

Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten

67KE0088_3.001

Basel/Berlin/Karlsruhe,
21.06.2023

Bericht zum BMWK-Vorhaben Wissenschaftliche Unterstützung
Klimapolitik und Maßnahmenprogramm (67KE0088)

Ansprechpartner / Autorinnen und Autoren

Sven Kreidelmeyer, Prognos AG (Projektleitung)
Tim Trachsel, Prognos AG

Roman Mendelevitch, Öko-Institut e.V.
Nora Wissner, Öko-Institut e.V.
Jürgen Sutter, Öko-Institut e.V.

Nele Friedrichsen, IREES GmbH
Lennart Bunnenberg, IREES GmbH

Prognos AG Berlin
Goethestraße 85
10623 Berlin

Öko-Institut e.V.
Borkumstraße 2
13189 Berlin

IREES GmbH
Durlacher Allee 77
76131 Karlsruhe

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
1. Einleitung	7
2. Übersicht über die Transportrouten:	7
3. Infrastrukturen der Transportrouten	9
3.1. Transportroute 1 - Wasserstoff gasförmig	9
3.1.1. Verdichter	10
3.1.2. Leitungen	10
3.2. Transportroute 2 – Wasserstofftransportschiffe	10
3.2.1. Verflüssigungsanlagen	10
3.2.2. Wasserstoffschiffe	11
3.2.3. Importterminals	11
3.3. Transportroute 3 - Ammoniaktransport per Schiff	12
3.3.1. Synthese	12
3.3.2. Ammoniakschiffe	12
3.3.3. Importterminals	13
3.4. Transportroute 4 - Ammoniaktransport per Schiff plus Cracker	13
3.4.1. Ammoniakcracker	13
3.5. Bereitstellung des erneuerbaren Kohlenstoffs	13
3.6. Transportroute 5 - Pipelinetransport von Methan	14
3.6.1. Synthese (Sabatier-Prozess)	14
3.6.2. Pipeline und Verdichter	15
3.7. Transportroute 6 - Schiffstransport von Methan	15
3.7.1. Verflüssigungsanlagen und Exportterminals	15
3.7.2. Importterminals	17
3.8. Transportroute 7 - Schiffstransport von Methan mit CO₂-Kreislauf	17
3.8.1. Transportschiffe für CO ₂	18
3.8.2. Dampfreformer mit CO ₂ -Abscheidung	18
3.9. Transportroute 8 - Schiffstransport von Methanol	18
3.9.1. Methanolsynthese	19
3.9.2. Methanoltransport	19
3.10. Transportroute 9 - Schiffstransport von LOHC	19
3.10.1. Trägermedium	19

3.10.2.	Hydrierung und Dehydrierung	20
4.	Energieaufwände und Kosten	20
4.1.	Energieaufwände	20
4.1.1.	Zentrale Annahmen der Berechnungen	21
4.1.2.	Diskussion	23
4.2.	Transportkosten	24
4.2.1.	Gesamtkosten	24
4.2.2.	Infrastrukturkosten	26
4.2.3.	Energiebedingte Kosten	27
5.	Klima- und Umweltwirkungen der Transportrouten	32
5.1.	Grundlegende Charakteristika der Transportmedien	33
5.2.	Beschreibung von Umwelt- und Klimawirkungen sowie Sicherheitsaspekte in den jeweiligen Transportrouten	36
5.3.	Quantifizierung der Klimawirkung	45
5.3.1.	Wasserstofftransport	47
5.3.1.1.	Abgabe von Wasserstoff in die Atmosphäre	47
5.3.1.2.	Quantifizierung der Klimawirkung für Wasserstofftransportketten	48
5.3.2.	Methantransport	49
5.3.2.1.	Abgabe von Methan in die Atmosphäre	49
5.3.2.2.	Quantifizierung der Klimawirkung für Methantransportketten	50
5.3.3.	Ammoniaktransport und Abgabe von Lachgas in die Atmosphäre	51
5.4.	Zusammenfassung Klima- und Umweltwirkung	52
6.	Fazit	54
7.	Anhänge	55
	Literaturverzeichnis	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Weltweit geplante Verflüssigungsanlagen für LNG	16
Abbildung 3-2:	Gebaute und geplante LNG-Importterminals	17
Abbildung 4-1:	Spezifischer Energieaufwand und Effizienz für die Transportrouten	23
Abbildung 4-2:	Gesamtkosten der Transportrouten	25
Abbildung 4-3:	Fixe Infrastrukturkosten der Transportfälle	26
Abbildung 4-4:	Energiebedingte Kosten der unterschiedlichen Transportrouten	29
Abbildung 4-5:	Einfluss von Energiepreisannahmen auf die energiebedingten Transportkosten	31
Abbildung 4-6:	Kosten für Treibstoff Diesel versus Wasserstoff/Derivat	32
Abbildung 5-1:	Wirkung entlang Transportroute 1	36
Abbildung 5-2:	Wirkungen entlang Transportroute 2	37
Abbildung 5-3:	Wirkungen entlang Transportroute 3	38
Abbildung 5-4:	Wirkungen entlang Transportroute 4	40
Abbildung 5-5:	Wirkungen entlang Transportroute 5	40
Abbildung 5-6:	Wirkungen entlang Transportroute 6	41
Abbildung 5-7:	Wirkungen entlang Transportroute 7	42
Abbildung 5-8:	Wirkungen entlang Transportroute 8	44
Abbildung 5-9:	Wirkungen entlang Transportroute 9	45
Abbildung 6-1:	Gesamtbewertung Übersicht	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Übersicht über die zu berücksichtigenden Prozessschritte für die unterschiedlichen Transportrouten	8
Tabelle 5-1:	Charakteristika der Transportmedien und zusammenfassende Einschätzung zu Entflammbarkeit, Explosionsgefahr, Sicherheitsregularien sowie Toxizität	34
Tabelle 5-2:	Treibhausgaspotenziale der einzelnen Vektoren sowie Treibhausgaswirkung der Bereitstellung über die einzelnen Routen	46
Tabelle 5-3:	Wasserstoffemissionen entlang der Prozesskette je Prozessschritt	48
Tabelle 5-4:	Methanemissionen entlang der Prozesskette je Prozessschritt	50
Tabelle 5-5:	Ammoniak- und potenzielle N ₂ O-Emissionen entlang der Prozesskette	52
Tabelle 5-6:	Zusammenfassung Klima- und Umweltwirkungen	52
Tabelle 7-1:	Annahmen zur Berechnung des Treibstoffbedarfs für den Schiffstransport	55
Tabelle 7-2:	Annahmen zur Berechnung der Energieaufwände der Transportrouten	56
Tabelle 7-3:	Annahmen Verluste der Transportrouten	58
Tabelle 7-4:	Transportfall 1 – Wasserstoff gasförmig - Pipelinetransport	58
Tabelle 7-5:	Transportfall 2 – Wasserstoff flüssig - Schiffstransport	59
Tabelle 7-6:	Transportfall 3 – Ammoniak - Schiffstransport	59
Tabelle 7-7:	Transportfall 4 – Ammoniak – Schiffstransport mit Ammoniakcracker	60
Tabelle 7-8:	Transportfall 5 – Methan - Pipelinetransport	60
Tabelle 7-9:	Transportfall 6 – Methan flüssig - Schiffstransport	61
Tabelle 7-10:	Transportfall 7 – Methan flüssig – Schiffstransport CO ₂ -Kreislauf	61
Tabelle 7-11:	Transportfall 8 – Methanol - Schiffstransport	62
Tabelle 7-12:	Transportfall 9 – LOHC - Schiffstransport	62

1. Einleitung

Diese Studie beschäftigt sich mit der Frage, wie Wasserstoff nach Deutschland transportiert werden kann und welche Transportrouten über welche Wasserstoffvektoren sinnvoll erscheinen. Dazu wurde analysiert, welche Infrastrukturen für die untersuchten Transportrouten notwendig sind, welche Infrastrukturen und Anlagen zur Nachnutzung bereits bestehen, mit welchen Kosten für die Infrastrukturen, Energieverbräuche und Verluste zu rechnen ist und mit welcher Energieeffizienz die einzelnen Transportmöglichkeiten verbunden sind. Darüber hinaus wurde analysiert, welche Auswirkungen und Gefahren für die Umwelt, das heißt sowohl für Mensch und Natur als auch hinsichtlich Klimawirkungen, entstehen können.

Zur Eingrenzung der Frage wurden in einem ersten Schritt 9 Transportrouten definiert, die näher untersucht wurden. Generell wurden die Routen klimaneutral und großtechnisch skalierbar definiert. Das bedeutet, dass beim Transport keine Treibhausgase anfallen und z.B. klimaneutrale Treibstoffe genutzt werden. Außerdem werden die Routen in einer großtechnischen Anwendung betrachtet, die bereits Skaleneffekte mit einbezieht. Als Schiffstreibstoff wurde daher als Standardfall der Verbrauch des treibhausgasneutralen (bzw. -armen) Transportmediums angenommen. Für alle Transportrouten wurde angenommen, dass der Wasserstoff gasförmig im Exportland zur Verfügung steht. Die Produktionsseite des Wasserstoffs mit unterschiedlichen Erzeugungsmöglichkeiten wurde in dieser Studie nicht betrachtet. Eine Verteilung des Wasserstoffs in Deutschland bis zum Endverbraucher wurde ebenfalls ausgeklammert. Bildlich gesprochen enden die Transportrouten an den deutschen Häfen bzw. den deutschen Fernleitungsnetzen.

Hinsichtlich der Transportfälle wurden zur besseren Vergleichbarkeit einheitliche Transportdistanzen von 10.000 km für Schiffstransportfälle und 2.000 km für Pipelinetransportfälle angesetzt.

2. Übersicht über die Transportrouten:

Folgende Transportfälle wurden in dieser Studie betrachtet:

1. Wasserstoff gasförmig – Pipelinetransport – Wasserstoff gasförmig
2. Wasserstoff gasförmig – Verflüssigung – Schiffstransport – Regasifizierung - Wasserstoff gasförmig
3. Wasserstoff gasförmig - Ammoniakherstellung – Schiffstransport – Ammoniakdirektnutzung
4. Wasserstoff gasförmig - Ammoniakherstellung – Schiffstransport – Ammoniakcracker – Wasserstoff gasförmig
5. Wasserstoff gasförmig – Methansynthese – Pipelinetransport – Methandirektnutzung
6. Wasserstoff gasförmig – Methansynthese – Verflüssigung – Schiffstransport – Regasifizierung - Methandirektnutzung
7. Wasserstoff gasförmig – Methansynthese – Verflüssigung – Schiffstransport – Regasifizierung – Rückgewinnung H_2 – Wasserstoffdirektnutzung – CO_2 -Kreislaufführung
8. Wasserstoff gasförmig – Methanolherstellung – Schiffstransport – Methanoldirektnutzung bzw. Folgeprodukte
9. Wasserstoff gasförmig – LOHC Bindung – Schiffstransport – Wasserstoffrückgewinnung aus LOHC – Wasserstoff gasförmig

Tabelle 2-1 stellt die Übersicht der einzelnen Prozessschritte der 9 Transportrouten dar. Dabei wird dargelegt, welche Wandlungsschritte jeweils beim Transportfall anfallen, auf welchem Weg der Transport erfolgt, welche Infrastrukturen hierfür notwendig sind und welcher Energieträger im Importland genutzt wird.

Tabelle 2-1: Übersicht über die zu berücksichtigenden Prozessschritte für die unterschiedlichen Transportrouten

	Wasserstoff gasförmig	Wasserstoff flüssig	LOHC
Transportroute	1	2	9
(Um)wandlungsschritte	keine	Verflüssigung evtl. Verdampfer	Hydrierung Dehydrierung
Transportwege	per Pipeline, Neubau oder umgewidmete Erdgasleitung	Schiffstransport des flüssigen H ₂ anschließend Direktnutzung des Flüssigwasserstoffs oder Verdampfer	Schiffstransport von LOHC
Notwendige Infrastrukturen	Verdichter möglicherweise Zwischen- bzw. Pufferspeicher Pipeline	Verflüssigungsanlage Zwischenspeicher und Exportterminal spezielle Wasserstofftransportschiffe Importterminals Regasifizierungsanlage	Hydrieranlage, LOHC-Speicher Zwischenspeicher, Exportterminal Transportschiffe, wobei bestehende Tanker genutzt werden können Importterminals, Speicher (für LOHC), Dehydrierungsanlage
Energieträgernutzung im Importland	gasförmiger H ₂	gasförmiger oder flüssiger H ₂	gasförmiger H ₂

	Ammoniak	Synthetisches Methan	Methanol
Transportroute	3, 4	5, 6, 7	8
(Um)wandlungsschritte	Ammoniaksynthese Ammoniakverflüssigung ggf. Cracken von Ammoniak (bei Rückwandlung in H ₂)	Methansynthese alternativ: Rückgewinnung H ₂	Methanolsynthese
Transportwege	per Schiff	per Pipeline ggf. per Schiff	per Schiff ggf. per Pipeline

	Ammoniak	Synthetisches Methan	Methanol
Notwendige Infrastrukturen	Luftzerlegungsanlage und Ammoniaksynthesen NH ₃ -Verflüssigungsanlagen NH ₃ -Speicher und Exportterminals Transportschiffe (bestehen bereits) Importterminals ggf. Ammoniakcracker	Methansynthese Kohlenstoffquelle z.B. DAC Zwischenspeicher Pipeline (bestehende Erdgaspipeline oder Neubau) alternativ: Exportterminal (z.B. Nutzung LNG-Verflüssigung und Exportterminal) alternativ: Transportschiff (z.B. Nutzung LNG-Schiffe) alternativ: Importterminal (z.B. Nutzung LNG-Terminal) alternativ: Dampfreformer mit CO ₂ -Abscheidung und anschließendem CO ₂ -Kreislauf (TES-Konzept)	Methanolsynthese Kohlenstoffquelle z.B. DAC Zwischenspeicher, Exportterminal Transportschiffe (bestehen bereits) oder Pipeline Importterminals
Energieträgernutzung im Importland	Ammoniak oder gasförmiger H ₂	Synthetisches Methan alternativ H ₂ (z.B. TES-Konzept mit Rückgewinnung von H ₂ und CO ₂ -Kreislauf)	Methanol oder Folgeprodukte (z.B. Methanol-to-Olefine)

Quelle: Eigene Darstellung.

3. Infrastrukturen der Transportrouten

3.1. Transportroute 1 - Wasserstoff gasförmig

Für den Transport von Wasserstoff per Pipeline sind keine Umwandlungsschritte des Wasserstoffs erforderlich. Dieser kann direkt über Leitungen von der Exportregion nach Deutschland transportiert werden. Hierfür sind jedoch Infrastrukturen bzw. Anlagen in Form von Pipelines erforderlich. Außerdem werden in regelmäßigen Abständen entlang der Pipelinestrecke Verdichterstationen benötigt, um den Gasdruck entsprechend aufrecht zu erhalten. Hinsichtlich der Infrastrukturen ist bei dieser Transportroute vor allen Dingen zwischen diesen beiden Teilen, den Pipelines bzw. Röhren und den Verdichtern, zu unterscheiden. Für eine technisch-ökonomische Bewertung ist außerdem noch entscheidend, ob eine Pipeline neu errichtet wurde oder ob bestehende Gaspipelines nachgenutzt werden.

3.1.1. Verdichter

Bei der Nachnutzung von Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff müssen die Verdichteranlagen erneuert werden. Bestehende Erdgasverdichter sind aufgrund der unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften von Wasserstoff gegenüber Erdgas nicht für den Gastransport von reinem Wasserstoff geeignet. Adam et. al (2020) gehen beispielsweise davon aus, dass bestehende Erdgasverdichter ab einem Wasserstoffanteil von 40 % nicht mehr für den Betrieb geeignet sind und dass diese ausgetauscht werden müssen. Staiß et. al (2022) gehen in ihrer Kostenberechnung der unterschiedlichen Transportfälle ebenfalls davon aus, dass eine Nachnutzung nicht möglich ist und setzen daher für die Verdichter anfallende Neuinvestitionen an.

3.1.2. Leitungen

Für bestehende Erdgaspipelines erscheint eine Nachnutzung für den Transport von Wasserstoff auf Basis unterschiedlicher Literaturangaben sehr wahrscheinlich möglich. Allerdings muss die Einschränkung gemacht werden, dass die Nachnutzung im Einzelfall von dem jeweiligen Stahl bzw. der Materialbeschaffenheit der Röhre und des Betriebsverhaltens beim Wasserstofftransport abhängig ist.

Adam et al. (2020) nennen häufige Druckwechsel im Betrieb der Leitung als einen Hauptgrund, der bei Umstellung auf Wasserstoff zu Problemen der Leitungen führen kann. Diese gilt es zu vermeiden, was bei einem stetigen Transport im Fernleitungsnetz auch heute im Erdgasnetz in der Regel der Fall ist. Außerdem können regelmäßige Inspektionen der Rohrwände dazu beitragen, mögliche kritische Veränderungen an den Pipelines frühzeitig zu erkennen. Adam et al. (2020) gehen dabei davon aus, dass bestehende Überprüfungskonzepte und Technologien der heutigen Erdgasinfrastruktur weitergenutzt werden können. Eine aktuelle Studie des Umweltbundesamtes (UBA 2023) nennt neben der bereits genannten Überwachung und der Vermeidung von Druckschwankungen der Leitung noch zusätzlich die Möglichkeit einer Innenbeschichtung oder der Beimischung von Zersetzungshemmern zur Vermeidung von Rissen in den Leitungen.

Der Neubau von Wasserstoffpipelines ist prinzipiell auch möglich. Es bestehen zur Zeit bereits drei reine Wasserstoffpipelines in Deutschland: 240 km im Ruhrgebiet und Rheinland, 150 km im Mitteldeutschen Chemiedreieck und 30 km von Brunsbüttel nach Heide. Die Technologie ist ausgereift und in jahrzehntelanger Nutzung. Beim Neubau von Wasserstoffpipelines gilt es jedoch Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten für die Trassen zu beachten. Es ist daher davon auszugehen, dass eine Umwidmung bestehender Pipelines eher (3-5 Jahre) zu realisieren ist als eine Neuerrichtung von Wasserstoffpipelines (8-10 Jahre).

3.2. Transportroute 2 – Wasserstofftransportschiffe

Für den Transport von Wasserstoff per Schiff muss der Wasserstoff zunächst verflüssigt werden. Hierfür sind Verflüssigungsanlagen im Exportland erforderlich. Der verflüssigte Wasserstoff muss im Anschluss auf spezielle Transportschiffe, die für den Transport von Wasserstoff geeignet sind, geladen werden. Zur Aufnahme des Flüssigwasserstoffes sind Importterminals an der deutschen Küste erforderlich.

3.2.1. Verflüssigungsanlagen

Wasserstoff muss zur Verflüssigung auf -253 Grad Celsius heruntergekühlt werden. Hierbei handelt es sich um einen technischen Prozess, dessen praktische Anwendung bereits etabliert ist, jedoch

sind hierfür hohe Energieaufwände notwendig (siehe Kapitel 4). Weltweit existieren bereits Anlagen mit einer Verflüssigungskapazität in einer Größenordnung von 500 Tonnen pro Tag. Zum Teil bestehen diese Anlagen seit den 70er Jahren. Der Grund hierfür ist, dass flüssiger Wasserstoff als Raketentreibstoff genutzt wird, wofür bestehende Anlagen aktuell größtenteils im Einsatz sind. Die bestehenden Anlagen zur Verflüssigung werden aufgrund des unterschiedlichen Einsatzes von Wasserstoff (direkte Nachfrage ggü. Transport) nur in Ausnahmefällen für den Export von Wasserstoff geeignet sein. Für die Transportroute müssen daher neue Anlagen errichtet werden.

Aktuell für den Schifftransport im Einsatz ist eine Anlage in Port Hastings (Australien), diese verflüssigt Wasserstoff mit einer Kapazität von 0,25 Tonnen pro Tag. Der verflüssigte Wasserstoff ist für den Export von Australien nach Japan vorgesehen.

3.2.2. Wasserstoffschiffe

Für den Transport von Flüssigwasserstoff werden spezielle Tankschiffe benötigt. Diese müssen es ermöglichen, den geladenen Wasserstoff bei -253 °C gekühlt zu halten. Eine Einschränkung bei der Realisierung dieser Transportroute ist die Verfügbarkeit der notwendigen Transportschiffe. Weltweit existiert bisher mit der „Suiso Frontier“ nur ein einziges Transportschiff im industriellen Maßstab, das in der Lage ist, flüssigen Wasserstoff zu transportieren. Die Suiso Frontier weist ein Transportvolumen von rund 1.250 m^3 auf, was jedoch im Vergleich mit z.B. LNG-Tankern von bis zu 270.000 m^3 deutlich geringer ist. Laut IEA (2022) gibt es eine Reihe von Ankündigungen weiterer Schiffskonzepte zum Wasserstofftransport. Hyundai Industries hat beispielsweise angekündigt, ein erstes Schiff in der Größenordnung von 20.000 m^3 bis 2027 fertiggestellt zu haben. Der kommerzielle Betrieb wird von Hyundai Industries für die Dekade nach 2030 erwartet. Kawasaki Industries plant, bis 2030 ein erstes Schiff in der Größenordnung von 160.000 m^3 marktreif fertiggestellt zu haben. Auch europäische Konzepte wie LH2 Europe in Zusammenarbeit mit der niederländischen Firma C-Job sehen einen ersten kommerziellen Betrieb ihres Schiffs mit 37.500 m^3 frühestens im Jahr 2027.

Anhand dieser Ankündigungen und aufgrund der technischen Schwierigkeiten, die auch noch bei der Umsetzung einzelner Projekte zu bewältigen sind, ist damit zu rechnen, dass ein großtechnischer Wasserstoffimport über diese Route erst nach 2030 zu realisieren ist.

3.2.3. Importterminals

Für den Import von Wasserstoff sind Terminals notwendig, an denen die Transportschiffe anlanden und an denen der flüssige Wasserstoff entladen werden kann. Außerdem ist eine Regasifizierung des Wasserstoffs notwendig, sofern der Wasserstoff in gasförmigem Aggregatzustand weitertransportiert oder genutzt werden soll.

Prinzipiell kommt für die Anlandung und die Regasifizierung von Wasserstoff die Nachnutzung von LNG-Terminals, welche gerade in der Planung sind, in Frage. Riemer & Wachsmuth (2022b) gehen jedoch davon aus, dass LNG-Terminals nur bedingt für die Nachnutzung von Wasserstoff geeignet sind. Rund die Hälfte der getätigten Investitionen können weitergenutzt werden, sollten die auf LNG ausgelegten Anlagen für den Wasserstofftransport umgerüstet werden. Das teuerste Bauteil der LNG-Terminals ist dabei der Tank, der rund die Hälfte der Investitionen darstellt. Sofern dieser Anlagenteil für den Import von Wasserstoff nachgenutzt werden sollte, müssten jedoch spezielle hochlegierte Stähle eingebaut werden, die auch für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind. Hierdurch werden Zusatzinvestitionen in Höhe von bis zu 50 % (Riemer & Wachsmuth 2022b) notwendig, die bereits bei der Errichtung der LNG-Anlagen anfallen würden. Eine spätere Nachrüstung reicht nicht

aus. Dennoch muss bei Umstellung von LNG auf Wasserstoff ein höherer Boil-Off, also Verlust, von Wasserstoff in Kauf genommen werden, da die Anlage nicht optimal auf den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt sein wird. Weitere Bauteile wie Pumpen und Rohrleitungen des ursprünglichen LNG-Terminals können laut Riemer & Wachsmuth (2022b) wahrscheinlich nicht weitergenutzt werden und müssten ausgetauscht werden.

3.3. Transportroute 3 - Ammoniaktransport per Schiff

Bei Ammoniak handelt es sich um ein stark riechendes, giftiges, wasserlösliches Gas, das sich relativ einfach verflüssigen lässt (unterhalb von -33 Grad Celsius bzw. oberhalb von 8,6 bar). Aktuell werden rund 182 Mio. t Ammoniak weltweit produziert (IEA 2019), wovon 20 Mio. t (104 TWh) über Ländergrenzen hinweg gehandelt werden. Deutschland stellte 2021 rund 2,4 Mio. t Ammoniak her und war zugleich Nettoimporteur mit rund 70 Tsd. Tonnen. Die Importe nach Deutschland erfolgen in der Regel über Kesselwagen oder Binnenschiffe.

Die Herstellung von Ammoniak erfolgt heute zum größten Teil auf Basis von Erdgas. Die größten Exporteure von Ammoniak im Jahr 2021 waren Russland mit 24 % und Trinidad und Tobago mit 23 %, die beide über große und kostengünstige Erdgasaufkommen verfügen.

Für den Transport von Ammoniak per Schiff muss der Wasserstoff zunächst in Syntheseanlagen in Ammoniak umgewandelt werden. Hierfür sind Syntheseanlagen im Exportland erforderlich. Das Ammoniak muss im Anschluss auf spezielle Transportschiffe, die für den Transport von Ammoniak geeignet sind, geladen werden. Zur Aufnahme des Ammoniaks sind Importterminals an der deutschen Küste erforderlich.

3.3.1. Synthese

Ammoniak wird bereits seit Beginn seiner industriellen Produktion über das sogenannte Haber-Bosch-Verfahren hergestellt. Ammoniak wird dabei aus Wasserstoff und atmosphärischem Stickstoff synthetisiert. Die Anlagen sind in ihrer Anwendung und technischen Reife weitestgehend ausgereift und optimiert. Zum Export von Wasserstoff über Ammoniak werden in der Regel Neuanlagen errichtet werden müssen, da bestehende Ammoniakproduktionsanlagen wahrscheinlich nicht auf den Export von Wasserstoff ausgelegt sind, sich also beispielsweise nicht in küstennahen Gebieten potenzieller Wasserstoffexportregionen befinden (IEA 2023).

3.3.2. Ammoniakschiffe

Der Transport von Ammoniak über den Seeweg erfolgt heute über sogenannte LPG-Tanker. Die Schiffsklasse der LPG-Tanker ist für den Transport von LPG (Liquified Petroleum Gas) ausgelegt, aber auch andere Stoffe werden mit diesen Tankern transportiert. Solange die Tanks der Schiffe keine Kupfer- oder Zink-Beschichtungen enthalten, können die LPG-Tanker auch problemlos Ammoniak transportieren (IEA 2023). Aktuell existieren mehr als 200 Schiffe weltweit, die Ammoniak großtechnisch transportieren können, 40 davon werden ausschließlich für den Ammoniaktransport genutzt. Das Ladevolumen dieser Schiffe reicht von 30.000 m³ bis 80.000 m³.

Es ist davon auszugehen, dass zu Beginn dieser Transportroute bestehende Schiffe genutzt werden können. Um jedoch großtechnisch den bestehenden Ammoniaktransport nicht einzuschränken und gleichzeitig zusätzlichen Ammoniak zu importieren, müssten weitere Ammoniaktransportschiffe gebaut werden.

3.3.3. Importterminals

Für den Import von Ammoniak über die Schiffsroute sind Importterminals an der deutschen Küste erforderlich. Aktuell besteht in Deutschland noch keine Importinfrastruktur für Ammoniak auf dem Seeweg.

Neu errichtete LNG-Terminals können mit Anpassungen für den Import von Ammoniak nachgenutzt werden. Riemer & Wachsmuth (2022a) gehen davon aus, dass 70 % der ursprünglichen Investitionen in LNG-Terminals für den Import von Ammoniak weitergenutzt werden können. Hierfür ist jedoch zu beachten, dass keine Nickel-, Kupfer- oder Zinkverbindungen in den Tanks bzw. Anlagen verbaut werden, die mit Ammoniak in Berührung kommen. Das teuerste Bauteil, der Tank des LNG-Terminals, kann mit Modifizierungen, die 1,5 % der ursprünglichen CAPEX ausmachen, weitergenutzt werden. Wichtig bei der Nachnutzung ist jedoch, dass Ammoniak rund 1,7 Mal schwerer als LNG ist. Daher muss bei einer Nachnutzung sichergestellt werden, dass die Baufundamente auch für die späteren schweren Lasten ausgelegt werden. Alternativ können die Tanks nur eingeschränkt mit Ammoniak befüllt werden. Des Weiteren empfehlen Riemer & Wachsmuth (2022a), das Boil-Off-System der LNG-Terminals modular aufzubauen, um bei einer Nachnutzung nur die für Ammoniak ungeeigneten Teile austauschen zu können.

3.4. Transportroute 4 - Ammoniaktransport per Schiff plus Cracker

Die Transportroute 4 unterscheidet sich von der Transportroute 3 in der Nutzung des Endproduktes. Da in Transportroute 4 Wasserstoff direkt genutzt wird, ist eine Rückwandlung des Ammoniaks zu Wasserstoff erforderlich. Hierfür sind Ammoniakcracker im Importland notwendig. Der Rest der Transportroute benötigt die gleichen Infrastrukturen wie Transportroute 3.

3.4.1. Ammoniakcracker

Ammoniakcracker sind bisher noch nicht großtechnisch verfügbar. Die Technologie ist aber bereits bekannt und kommt in kleinerem Maßstab in Spezialanwendungen zum Einsatz. Bisher handelt es sich dabei um einen energieintensiven Prozess, der bei Temperaturen von über 400°C stattfindet. Es gibt Versuche, den Energieaufwand zu reduzieren, jedoch ist hierfür der Einsatz sehr teurer Katalysatoren notwendig (IEA 2023).

Nach Ankündigungen von namhaften Industrieanlagenherstellern (z.B. Thyssen Krupp Uhde), die Anlagengröße zu skalieren und großtechnisch verfügbar zu machen, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass bis spätestens 2030 mit einer Verfügbarkeit dieser Anlagen zu rechnen ist.

3.5. Bereitstellung des erneuerbaren Kohlenstoffs

Für die Erzeugung der in dieser Studie betrachteten Wasserstoffvektoren Methan und Methanol wird Kohlenstoff benötigt, welcher aus erneuerbaren Quellen stammt. Um einen effektiven Hochlauf der untersuchten Wasserstoffvektoren zu unterstützen, muss die verwendete Technologie zur klimaneutralen Kohlenstoffbereitstellung gewisse Anforderungen erfüllen. Besonders hervorzuheben sind hier die zukünftige Entwicklung von Kosten und installierter Kapazität sowie die globalen Potenziale. Laut des "IEA Net Zero Emissions by 2050 Scenario" stellt "Direct Air Capture" (DAC) die bevorzugte Technologie für die großskalige Bereitstellung von erneuerbarem CO₂ für Industrieanwendungen und Generierung von Negativemissionen dar.

Im Jahr 2022 waren weltweit 19 DAC-Anlagen in Betrieb, welche pro Jahr insgesamt ca. 0,01 Mt atmosphärisches CO₂ binden. Eine erste Anlage mit einer jährlichen Leistung von etwa einer Megatonne sequestriertem CO₂ wird voraussichtlich Mitte dieses Jahrzehnts in Texas fertiggestellt. DAC-Anlagen, welche im Schnitt mehr als 10.000 Tonnen CO₂ pro Jahr sequestrieren, sind allerdings immer noch in einem frühen technologischen Stadium und entsprechend kostenintensiv. Um die Kosten zu senken, benötigen DAC-Technologien noch wesentliche technologische Verbesserungen in den Bereichen des Luftkontaktmediums, der Sorptionsmittel und der Regeneration. Derzeitige Kosten sind etwa zwei bis sechs Mal höher als angestrebt und stark abhängig von der verwendeten Energiequelle (Ozkan et al. 2022). Die Hauptkostentreiber sind die Investitionskosten (CAPEX) und die Energiepreise. Bei Solid-DAC wiederum spielen die Kosten und die Leistungsfähigkeit der Sorptionsmittel die größte Rolle. Die Unsicherheiten bei allen Kostenparametern sind allerdings noch hoch aufgrund der geringen technologischen Reife. Es ist fraglich, ob die Kostenziele der Industrie von 100 €/t CO₂ langfristig erreicht werden können. Die langfristigen Kosten (2050) werden derzeit als signifikant höher eingeschätzt (IEAGHG 2021).

Eine weitere technologische Option zur Bereitstellung von erneuerbarem CO₂ ist "Bioenergy Carbon Capture" (BECC). Derzeit werden weltweit etwa zwei Megatonnen CO₂ pro Jahr aus biogenen Quellen abgeschieden, über 90 % davon in Bioethanolanlagen. Die CO₂-Abscheidung in der Bioethanolproduktion stellt dabei auch die technologisch reifste BECC-Option dar, mit zahlreichen langjährig laufenden Projekten in den USA. Andere Optionen wie Biomasse-Verbrennungsanlagen sind noch in der kommerziellen Demonstrationsphase. Bis zum Jahr 2030 erwartet die IEA (2022a), dass etwa 40 Mt CO₂ pro Jahr durch BECC abgeschieden werden könnten. Obwohl die Kosten pro Tonne abgeschiedenem CO₂ bei BECC derzeit wesentlich niedriger sind als bei DAC, ergeben sich einige Nachteile bezüglich Nachhaltigkeit und Skalierbarkeit. Besonders hervorzuheben bei BECC ist hier der mit dem Anbau der Biomasse verbundene hohe Wasserverbrauch und Landbedarf sowie die dadurch induzierte (indirekte) Landnutzungsänderung, welche die Klimaneutralität gefährdet und mit der Nahrungsmittelproduktion konkurrieren könnte. Die zukünftige Skalierbarkeit von BECC ist stark durch die Verfügbarkeit von erneuerbar produzierter Biomasse eingeschränkt (IEA 2022b; IEAGHG 2021).

3.6. Transportroute 5 - Pipelinetransport von Methan

Für den Transport von Methan wird zunächst eine Synthese benötigt, die aus Wasserstoff und Kohlenstoff Methan erzeugt. Zur Bereitstellung von Kohlenstoff aus der Luft, damit die Transportroute sowohl klimaneutral als auch großtechnisch skalierbar ist, wird eine Direct Air Capture Anlage benötigt. Das erzeugte Methan wird in eine Pipeline eingespeist und muss zum Transport in regelmäßigen Abständen durch Kompressoren nachverdichtet werden. Nach dem Transport wird das Methan direkt genutzt und nicht zu Wasserstoff rückgewandelt.

3.6.1. Synthese (Sabatier-Prozess)

Der Sabatier-Prozess, der den Prozess der Methanisierung beschreibt, ist bereits seit Beginn des 20. Jahrhunderts bekannt. Bei der Synthese werden Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan synthetisiert. Heute kommt das Verfahren vor allem in Teilprozessen anderer Produkte zum Einsatz, um beispielsweise Kohlenmonoxid beim Haber-Bosch-Verfahren zu entfernen. Zur Synthese von Methan wird das Verfahren bisher in der Kohlevergasung eingesetzt, in der aus Kohle synthetisches Gas hergestellt wird. Bereits existierende Anlagen sind auf die Nutzung von Kohle ausgelegt und können sehr wahrscheinlich nicht für die Methanisierung von Wasserstoff weitergenutzt werden.

Technisch ausgereifte, großtechnische Anlagen, die Wasserstoff und erneuerbaren Kohlenstoff nutzen, um Methan zu produzieren, sind bisher noch nicht im Einsatz. Eine der größten Anlagen mit einer Produktionskapazität von 1.000 t (rund 14 GWh) synthetischem Methan besteht in Werlte (Lindschulte 2013). Eine Skalierung dieser Anlagengröße auf eine Anlagengröße, die für den großtechnischen Import von Methan geeignet ist und gleichzeitig noch DAC-Anlagen einbindet, muss noch erfolgen. Vor diesem Hintergrund ist erst frühestens in 8 bis 10 Jahren mit einer großtechnischen Skalierung dieser und der weiteren Methanrouten zu rechnen obwohl Methanpipelines, LNG Terminals und Transportschiffe bereits heute zur Verfügung stehen.

3.6.2. Pipeline und Verdichter

Erdgas besteht zu über 90 % aus Methan. Aus diesem Grund kann die bestehende Erdgasinfrastruktur ohne erwartbare Probleme mit synthetischem Methan weitergenutzt werden. Sofern eine neue Pipelineinfrastruktur errichtet werden müsste, wird es sich hierbei um den Stand der Technik neuer Erdgaspipelines handeln. Da Deutschland über bestehende Erdgaspipelines bereits gut innerhalb Europas angebunden ist, wird im Rahmen dieser Studie von einer Weiternutzung bestehender Pipelines und Verdichter ausgegangen.

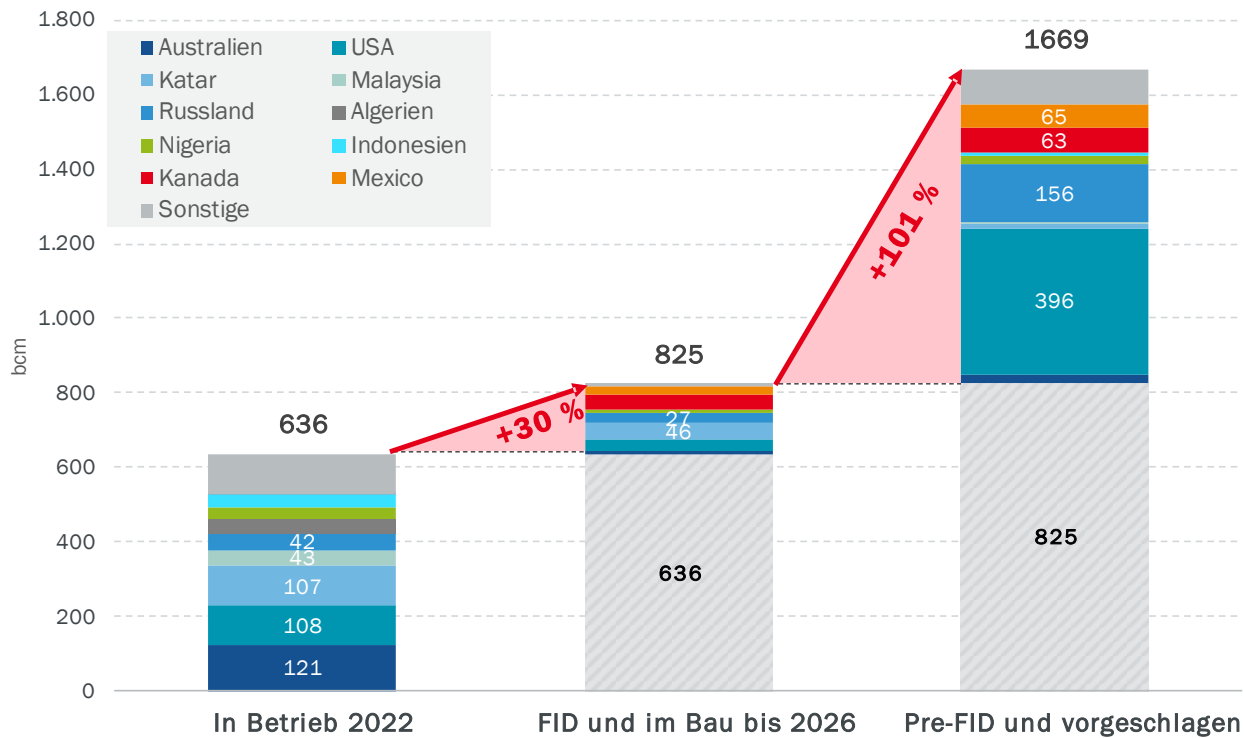
3.7. Transportroute 6 - Schiffstransport von Methan

Für den Schiffstransport von Methan ist analog zum vorherigen Transportfall zunächst die Errichtung von Syntheseanlagen erforderlich, die DAC als Kohlenstoffquelle nutzen. Anders als im vorherigen Transportfall wird der Wasserstoff jedoch verflüssigt, um ihn anschließend auf speziellen Tankschiffen transportieren zu können. Das Methan wird nach seiner Regasifizierung anschließend direkt genutzt und nicht zu Wasserstoff rückgewandelt.

3.7.1. Verflüssigungsanlagen und Exportterminals

Um Methan per Schiff transportieren zu können, wird dieses durch eine Kühlung auf -167 Grad Celsius verflüssigt. Dieser Vorgang geschieht bereits heute in großtechnischen Anlagen. Die Technologie wird genutzt, um Erdgas zu LNG zu verflüssigen. Die Anlagen befinden sich daher in Exportregionen von Erdgas.

Abbildung 3-1: Weltweit geplante Verflüssigungsanlagen für LNG



Quelle: GEM (2022)

Weltweit bestehen bereits Verflüssigungsanlagen in einer Größenordnung von 636 Milliarden Kubikmeter (bcm) jährlich. Anhand von Anlagen, die sich im Bau befinden, und von Investitionsankündigungen (FID) ist zu schließen, dass die jährliche Verflüssigungskapazität auf 825 bcm in den nächsten Jahren anwachsen wird. Diese Anlagen werden für die Verflüssigung von Erdgas genutzt, könnten aber potenziell auch synthetisches Methan verflüssigen. Potenziell bestehen sogar von möglichen Investoren vorgeschlagene Anlagen in einer Größenordnung von über 1.600 bcm, was ungefähr eine Verdoppelung der heutigen Anlagenkapazitäten bedeutet. Die Realisierung dieser Anlagen ist jedoch mit Unsicherheiten behaftet und hängt stark von den weiteren Marktentwicklungen ab.

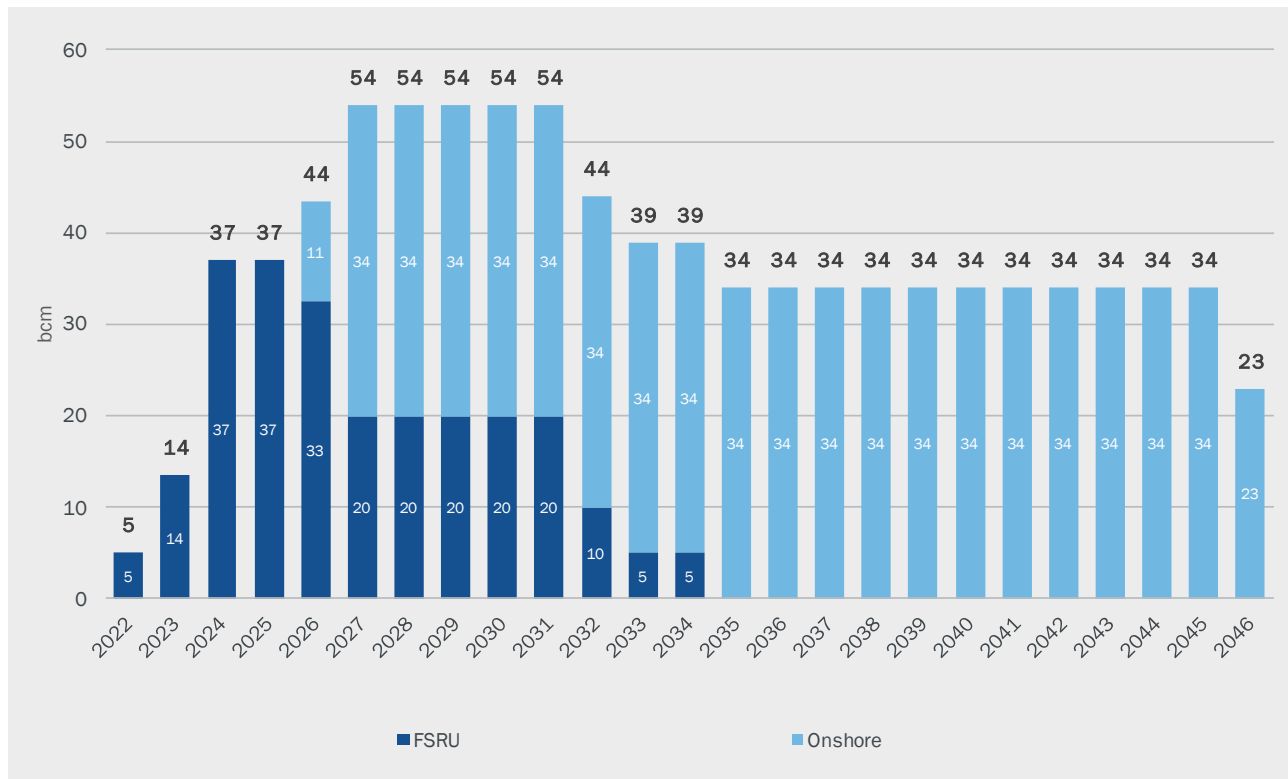
Inwieweit eine Nachnutzung dieser LNG-Anlagen für den Export von Wasserstoff möglich ist, ist jeweils im Einzelfall zu prüfen und hängt von der jeweiligen Verfügbarkeit von Wasserstoff ab, was nicht Gegenstand dieser Arbeit ist. Anhand der Grafik ist jedoch ersichtlich, welche Länder potenziell Kapazitäten an Verflüssigungsanlagen zur Verfügung hätten, die für eine Nachnutzung in Frage kämen.

Kostenseitig spielt es keine entscheidende Rolle, ob Neuanlagen oder bestehende Anlagen angenommen werden, da aufgrund des annuitätischen Bewertungsansatzes jährliche gleichbleibende Beträge für den Betrieb über die gesamte Lebensdauer der Anlagen angenommen wurden. Einzige Ausnahme würden Anlagen darstellen, die nach dem Betrieb über LNG bereits vollständig abgeschlossen sind. Dieser Fall wurde in dieser Studie ausgeklammert.

3.7.2. Importterminals

Existierende Importterminals für LNG können für den Import von synthetischem Methan ebenfalls genutzt werden. In Deutschland werden seit Anfang letzten Jahres zahlreiche LNG-Importkapazitäten geplant. Erste schwimmende Regasifizierungsanlagen (FSRU) wurden teilweise schon errichtet.

Abbildung 3-2: Gebaute und geplante LNG-Importterminals



Quelle: GEM (2022), FNB-Gas (2022), BMWK (2023)

Innerhalb dieser Studie wurden feste LNG-Terminals für den Import von verflüssigtem synthetischem Methan angesetzt, da davon ausgegangen wird, dass der Import über einen längeren Zeitraum erfolgen soll. Da die festen LNG-Terminals in Deutschland erst nach 2025 zur Verfügung stehen, wurden diese kostenseitig wie Neuanlagen bewertet. Aufgrund der kostenseitigen Bewertung über Annuitäten, also gleichbleibende Zahlungen, hat dieser Ansatz jedoch keinen Effekt auf die Kosten.

3.8. Transportroute 7 - Schifftransport von Methan mit CO₂-Kreislauf

Diese Transportroute ähnelt stark der vorherigen Transportroute, bei der Methan zunächst verflüssigt und anschließend per Schiff transportiert wird. Im Unterschied zur vorherigen Route wird in diesem Fall das Methan nicht direkt genutzt, sondern zu Wasserstoff rückgewandelt. Dazu sind Anlagen zur Dampfreformierung notwendig. Das dabei entstehende CO₂ wird mittels einer Abscheideanlage aufgefangen. Anschließend wird das CO₂ per Schiff wieder zur Methansynthese transportiert und für die erneute Methansynthese genutzt. Insgesamt ist bei dieser Route daher eine geringe Kohlenstoffmenge notwendig, da ein Kreislauf für das CO₂ angenommen und dieses mehrfach genutzt wird.

Die maßgeblichen Infrastrukturen dieser Route für die Synthese und den Transport von Methan wurden bereits in der Route davor beschrieben. Wesentliche Unterschiede bestehen in Transportschiffen für CO₂ und Anlagen zur Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung.

3.8.1. Transportschiffe für CO₂

Derzeit findet der Schiffstransport von CO₂ nur in kleinskaligen Anwendungen der Nahrungsmittelindustrie statt. Trotz steigendem Interesse wurde bis heute noch keine großskalige Demonstration von CO₂-Transport mit Schiffen realisiert. Es befinden sich allerdings zwei größere Mitteldruck-Transportschiffe im Bau für das European Northern Lights Project. Für die Berechnung im Rahmen dieser Studie wurden die Kostenannahmen auf LPG-Tanker gestützt (IEA 2023).

Für die Verschiffung von CO₂ wird eine ähnliche Hafeninfrastruktur wie für LNG und LPG benötigt, welche Anlagen für die Verflüssigung, die temporäre Speicherung und das Be- sowie Entladen des CO₂ beinhalten. Die Verflüssigung von CO₂ erfordert eine Abkühlung auf rund -30°C bis -55°C unter Druck, wobei Wasser und andere Verschmutzungen während des Prozesses entfernt werden müssen. Die Beladung kann mittels konventioneller Verladearme durchgeführt werden, welche auch für andere kryogene Flüssigkeiten wie LPG und LNG zum Einsatz kommen (IEA 2023).

Damit der Schiffstransport von CO₂ effizienter wird, müssen Niedrigdruckschiffe entwickelt werden. CO₂-Niedrigdruckschiffe (5,5 bis 9,8 bar und -55°C bis -41°C) können aufgrund der Temperatur und des Drucks größere Tanks und Ladungen befördern als Mitteldruckschiffe (14 bis 20 bar und -30°C bis -19,5°C). Mitteldruckbedingungen sind für Schiffe über 10.000 t CO₂ nicht praktikabel. Für CO₂-Transportschiffe mit mehr als 10.000 t CO₂-Kapazität werden zudem wahrscheinlich neue Schiffskonstruktionen benötigt (IEA 2023).

3.8.2. Dampfreformer mit CO₂-Abscheidung

Dampfreformierung stellt weltweit den industriell am weitesten verbreiteten Prozess zur Herstellung von Wasserstoff dar. Erdgas wird dabei in Wasserstoff und CO₂ aufgespalten. Aufgrund seiner weiten Verbreitung und seines großtechnischen Einsatzes ist die zusätzliche Errichtung von ausgereiften Dampfreformierungsanlagen relativ zeitnah möglich.

Auch der Betrieb und die Errichtung von Dampfreformierungsanlagen mit Abscheidung des anfallenden CO₂ sollte kein Problem darstellen. Nach IEA (2023) existieren weltweit bereits mindestens 6 Anlagen, die zumindest die anfallenden Prozessemissionen bei der Dampfreformierung abscheiden und anschließend weiter nutzen.

3.9. Transportroute 8 - Schiffstransport von Methanol

Methanol (CH₃OH) ist eine unter Normalbedingungen klare, farblose, toxische, leicht flüchtige Flüssigkeit mit einem Siedepunkt von etwa 65°C. Methanol findet verbreitete Verwendung in der chemischen Industrie und wird hauptsächlich verwendet für die Produktion von Formaldehyd, Essigsäure und Kunststoffen. Die Produktion von Methanol hat sich im vergangenen Jahrzehnt beinahe verdoppelt, wobei ein Großteil des Wachstums in China zu verzeichnen war. Im Jahr 2021 wurden rund 98 Millionen Tonnen Methanol produziert, wobei weniger als 0,2 Millionen Tonnen erneuerbar produziert wurden, hauptsächlich in Form von Bio-Methanol (IRENA 2021).

3.9.1. Methanolsynthese

In dieser Transportroute wird Methanol in einem ersten Schritt mittels gasförmigen Wasserstoffs und erneuerbaren Kohlenstoffdioxids synthetisiert. Die erneuerbare Methanolsynthese ist dabei technologisch sehr ähnlich wie die konventionelle Synthese mit fossilen Ausgangsprodukten und besitzt somit bereits einen hohen technologischen Reifegrad (TRL 8-9) (IRENA 2021). Als erneuerbare CO₂-Quelle kommen hier in erster Linie DAC und BECC in Frage, wie bereits in Kap. 3.5 erläutert.

3.9.2. Methanoltransport

Methanol ist bereits heute ein weltweit verfügbarer Rohstoff, für den umfangreiche Vertriebs- und Lagerkapazitäten vorhanden sind. Jeden Monat werden Millionen von Tonnen Methanol per Schiff, Lastkahn, Bahn und Lkw zu verschiedenen, weit verstreuten Abnehmern transportiert. Methanol kann auch durch Pipelines transportiert werden, ähnlich wie Erdöl und dessen Derivate (IRENA 2021). In Deutschland findet der Langstrecken-Transport allerdings nicht pipelinegebunden statt. Importiert wird Methanol in Deutschland hauptsächlich über die Schiene und Binnenschifffahrt aus den Niederlanden (Rotterdam). Die deutschen Überseehäfen spielen dabei eine untergeordnete Rolle. In deutschen Häfen existieren 900.000 Tonnen (5 TWh_{Hi}) Anlandekapazität für die Gütergruppe „Chemische Grundstoffe, organisch“, zu der Methanol gehört.

Da es sich bei Methanol unter Normbedingungen um eine Flüssigkeit handelt, kann davon ausgegangen werden, dass Teile der Importinfrastrukturen für Erdölprodukte wie z.B. Diesel für diese Route weitergenutzt werden können.

3.10. Transportroute 9 - Schiffstransport von LOHC

Einen weiteren Wasserstoffvektor, der für diese Studie untersucht wurde, stellen sogenannte flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)) dar. LOHC-Systeme speichern Wasserstoff mittels einer exothermen katalytischen Hydrierung, die wasserstoffarme organische Verbindungen des Systems in ihre wasserstoffreiche Form umwandeln. Alle verwendeten Verbindungen sind dabei unter Normalbedingungen flüssig und verfügen über Eigenschaften, die den Transport mittels der konventionellen Rohöl- und Treibstoffinfrastruktur ermöglichen (Jorschick et al. 2021). Zur Nutzung des gespeicherten Wasserstoffes wird der LOHC schließlich einer endothermen katalytischen Dehydrierung unterzogen. Zur weiteren Verwendung muss der nun dehydrierte LOHC zurück an den Ort der Hydrierung transportiert werden. Aufgrund der geringen Masse des ursprünglich gespeicherten Wasserstoffes ist die Ladung beim Rückweg nur geringfügig leichter (IEA 2019; Jorschick et al. 2021).

3.10.1. Trägermedium

Als mögliche Trägermoleküle werden derzeit noch mehrere verschiedene organische Verbindungen diskutiert und getestet. Die strukturell einfachste Option stellt hierbei ein System bestehend aus Toluol als Träger und Methylcyclohexan dar. Beide Verbindungen sind bereits verhältnismäßig kostengünstig und in großem Maßstab erhältlich. Allerdings ergeben sich aufgrund der Toxizität von Toluol Risiken für Mensch und Umwelt bei der Handhabung. Als weniger toxische Alternative bietet sich Dibenzyltoluol an, welches ebenfalls über geeignete Eigenschaften als Trägermolekül verfügt. Die Produktionskosten sind im Vergleich zu Toluol derzeit jedoch höher (IEA 2019; Jorschick et al. 2021). Innerhalb des Kopernikus-Projektes P2X des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (2021) wurde 2021 ein Wechsel von Dibenzyltoluol zum chemisch ähnlichen Benzyltoluol vollzogen,

da es über Vorteile in der Handhabung verfüge. Entscheidend sei hier die geringere Viskosität bei niedrigeren Temperaturen gewesen, die ein Beheizen der Tanks in kalten Monaten überflüssig mache.

Bei Hochlauf dieser Route müssten großtechnische Anlagen zur Produktion der LOHC noch entwickelt, skaliert und errichtet werden. Zur weltweiten Verbreitung dieser Route wäre zunächst eine Standardisierung auf einen Trägertyp und ein LOHC-System anzustreben, welche derzeit noch in Forschungsprojekten untersucht werden.

3.10.2. Hydrierung und Dehydrierung

Bei der Hydrierung des Trägermoleküls fällt aufgrund der exothermen katalytischen Reaktion Abwärme an, welche zur Kostensenkung bzw. Erhöhung der Effizienz des Prozesses genutzt werden könnte. Bisher bestehen noch keine großtechnischen Anlagen zur Hydrierung von LOHC.

Der anschließende Transport des LOHC kann in flüssiger Form und ohne Kühlung mittels konventioneller Tanker durchgeführt werden. Für die Distribution kann die bestehende Erdölinfrastruktur verwendet werden. Die endotherme katalytische Dehydrierung des LOHC zur Gewinnung des gespeicherten Wasserstoffes benötigt ungefähr das Äquivalent der bei der Hydrierung freigesetzten Wärmeenergie. Insgesamt benötigen Hydrierung und Dehydrierung etwa 35-40 % der im Wasserstoff transportierten Energie (IEA 2019; Jorschick et al. 2021). Auch zur Dehydrierung von LOHC bestehen bisher weltweit noch keine großtechnischen Anlagen.

LOHC-Systeme sind derzeit in Form von Versuchsanlagen und Demonstrationsprojekten in Betrieb (TRL 4-6) (IEA 2019). Hervorzuheben sind hier die Projekte von Hydrogenious (Erlangen, Deutschland), welche kommerzielle Wasserstoffspeicher mittels LOHC anbieten. Die primäre Anwendung von LOHC findet hier als Wasserstoffspeicher für Wasserstofftankstellen statt (Jorschick et al. 2021). Für einen großskaligen Hochlauf der Technologie sind noch substantielle Kostensenkungen nötig, in Form von technologischen Verbesserungen und günstiger verfügbaren chemischen Ausgangsprodukten (IEA 2019; Jorschick et al. 2021).

Eine Realisierung dieser Transportroute ist aufgrund der notwendigen technischen Entwicklung und Skalierung von Hydrier-, Dehydrier- und LOHC-Produktionsanlagen vor 2030 unwahrscheinlich.

4. Energieaufwände und Kosten

4.1. Energieaufwände

Bei der Ermittlung des Energieaufwands für den Wasserstofftransport werden folgende Aspekte berücksichtigt:

- Hilfsenergie für die Transportvorbereitung (bspw. Verflüssigung)
- Hilfsenergie für die Bereitstellung von Kohlenstoff über DAC sofern erforderlich
- Hilfsenergie für die Synthesen, Regasifizierung, Cracking, Hydrierung/Dehydrierung
- Umwandlungsverluste
- Verluste bei Be-/Entladung, Lagerung und Speicherung
- Treibstoffbedarf

Die spezifischen angenommenen Werte für Energieverbräuche und -verluste und die zugrunde gelegten Quellen sind im Anhang in Tabelle 7-1 bis Tabelle 7-3 dokumentiert.

4.1.1. Zentrale Annahmen der Berechnungen

Verluste entlang der Transportkette entstehen bei der Synthese der Transportvektoren aus Wasserstoff, bei der Be- und Entladung der Schiffe an den Terminals, dem Schiffstransport sowie bei der Speicherung. Diese Verluste führen dazu, dass im Exportland mehr Wasserstoff bereitgestellt werden muss, als am Ende genutzt werden kann. Weiterhin wird elektrische **Hilfsenergie** bspw. für die Verflüssigung von Wasserstoff benötigt. Für alle Routen wird der Energieaufwand bezogen auf 1 kWh Wasserstoff, die am Zielort nutzbar vorliegt. So ergibt sich der **spezifische Energieverbrauch** für den Wasserstofftransport in kWh/kWh H₂(eq). Ergänzend wird die **Effizienz** der Transportrouten ausgewiesen. In den Fällen, in denen keine Rückumwandlung in Wasserstoff erfolgt, ist die Bezugsgröße so gewählt, dass der Energieinhalt äquivalent zu 1 kWh Wasserstoff ist.

Lagerung: Es wird eine Lagerzeit im Export- und Importterminal von 3 Tagen angenommen (Al-Breiki & Bicer 2020). Abweichend hiervon wird keine weitere Lagerung am Importterminal angenommen, wenn der transportierte Energieträger im Ankunftsland direkt, also ohne weitere (Rück)-Umwandlungsschritte, verwendet wird.

Treibstoff für den Schiffstransport: Es wird angenommen, dass der transportierte Wasserstoff oder das jeweilige Derivat als Treibstoff anstelle des konventionellen (fossilen) Treibstoffs getankt und genutzt wird. So kann ein treibhausgasneutraler Transport erfolgen. Dabei wird angenommen, dass der Boil-off komplett genutzt werden kann. Die über den Boil-off hinausgehende benötigte Energiemenge wird durch eine zusätzliche Menge an Wasserstoff oder Derivat berücksichtigt, die am Ausgangsort getankt/geladen wird. Diese Menge wird mit dem Preis für Wasserstoff/Derivat bei den Kosten berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.2). Die Verfügbarkeit entsprechender Schiffe ist im Zeithorizont bis 2030 fraglich. Kurzfristig kann es daher sein, dass Schiffe mit fossilen Kraftstoffen zum Transport von Wasserstoff und -derivaten genutzt werden. Bei Einsatz von Schiffsdiesel erhöhen sich die Emissionen und es sind weitere mögliche Umweltwirkungen zu beachten (vgl. Abschnitt 5). Die Kosten würden sinken, da der angenommene Schiffsdieselpreis mit 3 ct/kWh Hi¹ deutlich unter der Kostenbewertung des (erneuerbaren) Wasserstoffs (oder seines Derivats) liegt (siehe hierzu Abbildung 4-6).

Es wird angenommen, dass Methanol-/Ammoniakantriebe (Verbrennungsmotoren) den gleichen Wirkungsgrad wie konventionelle Schiffsmotoren (hier 50 %) haben. Der Gesamtverbrauch an Treibstoff ist unabhängig vom transportierten Gut, da für den Transport immer ein Schiff mit der gleichen maximalen Zuladung (DWT) angenommen wird. Der spezifische Treibstoffverbrauch (pro kWh H₂ (eq)) unterscheidet sich abhängig von der Dichte des Gutes und dem spezifischen Energieinhalt. Es wird davon ausgegangen, dass die Schiffe voll geladen werden. Beim Transport von Methanol und LOHC kann aufgrund der maximalen gravimetrischen Zuladung das Ladevolumen nicht voll ausgeschöpft werden. Annahmen zur Ermittlung des Treibstoffbedarfs sind im Anhang in Tabelle 7-1 dokumentiert.

Es werden Hin- und Rückfahrt der Schiffe berücksichtigt. Dabei wird für die Rückfahrt ein um 30 % reduzierter Treibstoffverbrauch ggü. der Hinfahrt angenommen. Abweichend hiervon wird in Fall 9: LOHC-Route für die Rückfahrt der gleiche Treibstoffverbrauch angenommen, da auch die Rückfahrt unter Beladung (LOHC) erfolgt. Im Fall 7: CO₂-Kreislauf-Route wird angenommen, dass ein

¹ Nach Staiß et al. 2022, Annahme 400\$/t IFO380, Umrechnung mit 1,20\$/€ und 11MWh/t.

zusätzliches Schiff für den CO₂-Transport eingesetzt wird. Dessen Treibstoffbedarf wird zusätzlich betrachtet.

Terminals: Es wird angenommen, dass die Export- und Importterminals für Methanol dieselben Energieverbräuche haben wie die für Ammoniak, da es nicht gekühlt werden muss und es keinen Boil-Off gibt. Für flüssigen Wasserstoff ist zusätzlich zum Stromverbrauch des Export-Terminals die Verflüssigung separat ausgewiesen.

Regasifizierung: Es wird angenommen, dass die Wärme für die Regasifizierung von LCH₄/LH₂ dem Meerwasser entnommen wird (Riemer & Wachsmuth 2022b, Astolfi 2017). Die erforderliche elektrische Energie für die Regasifizierung ist für LH₂ bereits im Hilfsstrom (Importterminal) beinhaltet.

Kohlenstoff-Quelle: Es wird angenommen, dass CO₂ über Direct Air Capture (DAC) bereitgestellt wird (vgl. Kapitel 3.5). Der Energieverbrauch für den Betrieb der Anlage ist im Energieaufwand berücksichtigt. Dabei wird davon ausgegangen, dass im Fall der Methanisierung/Methanolherstellung anfallende Wärme aus dem Prozess als Wärmequelle für den DAC-Prozess genutzt werden kann. Ggf. verbleibender Wärmebedarf wird über Strom bereitgestellt. Auch wenn CO₂ aus einer Punktquelle genutzt werden kann, bspw. BECC (siehe Abschnitt 3.5), entsteht ein Energiebedarf für die Abscheidung des CO₂. Die Spezifika hängen von der jeweiligen Prozesskette und insbesondere von der CO₂-Konzentration im Abgas ab. Je nach Route kann der Energiebedarf erheblich niedriger liegen als für DAC (vgl. z.B. Hess et al. 2020). Wir diskutieren den Einfluss beim spezifischen Energieaufwand der Routen.

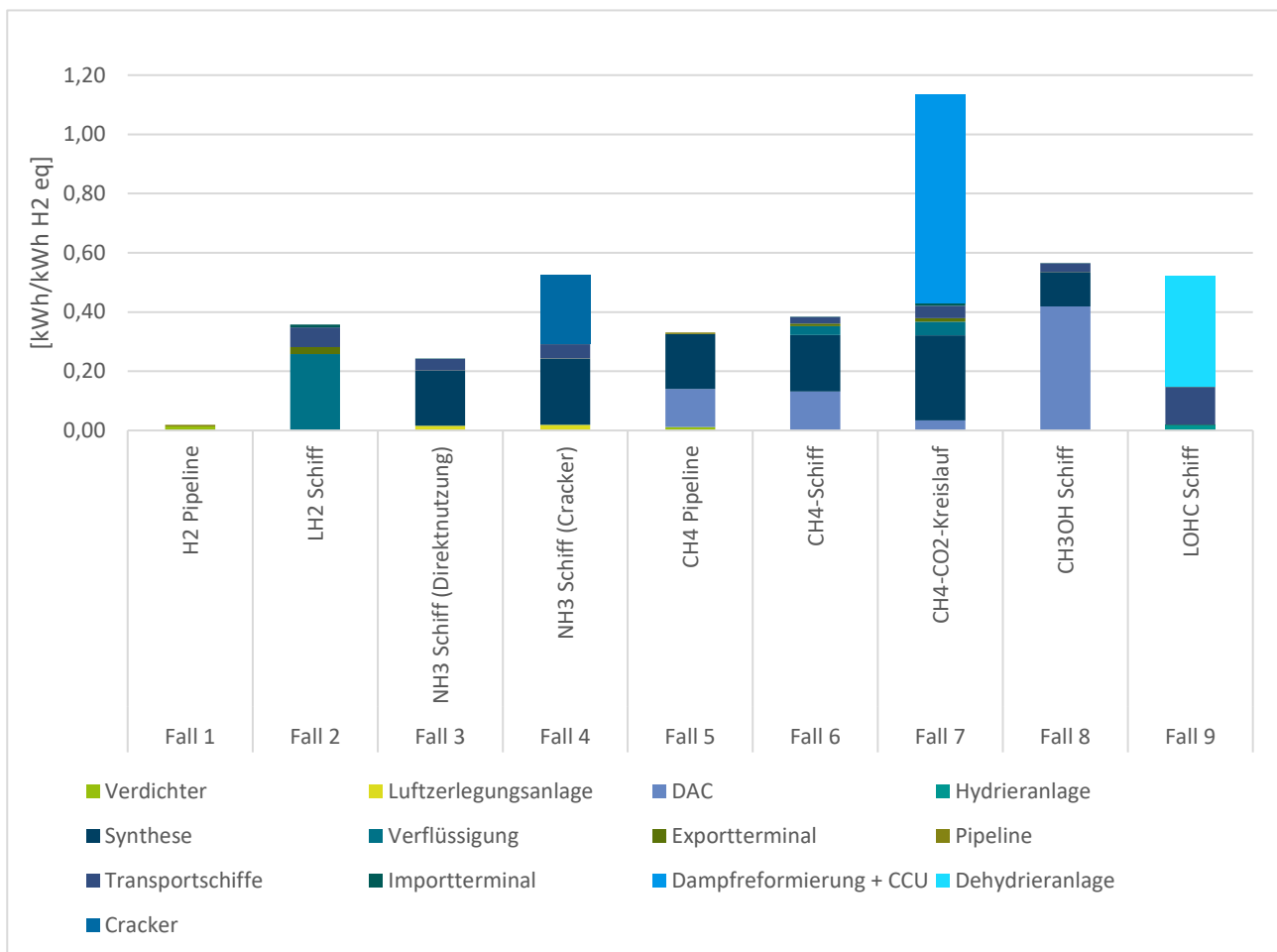
Kohlenstoff-Kreislauf: Für die Rückgewinnung des CO₂ wird eine Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung eingesetzt. Basierend auf Oni et al. (2022) wird eine Abscheiderate von 85 % angesetzt. Damit werden 0,22 kg CO₂/ kWh H₂ zurückgewonnen. Aufgrund der maximalen Lademasse des Tankers ergibt sich, dass nur 47 % des aufgefangenen CO₂ zurücktransportiert werden können. Daher muss im Exportland in jedem Kreislauf wieder die fehlende Menge von ca. 2 kg CO₂/kg H₂ bzw. 0,06 kg CO₂/kWh H₂ hergestellt werden. Für den Transport muss das CO₂ verflüssigt werden, was erneut Energie benötigt.

LOHC: Die thermische Energie für die Dehydrierung wird durch die Verbrennung von H₂ (als transportiertes Gut) bereitgestellt. Verluste des Dehydrierungsprozesses werden nicht berücksichtigt, da das H₂ im Offgas ebenfalls für die thermische Energieerzeugung genutzt wird (IRENA 2022). Eine ggf. erforderliche Druckerhöhung des Wasserstoffs für einen möglichen Weitertransport (IRENA 2022, S. 97) wird nicht berücksichtigt.

Transportdistanzen: Für den Vergleich wird von einheitlich 2.000 km für Pipelines und 10.000 km für Schiffstransport ausgegangen.

4.1.2. Diskussion

Abbildung 4-1: Spezifischer Energieaufwand und Effizienz für die Transportrouten



Anmerkungen: Annahmen: 1) Transportdistanz 2000 km für Fall 1 und Fall 5, 10 000km für Schiffstransport Fälle 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9

Quelle: eigene Darstellung

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline hat den geringsten energetischen Transportaufwand und weist mit 98 % die höchste Effizienz auf. Der Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff benötigt viel Energie für die erforderliche Verflüssigung von Wasserstoff bei sehr niedrigen Temperaturen.

Der Transport von Ammoniak per Schiff zur Direktnutzung ist die energetisch zweitbeste Lösung mit einer Effizienz von 78 %. Es folgen flüssiger Wasserstoff per Schiff, CH₄-Pipeline und CH₄-Schiffs-transport. Generell steigt der energetische Aufwand mit den erforderlichen Umwandelungsschritten. In den Fällen, in denen eine Kohlenstoffquelle erforderlich ist, kommt ein hoher Energieaufwand für die DAC-Anlage hinzu. Dieser kann jedoch durch die Nutzung von Abwärme aus der Methanisierung oder Methanolherstellung teils deutlich reduziert werden. Dies ist in den Rechnungen berücksichtigt.

Wird das CO₂ im Kreis geführt (Route 7), verringert sich zwar der Energieaufwand für die DAC-Anlage. Es kommt jedoch ein erheblicher Energieverbrauch für die Rückgewinnung des CO₂ in der Dampfreformierung hinzu. Der CH₄-CO₂-Kreislauf hat einen spezifischen Energieaufwand größer 1

(Effizienz unter 50 %) und ist damit eine energetisch sehr aufwändige Route, selbst wenn der Energieverbrauch durch eine Anpassung der genutzten Technologie bspw. durch Autothermal Reactor (ATR) statt SMR reduziert werden kann.

Sofern CO₂ nicht über eine DAC-Anlage bereitgestellt werden muss, sondern am Ort des Exports eine Punktquelle genutzt werden kann, reduziert sich der Energieaufwand der Route erheblich. Berücksichtigt man den Energieaufwand der CO₂-Bereitstellung gar nicht - um ein Gefühl für die Bedeutung dieses Faktors zu bekommen - lägen die Route 5 und 6 (Methan per Pipeline und Schiff) vom Energieaufwand in der Größenordnung des Transports von Ammoniak per Schiff. Der Energieaufwand könnte allerdings auch erheblich höher liegen und würde dann die Effizienz der entsprechenden Routen verschlechtern.

Bei Route 4 wird ein großer Anteil der Energie für das Cracking von Ammoniak benötigt. Über den Einsatz von Katalysatoren wird versucht, den Energieaufwand zu reduzieren (IEA 2023), wodurch die Effizienz der Route stiege.

4.2. Transportkosten

4.2.1. Gesamtkosten

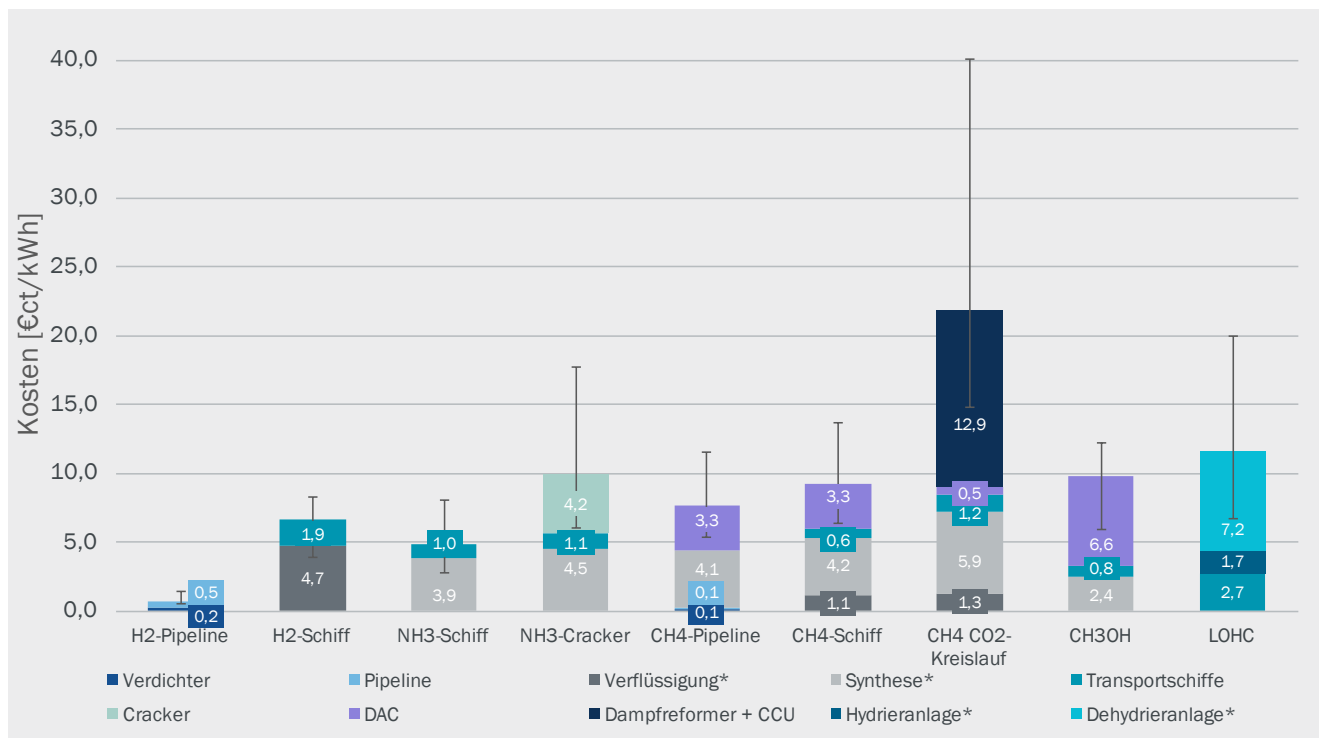
Basierend auf den hinterlegten Annahmen sind die Kosten des Wasserstofftransports für den Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff mit Abstand am günstigsten. Sie werden zum Großteil durch die Infrastrukturkosten bestimmt (hier bei einer Distanz von 2.000 km ein Anteil von 82 %). Staiß et al. (2022) nennen 4.000 km als Entfernung, bis zu der die Wasserstoff-Pipeline die günstigste Transportoption ist. Bei längeren Distanzen könnte sich wirtschaftlich eher der Schiffstransport lohnen.

In der vorliegenden Analyse ist der Transport in Form von Ammoniak bei Direktnutzung aus Kostensicht leicht überlegen. Dieses Ergebnis hängt stark an den Annahmen zum Strompreis. Reduziert sich der Strompreis im Exportland von 10 ct/kWh auf 5 ct/kWh wäre der Transport von Flüssigwasserstoff leicht günstiger.

Route 3 ist durch das Direktnutzungspotenzial von Ammoniak begrenzt. Der Energieaufwand für das Cracking (Route 4) erhöht die Kosten stark, sofern eine Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff zur Nutzung erforderlich ist. Die Kosten liegen dann unter den getroffenen Annahmen über denen für den CH₄-Pipelinetransport (Route 5) und leicht über denen für den CH₄-Schiffstransport (Route 6).

Route 7, der Transport von CH₄ mit Rückgewinnung und Rücktransport von CO₂, ist unter den hinterlegten Annahmen wirtschaftlich nicht sinnvoll, da die Kosten mehr als doppelt so hoch sind wie in den anderen betrachteten Routen. Der Effekt bleibt auch unter Annahme abweichender Strompreise oder monetärer Bewertung der Verluste erhalten (vgl. Abbildung 4-2).

Abbildung 4-2: Gesamtkosten der Transportrouten



Anmerkungen: Annahmen: 1) Transportdistanz 2000 km für Fall 1 und Fall 5, 10 000 km für Schiffstransport Fälle 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9
 2) Bewertung der Energieaufwände mit: Strom Exportland 10ct/kWh, Strom Deutschland 15 ct/kWh², Wasserstoff mit 15 ct/kWh³, Methan, Ammoniak und Methanol umgerechnet mit dem Syntheseverhältnis und der angesetzten monetären Bewertung des Wasserstoffs.
 * Ammoniak & Methanol: Terminals berücksichtigt in Synthese; Methan & Wasserstoff (flüssig): Terminals berücksichtigt in Verflüssigung; LOHC: Terminals berücksichtigt in (De-)Hydrieranlage

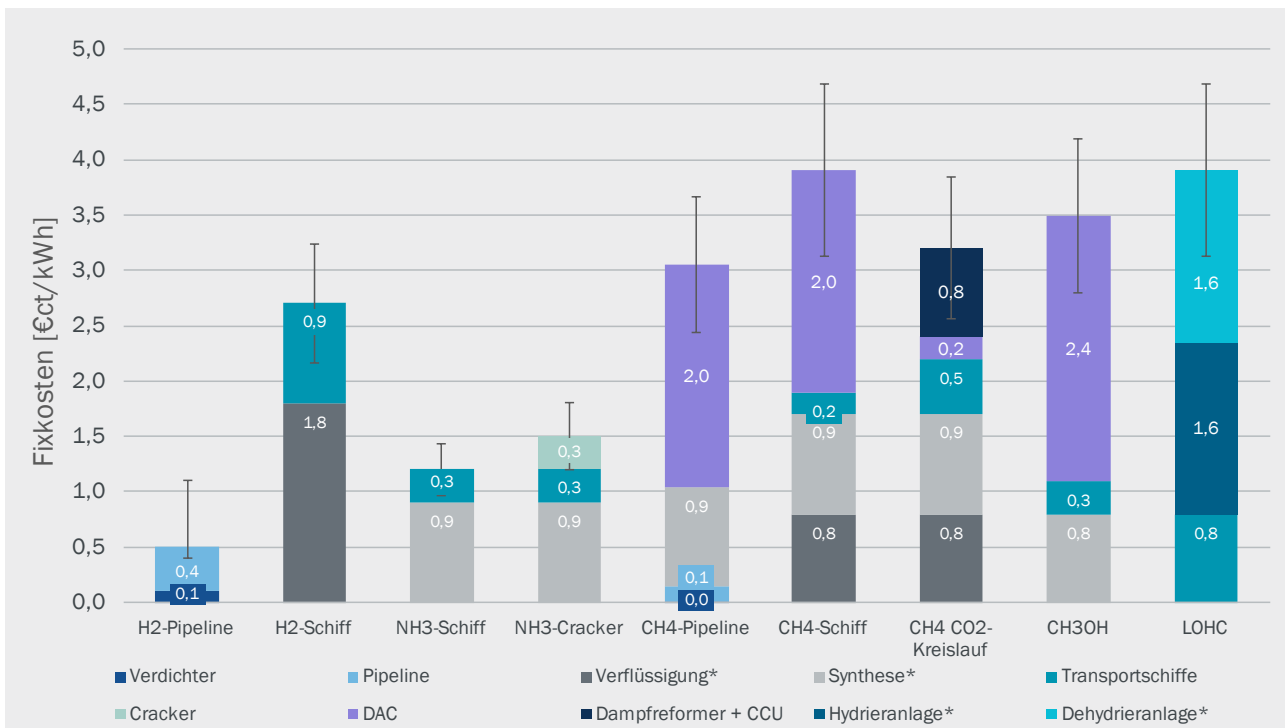
Quelle: eigene Darstellung

² Eigene Annahme, Preis für Nicht-Haushaltskunden mit 20-70HWh/a in D ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen bei 13,49 ct/kWh laut Monitoringbericht der BNetzA 2022, S. 328

³ Angelehnt an <https://www.energate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hyde-wasserstoff-index>

4.2.2. Infrastrukturkosten

Abbildung 4-3: Fixe Infrastrukturkosten der Transportfälle



Annahmen: 1) Transportdistanz 2000 km für Fall 1 und Fall 5, 10 000 km für Schiffstransport Fälle 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9

* Ammoniak & Methanol: Terminals berücksichtigt in Synthese; Methan & Wasserstoff (flüssig): Terminals berücksichtigt in Verflüssigung; LOHC: Terminals berücksichtigt in (De-)Hydrieranlage

Quelle: eigene Darstellung

Annahmen und Methodik:

Für den Vergleich der Infrastrukturkosten wurde mit einheitlichen Transportdistanzen gerechnet. Diese liegen bei den Pipelinefällen 1 und 5 bei 2.000 km und bei den restlichen Transportfällen, die Schiffe nutzen, bei 10.000 km. Die spezifischen Investitionen sind in der Regel angelehnt an Staiß et al (2022), für bestimmte Fälle, die so in der Quelle nicht verfügbar sind, wurden diese mit anderen Quellen ergänzt. Die Annahmen sind gesammelt in den Tabellen 7-4 bis 7-12 dargestellt. Als Kapitalverzinsung (WACC) wurde ein einheitlicher Zinssatz von 8 % unterstellt. Abgewichen wurde von der Auslastung der Synthesen und Verflüssigungsanlagen, die in Staiß et. al (2022) 57 % beträgt. Diese wurde auf 90 % hochgesetzt in Anlehnung an die Auslastung heutiger LNG-Verflüssigungsanlagen. Die Bandbreite der Unsicherheit ergibt sich auf einer Variation der Kosten um 20% nach oben und unten. Dies entspricht beispielsweise einer Abweichung bei der Kapitalverzinsung von ungefähr 3 Prozentpunkten bei einem Großteil der Anlagen. Bei den Pipelinetransportfällen kommt der Abweichung nach oben durch die Verwendung der Kosten für die Neuerrichtung der Pipeline zu Stande.

Übersicht

Basierend auf den getroffenen Annahmen liegen die Infrastrukturkosten aller Transportfälle unterhalb von 4 ct/kWh je transportiertem Wasserstoff. Bei den Pipelinetransportfällen von Wasserstoff

macht dieser Fixkostenanteil von rund 1 ct/kWh den größten Teil der Gesamtkosten aus. In allen anderen Fällen überwiegen die Energiekosten und der Anteil der Fixkosten liegt zwischen 15 % und 43 %.

Die geringsten Infrastrukturkosten weist der Transportfall 1 der Wasserstoffpipeline auf. In dem dargestellten Fall wurde eine Nachnutzung bestehender Erdgaspipelines unterstellt. Vergleichsweise niedrige Infrastrukturkosten weisen die Ammoniaktransportfälle 3 und 4 auf, wobei der Transportfall mit Cracker naturgemäß höhere Kosten aufweist.

Der Transportfall mit verflüssigtem Wasserstoff weist die nächsthöheren Kosten auf, wobei diese bereits mehr als doppelt so hoch sind wie der Ammoniaktransportfall. Hier machen sich zum einen die Anlagen der Verflüssigung aber auch kostenintensivere Transportschiffe bemerkbar.

Die Transportfälle mit kohlenstoffhaltigen Energieträgern weisen allesamt hohe Infrastrukturkosten für die notwendigen DAC-Anlagen auf. Diese Kosten liegen allein genommen bereits höher als die Infrastrukturkosten für Ammoniak. Die geringsten Infrastrukturkosten entfallen bei den kohlenstoffhaltigen Energieträgern auf den Pipelinetransport von Methan, insbesondere weil hier bestehende Erdgasanlagen weitergenutzt werden können.

Einen Sonderfall stellt der Transportfall von Methan mit Kohlenstoffkreislauf dar. Hier liegen die DAC-Kosten zwar niedriger, da nur CO₂-Verluste über eine DAC-Anlage ausgeglichen werden müssen und diese daher im Verhältnis zum Gesamttransport weniger zu Buche schlagen. Allerdings fallen bei diesem Transportfall noch Kosten für Dampfreaktor mit CO₂-Abscheidung an. Außerdem liegen die Kosten für Transportschiffe aufgrund der doppelten Transportschiffe für CO₂ und Methan höher als bei dem reinen Methantransport per Schiff.

Die Infrastrukturkosten für Methanol liegen etwas höher als die des Methanschifftransports mit CO₂-Kreislauf. Hier schlagen insbesondere die hohen DAC-Kosten zu Buche, die bei Methanol aufgrund des höheren Kohlenstoffgehaltes im Vergleich zu Methan nochmals höher sind.

Die höchsten Infrastrukturkosten entfallen auf LOHC und den Schiffstransport von Methan. Bei Transport via LOHC liegt das an hohen Kosten für die Dehydrier- und Hydrieranlagen. Außerdem weist der LOHC-Transportfall im Vergleich mit den anderen Transportrouten hohe Kosten für die Transportschiffe auf. Dies liegt daran, dass beim Transport via LOHC vergleichsweise geringe Mengen an Wasserstoff transportiert werden.

Der Schiffstransport von Methan weist zum einen hohe DAC-Kosten für den Kohlenstoff auf. Außerdem schlagen die Kosten für die Anlagen der Verflüssigung und Methansynthese ebenfalls zu Buche.

4.2.3. Energiebedingte Kosten

Annahmen:

Zur Ermittlung der energiebedingten Transportkosten werden die Energieaufwände mit folgenden Preisen bewertet: Strom Exportland 10 ct/kWh, Strom Deutschland 15 ct/kWh⁴, Wasserstoff mit

⁴ Eigene Annahme, Preis für Nicht-Haushaltskunden mit 20-70HWh/a in D ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen bei 13,49 ct/kWh laut Monitoringbericht der BNetzA 2022, S. 328

15 ct/kWh⁵, Methan, Ammoniak und Methanol umgerechnet mit dem Syntheseverhältnis und der angesetzten monetären Bewertung des Wasserstoffs.

Verluste führen dazu, dass die eingangs benötigte Menge an Wasserstoff größer sein muss, als die Menge, die in Deutschland genutzt werden kann. Die Erzeugungskosten wurden jedoch in der vorliegenden Analyse nicht betrachtet. Um abzubilden, dass die Verluste Kosten verursachen, werden diese daher ebenfalls mit den oben genannten Preisen bewertet.

Diskussion:

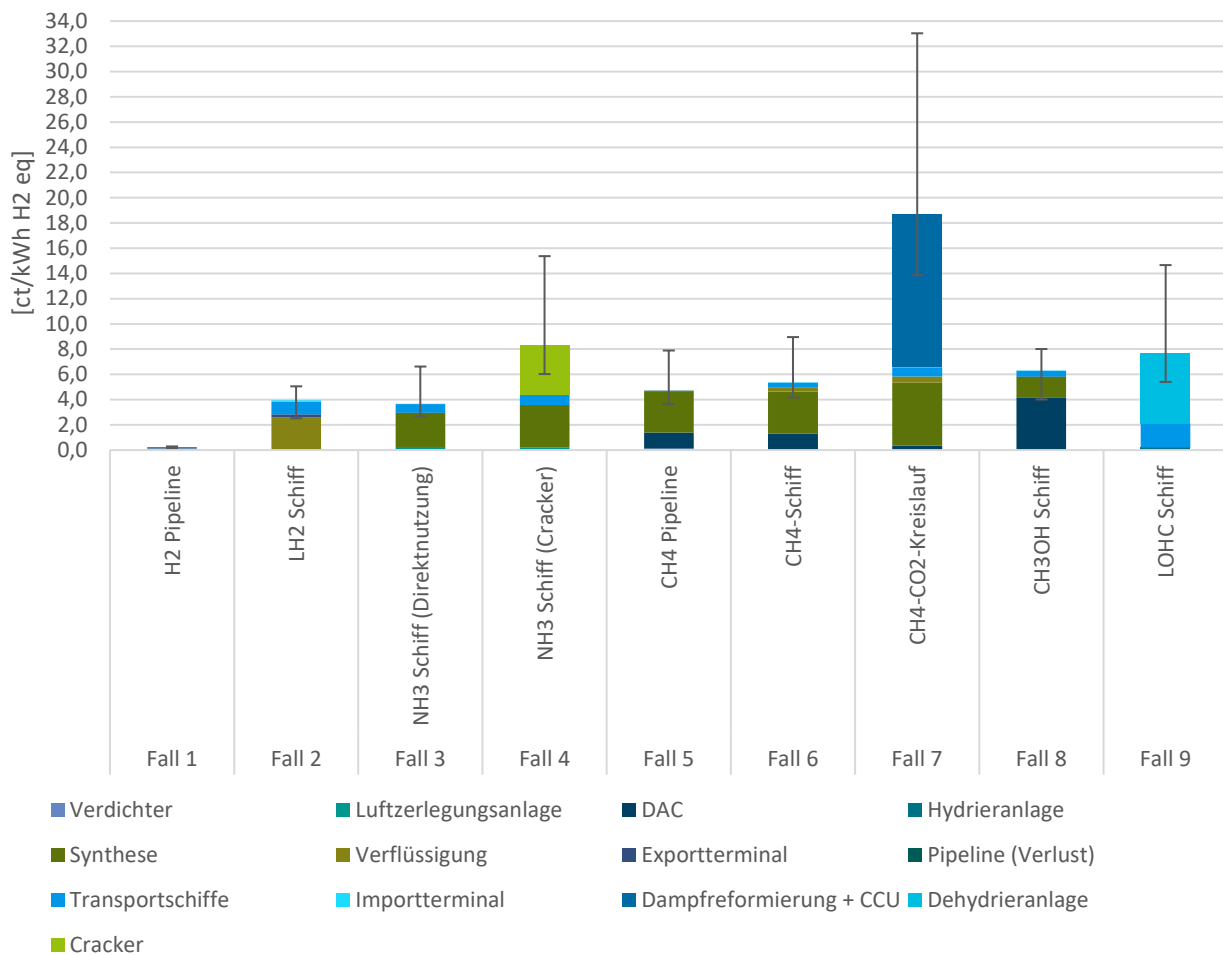
Die energiebedingten Kosten verlaufen ähnlich zu den Energieaufwänden. Diese liegen für Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff bei 0,2 ct/kWh H₂. Der Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff hat energiebedingte Kosten von 4 ct/ kWh H₂. Der Schiffstransport von Ammoniak zur Direktnutzung kostet 3,7 ct/kWh H₂. Ist ein Cracking erforderlich, steigen die energiebedingten Kosten auf 8,4 ct/kWh H₂.

Basierend auf den hinterlegten Annahmen ergeben sich für Methan variable Transportkosten von 4,7 ct/kWh (Pipeline) und 5,4 ct/kWh H₂ per Schiff. Für den Fall des CO₂-Kreislaufs steigen die energiebedingten Kosten auf knapp 19 ct/kWh H₂ an, insbesondere getrieben durch die Dampferformierung. Die DAC-Kosten sinken in diesem Fall, da weniger Kohlenstoff aus der Atmosphäre abgeschieden werden muss.

Der Schiffstransport von Wasserstoff in Form von Methanol kostet ca. 6,3 ct/kWh und per LOHC 7,7 ct/ kWh H₂.

⁵ Angelehnt an <https://www.energate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hydex-wasserstoff-index>

Abbildung 4-4: Energiebedingte Kosten der unterschiedlichen Transportrouten



Anmerkungen: Annahmen: 1) Transportdistanz 2000 km für Fall 1 und Fall 5, 10 000 km für Schiffstransport Fälle 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9.
 2) Bewertung der Energieaufwände mit: Strom Exportland 10 ct/kWh, Strom Deutschland 15 ct/kWh⁶, Wasserstoff mit 15 ct/kWh⁷, Methan, Ammoniak und Methanol umgerechnet mit dem Wasserstoffpreis.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ergebnisse hängen stark von den angenommenen Preisen für den eingesetzten Strom, Treibstoff und die Bewertung der Verluste ab. Im Basisfall werden folgende Preise angenommen:

- Strom Exportland 10 ct/kWh
- Strom Deutschland 15 ct/kWh⁸

⁶ Eigene Annahme, Preis für Nicht-Haushaltskunden mit 20-70HWh/a in D ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen bei 13,49 ct/kWh laut Monitoringbericht der BNetzA 2022, S. 328

⁷ Angelehnt an <https://www.energategate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hydex-wasserstoff-index>

⁸ Eigene Annahme, Preis für Nicht-Haushaltskunden mit 20-70HWh/a in D ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen bei 13,49 ct/kWh laut Monitoringbericht der BNetzA 2022, S. 328

- Wasserstoff 15 ct/kWh⁹
- wasserstoffbasiertes Methan 18 ct/kWh
- wasserstoffbasiertes Ammoniak 17 ct/kWh
- wasserstoffbasiertes Methanol 16 ct/kWh¹⁰

Effekt eines reduzierten Strompreises im Exportland

Wird abweichend angenommen, dass der Strompreis im Exportland nur 5 ct/kWh beträgt, reduzieren sich die strombedingten Kosten des Exports, also insbesondere für Verflüssigung, Luftzerlegungsanlage und DAC-Anlage. Der Effekt liegt zwischen 0,07 ct/kWh für H₂-Pipeline (33 %) und 2,3 ct/kWh für den Methanol-Schifftransport (36 %) (Abbildung 4-5). Der prozentuale Effekt ist für die Ammoniak-Route inkl. Cracking (ca. 5 %) sowie den CH₄-CO₂-Kreislauf (3 %) und das LOHC-Schiff (1 %) deutlich geringer.

Allerdings verändert sich das Kostenverhältnis, so dass jetzt die Transportoption flüssiger Wasserstoff günstiger wird als der Transport von Ammoniak zur Direktnutzung. Der Transport von Methanol per Schiff wird ebenfalls günstiger und liegt nun etwa bei den Kosten für den Schifftransport von Methan.

Effekt eines erhöhten Strompreises in Deutschland (Import)

Ein erhöhter Strompreis in Deutschland von 30 ct/kWh hat auf die meisten Transportfälle nur einen geringen Effekt. In einigen Fällen würden dadurch jedoch die Kosten spürbar steigen: Am stärksten bei Route 7 CO₂-Kreislauf um gut 3 ct/kWh H₂ (17 %). Route 4 (Ammoniak mit Cracking) und 9 (LOHC) würden sich um ca. 0,5 ct/kWh H₂ verteuern (6-7 %).

Ein auf 10 ct/kWh reduzierter Strompreis in Deutschland hat in den meisten Fällen nur einen geringen Effekt. Die Kosten für Route 7 würden dadurch um 1,1 ct/kWh H₂ sinken (6 %).

Die Reihung der Routen nach Kosten ändert sich durch die Variation nicht.

Effekt eines reduzierten oder erhöhten Wasserstoffpreises

Die Bewertung des Wasserstoffs (bzw. des jeweiligen transportierten Derivats), der während der Fahrt verloren geht (Boil-Off, Flash rate, Umwandlungsverluste), zur Wärmebereitstellung oder als Treibstoff getankt und genutzt wird, hat einen sehr starken Einfluss auf die energiebedingten Transportkosten.

Eine Absenkung des H₂-Preises auf 10 ct/kWh H₂ würde die Kosten in den Routen 3-7 und 9 um ca ¼ senken (1-4,8 ct/ kWh H₂).

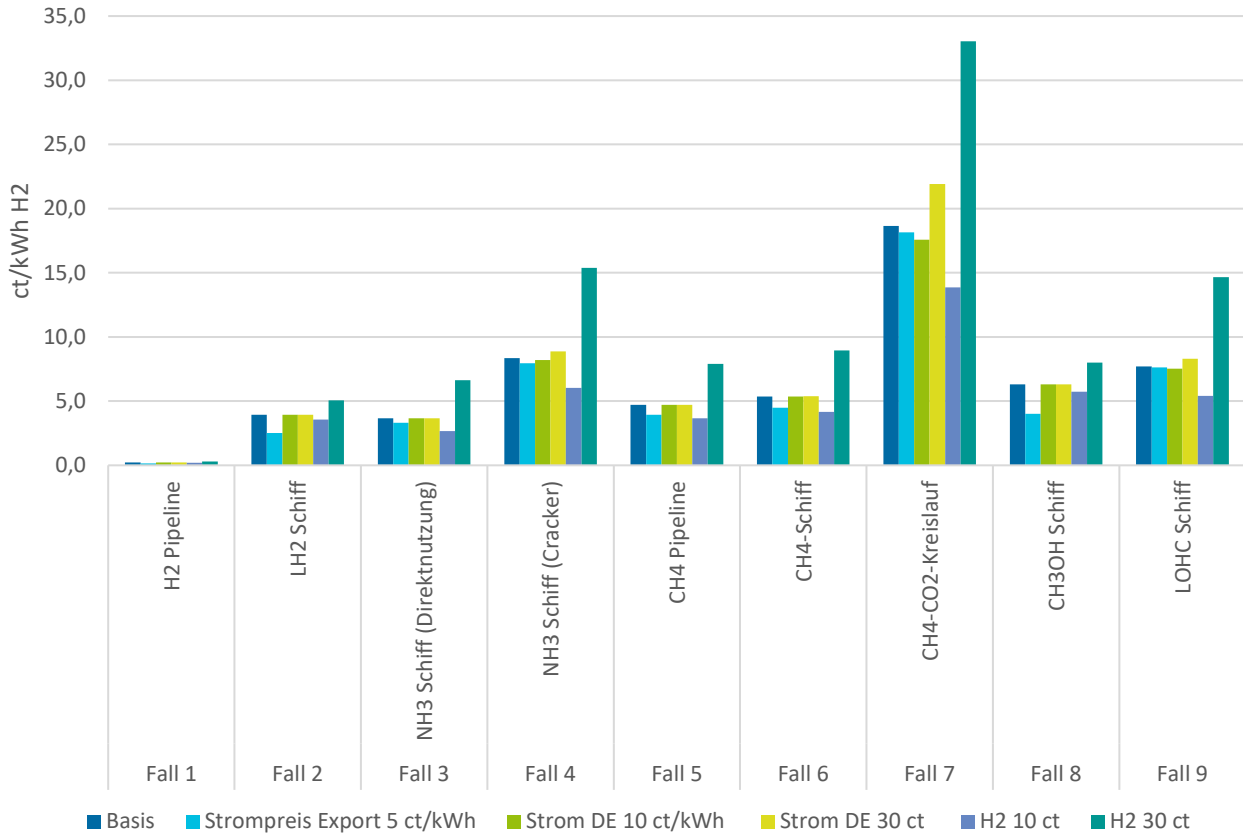
Ein erhöhter Wasserstoffpreis würde die Kosten in allen Fällen prozentual erheblich erhöhen (vgl. Abbildung 4-5). Zudem würde sich die Reihung der Routen nach Kosten ändern: Route 3 Schifftransport von Ammoniak zur Direktnutzung würde nun über den Kosten für den Schifftransport von

⁹ Angelehnt an <https://www.energategate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hydex-wasserstoff-index>

¹⁰ Methan, Ammoniak und Methanol werden über den Wasserstoffpreis bewertet auf Basis der Menge des jeweiligen Energieträgers, der aus 1 kWh Wasserstoff hergestellt werden kann.

flüssigem Wasserstoff liegen. Der Schiffstransport von Methanol wäre leicht günstiger als der Transport von Methan per Schiff.

Abbildung 4-5: Einfluss von Energiepreisannahmen auf die energiebedingten Transportkosten



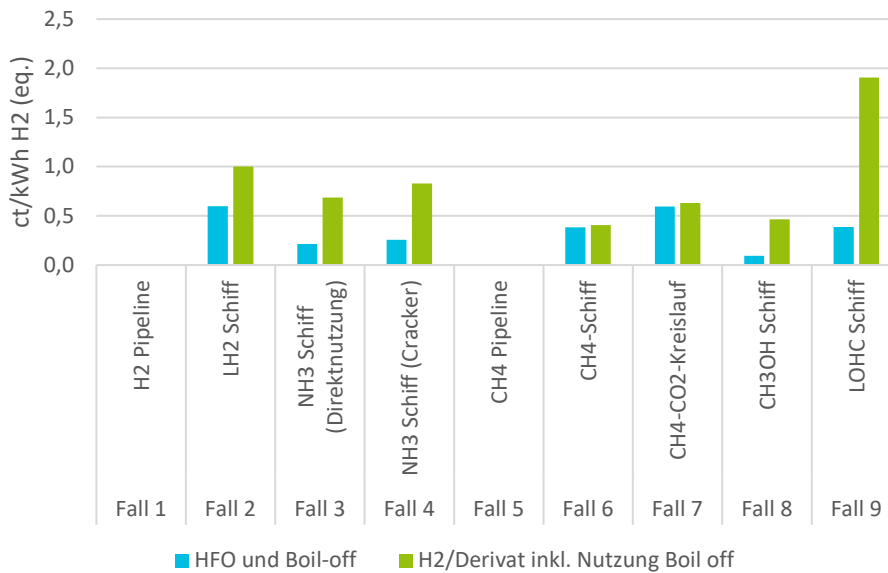
Anmerkungen: Annahmen: 1) Transportdistanz 2000 km für Fall 1 und Fall 5, 10 000km für Schiffstransport Fälle 2, 3, 4, 7, 8, 9, 2) Bewertung der Energieaufwände mit: Strom Exportland 10ct/kWh, Strom Deutschland 15 ct/kWh¹¹, Wasserstoff mit 15 ct/kWh¹², Methan, Ammoniak und Methanol bewertet auf Basis der Menge des jeweiligen Energieträgers, der aus 1 kWh Wasserstoff hergestellt werden kann.

Quelle: eigene Darstellung

¹¹ Eigene Annahme, Preis für Nicht-Haushaltskunden mit 20-70HWh/a in D ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen bei 13,49 ct/kWh laut Monitoringbericht der BNetzA 2022, S. 328

¹² Angelehnt an <https://www.energate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hyde-wasserstoff-index>

Abbildung 4-6: Kosten für Treibstoff Diesel versus Wasserstoff/Derivat



Anmerkungen: Annahmen: 1) Transportdistanz 2000 km für Fall 1 und Fall 5, 10 000km für Schifftransport Fälle 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9
 2) Bewertung der Energieaufwände mit: Strom Exportland 10ct/kWh, Strom Deutschland 15 ct/kWh¹³, Wasserstoff mit 15 ct/kWh¹⁴, Methan, Ammoniak und Methanol bewertet auf Basis der Menge des jeweiligen Energieträgers, der aus 1 kWh Wasserstoff hergestellt werden kann. HFO bewertet mit 400\$/t IFO380, Umrechnung mit 1,20\$/€ und 11MWh/t basierend auf Staiß et al. 2022.

Quelle: eigene Darstellung

5. Klima- und Umweltwirkungen der Transportrouten

Im Folgenden werden die Klima- und Umweltwirkungen der betrachteten Transportrouten dargestellt. Hierbei werden einerseits klimarelevante Emissionen betrachtet sowie Luftschadstoffe und die Wirkung verschiedener Stoffe auf bzw. das Risiko für die (aquatische) Fauna und den Menschen beschrieben. Bezüglich des Risikos wird auch erörtert, ob Sicherheitsstandards vorhanden sind. Die Analyse umfasst keine detaillierte Betrachtung eines Schadensausmaßes verschiedener Situationen, sondern das Risiko (z.B. im Falle einer Havarie) wird für jede Route und anhand der Stoffeigenschaften erörtert. Spezifische Risiken, die durch den Bau und Betrieb der Anlagen in empfindlichen Ökosystemen entstehen (z.B. Lage des Anladeterminals im Wattenmeer), wurden in dieser Untersuchung nicht näher betrachtet. Die Klima- und Umweltwirkungen bei der Endnutzung in den einzelnen Routen werden nur dort explizit beschrieben, wo es zu Besonderheiten kommt. Allgemein können drei grundlegende Arten der Endnutzung unterschieden werden: stoffliche Nutzung, Nutzung im Motor und sonstige Verbrennung (Gasturbine oder sonstige thermische Nutzung). Bei der stofflichen Nutzung und der sonstigen Verbrennung können die Leckagen auf Grund der Prozessoptimierung sehr gut begrenzt werden. Bei der Verbrennung im Motor kommt es je nach Motoreinstellung zu Leckagen auf Grund einer unvollständigen Verbrennung (Schlupf). Dieser kann durch eine

¹³ Eigene Annahme, Preis für Nicht-Haushaltskunden mit 20-70GWh/a in D ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen bei 13,49 ct/kWh laut Monitoringbericht der BNetzA 2022, S. 328

¹⁴ Angelehnt an <https://www.energategate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preisgruppe/209600/hydex-wasserstoff-index>

entsprechende Einstellung und Pflege des Motors reduziert werden. Die Nachbehandlung im Rauchgas ist zwar ebenfalls möglich, jedoch kosten- und energieintensiv.

Der verbleibende Teil des Kapitels ist wie folgt strukturiert: In Abschnitt 5.1 werden grundlegende Charakteristika der Transportmedien beschrieben, die wichtig für die Beurteilung der Klima- und Umweltwirkungen sind. In Abschnitt 5.2 werden die Wirkungen entlang der einzelnen Transportschritte beschrieben, wobei wie in den vorigen Kapiteln der Startpunkt der bereits produzierte grüne Wasserstoff ist und die vielfältigen Endnutzungen nicht betrachtet werden (wobei auch letztere natürlich Klima- und Umweltwirkungen, z.B. aufgrund von Leckagen, entfalten). In Abschnitt 5.3 dieses Kapitels wird eine Quantifizierung der Klimawirkung vorgenommen. Im letzten Abschnitt (5.4) werden die Erkenntnisse zusammengefasst.

5.1. Grundlegende Charakteristika der Transportmedien

Die umwelt- und klimarelevanten Auswirkungen der Wasserstofftransportketten ergeben sich einerseits aus den Stoffeigenschaften der verschiedenen Transportmedien und andererseits aus den spezifischen Umwandlungs- und Transportschritten der Ketten und daraus resultierender Zwischenprodukte/-emissionen.

Folgende Charakteristika der Transportmedien sind relevant für die Umwelt- und Klimawirkungen:

- Zusammen mit anderen Faktoren ist die **Energiedichte** eines Stoffes für die Nutzung als Schiffskraftstoff und die Lagerungsbedingungen entscheidend, da sie Einfluss auf benötigte Mengen, Tankgrößen, Verbrennungsvorgänge uvm. hat.
- Die **Entflammbarkeit/Explosionsgefahr** ist wichtig für die Lagerung, notwendige Sicherheitsmaßnahmen bei Leckagen sowie die Nutzung des Transportmediums als Schiffskraftstoff.
- Für die Handhabung und Sicherheitsmaßnahmen an Bord eines Schiffes bzw. bei der Lagerung im Hafen sowie im Fall von Leckagen ist die **Toxizität** eines Stoffes im Hinblick auf Flora und Fauna ein entscheidender Faktor. Man kann zudem in Kurzzeit- und Langzeiteffekte unterscheiden.
- Bestehende **Sicherheitsregularien** vereinfachen einerseits die Umsetzung der Transportroute und geben andererseits einen Hinweis darauf, wie viel Erfahrung mit dem jeweiligen Stoff schon gesammelt wurde.
- Das Treibhausgaspotenzial und die Eigenschaften eines Stoffes (z.B. schnelle Verflüchtigung) beeinflussen die Klimawirkung der betrachteten Transportmedien.

Tabelle 5-1 gibt einen kurzen Überblick über die verschiedenen Charakteristika der Transportmedien sowie die Existenz von etablierten Sicherheitsregularien. Die grundsätzlichen Charakteristika werden im Folgenden beschrieben, während die Konsequenzen aus Entflammbarkeit und Explosionsgefahr sowie die Themen Sicherheitsregularien und Toxizität in den Abschnitten zu den jeweiligen Routen näher beschrieben werden.

Tabelle 5-1: Charakteristika der Transportmedien und zusammenfassende Einschätzung zu Entflammbarkeit, Explosionsgefahr, Sicherheitsregularien sowie Toxizität

Charakteristika	Einheit	Wasserstoff (gasförmig)	Wasserstoff (flüssig)	Ammoniak	Methan (gasförmig)	Methan (flüssig)	Methanol	LOHC
Volumetrische Energiedichte	MJ/Liter	1,0	8,5	11,6	4,2	22	16,8	6,4
Gravimetrische Energiedichte	MJ/kg	120	120	18,6	50,4	50,4	21,0	7,4
Druck Lagerung/ Pipelinetransport	bar	700 / 70-100	1	1 oder 10	5-10 / 1-100	1	1	1
Temperatur Lagerung/ Transport	°C	Umgebungstemperatur	-253	-34 -20	Umgebungstemperatur	-162	Umgebungstemperatur	Umgebungstemperatur
(indirektes) THG-Potenzial (100 Jahre)		6-16 kgCO _{2e} /kgH ₂	0,2-1,8% N ₂ O/NH ₃ 297kgCO _{2e} /kgN ₂ O		27-29,7 kgCO _{2e} /kgCH ₄	Keine THG-Wirkung bekannt	Keine THG-Wirkung bekannt	

Zusammenfassende Einschätzung von

Entflammbarkeit	1	1	2	1	1	2	5
Explosionsgefahr	2	2	4	3	3	5	5
Bestehende/ etablierte Sicherheitsregularien	2	2	3	5	5	4	3-5?
Toxizität Mensch	5	5	2	5	5	3	1-3
Toxizität (aqu.) Fauna	5	5	2	5	5	5	1

Notizen: Ranking: 1 (rot) = hohes Risiko bzw. schlechte Performance bis 5 (grün) = geringes Risiko bzw. gute Performance

Quelle: Cames et al. (2021), Wissner et al. (2023), THG-Potentiale für Wasserstoff nach Ocko und Hamburg (2022), für Ammoniak nach IPCC (2019), siehe auch Abschnitt 5.3.3, für Methan nach IPCC (2021); und Energiedichten, Druck und Temperaturniveaus der Stoffe: <https://webbook.nist.gov/cgi/inchi/InChI%3D1S/H2/h1H>, <https://echa.europa.eu/de/brief-profile/-/briefprofile/100.044.216>

Wasserstoff ist ein Gas, welches nicht toxisch, aber gut entflammbar ist. Die Explosionsgefahr ist höher als bei Methan und die Energiedichte ist geringer als die der anderen betrachteten Transportmedien. Wasserstoff ist selbst kein Treibhausgas, aber es entsteht ein indirekter Effekt durch die Interaktion von Wasserstoff mit HO-Radikalen in der Atmosphäre, welche die Konzentration von Methan, Ozon und Wasserdampf beeinflusst (Warwick et al. 2022; Ocko und Hamburg 2022). Das (indirekte) Treibhausgaspotenzial (Global Warming Potential) wird für Wasserstoff auf 6 bis 16 über einen Zeitraum von 100 Jahren geschätzt bei Inkludierung von Effekten in der Troposphäre und Stratosphäre (Derwent et al. 2020; Riemer und Wachsmuth 2022a).

Ammoniak ist ein sehr toxisches und korrosives Gas, welches schwerer entflammbar ist als Wasserstoff. Sein starker, charakteristischer Geruch ist sofort bemerkbar (nähere Erläuterung in Abschnitt 5.2). Ammoniak hat zudem eine höhere Energiedichte als Wasserstoff. Wenn Ammoniak in flüssiger Form freigesetzt wird, hat es eine akut toxische Wirkung auf tierische Wasserorganismen, z. B. Fische und wirbellose Lebewesen.¹⁵ Für Algen, Cyanobakterien und andere Mikroorganismen stellt Ammoniak eine Stickstoffquelle dar, die im Gegensatz zu Luftstickstoff sehr gut assimiliert werden kann.¹⁶ Somit hat Ammoniak bei einer Freisetzung in aquatische Ökosysteme eine stark eutrophierende Wirkung, wodurch diese Ökosysteme nachhaltig verändert oder sogar geschädigt werden können. Wenn Ammoniak an Land freigesetzt wird, kann es zur Versauerung von terrestrischen Ökosystemen führen. Mit dem Göteborg-Protokoll zur Genfer Luftreinhaltekonvention (Gothenburg Protocol 2012) von 1999 (revidiert 2012) wurden Regelungen zu Emissionsminderung, Monitoring und Berichterstattung für verschiedene Emissionen, unter anderem auch Ammoniak, vereinbart. Im Jahr 2014 wurden Richtwerte für kritische Konzentrationen (Critical Levels) festgelegt (Bittman et al. 2014). Auf EU-Ebene wurde in der NEC-Richtlinie 2016/2284/EU festgelegt, dass die Ammoniakemissionen in der EU deutlich reduziert werden, um Ökosysteme in Europa vor einer weiteren Eutrophierung zu schützen. Gemäß Berechnungen von de Vries et al. (2013) zu den planetaren Grenzen ist die Stickstoff-Grenze auf globaler Ebene bereits deutlich überschritten. Bei der Verbrennung von Ammoniak kann N₂O entstehen - ein starkes Treibhausgas mit einem GWP von 298 über einen Zeitraum von 100 Jahren einschließlich Klima-Kohlenstoff-Rückkopplungen (Myhre et al. 2013). Als Teil des globalen Stickstoffkreislaufs kann Ammoniak auch indirekt zu N₂O-Emissionen beitragen, die ebenfalls Teil des Kreislaufs sein können (World Ocean Review 2017). Weitere Details zur Klimawirkung von Ammoniak sind in Abschnitt 5.3 zu finden.

Methan ist ein gut entflammbares, nicht toxisches Gas mit einer höheren Energiedichte als Wasserstoff und Ammoniak. Die Explosionsgefahr ist höher als bei Ammoniak. Synthetisches Methan ist dem heutigen Erdgas sehr ähnlich in seinen Eigenschaften. Methan hat ein etwa 28 mal höheres GWP als CO₂ über einen Zeitraum von 100 Jahren (mehr hierzu in Abschnitt 5.3). Die Entweichung von Methan stellt somit ein erhebliches Risiko für negative Klimawirkungen dar. Bei der vollständigen Verbrennung von Methan entsteht CO₂, welches idealerweise zuvor über DAC aus der Atmosphäre gebunden wurde. Die Verbrennung in Motoren (z.B. beim Einsatz als Schiffskraftstoff) ist je nach Alter, Bauart und Einstellung teilweise unvollständig, sodass mit dem Rauchgas auch Methan in die Atmosphäre entweicht.

Methanol ist ein flüssiger, klarer und flüchtiger Alkohol. Bei normalem Umgebungsdruck hat Methanol die höchste Energiedichte im Vergleich zu den anderen betrachteten Wasserstofftransportmedien. Es ist weniger toxisch als Ammoniak und es besteht nur eine sehr geringe Explosionsgefahr. Bei der Verbrennung von Methanol in Motoren (z.B. beim Einsatz als Schiffskraftstoff) entsteht CO₂, welches idealerweise zuvor über DAC aus der Atmosphäre gebunden wurde.

LOHC sind flüssige, organische Wasserstoffträger, welche Wasserstoff an sich binden und unter Energieeintrag wieder abgeben können. In den Charakteristika ähneln sie konventionellem Diesel. Ebenso wie dieser sind sie flüssig bei normalem Umgebungsdruck, aber auch toxisch für Lebewesen.

In mehreren Transportketten kann es zu NO_x-Emissionen kommen (z.B. als Leckage oder bei der Verbrennung). NO_x-Emissionen haben sowohl einen wärmenden als auch einen kühlenden Effekt auf das Klima (Myhre et al. 2013). Insgesamt wird geschätzt, dass die anthropogenen NO_x-

¹⁵ <https://echa.europa.eu/de/registration-dossier/-/registered-dossier/15557/6/2/3>

¹⁶ <https://echa.europa.eu/de/registration-dossier/-/registered-dossier/15557/6/2/3>

Emissionen einen negativen RF-Effekt (Abkühlungseffekt) haben. Die Effekte von NO_x werden detailliert in Abschnitt 5.3 betrachtet.

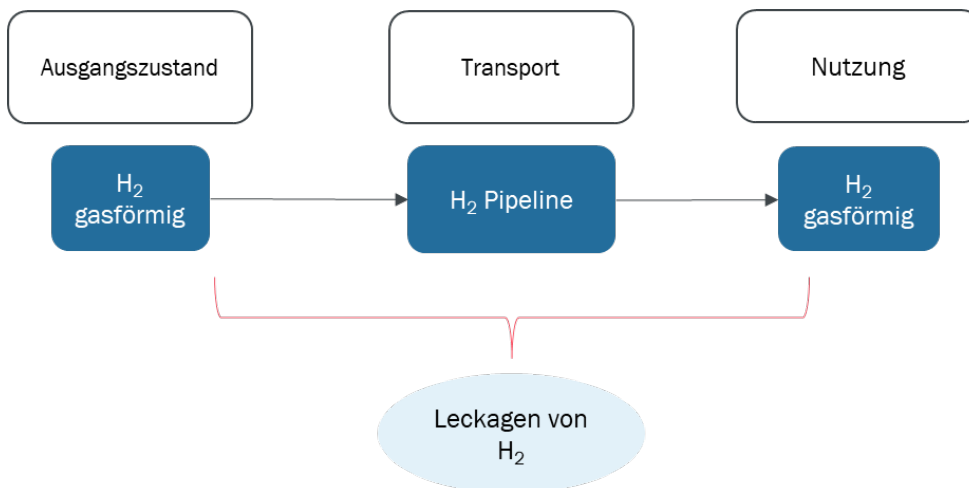
5.2. Beschreibung von Umwelt- und Klimawirkungen sowie Sicherheitsaspekte in den jeweiligen Transportrouten

Route 1: Wasserstoff gasförmig - Pipelinetransport – Wasserstoff gasförmig

Klimawirkung: Abbildung 5-1 zeigt schematisch die Prozessschritte des Transports von gasförmigem Wasserstoff via Pipeline. Entlang der gesamten Transportkette entstehen beabsichtigte oder nicht beabsichtigte Abgaben von Wasserstoff an die Atmosphäre, wobei Schwerpunkte bei der Konditionierung und an den Verdichterstationen der Pipeline liegen. Der entweichende Wasserstoff hat eine indirekte Klimawirkung. Ebenso kann es bei Endnutzung in Motoren zu Motorschlupf kommen (für eine grobe Quantifizierung der Leckagen entlang der Prozesskette: siehe Tabelle 5-3; für eine detaillierte Beschreibung der Leckageursachen und möglicher Reduktionsmaßnahmen siehe Abschnitt 5.3.1).

Umweltwirkung und Risiken: Der bei Leckagen austretende Wasserstoff verflüchtigt sich schnell. Da Wasserstoff nicht toxisch ist, besteht keine akute Gesundheitsgefahr für Lebewesen in der Nähe der Leckage. Es bestehen allerdings Gefahren durch die gute Entflammbarkeit und Explosionsgefahr von Wasserstoff (Tabelle 5-1). Daher sind Sicherheitsmaßnahmen erforderlich, die denen im Umgang mit Erdgaspipelines ähneln. Für den Pipeline-Transport ist die Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtgV) maßgeblich.

Abbildung 5-1: Wirkung entlang Transportroute 1

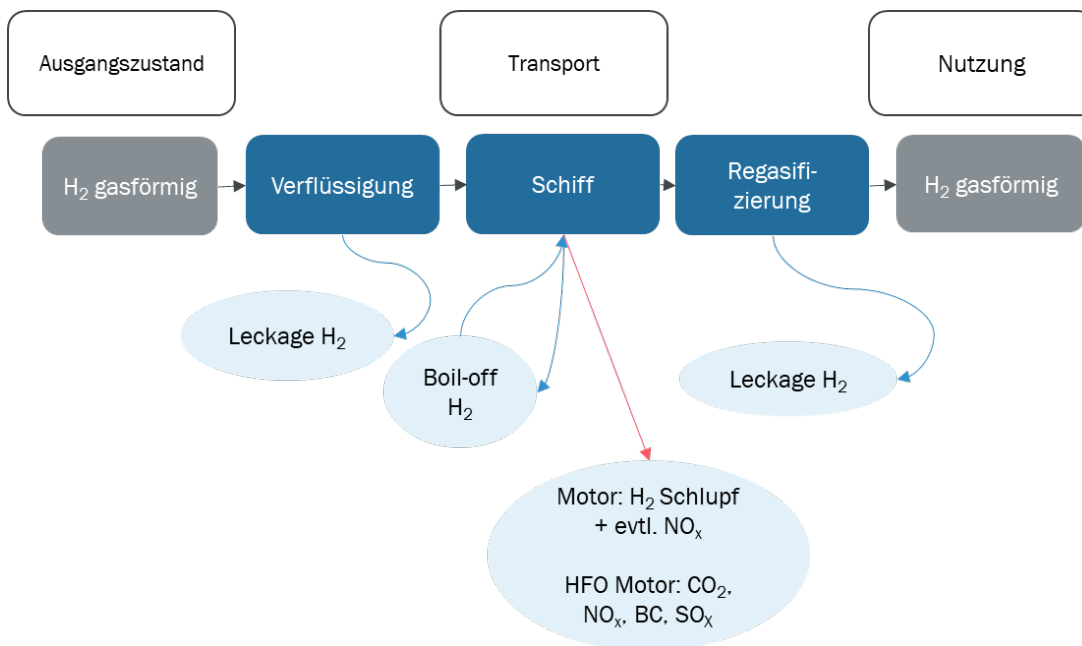


Quelle: Eigene Darstellung

Route 2: Wasserstoff gasförmig – Verflüssigung – Schiffstransport – Regasifizierung - Wasserstoff gasförmig

Abbildung 5-2 zeigt schematisch die Prozessschritte des Transports von verflüssigtem Wasserstoff via Schiff. Für den Schiffstransport wird der Wasserstoff bei 1 bar auf -253°C gekühlt und verflüssigt.

Abbildung 5-2: Wirkungen entlang Transportroute 2



Quelle: Eigene Darstellung

Klimawirkung: Während der Verflüssigung und der Regasifizierung kann es zu Wasserstoffleckagen mit der in Abschnitt 5.3 genannten indirekten Klimawirkung kommen. Zusätzliche Klima- und Umweltwirkungen entstehen in Transportroute 2 durch den Schiffsantrieb und den Boil-off. Während des Transports von verflüssigtem Wasserstoff kommt es zur Verdampfung eines Teils der Ladung. Dieses Boil-off-Gas kann allerdings aufgefangen und für den Antrieb des Schiffes genutzt werden (siehe Annahmen in Abschnitt 4.1.1). Des Weiteren entstehen Emissionen durch den Verbrennungsmotor zum Antrieb des Schiffes. Hierbei werden zwei Möglichkeiten in dieser Studie betrachtet: die Nutzung der Fracht als Kraftstoff und die Nutzung von konventionellem, fossilem Schiffskraftstoff. Es gibt noch keine kommerziell verfügbaren Schiffsmotoren, die mit Wasserstoff betrieben werden können. Aufgrund der geringeren Energiedichte wird Wasserstoff als Kraftstoff in der Schifffahrt eher auf kürzeren Strecken bzw. im küstennahen Bereich gesehen und nicht für lange Distanzen, wie sie in dieser Studie angenommen werden. Allerdings könnten mit Brennstoffzellen weitere Anwendungen und Potenziale im Schiffsverkehr erschlossen werden. Deren Einsatz steht aber im Schiffsverkehr noch am Anfang (DNV GL 2017). Wie in Abschnitt 3.2.2 ausgeführt, gibt es allerdings erste Versuche mit Wasserstoff in der Schifffahrt. Wenn Wasserstoff im Verbrennungsmotor eingesetzt wird, kann es genauso wie bei Methanmotoren (siehe unten) zu Schlupf kommen, und der entwichene Wasserstoff könnte seine indirekten Klimawirkungen entfalten (für eine grobe Quantifizierung der Leckagen entlang der Prozesskette siehe Tabelle 5-3).

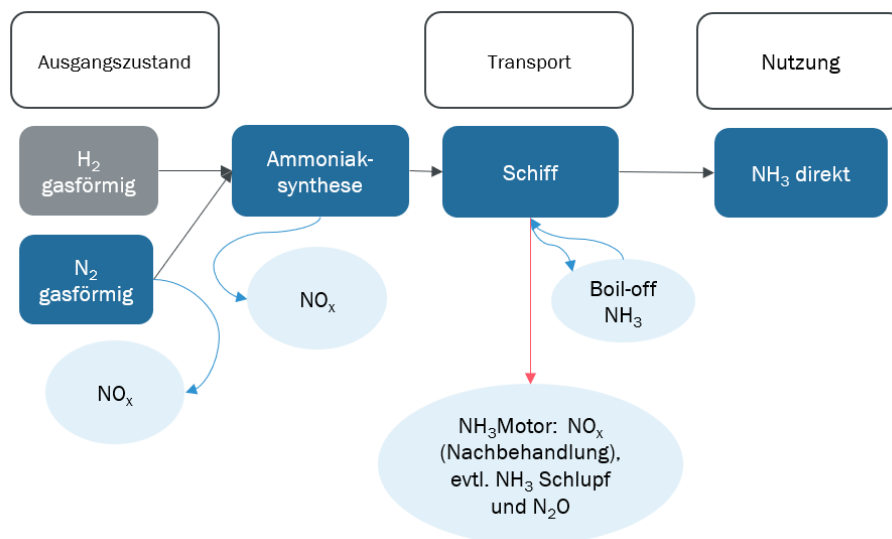
Umweltwirkung und Risiken: Zudem kann es bei hohen Temperaturen im Verbrennungsmotor zu NO_x-Emissionen kommen. Das Verhalten von flüssigem Wasserstoff im Falle von Havarien ist gut untersucht (siehe z. B. Odsæter et al. 2021). Direkter Hautkontakt führt zu Verätzungen durch die niedrigen Temperaturen, aber der Wasserstoff verflüchtigt sich schnell. Wenn das Schiff allerdings mit einem konventionellen, fossilen Kraftstoff betrieben wird (bspw. Schweröl oder Marinediesel), entstehen (fossile) CO₂-Emissionen, Rußpartikel (sogenannter Black Carbon), NO_x-Emissionen und SO_x-Emissionen. Die letzten drei genannten Emissionen sind Luftschadstoffe und wirken sich negativ auf den Menschen aus, vor allem in Küstenregionen mit starkem Schiffsverkehr. Zudem ist

Schweröl/Marinediesel toxisch bei oraler Aufnahme und führt zu signifikanten Langzeitfolgen für marine Ökosysteme im Falle von Havarien (u. a. Akkumulation auf der Wasseroberfläche, Verklebung von Lebewesen). Allgemein sind Sicherheitsvorschriften zum Umgang mit kryogenen Stoffen etabliert, allerdings müssen diese für die Nutzung von verflüssigtem Wasserstoff als Fracht und Schiffskraftstoff noch auf internationaler Ebene standardisiert werden. Diese Regularien für die Handhabung an Bord eines Schiffes werden den bestehenden Regularien zur Handhabung von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas (LNG)) ähneln, da dieses auch als kryogener Stoff bei -162°C transportiert wird. Prinzipiell ergeben sich die gleichen Risiken, die sich von den Eigenschaften des Wasserstoffs ableiten, wie auch für Transportroute 1.

Route 3: Wasserstoff gasförmig - Ammoniakherstellung – Schiffstransport – Ammoniakdirektnutzung

Abbildung 5-3 zeigt die Prozessschritte mit Ammoniaksynthese, Schiffstransport des flüssigen Ammoniaks und dessen direkte Nutzung.

Abbildung 5-3: Wirkungen entlang Transportroute 3



Quelle: Eigene Darstellung

Klimawirkung: Da bereits heutzutage Ammoniak global verschifft wird, ist anzunehmen, dass Ammoniaktanker auch die ersten sein werden, die Ammoniak (und ggf. den Boil-off) als Kraftstoff nutzen werden. Weil es noch keine kommerziellen, marinen Ammoniakmotoren auf dem Markt gibt (erwartet 2024/2025), und Daten aus Studien sehr begrenzt sind, besteht eine Unsicherheit über die Höhe der Emissionen eines Ammoniakmotors. Für das Klima relevant sind potenzielle Lachgasemissionen (N_2O). Die Anpassung des Verbrennungsprozesses (bspw. höhere Temperatur) oder bestimmte Abgasnachbehandlungen können die Lachgasemissionen reduzieren oder eliminieren (Cames et al. 2021). Offen ist nur, inwieweit die Motorenhersteller diese Optionen im finalen Motor umsetzen können. Laut Industrieexpert*innen zeigen erste Motorentests, dass Lachgasemissionen im Bereich 5-10ppm im Abgas zu erwarten sind (was vergleichbar wäre mit 1 g/kWh Methanschlupf eines Motors mit geringem Methanschlupf (siehe Abschnitt 5.3.2, Pavlenko et al. 2020).

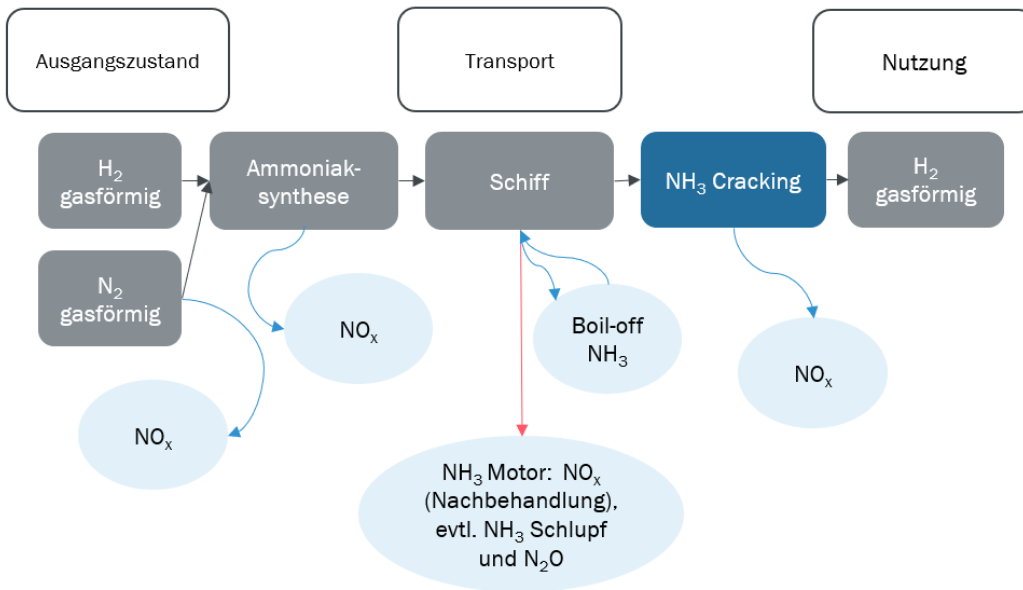
Umweltwirkung und Risiken: Neben Lachgasemissionen kann es zu NO_x-Emissionen aus dem Verbrennungsprozess kommen, welche aber über eine Abgasnachbehandlung gemindert werden können. Genauso kann potenzieller Ammoniakslupf aufgefangen und durch Nachbehandlung eliminiert werden oder der Verbrennungsprozess entsprechend gesteuert werden, sodass es zu weniger Schlupf kommt (für eine grobe Quantifizierung der Leckagen entlang der Prozesskette: siehe Tabelle 5-3; für eine detaillierte Beschreibung der Leckageursachen und möglicher Reduktionsmaßnahmen siehe Abschnitt 5.3.3). Die Verfahren zur Produktion von Ammoniak (Haber-Bosch-Verfahren, Linde-Verfahren zur Luftzerlegung) sind lange etabliert und daher gibt es auch etablierte Sicherheitsvorschriften für die Handhabung der Zwischen- und Endprodukte. Stickstoff (N₂) ist nicht toxisch und nicht explosiv und wird mittels Luftzerlegung aus der Atmosphäre entnommen und dem Prozess zugeführt. Im traditionellen Haber-Bosch-Verfahren kann es im ersten Schritt, der Dampfreformierung von Erdgas zur Herstellung von Wasserstoff, zu NO_x-Emissionen kommen. Wenn künftig Wasserstoff aus Elektrolyse eingesetzt wird, entfallen diese potenziellen Luftemissionen. NO_x ist ein Luftschadstoff, der schädlich für die Gesundheit sein kann. Für den Schiffstransport wird Ammoniak bei 1 bar und -34°C verflüssigt. Der Transport von Ammoniak und dessen Nutzung als Kraftstoff birgt erhebliche Risiken aufgrund der Eigenschaften von Ammoniak (siehe 5.1). Ammoniak ist zwar weniger entflammbar als Wasserstoff oder Schweröl und hat auch eine geringere Explosionsgefahr, aber es ist sehr toxisch. Es hat vor allem eine hohe akute Toxizität für Lebewesen allgemein und insbesondere für den Menschen und die aquatische Fauna (Cames et al. 2021). Im Falle einer Havarie würde sich Ammoniak akut sehr schädlich bis tödlich auf die aquatische Fauna auswirken. Langzeitfolgen sind aber weniger zu erwarten, da sich Ammoniak recht schnell verflüchtigt. An Bord des Schiffes können Ammoniakleckagen aufgrund des spezifischen Geruchs schnell erkannt werden, obgleich jegliche Ausgasungen in die Luft ein erhebliches Gesundheitsrisiko für die Crew darstellen. Bei Hautkontakt mit dem gekühlten Ammoniak kann es wie bei flüssigem Wasserstoff zu Hautverätzungen kommen. Entsprechende Sicherheitsvorkehrungen müssen daher getroffen werden. Für die landseitigen Prozessschritte sind diese Sicherheitsvorschriften bereits etabliert, ebenso für den reinen Transport von Ammoniak. Regularien für die Nutzung von Ammoniak als Schiffskraftstoff werden zurzeit noch entwickelt (Cames et al. 2021).

Die Emissionen und Gefahren von Schweröl/Marinediesel als Schiffskraftstoff, im Falle eines Einsatzes in einem Ammoniahtanker, sind die gleichen wie in der vorigen Transportroute beschrieben.

Route 4: Wasserstoff gasförmig – Ammoniakherstellung – Schiffstransport – Ammoniakcracker – Wasserstoff gasförmig

Die Klima- und Umweltwirkungen der Transportroute 4 (Abbildung 5-4) sind fast identisch mit den potenziellen Auswirkungen der vorigen Transportroute. Beim Cracking des Ammoniaks zur Gewinnung von Wasserstoff kann es zusätzlich zu NO_x-Emissionen kommen.

Abbildung 5-4: Wirkungen entlang Transportroute 4

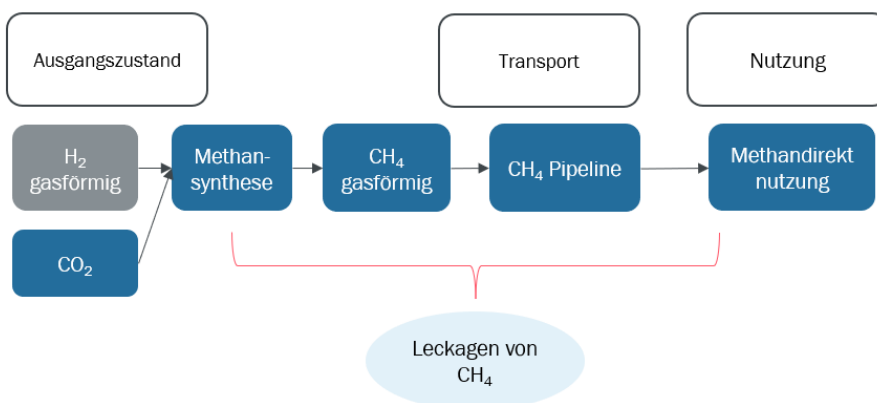


Quelle: Eigene Darstellung

Route 5: Wasserstoff gasförmig – Methansynthese – Pipelinetransport – Methandirektnutzung

Für Transportroute 5 (Abbildung 5-5) kann man die gleichen Klima- und Umweltwirkungen annehmen wie für den heutigen Erdgastransport via Pipeline. Allerdings wird in dieser Route, gegenüber der fossilen Erdgasförderung, angenommen, dass Methan aus grünem Wasserstoff und CO_2 aus DAC synthetisiert wird (wie in Abschnitt 3.6 näher beschrieben).

Abbildung 5-5: Wirkungen entlang Transportroute 5



Quelle: Eigene Darstellung

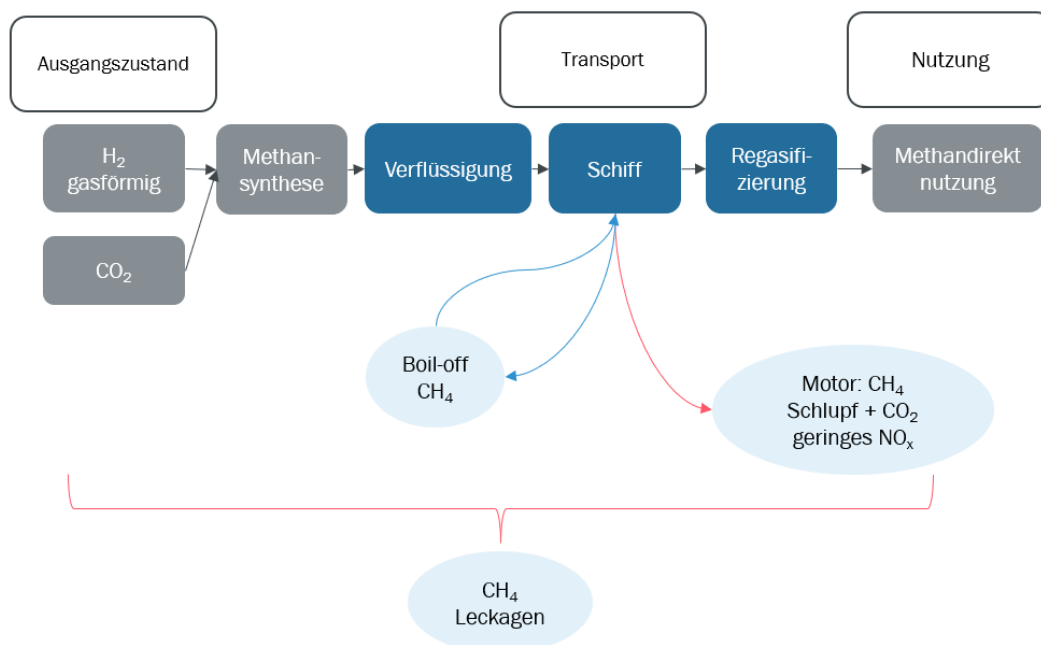
Klimawirkung: Entlang der Transportkette (Methansynthese, Pipeline) kann es zu Leckagen kommen, wobei sich Methan schnell verflüchtigt und seine hohe Klimawirkung entfalten kann (für eine grobe Quantifizierung der Leckagen entlang der Prozesskette: siehe Tabelle 5-3; für eine detaillierte Beschreibung der Leckageursachen und möglicher Reduktionsmaßnahmen siehe Abschnitt 5.3.2).

Umweltwirkung und Risiken: Die bewährten Sicherheitsstandards für Erdgaspipelines werden auch für synthetisches Methan gültig sein, um mit der Entflammbarkeit und der Explosionsgefahr des Stoffes umzugehen. Wie bei der Wasserstoffpipeline ist auch für die Methanpipeline das Risiko für Menschen insofern geringer, als dass weniger Interaktion mit dem Stoff stattfindet als beispielsweise beim Transport via Schiff.

Route 6: Wasserstoff gasförmig – Methansynthese – Verflüssigung – Schiffstransport – Regasifizierung – Methandirektnutzung

Abbildung 5-6 zeigt die Prozessschritte und mögliche Auswirkungen des Transports von flüssigem Methan.

Abbildung 5-6: Wirkungen entlang Transportroute 6



Quelle: Eigene Darstellung

Klimawirkung: Da existierende LNG-Tanker heute schon den Boil-off für den Antrieb in Dual-Fuel-Motoren nutzen, kann dieselbe Annahme für die Verschiffung von synthetischem Methan getroffen werden. Die Nutzung von Methan als Schiffskraftstoff während des Transports führt zu ungewollten Methanemissionen durch Methanschlepp am Motor. Die Emissionen entstehen durch unvollständige Verbrennung in LNG-Motoren. LNG-Schiffe nutzen heutzutage verschiedene Motorentypen. Die Menge des Schlupfes variiert je nach Motorentyp. Neue Hochdruck-Dual-Fuel-Motoren (HPDF)

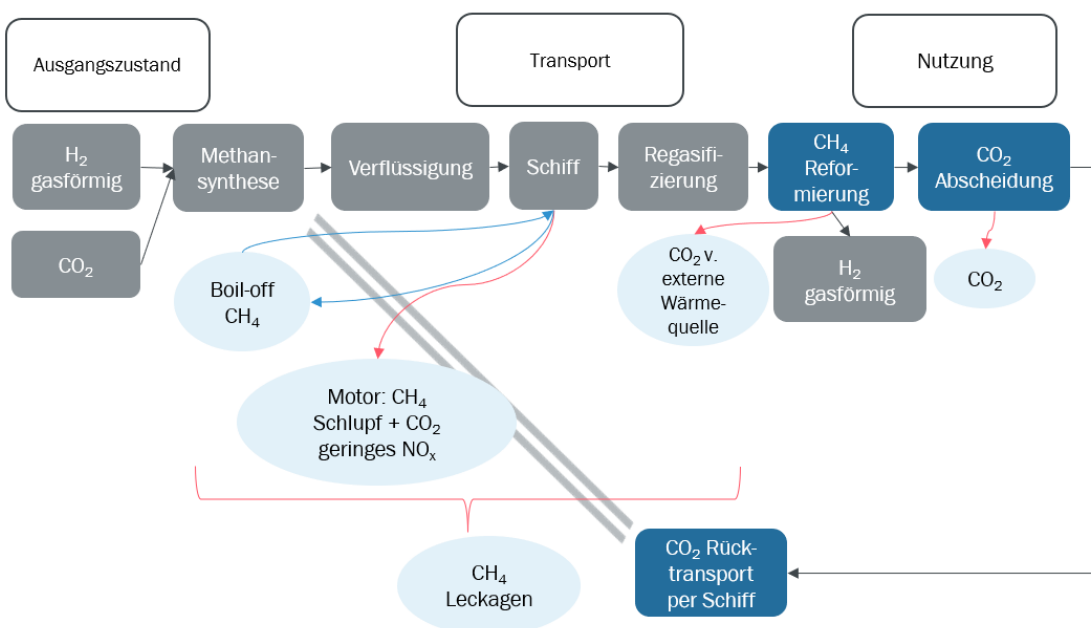
können den Methanschlupf auf sehr geringe, aber vorhandene, Mengen reduzieren. Heutzutage werden aber vornehmlich Niedrig-Druck-Dual-Fuel-Motoren (LPDF) verwendet, die einen wesentlich höheren Schlupf aufweisen. HPDF-Motoren führen zu Methanemissionen von 0,15 % des Kraftstoffverbrauchs (bzw. 0,2 g/kWh). LPDF-Motoren haben einen Methanschlupf von 1,69 bis 3,53 % des Kraftstoffverbrauchs (bzw. 2,5-5,5 g/kWh), je nachdem ob es ein Zweitakter oder Viertakter ist (Comer et al. 2022, IMO 2020). Wird der Boil-off nicht genutzt sondern entweicht in die Atmosphäre, steigt die negative THG-Wirkung erheblich (für eine grobe Quantifizierung der Leckagen entlang der Prozesskette siehe Tabelle 5-3; für eine detaillierte Beschreibung der Leckageursachen und möglicher Reduktionsmaßnahmen siehe Abschnitt 5.3.2). Neben dem Methanschlupf wird auch CO₂ ausgestoßen, welches aber vorher für die Methansynthese über DAC aus der Luft gebunden wurde.

Umweltwirkung und Risiken: Bereits heute wird Methan in flüssiger Form mit Schiffen transportiert. Hierfür wird meist der englische Begriff LNG (Liquefied Natural Gas) benutzt. Das Methan wird auf -162°C gekühlt, um es zu verflüssigen. Entsprechende Sicherheitsstandards für den Umgang mit dem kryogenen Stoff sowohl als Fracht und als Kraftstoff sind etabliert. Des Weiteren kommt es zu NO_x-Emissionen bei der Nutzung des Methans im Verbrennungsmotor des Schiffes. Diese fallen geringer aus als bei der Ammoniakverbrennung, aber können ebenso über Abgasnachbehandlung reduziert werden.

Route 7: Wasserstoff gasförmig – Methansynthese – Verflüssigung – Schiffstransport – Regasifizierung – Rückgewinnung H₂ – Wasserstoffdirektnutzung – CO₂-Kreislaufführung

Transportroute 7 (Abbildung 5-7) ähnelt in den Wirkungen sehr der vorigen Transportroute. Durch die weiteren Schritte der Methan-Reformierung und des Rücktransports von CO₂ entstehen aber weitere Klima- und Umweltwirkungen.

Abbildung 5-7: Wirkungen entlang Transportroute 7



Quelle: Eigene Darstellung

Klimawirkung: Zusätzliche Emissionen ergeben sich bei der Dampfreformierung des synthetischen Erdgases zu Wasserstoff. Wird die SMR-Technologie eingesetzt, kommt es zu (fossilen) CO₂-Emissionen durch die benötigte externe Wärmequelle. Dieses CO₂ kann nicht zusammen mit dem CO₂ aus dem Reaktionsabgasstrom abgeschieden werden und benötigt eine zusätzliche Abscheideanlage, die mit hohem zusätzlichem Investitions- und Energieaufwand verbunden ist. In den heute betriebenen SMR-Anlagen mit CO₂-Abscheidung werden die Emissionen nicht abgeschieden, sondern an die Atmosphäre abgegeben (Gorski et al. 2021). Die ATR-Technologie benötigt keine externe Wärmequelle, sodass hier keine zusätzliche Emissionsquelle entsteht. Je nach Abscheiderate entstehen weitere CO₂-Emissionen bei der CO₂-Abscheidung, da nicht alle Emissionen aufgefangen werden. Solange es sich hier um CO₂ aus DAC handelt, entsteht netto keine Klimawirkung. Darüber hinaus kann es beim Rücktransport von CO₂ zu einer Havarie kommen. In diesem Fall würde sich das CO₂ mit entsprechender Klimawirkung schnell in Luft und Meer verflüchtigen. Entgegen dem Fall des Antransports kann bei Abtransport des CO₂ die Fracht nicht auch als Brennstoff verwendet werden. Sollte das Schiff mit Schiffsdiesel betrieben werden, wäre dies mit den entsprechenden CO₂-Emissionen verbunden..

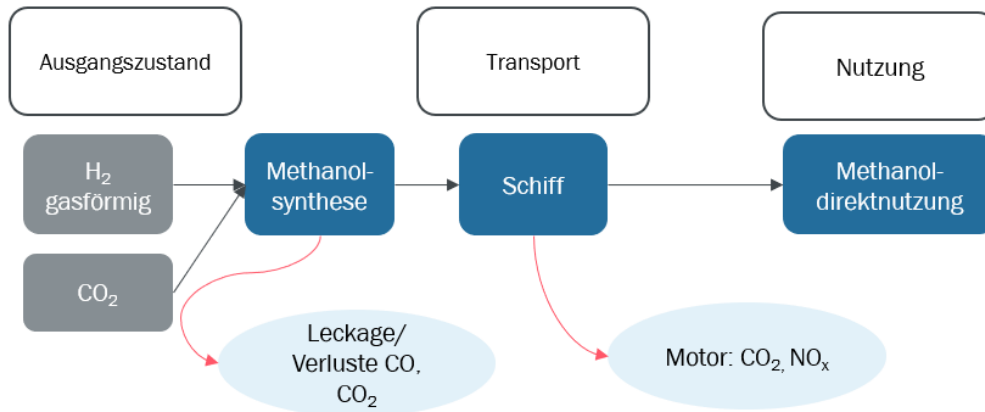
Umweltwirkung und Risiken: Die Dampfreformierung und die CO₂-Abscheidung stellen großskalig erprobte Technologien mit etablierten Sicherheits- und Risikoprotokollen und entsprechenden Vorgaben dar. Für den Rücktransport von CO₂ muss dieses verflüssigt werden (unter Druck gekühlt bei 7 bar und -50°C) (IPCC 2005). Damit bestehen dieselben Gefahren im Umgang wie mit anderen unter Druck und starker Kühlung umgeschlagenen Stoffen. Es gibt bereits erste Erfahrungen¹⁷, doch noch keinen großskaligen CO₂-Transport via Schiff und somit auch einen Mangel an Studien zu Gefahren von Havarien beim CO₂-Transport. Prinzipiell ergibt sich eine Erstickungs- und Verletzungsgefahr durch das CO₂ an Bord des Schiffes im Falle von Leckagen (CCUS Network 2022). Es sind keine langfristigen, negativen Schäden für die Meeresumwelt wie bei klassischen Öl-Unfällen zu erwarten. Allerdings sind die Interaktionen des gekühlten CO₂ mit der Meeresoberfläche komplex: es können Eis und Hydrate entstehen und durch die resultierenden Temperaturunterschiede können oberflächliche Strömungen erzeugt werden (IPCC 2005). Die anteilige Lösung des ausgetretenen CO₂ im Meerwasser würde aus Gesamtsystemperspektive (aber eben im entsprechend kleinen Maße) zu den bekannten Problemen der zunehmenden CO₂-Aufnahme in den Ozeanen beitragen (z.B. Versauerung).

Route 8: Wasserstoff gasförmig – Methanolherstellung – Schiffstransport – Methanoldirekt-nutzung bzw. Folgeprodukte

Abbildung 5-8 zeigt die Prozessschritte, welche aus Methanolsynthese, dem Schiffstransport von Methanol sowie dessen direkter Nutzung bestehen, und mögliche Auswirkungen der Transportroute 8.

¹⁷ <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Northern-Lights-shows-the-way-to-seaborne-CCS-solutions.html>

Abbildung 5-8: Wirkungen entlang Transportroute 8



Quelle: Eigene Darstellung

Klimawirkung: Methanol wird aus Synthesegas (CO/H_2) gewonnen. Das Synthesegas wird in der herkömmlichen Produktion durch Dampfreformierung von Erdgas hergestellt. Für synthetisches Methanol wird das Synthesegas künftig durch Co-Elektrolyse von CO_2 und Wasser gewonnen. Bei beiden Syntheseprozessen kann es zu Emissionen von CO und CO_2 kommen, wenn Leckagen in den Anlagen auftreten. Bei Schiffstransport können Methanolmotoren zum Einsatz kommen. Diese existieren bereits für den Schiffsverkehr. Es entsteht CO_2 bei der Verbrennung, das idealerweise in der Vorkette durch DAC aus der Atmosphäre gebunden wurde.

Umweltwirkung und Risiken: Die Methanolherstellung ist ein etablierter großtechnisch praktizierter Prozess, darüber hinaus wird Methanol bereits heute in flüssiger Form weltweit verschifft. Es gibt daher für beides entsprechende Sicherheitsregularien. Auch wenn es erste Schiffe gibt, die mit Methanol betrieben werden, ist die Nutzung von Methanol als Schiffskraftstoff noch relativ neu. Es bestehen allerdings auf internationaler Ebene bereits Interimstandards (Wissner et al. 2023). Bei der Nutzung von Methanol als Kraftstoff entstehen NO_x -Emissionen. Diese können über eine Abgasnachbehandlung reduziert werden. Der Transport von Methanol ist gegenüber anderen Transportmedien einfach, da Methanol bei normalem Umgebungsdruck flüssig ist. Auch wenn die Explosionsgefahr bei Methanol sehr gering ist, bedarf es einiger Sicherheitsvorkehrungen, da Methanol toxisch für den Menschen und beispielsweise die aquatische Fauna ist. Allerdings ist eine wesentlich höhere Konzentration nötig als bei Ammoniak, um tödlich zu sein. Für Gewässer und die Flora besteht nur eine geringe Toxizität, und da sich Methanol schnell verflüchtigt, kommt es nicht zu Langzeitschäden (im Gegensatz zu klassischen Oil-spills). Im Falle einer Havarie bildet Methanol zwei Phasen aus: eine flüssige an der Wasseroberfläche und einen Dampf. Beide verflüchtigen sich schnell.

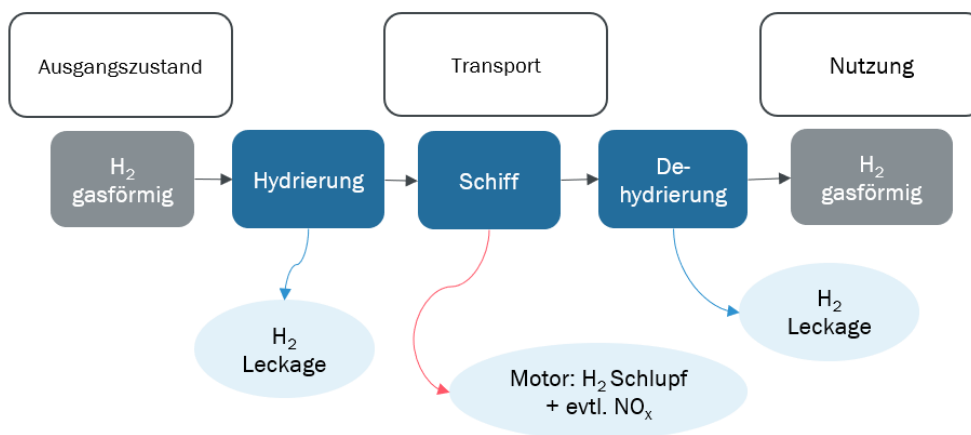
Route 9: Wasserstoff gasförmig – LOHC-Bindung – Schiffstransport – Wasserstoffrückgewinnung aus LOHC – Wasserstoff gasförmig (Herkunft Nordamerika)

Die Technik der Bindung (Hydrierung) und Auflösung der Bindung (Dehydrierung) von Wasserstoff in LOHC ist noch in der Entwicklung. Der Vorteil von LOHC ist, dass die Handhabung einfach ist, da es sich diesel-ähnlich verhält. LOHC kann als Flüssigkeit bei normalem Druck transportiert werden. Die Prozessschritte und mögliche Auswirkungen sind in Abbildung 5-9 schematisch dargestellt.

Klimawirkung: Bei den Prozessschritten LOHC-Bindung und Entladung kann es zu Wasserstoffleckagen kommen, die dann ihre entsprechende indirekte Klimawirkung und Risiken an Bord entfalten können. Wie bei Transportroute 2 kann Wasserstoff auch für den Antrieb des Schiffes genutzt werden, wobei die zuvor genannten Emissionen entstehen können. Allerdings muss für die Nutzung des Wasserstoffs als Kraftstoff der Wasserstoff zuerst vom Trägermedium gelöst werden (Dehydrierung), was wiederum Energie benötigt. Je nach konkret verwendetem LOHC (MCH-Toluol, Cyclohexan-Benzol oder DBT-PDBT) können sich die erforderlichen Energiemengen und Temperaturen zwischen 150° und 300°C bewegen. Es wird angenommen, dass hierfür die Abwärme des Schiffsmotors genutzt wird.

Umweltwirkung und Risiken: LOHC hat ein ähnlich hohes Gefährdungspotenzial für aquatische Ökosysteme wie Diesel (betreffend Gewässer, Flora und Fauna), inklusive Langzeitschäden wie sie von klassischen Oil-spills bekannt sind. Je nach konkret verwendetem LOHC können weitere negative Auswirkungen für die Natur und den Menschen beim Handling und beim unbeabsichtigten Entweichen entstehen. Beispielsweise sind benzolbasierte Systeme krebserregend, DBT-basierte Systeme hingegen nicht.

Abbildung 5-9: Wirkungen entlang Transportroute 9



Quelle: Eigene Darstellung

5.3. Quantifizierung der Klimawirkung

Wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, sind bezüglich der Klimawirkung insbesondere beabsichtigte oder unbeabsichtigte Abgaben (im Weiteren vereinfacht auch als Leckagen bezeichnet) in die Atmosphäre von Wasserstoff (H_2), in Zusammenhang mit Ammoniakrouten entstehendes Lachgas (N_2O) sowie Methan (CH_4) relevant. Darüber hinaus wurden CO_2 -Emissionen aus Heavy-Fuel-Oil als

Schiffsantrieb, für die Fälle in denen der Schiffs-Boil-off nicht für den Antrieb verwendet wird, bestimmt. Tabelle 5-2 zeigt die Treibhausgaspotenziale der drei Vektoren sowie den Effekt des Einsatzes von Schiffsdiesel für den jeweiligen Schiffstransport. Die Herleitung der einzelnen Leckageraten wird im weiteren Text beschrieben.

Tabelle 5-2: Treibhausgaspotenziale der einzelnen Vektoren sowie Treibhausgaswirkung der Bereitstellung über die einzelnen Routen

(indirektes) Treibhausgas	Wasserstoff		N ₂ O-Emissionen aus Ammoniak		Methan		CO ₂ durch HFO-Verbrennung		Summe		
(indirektes) THG-Potenzial (100 Jahre)	6-16kgCO ₂ e/kgH ₂ ¹		0,2-1,8% N ₂ O/NH ₃ 297kgCO ₂ e/kgN ₂ O		27-29,7kgCO ₂ e/kgCH ₄ ²		0,29kgCO ₂ e/kWh H _u ³				
[kgCO ₂ e/kWh Endprodukt, GWP100]											
Route	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	max
1	0,001	0,009			-	-	-	-	0,001	0,009	0,009
2	0,001	0,019			-	-	0,018	0,001	0,001	0,037	0,037
3	-	-	0,000	0,005	-	-	0,011	0,000	0,000	0,017	0,017
4	0,000	0,006	0,000	0,006	-	-	0,014	0,000	0,000	0,026	0,026
5	-	-			0,001	0,039	-	-	0,001	0,039	0,039
6	-	-			0,009	0,075	-	0,001	0,009	0,077	0,077
7	0,001	0,011			0,013	0,069	0,001	0,003	0,015	0,082	0,082
8	-	-			-	-	-	0,008	-	0,008	0,008
9	0,001	0,043			-	-	-	0,036	0,001	0,080	0,080

Anmerkungen: ¹ Nach Ocko und Hamburg (2022). Für die Berechnungen wurde ein Wert von 11 kgCO₂e/kgH₂ zugrunde gelegt. ² Nach IPCC (2021): bei fossilem Ursprung mit 29,7 kgCO₂e/kgCH₄, bei nicht-fossilem Ursprung mit 27 kgCO₂e/kgCH₄. Für die Berechnungen wurde der Wert für nicht-fossilen Ursprung gewählt. ³ Nach UBA (2022b).

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Ocko und Hamburg (2022), UBA (2022b), IPCC (2021), Feck (2009), Cooper et al. (2022), Saunier et al. (2021), Bussa et al. (2021)

Tabelle 5-2 zeigt die große Spannbreite und damit verbundene Unsicherheit bezüglich der Klimawirkungen der unterschiedlichen Bereitstellungsrouten. Die methanolbasierte Route weist keine potenzielle Klimawirkung auf. Diese entsteht nur, wenn für den Schiffstransport fossiles HFO eingesetzt wird. Der Pipelinetransport von Wasserstoff weist eine sehr geringe THG-Wirkung auf. Bei höheren Leckageraten, welche insbesondere bei häufigem Lastwechsel der Kompressoren entstehen sowie durch den Schlupf beim Einsatz in H₂-Motoren, kann die THG-Wirkung steigen. Die Menge an Lachgas, die aus Abgasen von Ammoniak in die Atmosphäre oder bei dessen Verbrennung entsteht, ist stark abhängig von weiteren Umweltfaktoren. Durch die ohnehin notwendige Rauchgasnachbehandlung lassen sich auch verbrennungsbedingte Lachgasemissionen reduzieren. Werden die Mindestwerte und keine Nutzung von HFO für den Schiffstransport angenommen, ergibt sich auch für die ammoniakbasierten Transportrouten eine sehr geringe THG-Wirkung. Wenig ist bisher über Leckagen bei der Hydrierung und Dehydrierung von LOHCs bekannt. Werden hohe Leckagen, wie sie heute bei Pilotanlagen zur Wasserstoffherstellung beobachtet werden, unterstellt, zeigt diese Route die höchste indirekte THG-Wirkung über H₂-Leckagen. Die negative Klimawirkung steigt noch stärker an, wenn für den Transport HFO verwendet wird. Vor dem Hintergrund des geringen LOHC-zu-Wasserstoff-Transportverhältnisses schlägt der Verbrauch von H₂ für den Transport bei LOHC relativ gesehen am stärksten zu Buche. Routen, die auf synthetischem Methan basieren, gehen auf Grund der starken THG-Wirkung von Methan auch dann mit einer negativen Klimawirkung einher, wenn die CO₂-Emissionen bei der thermischen oder chemischen Verwendung des Methans als klimaneutral angenommen werden. Kurze Distanzen sowie der Transport mittels

Pipeline senken die THG-Wirkung der jeweiligen Route. Durch die Auswahl entsprechender Materialien, regelmäßige und gezielte Wartung sowie die Technologiewahl selbst lassen sich Methanleckagen reduzieren. Gänzlich vermeiden lassen sie sich jedoch absehbar nicht. Auf Grund der hohen benötigten Energiemengen weist Route 7 die höchste negative Klimawirkung auf.

5.3.1. Wasserstofftransport

5.3.1.1. Abgabe von Wasserstoff in die Atmosphäre

Wasserstoff würde sich im Fall einer Leckage schnell verflüchtigen und entfaltet dann als Gas in der Atmosphäre seine indirekte Klimawirkung. Wasserstoff ist selbst kein Treibhausgas, aber es entsteht ein indirekter Effekt durch die Interaktion von Wasserstoff mit HO-Radikalen in der Atmosphäre, welche die Konzentration von Methan, Ozon und Wasserdampf beeinflusst (Warwick et al. 2022; Ocko und Hamburg 2022). Das (indirekte) Treibhausgaspotenzial (Global Warming Potential) wird für Wasserstoff auf 6 bis 16 über einen Zeitraum von 100 Jahren geschätzt bei Inkludierung von Effekten in der Troposphäre und Stratosphäre (Derwent et al. 2020; Riemer und Wachsmuth 2022a). Die Annäherungen des Treibhausgaspotenzials von Wasserstoff sind allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet. Es wird davon ausgegangen, dass die Vorteile einer verstärkten Wasserstoffnutzung bei Weitem die Nachteile durch mögliche Leckagen überwiegen (Riemer und Wachsmuth 2022a). Die Kontrolle und Eindämmung von Leckagen des Wasserstoffs ist zudem aus wirtschaftlicher und Sicherheitsperspektive wichtig angesichts der hohen Preise für Wasserstoff und dessen Explosionsgefahr.

Bei den einzelnen Prozessschritten der Wasserstoffherstellung, des Transports und der Verwendung bestehen aktuell noch sehr große Unsicherheiten bezüglich der beabsichtigten und unbeabsichtigten Abgaben in die Atmosphäre (Cooper et al. 2022). Die Quellen beruhen insbesondere auf Emissionsschätzungen für die Erdgasversorgungsketten. Hier gibt es zwar Ähnlichkeiten, die Abschätzungen ersetzen aber nicht die Notwendigkeit für Primärdaten. Einerseits sind die Daten der Erdgasversorgungsketten selbst mit hohen Unsicherheiten bezüglich der geschätzten Emissionen aufgrund von Faktoren wie Super-Emittenten und Diskrepanzen zwischen Top-down- und Bottom-up-Schätzungen behaftet (siehe Abschnitt zu Methanemissionen). Andererseits besteht Unsicherheit darüber, ob Wasserstoff mit einer ähnlichen Rate wie Methan/Erdgas entweicht: Obwohl Wasserstoff ein deutlich kleineres Molekül ist, wurde in Untersuchungen festgestellt, dass es mit der gleichen Rate wie Erdgas entweicht (Cooper et al. 2022, nach Hormaza Mejia et al. 2020).

Beabsichtigte oder unbeabsichtigte Abgaben von Wasserstoff entstehen insbesondere in folgenden drei Bereichen und können mit den jeweils genannten Maßnahmen reduziert werden (siehe Cooper et al. 2022):

- Flüchtige Emissionen durch Leckage in den Geräten, Dichtungen, Verschleiß, Versprödung, Diffusion und fehlerhafte Geräte oder Materialien. UBA (2022a, nach Feck 2009) weist Wasserstoffemissionen aus ehemaligen Erdgaspipelines auf Grund der höheren Diffusivität von Wasserstoff als etwa dreimal so hoch wie die von Erdgas aus. Während Feck (2009) nur die Diffusivität berücksichtigt, betrachtet Cooper et al. (2022) auch die weiteren molekularen und Flusseigenschaften von Wasserstoff. Unter der Annahme von dreimal höheren Drücken für die Wasserstoffpipeline ergeben sich 1,2 mal höhere Leckageraten als für Erdgas. Durch regelmäßige Wartung und gezieltes Monitoring lassen sich diese Leckagen reduzieren. Ebenso spielt die Auswahl von Materialien für die Anfälligkeit für Versprödung und Diffusion eine Rolle.

- Entlüftung, die in der ordnungsgemäßen Verwendung der Bauteile vorgesehen ist, die der Druckkontrolle dient oder die im Notfall erfolgt. Diese kann durch Technologieauswahl reduziert werden. Umfassendes Monitoring sowie vorausschauendes Risikomanagement können die Notwendigkeit von Notentlüftungen reduzieren.
- Schlupf in Motoren, die für die Energiebereitstellung in den einzelnen Prozessschritten verwendet werden. Dieser ist besonders hoch bei suboptimaler Fahrweise der Motoren. Durch den Einsatz im optimalen Einsatzbereich der Motoren lässt sich dieser reduzieren. Dort wo mit externer Energiequelle beispielsweise über einen externen Strombezug aus erneuerbaren Energien alternative Energiequellen zur Verfügung stehen, lassen sich die Leckagen in diesem Bereich erheblich reduzieren.

5.3.1.2. Quantifizierung der Klimawirkung für Wasserstofftransportketten

Die Quantifizierung der Klimawirkung erfolgt hier nur überschlagsmäßig und erlaubt eine grobe Einordnung. Die Zahlenbasis ist jedoch nicht harmonisiert, so dass Emissionen aus einzelnen Prozessschritten über- oder unterschätzt werden können. Insbesondere liegen den verwendeten Leckageraten eigene Annahmen zu Energieverbräuchen entlang der Prozessketten und den eingesetzten Bereitstellungstechnologien (z.B. Bereitstellung von Strom- und Prozesswärme aus wasserstoffbetriebenen Motorenkraftwerken oder Gasturbinen) zugrunde, die nicht auf die jeweiligen in den vorangestellten Analysen genannten Konfigurationen angepasst wurden. Soweit möglich sind in Tabelle 5-3 die jeweiligen Spezifikationen für die unteren und oberen Werte des Unsicherheitsbereichs genannt.

Für den Transport mit LOHC konnten keine aussagekräftigen Quellen zu beabsichtigten oder unbeabsichtigten Abgaben von Wasserstoff in die Atmosphäre festgestellt werden. Es wird angenommen, dass die Leckagen bei der Bindung und Entladung im Bereich der bei der Herstellung von Wasserstoff beobachteten Werte liegen. Beim gebundenen Transport entstehen keine Leckagen von Wasserstoff.

Tabelle 5-3: Wasserstoffemissionen entlang der Prozesskette je Prozessschritt

Prozessschritt	Druckwasserstoff (Pipeline-Transport)		Flüssigwasserstoff (Schifftransport)	
	Min.	Max.	Min.	Max.
Konditionierung				
Kompression auf 70bar bei Pipeline	0,1% ²	0,5% ²	0,14% ³	0,95% ³
Verflüssigung bei Schifftransport				
Transport				
Pipeline: pro 1000km	0,04% ⁴	0,24% ⁵	0,006% ⁶	0,27% ⁷
Schiff: pro 1000km				
Regasifizierung	n.a.	n.a.	0,002% ⁸	0,024% ⁸
Übertragung und Speicherung	0,04% ⁸	0,06% ⁸	0,02% ⁸	0,05% ⁸
Verteilung	0,003% ⁸	0,03% ⁸	0,05% ⁸	0,16% ⁸
Verbrauch in Endanwendung	0% ⁹	1,8% ⁹	0% ⁹	1,8% ⁹

Anmerkungen: n.a.: nicht anwendbar.

² Werte nach Feck (2009): Der Maximalwert ergibt sich für kleinere Kompressoren und hohe Stillstandszeiten, der Minimalwert wird als erreichbarer Zielwert angenommen.

³ Werte nach Cooper et al. (2022): Wertebereich ergibt sich aus dem Einsatz unterschiedlicher Verflüssigungsprozesse und der entsprechenden Energiebedarfe; Emissionen stammen jeweils hauptsächlich aus Motorenschlupf. Es wird angenommen, dass Boil-off bei der Zwischenspeicherung für die Energieversorgung der Verflüssigung eingesetzt werden kann und nicht in die Atmosphäre entweicht.

⁴ Werte nach Cooper et al. (2022): Basierend auf 1000 km Transport im Übertragungsnetz und neugebauter Pipeline

⁵ Werte nach Bussa et al. (2021): Leckagerate für Erdgaspipeline in Nordamerika, Russland und im Nahen Osten; Umrechnung mit Faktor 1,2 entsprechend Berechnungen von Cooper et al. (2022).

⁶ Annahme von Hochdruck-Dual-Fuel-Motor (HPDF) mit 1,5 % Motorenschlupf und Umrechnung von Methan auf Wasserstoff mit Faktor 1,2.

⁷ Ohne Nutzung des Boil-Off für den Schiffsantrieb. Boil-off 0,2 % pro Tag bei einer Geschwindigkeit von 733 km pro Tag.

⁸ Werte nach Cooper et al. (2022). Hier wurde insbesondere Schlupf in der energetischen Verwendung unterstellt. Vergleicht man den Wert mit dem für die Regasifizierung von LNG berichteten Wert von Marcogaz (2018) von 0,02 %, scheint der angegebene Wert zu gering. Deshalb wurde als Obergrenze der für LNG berichtete Wert mit dem Korrekturfaktor 1,2 angenommen.

⁹ Minimalwerte bei Einsatz in Gasturbine und Brennstoffzelle; Maximalwert bei Einsatz in H₂-Motoren mit Schlupf wie in 6 spezifiziert.

Quelle: eigene Darstellung und Berechnung nach UBA (2022), Feck (2009), Cooper et al. (2022), Bussa et al. (2021)

5.3.2. Methantransport

5.3.2.1. Abgabe von Methan in die Atmosphäre

Saunier et al. (2021) untersuchen im Detail Emissionsquellen von methan- und insbesondere LNG-basierten Versorgungsketten. Sie stellen dabei fest, dass die Emissionen einzelner spezifischer LNG-Anlagen äußerst variabel sind, und die Schätzung von Emissionen einer spezifischen Anlage ohne Messungen schwierig ist. Basierend auf Analysen der US-amerikanischen Environmental Protection Agency (EPA) wird berichtet, dass kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Aktivitätsdaten (z. B. Anzahl der Komponenten oder Durchsatz) und Emissionsdaten festzustellen ist. Insgesamt seien die Gründe hierfür zwar unklar, doch zeigten die gemeldeten Daten eine große Schwankung der Methanemissionen nicht nur zwischen den einzelnen Anlagen, sondern auch in der Verteilung der Emissionen auf die einzelnen Quellen: Während das Flaring als "normale" Emissionsquelle in den Anlagen dominiert, tragen auch Motorabgase, Kompressoren und Leckagen in den Anlagen erheblich dazu bei. Die größte Emissionsquelle scheint jedoch die unregelmäßige Entlüftung zu sein, die Schätzungen zufolge über 80 % der Emissionen ausmacht. Auch das Flaring scheint sehr unregelmäßig zu erfolgen.

Beabsichtigte oder unbeabsichtigte Abgaben von Methan entstehen insbesondere in folgenden Bereichen und können mit den jeweils genannten Maßnahmen reduziert werden (siehe Saunier et al. 2021)¹⁸:

- Leckagen (unbeabsichtigte Emissionen): Diese können durch Lecksuch- und Reparaturprogramme und gezielte Inspektions- und Wartungsprogramme (LDAR) reduziert werden. Insbesondere ist eine intelligente LDAR mit Schwerpunkt auf den wichtigsten Teilen zielführend und ressourcensparend.
- Zentrifugaldichtungen für Kompressoren: Unbeabsichtigte Emissionen lassen sich hier insbesondere durch den Einsatz von Trockendichtungen und durch das Abfangen der entweichenden Gase erreichen.
- Stangenpackung der Kolbenkompressoren: Hier können Emissionen durch regelmäßigen Austausch der Stangenpackungen und durch das Abfangen der entweichenden Gase verringert werden.
- Gas-Anlasser des Kompressors: dieser kann für die Reduktion von Emissionen durch einen elektrischen Anlasser ersetzt werden. Ebenso kann durch einen kontinuierlichen Betrieb die Zahl der Starts und Stops verringert werden.
- Erdgasbetriebene Pumpen: diese können durch elektrische Pumpen ausgetauscht werden.

¹⁸ Weiterführende Erläuterungen zu Maßnahmen zur Emissionsreduktion sind hier zu finden: <https://methaneguidingprinciples.org/resources-and-guides/best-practice-guides/>

- Erdgasbetriebene Antriebsregler: hier können Emissionen durch den Einsatz von emissionsfreien Regeln vermieden werden.

5.3.2.2. Quantifizierung der Klimawirkung für Methantransportketten

Die Quantifizierung der Klimawirkung erfolgt hier nur überschlagsmäßig und erlaubt eine grobe Einordnung. Die Zahlenbasis ist jedoch nicht harmonisiert, so dass Emissionen aus einzelnen Prozessschritten über- oder unterschätzt werden können. Insbesondere liegen den verwendeten Leckageraten reale Daten oder eigene Annahmen zu Energieverbräuchen entlang der Prozessketten und den eingesetzten Bereitstellungstechnologien (z.B. Bereitstellung von Strom- und Prozesswärme aus erdgasbasierten Motorenkraftwerken oder Gasturbinen) zugrunde, die nicht auf die jeweiligen in den vorangestellten Analysen genannten Konfigurationen angepasst wurden. Soweit möglich sind in Tabelle 5-4 die jeweiligen Spezifikationen für die unteren und oberen Werte des Unsicherheitsbereichs genannt.

Tabelle 5-4: Methanemissionen entlang der Prozesskette je Prozessschritt

Prozessschritt	Druckmethan (Pipeline-Transport)		Flüssigmethan (Schiffstransport)	
	Min.	Max.	Min.	Max.
Konditionierung				
Kompression auf 70bar bei Pipeline	0,03% ⁸	0,08% ⁸	0,273% ⁴⁺⁷	0,30% ¹⁺⁷
Verflüssigung bei Schiffstransport				
Transport				
Pipeline: pro 1000km	0,02% ⁶	0,2% ⁶	0,002% +0,15% fix ²	0,2% ⁵
Schiff: pro 1000km				
Regasifizierung	n.a.	n.a.	0,02% ³	0,02% ³
Übertragung und Speicherung	n.a.	n.a.	0,27% ⁷	0,27% ⁷
Verbrauch in Endanwendung				
Verbrennung	0% ⁹	1,5% ⁹	0% ⁹	1,5% ⁹
Dampfreformierung	0,1% ¹⁰	0,1% ¹⁰	0,1% ¹⁰	0,1% ¹⁰

Anmerkungen: n.a.: nicht anwendbar.

¹ Wert nach Sautier et al (2021): Werte wurden aus gemeldeten Emissionen von Anlagen in den Vereinigten Staaten und in Europa abgeleitet. Die Daten weisen eine hohe Varianz auf, sowohl was den Umfang als auch die Verteilung der Emissionen betrifft. Flaring und Leckagen haben einen erheblichen Beitrag, Methanemissionen aus der Stromerzeugung haben ebenfalls einen signifikanten Einfluss.

² Eigene Annahme basierend auf Sautier et al (2021): Haupteinflussgrößen sind das Management der Boil-offs. Selbst bei Nutzung des Boil-off-Gases als Sekundärbrennstoff in Schiffsmotoren entstehen Emissionen durch Schlupf im Motor. Annahme von Hochdruck-Dual-Fuel-Motor (HPDF) mit 1,5 % Motorenschlupf ergibt 0,002 % CH₄-Schlupf pro 1000 km. Darüber hinaus kann Boil-off-Gas in die Atmosphäre entweichen, wenn das-Schiff nicht auf voller Fahrt ist, d. h. beim Hoch- und Runterfahren des Antriebs oder in der Navigation. Annahme von vollen Tag entweichendes Boil-off pro Ladung.

³ Wert nach Sautier et al (2021): Für den Import und die Regasifizierung beruhen die Daten auf Angaben des Europäischen Gasverbands (Marcogaz) und gemeldeten Emissionen in den USA. Flüchtige Emissionen sind hier die wichtigste Emissionsquelle. Für den Be- und Entladevorgang wurden Schätzungen auf Basis typischer Durchmesser und Drücke in den Entladevorrichtungen vorgenommen.

⁴ Wert nach Sautier et al (2021) für optimierte großskalige Anlage in den USA: Sabine Pass LNG facility.

⁵ Ohne Nutzung des Boil-Off für den Schiffsantrieb. Boil-off 0,15 % pro Tag bei einer Geschwindigkeit von 733 km pro Tag.

⁶ Werte nach Bussa et al. (2021): Minimalwert entspricht Leckagerate für Erdgaspipeline in Europa, Maximalwert entspricht Leckagerate für Erdgaspipeline in Europa, Nordamerika, Russland und im Nahen Osten.

⁷ Entweichen beim Be- und Entladen nach Al-Breiki und Bicer (2020).

⁸ Werte entsprechen nach Feck (2009) für Wasserstoff anlegbaren optimalen Wert; Minimalwert: Umrechnung mit ein Drittel, da Feck (2009) mit einem Verhältnis der Leckageraten von 1 zu 3 zwischen Methan und Wasserstoff rechnet. Maximalwert Umrechnung mit 1 zu 1,2 gemäß Cooper et al. (2022).

⁹ Minimalwerte bei Einsatz in Gasturbine; Maximalwert bei Einsatz in Motoren mit 1,5 % Schlupf.

¹⁰ Werte nach Feck (2009): entspricht den Leitungsverlusten in großtechnischen Anlagen in der aktuellen dampfreformerbasierten Produktion und gilt als weitgehend optimiert.

Quelle: eigene Darstellung und Berechnung nach Sautier et al. (2021), Bussa et al. (2021) und Feck (2009).

Die Treibhausgaswirkung (GWP 100) von Methan wird vom IPCC (2021) bei fossilem Ursprung mit 29,7 kgCO₂e/kgCH₄, bei biogenem Ursprung mit 27 kgCO₂e/kgCH₄ angegeben. Die Faktoren berücksichtigen bereits sowohl direkte als auch indirekte Treibhausgaseffekte in der Atmosphäre.

Neben der beabsichtigten oder unbeabsichtigten Abgabe von Methan an die Atmosphäre besteht auch eine Klimawirkung bei der Verbrennung von Methan. Laut IPCC Guidelines (2006) hat Methan einen Emissionsfaktor von 56,1 gCO₂e/TJ, dies entspricht einem Wert von 0,202 kgCO₂e/kWh. Wird jedoch angenommen, dass das CO₂, welches für die Herstellung des Methans verwendet wurde, ausschließlich vor relativ kurzer Zeit (z.B. innerhalb eines Jahres) aus der Atmosphäre entnommen wurde, so entfalten diese CO₂-Emissionen netto keine Treibhausgaswirkung. Somit wird im Weiteren keine Klimawirkung bei der Verbrennung des Methans zur energetischen Nutzung innerhalb der Prozessketten angenommen.

5.3.3. Ammoniaktransport und Abgabe von Lachgas in die Atmosphäre

Bicer et al. (2016) und Ghavam et al. (2021) fassen die Literatur zu Lebenszyklusanalysen verschiedener Bereitstellungspfade von Ammoniak zusammen. Die Verbrennung von Ammoniak kann zu Emissionen von Stickoxiden (NO_x), einschließlich NO und NO₂, führen. Weitere NO_x-Emissionen entstehen im traditionellen Haber-Bosch-Verfahren während des ersten Schritts der Dampfpreformierung von Erdgas zur Darstellung des Wasserstoffs, der für die Ammoniaksynthese benötigt wird. Wenn künftig Wasserstoff aus Elektrolyseprozessen eingesetzt wird, dann entstehen keine NO_x-Emissionen in diesem Schritt. NO_x-Emissionen haben einen Einfluss auf das Klima: Einerseits haben NO_x-Emissionen durch die Ozonbildung eine erwärmende Wirkung. Andererseits gibt es auch einen kühlenden Effekt durch die Verringerung der Lebensdauer von Methan und damit der Methankonzentration in der Atmosphäre sowie durch den Beitrag zur Nitrat-Aerosolbildung (Myhre et al. 2013). Insgesamt wird geschätzt, dass die anthropogenen NO_x-Emissionen einen negativen RF-Effekt (Abkühlungseffekt) haben, aber die Berechnung des Netto-Klimaeffekts von NO_x ist aufgrund der unterschiedlichen Zeitskalen der chemischen Wechselwirkungen und der hohen Reaktivität schwierig. NO_x ist ein Luftschadstoff, insbesondere in Küstenregionen (ICCT 2014).

N₂O-Emissionen können in der Ammoniakroute in zwei Prozessen entstehen: zum einen bei Verbrennungsprozessen, zum anderen indirekt aus Ammoniak oder NO_x-Emissionen. Direkte N₂O-Emissionen entstehen im eigentlichen Haber-Bosch-Verfahren nicht, da es nicht zu einer Verbrennung von Ammoniak kommt. Bei der üblicherweise angekoppelten Weiterverarbeitung von NH₃ zu Salpetersäure und weiter zu Stickstoffdüngern entstehen allerdings relevante N₂O-Emissionen, die hier in dieser Studie aber keine Rolle spielen. Indirekte Emissionen über Leckagen von Ammoniak können auf Grund der Integration des Verfahrens und der langen Erfahrung vermieden werden. Bei der Be- und Entladung können wie auch in den anderen Prozessschritten geringe Leckagen auftreten. N₂O ist ein starkes Treibhausgas mit einem globalen Erwärmungspotenzial (GWP) von 298 über einen Zeitraum von 100 Jahren einschließlich Klima-Kohlenstoff-Rückkopplungen (Myhre et al. 2013). Als Teil des globalen Stickstoffkreislaufs kann Ammoniak indirekt zu N₂O-Emissionen beitragen, die ebenfalls Teil des Kreislaufs sein können (World Ocean Review 2017). Der Prozess, der für die Umwandlung von Stickstoffverbindungen in N₂O verantwortlich ist, wird Denitrifikation genannt und findet unter anoxischen oder hypoxischen Bedingungen statt (z. B. in Teilen der Wassersäule oder in Böden). IPCC (2019) nennt einen Standardwert von 1 % für den Anteil von Ammoniak bzw. ammoniakverwandtem Stickstoff (Ammoniak-N) aus atmosphärischer Deposition, der in N₂O umgewandelt wird. Dieser Standardwert ist sehr empfindlich gegenüber Umweltbedingungen (Minimalwert 0,2 %, Maximalwert 1,8 %). Daher ist es derzeit schwierig, Werte für diese indirekten N₂O-

Emissionen zu schätzen, die möglicherweise mittelfristig durch den Zustrom von Ammoniak in die Umwelt ausgelöst werden könnten, wenn er per Schiff transportiert wird.

Al-Breiki und Bicer (2021) geben Werte für Verluste für die Lagerung und die Be- und Entladung von Ammoniak sowie für Boil-off-Gas (BOG) bei Schiffstransport an, siehe Tabelle 5-5.

Tabelle 5-5: Ammoniak- und potenzielle N₂O-Emissionen entlang der Prozesskette

Prozessschritt	Ammoniakabgaben,	Potenzielle N ₂ O-Emissionen (kg N ₂ O/t NH ₃)	
		min	max
Synthese	0 ¹		
Lagerung	0,02 % pro Tag	3.29E-08	2.96E-07
Be- und Entladen	0,022 %	3.62E-08	3.26E-07
Schiffstransport	0,015 % pro Tag	2.47E-08	2.22E-07
Cracking	k. A.		

Anmerkungen: ¹In der untersuchten Literatur wurden keine Hinweise auf Abgaben von Ammoniak oder N₂O in der Haber-Bosch-Synthese gefunden. Eine Verbrennung von Ammoniak findet im Verfahren nicht statt. Leckagen von Ammoniak können auf Grund der Integration des Verfahrens und der langen Erfahrung vermieden werden. Bei der Be- und Entladung können, wie auch in den anderen Prozessschritten, geringe Leckagen auftreten.

Quelle: eigene Berechnungen basierend auf Al Breiki und Bicer (2021).

5.4. Zusammenfassung Klima- und Umweltwirkung

Tabelle 5-6 gibt einen Überblick über die Transportmedien sowie die wichtigsten Klima- und Umweltwirkungen der Transportrouten (nicht abschließend). Die Auswirkungen der Nutzung der Fracht als Kraftstoff werden in der Tabelle für die Schiffsrouten dargestellt. Die Auswirkungen der Nutzung von fossilen, konventionellen Kraftstoffen sind für die zweite Transportroute beschrieben (siehe Beschreibung von Route 2 in Abschnitt 5.2). Die Umweltwirkungen bzw. das Risiko werden von den Stoffeigenschaften und der jeweiligen Nutzung an Bord abgeleitet. Details, z.B. im Fall von Havarien, sind in den Beschreibungen der einzelnen Transportrouten zu finden. Spezifische Risiken, die durch den Bau und Betrieb der Anlagen in empfindlichen Ökosystemen entstehen (z.B. Lage des Anladeterminals im Wattenmeer) wurden in dieser Untersuchung nicht näher betrachtet.

Tabelle 5-6: Zusammenfassung Klima- und Umweltwirkungen

Nr.	Transportfall	Transportmittel	Klimawirkung	Umweltwirkung und Gefahren
1	H ₂	Pipeline	H ₂ -Leckagen (indirekt)	Explosionsgefahr
2	H ₂	Schiff	H ₂ -Leckagen (indirekt) und Schlupf in Motoren	Explosionsgefahr, Verletzungsgefahr durch kryogenen Stoff
3	NH ₃ Cracking	Schiff	Ggf. N ₂ O	Sehr hohe, akute Toxizität (besondere Vorkehrungen), NO _x -> Abgasnachbehandlung unabdingbar, geringe Explosionsgefahr, NH ₃ -Schlupf reduzierbar

Nr.	Transportfall	Transportmittel	Klimawirkung	Umweltwirkung und Gefahren
4	NH ₃ direkt	Schiff	Ggf. N ₂ O	Sehr hohe, akute Toxizität (besondere Vorkehrungen), NO _x -> Abgasnachbehandlung unabdingbar. geringe Explosionsgefahr; NH ₃ -Schlupf reduzierbar
5	CH ₄ direkt	Pipeline	CH ₄ -Leckagen, CO ₂ -neutral mit DAC	Explosionsgefahr
6	CH ₄ direkt	Schiff	CH ₄ -Leckagen und Schlupf in Motoren, CO ₂ -neutral mit DAC	Explosionsgefahr, Verletzungsgefahr durch kryogenen Stoff
7	CH ₄ mit CO ₂ Rück	Schiff	CH ₄ -Leckagen und Schlupf in Motoren, nicht alles CO ₂ rückgeführt	Explosionsgefahr, Erstickungsgefahr durch CO ₂
8	Methanol direkt	Schiff	CO ₂ -neutral mit DAC Sonst: CO ₂ v. Synthese	Toxizität f. Menschen und Fauna, geringe Toxizität f. Gewässer u. Flora, aber keine Langzeitschäden
9	LOHC	Schiff	H ₂ -Leckagen (indirekt) und Schlupf in Motoren	Hohes Gefährdungspotenzial wie Diesel inkl. Langzeitschäden

Quelle: Eigene Darstellung.

6. Fazit

Abbildung 6-1: Gesamtbewertung Übersicht

Transportroute	Umsetzungs horizont	Energie effizienz	Transport kosten	Nutzungs potenzial 2030	Nachnutzung von Anlagen und Schiffen	Negative Klima wirkung	Mögl. negative Auswirkungen für Mensch und Natur	Zentrale Hemmnisse
1 H ₂ Pipeline	3-5 Jahre (Umrüstung)	98%	0,7 ct/kWh (2.000km)	63 TWh	+	-	0	Mögliche Akzeptanzprobleme bei Neubau
	8-10 Jahre (Neubau)				0			
2 H ₂ Schiffe	8-10 Jahre	72%	6,6 ct/kWh (10.000 km)	63 TWh	0	-	0	Schiffe und Verflüssigungsanlagen nicht verfügbar
3 NH ₃ Schiffe	2 Jahre	78%	4,9 ct/kWh (10.000 km)	2 TWh	+ bis ++	-- bis 0	--	Umweltgefahren und daraus resultierende Akzeptanzprobleme
4 NH ₃ Schiffe mit Cracker	6-7 Jahre	64%	9,9 ct/kWh (10.000 km)	63 TWh	+	-- bis -	--	Umweltgefahren, Ammoniakcracker nicht verfügbar
5 CH ₄ Pipeline	8-10 Jahre	75%	7,7ct/kWh (2.000 km)	sehr hoch	++	--	- bis 0	DAC-Anlage und Methanisierung nicht verfügbar
6 CH ₄ Schiffe	8-10 Jahre	72%	9,3 ct/kWh (10.000 km)	sehr hoch	++	--	- bis 0	DAC-Anlage und Methanisierung nicht verfügbar
7 CH ₄ mit CO ₂ -Kreislauf	8-10 Jahre	47%	21,9 ct/kWh (10.000 km)	63 TWh	++	--	- bis 0	DAC-Anlage und Methanisierung nicht verfügbar
8 CH ₃ OH Schiffe	8-10 Jahre	63%	9,8 ct/kWh (10.000 km)	10 TWh	++	0	-	DAC-Anlage nicht verfügbar
9 LOHC Schiffe	8-10 Jahre	61%	11,6 ct/kWh (10.000 km)	63 TWh	+	- bis 0	--	Hydrier-, Dehydrier- und Produktionsanlagen für Transportmedien noch nicht verfügbar

Quelle: eigene Darstellung teilweise übernommen aus Staiß et al.2022

Die in dieser Studie ausgewertete Literatur kommt übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass für kürzere Transportdistanzen bis ca. 4.000 km der Transport über Wasserstoffpipelines am kostengünstigsten ist und die höchste Energieeffizienz aufweist. Die potenziellen Umweltauswirkungen fallen bei Wasserstoffpipelines gering aus und es sind keine technischen Hemmnisse bei der Umsetzung erkennbar. Aus diesen Gründen sollte diese Transportroute für kürzere Transportdistanzen bevorzugt werden, sofern die Errichtung einer Pipeline technisch möglich ist. Wo die Möglichkeit der Nachnutzung bereits existierender Erdgaspipelines besteht, sollte diese angestrebt werden.

Bei längeren Transportdistanzen ist das Bild weniger eindeutig und hängt zudem stark vom jeweiligen Einsatzfall der Energieträgerimporte ab. So ist der Import über Ammoniak zwar am kostengünstigsten, jedoch gilt dies nur bei direkter Nutzung des Ammoniaks. Das Direktnutzungspotenzial von Ammoniak ist jedoch begrenzt. Durch einen möglichen Einsatz in einer hafennahen Energiewirtschaft lässt es sich erweitern. Außerdem müssen bei Ammoniak die möglichen Umweltauswirkungen beachtet werden, die insbesondere für Mensch und Natur potenziell sehr groß sind. Negative Klimawirkungen durch Lachgasemissionen sind auf Grund niedriger Leckage- und Umsetzungsraten von Ammoniak in Lachgas gering.

Für die weitere Nutzung von Ammoniak wäre die Entwicklung von Ammoniakcrackern erforderlich, die aktuell noch nicht großtechnisch verfügbar sind. Durch den Einsatz von Ammoniakcrackern steigen die Kosten zudem deutlich an. Damit liegen die Transportkosten für Wasserstoff über Ammoniak als Transportmedium (mit Cracker, so dass am Ende wieder Wasserstoff vorliegt) in einer vergleichbaren Größenordnung wie der Transport in Form der kohlenstoffbasierten Energieträger Methan und Methanol zur direkten Nutzung.

Nach dem Transport von Ammoniak stellt Flüssigwasserstoff die zweitkostengünstigste Option über größere Distanzen per Schiff dar. Für die Realisierung dieser Transportroute fehlen jedoch sowohl die notwendigen Transportschiffe als auch die großtechnischen Verflüssigungsanlagen. Eine großtechnische Realisierung dieser Transportroute ist daher erst nach 2030 zu erwarten.

Die Transportrouten mit kohlenstoffhaltigen Energieträgern sind stark von der Verfügbarkeit einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle abhängig. Für einen großtechnischen und klimaneutralen Einsatz dieser Transportrouten kommt dafür nur das Direct Air Capture (DAC) in Frage, weshalb diese Routen eine zentrale Abhängigkeit von dieser mit großen Unsicherheiten behafteten Technologie aufweisen. Sofern CO₂ in einzelnen Fällen aus Punktquellen zur Verfügung steht, haben diese Routen das Potenzial, auch kurzfristig genutzt zu werden, wobei bei einer weiteren Skalierung dieser Route eine Abhängigkeit von der DAC verbleibt. Die Gefahr von Lock-in-Effekten droht daher an dieser Stelle bei einer einseitigen Fokussierung auf kohlenstoffhaltige Energieträger.

Die Schiffsimportrouten von Methan und Methanol weisen die Vorteile der bestehenden Nachnutzung von Import- und Transportinfrastrukturen auf. Die entsprechenden Synthesen stehen jedoch nicht in großtechnischer Größenordnung zur Verfügung. Methan weist zudem noch den Vorteil der hohen Direktnutzungsmöglichkeiten auf, da heutige erdgasbasierte Endverbrauchstechnologien weiter genutzt werden können. Durch die hohe Treibhausgaswirksamkeit von Methan besteht die Gefahr, die „Mitigation Efforts“ mit dem Einsatz von synthetischem Methan zu konterkarieren. Durch gezielte Maßnahmen lassen sich die Leckagen deutlich reduzieren, aber nicht gänzlich vermeiden.

Der Methantransport mit Kreislaufführung von CO₂ erscheint aufgrund geringer Gesamtenergieeffizienz, damit verbunden hohen Kosten und keinen sonstigen erkennbaren Vorteilen nicht als sinnvolle Transportroute von Wasserstoff.

LOHC sind aufgrund der notwendigen Materialkosten und der hohen Transportaufwände für die Trägermedien eher in Nischenanwendungen zu sehen. Zudem sind großtechnische Anlagen zur Hydrierung, Dehydrierung und Produktion der Trägermedien nicht verfügbar.

7. Anhänge

Tabelle 7-1: Annahmen zur Berechnung des Treibstoffbedarfs für den Schiffstransport

Schiff - TK-Tanker			
grav. Kapazität	120000	[t]	Staiß et al.
vol. Kapazität	160000	[m ³]	Staiß et al.
Geschw.	30,56	[km/h]	Staiß et al.
Effizienz Motor	0,5	[-]	Staiß et al.
mech.Energie	499,9	[MWh/d]	Staiß et al.
totale Energie	999,8	[MWh/d]	
Strecke	733,4	[km/d]	
totale Energie	1363,3	[kWh/km]	
Treibstoff	0,00001136	[kWh/kg*km]	

Tabelle 7-2: Annahmen zur Berechnung der Energieaufwände der Transportrouten

Name	Wert	Einheit	Quelle	Energieträger	Kommentar
Syntheseverhältnis Ammoniak	5,632	[kg NH ₃ /kg H ₂]	Staiß et al.	Ammoniak	Menge synthetisiertes Ammoniak aus einem Kilogramm Wasserstoff
Stickstoffbedarf, massen-spez.	4,632	[kg N ₂ /kg H ₂]	Staiß et al.	Ammoniak	Menge Stickstoff für die Synthese von Ammoniak aus einem Kilogramm Wasserstoff
Cracking Ammoniak Energiebedarf, elektrisch	0,95	[kWh/kg H ₂]	Staiß et al.	Ammoniak	elektrische Energie für das Cracking von Ammoniak
Cracking Ammoniak Energiebedarf, thermisch	6,65	[kWh/kg H ₂]	Staiß et al.	Ammoniak	thermische Energie für das Cracking von Ammoniak, Temperaturniveau: 400-450°C
Syntheseverh. Methan	1,989	[kg CH ₄ /kg H ₂]	Staiß et al.	Methan	Menge synthetisiertes Methan aus einem Kilogramm Wasserstoff
Kohlenstoffdioxidbedarf, massen-spez.	5,457	[kg CO ₂ /kg H ₂]	Staiß et al.	Methan	Menge Kohlenstoffdioxid für die Synthese von Methan aus einem Kilogramm Wasserstoff
Kohlenstoffdioxid-Produktion Energiebedarf, elektrisch	0,3	[kWh/kg CO ₂]	Staiß et al.	Methan	elektrische Energie für die Produktion von Kohlenstoffdioxid
Kohlenstoffdioxid-Produktion Energiebedarf, thermisch	1,5	[kWh/kg CO ₂]	Staiß et al.	Methan	thermische Energie für Kohlenstoffdioxid-Produktion, Temperaturniveau: 100-120°C
Liquifizierung Methan Energiebedarf, elektrisch	0,5	[kWh/kg LNG]	Hank et al.	Methan	elektrische Energie für die Verflüssigung von Methan
Leistung Pumpe, elektrisch	1500	[kW]	Astolfi et al.	Methan	Leistung der Pumpe im Importterminal für die Regasifizierung von LNG
Durchflussgeschwindigkeit Pumpe	38,6	[kg CH ₄ /s]	Astolfi et al.	Methan	Durchflussgeschwindigkeit der Pumpe im Importterminal für die Regasifizierung von LNG
Kohlenstoffdioxid Liquifizierung Energiebedarf, elektrisch	0,1228	[kWh/kg CO ₂]	Baroudi et al.	Methan	elektrische Energie für die Verflüssigung von Kohlenstoffdioxid

Name	Wert	Einheit	Quelle	Energieträger	Kommentar
Leistung Importterminal, elektrisch	9000	[kW]	Astolfi et al.	Methan	zusätzliche elektrische Leistung (neben Regasifizierung) Importterminal Methan
SMR abgeschiedenes Kohlenstoffdioxid	7,19	[kg CO ₂ /kg H ₂]	Oni et al.	Methan	Kohlenstoffdioxid-Capture Rate bei SMR 85%
SMR 85% Energiebedarf, elektrisch	4,42	[kWh/kg H ₂]	Oni et al.	Methan	elektrische Energie SMR 85%
SMR 85% Energiebedarf, thermisch	36,11	[kWh/kg H ₂]	Oni et al.	Methan	thermische Energie SMR 85%, Temperaturniveau: 800°C
SMR 85% Energiebedarf, total	73,86	[kWh/kg H ₂]	Oni et al.	Methan	totaler Energiebedarf SMR 85%
Syntheseverhältnis Methanol	5,298	[kg CH ₃ OH/kg H ₂]	Staiß et al.	Methanol	Menge synthetisiertes Methanol aus einem Kilogramm Wasserstoff
Kohlenstoffdioxidbedarf, massen-spez.	7,277	[kg CO ₂ /kg H ₂]	Staiß et al.	Methanol	Menge Kohlenstoffdioxid für die Synthese von Methanol aus einem Kilogramm Wasserstoff
Synthese Methanol Energiebedarf, elektrisch	1,2	[kWh/kg H ₂]	Staiß et al.	Methanol	elektrische Energie Methanolsynthese
Hydrierung LOHC Energiebedarf, elektrisch	0,43	[kWh/kg H ₂]	Staiß et al.	LOHC	elektrische Energie Hydrierung LOHC
Dehydrierung LOHC Energiebedarf, elektrisch	0,95	[kWh/kg H ₂]	Staiß et al.	LOHC	elektrische Energie für die Dehydrierung LOHC
Dehydrierung LOHC Energiebedarf, thermisch	11,2	[kWh/kg H ₂]	Staiß et al.	LOHC	thermische Energie für die Dehydrierung LOHC, Temperaturniveau: 300°C
Syntheseverhältnis LOHC	16,2	[kg LOHC/kg H ₂]	Staiß et al.	LOHC	Menge synthetisierte LOHC aus einem Kilogramm Wasserstoff

Tabelle 7-3: Annahmen Verluste der Transportrouten

Ort	Wert	Einheit	Quelle	Energieträger
Verluste Wasserstoff Pipeline	0,5%	-	DOE 2015	Wasserstoff
Verluste Lagerung flüssiger Wasserstoff	0,1%	pro Tag	IEA	Wasserstoff
Verluste Ladung flüssiger Wasserstoff	0,1%	-	IEA	Wasserstoff
Boil-Off flüssiger Wasserstoff	0,2%	pro Tag	IEA	Wasserstoff
Verluste Lagerung Ammoniak	0,02%	pro Tag	Al-Breiki et al. 2020	Ammoniak
Verluste Ladung Ammoniak	0,022%	-	Al-Breiki et al. 2020	Ammoniak
Boil-Off Ammoniak	0,04%	pro Tag	Hank et al.	Ammoniak
Verlust Methan Pipeline	0,5%	-	Al-Breiki et al. 2021	Methan
Verluste Lagerung flüssiges Methan	0,2%	pro Tag	Al-Breiki et al. 2020	Methan
Verluste Ladung flüssiges Methan	0,169%	-	Al-Breiki et al. 2020	Methan
Verluste Lagerung Methanol	0,004%	pro Tag	Al-Breiki et al. 2020	Methanol
Verluste Ladung Methanol	0,016%	-	Al-Breiki et al. 2020	Methanol
Boil-Off Methanol	0,003%	pro Tag	Al-Breiki et al. 2020	Methanol

Tabelle 7-4: Transportfall 1 – Wasserstoff gasförmig - Pipelinetransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
Verdichter	40 Jahre	15.208 € / t / d	3% CAPEX	Neubau
Pipeline	40 Jahre	3,5 Mio. €/km 0,35 Mio. €/km	3% CAPEX	Neubau Umstellung

Tabelle 7-5: Transportfall 2 – Wasserstoff flüssig - Schiffstransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
Verflüssigungsanlage	20 Jahre	35 Mio. €/t H ₂ (Durchsatz/h)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Exportterminal		91 Tsd. €/t H ₂ (Speicherkapazität)	4% der CAPEX	in Verflüssigung enthalten nach Staiß et al. (2022)
Wasserstoffschiffe	30 Jahre	1.515 €/t H ₂ (Ladekapazität)	3% der CAPEX	
Importterminal		90 Tsd. €/t H ₂ (Speicherkapazität)	4% der CAPEX	in Verflüssigung enthalten nach Staiß et al. (2022)

Tabelle 7-6: Transportfall 3 – Ammoniak - Schiffstransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
Luftzerlegungsanlage		55 €/t NH ₃		
Haber-Bosch-Synthese	20 Jahre	15 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Exportterminal		1.200 €/ t NH ₃	4% der CAPEX	in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)
Transportschiffe	30 Jahre	714 Mio. €/t NH ₃	3% der CAPEX	
Importterminal		2.843 €/t NH ₃	4% der CAPEX	in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)

Tabelle 7-7: Transportfall 4 – Ammoniak – Schiffstransport mit Ammoniakcracker

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
Luftzerlegungsanlage		55 €/t NH ₃		
Haber-Bosch-Synthese	20 Jahre	15 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Exportterminal		1.200 €/ t NH ₃	4% der CAPEX	in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)
Transportschiffe	30 Jahre	714 Mio. €/t NH ₃	3% der CAPEX	
Importterminal		2.843 €/t NH ₃	4% der CAPEX	in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)
Ammoniakcracker		8,8 Mio. / t H ₂		90% Auslastung

Tabelle 7-8: Transportfall 5 – Methan - Pipelinetransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
DAC	20 Jahre	400 €/t CO ₂	10% der CAPEX	Block (2022), IEAGHG (2021), Fasihi et al. (2019)
Methansynthese	20 Jahre	15 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Pipeline	40 Jahre		3% der CAPEX	Umstellung
Verdichter	40 Jahre		3% der CAPEX	Umstellung

Tabelle 7-9: Transportfall 6 – Methan flüssig - Schiffstransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
DAC	20 Jahre	400 €/t CO ₂	10% der CAPEX	Block (2022), IEAGHG (2021), Fasihi et al. (2019)
Methansynthese	20 Jahre	15 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Verflüssigungsanlage	25 Jahre	43 €/MWh/a	4% der CAPEX	90% Auslastung, inkl. Exportterminal; Oxfordenergy (2019)
LNG-Transportschiffe	30 Jahre	925 €/m ³	3% der CAPEX	offshore-energy 2023
Importterminal	20 Jahre	11 €/MWh	3% der CAPEX	80% Auslastung, Beispiel Brunsbüttel

Tabelle 7-10: Transportfall 7 – Methan flüssig – Schiffstransport CO₂-Kreislauf

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
DAC	20 Jahre	400 €/t CO ₂	10% der CAPEX	Block (2022), IEAGHG (2021), Fasihi et al. (2019)
Methansynthese	20 Jahre	15 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Verflüssigungsanlage	25 Jahre	43 €/MWh/a	4% der CAPEX	90% Auslastung, inkl. Exportterminal
LNG-Transportschiffe	30 Jahre	925 €/m ³	3% der CAPEX	
Importterminal	20 Jahre	11 €/MWh	3% der CAPEX	80% Auslastung, Beispiel Brunsbüttel
Dampfreformer mit CO ₂ -Abscheidung				
CO ₂ -Transportschiffe	30 Jahre	1041 Mio. €/t CO ₂	3% der CAPEX	Gleich wie Ammoniak

Tabelle 7-11: Transportfall 8 – Methanol - Schiffstransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
DAC	20 Jahre	400 €/t CO ₂	10% der CAPEX	Block (2022), IEAGHG (2021), Fasihi et al. (2019)
Methansynthese	20 Jahre	15 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Exportterminal				in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)
Transportschiffe	30 Jahre	666 €/DWT	3% der CAPEX	Staiß et al. (2022)
Importterminal				in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)

Tabelle 7-12: Transportfall 9 – LOHC - Schiffstransport

Infrastruktur	Lebensdauer	CAPEX	OPEX pro Jahr	Quelle & Bemerkung
LOHC-Transportmedium		2 €/kg		Staiß et al. (2022)
Hydrieranlage	20 Jahre	12,9 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung
Exportterminal				in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)
Transportschiffe	30 Jahre	235 €/DWT		Staiß et al. (2022)
Importterminal				in Synthese enthalten nach Staiß et al. (2022)
Dehydrierungsanlage	20 Jahre	12,9 Mio. €/t H ₂ (Input)	3% der CAPEX	90% Auslastung

Literaturverzeichnis

- Adam, Peter; et-al (2020): Wasserstoffinfrastruktur- tragende Säule der Energiewende, <https://www.nowega.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf>
- Al-Breiki, Mohammed; Bicer, Yusuf (2021): Comparative life cycle assessment of sustainable energy carriers including production, storage, overseas transport and utilization. *Journal of Cleaner Production*, Volume 279, 2021, 123481, ISSN 0959-6526; <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123481>.
- Astolfi, M; Fantolini, A.M.; Valenti, G.; De Rinaldis, S.; Inglese, L.D.; Macchi, E. (2017):Cryogenic ORC To Enhance The Efficiency Of LNG Regasification Terminals, *Energy Procedia*, Volume 129, Pages 42-49, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.177>
- Bicer, Yusuf; Dincer, Ibrahim; Zamfirescu, Calin; Vezina, Greg; Raso, Frank (2016): Comparative life cycle assessment of various ammonia production methods. In: *Journal of Cleaner Production* 135, S. 1379–1395. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.07.023.
- Bittman et al. (2014): Bittman, Shabtai & Dédina, Martin & Howard, Clare & Oenema, Oene & Sutton, Mark. (2014). Options for Ammonia Mitigation: Guidance from the UNECE Task Force on Reactive Nitrogen. Online verfügbar unter https://www.clrtap-tfrn.org/sites/clrtap-tfrn.org/files/documents/AGD_final_file.pdf; abgerufen am 8. Mai 2023
- Block, Simon (2022): Auslegung, Analyse und Bewertung von Direct Air Capture (DAC)-Anlagen zur Nutzung für Power-to-X-Prozesse und zur Erzielung "negativer Emissionen" in Deutschland, *Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung*, No. 25, ISBN 978-3-946356-27-1, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, <https://doi.org/10.48506/opus-7944>
- BMBF (2021): P2X setzt auf neue Trägerflüssigkeit zum Wasserstoff-Transport. *Kopernikus-Projekte*. Online verfügbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/p2x_wechsel_lohc_von_dbt_zu_bt
- BMWK. (2023). Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen
- Bussa, Maresa; Jungbluth, Niels; Meili, Christoph (2021): Life cycle inventories for long-distance transport and distribution of natural gas. Hg. v. ESU-services commissioned by the Federal Office for the Environment (FOEN). Schaffhausen. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/352632568_Life_cycle_inventories_for_long-distance_transport_and_distribution_of_natural_gas, zuletzt geprüft am 24.02.2022.
- Cames, M.; Wissner, N.; Sutter, J. (2021): Ammonia as a marine fuel. *Oeko-Institut*. Berlin. Online available at <https://en.nabu.de/imperia/md/content/nabude/verkehr/210622-nabu-study-ammonia-marine-fuel.pdf>, last accessed on 14 Sep 2021.
- Comer, B.; O'Malley, J.; Osipova, L.; Pavlenko, N. (2022): Comparing the future demand for, supply of, and life-cycle emissions from bio, synthetic, and fossil LNG marine fuels in the European Union. *International Council on Clean Transportation*. Online available at https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/09/Renewable-LNG-Europe_report_FINAL.pdf, last accessed on 20 Oct 2022.
- Cooper, Jasmin; Dubey, Luke; Bakaloglu, Semra; Hawkes, Adam (2022): Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global warming. In: *The Science of the total environment* 830, S. 154624. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2022.154624.

- CCUS Network (2022): CO₂ ship transport: Benefits for early movers and aspects to consider. 4th Report of the Thematic Working Group on: CO₂ Transport, Storage, and Networks. Online available at: https://www.ccusnetwork.eu/sites/default/files/TG3_Briefing-CO2-ship-transport-Benefits-for-early-movers-and-aspects-to-consider.pdf
- Derwent, R. G.; Stevenson, D. S.; Utembe, S. R.; Jenkin, M. E.; Khan, A. H.; Shallcross, D. E. (2020): Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHEM-CRI: Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy. In: International Journal of Hydrogen Energy 45 (15), pp. 9211–9221. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.125.
- DNV GL (2017): Study on the use of fuel cells in shipping.
- ECHA – European Chemicals Agency (2023): Brief Profile Benzyltoluene. Online verfügbar unter <https://echa.europa.eu/de/brief-profile/-/briefprofile/100.044.216>
- Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. Journal of cleaner production, 224, 957-980.
- FNB-Gas. (2022). *Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032, Konsultation*. Abgerufen am 18. 01 2023 von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_20_FNB_GAS_2022_P3_NEP_Konsultation_DE.pdf
- Ghavam, Seyedehhoma; Vahdati, Maria; Wilson, I. A. Grant; Styring, Peter (2021): Sustainable Ammonia Production Processes. In: Front. Energy Res. 9, Artikel 580808. DOI: 10.3389/fenrg.2021.580808.
- GEM (2022). Global Energy Monitor - Global Gas Infrastructure Tracker. Von <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/> abgerufen
- Gorski, J.; Jutt, T.; Tam Wu, K. (2021): Carbon intensity of blue hydrogen production: Accounting for technology and upstream emissions. Online available at: <https://www.jstor.org/stable/resrep35977>
- Gothenburg Protocol 2012: 1999 Protocol to Abate Acidification, Eutrophication and Ground-level Ozone to the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution, as amended on 4 May 2012; Online available at <https://unece.org/environment-policy/air/protocol-abate-acidification-eutrophication-and-ground-level-ozone>; last accessed on 8 May 2023
- Hess, D.; Klumpp, M.; Dittmeyer, R. (2020): Nutzung von CO₂ aus Luf als Rohstoff für synthetische Kraftstoff und Chemikalien, Institut für Mikroverfahrenstechnik (IMVT) am KIT. Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr, Baden-Württemberg.
- Hormaza Mejia, Alejandra; Brouwer, Jacob; Mac Kinnon, Michael (2020): Hydrogen leaks at the same rate as natural gas in typical low-pressure gas infrastructure. In: International Journal of Hydrogen Energy 45 (15), S. 8810–8826. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.159.
- ICCT - International Council on Clean Transportation (2014): Azzara, A.; Rutherford, D.; Wang, H. Feasibility of IMO Annex VI Tier III implementation using selective catalytic reduction, Working Paper 2014-04. International Council on Clean Transportation, 2014. Online available at <https://theicct.org/publications/feasibility-imo-annex-vi-tier-iii-implementation-using-selective-catalytic-reduction>, last accessed on 31 Mar 2023.
- IEA – International Energy Agency (2019): The Future of Hydrogen. IEA, Paris. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

- IEA – International Energy Agency (2022a): Bioenergy with Carbon Capture and Storage – Technology deep dive. IEA, Paris. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage>, abgerufen am 31.03.2023.
- IEA – International Energy Agency (2022b): Global Hydrogen Review 2022. IEA, Paris. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- IEA – International Energy Agency (2023): Energy Technology Perspectives 2023. IEA, Paris. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>
- IEAGHG (2021): Global Assessment of Direct Air Capture Costs – IEAGHG Technical Report 2021-05. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IMO - International Maritime Organization (2020): Fourth IMO Greenhouse Gas Study 2020, Reduction of GHG Emissions from Ships (MEPC 75/7/15). London. Online available at <https://docs.imo.org/Shared/Download.aspx?did=125134>, last accessed on 24 Oct 2020.
- IPCC (2005): Carbon capture and storage report, chapter 4: transport of CO₂. Online available at: <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/transport-of-co2/>
- IRENA – International Renewable Energy Agency (2021): Renewable Methanol – Innovation Outlook. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jorschick, H., Preuster, P., Bösmann, A., & Wasserscheid, P. (2021): Hydrogenation of aromatic and heteroaromatic compounds—a key process for future logistics of green hydrogen using liquid organic hydrogen carrier systems. *Sustainable Energy & Fuels*, 5(5), 1311-1346.
- Lindschulte (2013): E-Gas Anlage Werlte – AUDI plant mit Lindschulte: <https://lindschulte.de/highlightprojekt-e-gas-anlage-werlte-audi-baut-und-plant-mit-lindschulte/>
- Myhre, G.; D. Shindell; F.-M. Bréon; W. Collins; J. Fuglestedt; J. Huang; D. Koch; J.-F. Lamarque; D. Lee; B. Mendoza; T. Nakajima; A. Robock, et al. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press. Stocker, T. F.; D. Qin; G.-K. Plattner; M. Tignor; S.K. Allen; J. Boschung; A. Nauels et al. (ed.). Online available at http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf, last accessed on 31 Mar 2023.
- NEC-Richtlinie 2016/2284/EU: Richtlinie (EU) 2016/2284 vom 14. Dezember 2016 über die Reduktion der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe, zur Änderung der Richtlinie 2003/35/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 2001/81/EG. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L2284&from=SK>, abgerufen am 8. Mai 2023
- NIST – National Institute of Standards and Technology (2023): NIST Chemistry WebBook, SRD 69. Online verfügbar unter: <https://webbook.nist.gov/cgi/inchi/InChI%3D1S/H2/h1H>
- Ocko, I. B. and Hamburg, S. P. (2022): Climate consequences of hydrogen emissions. In: Atmospheric Chemistry and Physics 22 (14), pp. 9349–9368. DOI: 10.5194/acp-22-9349-2022.
- Odsæter, L.H.; Skarsvåg, H.L.; Aursand, E.; Ustolin, S.; Reigstad, G.A.; Paltrinieri, N. (2021): Liquid Hydrogen Spills on Water - Risk and Consequences of Rapid Phase. Transition. *Energies* 2021, 14, 4789. <https://doi.org/10.3390/en14164789>

- Offshore-Energy(2023) Samsung heavy kick off 2023 with \$2bln in FLNG and LNG carrier orders, <https://www.offshore-energy.biz/samsung-heavy-kicks-off-2023-with-2bln-in-flng-and-lng-carrier-orders/>
- Oni, A.O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar,A. (2022): Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions, *Energy Conversion and Management*, Volume 254, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>.
- Ozkan, M., Nayak, S. P., Ruiz, A. D., & Jiang, W. (2022). Current status and pillars of direct air capture technologies. *Science*, 103990.
- Oxfordenergy (2019) Outlook for competitive LNG Supply https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:ce5d7d69-cd2d-4820-9aa1-f9830c260866/download_file?file_format=application%2Fpdf&safe_filename=Outlook-for-Competitive-LNG-Supply-NG-142.pdf&type_of_work=Working+paper
- Pavlenko, N.; Comer, B.; Zhou, Y.; Clark, N.; Rutherford, D. (2020): The climate implications of using LNG as a marine fuel, Working paper 2020-02. International Council on Clean Transportation. Online available at <https://theicct.org/publication/the-climate-implications-of-using-lng-as-a-marine-fuel/>, last accessed on 17 May 2022.
- Riemer, M. and Wachsmuth, J. (2022a): Ist Wasserstoff treibhausgasneutral?, Stand des Wissens in Bezug auf diffuse Wasserstoffemissionen und ihre Treibhausgaswirkung. Umweltbundesamt (ed.). Online available at https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_ist_wasserstoff_treibhausgasneutral.pdf, last accessed on 15 Mar 2023.
- Riemer, M. & Wachsmuth, J. (2022b): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- Staiß, F.; Schmidt, M.; Stephanos, C.; Stöcker, P.; Wurbs, S. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2022. Bericht, Materialband und H2-Tool-Transport.
- Saunier, Stephanie; Jilani, Mehak; Brown, Peter Føllesdal (2021): Methane emissions from LNG. Best practices from liquefaction to gasification. Carbon Limits. Oslo, Norwegen.
- UBA – Umweltbundesamt (2022): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Aktualisierung 2022. Climate Change 28/2022. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe-0>
- UBA – Umweltbundesamt (2023): Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz: Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/transformation-der-gasinfrastruktur-klimaschutz>
- Vries, W. de; Kros, J.; Kroeze, C.; Seitzinger, S (2013): Assessing planetary and regional nitrogen boundaries related to food security and adverse environmental impacts. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 5 (3–4). 2013, pp. 392-402, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2013.07.004>.
- Warwick, N.; Griffiths, P.; Keeble, J.; Archibald, Alexander, Pyle, John; Shine, K. (2022): Atmospheric implications of increased Hydrogen use. Cambridge and Reading University (ed.). Online available at <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use>, last accessed on 22 Dec 2022.

Wissner, N.; Healy, S.; Cames, M.; Sutter, J. (2023): Methanol as a marine fuel. Online available at: <https://www.oeko.de/en/publications/p-details/methanol-as-a-marine-fuel>,

World Ocean Review (2017). Coasts - A Vital Habitat Under Pressure (World Ocean Review, 5). World Ocean Review. Maribus (ed.), 2017. Online available at https://worldoceanreview.com/wp-content/downloads/wor5/WOR5_de.pdf, last accessed on 31 Mar 2023.