verbrennung von Methanol kann Formaldehyd entstehen. Formaldehyd oder auch Methanal ist ein farbloses, stechend riechendes und hochgradig toxisches Gas. Akute Lebensgefahr besteht bei einer Konzentration von 30 ml Formaldehyd pro m^3 [IAU 2017]. Nach heutigem technologischem Stand ist die Filterung von Formaldehyd mit einem Oxidationsfilter prinzipiell möglich. Jedoch verringert sich die Halbwertszeit aufgrund von Ameisensäure und Wasserrückständen im Katalysator signifikant. Die thermische Nachverbrennung des Abgases bietet eine weitere Möglichkeit den Formaldehyd-Anteil im Abgas zu reduzieren [EL 2017]. Gegenwärtig sind keine nennenswerten Anstrengungen bekannt, die eine Verbesserung der Filtermöglichkeiten von Formaldehyd aus den Abgasen einer unvollständigen Verbrennung von Methanol berücksichtigen.

5.2 Pilotprojekte

Mit der Methanolsynthese aus erneuerbaren Energiequellen steht eine Technologie zur Verfügung, die auf Nachhaltigkeit und verantwortungsvollen Umgang mit fossilen Rohstoffen setzt. Die Knappheit sowie die sinkende Qualität fossiler Brennstoffe werden in den kommenden Jahrzehnten für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft große Herausforderungen darstellen.

Mit einem Anteil von 2,2 % der im Jahr 2012 weltweiten CO_2 -Emissionen lag die internationale Schifffahrt auf einem vergleichbaren Niveau mit den gesamten Kohlendioxidemissionen Deutschlands von 799 Mio. t [BMW 2018]. Nach einer Treibhausgasstudie der International Maritime Organisation (IMO) aus dem Jahr 2014 könnte der Seeverkehr bis zum Jahr 2050 sogar zwischen 4-15 % der weltweiten CO_2 -Emissionen verursachen [IMO 2014]. Um dieser negativen Entwicklung zu begegnen und kommende, bzw. bereits in Kraft getretene Emissi-

ongsgrenzen einzuhalten, werden seit mehreren Jahren in allen Schifffahrtsegmenten Forschungsprojekte realisiert, die bestehende Technologien reformieren oder neuartige Technik implementieren sollen.

Das „METHAPU“-Projekt wurde im Jahr 2006 als erstes Pilotprojekt zur Validierung von Methanol an Bord einer RoRo-Fähre durchgeführt. Hierzu installierte das Konsortium die benötigten Methanolspeichersysteme auf dem Wetterdeck. Mit Hilfe eines Methanol-Reformers entsteht unter Zugabe von Wasser, der für die Brennstoffzelle benötigte Wasserstoff. Die mit der Brennstoffzelle erzeugte Energie wird zur On-Bord-Stromversorgung genutzt. Größere Risiken für Schiff, Personen und Umwelt als sie im Einsatz von herkömmlichen Anlagen mit Marine-Diesel bestehen würden, konnten nicht festgestellt werden [JE 2015].

Mit Treibstoffen, die keine Emissionen aufweisen, befasste sich das schwedische Projekt „EffShip“ (Efficient Shipping with Low Emissions) im Jahr 2009. Dabei wurden alternative Kraftstoffe, wie LNG und Methanol, neue Technologien zur Energierückgewinnung sowie auf Windkraft basierende Antriebsformen getestet. Als Testresultat wurde Methanol aufgrund von bestehenden Infrastrukturen, Verfügbarkeiten und dem unproblematischen Umbau des Antriebsstranges der bestehenden Schiffsflotte, als die beste Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen gesehen [JE 2015].

Das „SPIRETH-Projekt“ führte die aus dem „EffShip“-Projekt resultierenden Erkenntnisse zur Verwendung von Methanol im Jahr 2011 weiter. Nach der Entwicklungsphase des Verfahrens OBATE (On Board Alcohol To Ether) zur Umwandlung von Methanol in Wasser und Dimethylether (DME) wurde das Verfahren zunächst einer Testphase im Labor unterzogen. Im Anschluss testete das Projektteam eine Pilotanlage in der Praxis auf einer RoPax Fähre. Das zur Umwandlung benötigte Methanol wurde auf dem Wetterdeck gelagert. Für den Betrieb mit DME statt MGO sind hinreichende Modifikationen nötig. Auf Grund des Umwandlungsprozesses enthält der Kraftstoff neben DME anteilig Wasser und Methanol, wodurch die ursprünglich hohe Cetanzahl von DME herabgesenkt wird. Demnach sind Zündverstärker und ein höherer Verbrennungsdruck erforderlich, um die gesamte Betriebslast des Motors sicherzustellen [JE 2015].

Die „Stena Germanica“ wurde im Jahr 2015 als erstes Fährschiff weltweit mit einem auf Methanol basierten Antrieb in Betrieb genommen. Die mit Methanol und Marine Gas Oil (MGO) betriebene weltweit zweitgrößte RoPax-Fähre pendelt mit einem nachgerüsteten 4-Takt-Motor zwischen Göteborg und Kiel. Im Zuge der Verwendung von Methanol konnten die Schwefel-Emissionen um 99 %, die Stickstoff-Emissionen um 60 % und die Emission von Feinstaub um 95 % reduziert werden. Durch die duale Antriebsmöglichkeit mit Marine Diesel und Methanol kann die „Stena Germanica“ die Emissionsgrenzen in der ECA einhalten. Die bestehende Redundanz des Antriebssystems generiert die hohe Zuverlässigkeit im operativen Geschäft [JE 2015].

Das „MethaShip“-Projekt in Kooperation mit der Meyer Werft, Flensburger Schiffbau Gesellschaft, Lloyd's Register Marine, Helm AG, Caterpillar und MAN untersucht seit dem Jahr 2014 die baulichen Möglichkeiten, Kreuzfahrtschiffe und RoPax-Fähren mit Methanol zu bebunkern und anzutreiben. Des Weiteren wurden Vorschläge zur Anpassung des Regelwerkes der

IMO zum seeseitigen Transport und Schiffsbetrieb mit Methanol unterbreitet sowie Treibstoffangebot und Bunkeroptionen betrachtet [JE 2015].

Die Waterfront Shipping gab im Jahr 2013 sieben 50.000 DWT Tanker bei der südkoreanischen Hyundai Mipo Werft in Auftrag. Im Jahr 2016 wurden die sowohl mit Methanol als auch mit Schweröl und Marine Diesel betriebenen Tanker ausgeliefert. Diese Tanker fahren seit ihrer Indienststellung sicher und zuverlässig [JE 2015], sodass Waterfront Shipping bereits weitere vier 49.000 DWT Tanker bei der südkoreanischen Hyundai Mipo Werft orderte, die im Jahr 2019 ausgeliefert werden sollen [MS 2018].

„SUMMETH“ (Sustainable marine methanol) befasst sich seit dem Jahr 2015 mit der Verwendung von Methanol als Kraftstoff für kleinere Schiffsantriebe (250 bis 1200 kW). Hierzu wurden ein potenzielles Fährschiff einer Fallstudie unterzogen, sowie die Notwendigkeiten und Potenziale einer auf erneuerbaren Energie basierten Methanolwirtschaft in der Schifffahrt betrachtet [JE 2015].

In dem schwedischen Projekt „greenpilot“ wurde im Jahr 2016 in Göteborg ein Lotsenboot auf Methanol umgerüstet. Bis zum Projektende im Jahr 2018 sollen Richtlinien entwickelt werden, um die Verwendung von Methanol als Kraftstoff in kleineren Schiffen zu regeln. Des Weiteren wurden verschiedene relevante Verbrennungskonzepte bewertet und eine Vorzugsvariante herausgearbeitet. Das Konsortium entschied sich für einen Ottomotor der Herstellers Weichai. Im Praxistest konnten alle relevanten Emissionsgrenzwerte für die ECA ohne Abgasnachbehandlung eingehalten werden. Aufgrund der kleinen Dimensionierung des gesamten Kraftstoffsystems wurde bemerkt, dass Leckagen vergleichsweise schnell zu lokalisieren sind [GP 2016].

Im LeanShips (Low Energy And Near to zero emissions Ships) Projekt werden effiziente und zuverlässige Technologien, wie der Dual Fuel Antrieb mit MGO und Methanol, vorgestellt. Berücksichtigung im Projekt erfahren Handel-, Kreuzfahrt- und Freizeitschiffe, sowie Schlepper, Schwimmbagger, Binnenschiffe und eisgehende Frachtschiffe. Das unter dem EU-Forschungs- und Innovationsprogramm „Horizon 2020“ geförderte Projekt begann im Jahr 2015 und wurde für vier Jahre Laufzeit dotiert. Ziel des Projektes ist es, die gewonnenen Erkenntnisse und Innovationen an die Bedürfnisse der Kunden anzupassen und eine Marktabtastung zu befördern [SH 2015].

Das Projekt „e4ships“ beinhaltet die Implementierung von Brennstoffzellen an Bord von Kreuzfahrtschiffen und RoRo-Fähren. Im Unterprojekt „Pa-X-ell“ entwickelte ein Konsortium aus den Bereichen Kreuzfahrt und Technik auf der „Viking Mariella“ ein dezentrales Brennstoffzellensystem. Eine der sechs installierten Schrankeinheiten besitzt eine Nennleistung von 30 kW. Wie im „METHAPU“-Projekt wird mit Hilfe eines Methanol-Reformers der für die Brennstoffzelle benötigte Wasserstoff produziert. Als Nebenprodukt des Prozesses fällt Wasser und in geringem Umfang Kohlendioxid (CO₂) an. Im Vergleich zu herkömmlichen Bordstrom erzeugenden Verfahren mit Dieselmotoren werden in diesem geräusch- und vibrationsfreien Prozess keine Feinstaubpartikel, Schwefel- und Stickstoffoxide emittiert sowie ein deutlich geringerer Kohlendioxidausstoß generiert. Zudem minimiert das dezentrale Brenn-

stoffzellensystem die Gefahr eines Black Outs, wodurch eine höhere Sicherheit an Bord für Passagiere, Crew und Schiff besteht [GP 2017].

Im Jahr 2017 verlieh die Europäische Kommission der Stadt Essen den Titel „Grüne Hauptstadt Europas“. Innogy initiierte unter diesem Motto ein Methanolprojekt, welches die gesamte Wertschöpfungskette des chemischen Stoffes in kleinem Maßstab abbildet. Die Gewinnung von Methanol erfolgte über eine von dem Rostocker Startup-Unternehmen Gensoric entwickelten Anlage (Kapitel 5.1) am Ufer des Baldeneysees, die auf Basis von Enzymen in einem elektro-biokatalytischen Verfahren Methanol herstellt und mit Strom aus dem angrenzenden Wasserkraftwerk gespeist wird (siehe Kapitel 0). Das hergestellte Methanol dient u. a. einem Ausflugsschiff in zwei 35 kW Brennstoffzellen als Energielieferant. Mit einem 330 Liter Tank und den aufgeladenen Batterien (120 kWh) kann der 80 kW Elektromotor für ca. 16 h betrieben werden. Noch ist das System nicht effizient genug, sodass der Zukauf von Methanol aus der Pilotanlage in Island (siehe Kapitel 4.4) für den reibungslosen Betrieb unerlässlich ist. Die Umbaukosten der MS Innogy beziffert das Unternehmen auf rund 2 Mio. €. Das Ziel des Konzeptes liegt in der Demonstration möglicher Technologien, die bei der Gestaltung der Energiewende Anwendung finden könnten.

5.3 Umsetzungsansätze

Um die durch die IMO festgelegten Emissionsgrenzwerte der verschiedenen Emission Control Areas einzuhalten, sind Umrüstungsvorhaben notwendig, die sich nach der Auswahl der Schiffseinsatzgebiete und dem verwendeten Kraftstoff richten.

In der Automobilindustrie werden bereits Kraftstoffgemische von bis zu 3 Vol.-% Methanol ohne weitere technische Modifikationen gefahren. Bei Verwendung höherer Methanolgehalte müssen nachteilige Effekte wie Korrosion von Motorteilen sowie Quellen und Oxidation von Elastomeren verhindert werden. Zudem ist das verwendete Motorschmieröl an die veränderten Startfähigkeiten des Motors anzupassen. Demnach müssen bei der Verwendung höherer Methanolgehalte mehrere Materialien im Kraftstoffversorgungssystem und den Motorkomponenten modifiziert oder einer Oberflächenbehandlung unterzogen werden, um übermäßigen Verschleiß zu vermeiden. Dazu zählen beispielsweise Folgende:

- Der Tank muss aus Edelstahl gefertigt und ein optischer Kraftstoffsensor verbaut werden.
- Die Brennstoffrohre müssen mit Nickel plattiert sein.
- Alle Elastomere, die mit dem Kraftstoff in Kontakt kommen, müssen durch Fluorkohlenstoffelastomere (FKM) ersetzt werden.

Die Entscheidungsfindung, inwiefern eine Sinnhaftigkeit für Recycling oder Umbau einzelner in der Flotte befindlicher Schiffe besteht, ist von diversen externen und internen Faktoren abhängig. In erster Linie sollte ein für jedes Schiff individuelles Profil erstellt werden, welches die elementaren Schiffssparameter, Einsatzgebiete, jährlichen Seetage und die jeweilige Kostenstruktur beinhaltet. Unter Rücksichtnahme entsprechender Marktexpertisen der relevanten Schiffssegmente ist eine Aussage zur zukünftigen Aufstellung der Flotte in jedem Einzel-

fall zu treffen. Treibende Faktoren liegen in der Wettbewerbsfähigkeit der Flotte sowie in der Erfüllung zukünftiger Richtlinien.

Die Wettbewerbsfähigkeit wird primär durch Altersstruktur, Beschaffenheit, Dimension und Effizienz der Schiffe bestimmt, die einer ständigen Weiterentwicklung unterliegen. Mit zunehmend wachsender Ladekapazität der Schiffe und verbesserter Effizienz neuartiger Motorkonzepte wird die Konkurrenzfähigkeit der bestehenden Flotte in Frage gestellt. Im Folgenden werden verschiedene Kostenstrukturen für den Einsatz von MGO, HFO, LNG und Methanol auf jeweils exemplarisch aufgeführte Schiffstypen abgebildet und im Anschluss mit möglichen Motorkonzepten in einen allgemeinen Kontext gebracht.

In einer Studie zur Verträglichkeit von Ethanol und Methanol als alternativer Kraftstoff für die Schifffahrt [JE 2015] wurden u. a. die anfallenden Investitionskosten bei der Umrüstung der Schiffsmotoren und die dazugehörigen Anlagen, im Verhältnis zu einem Schiffsneubau für eine exemplarische RoRo-Fähre, einen Chemietanker und ein Kreuzfahrtschiff betrachtet. Schiffsseitige Annahmen für die in dieser Studie berechneten Investitionen sind in Tab. 2 auszugsweise zusammengefasst.

Schiffstypen	Schiffsparameter			Verbrauch [g/kWh]	Tage auf See [d]
	Länge [m]	Breite [m]	Leistung [kW]		
RoRo-Fähre	250	30	4x5	176	232
Tanker	190	32	1x10	167	251
Kreuzfahrtschiff	230	29	23	181	227

Tab. 2 | Auszug zur Berechnung verwendeter Schiffsparameter [JE 2015, eigene Darstellung]

Dazu wird die Möglichkeit des Umrüstens von sich in Fahrt befindlichen Schiffen, als auch die Option eines Schiffneubaus betrachtet. Die Investitionskosten beider Alternativen (siehe Tab. 3) spiegeln die Preise der beiden größten Schiffsmaschinenhersteller MAN und Wärtsilä wider und wurden aufgrund der Aktualität mit einer Inflationsrate von vier Prozent verrechnet. Der angenommene Umrechnungsfaktor ist 1 € zu 1,12 \$. Neubaukosten beinhalten u. a. Motoren und Generatoren, weshalb dieser finanzielle Aufwand höher als der der Umbaukosten ist. Daraus resultieren die in Tab. 3 aufgeführten Kosten pro Kilowatt (kW) Maschinenleistung der Haupt- und Nebenaggregate.

Schiffstypen	Umbaukosten	Neubaukosten
Marine Gas Oil (Motorupdate, SCR/EGR)	133.930 + 63 €/kW	107.140 + 542 €/kW
Heavy Fuel Oil (Srubber und SCR)	436 €/kW	827 €/kW
Liquefied Natural Gas (Dual Fuel 4 Takt, Tanks)	552 €/kW	1138 €/kW
Methanol (Dual Fuel 4 Takt)	350 €/kW	728 €/kW

Tab. 3 | Investitionskosten für Motormodifikationen nach Kraftstoff und Leistung [JE 2015, eigene Berechnung und Darstellung]

Generell sind für die weitere ECA-konforme Verwendung von MGO und HFO Motorupdates und Systeme wie Selective Catalytic Reduction (SCR), Exhaust Gas Recirculation (EGR) oder Scrubber Systemen notwendig. Die Investitionskosten für LNG und Methanol umfassen ein duales Antriebssystem aus MGO und LNG bzw. MGO und Methanol.

Die angenommenen Umbaukosten für Methanol basieren auf dem im Jahr 2015 durchgeführten Umrüsten der 24 MW RoPax-Fähre „Stena Germanica“. Dabei wurde der Motor zu einem Dual-Fuel-(Common-Rail)-System umgebaut sowie vier Hochdruckpumpen und ein Hochdruckrohrsystem verbaut. Ein bereits existierender Ballastwassertank wurde zu einem Methanoltank mit einer Zinksilikat-Beschichtung umfunktioniert. Des Weiteren wurden ein neues Kontrollsystem für alle vier Motoren installiert und 13 km neue Kabel verlegt. Aus diesen Kosten gehen somit u. a. Umrüstkosten von 350 €/kW bzw. 700 €/kW für einen Neubau hervor.

Zusammengefasst ergeben sich aufgeschlüsselt für die genannten exemplarischen Schiffstypen aus Tab. 2 die folgenden Investitionskosten für Tab. 4:

Kraftstoff (Modifikation)	Umbaukosten [Mio. €]			Neubaukosten [Mio. €]		
	RoRo	Tanker	Kreuz- fahrt	RoRo	Tanker	Kreuz- fahrt
MGO (Motorupdate, SCR/EGR)	1,25	0,71	1,43	9,82	4,91	11,25
HFO (Srubber und SCR)	8,75	4,37	10,09	16,51	8,3	19,01
LNG (Dual Fuel 4 Takt, Tanks)	11,87	5,89	13,66	22,77	11,42	26,16
Methanol (Dual Fuel 4 Takt)	6,96	3,48	8,03	14,55	7,32	16,7

Tab. 4 | Investitionskosten für Motormodifikationen nach Kraftstoff und Schiffstyp [JE 2015, eigene Berechnung und Darstellung]

Für eine ausreichende Bestimmung der Amortisationszeit der einzelnen Investitionen, muss ein sehr volatiler Faktor beachtet werden. Zur Berücksichtigung des Kraftstoffpreises wurden

drei Szenarien angenommen, welche auf dem Schwerölpreis basieren. Ein niedriger Schwerölpreis mit resultierenden hohen Preisen für alternative Kraftstoffe (Methanol und LNG), ein hoher Schwerölpreis mit vergleichsweise niedrigen Preisen von Alternativkraftstoffen und ein durchschnittliches Szenario mit etwa gleichbleibenden Unterschieden zwischen konventionellen und alternativen Kraftstoffen.

Für die Kraftstoffkosten- und Bedarfskalkulation im Methanol- und LNG-Betrieb ist davon auszugehen, dass fünf Prozent des Gesamtenergiebedarfs durch MGO als Pilot Fuel zur Verfügung gestellt wird. Zur Ermittlung der Kraftstoffersparnis wurde zusätzlich nach der Betriebszeit inner- und außerhalb der ECA-Grenzen unterschieden. So ergibt sich die Amortisationszeit aus dem Verhältnis von Installationskosten zu Kraftstoffkostenersparnis.

Zur Eruierung der Kostenersparnis wurde als Vergleichswert für ein innerhalb der ECA-Grenzen beschäftigtes Schiff ein Betrieb mit MGO und außerhalb der ECA ein Betrieb mit HFO ohne Abgasnachbehandlung zu Grunde gelegt. Für LNG und Methanol betriebene Schiffe wird eine Verwendung dieser Alternativkraftstoffe auch außerhalb der ECA-Grenzen veranschlagt.

Die Betrachtung der Umbaukosten in Tab. 4 verdeutlicht den finanziellen Unterschied zwischen den dargestellten Antriebssystemen, um die exemplarische RoRo-Fähre aus Tab. 2 umzurüsten. Die geringsten Kosten werden mit ca. 1,25 Mio. € beim Umrüsten auf MGO mit entsprechenden Filtersystemen gesehen. Der Umbau hin zu einem Dual-Fuel-System mit MGO und LNG wird mit ca. 12 Mio. € am höchsten bewertet. Das Umrüsten auf einen MGO und Methanol Antrieb mit ca. 7 Mio. € ist im Vergleich zum Umrüsten auf LNG um 40 % preiswerter und laut der genannten Studie amortisiert sich bei einem ausschließlichen Betrieb innerhalb der ECA-Grenzen die Investition nach etwa 3,1 Jahren.

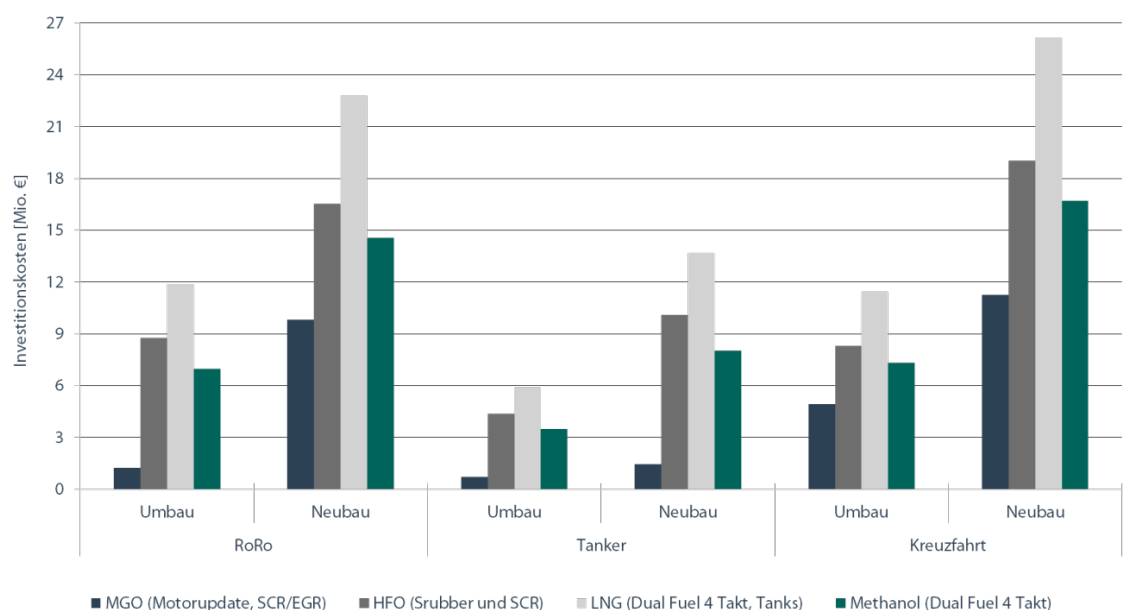


Abb. 8 | Gegenüberstellung der Kosten für Umbau und Neubau einer RoRo-Fähre, eines Tankers und eines Kreuzfahrtschiffes [JE 2015]

Demgegenüber stellt sich bei der Betrachtung der Neubaukosten ein ähnliches Verhältnis ein, wobei der Neubau eines mit entsprechenden Filtersystemen und Motorupdate ausgestatteten Antriebs, verglichen mit den genannten Umrüstkosten, aus dem oben genannten Grund die sechsfachen Kosten impliziert. Der Neubau einer mit Methanol und MGO betriebenen RoRo-Fähre ist mit 14,5 Mio. € somit um 89 % kostenintensiver, als die Umrüstung. Der neue Antriebsstrang hat sich nach 2,6 Jahren ausschließlichen Betriebs im ECA vollständig amortisiert.

Des Weiteren ist festzustellen, dass sich die Investition in einen Neubau oder eine Umrüstung mit den genannten Alternativkraftstoffen bei einer durchgehenden Beschäftigung außerhalb der ECA-Grenzen nicht amortisiert, da die jährlichen Kraftstoffkosten für LNG, Methanol oder Ethanol über denen von Schweröl liegen [JE 2015].

Nach der in Abb. 8 vollzogenen Gegenüberstellung, sind die Umbaukosten der genannten Motorupdates und Filtersysteme eines mit MGO betriebenen Tankers, um das sechsfache kleiner als die entsprechenden Kosten für den HFO-betriebenen Tanker im ECA. Der Umbau auf ein duales System mit Methanol und MGO wird auf 4,37 Mio. € beziffert. 67 % höher sind die Kosten des Neubaus mit Methanolantrieb. Hier ebenfalls angenommen wurden mit 100 % und 50 % unterschiedliche Betriebszeiten innerhalb der ECA, welche signifikanten Einfluss auf die Amortisationszeiten ausüben. So liegen diese bei Umrüsten und Neubau, sowie einem ausschließlichen Betrieb innerhalb der ECA-Grenzen bei etwa 2,4 bzw. 2,1 Jahren. Die Amortisationszeiten eines LNG-Antriebes liegen hierbei nur geringfügig darüber.

Wohingegen sich die Zeiten bei einer um die Hälfte reduzierten Beschäftigung innerhalb der ECA bei Methanol auf 21,2 bzw. 18,0 Jahre verlängern würden. Ein mit LNG betriebener Tanker jedoch würde sich mit 7,5 bzw. 9,1 Jahren im Vergleich zu Methanol wesentlich früher amortisieren.

Die in Abb. 8 aufgezeigten Kosten für den Um- bzw. Neubau des Antriebssystems eines Kreuzfahrtschiffes sind im Verhältnis zu den bezifferten Kosten einer RoRo-Fähre ähnlich. Für den Umbau auf ein mit Methanol und MGO betriebenes Kreuzfahrtschiff werden Kosten in Höhe von 8 Mio. € angenommen. Der Neubau dieses Antriebssystems für Methanol wird mit ca. 17 Mio. € angenommen und fällt damit um 110 % teurer aus.

Für eine bessere Darstellung der Amortisationszeit wurden auch an dieser Stelle zwei Szenarien angenommen in denen das Kreuzfahrtschiff zum einen ausschließlich innerhalb der ECA-Grenzen operiert und zum anderen nur zu 25 % der Zeit. Diese beläuft sich bei einer Umrüstung auf Methanol bzw. einem Neubau sowie eines ausschließlichen Betriebes innerhalb ECA auf 2,9 bzw. 2,5 Jahren, mit LNG als Kraftstoff auf 3,6 bzw. 4,4 Jahren. Es ist weiterhin festzustellen, dass sich Um- bzw. Neubau bei einer Beschäftigung von nur 25 % innerhalb der ECA-Grenzen zu keiner Zeit amortisiert. Dies trifft nicht auf LNG als Alternativkraftstoff zu, jedoch gestalten sich die Amortisationszeiten mit 36,2 bzw. 44,2 Jahren als sehr lang.

Die Betriebskosten der Alternativkraftstoffe Methanol bzw. LNG werden mit 6 \$/MWh bzw. 4 \$/MWh angenommen. Der signifikante Unterschied von ca. 33 % zu Gunsten des Methanols, lässt sich durch die preiswerteren Ersatzteile erklären, welche keinen Tiefsttemperaturen standhalten müssen.

Basierend auf der Amortisationszeit lässt sich zusammenfassend feststellen, dass Methanol eine wettbewerbsfähige Strategie sein kann, um zukünftigen Emissionsbeschränkungen gerecht zu werden. Die Investitionskosten für einen Um- bzw. Neubau mit Methanolantrieb bewegen sich ca. auf dem gleichen Level wie die Investitionskosten für eine Nachrüstung eines Schwerölantriebes mit Abgasnachbehandlungsanlagen und unter denen für LNG-Lösungen.

6 Erkenntnisse

Methanol bietet die Möglichkeit einer regenerativen Produktion sowie einer emissionsneutralen Verwendung. Fuel-Blends können den Übergang von einer fossilen zu einer regenerativen Kraftstoffbereitstellung einleiten. Methanol ist mischbar mit anderen Kraftstoffen, wie Benzin, und bietet demnach ein breites Anwendungsspektrum als Fuel-Blend. Mit HFO und LNG kann Methanol nur in Form einer Emulsion eingesetzt werden. Ein weiterer Vorteil im Methanolbetrieb liegt in der Anwendung eines Hochdruckeinspritzsystems, das im Automobilrennsport für schnelle und hohe Leistungsabgaben favorisiert wird. Für die Schifffahrt ist dieses System im Manöverbetrieb oder für Küstenverkehre zu betrachten. Bedingt durch den höheren Flammpunkt von Methanol ist die Lagerung im Vergleich zu Benzin und LNG mit einem sehr niedrigeren Flammpunkt wesentlich sicherer. Für die Umrüstung der Hauptmaschine auf einen LNG-Betrieb wird mit deutlich höheren Kosten im Vergleich zum Methanolumbau kalkuliert. Ausschlaggebend hierbei sind die zum LNG-Betrieb benötigten isolierten Hochdrucktanks. Methanol kann in bestehenden Infrastrukturen verwendet werden. Zudem ist Methanol aufgrund der großen Nachfrage aus der chemischen Industrie auf dem Rohstoffmarkt auch in größeren Volumina verfügbar. Im Havariefall ist Methanol in Wasser ohne größere umweltbezogene Auswirkungen löslich.

Jedoch sind die Abbauprodukte im menschlichen Organismus toxisch. Hinzu kommt der im Abgas vorkommende Formaldehyd, der mit bestehenden Systemen schwierig zu filtern ist. Die niedrig temperierten Abgase aus der Verbrennung von Methanol bestehen zu einem Großteil aus Wasser und können in geringen Mengen Formaldehyd enthalten. Ein Oxidationskatalysator ist in der Lage Formaldehyd zu filtern, jedoch verursachen der hohe Wassergehalt, die niedrige Temperatur und die Bildung von Methansäure im Katalysator Probleme bei der katalytischen Umwandlung und führt zu einer schnelleren Alterung des Filtersystems. Formaldehyd entsteht bei unvollständiger Verbrennung von Methanol. Zudem korrodiert Methanol alle Elastomere, wodurch alle mit Methanol in Kontakt kommenden Elemente ausgetauscht werden müssen. Der halbe Energiegehalt von Methanol gegenüber MGO kann durch die platzsparenden Strukturtanks an der Schiffsaußenhaut und im Doppelboden über eine bessere Raumnutzung ausgeglichen werden.

Methanol ist im Autosrennsport bereits etabliert, wodurch auf Erfahrungen für die Verwendung als Kraftstoff in der Schifffahrt zurückgegriffen werden kann. Mit der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien bzw. dem Nutzen von Überlasten aus Offshore-Windenergieanlagen, bietet Methanol die Chance als Energiespeichermedium zu fungieren, da es vergleichsweise gut zurückverstromt werden kann.

6.1 Art und Weise der Gewinnung

Den mit Abstand größten Anteil der Energiegewinnung aus Windkraft liefern die Onshore-Windenergieanlagen. Landseitige Windparks sind im Vergleich zu den seeseitigen dezentral angeordnet, kleiner dimensioniert und deutlich volatiler bei der Energiebereitstellung. Demzufolge ist eine bessere Vorhersage zum Stromertrag eines Offshore- gegenüber einem Onshore-Windpark möglich. In über 90 % aller Jahresstunden variiert die Leistungsabgabe einer Offshore-Windenergieanlage von einer Stunde auf die nächste um höchstens 10 % [KK 2017]. Von der gegenwärtig aus Offshore-Windkraft erzeugten Energiemenge wurden im Jahr 2016 ca. 32 GWh zu Minuspreisen in das europäische Ausland transferiert [BNA 2017]. Diese nicht vom Stromnetz abnehmbaren Energiemengen könnten teilweise in einem regenerativen Methanolproduktionsprozess genutzt werden.

Eine auf Methanol basierende nachhaltige Energiebereitstellung ist nur unter der Prämisse einer regenerativen Methanolgewinnung anzustreben. Die europäischen Projektansätze von aktuellen Pilotprojekten beinhalten Technologien zur Nutzung von erneuerbarer Energie, wie Geothermie, Sonnen- oder Windenergie. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehende Kohlendioxid zu nutzen, um den Kohlenstoffkreislauf zu schließen. Der aktuelle Stand der Technik zur regenerativen Methanolherstellung bedingt eine kontinuierliche Strombereitstellung. Aufgrund der zentralen Lage, vergleichsweise hohen Leistung und Kontinuität in der Energieerzeugung bieten Offshore-Windenergieanlagen das Potenzial, anteilig produzierte Strommengen in eine Anlage zur Methanolproduktion einzuspeisen. Hierbei könnte eine Methanolanlage mit geringer Anlaufzeit als Stromabnahmeventil dienen und kontinuierlich aus Windkraft erzeugte Energie zur Methanolgewinnung verwenden. Ein möglicher Zeitpunkt für eine solche Stromabnahme wäre dann sinnvoll, wenn aufgrund von verringerten Energieverbräuchen die Stromerzeugung angepasst werden muss.

Elementares Ziel einer Methanolproduktion, die ihre Energie aus Windenergieanlagen bezieht, ist die Einspeisung in das Stromnetz grundsätzlich nicht zu kannibalisieren. Ein Blick auf die stündliche Stromerzeugung in Deutschland legt nahe, dass aufgrund des geringeren Strombedarfes zwischen 23:00 Uhr und 05:00 Uhr die Leistung um ca. ein Drittel reduziert wird [FISE 2017b]. Die in diesen Stunden u. a. reduzierte regenerative Stromerzeugung könnte anteilig aufrechterhalten und für eine sechsstündige Methanolproduktion verwendet werden. Für den Offshore-Bereich bedeutet dies eine Reduzierung über sechs Stunden von ca. 6,75 GWh. Offshore-Windenergieanlagen haben den Vorteil einer vergleichsweise hohen Stromerzeugungsdichte von 369 W/m^2 [KK 2017], wodurch eine Methanolgewinnungsanlage zunächst an einem Windpark oder an einer Windenergieanlage direkt gekoppelt sein könnte. Die durchschnittliche Leistung einer Offshore-Windenergieanlage beträgt 4.609 kW [KK 2017], die im jährlichen Vergleich zu 41,8 % ausgelastet ist [FISE 2017c]. Für den genannten Zeitverlauf von 23:00 Uhr bis 05:00 Uhr könnten folglich ca. 3,85 MWh zu 38 kg Methanol genutzt werden.

6.2 Aktueller Stand der Technik

Im Schiffsbetrieb mit Methanol sind geringe, aber notwendige Umbaumaßnahmen erforderlich. Der korrosive Charakter von Methanol führt zum erhöhten Verschleiß der betroffenen Motorkomponenten, wodurch die Materialien angepasst werden müssen. Des Weiteren erfordern Probleme mit der Dichtigkeit im Einspritzsystem den Umbau der relevanten Motorelemente. Die von einem Werkstoffwechsel betroffenen Komponenten sind:

- Kraftstofftank,
- Rohrsystem,
- Sensortechnik,
- Kraftstoffpumpen,
- Zylinderköpfe und
- Einspritzdüsen.

Sofern diese aus Elastomeren bestehen, könnten Fluorkohlenstoffelastomere (FKM) eine Alternative gegen den korrosiven Charakter von Methanol sein. Des Weiteren müssen der Kraftstofftank aus Edelstahl gefertigt oder z. B. mit einer Kaltverzinkung überzogen sein, optische Sensoren verwendet werden und das Rohrsystem mit z. B. Nickel plattiert sein. Für den Austausch der Motorkomponenten ist das jeweilige technische Verfahren im Verbrennungsprozess zu berücksichtigen [MB 2014].

Eine allgemein gültige und belastbare Aussage, die das optimale Motorkonzept für einen Schiffstyp beschreibt, ist nicht möglich. In den meisten Fällen müssen, neben den wirtschaftlichen Aspekten möglicher Neukonzeptionierungen, die Entscheidungsfaktoren Motoreffizienz, Emissionswerte und technologische Komplexität gewichtet werden.

Die Entwicklung neuartiger Motorkonzepte bedingt eine Verbesserung der Wirkungsgrade für Leistung pro Gewicht oder Leistungsumsetzung zu Energieeinsatz, sowie die Einhaltung von Richtlinien ohne den Einsatz von Filtersystemen. Jedoch weisen diese fortschrittlichen Konzepte eine hohe technologische Komplexität auf, wodurch neben den umfangreicheren Schulungsmaßnahmen der Schiffscrew höhere Anschaffungs- oder Modifikationskosten anfallen. Die Entscheidung für oder gegen eine Technologie geht demnach mit der Bereitschaft einher, Kompromisse einzugehen. Im Folgenden werden mögliche Motorkonzepte vorgestellt und auf ihre jeweilige Eignung untersucht.

Der Betrieb eines Otto- oder Gasmotors ist mit M100-Kraftstoff möglich und im Rennsportbereich verbreitet. Für die Verwendung von Methanol in einem Fremdzündungsmotor sind Motormodifikationen notwendig. Im Vergleich zum Dieselbetrieb können die Stickstoff-, Feinstaub-, Ruß- und CO₂-Emissionen verringert werden. Dem gegenüber stehen die hohen Umrüstkosten und der höhere Kohlenwasserstoffausstoß. Formaldehyd-Emissionen können nicht ausgeschlossen werden, sind aber potenziell geringer zu bewerten als im Selbstzündungsprozess.

Für die Direkteinspritzung in einem Selbstentzündungssystem kann Methanol mit minimalen Hardwareänderungen in einer Diesel-Methanol-Emulsion anteilig eingesetzt werden. Bei

den Stickstoff-, Feinstaub-, Ruß-, CO₂- und Kohlenwasserstoffemissionen sind vergleichsweise ähnliche Werte zum Dieselbetrieb zu erwarten. In der Automobilindustrie und Schifffahrt ist in diesem Zusammenhang das HPDI-Verfahren in Zwei- sowie Vier-Takt-Motorausführungen auf dem Markt erhältlich.

Um die Zündfähigkeit von Methanol zu erhöhen, können chemische Zusätze eingesetzt werden. Diese sogenannten Cetanzahl-Verbesserer werden dem reinen Methanol zugeführt, sodass der Kraftstoff M100 generiert wird, der bereits in der Automobilindustrie zum Einsatz kommt. Mit geringen Modifikationen des Motors wird dieser Kraftstoff für die Direkteinspritzung im Selbstzündungsmotor eingesetzt. Auf Grund der Verwendung von fast reinem Methanol können die Stickstoff-, Feinstaub-, und Rußemissionen gegenüber dem Einsatz von Diesel verringert werden.

Das Dual Fuel System ermöglicht die Verwendung von mehreren Kraftstoffen, wie z. B. Diesel oder Methanol. Mit geringfügigen Zusatzkosten kann neben dem Dieselbetrieb ein mit bis zu 95 % Methanol versetzter Kraftstoff gefahren werden [MAN 2014]. Im Vergleich zum Diesel fallen die Stickstoff-, Feinstaub-, Rußemissionen deutlich geringer aus, die Kohlenwasserstoffemissionen steigen jedoch wesentlich an. Das System wird bereits von namenhaften Motorherstellern angeboten und ist in der Automobilindustrie sowie in der Schifffahrt vertreten. Das HPDI-Prinzip wird bereits mit Erfolg in der „Stena Germanica“ eingesetzt. Es bedingt zwar den Einsatz von Pilot Fuel, emittiert jedoch potenziell kein Formaldehyd [TS 2015]. Im RCCI-Prinzip werden zwei Kraftstoffe benötigt. Aufgrund der hohen Anforderung an die Steuerungstechnik, ist dieses Verfahren für den Schiffsbetrieb nach gegenwärtiger Einschätzung eher ungeeignet.

Im Einsatz bei kleinen Schiffen zeigt die Brennstoffzellentechnologie gegenwärtig vielversprechende Ergebnisse. Insbesondere für den leisen und geruchsneutralen Betrieb ist diese Technologie sehr geeignet (z. B. Fahrgastschifffahrt). Bei noch vergleichsweise geringer Dimensionierung ist die Brennstoffzelle in größeren Schiffen gegenwärtig eher für die Bordstromversorgung geeignet.

Für einen flächendeckenden Einsatz von Methanol als Kraftstoff muss der Ausstoß von Formaldehyd ausgeschlossen werden. Motorenhersteller und Untersuchungsgremien beschäftigen sich mit der Einschätzung über den Anteil von Formaldehyd im Abgas eines mit Methanol betriebenen Verbrennungsmotors. Dabei kommen beide Seiten zu teilweise gegensätzlichen Aussagen. Formaldehyd entsteht im Verbrennungsprozess bei der unvollständigen Verbrennung von Methanol. Heutige Filtersysteme (z. B. Oxidationskatalysatoren) sind in der Lage, Formaldehyd aus dem Abgas zu filtern, jedoch verringert sich während der Nutzungszeit, aus heutigem technologischen Stand, die Funktionalität signifikant. Für zukünftige Forschungsprojekte wird angeregt, den Formaldehyd-Anteil im Abgas in verschiedenen Lastbereichen zu messen, um darauf aufbauend die benötigte Dimensionierung einer Filteranlage abschätzen zu können. Des Weiteren muss die Katalysatortechnik dahingehend weiterentwickelt werden, dass das unter Realbedingungen emittierte Formaldehyd ohne Leistungsverlust des Katalysators abgeschieden werden kann.

6.3 Geeignete Schiffstypen

Für eine differenzierte Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten von Methanol als maritimer Kraftstoff, wurden die zur Verfügung gestellten Datensätze der niedersächsischen Seehäfen Brake, Cuxhaven, Emden, Stade und Wilhelmshaven sowie Baltrum, Bensersiel, Langeoog, Norddeich, Norderney und Wangerooge ausgewertet. Hierbei konnte auf diverse Anlauf- und Schiffs-Charakteristika der nach Andienung aufgelisteten See- und Binnenschiffe zurückgegriffen werden. Nach Zuordnung der Schiffstypen wurden gefahrene Tage auf See und Einsatzgebiete in den Jahren 2015 bis 2017 sowie die Altersstruktur der jeweiligen Flotte analysiert und im Anschluss auf Methanolaaffinität untersucht. Im Folgenden wurden die Erkenntnisse aus der vorangegangenen Analyse in kurze Aussagen verfasst:

- Den drittgrößten Anteil mit 10 % der regelmäßig anlaufenden Schiffe bilden die Offshorefahrzeuge, welche mit einem Altersdurchschnitt von 6 Jahren erst vergleichsweise kurz im Einsatz sind.
- 24 % der Offshorefahrzeuge sind Schiffe über 10.000 BRZ und mit jeweils mehr als 10 Anläufen pro Jahr. Lediglich 2 % der Schiffe sind Crew Transfer Vessel mit einer Bruttoreaumzahl unter 1.000.
- 5 % der regelmäßig anlaufenden Schiffe sind Schlepper, wobei jeder vierte über 10.000 BRZ groß ist und mehr als 10 Anläufe pro Jahr verzeichnete. Im Altersdurchschnitt sind sie die ältesten Seeschiffe mit einem durchschnittlichen Alter von 50 Jahren.
- Alle regelmäßig anlaufenden RoRo-, Fahrgast- und Fährschiffe mit mehr als 10 Anläufen pro Jahr besitzen eine Bruttoreumzahl über 10.000. Der Altersdurchschnitt der RoRo- und Fährschiffe liegt bei 14 Jahren. Die Fahrgastschiffe sind im Durchschnitt 38 Jahre alt.
- Über 30 % der Behördenfahrzeuge sind über 10.000 BRZ groß und liefen die niedersächsischen Häfen mehr als zehnmal pro Jahr an. Das durchschnittliche Alter liegt bei 30 Jahren.

Die für die Seeschifffahrt zukünftig geltenden Regularien in Bezug auf die stoffliche Zusammensetzung der Kraftstoffe, Emissionsgrenzwerte oder Sicherheitsstandards sind bereits für die Binnengewässer in Kraft getreten, wodurch der Großteil der Binnenschiffe modifiziert wurde. Zudem sind die Dimensionen der Schiffsparameter aufgrund von Fahrwasser, Durchfahrtshöhen von Brücken und Schleusensystemen begrenzt. Somit ist ein Umrüsten der Binnenschiffe auf Methanol, angesichts der benötigten zusätzlichen Bunkerkapazität, mehrheitlich schwer realisierbar. Eine Affinität für den Umbau auf ein Methanol-Kraftstoffsystem ist, bezogen auf die vorangegangenen Aussagen zur Analyse der niedersächsischen Häfen anlaufenden Schiffe, im Allgemeinen über eine hohe Anlauffrequenz, konstante Einsatzgebiete und einen vergleichsweise geringen Kraftstoffverbrauch identifiziert worden. Kfz-Transportschiffe und RoRo-Fährschiffe sind aufgrund ihrer innereuropäischen, kurzen Planfahrten mit vergleichsweise festen Quell- und Zielhäfen für den Methanolbetrieb geeignet. Außerdem bieten sich Schlepper und Offshorefahrzeuge, wie Crew Transfer Vessel, durch ihre relativ kurzen Strecken im ECA- Gebiet mit häufigen Anläufen niedersächsischer Häfen potenziell für einen reinen Methanolbetrieb an.

6.4 Projektansätze

Die im Folgenden aufgeführten Empfehlungen zur Initiierung neuer Projekte resultieren auf bisher nicht betrachteten Themenschwerpunkten der regenerativen Herstellung und dem maritimen Einsatz von Methanol.

6.4.1 Herstellung

In der regenerativen Erzeugung von Methanol ist eine auf erneuerbaren Energien basierte Stromerzeugung und kontinuierliche Strombereitstellung unerlässlich. Insbesondere Offshore-Windenergieanlagen bieten eine fast kontinuierliche Stromerzeugung. Es ist zu prüfen, inwieweit die technische und wirtschaftliche Machbarkeit gegeben ist, an einzelnen Windparks eine dauerhafte Stromgrundzufuhr für die Methanolproduktion anzugliedern, ohne die Einspeisung in das Stromnetz grundsätzlich zu kannibalisieren.

Für die Verwendung von regenerativ erzeugtem Methanol als Kraftstoff in kleineren Pilotprojekten ist ein Bunkervolumen von schätzungsweise 1.000 bis 2.000 t/a Methanol nötig. Hierzu sind Skalierbarkeit und Skaleneffekte der gegebenen Herstellungstechnik mit erneuerbaren Energien zu untersuchen.

6.4.2 Richtlinien

Das vielversprechende MethaShip-Projekt beschäftigte sich bereits intensiv mit der Implementierung von Richtlinien zur Verwendung von Methanol als Kraftstoff für Kreuzfahrtschiffe und RoRo-Fähren. Dabei wurden Bunkerstandards ausgearbeitet und eine Erweiterung im IGF-Code angestrebt. Inwiefern sich für spezielle Schiffstypen, wie Crew Transfer Vessels oder Schlepper, Erweiterung der erarbeiteten Richtlinien ergeben könnte, ist Gegenstand darauf aufbauender Betrachtungen.

6.4.3 Motoren

Durch den Einsatz von Pilot Fuel ist neben Methanol ein zweiter Kraftstoff mit entsprechender Tankkapazität (u. a. mit Laderaumverlust) mitzuführen. Motorentechnologien ohne Notwendigkeit eines Pilot Fuels, wie sie insbesondere auf dem Ottoprinzip basieren, sind in ihrer Markreife durch gezielte Forschung und Entwicklung weiter zu befördern. Der Ottomotor (Gasmotoren) ist nach gegenwärtigem Kenntnisstand im „greenpilot“-Projekt erprobt. Hier könnte aufbauend ein Pilotprojekt initiiert werden, welches den Einsatz eines Ottomotors gezielt in einem kleinen Schiff, wie einem Crew Transfer Vessel oder Schlepper, im Lastbetrieb (z. B. Manöverbetrieb) erprobt.

Der Formaldehyd-Anteil im Abgas muss in verschiedenen Lastbereichen erprobt werden, da Aussagen der Motorenhersteller überwiegend auf Labortests beruhen. Mit Erkenntnissen über den Mengenanteil des Formaldehyds im Abgas könnte ein Projekt die (Weiter-) Entwicklung sowie Dimensionierung eines entsprechenden Filtersystems beinhalten und so den Einsatz von Methanol in unterschiedlichen Motorentypen befördern.

Literaturverzeichnis

- BI 2018** Bunker Index (HG.): *Bunker Prices - Europe - Rotterdam*.
<http://www.bunkerindex.com/prices/europe.php> (09. April 2018).
- BMU 2017** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (HG.): *Seeverkehr*.
<http://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/seeverkehr/> (04. April 2018).
- BMWi 2016** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (HG.): *Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016*.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (September 2017).
- BMWi 2017a** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (HG.): *Die nächste Phase der Energiewende: Das EEG 2017*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/eeg-2017-start-in-die-naechste-phase-der-energiewende.html> (10. April 2018).
- BMWi 2017b** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (HG.): *Energiebedingte CO₂ Emissionen ausgewählter Länder und Regionen*.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energie-und-Umwelt/energiedaten-energie-umwelt-4-xls.xls?__blob=publicationFile&v=17 (19. Juni 2017).
- BMWi 2018** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (HG.): *Emissionen von Kohlendioxid, Stickstoffoxiden, Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und Gesamtstaub*.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energie-und-Umwelt/energiedaten-energie-umwelt-1-xls.xls?__blob=publicationFile&v=19 (13. Dezember 2017).
- BNA 2017** Bundesnetzagentur (HG.): *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (29. Mai 2017).
- BOMIN 2017** BOMIN (HG.): *LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssigerd-gas)*.
<https://www.bomin.com/de/news-info/glossar/details/term/lng-liquefied-natural-gas.html> (Dezember 2015).
- BOSSEL 2006** BOSSEL, Ulf: *Wasserstoff löst keine Energieprobleme*. https://www.tatup-journal.de/downloads/2006/tatup061_boss06a.pdf (April 2006).
- BUND 2017** Die Bundesregierung (HG.): *Bundeskanzlerin bei der COP 23 -Klimawandel ist Schicksalsfrage*. <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2017/11/2017-11-15-merkel-cop23.html> (15. November 2017).

- CAT 2018** Caterpillar Marine (HG.): *Methanol als Kraftstoff für Großmotoren - MethaShip Abschlussveranstaltung* – 28.05.2018.
https://www.vsm.de/sites/default/files/dokumente/ac8f144a6dfd483aaf16266421e2186b/05_methaship_cat_methanol_als_kraftstoff_fuer_grossmotoren.pdf (28. Mai 2018).
- CIT 2014** AUSFELDER, Florian: *Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung*. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/cite.201400183> (02. Dezember 2014).
- CRI 2012** Carbon Recycling International (HG.): *World's Largest CO2 Methanol plant*. www.carbonrecycling.is/george-olah (02. April 2018).
- DNVGL 2017** DNV GL SE (HG.): *LNGi status update - Comprehensive insights on worldwide LNG bunkering availability and market data on LNG as fuel for ships*. (September 2017).
- DS 2018a** SCHRÖDER, Dirk: *Sicherheit & Infrastruktur - MethaShip Methanol – Der alternative, umweltfreundliche Schiffs-brennstoff der Zukunft?*.
https://www.vsm.de/sites/default/files/dokumente/b799d9bd7cd3dea9b5b50f60ed8884d8/04_methaship_lr_sicherheit_u._infrastruktur.pdf (28. Mai 2018).
- GEN 2017** Hermes, Uta. Herz, Christoph: Gensoric GmbH, Rostock, 15.05.2018.
- GP 2016** GreenPilot (HG.): *The GreenPilot Project*. <https://www.greenpilot.se/project> (24. Mai 2018).
- GU 2017** UNTIEDT, Gerhard: *Fuel Cell Technology in a decentralized energy grid on cruise ships*. https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20170607-wasserstoff-und-brennstoffzellen-wichtiger-wirtschaftsfaktor-in-niedersachsen/08_untiedt_kreuzfahrtschiffe.pdf (Juni 2017).
- DS 2017** Destatis Statistisches Bundesamt (HG.): *Ein- und Aus-fuhr von Elektrizität: Deutschland, Monate, Länder*. 43311-0003 (10. April 2018).
- EL 2017** PASCHOTTA, Dr. Rüdiger: *Methanschlupf*. <https://www.energielexikon.info/methanschlupf.html> (22. Februar 2017).
- EI 2017** BOCKHORST, Michael: *Methanolwirtschaft*,
<http://www.energieinfo.de/eglossar/methanolwirtschaft.html> (22. Februar 2017).
- EP 2017** Europäisches Parlament (HG.): Directive 2008/68/EC 24.09.2008. *Inland transport of dangerous goods*; Directive 2002/84/EC 05.11.2002. *Maritime safety and the prevention of pollution from ships*; Regulation (EC) No 1272/2008 16.12.2008. *Classification, labelling and packaging of substances and mixtures*.
- FA 1987** ASINGER, F.: *Methanol, Chemie- und Energierohstoff*. Akademie-Verlag, Berlin, 1987, ISBN 3-05-500341-1.
- FISE 2017a** Fraunhofer ISE (HG.): *Jährliche Stromerzeugung in Deutschland in 2017*.
https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=annual&year=2017 (2017).

- FISE 2017b** Fraunhofer ISE (HG.): *Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung*. https://www.energy-charts.de/power_de.htm (28. Mai 2018).
- FISE 2017c** Fraunhofer ISE (HG.): *Kraftwerkskarte*. https://www.energy-charts.de/osm_de.htm (25. Juni 2018).
- FIS 2016** VON HIRSCHHAUSEN, Prof. Dr.: *Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeiten von Methanol*. www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/290865/ (25. April 2016).
- GPN 2015** TURAGA, Uday: *Small-scale methanol technologies offer flexibility, cost effectiveness*. <http://www.gasprocessingnews.com/features/201510/small-scale-methanol-technologies-offer-flexibility,-cost-effectiveness.aspx> (23. April 2018).
- IAU 2017** Institut für Angewandte Umweltforschung e.V. (HG.): *Formaldehyd im Innenraum*. <http://www.ifau.org/bibo/formaldehydinfoifau.htm> (14. Mai 2018).
- IGU 2017** International Gas Union (HG.): *IGU World LNG Report – 2017 Edition*. https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf (11. Mai 2018).
- IMO 2010** International Maritime Organisation (HG.): *Prevention of Air Pollution from Ships*. <http://www.imo.org/en/OurWork/environment/pollutionprevention/airpollution/pages/air-pollution.aspx> (20. Mai 2018).
- IMO 2014** International Maritime Organisation (HG.): *Third IMO GHG Study 2014*. <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Greenhouse-Gas-Studies-2014.aspx> (20. Mai 2018).
- JE 2015** ELLIS, Joanne: *Study on the use of ethyl and methyl alcohol as alternative fuels in shipping*. Final Report Version 20151204.5. <http://www.emsa.europa.eu/emsa-documents/latest/download/4142/2726/23.html> (04. Dezember 2015).
- KK 2017** KNORR, Dr. Kaspar (Fraunhofer IWES): *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende- Update 2017*. https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf (Dezember 2017).
- MA 2016** ALVARADO, Marc: *Global Methanol Outlook 2016*. <http://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/07/Marc-Alvarado-Global-Methanol-February-2016-IMPCA-for-upload-to-website.pdf> (Februar 2016).
- MAN 2014** MAN Diesel & Turbo (HG.): *Using Methanol Fuel in the MAN B&W ME-LGI Series*. <https://www.mandieselturbo.com/docs/default-source/shopwaredocuments/using-methanol-fuel-in-the-man-b-w-me-lgi-series.pdf?sfvrsn=4> (August 2014).
- MB 2014** BERTAU, Martin: *Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future*. Heidelberg: Springer Verlag, 2014. - ISBN 978-3-642-39709-7.
- MI 2017** Methanol Institute (HG.): *Dimethyl Ether (DME)*. <http://www.methanol.org/dimethyl-ether-dme/> (11. Mai 2018).

- MKC 2018** Maritime Knowledge Centre, TNO, TU Delft (HG.): *Methanol as an alternative fuel for vessels*. MIIP 001 -2017. http://platformduurzamebiobrandstoffen.nl/wp-content/uploads/2018/02/2018_MKC_TNO-TU-Delft_Methanol-as-an-alternative-fuel-for-vessels.pdf (15. Januar 2018).
- MM 2015** MATZEN, Michael: *Chemical storage of wind energy by renewable methanol production: Feasibility analysis using a multi-criteria decision matrix*. Department of Chemical and Biomolecular Engineering, University of Nebraska (21. August 2015).
- MS 2018** SCHULER, Mike: *Waterfront Shipping to Add Four More Methanol-Fueled Tankers to Fleet*. <http://gcaptain.com/waterfront-shipping-to-add-four-more-methanol-fueled-tankers-to-fleet/> (14. Februar 2018).
- MX 2017** Methanex (HG.): *Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History- Methanex European Posted Contract Price (MEPCP)*. https://www.methanex.com/sites/default/files/methanol-price/MxAvgPrice_May%2031%2C%202018.pdf, (09. April 2018).
- SH 2015** Schiff & Hafen (HG.): *EU-Innovationsprojekt LeanShips gestartet*. September 2015, Nr. 9, Seite 46.
- SN 2018** ScandiNAOS AB (HG.): *Projects*. <http://www.scandinaos.com/projects.php> (14. Juni 2018).
- TR 2013** TREMEL, A.: *Use Case Analysis for CO₂-based Renewable Fuels*. 3rd International Conference on Energy Pro-cess Engineering, Frankfurt, Germany, 2013.
- TS 2015** STOJCEVSKI, Toni: *METHANOL – as engine fuel, status Stena Germanica and market overview*. https://www.zerovisiontool.com/sites/www.zerovisiontool.com/files/attachments/pilotmethanol_toni_stojcevski.pdf (13. Mai 2018).
- UBA 2018** Umweltbundesamt (HG.): *Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2017*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/180315_uba_hg_einzahlen_2018_bf.pdf (März 2018).
- WB 2016** BENESCH, Prof. Dr. Wolfgang A.: *Large scale storage options under special consideration of 6x15 MW battery example*. http://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2017/06/VGB-Congress_Benesch.pdf (15. April 2016).
- WK 2015** KEMPKENS, Wolfgang: *Modellanlage in Lünen: Aus Rauchgas wird Methanol gewonnen*. <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/umwelt/modellanlage-in-luenen-aus-rauchgas-methanol-gewonnen/> (29. Januar 2015).

INWL Institut für nachhaltige Wirtschaft und Logistik

inwl gemeinnützige GmbH

Dierkower Damm 29
18146 Rostock

Telefon

Email

Internet

0381 252 952 0

info@inwl.de

www.inwl.de