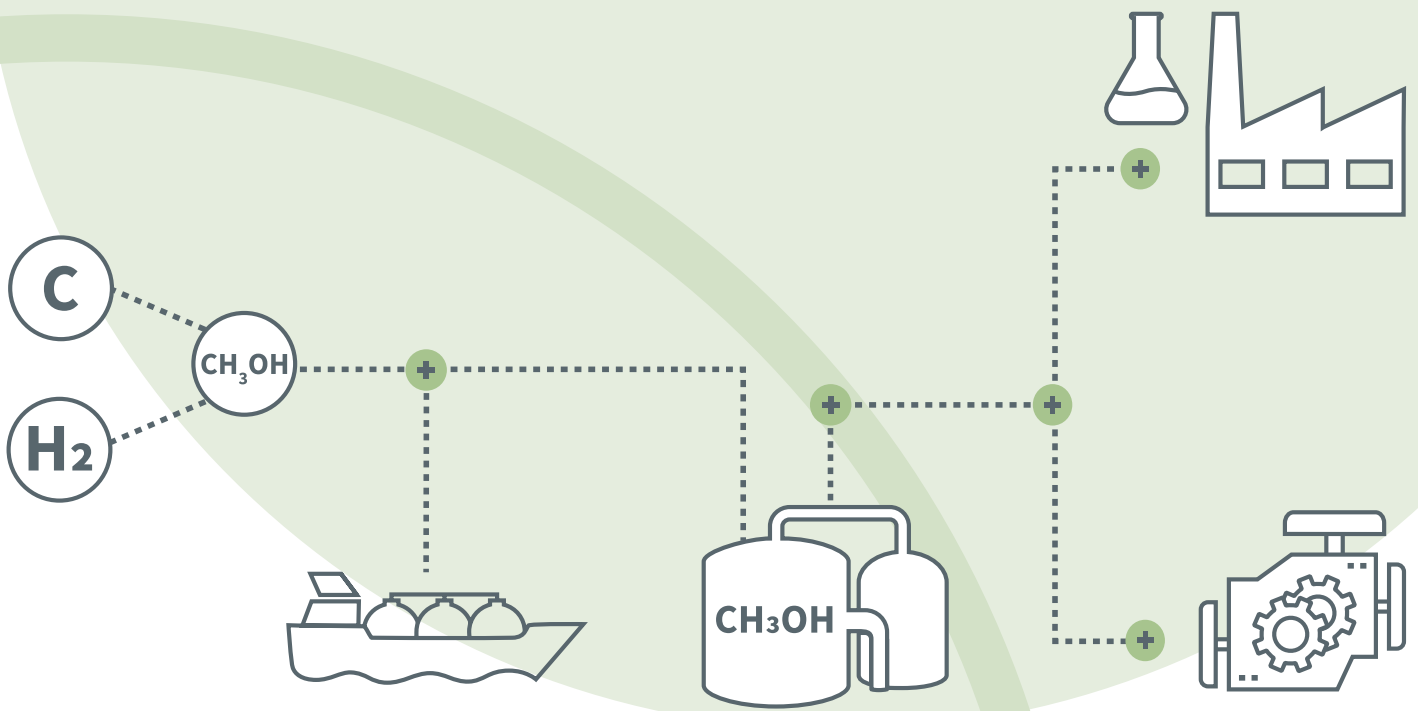


IMPULSPAPIER

# Erneuerbares Methanol

Grüne Basischemikalie und Importvektor für klimaneutralen Wasserstoff und Kohlenstoff mit erheblichem Potenzial



# Impressum

**Herausgeber:**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel.: +49 30 66 777-0  
Fax: +49 30 66 777-699  
E-Mail: info@dena.de  
Internet: www.dena.de

**Autorinnen und Autoren:**

Michael Bakman  
Julia Gagelmann  
Marius Hörnschemeyer  
Paul Kubella  
Kim Lakeit  
Felix Maaß  
Matteo Micheli  
Laura Stenmans

**Konzeption & Gestaltung:**

The Ad Store GmbH

**Stand:**

07/2024

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

**Bitte zitieren als:**

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024)  
„Erneuerbares Methanol.  
Grüne Basischemikalie und Importvektor für  
klimaneutralen Wasserstoff und Kohlenstoff  
mit erheblichem Potenzial“

# Zusammenfassung

**In einem zukünftigen klimaneutralen Energie- und Wirtschaftssystem werden kohlenstoffhaltige organische Verbindungen weiterhin benötigt.** Aus systemischer und volkswirtschaftlicher Sicht stellt Methanol für die Transformation der chemischen Industrie und von Teilen des Verkehrssektors von einer fossilbasierten hin zu einer nachhaltigen wasserstoff- und kohlenstoffbasierten Wirtschaft die vorteilhafteste Lösung dar.

**Der Wechsel von fossilem zu erneuerbarem Methanol in bestehenden Anwendungen kann einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion der Lebenszyklusemissionen der chemischen Endprodukte leisten.** Ein Großteil des produzierten Methanols wird als Grundchemikalie verwendet und bildet die Basis für eine Vielzahl chemischer Erzeugnisse. Die Nutzung von erneuerbarem Methanol als Ausgangsstoff ermöglicht zudem die Etablierung neuer Prozessrouten für innovative Anwendungen als Roh- und Kraftstoff.

**Die wachsende globale Nachfrage nach Methanol, besonders aus erneuerbaren Quellen, erfordert eine rasche Hochskalierung der Produktion.** Eine gezielte Nutzung von Biomasse und biogenen Abfallstoffen kann die erneuerbare Methanolproduktion im Inland skalieren. Die strombasierte Methanolproduktion rückt mittel- bis langfristig als Schlüssel zur nachhaltigen Deckung des Methanolbedarfs in den Vordergrund. Für Deutschland könnte der Import von strombasiertem Methanol eine strategische Lösung sein, um langfristig seinen Bedarf zu decken und zur Erreichung der Klimaneutralität beizutragen.

**Für die Herstellung von erneuerbarem, strombasiertem Methanol ist neben grünem Wasserstoff auch die Verfügbarkeit von erneuerbaren Kohlenstoffquellen in der notwendigen Größenordnung essenziell.** Die aktuell als Kohlenstoffquellen zur Verfügung stehenden Kohlenstoffdioxid-Punktquellen werden durch die Defossilisierung der Industrie schrittweise stark abnehmen. Neben biogenen Kohlenstoffquellen, die durch Nutzungskonflikte und natürliche Grenzen nicht beliebig skalierbar sind, wird langfristig die Kohlenstoffdioxid-Abscheidung aus der Umgebungsluft eine Schlüsselrolle für die Verfügbarkeit von erneuerbarem Kohlenstoff und damit die (wirtschaftliche) Skalierbarkeit der strombasierten Methanolproduktion spielen.

**Methanol ist aufgrund seiner chemisch-physikalischen Eigenschaften ein sehr vorteilhafter Transportvektor für erneuerbaren Wasser- und Kohlenstoff nach Deutschland.** Der Import von erneuerbarem Methanol kann auf bestehende Infrastrukturen aufbauen und birgt ein überschaubares Gefahrenpotenzial für Mensch und Umwelt. Die Errichtung einer zukünftigen Importinfrastruktur und einer Lieferkette zur bedarfsgerechten Versorgung des Hinterlandes sind für den wachsenden Bedarf an erneuerbarem Methanol nötig, auch wenn die genauen Ausmaße des Bedarfs derzeit noch unsicher sind. Der Import von erneuerbarem Methanol wird den Aufbau von Wasserstoffimportpipelines nicht ersetzen können, sondern bietet als Diversifizierung und zur Bereitstellung von Kohlenstoff-Verbindungen eine zusätzliche Lösung.

# 1 Warum haben organische Verbindungen wie Methanol für den Wirtschaftsstandort Deutschland eine hohe Bedeutung?

**In einem zukünftigen klimaneutralen Energie- und Wirtschaftssystem werden kohlenstoffhaltige organische Verbindungen weiterhin gebraucht.** Im Jahr 2022 stammten etwa 78 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland (3.264 TWh) aus fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas (AGEB, 2023). Der Großteil dieser fossilen Energieträger entfiel dabei auf den energetischen Einsatz (61 %) in der Industrie, den Haushalten, dem Gewerbe und Verkehr, während rund 10 % als Rohstoffbasis für die Industrie fungierte (AGEB, 2024). Insbesondere die chemische Industrie als drittgrößter deutscher Industriesektor (Umsatz 2022 lag bei 261,18 Mrd. € (VCI, 2023)) ist stark auf Kohlenwasserstoffe als Ausgangsstoff für die Herstellung einer Vielzahl von Produkten angewiesen. Fast 90 % der in der chemisch-pharmazeutischen Industrie eingesetzten Mineralölprodukte werden stofflich genutzt, während das in der chemisch-pharmazeutischen Industrie eingesetzte Erdgas zu fast 25 % als Rohstoff in der Produktion Verwendung findet (VCI, 2024). So werden Kohlenwasserstoffe beispielsweise als Rohstoffe für die Herstellung von Kunststoffen, Medikamenten, Kraft- und Brennstoffen sowie Kosmetika eingesetzt.

**In einer klimaneutralen Zukunft werden kohlenstoffhaltige Verbindungen ein Teil unseres Energie- und Rohstoffmixes bleiben.** Dabei wird es entscheidend sein, diese Verbindungen effizienter und zielgerichteter zu nutzen, den Einsatz erneuerbarer Alternativen zu fördern und innovative Technologien zur Reduzierung der Treibhausgas-

Emissionen (THG-Emissionen) zu entwickeln. Dies erfordert jedoch eine umfassende Überprüfung bestehender und benötigter Infrastrukturen, politischer Maßnahmen und wirtschaftlicher Anreize.

**Methanol ist systemisch und volkswirtschaftlich die geeignetste Wahl für den Wandel der chemischen Industrie und einiger Teile des Verkehrssektors hin zu einer nachhaltigen, wasserstoff- und kohlenstoffbasierten Wirtschaft.**

Bereits heute dient Methanol als organische Grundchemikalie und kann zukünftig als Ausgangsbasis für eine breite Palette von Produkten fungieren. Im Jahr 2022 wurden rd. 1,1 Mt Methanol, mehrheitlich auf fossiler Basis, in der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland erzeugt und genutzt (VCI, 2023). Seine im Vergleich zu anderen Wasserstoff-Derivaten hohe Energiedichte, die bereits vorhandenen Anwendungsfelder in der chemischen Industrie und die vielseitigen Einsatzfelder in der Zukunft sowie ein bereits etablierter globaler Markt machen Methanol zu einem sehr vorteilhaften Substitut für fossilbasierte Kohlenwasserstoffe.

Während die Bundesregierung mit der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2020 und deren Fortschreibung im Jahr 2023 wichtige Weichenstellungen für die Entwicklung eines nationalen Wasserstoffmarktes vorgenommen hat, bedarf es für die Transformation der chemischen Industrie und einiger nicht elektrifizierbarer Verkehrsanwendungen auch weiterhin einiger Rohstoffe und Energieträger auf Kohlenstoffbasis. Zukünftig müssen statt fossiler Kohlenwasserstoffe nachhaltigere, kohlenstoffbasierte Quellen wie Biomasse, Abfälle oder innovative Lösungen wie die direkte Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) aus der Luft mittels Direct-Air-Capture-Technologie (DAC) erschlossen werden. Ebenso kann die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus

unvermeidbaren industriellen Punktquellen eine ressourcenschonende Kohlenstoffquelle darstellen. In Verbindung mit erneuerbar erzeugtem Wasserstoff können Derivate auf Kohlenstoffbasis so Teil eines Systems aus Abscheidung, Transport und Nutzung von kohlenstoffhaltigen Verbindungen (CCU – Carbon Capture and Utilization) sein und dadurch Industriezweige transformieren bzw. in Deutschland halten.

## 2 Wie wird Methanol erzeugt und wie kann Methanol zukünftig erzeugt werden?

**Die industrielle Methanolproduktion erfolgt in drei Schritten: Synthesegasproduktion, Methanolsynthese und Aufreinigung des Rohmethanols. Die Zusammensetzung und Herkunft der Edukte für das Synthesegas können variieren. Der Prozess der Methanolsynthese läuft jedoch im Wesentlichen unverändert ab. Dieser Prozess ist seit über 100 Jahren kommerziell etabliert und beruht heute hauptsächlich auf dem Einsatz fossiler Kohlenwasserstoffe.**

Zunächst wird Synthesegas aus verschiedenen Rohstoffen erzeugt. Das Synthesegas muss dabei die chemischen Elemente von Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) – Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ), Kohlenstoff (C) und Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) – enthalten. Sauerstoff und Kohlenstoff werden dem Synthesegas zumeist in der Form von Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) und/oder Kohlenstoffmonoxid (CO) zugeführt.

Dieses Synthesegas wird dann in einem Reaktor unter Verwendung eines Katalysators bei geeignetem Druck ( $> 50$  bar) und Temperatur ( $200 - 300$  °C) zur Methanolsynthese verwendet. Wasserstoff reagiert mit  $\text{CO}_2$  oder Kohlenstoffmonoxid. Dabei fällt Wasser als häufigstes Nebenprodukt an. Aufgrund der Wärme, die während der Methanolsynthese entsteht, ist eine Kühlung des Reaktors erforderlich. Die daraus resultierende Abwärme kann wiederum in anderen Herstellungsschritten genutzt werden, beispielsweise bei der Aufreinigung des Rohmethanols (vgl. Ott et al., 2012).

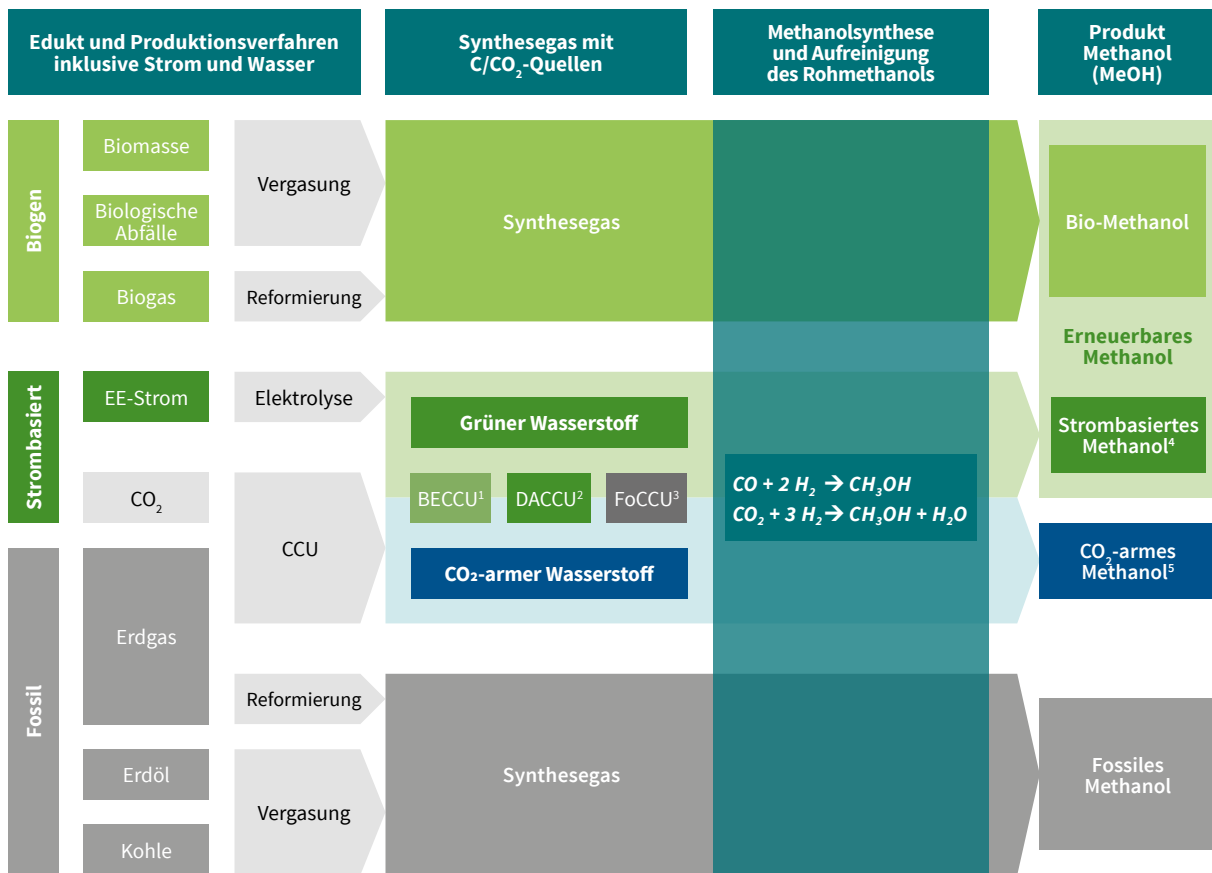
Das erzeugte Rohmethanol erfordert anschließend eine Reinigung, um Verunreinigungen wie Wasser und andere Kohlenwasserstoffe zu entfernen, die sich während der Synthese als Nebenprodukte

bilden. Dieser Reinigungsschritt erfolgt in der Regel mithilfe von Destillationskolonnen, einem thermischen Trennverfahren, das die unterschiedlichen Siedepunkte der Stoffe ausnutzt.

Eine Übersicht der verschiedenen Herstellungsschritte von Synthesegas, Methanolsynthese und Aufreinigung des Rohmethanols ist in **Abbildung 1** dargestellt.

**Die Auswahl der Synthesegasausgangsstoffe hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Nachhaltigkeit von Methanol und ist Grundlage für die Unterscheidung zwischen fossilem, erneuerbarem (biogenen sowie strombasierten) und  $\text{CO}_2$ -armem Methanol.** Wasser und Strom für den Betrieb der Kompressoren und Pumpen werden unabhängig von den Ausgangsstoffen benötigt. Fossiles Methanol wird dabei aus Synthesegas hergestellt, das aus fossilen Rohstoffen wie Kohle, Erdöl oder Erdgas gewonnen wird. Dabei ist die Kohlevergasung mit den größten  $\text{CO}_2$ -Emissionen im Vergleich zu anderen fossilen Alternativen verbunden (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021).

Abbildung 1: Herstellungsrouten für Methanol



- 1 Bioenergy with Carbon Capture and Utilization
- 2 Direct Air Carbon Capture and Utilization
- 3 Fossil Carbon Capture and Utilization
- 4 Auch CO<sub>2</sub> aus industriellen Punktquellen kann unter bestimmten Bedingungen in einer Übergangszeit für die Herstellung von RFNBO-konformen erneuerbarem Methanol verwendet werden. Bis zum Jahr 2035 ist die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Stromerzeugungsanlagen zulässig, während fossile Punktquellen bis zum Jahr 2040 genutzt werden können.
- 5 Wenn kohlenstoffarmer Wasserstoff zur Herstellung von Methanol verwendet wird und eine Emissionsreduktion von 70 % (Art. 2 Abs. 13) erzielt wird, kann das entstehende Methanol entsprechend als kohlenstoffarmer Brennstoff (low-carbon fuel) eingestuft werden.

Überblick über die verschiedenen Methanol-Produktionsrouten beginnend von den fossilen bzw. erneuerbaren Edukten bis zum fertigen Produkt (Quelle: eigene dena-Darstellung, angelehnt an IRENA und Methanol Institute, 2021; Ott et al., 2012).

Erneuerbares **Bio-Methanol** wird mithilfe von Synthesegas hergestellt, das ausschließlich aus erneuerbaren biogenen Quellen stammt, wie zum Beispiel Biogas oder Altholz (IRENA und Methanol Institute, 2021). Im Falle der energetischen Nutzung sind die Anforderungen gemäß Artikel 29 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie, REDII) in Bezug auf die THG-Einsparungen und die nachhaltige Verwendung der Biomasse zu berücksichtigen. Die Verwendung von Biomethan entspricht technisch der herkömmlichen Methanolherstellung aus Erdgas. Das Biomethan kann dabei fossilem Erdgas beigemischt werden,

um eine Produktionsanlage sukzessive auf erneuerbare biogene Ausgangsstoffe umzustellen. Für den Transport des Biomethans über das Erdgasnetz zur Methanolerzeugungsanlage sind die Anforderungen der EU-Durchführungsverordnung 996/2022 zu berücksichtigen. Demnach gilt das EU-Gasverbundnetz als ein Massenbilanzsystem. Bio-Methanol wird in der EU gemäß der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie je nach Herstellungsprozess und Verwendungsart als Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff eingestuft und zählt nicht zu den erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO – Renewable Fuels of Non-Biological Origin).

Erneuerbares **strombasiertes Methanol** wird unter Nutzung von „grünem Wasserstoff“ hergestellt, der mittels Wasserelektrolyse unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen erzeugt wird. Die Herstellung von strombasiertem Methanol erfordert darüber hinaus CO<sub>2</sub> als Kohlen- und Sauerstoffquelle. Dieses muss, damit das produzierte strombasierte Methanol als RFNBO klassifiziert werden kann, den Anforderungen der delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 entsprechen. Zum einen kann das CO<sub>2</sub> aus biologischen Quellen wie Biogas oder der Verbrennung von Biomasse (BECCU – Bio-Energy with Carbon Capture and Utilization) stammen (IRENA und Methanol Institute, 2021). Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Falle der energetischen Nutzung das abgeschiedene CO<sub>2</sub> aus der Erzeugung oder Verbrennung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen stammen muss, die den Kriterien für Nachhaltigkeit und THG-Einsparungen entsprechen, und dass für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Ersetzung gemäß den Anhängen V und VI der Richtlinie (EU) 2018/2001 keine Gutschriften für eingesparte Emissionen erteilt wurden.

Als nachhaltige CO<sub>2</sub>-Quelle wird zum anderen auch die direkte Entnahme von Kohlenstoff aus der Atmosphäre mittels DAC gezählt. Bei Nutzung einer dieser CO<sub>2</sub>-Quellen entspricht erneuerbares strombasiertes Methanol der europäischen Definition für RFNBOs. Voraussetzung dafür ist, dass der verwendete Wasserstoff gemäß der Definition der delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 als erneuerbar gilt und das Endprodukt eine Emissionsreduktion von mindestens 70 % im Vergleich zu einem fossilen Referenzwert erzielt. Auch CO<sub>2</sub> aus industriellen Punktquellen kann unter bestimmten Bedingungen in einer Übergangszeit für die Herstellung von RFNBO-konformem erneuerbarem strombasiertem Methanol verwendet werden. Bei der Verwendung von fossilem CO<sub>2</sub> muss

dieses gemäß den Vorgaben der delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 upstream in einem effektiven CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem erfasst werden, da es nach der Nutzung des Methanols voraussichtlich in die Atmosphäre gelangt und dieses ansonsten nicht als erneuerbar oder „THG-neutral“ gelten kann. Bis zum Jahr 2035 ist die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Stromerzeugungsprozessen zulässig, während weitere industrielle Punktquellen bis zum Jahr 2040 genutzt werden dürfen.

Es kann auch eine Kombination aus fossilen und erneuerbaren Ausgangsstoffen für die Synthesegasherstellung verwendet werden. So können beispielsweise roter<sup>1</sup> oder blauer Wasserstoff und erneuerbares CO<sub>2</sub> für die Herstellung von Methanol genutzt werden. In der überarbeiteten europäischen Richtlinie 2009/73/EG (Gasbinnenmarkttrichtlinie) wird dieser Wasserstoff als kohlenstoffarmer Wasserstoff definiert, wenn eine Emissionsreduktion von 70 % (Art. 2 Abs. 13) erzielt wird. Das resultierende Methanol, obwohl nicht ausschließlich erneuerbar, weist geringere Lebenszyklusemissionen auf als Methanol aus rein fossilem Synthesegas, weshalb es als **CO<sub>2</sub>-armes Methanol**<sup>2</sup> bezeichnet wird (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021).

Wenn Methanol aus nicht erneuerbarem Abfall, wie zum Beispiel alten Mineralölprodukten, hergestellt wird, kann es gemäß der delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 als wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoff (RCF – Recycled Carbon Fuel) klassifiziert werden. Voraussetzung dafür ist ebenfalls eine Reduktion der Emissionen um 70 % im Vergleich zum fossilen Referenzwert. Der nicht-erneuerbare Abfall darf gemäß der Abfallrahmenrichtlinie 2008/98/EG für eine stoffliche Verwertung nicht geeignet sein.

1 Wasserstoff, der per Elektrolyse aus Atomstrom gewonnen wird, wird als roter oder pinker Wasserstoff bezeichnet.

2 Wenn kohlenstoffarmer Wasserstoff zur Herstellung von Methanol verwendet wird und eine Emissionsreduktion von 70 % (lt. Art. 2 Abs. 13) erzielt wird, kann das entstehende Methanol entsprechend als kohlenstoffarmer Brennstoff (low-carbon fuel) eingestuft werden. Die Überarbeitung der Richtlinie befindet sich derzeit im Trilogverfahren der EU und wurde vor kurzem vom Rat der Europäischen Union formal gebilligt. Die Richtlinie tritt 20 Tage nach Veröffentlichung im Amtsblatt in Kraft; die Mitgliedstaaten haben dann zwei Jahre Zeit für die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht. Der Referenzwert für kohlenstoffarmen Wasserstoff liegt laut Artikel 29a Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 bei 94 gCO<sub>2</sub>eq/MJ.



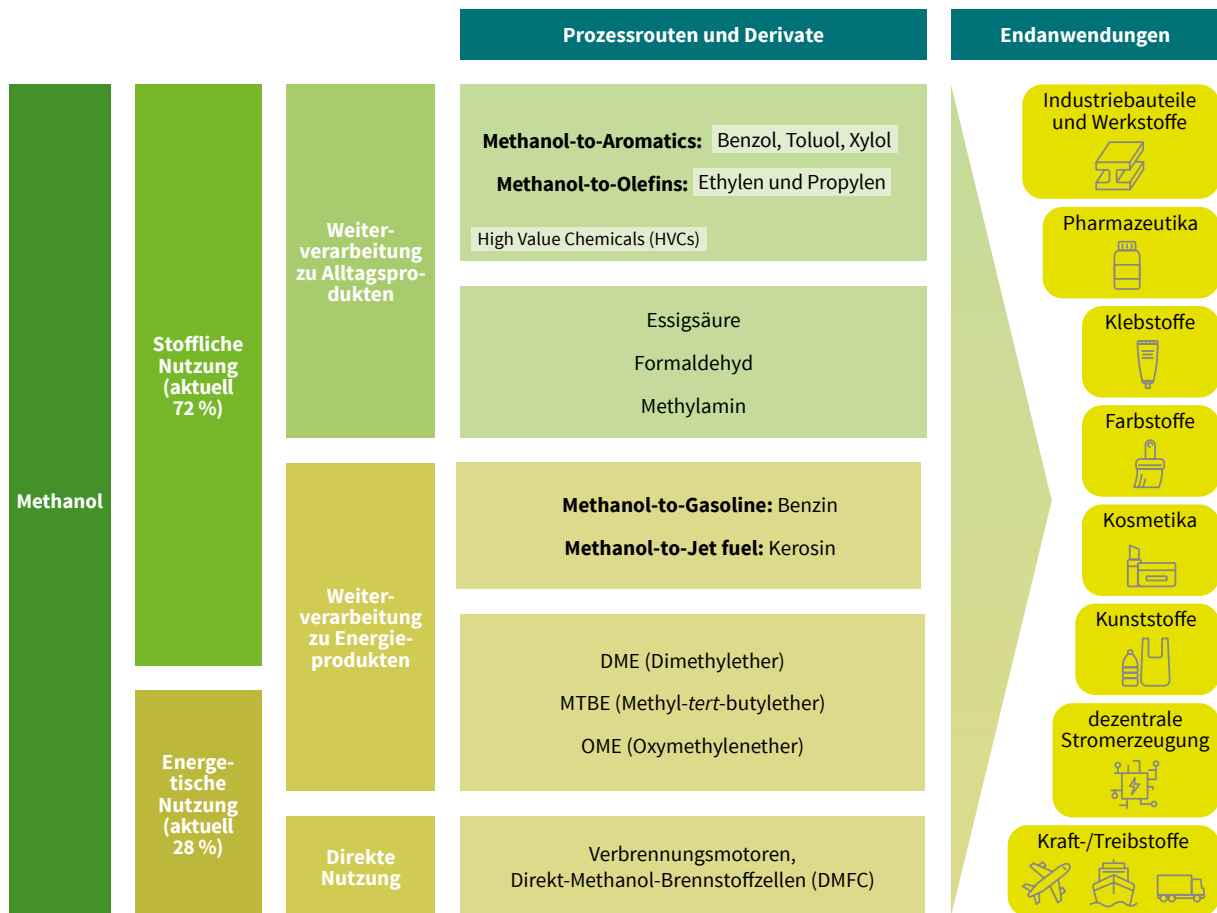
### 3 Wie kann erneuerbares Methanol zur Klimaneutralität in Deutschland beitragen?

**Sowohl die weltweite Methanolproduktion als auch die Methanolherstellung in Deutschland basieren heute größtenteils auf fossilen Rohstoffen, wobei Deutschland einen beträchtlichen Anteil aus erdölbasierten Erzeugnissen in Raffinerien gewinnt.** Im Jahr 2022 wurden weltweit etwa 106 Mt Methanol produziert (MMSA, 2023). Die globale Produktion von Methanol stützt sich zu 65 % auf Erdgas und zu 35 % auf Kohle. China ist dabei maßgeblich für den hohen Anteil an kohlebasierendem Methanol verantwortlich. Laut

IRENA und dem Methanol Institute (2023) stammen weniger als 1 % der gesamten produzierten Menge aus erneuerbaren Quellen, die hauptsächlich biogenen Ursprungs sind. In Deutschland wird Methanol zu 70 % aus ölbasierten Produkten in Raffinerien und zu etwa 30 % aus Erdgas hergestellt (vgl. Agora Industrie, 2023).

Eine Übersicht der Methanol-Wertschöpfungsketten ist in **Abbildung 2** dargestellt.

**Abbildung 2: Methanol-Wertschöpfungsketten**



Darstellung der verschiedenen Methanol-Wertschöpfungsketten untergliedert in stoffliche und energetische Nutzung und der daraus folgenden Prozessrouten und Derivate samt Endanwendungen (Quelle: eigene dena-Darstellung, angelehnt an Future Fuels, 2023; MMSA, 2023).

**Ein Großteil des produzierten Methanols wird als Grundchemikalie verwendet und bildet die Basis für eine Vielzahl chemischer Erzeugnisse.** Im

Jahr 2022 wurden etwa 72 % des weltweit erzeugten Methanols stofflich für verschiedene chemische Synthesen genutzt (MMSA, 2023). In Deutschland lag die Methanolproduktion der chemischen Industrie im selben Zeitraum bei etwa 1,1 Mt (VCI, 2023). Hauptanwendungen für Methanol waren die Herstellung von Formaldehyd (23,3 %), Essigsäure (7,3 %), Chlormethan (2,3 %), Methylmethacrylat (MMA) (1,7 %) und Methylamin (1,7 %) sowie die Herstellung von Ethylen und Propylen über die Route Methanol-to-Olefins (MtO) (31 %) (MMSA, 2023). Diese Chemikalien dienen als Ausgangsstoffe für eine Vielzahl von Produkten des täglichen Lebens, wie Klebstoffe, Lösungsmittel für Kosmetika und Parfüms, Polyurethanschaumstoffe, Acrylglas, Pharmazeutika und Pestizide.

Die restlichen rund 28 % des Methanols werden als Energieträger und Kraftstoff für Straßen- und Schiffsverkehr verwendet. Es wird entweder direkt verbrannt, Benzin beigemischt (10,7 %), zu Biodiesel verarbeitet (3,2 %) oder als Methyl-*tert*-butylether (MTBE) (10,7 %) und Dimethylether (DME) (3 %) genutzt (vgl. ebd.). MTBE wird als Extraktionsmittel in der organischen Chemie und seit den 1980er Jahren als sauerstoffhaltiger Antiklopf-Zusatz (Additiv) in Benzin verwendet. Methanol als Kraftstoff hat seit dem Jahr 2000 den größten Zuwachs verzeichnet, da es zu einer effizienteren Verbrennung beiträgt und direkt als Ersatz für Benzin in Verbrennungsmotoren eingesetzt wird. Methanol wird auch in modifizierten Dieselmotoren und der Schifffahrt verwendet. Zudem kann es in Direkt-Methanol-Brennstoffzellen zur Strombereitstellung kritischer Infrastruktur oder als dezentrale Stromversorgungsanlage dienen.

**Der Wechsel von fossilem zu erneuerbarem Methanol in bestehenden Anwendungen kann einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion der Lebenszyklusemissionen der chemischen Endprodukte leisten.** Gemäß der VCI-/VDI-Studie zur

Transformation der Chemie wird der Methanolbedarf in Deutschland bis 2045 in bestehenden Anwendungsfeldern vorraussichtlich auf rund 1,3 Mt pro Jahr ansteigen. Diese Prognose basiert auf einem erwarteten Rückgang der Grundstoffindustrie und einem leichten Wachstum der Spezialchemie.

**Die Nutzung von erneuerbarem Methanol als Ausgangsstoff ermöglicht zudem die Etablierung neuer Prozessrouten für innovative Anwendungen als Roh- und Kraftstoff, auch bekannt als Methanol-to-X-Routen.** Methanol

bildet zusammen mit Ammoniak, Chlor und sogenannten High Value Chemicals (HVCs) einen Großteil der Grundstoffe der organischen Chemie. HVCs umfassen unter anderem Alkene (Olefine), Aromaten und weitere Nebenprodukte. Die Produktion der Rohstoffbasis der organischen Chemie in Deutschland erfolgte im Jahr 2022 hauptsächlich durch das thermische Cracken (rund 70 %) von langkettigen Kohlenwasserstoffen wie fossilem Naphtha („Top-down-Ansatz“) (im Jahr 2022 über 11,7 Mt) (VCI, 2024). Alternativ kann jedoch perspektivisch erneuerbares Methanol als Rohstoff für die Gewinnung von kurzkettigeren Kohlenwasserstoffen mit variierender Zusammensetzung anstelle von fossilem Naphtha genutzt werden, wobei die Kohlenstoffketten zusammengesetzt statt aufgebrochen werden („Bottom-up-Ansatz“). Über die jeweiligen Methanol-to-X-Routen (Olefine (MtO), Aromaten (MtA)) können die HVCs der Grundstoffindustrie langfristig klimaneutral aus erneuerbarem Methanol hergestellt werden. Darüber hinaus können perspektivisch auch Kraft- und Treibstoffe

wie Benzin (MtG) und Kerosin (MtJ) über die Methanol-to-X-Routen erzeugt werden. Die MtO-Route wurde erstmals 2010 in China industriell erprobt und wird dort heute bereits großflächig eingesetzt, um Methanol aus fossilen Quellen weiter zu verarbeiten (vgl. Tian et al., 2015; Agora Industrie, 2023). Über die MtO-Route werden Ethylen und Propylen hergestellt, welche als Ausgangsstoffe für die Produktion von Polymeren wie Polyethylen (PE) und Polypropylen (PP) sowie von  $\alpha$ -Olefinen dienen, die wiederum als Tenside genutzt werden. PE und PP sind die weltweit am häufigsten genutzten Standardkunststoffe (hauptsächlich als Verpackungsmaterialien). Die MtA-Route befindet sich derzeit auf dem Weg zur Kommerzialisierung. Aromaten wie Benzol, Toluol und Xylol dienen als Basischemikalien für die Herstellung z. B. von Klebstoffen, Farbstoffen, Kosmetika, Parfüm, Pharmazeutika sowie synthetischen Kautschuken.

Die Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 prognostiziert, dass die Produktion von HVCs in Deutschland im Jahr 2045 zu gut einem Drittel auf Methanol und der MtO-Route aufbauen wird. Die verbleibenden knapp zwei Drittel der HVCs sollen aus Steamcracking-Produkten auf Basis u. a. von importiertem grünem Naphta hergestellt werden. Hintergrund der Prognose eines hohen verbleibenden Anteiles von Cracking-Produkten sind die bislang geringe Effizienz und damit potenziell langfristig hohen Kosten der MtA-Technologien sowie die effiziente Abstimmung bestehender Wertschöpfungsketten in Deutschland auf die gesamte Palette der Steamcracker-Produkte (vgl. Agora, 2021).

**Die Verwendung von erneuerbarem Methanol in neuen Anwendungsfeldern würde die Nachfrage steigern, zu deren Deckung ein erheblicher Anstieg der Methanolproduktion notwendig wäre.**

Allein die Umstellung auf die MtO-Route könnte bis 2045 zu einem Anstieg von 1,1 Mt (2022) auf 14 Mt führen (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021). Der Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie<sup>3</sup> (2023) prognostiziert sogar einen noch höheren Bedarf, wenn die Produktion von HVCs weitgehend auf die MtO- bzw. MtA-Route umgestellt wird. Bei einem angenommenen Anteil dieser Verfahren von 70 bis 90 % an der Herstellung von HVCs könnten bis 2045 etwa zwischen 19 und 23,7 Mt Methanol<sup>4</sup> benötigt werden (BMWK, 2023a).

**Die Verwendung von erneuerbarem Methanol über die Methanol-to-X-Route ermöglicht aufgrund der Weiterverarbeitung zu hochwertigen Energieprodukten und des Umrüsten von Motoren das Durchdringen bestehender sowie die Eröffnung neuer Anwendungsfelder zur Defossilisierung des Verkehrssektors.** Da die bestehende fossile Tankinfrastruktur nahezu kompatibel für den Einsatz mit Methanol ist, lassen sich niedrigschwellig Nachrüstungen ohne nennenswerte Kosten vornehmen. Somit kann auf einen Neubau inkl. Integration von Kompressoren und Druckbehältern sowie auf einen dedizierten Ausbau der Stromnetze und Austausch von Bestandfahrzeugen verzichtet und auf vorhandene Motor-Technologie zurückgegriffen werden. Damit bietet sich Methanol insbesondere für Transportmodi an, welche durch hohe benötigte Reichweiten und bisher fehlende Lade- oder Wasserstoffinfrastruktur auf kohlenwasserstoffhaltige Kraftstoffe angewiesen sind.

Methanol-Derivate wie DME und Oxymethylenether (OME) können zukünftig speziell für Selbstzündungsmotoren (Dieselmotoren) verwendet werden, während die MtG- und MtJ-Routen perspektivisch die Produktion von klimaneutralem Benzin und Kerosin ermöglichen. In der Hochseeschifffahrt ist Methanol

<sup>3</sup> Die Systementwicklungsstrategie des BMWK ist eine robuste, sektorübergreifende Strategie für die Transformation des Energiesystems. Sie wird vom BMWK in einem partizipativen Prozess erstellt, in den Vertreterinnen und Vertreter der Energiewirtschaft, Industrie, Zivilgesellschaft und Politik eingebunden sind. Wissenschaftlich basiert die Systementwicklungsstrategie auf den Langfristszenarien des BMWK (BMWK, 2023a).

<sup>4</sup> Der Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie (2023) geht davon aus, dass bei der Umstellung der Verfahren zur Herstellung von klimaneutralen HVCs 2045 ein Wasserstoffbedarf von rund 120 bis 150 TWh entstehen würde. Für eine Tonne grünes strombasiertes Methanol werden 0,19 t Wasserstoff und 1,38 t CO<sub>2</sub> benötigt (IRENA und Methanol Institute, 2021).

im Vergleich zu Wasserstoff aufgrund seiner doppelt so hohen volumetrischen Energiedichte und der sicheren sowie unkomplizierten Handhabung bei Umgebungstemperatur und -druck wirtschaftlicher und effizienter. Zudem kann Methanol auch in herkömmlichen Zweitakt- und Viertaktmotoren verwendet werden, die aktuell mit Schweröl, Marinediesel oder Benzin betrieben werden. Im Vergleich mit Schweröl reduziert der Einsatz von strombasiertem Methanol den Ausstoß von Schwefeloxiden (SO<sub>x</sub>) um bis zu 99 %, von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) um 60 bis 80 % und von Feinstaubemissionen um bis zu 95 % (vgl. DNV GL, 2016; Methanol Institute, 2020; IRENA und Methanol Institute, 2021; Öko-Institut, 2023). Laut DNV nimmt die Nutzung von Methanol als Treibstoff in der Schifffahrt zu, mit einem wachsenden Interesse von Reedereien und einer steigenden Anzahl von Schiffen (im Jahr 2023 bereits 29 Schiffe im Betrieb), die auf Methanol umgerüstet wurden (vgl. DNV, 2024). So haben die weltweit größten Containerschiff-Reedereien Maersk, Cosco und CMA CGM bis Jahresende 2022 jeweils 19, 5 und 18 Schiffe mit Dual-Fuel-Motoren bestellt, die sowohl mit konventionellem Kraftstoff als auch Methanol betrieben werden können (vgl. Maersk, 2023; Cosco, 2023; CMA CGM, 2023). BloombergNEF identifiziert bis Ende 2023 weltweit insgesamt 225 Bestellungen von Schiffen mit Methanol-Dual-Fuel-Motoren (BloombergNEF, 2024). Die Prognosen für den zukünftigen Kraftstoffmix in der Schifffahrt schwanken aufgrund von ungewisser Kraftstoffpreisentwicklung, -sicherheit und -verfügbarkeit erheblich. In Studien mit technoökonomischer Perspektive werden

allerdings Methanol und Ammoniak als die aussichtsreichsten Kandidaten hervorgehoben (vgl. Korberg et al., 2021; MMKMC, 2021; 2018; LR und UMAS, 2020). Bietet Ammoniak das Potenzial, als kohlenstofffreier maritimer Treibstoff von der Verfügbarkeit von erneuerbarem CO<sub>2</sub> entkoppelt zu sein, hat Methanol für diese Anwendung Vorteile in Hinblick auf geringere technische Anforderungen beim Transport und Gebrauch sowie eine geringere Toxizität (vgl. Öko-Institut, 2023). Unter der Prämisse, dass sich ammoniakbasierter Kraftstoff als unvorteilhaft oder zu riskant erweisen sollte, könnte strombasiertes Methanol zusammen mit Bio-Methanol bis 2050 fast die Hälfte des Kraftstoffmixes in der Schifffahrt ausmachen (vgl. MMKMC, 2021).

## 4 Wie gelingt die Erzeugung von ausreichend erneuerbarem Methanol zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland?

**Die wachsende globale Nachfrage nach Methanol, besonders aus erneuerbaren Quellen, erfordert eine rasche Hochskalierung der Produktion, wobei Bio-Methanol aus biogenen Rohstoffen auch lokal eine vielversprechende kurz- bis mittelfristige Lösung darstellt.** Gemäß einer Prognose der IRENA und des Methanol Institute könnte die weltweite Nachfrage nach Methanol bis zum Jahr 2050 auf etwa 500 Mt ansteigen. Davon könnten rund 77 % aus erneuerbaren Quellen stammen, wobei 50 % strombasiert (250 Mt) und 27 % biogenen Ursprungs (135 Mt) sein könnten (IRENA und Methanol Institute, 2021). Für die Deckung des globalen strombasierten Methanolbedarfs bis 2050 würden rund 350 Mt CO<sub>2</sub> und 40 Mt Wasserstoff benötigt. In Deutschland könnte der Bedarf an erneuerbarem bzw. kohlenstoffarmem Methanol für die unterschiedlichen Anwendungsfelder und Prozessrouten bis 2045 auf bis zu 23,7 Mt<sup>5</sup> ansteigen (vgl. Kapitel 3). Um diese Mengen bereitstellen zu können, ist es erforderlich, die kurz- bis mittelfristige Hochskalierung der erneuerbaren Methanolproduktion voranzutreiben.

Dabei eignet sich im ersten Schritt insbesondere die Skalierung von Methanol auf Basis biogener Rohstoffe. Bio-Methanol kann bereits heute zu vergleichsweise wettbewerbsfähigen Kosten<sup>6</sup> von 300 – 900 €/t hergestellt werden (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021). Der Prozess zur Herstellung von Synthesegas aus biogenen Rohstoffen ist technologisch reif und kommerziell verfügbar (Harris et al., 2021). Die Wettbewerbsfähigkeit von Bio-Methanol hängt jedoch heute und auch zukünftig stark von den eingesetzten biogenen Ausgangsstoffen (z. B. Mais-Silage, Holz, Abfälle und Abwässer) ab.

**Eine gezieltere Nutzung von Biomasse und biogenen Abfallstoffen kann die erneuerbare Methanolproduktion im Inland skalieren.** Obwohl Biomasse eine begrenzte Ressource ist und einem Nachfrageanstieg gegenübersteht, verfügt Deutschland grundsätzlich über beträchtliche Potenziale zur Nutzung biologischer Ausgangsstoffe für die Methanolherstellung (vgl. Agora Industrie, 2023). Eine Umstellung der derzeitigen Nutzungskonzepte von biogenen Rohstoffen ist hierfür jedoch zwingend erforderlich.

Bisher wird etwa ein Viertel der verfügbaren Biomasse (48 Mt) energetisch genutzt (vgl. ebd.), vor allem für die Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen (vgl. BMEL, 2022). Dies führt jedoch dazu, dass der enthaltene erneuerbare Kohlenstoff bereits nach kurzer Zeit als CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre gelangt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass nur so viel Kohlenstoff in die Atmosphäre abgegeben wird, wie zuvor von der Biomasse aus dieser gebunden wurde. Die Herstellung von Bio-Methanol aus Biomasse ermöglicht eine effizientere Nutzung des Kohlenstoffs, wenn das Methanol z. B. in der chemischen Industrie zur Produktion langlebiger Produkte verwendet wird und in einem nachhaltigen Kreislaufsystem integriert werden kann.

Biogene Rest- und Abfallstoffe bieten eine vielversprechende Kohlenstoffquelle für die Bio-Methanolherzeugung. Diese Biomasse umfasst forstwirtschaftliche Reststoffe, landwirtschaftliche Nebenprodukte, industrielle Abfallstoffe und Siedlungsabfälle. In Deutschland gibt es noch eine beträchtliche Menge an ungenutzter Biomasse (14 – 48 Mt Trockenmasse, etwa 2,5 – 8,6 Mt erneuerbarer Kohlenstoff), die

<sup>5</sup> Für die Erzeugung dieser Mengen strombasierten Methanols braucht es zwischen 26,2 – 32,7 Mt Kohlenstoffdioxid und 3,6 – 4,5 Mt Wasserstoff.

<sup>6</sup> Im Januar 2022 lag der Spotmarktpreis für (fossiles) Methanol in Rotterdam bei 405,08 €/t (MMSA, 2023) (Wechselkurs 1 US \$ = 0,9509 €; BMZ, 2024).

für die Methanolerzeugung genutzt werden könnte. Weitere 27 – 34 Mt an biogenen Rest- und Abfallstoffen werden aktuell energetisch verwertet. Eine materielle oder stoffliche Nutzung würde hingegen eine Kreislaufführung oder Mehrfachnutzung ermöglichen und damit einen höheren Beitrag zur Senkung der Emissionen und Ressourcenschonung leisten.

**Eine weitere Möglichkeit, die inländische Produktion von Methanol ressourcenschonend zu skalieren, besteht darin, bestehende Prozesse zu koppeln, in denen bereits CO<sub>2</sub> anfällt.** Biogenes CO<sub>2</sub>, das als Nebenprodukt bei der Biogas-erzeugung anfällt, bietet hierbei eine Möglichkeit. Das dabei freigesetzte CO<sub>2</sub> kann in einem Koppelprozess mit Wasserstoff zu erneuerbarem Methanol umgewandelt werden (BECCU – Bioenergy with Carbon Capture and Utilization) (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021).

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Nutzung industrieller Punktquellen. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Auftrag gegebenen Langfristszenarien (2023) betonen die Bedeutung der Abscheidung, Nutzung und langfristigen Bindung von CO<sub>2</sub> (FoCCU – Fossil Carbon Capture and Usage) bei der Zement- und Kalkherstellung als entscheidendes Instrument zur langfristigen Emissionsreduzierung dieser Branchen (BMWK, 2023b). Diese gehen davon aus, dass etwa 13 – 15 Mt CO<sub>2</sub> für die stoffliche Verwertung in der chemischen Industrie zur Verfügung stehen könnten (vgl. ebd.). Für die Produktion ist zusätzlich eine bedarfsgerechte Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff erforderlich.<sup>7</sup> Hierfür

muss der Wasserstoff entweder lokal erzeugt oder über Pipelines bezogen werden. Obwohl die Nutzung von FoCCU kurz- und mittelfristig eine ökonomisch attraktive Kohlenstoffquelle darstellt und die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus derzeit nicht dekarbonisierbaren Prozessen wie der Zementherstellung oder Müllverbrennung ermöglicht, beruht diese Möglichkeit weiterhin auf fossilen Kohlenstoffquellen und stellt langfristig keine erneuerbare Kohlenstoffquelle dar (vgl. Fraunhofer, 2023).

**Die strombasierte Methanolproduktion mit DAC als Kohlenstoffquelle wird mittel- bis langfristig als entscheidend für die nachhaltige Deckung des Methanolbedarfs angesehen, da die Verfügbarkeit von Biomasse und Kohlenstoffpunktquellen begrenzt ist und die Methanolproduktion mit anderen Sektoren um deren Nutzung konkurriert.** Die Herstellung von erneuerbarem Methanol durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aus DAC hat das Potenzial, den nationalen und weltweiten Bedarf langfristig zu decken. Die Preisbildung von strombasiertem Methanol wird dabei durch erneuerbaren Wasserstoff und CO<sub>2</sub> bestimmt, wobei die Kosten für beide Ausgangsstoffe stark von Preis und Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms abhängen. Um langfristig eine Wettbewerbsfähigkeit mit fossilem Methanol zu erreichen und eine ausreichende Produktion von strombasiertem Methanol zu gewährleisten, sind bedeutende Investitionen in den Ausbau der Kapazitäten für erneuerbaren Strom, die Wasserstoffherzeugung und die DAC-Technologie erforderlich. Für die prognostizierte Produktionsmenge von 250 Mt strombasierten Methanols bis 2050 werden global etwa 1.580 TWh (~47,5 Mt)

<sup>7</sup> Die Herstellung von 1 t Methanol erfordert 0,19 t Wasserstoff und 1,38 t Kohlenstoffdioxid (IRENA und Methanol Institute, 2021).

erneuerbaren Wasserstoffs benötigt, was einem zusätzlichen erneuerbaren Strombedarf von rund 2.260 TWh entspricht<sup>8</sup> (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021).

Die Skalierung der DAC-Technologien erfordert erhebliche Investitionen sowie weitere Fortschritte in der Forschung und Entwicklung. Verschiedene Unternehmen entwickeln derzeit die DAC-Technologie, die die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft bei Umgebungstemperatur ermöglicht. Das abgetrennte CO<sub>2</sub> wird dann in konzentrierter Form freigesetzt, wofür insbesondere Wärmeenergie und Strom benötigt werden. Obwohl die DAC-Technologie in einem frühen Entwicklungsstadium und noch nicht kommerziell verfügbar ist, bietet sie das Potenzial, die Umgebungsluft als nahezu unerschöpfliche Quelle für CO<sub>2</sub> zugänglich zu machen. DAC-Anlagen sind unabhängig von heutigen punktuellen Emissionsquellen und können überall auf der Welt eingesetzt werden. Aufgrund ihres hohen Energiebedarfs steht die DAC-Technologie neben Unsicherheiten bezüglich der ökonomischen Konkurrenzfähigkeit großen Herausforderungen in Hinblick auf die Verfügbarkeit von Energie aus erneuerbaren Quellen gegenüber,

sodass eine Anwendung insbesondere in Regionen mit ausreichender Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie realisierbar scheint (vgl. Block, Viebahn und Jungbluth, 2024).

**Für Deutschland könnte der Import von strombasiertem Methanol aus Regionen mit niedrigeren Produktionskosten eine Lösungsoption sein, um langfristig den Bedarf an erneuerbarem Methanol zu decken.** Während ein Teil des kurz- bis mittelfristigen Bedarfs durch in Deutschland hergestelltes Bio-Methanol oder Carbon-Capture-and-Utilization-Anwendungen abgedeckt werden kann, werden die langfristigen Bedarfe insbesondere für die neuen Anwendungsfelder durch die Flächenrestriktionen und Nutzungskonkurrenz der biogenen Rohstoffe begrenzt bleiben. Um dennoch die prognostizierten inländischen Bedarfe durch erneuerbares Methanol decken zu können, muss Deutschland einen bedeutenden Teil seines Bedarfs importieren. Die strombasierte Produktion von erneuerbarem Methanol mittels Elektrolyse und DAC-Technologie weist wegen der Verfügbarkeit günstiger erneuerbarer Energiequellen weltweit dabei ein vielversprechendes Potenzial auf.

---

<sup>8</sup> Unter der Annahme eines durchschnittlichen Elektrolyse-Wirkungsgrades von 70 %. Zum Vergleich: In Deutschland wurden im Jahr 2023 rd. 272 TWh erneuerbarer Strom erzeugt, was einem Anteil von 51,8 % an der Gesamtstromerzeugung entsprach (UBA, 2024).

## 5 Wie gelingen die inländische Verteilung und der schiffsbasierte Transport von erneuerbarem Methanol?

**Methanol ist aufgrund seiner chemisch-physikalischen Eigenschaften ein sehr vorteilhafter Vektor für den Transport erneuerbaren Wasserstoffs und Kohlenstoffs nach Deutschland.** Laut der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie wird bis 2030 ein Wasserstoffbedarf von 95 – 130 TWh erwartet, von dem 50 – 70 % (45 – 90 TWh) durch Importe gedeckt werden müssen (BMWK, 2023c). Dieser Anteil wird nach 2030 voraussichtlich weiter steigen. Während ein großer Teil dieses Bedarfs durch leitungsgebundenen Import von gasförmigem Wasserstoff gedeckt wird, bleibt der Import von Wasserstoffderivaten per Schiff zur Diversifizierung langfristig unabdingbar.

Methanol bietet mehrere Vorteile gegenüber anderen Transportoptionen wie komprimiertem oder flüssigem Erdgas (CNG – Compressed Natural Gas bzw. LNG – Liquefied Natural Gas), Ammoniak, synthetischen Kraftstoffen und komprimiertem oder flüssigem Wasserstoff (CGH<sub>2</sub> – Compressed Hydrogen bzw. LH<sub>2</sub> – Liquefied Hydrogen) und kann im Vergleich zu vielen Alternativen auch stofflich ohne Rückumwandlung in großen Mengen genutzt werden. Wasserstoff erfordert für den Schiffsimport entweder hohe Drücke (350 – 700 bar) oder extrem niedrige Temperaturen (-253 °C) bei Transport und Lagerung, was energieintensiv und damit teuer ist. LNG benötigt ebenfalls kryogene Temperaturen (-162 °C), und flüssiges Ammoniak muss entweder gekühlt (-34 °C) oder unter Druck (10 bar) transportiert und gelagert

werden. Methanol hingegen bleibt unter Umgebungsbedingungen flüssig und erfordert keine speziellen Umwandlungsschritte (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021).

Obwohl Methanol eine geringere volumetrische Energiedichte<sup>9</sup> als Benzin und Diesel hat, übertrifft es CGH<sub>2</sub>, LH<sub>2</sub>, Ammoniak und CNG<sup>10</sup> (siehe **Tabelle 1**; vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021; Öko-Institut, 2023). Synthetisches Naphtha<sup>11</sup> aus erneuerbaren Energien ist zwar möglich, aber komplexer und energieintensiver in der Herstellung (IRENA und Methanol Institute, 2021; Kramer, 2018). Methanol kann zudem bei Bedarf über die MtG-Route in Benzin umgewandelt werden, wobei die Emissionsprobleme von Benzin und Diesel bestehen bleiben (vgl. IRENA, 2016).

Trotz seiner Toxizität ist Methanol im Vergleich zu Ammoniak und anderen FT-Kraftstoffen weniger wassergefährdend und bietet weniger Risiko für Umweltschäden. Im Falle einer Freisetzung in Wasser, bspw. durch Leckage, erfolgt durch die hohe Wasserlöslichkeit von Methanol eine rasche Verdünnung. In Kombination mit seiner vollständigen biologischen Abbaubarkeit reichert sich Methanol so langfristig nicht in der Umgebung an (vgl. Öko-Institut, 2023).

9 Bei CNG handelt es sich um gasförmiges Erdgas, das unter hohem Druck (200 – 250 bar) komprimiert wird, um das Volumen zu reduzieren sowie den Transport und die Speicherung zu erleichtern. Im Gegensatz dazu ist LNG flüssiges Erdgas und wird bei sehr niedrigen Temperaturen (etwa -162 °C) transportiert.

10 Methanol weist eine höhere Energiedichte auf als andere potenzielle Energieträger wie LNG, Ammoniak und Wasserstoff, insbesondere unter Berücksichtigung der Größe von Lagertanks und der dafür benötigten Isolierung (Methanol Institute, 2023).

11 Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (FT-Kraftstoffe) sind Produkte der Fischer-Tropsch-Synthese. Die Fischer-Tropsch-Synthese ermöglicht die Erzeugung von synthetischen kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffen, die zu Kraftstoffen wie Diesel oder Kerosin weiterverarbeitet werden können.



**Tabelle 1: Energieträger und ihre Transporteigenschaften**

Energieträger	Bedingungen beim Transport		Volumetrische Energiedichte	Mögliche Umweltbelastungen	
	Druck in bar	Temperatur in °C	MWh/m <sup>3</sup>	Toxizität, Wassergefährdung, Entflammbarkeit/ Explosionsgefahr, THG-Potenzial	
<b>Wasserstoff</b>	<b>CGH<sub>2</sub></b>	350/700	20	1,3 (700 bar)	Nicht toxisch und wassergefährdend, gut entflammbar und explosiv, indirektes THG-Potenzial.
	<b>LH<sub>2</sub></b>	1	-253	2,4	
<b>Methanol<sup>1</sup></b>		1	20	4,4	Toxisch, geringfügig wassergefährdend (biologisch abbaubar), geringe Entflammbarkeit/Explosivität, kein THG-Potenzial.
<b>Methan</b>	<b>CNG</b>	250	20	2,5	Nicht toxisch und wassergefährdend, gut entflammbar und explosiv, bedeutendes THG-Potenzial.
	<b>LNG</b>	1	-162	5,8	
<b>Ammoniak</b>		1 – 10	-34 (1 bar) -20 (10 bar)	3,2	Sehr toxisch, stark wassergefährdend, geringe Entflammbarkeit/Explosivität, THG-Potenzial (durch Lachgas).
<b>FT-Kraftstoffe<sup>1</sup> (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>)</b>		1	20	8,9 – 10,2	Toxisch, wassergefährdend, entflammbar und explosiv, kein THG-Potenzial.

<sup>1</sup> Methanol und FT-Kraftstoffe sind ohne weitere Zustandsänderung (Verflüssigung oder Verdichtung) bei Normaldruck (1 bar) und Umgebungstemperatur (20 °C) transportfähig.

Vergleich der verschiedenen Energieträger und ihrer relevanten Eigenschaften für den Transport (Quelle: eigene Darstellung, angelehnt an IRENA und Methanol Institute, 2021; Prognos, Öko-Institut und IREES, 2023).

**Für den wachsenden Bedarf an erneuerbarem Methanol wird zukünftig eine dezidierte Infrastruktur für den Import, die Verteilung und die Inlandsproduktion benötigt. Dabei kann auf bereits vorhandene Infrastrukturen zurückgegriffen werden.**

Methanol ist bereits heute ein weltweit gehandelter Rohstoff, für den umfangreiche Vertriebs- und Lagerkapazitäten vorhanden sind. Jeden Monat werden Millionen von Tonnen Methanol per Tanker, Lastkahn, Bahn und Lkw zu verschiedenen, weit verstreuten Abnehmern transportiert. Die meiste Methanolerzeugung in Deutschland geschieht allerdings in integrierten Prozessen vor Ort an Raffineriestandorten. Der Großteil der aktuellen deutschen Methanol-Importe verläuft über den niederländischen Seehafen in Rotterdam. Die deutschen Seehäfen spielen dabei bisher eine untergeordnete Rolle. Dennoch bestehen auch in den deutschen Häfen etwa 900.000 Tonnen (5 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>) Anlandekapazität für die Gütergruppe „Chemische Grundstoffe,

organisch“, zu der Methanol gehört (vgl. Prognos, Öko-Institut und IREES, 2023). Eine Umrüstung oder Aufstockung der Kapazitäten könnte daher teilweise ohne große Investitionsbedarfe erfolgen. So hat bspw. der Hafen Rostock bereits weitreichende Erfahrungen mit dem Umschlag von Methanol, aber auch andere Standorte entwickeln Projekte zum Methanolumschlag (vgl. Landtag MV, 2023).

Derzeit erfolgt die Weiterverteilung zu den Abnehmern nicht pipelinegebunden, sondern hauptsächlich über den Schienenweg oder durch die Binnenschifffahrt. Eine Erhöhung der Transportmengen ist bei diesen Hinterlandbindungen mittelfristig nur eingeschränkt möglich. Methanol kann auch durch Pipelines transportiert werden, ähnlich wie Erdöl und dessen Derivate (vgl. IRENA und Methanol Institute, 2021). Eine Umwidmung fossiler Infrastrukturen (insb. Ölpipelines, die langfristig nicht mehr benötigt werden) könnte daher sinnvoll sein, da bestehende Infrastrukturen Häfen mit den Raffineriestandorten verbinden,

z. B. Rostock mit den Raffinerien in Schwedt und Leuna, Brunsbüttel mit der Raffinerie in Heide, Wilhelmshaven über die Norddeutsche Oelleitung mit Hamburg und über die Nord-West-Oelleitung mit den Raffineriestandorten im Ruhrgebiet.

Die inländische Erzeugung von Methanol kann durch den Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur unterstützt werden. Je nach Szenario und Entfernung zwischen CO<sub>2</sub>-Quelle und Methanolproduktion kann dafür leitungsgebundener Transport gegenüber dem Schienentransport Effizienz und Kostenvorteil ergeben (vgl. BMWK, 2023b).

**Der perspektivisch wachsende Bedarf an erneuerbarem Methanol wird den Aufbau einer Importinfrastruktur und die Errichtung einer Lieferkette zur Versorgung des Hinterlandes unabdingbar machen. Die getroffenen Annahmen über das tatsächliche Ausmaß des Methanolbedarfs in Deutschland sind zum jetzigen Zeitpunkt jedoch mit Unsicherheiten behaftet.** Die zukünftig steigenden Methanol-Importe und der erforderliche Ausbau der Infrastruktur unterliegen aufgrund verschiedener Faktoren, wie der Verfügbarkeit von heimischer Biomasse, biogenem Kohlenstoff, der Ressourceneffizienz, Kreislaufquote, dem weltweiten Kapazitätsausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Elektrolyseuren und DAC-Anlagen sowie der zukünftigen Preisentwicklung von Methanol und seinen Hauptbestandteilen (Wasserstoff und Kohlenstoff), noch diversen Unsicherheiten. Diese Unsicherheiten könnten dazu führen, dass signifikante Nachfrage erst mittel- bis langfristig entstehen könnte. Da Investitionszyklen bei der Infrastrukturmürüstung berücksichtigt werden müssen, könnte je nach Bedarf und Lage des Verbrauchers zunächst der multimo-

dale Transport im Vordergrund stehen (Kombination aus Hochseeschiff, Binnenschiff, Eisenbahn & LKW). Die Bedeutung der vorhandenen fossilen Infrastruktur (Energieterminals in den Häfen und Rohölpipelines) und des Aufbaus der CO<sub>2</sub>-Infrastruktur steigt mit steigender Nachfrage nach Methanol durch neue Prozessrouten deutlich an.

Welche Anwendungen zukünftig Methanol einsetzen werden und welche Ausgangsstoffe die Chemieindustrie einsetzen wird, kann durch strategische politische Leitplanken gelenkt und begleitet werden. Der Aufbau von Produktionskapazitäten wird voraussichtlich sowohl im In- wie im Ausland finanzielle Unterstützung benötigen. Insbesondere die ersten Projekte mit DAC tragen ein hohes Risiko. Wann immer fossile Infrastrukturen in Deutschland jedoch transformiert oder stillgelegt werden, sollte bereits heute eine Umrüstung mitgedacht und gegebenenfalls politisch unterstützt werden. Sowohl für die Seehäfen als auch die bestehenden Rohölpipelines könnten diese Transformationen früher als der Anstieg der Methanolnachfrage anstehen. Der Import von erneuerbarem Methanol wird den Aufbau von Wasserstoffimportpipelines nicht ersetzen können, sondern bietet als Diversifizierung und zur Bereitstellung von Kohlenstoff eine zusätzliche Lösung. Die Verfügbarkeit von nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Quellen steht als Beschränkung dabei Effizienz- und Sicherheitsvorteilen des Methanoltransports gegenüber.

# Literaturverzeichnis

(AGEB, 2023): AG Energiebilanzen e. V. (2023). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1991 bis 2022. Online verfügbar unter: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt\\_2022\\_deu-1.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deu-1.pdf). Zuletzt geprüft am 05.06.2024.

(AGEB, 2024): AG Energiebilanzen e. V. (2024). Energieflussbild der Bundesrepublik Deutschland 2022. Energieeinheit Petajoule (PJ). Online verfügbar unter: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/AGEB\\_Energieflussbild-2022\\_PJ\\_lang\\_DE\\_20240301.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/AGEB_Energieflussbild-2022_PJ_lang_DE_20240301.pdf). Zuletzt geprüft am 05.06.2024.

(Agora, 2021): Prognos AG, Öko-Institut e. V., Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-2045-1>. Zuletzt geprüft am 13.06.2024.

(Agora Industrie, 2023): Agora Industrie (2023). Chemie im Wandel. Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten. Online verfügbar unter: [https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-02\\_IND\\_Climate\\_Positive\\_Chemistry\\_DE/A-EW\\_299\\_Chemie\\_im\\_Wandel\\_DE\\_WEB.pdf](https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-02_IND_Climate_Positive_Chemistry_DE/A-EW_299_Chemie_im_Wandel_DE_WEB.pdf). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(Block, Viebahn und Jungbluth, 2024): Block S., P. Viebahn und C. Jungbluth (2024). Analysing direct air capture for enabling negative emissions in Germany: an assessment of the resource requirements and costs of a potential rollout in 2045. In: *Frontiers in Climate*. Volume 6. 2024. <https://doi.org/10.3389/fclim.2024.1353939>.

(BloombergNEF, 2024): BloombergNEF (2024). Scaling Up Hydrogen: The Case for LowCarbon Methanol. A BNEF and Climate Technology Coalition White Paper. Online verfügbar unter: [https://assets.bhub.io/media/sites/25/2024/06/BNEF-Methanol-Report\\_to-publish.pdf](https://assets.bhub.io/media/sites/25/2024/06/BNEF-Methanol-Report_to-publish.pdf). Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

(BMEL, 2022): Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2022). Nutzen und Bedeutung der Bioenergie. Online verfügbar unter: <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/bioenergie-nutzen-bedeutung.html>. Zuletzt geprüft am 12.06.2024.

(BMWK, 2023a): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023). Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie. Online verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=11](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(BMWK, 2023b): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Modul Industriesektor. Online verfügbar unter: [https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_T45-Bericht\\_Szenarien\\_Industrie\\_final.pdf](https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45-Bericht_Szenarien_Industrie_final.pdf). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(BMWK, 2023c): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023. Online verfügbar unter: [https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(BMZ, 2024): Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (2024). Offizieller DAC-Umrechnungskurs. ODA-Zahlen. Online verfügbar unter: <https://www.bmz.de/de/ministerium/zahlen-fakten/oda-zahlen/hintergrund/dac-umrechnungskurs-35300>. Zuletzt geprüft am 19.06.2024.

(CMA CGM, 2023): CMA CGM Group (2023). 2022 CSR REPORT. NON-FINANCIAL PERFORMANCE REPORT. Online verfügbar unter: [https://www.cmacgm-group.com/api/sites/default/files/2023-06/CMA%20CGM\\_Rapport%20RSE%202022\\_EN.pdf](https://www.cmacgm-group.com/api/sites/default/files/2023-06/CMA%20CGM_Rapport%20RSE%202022_EN.pdf). Zuletzt geprüft am 11.06.2024.

(Cosco, 2023): Cosco Shipping Lines Co., LTD. (2023). 2022 Sustainability Report. We Deliver Value – Connecting the Land and the Sea. Online verfügbar unter: [https://lines.coscoshipping.com/lines\\_resource/pdf/quality2022en.pdf](https://lines.coscoshipping.com/lines_resource/pdf/quality2022en.pdf). Zuletzt geprüft am 11.06.2024.

Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184: Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185: Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

(DNV, 2024): DNV AS (2024). Alternatives Fuels Insight. Online verfügbar unter: <https://afi.dnv.com/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2024.

(DNV GL, 2016): DNV GL (2016). USE OF METHANOL AS FUEL. Methanol as marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility. Online verfügbar unter: <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IMO-Methanol-Marine-Fuel-21.01.2016.pdf>. Zuletzt geprüft am 10.06.2024.

Durchführungsverordnung (EU) 996/2022: Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission vom 14. Juni 2022 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen. Aktuelle konsolidierte Fassung vom 30.12.2023. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32022R0996>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

(Fraunhofer, 2023): Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (2023). Life Cycle Assessment for Methanol Production from Industrial CO<sub>2</sub> sources and Direct Air Capture. Online verfügbar unter: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/54e566bb-cf7e-4fa3-b630-cefeb42bcff3/content>. Zuletzt geprüft am 17.06.2024.

(Future Fuels, 2023): Future Fuels (2023). Methanol – eine Basischemikalie und Energieträger mit grünem Potenzial. Online verfügbar unter: <https://futurefuels.blog/in-der-theorie/methanol-eine-basischemikalie-und-energetraeger-mit-gruenem-potenzial/>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

(Harris et al., 2021): Harris K., R. G. Grim und L. Tao (2021). A comparative techno-economic analysis of renewable methanol synthesis from biomass and CO<sub>2</sub>: Opportunities and barriers to commercialization. A comparative techno-economic analysis of renewable methanol synthesis from biomass and CO<sub>2</sub>: Opportunities and barriers to commercialization. In: Applied Energy. Volume 303. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117637>.

(IRENA, 2016): International Renewable Energy Agency (2016). INNOVATION OUTLOOK: ADVANCED LIQUID BIOFUELS. Online verfügbar unter: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA\\_Innovation\\_Outlook\\_Advanced\\_Liquid\\_Biofuels\\_2016.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Innovation_Outlook_Advanced_Liquid_Biofuels_2016.pdf). Zuletzt geprüft am 11.06.2024.

(IRENA und Methanol Institute, 2021): International Renewable Energy Agency und Methanol Institute (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. Online verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>. Zuletzt geprüft am 19.06.2024.

(Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021): Luderer G., C. Kost und D. Sörgel (Eds.) (2021). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. (Ariadne-Report). Potsdam Institute for Climate Impact Research. 359. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>.

(Korberg et al., 2021): Korberg A. D., S. Brynolf, M. Grahn und I. R. Skov (2021). Techno-economic assessment of advanced fuels and propulsion systems in future fossil-free ships. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 142. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110861>.

(Kramer, 2018): Kramer U. (2018). Defossilizing the transportation sector. Options and requirements for Germany. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V. (2018). Online verfügbar unter: [https://www.fvv-net.de/fileadmin/Transfer/Downloads/FVV\\_Future\\_Fuels\\_Study\\_report\\_Defossilizing\\_the\\_transportation\\_sector\\_R586\\_final\\_v.3\\_2019-06-14\\_\\_EN.pdf](https://www.fvv-net.de/fileadmin/Transfer/Downloads/FVV_Future_Fuels_Study_report_Defossilizing_the_transportation_sector_R586_final_v.3_2019-06-14__EN.pdf). Zuletzt geprüft am 11.06.2024.

(Landtag MV, 2023): Wirtschaftsausschuss Landtag Mecklenburg-Vorpommern (2023). Stellungnahme der Rostock Port GmbH zur öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses am 26. Oktober 2023, Themenblock „Energie“. Online verfügbar unter: [https://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/Dokumente/Ausschuesse/Wirtschaftsausschuss/Weitere\\_Dokumente/AD\\_8\\_365.pdf](https://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/Dokumente/Ausschuesse/Wirtschaftsausschuss/Weitere_Dokumente/AD_8_365.pdf). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(LR und UMAS, 2020): Lloyd's Register and University Maritime Advisory Services (2020). Techno-economic assessment of zero-carbon fuels. Online verfügbar unter: <https://www.lr.org/en/knowledge/press-room/press-listing/press-release/lr-and-umas-publish-techno-economic-assessment-of-zero-carbon-fuels/>. Zuletzt geprüft am 10.06.2024.

(Maersk, 2023): Møller A. P. – Mærsk A/S (2023). 2022 Sustainability Report. All the way. Online verfügbar unter: [https://www.maersk.com/~/\\_media\\_sc9/maersk/corporate/sustainability/files/resources/2022/maersk-sustainability-yearly-report\\_2022.pdf?la=en&hash=CF327884FAD1B65ABB57607BA9B721CA](https://www.maersk.com/~/_media_sc9/maersk/corporate/sustainability/files/resources/2022/maersk-sustainability-yearly-report_2022.pdf?la=en&hash=CF327884FAD1B65ABB57607BA9B721CA). Zuletzt geprüft am 11.06.2024.

(Methanol Institute, 2020): Methanol Institute (2020). Methanol: emerging global energy markets. Online verfügbar unter: [https://usea.org/sites/default/files/event-/SOTEI%202020\\_Greg%20Dolan\\_MI%20USEA%20Annual%20Forum%2023%20Jan%202020.pdf](https://usea.org/sites/default/files/event-/SOTEI%202020_Greg%20Dolan_MI%20USEA%20Annual%20Forum%2023%20Jan%202020.pdf). Zuletzt geprüft am 10.06.2024.

(Methanol Institute, 2023): Methanol Institute (2023). Marine Methanol: Future-Proof Shipping Fuel. Online verfügbar unter: [https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/05/Marine\\_Methanol\\_Report\\_Methanol\\_Institute\\_May\\_2023.pdf](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/05/Marine_Methanol_Report_Methanol_Institute_May_2023.pdf). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(MMKMC, 2021): Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping (2021). Industry Transition Strategy 2021. Online verfügbar unter: [https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/MMMCZCS\\_Industry-Transition-Strategy\\_Oct\\_2021.pdf](https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/MMMCZCS_Industry-Transition-Strategy_Oct_2021.pdf). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(MMSA, 2023): Methanol Market services Asia (2023). MMSA World Supply and Demand Summary. Online verfügbar unter: <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>. Zuletzt geprüft am 29.04.2024.

(Öko-Institut, 2023): Öko-Institut e. V. Methanol as a marine fuel (2023). Advantages and limitations. Öffentlich verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Methanol-as-a-marine-fuel.pdf>. Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(Ott et al., 2012): Ott J., V. Gronemann, F. Pontzen, E. Fiedler, G. Grossmann, D. B. Kersebohm, G. Weiss und C. Witte (2012). Methanol. In Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry (Ed.). [https://doi.org/10.1002/14356007.a16\\_465.pub3](https://doi.org/10.1002/14356007.a16_465.pub3).

(Prognos, Öko-Institut und IREES, 2023): Prognos AG, Öko-Institut e. V. und IREES GmbH (2023). Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten. Bericht zum BMWK-Vorhaben Wissenschaftliche Unterstützung Klimapolitik und Maßnahmenprogramm. Online verfügbar unter: [https://irees.de/wp-content/uploads/2023/07/20230718\\_H2\\_Transportouten\\_Abschlussbericht.pdf](https://irees.de/wp-content/uploads/2023/07/20230718_H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf). Zuletzt geprüft am 11.06.2024.

Richtlinie 2008/98/EG: Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien. Aktuelle konsolidierte Fassung vom 18.02.2024. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32008L0098>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

Richtlinie 2009/73/EG: Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG. Aktuelle konsolidierte Fassung vom 23.06.2022. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0073>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

Richtlinie (EU) 2018/2001: Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Aktuelle konsolidierte Fassung vom 20.11.2023. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>. Zuletzt geprüft am 24.06.2024.

(Tian et al., 2015): Tian P., Y. Wei, M. Ye und Liu Z. (2015). Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization. In: ACS Catalysis 2015 5 (3). 1922 – 1938. <https://doi.org/10.1021/acscatal.5b00007>.

(UBA, 2024): Umweltbundesamt (2024). Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. Online verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024\\_uba\\_hg\\_erneuerbareenergien\\_dt.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024_uba_hg_erneuerbareenergien_dt.pdf). Zuletzt geprüft am 07.06.2024.

(VCI, 2023): Verband der Chemischen Industrie e. V. (2023). Chemiewirtschaft in Zahlen. Online verfügbar unter: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2023.pdf>. Zuletzt geprüft am 05.06.2024.

(VCI, 2024): Verband der Chemischen Industrie e. V. (2024). Energiestatistik. Daten und Fakten. Online verfügbar unter: <https://www.vci.de/die-branch/zahlen-berichte/vci-statistik-grafiken-energie-klima-rohstoffe-chemie.jsp>. Zuletzt geprüft am 05.06.2024.

(VCI und VDI, 2023): Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI) und Verein Deutscher Ingenieure e. V. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Online verfügbar unter: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschure-langfassung-es.pdf>. Zuletzt geprüft am 12.06.2024.

# Abkürzungen

BECCU	Bioenergy with Carbon Capture and Utilization
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCU	Carbon Capture and Utilization
CGH <sub>2</sub>	Compressed Hydrogen
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
DME	Dimethylether
FoCCU	Fossil Carbon Capture and Usage
FT-Kraftstoffe	Fischer-Tropsch-Kraftstoffe
HVCs	High Value Chemicals
LH <sub>2</sub>	Liquified Hydrogen
LNG	Liquified Natural Gas
MMA	Methylmethacrylat
MtA	Methanol-to-Aromatics
MTBE	Methyl- <i>tert</i> -butylether
MtG	Methanol-to-Gasolin
MtJ	Methanol-to-Jet fuel
MtO	Methanol-to-Olefins
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
OME	Oxymethylenether
PE	Polyethylen
PP	Polypropylen
RCF	Recycled Carbon Fuel
REDII	überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie, Richtlinie (EU) 2018/2001
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
SO <sub>x</sub>	Schwefeloxide
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde



