



TransHyDE-Projekt LNG2Hydrogen

Erarbeitung einer wissenschaftlich fundierten, nachhaltigen Datenbasis und Empfehlung als Entscheidungsgrundlage für die zukunftsfähige und langfristige Nutzung von LNG-Terminal-Standorten als logistische Knotenpunkte für Wasserstoff und dessen Derivate

Sachbericht zum Verwendungsnachweis Teil II: Langfassung

Stand:	30.06.2025
Einreichungsdatum (TIB):	30.06.2025
Partnerin/Partner:	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Autorin/Autor:	Anna Wunsch, Marius Holst (Projektleitung ISE), Paul Beutel, Ramy Essam, André Sternberg
Fördertitel:	Verbundvorhaben TransHyDE-LNG-Terminals
Förderkennzeichen:	03HY210G
Disclaimer:	<i>Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.</i>

GEFÖRDERT VOM



**Bundesministerium
für Bildung
und Forschung**



**Finanziert von der
Europäischen Union**
NextGenerationEU

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
I. Ursprüngliche Aufgabenstellung	6
II. Vormaliger Stand des Wissens	6
III. Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten	7
III.1 Arbeitspaket 2	7
III.2 Arbeitspaket 3	9
III.2.1 Auslegung Ammoniak-Terminal:	11
III.2.2 Auslegung Methanol-Terminal	12
III.2.3 Bewertung der Terminals	14
III.2.3.1 Energetische Effizienz	14
III.2.3.2 Flächenbedarf der Terminals	16
III.2.3.3 Erforderlicher Schifftransport.....	18
III.2.3.4 Umrüstbarkeit eines konventionellen LNG-Terminals	18
III.2.3.5 Bestimmung der Investitionskosten	20
III.3 Arbeitspaket 7	23
III.4 Arbeitspaket 8	23
III.4.1 Analyse über den Import wasserstoffbasierter Energieträger	23
III.4.2 Techno-Ökonomische Analyse	24
III.4.2.1 Methodik und Modellaufbau.....	24
III.4.2.2 Ergebnisse	29
III.4.3 Bilanzierung der Treibhausgasemissionen	36
III.4.3.1 Zieldefinition und Systemgrenzen	36
III.4.3.2 Daten und Annahme.....	38
III.4.3.3 Treibhausgasemissionen für H ₂ -Transportvektoren.....	38
III.4.3.4 Anhang.....	42
IV. Verwendung der Zuwendung.....	45
IV.1 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	45
IV.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten.....	45
V. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans .	45
Steigerung der wissenschaftlichen Konkurrenzfähigkeit	45
Transfer zu Nutzergruppen	46

Heranbildung von wissenschaftlichem Nachwuchs	46
Verbesserte Zusammenarbeit mit Firmen, Netzwerken, Forschungsstellen, Transferstellen..	46
VI. Fortschritt des Projektumfelds während der Laufzeit.....	46
VII. Erfolgte Veröffentlichungen.....	48
VII.1 References.....	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung III-1: Übersicht der existierenden H2 und anderer Transportvektoren Terminals weltweit.....	7
Abbildung III-2: Anzahl der jeweiligen Terminals in der erstellten Übersicht.....	7
Abbildung III-3: Links: aktuelles LH2 Transportschiff mit einer Transportkapazität von 90 Tonnen (Kawasaki Heavy Industries); Mitte: Konzept eines 500 Tonnen LH2 Transportschiffes (Moss Maritime); Rechts: Konzept für ein 10.000 Tonnen LH2 Transportschiff (GTT).....	8
Abbildung III-4: Aktuell in Betrieb befindliche Transportschiffe, die prinzipiell für Wasserstoff bzw. die betrachteten Wasserstoffderivate nutzbar sind [1].....	9
Abbildung III-5: CAPEX Importhub der NH ₃ -Terminalkonzept: Lagerung und Umwandlung zusammengefasst. .	21
Abbildung III-6: CAPEX Importhub der MeOH-Terminalkonzept: Lagerung und Umwandlung zusammengefasst.	22
Abbildung III-7: Schematische Darstellung der Modellarchitektur.....	25
Abbildung III-8: Systemaufbau der kompletten PtX-Versorgungskette.....	25
Abbildung III-9: Übersicht über die betrachteten Standorte.....	27
Abbildung III-10: Wasserstoffimportkosten über die analysierten H ₂ -Vektoren für die drei Kostenszenarien.....	30
Abbildung III-11: Kostenzusammensetzung anhand eines exemplarischen Szenarios (links) und detaillierte Darstellung des Kostenanteils der Import-Terminals (rechts) (bei LH ₂ keine getrennte Darstellung von Speicher und Umwandlungseinheit).....	31
Abbildung III-12: Sensitivitätsanalysen über CAPEX, OPEX, Lebensdauer, WACC (links) und über die Investitionskosten ausgewählter Komponenten (rechts). Grundlage beider Abbildungen ist die gesamte Supply Chain inklusive des Import Terminals.....	31
Abbildung III-13: Sensitivitätsanalyse von CAPEX und OPEX der wichtigsten Komponenten des Import Terminals. Skalierung Y- Achse beachten!	32
Abbildung III-14: Einblick in die Betriebsweise des Supply Chain Modells anhand des Szenarios Brasiliens (Mid), NH ₃ -Import in einem exemplarischen Zeitfenster des Jahres. Zu Verfügung stehende Leistung der erneuerbaren Energien (oben), Produktionsmenge der Ammoniaksynthese (mittig) und Füllstand PtX Speichers im Exportland (unten).....	36
Abbildung III-15: Systemgrenzen für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen von H ₂ -Transportvektoren. Das Vordergrundsystem beinhaltet alle Prozessschritte von der Bereitstellung des Stroms bis zur Rückumwandlung der H ₂ -Transportvektoren in gasförmigen Wasserstoff. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind nicht alle Prozesse einzeln dargestellt. Für den H ₂ -Transportvektor Ammoniak ist z. B. die Luftzerlegung zur Stickstoffbereitstellung nicht separat dargestellt. In diesem Fall kann die Luftzerlegung als ein Teil des Prozesses „H ₂ zu Transportvektor“ betrachtet werden. Ebenfalls aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die Herstellungsprozesse (dunkelgraue Prozesse im Vordergrundsystem) nicht mit den entsprechenden Prozessen verbunden. Der Herstellungsprozess Speicher beinhaltet sowohl den Speicher für gasförmigen Wasserstoff als auch die Speicherung der H ₂ -Transportvektoren. Der Herstellungsprozess für sonstige Anlagen beinhaltet die Meerwasserentsalzung, Kompressoren und Synthesanlagen. Die CO ₂ -Abscheidung und der Schiffstransport für CO ₂ betrifft nur SNG, MeOH und DME.	37
Abbildung III-16: Treibhausgasemissionen für die H ₂ -Transportvektoren flüssiger Wasserstoff (LH ₂), Ammoniak (NH ₃), synthetisches Erdgas (SNG), Methanol (MeOH) und Dimethylether (DME) aus dem Exportland Brasiliens. Speicher beinhaltet einen Pufferspeicher für gasförmigen Wasserstoff sowie je einen Speicher für den H ₂ -Transportvektor im Exportland und in Deutschland. Transport beinhaltet die Herstellung der Schiffe sowie die Bereitstellung und Verbrennung des Treibstoffes (eMethanol).	40
Abbildung III-17: Treibhausgasemissionen für die H ₂ -Transportvektoren flüssiger Wasserstoff (LH ₂), Ammoniak (NH ₃), synthetisches Erdgas (SNG), Methanol (MeOH) und Dimethylether (DME) für alle Exportländer. Speicher beinhaltet einen Pufferspeicher für gasförmigen Wasserstoff sowie je einen Speicher für den H ₂ -Transportvektor im Exportland und in Deutschland. Transport beinhaltet die Herstellung der Schiffe sowie die Bereitstellung und Verbrennung des Treibstoffes (eMethanol).	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle III-1: Angenommene Druckverluste für die Hauptkomponenten in ASPEN-Simulation	10
Tabelle III-2: Bilanzergebnisse der Terminalkonzepte für Ammoniak und Methanol: Ergebnisse des Fraunhofer ISE	16
Tabelle III-3: Geschätzte Flächenbedarfe H ₂ -Terminals für NH ₃ und MeOH mit 100TWh/a im Vergleich zu einem konventionellen LNG-Terminal mit gleicher Leistung	18
Tabelle III-4: Anzahl der Schiffe bei aktuell verfügbaren Transportvolumen für das jeweilige Derivat pro Schiff. 18	
Tabelle III-5: Umrüstbarkeit der Anlagenkomponenten eines konventionellen LNG-Terminals	19
Tabelle III-6: In der Investitionskostenschätzung verwendeten Lang-Faktoren. Die Faktoren wurden nach Absprache im Konsortium festgelegt.	20
Tabelle III-7: Spezifische Investitionskosten des Terminalneubaus für NH ₃ , MeOH: Anlandung, Lagerung, Umwandlung und Einspeisung zusammengefasst.	23
Tabelle III-8: Liste der Export-Häfen und Transportdistanzen	27
Tabelle III-9: Überblick über die wesentlichen Parameter der Analyse unterteilt in drei Szenarien, welche eine Bandbreite von publizierten Parametern darstellen [10–36]	28
Tabelle III-10: Optimierungsergebnisse am Beispiel Brasilien (Mid)	33
Tabelle III-11: Simulationsergebnisse am Beispiel Brasilien (Mid) basierend auf den Optimierungsergebnissen aus Tabelle III-10	35
Tabelle III-12: Treibhausgasemissionen für Strom im Jahr 2040 in g CO ₂ -eq pro kWh für alle Exportländer und Deutschland. Die Treibhausgasemissionen für Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen unterscheiden sich für die verschiedenen Exportländer aufgrund von unterschiedlichen Volllaststunden. Für den Netzstrom wurden die Daten aus premise genutzt. Die Daten sind nicht für jedes einzelne Land, sondern für 12 Regionen verfügbar	42
Tabelle III-13: Daten für die Herstellung des Elektrolyse-Stacks; Bezugsgröße: 1 MW; Lebensdauer: 95.000 Betriebsstunden; Quelle: Iridium- und Platinbedarf [39], alle anderen Inputs [40] (Szenario: near future)	42
Tabelle III-14: Daten für die Herstellung des Elektrolyse-Balance-of-Plants(BOP) ; Bezugsgröße: 1 MW; Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [40]	42
Tabelle III-15: Daten für die Herstellung des Wasserstoffspeichers (gasförmig); Bezugsgröße: Speicher mit einer Kapazität von 82m ³ (entspricht etwa 527 kg H ₂ bei 80 bar); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [41] und [42]	42
Tabelle III-16: Daten für die Herstellung des Wasserstoffverdichters; Bezugsgröße: Output von 1 kg H ₂ ; Quelle: [43]	43
Tabelle III-17: Daten für die Herstellung der Meerwasserentsalzungsanlage; Bezugsgröße: Anlage mit einer Kapazität von 3 Mio m ³ Wasser pro Jahr; Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [44]	43
Tabelle III-18: Daten für die Herstellung der Luftzerlegungsanlage; Quelle: [38]	43
Tabelle III-19: Daten für die Herstellung des Stickstoffverdichters; Quelle: [38] (Annahme: Es wurden Daten für einen Luftverdichter genutzt.)	43
Tabelle III-20: Daten für die Herstellung der Wasserstoffverflüssigungsanlage; Bezugsgröße: Anlage mit einer Kapazität von 50 t pro Tag flüssiger Wasserstoff; Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [36]	43
Tabelle III-21: Daten für die Herstellung der Synthesanlagen; Bezugsgröße: Anlage mit einer Kapazität von 2700 t pro Tag Methanol (siehe auch Tabelle III-24); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [38]	43
Tabelle III-22: Daten für die Herstellung der Schiffe; Bezugsgröße: Schiff mit einer Kapazität von 72.000 m ³ SNG (siehe auch Tabelle III-24); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [38]	44
Tabelle III-23: Daten für die Herstellung der Transportvektorspeicher; Bezugsgröße: Speicher mit einer Kapazität von 16.000 m ³ (siehe auch Tabelle III-24); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [38]	44
Tabelle III-24: Umwandlungsfaktoren für die Herstellung (i) der Schiffe, (ii) der Transportvektorspeicher und (iii) der Synthesanlagen. Die Umwandlungsfaktoren werden auf Basis der Investitionskosten berechnet	44
Tabelle VII-1: Erfolgte Veröffentlichungen	48

I. Ursprüngliche Aufgabenstellung

Das vom Fraunhofer ISE bearbeitete Teilprojekt von AP2 zielte darauf ab, eine Übersicht über weltweit vorhandene Terminals für verflüssigten Wasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃), flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) und Methanol (MeOH) zu erstellen. Diese Übersicht soll als Basis für weitere Betrachtungen dienen. Hierzu sollten verschiedene Datenbanken und öffentlich zugängliche Daten ausgewertet werden. Darüber hinaus sollten der Stand der Technik und Entwicklungen für Transportschiffe zusammengetragen werden, die Einfluss auf die Auslegung von Terminals und die techno-ökonomischen Analysen haben. Diese Informationen dienten als Datengrundlage für die Analysen im Rahmen von AP8.

AP 3 zielte auf die verfahrenstechnische Auslegung der Terminals für Ammoniak (NH₃) und Methanol (MeOH) sowie auf die Zuarbeit zu den Terminalkonzepten für LOHC und LH₂ ab. Hierzu sollten die Konzepte unter Berücksichtigung der gemeinsam definierten Randbedingungen und Systemgrenzen mit Aspen simuliert und optimiert werden. Aufbauend auf den verfahrenstechnischen Konzepten wurden anschließend die Investitionskosten der Hauptkomponenten der Terminals ermittelt. Darüber hinaus sollte der Flächenbedarf ermittelt und die Umrüstbarkeit der Hauptkomponenten eines konventionellen LNG-Terminals bewertet werden.

In AP7 sollten die Arbeiten des GWI durch Zuarbeiten bei der Recherche sowie Zusammenstellung der Parameter für den innerdeutschen Transport der verschiedenen Vektoren unterstützt werden.

In AP8 sollten zunächst die benötigten Importterminalkapazitäten abgeschätzt werden. Anschließend lag der Fokus auf der techno-ökonomischen Analyse der verschiedenen Terminalkonzepte, die in AP3 entworfen wurden. Hierzu werden die Terminalkonzepte in ein Simulationsmodell überführt, in die gesamte Prozesskette von der EE-Erzeugung bis zur Einspeisung ins Wasserstoffnetz eingebettet und anschließend techno-ökonomisch bewertet. Abschließend sollten die Treibhausgasemissionen für die verschiedenen Terminalkonzepte über die gesamte Prozesskette bilanziert werden.

II. Vormaliger Stand des Wissens

Fraunhofer ISE verfügt über fundierte Erfahrungen in der Analyse und Modellierung von Elektrolysesystemen, Syntheseprozessen und Wasserstoffinfrastrukturen, die auf praktischen Laborversuchen und Demonstrationen basieren. Dank langjähriger simulativer und laborbasierter Versuche besteht eine tiefgehende Expertise im Bereich der Synthese und Reformierung von Methanol und DME. Das Fraunhofer ISE hat in der Vergangenheit eine Vielzahl von Projekten zum Import von Wasserstoff- und Wasserstoffderivaten durchgeführt und verschiedene Produktionsstandorte bewertet (u.a.). Für die Rückumwandlung zu Wasserstoff der verschiedenen Vektoren lag jedoch nur eine unzureichende Datenbasis vor. Auch für die Weiternutzung von LNG-Infrastruktur gab es zuvor keine Arbeiten am Fraunhofer ISE. Im Rahmen dieses Projekts sollte erstmals ein umfassender Vergleich der Derivatimporte hinsichtlich der Importterminals durchgeführt werden, einschließlich der anschließenden Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff (gH₂).

III. Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten

III.1 Arbeitspaket 2

Terminals für den Import und Export von flüssigen Energieträgern sind weltweit zu finden. Als eine Basis für die weiteren Betrachtungen wurden verschiedene Quellen und Datenbanken ausgewertet und eine **Übersicht über weltweit vorhandene Terminals** erstellt. Diese umfasst sowohl Terminals für verflüssigten Wasserstoff (LH2), Ammoniak (NH3), Ölprodukte (Nutzung bspw. für LOHC), Methanol (MeOH) und LNG (SNG). Die erstellte Datenbank beinhaltet insgesamt mehr als 2000 Einträge. Neben der Art des Terminals, wurden, sofern verfügbar, auch Speicherkapazitäten ermittelt. Die Datenbasis wurde grafisch dargestellt, siehe Abbildung III-1. Abbildung III-2 stellt die Anzahl der ermittelten Terminals in der erstellten Datenübersicht dar.

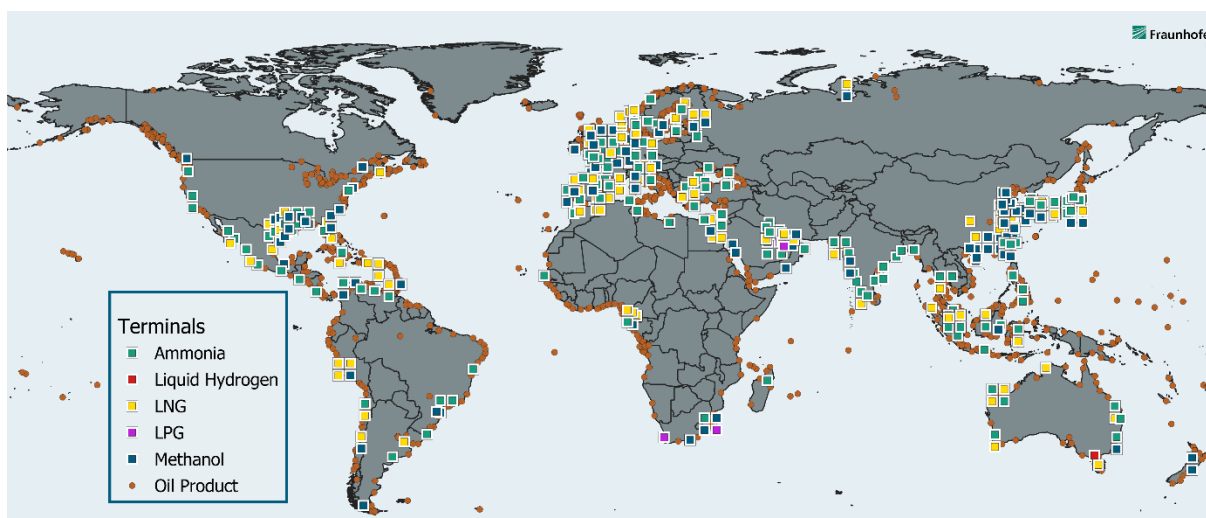


Abbildung III-1: Übersicht der existierenden H2 und anderer Transportvektoren Terminals weltweit

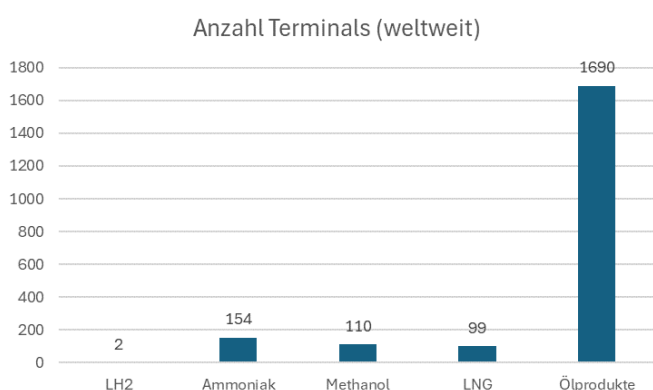


Abbildung III-2: Anzahl der jeweiligen Terminals in der erstellten Übersicht

Für eine kleine Anzahl ausgewählter Terminals erfolgte zudem eine tiefergehende Analyse mit dem Ziel, technische Spezifikationen zu ermitteln, welche Relevant für Auslegung der Terminals in AP3 sein können. Unter anderem wurde das Ammoniak Terminal in Rostock näher analysiert und die LH2 Terminals in Japan und Australien.

Die Datenbank mit den Terminals wurde den Projektpartnern zur Verfügung gestellt und kann für zukünftige Infrastrukturanalysen in Exportländern herangezogen werden.

Für die Analysen in AP3 und in AP8 ist zudem von Bedeutung, was für Schiffe und welche Transportkapazitäten diese zu erwarten sind. Hierzu wurde eine Analyse des aktuellen Stands der Technik sowie aktueller Entwicklungen und Ankündigungen durchgeführt. Die Analyse wurde für die Vektoren LH2, NH3, DME, MeOH, SNG und LOHC durchgeführt. Des Weiteren wurde der Transport von gasförmigem Wasserstoff sowie CO2 mit betrachtet. Abbildung III-3 zeigt beispielsweise betrachtete LH2 Transportschiffe bzw. Konzepte.



Abbildung III-3: Links: aktuelles LH2 Transportschiff mit einer Transportkapazität von 90 Tonnen (Kawasaki Heavy Industries); Mitte: Konzept eines 500 Tonnen LH2 Transportschiffes (Moss Maritime); Rechts: Konzept für ein 10.000 Tonnen LH2 Transportschiff (GTT)

Teil der Analyse war u.a. welche Transportkapazitäten die verschiedenen Schiffe haben. Zusammen mit der Umwandlungseffizienz der Importterminals, hat dies wesentlichen Einfluss auf die Anzahl der benötigten Schiffslieferungen bzw. der benötigten Anleger. Zudem wurden, sofern verfügbar, Kostenindikationen und Treibstoffbedarfe ermittelt.

Abbildung III-4 zeigt eine Übersicht über aktuell in Betrieb befindliche Transportschiffe, die prinzipiell für den Transport von Wasserstoff und dessen Derivate in Betracht gezogen werden können. Es muss jedoch beachtet werden, dass diese Flottenkapazitäten nur zu geringen Teilen genutzt werden kann, da die Schiffe bereits unter anderem für den Transport von fossilen Produkten genutzt werden. Bei einem Schiffsbedarf basierend auf der Techno-Ökonomischen Analyse von AP8 (Kapitel III.4.2) wäre ein Neubau von Schiffen unausweichlich. Hierbei ist anzumerken, dass ein Großteil der Wertschöpfungskette in Asien zu verorten ist, Europa dient jedoch als Technologielieferant von Antrieben, verfahrenstechnischer Bauteile und Speichersystemen.

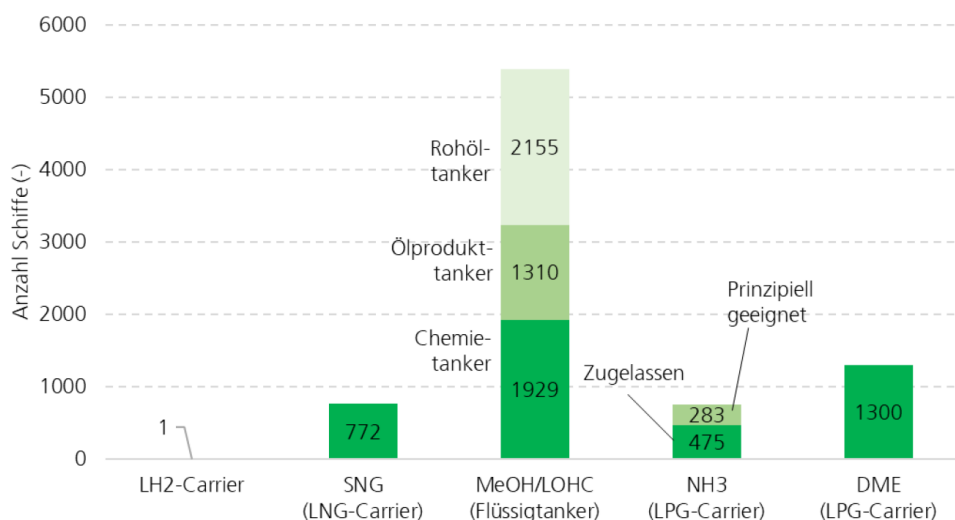


Abbildung III-4: Aktuell in Betrieb befindliche Transportschiffe, die prinzipiell für Wasserstoff bzw. die betrachteten Wasserstoffderivate nutzbar sind [1]

Aufgrund der Vielzahl an zusammengetragenen Daten und technischen Spezifikationen, wurde entschieden, die Ergebnisse der Analyse im Rahmen einer TransHyDE-Publikation zu veröffentlichen (Stand Juni 2025 noch ausstehend) und somit der Allgemeinheit zur Verfügung zu stellen.

III.2 Arbeitspaket 3

Im Arbeitspaket 3 wurden, basierend auf den im Projekt definierten Rahmenbedingungen und Systemgrenzen, verfahrenstechnische Konzepte für Wasserstoffimportterminals für verschiedene Transportvektoren erstellt. Das Fraunhofer ISE war verantwortlich für die Entwicklung eines Ammoniak- und eines Methanolterminals. Aufgrund der Ähnlichkeiten der Teilprozesse, insbesondere der CO₂-Abscheidung im MeOH-Prozess, fand ein enger Austausch und eine Abstimmung mit dem DVGW-EBI (SNG-Terminal) und dem IEG (DME-Terminal) statt. Auch mit Industriepartnern im Projekt wurden die Prozessschritte intensiv diskutiert und mit bereits industriell realisierten Prozessen abgeglichen. Des Weiteren hat sich das Fraunhofer ISE bei der Entwicklung der Terminalkonzepte für DME, LOHC und LH2 eingebracht und in den entsprechenden Arbeitsgruppen gearbeitet.

Aufbauend auf den verfahrenstechnischen Konzepten wurden im Weiteren die Investitionskosten der Hauptkomponenten der Terminals bestimmt. Die benötigte Anzahl der Schiffe zum Import der Transportvektoren sowie der Flächenbedarf wurden ermittelt und die Umrüstbarkeit der Hauptkomponenten eines konventionellen LNG-Terminals bewertet.

Die festgelegte Kapazität für die Terminalkonzepte entspricht dem energetischen Output der in Deutschland geplanten, landbasierten LNG-Terminals. Diese können jährlich im Schnitt rund 10 bcm LNG importieren, was 100 TWh/a oder ca. 3 Mio. t H₂/a entspricht. Daher wurde für die im Projekt zu konzeptionierenden H₂-Importterminals ebenfalls eine H₂-Kapazität von 100 TWh/a festgelegt. Die angewandte Methodik sowie die Terminalkonzepte werden im Folgenden vorgestellt.

Für eine vergleichbare Erstellung der verfahrenstechnischen Konzepte für alle Vektoren müssen die betrachteten Systemgrenzen einheitlich definiert werden. Die in diesem Kapitel erstellten Konzepte umfassen folgende Prozessschritte:

- Anlandung der Vektoren am Hafen
- Lagerung der Vektoren
- Umwandlung der Vektoren zu gasförmigem H₂
- Bereitstellung des für den H₂-Pipelinetransport benötigten Drucks von 80 bar

Die entwickelten Prozessketten enthalten alle Prozessschritte und notwendigen Hauptapparate, die zur Umwandlung des jeweiligen Vektors in gasförmigen H₂ benötigt werden. Die Prozesse für NH₃ und MeOH wurden am Fraunhofer ISE mit Aspen simuliert und in Abstimmung mit den Projektpartnern iterativ optimiert. Die angenommenen Druckverluste durch die Hauptkomponenten sind in Tabelle III-1 dargestellt.

Tabelle III-1: Angenommene Druckverluste für die Hauptkomponenten in ASPEN-Simulation

Komponente	Druckverlust [mbar]
Reaktoren mit Schüttung	500
Wärmetauscher Prozessgas	300
Wärmetauscher Rauchgas	150

Für die kohlenstoffbasierten Vektoren (SNG, DME, MeOH) wurde zusätzlich folgende Annahme getroffen: Die Prozessketten weisen einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf auf. Dazu wird das bei der Reformierung gebildete CO₂ mit einem Wirkungsgrad von 99 % abgeschieden, verdichtet, verflüssigt und gespeichert. Die verbleibenden 1 %, die zur Synthese im Exportland notwendig sind, werden über Direct-Air-Capture (DAC) bereitgestellt. Für den Rücktransport in das Exportland wird das CO₂ bei -50°C und 7 bar verflüssigt. Zur CO₂-Bereitstellung im Exportland sind auch andere Optionen wie zusätzliches DAC oder eine biogene CO₂-Quelle denkbar. Die Art der CO₂-Quelle hat Einfluss auf die Terminaleffizienz im Importland sowie den CAPEX des Importterminals, da gegebenenfalls die CO₂-Verflüssigung und der Schifftransport entfallen können.

Der Abscheidegrad des CO₂ ist nach Formel 1 definiert. Dieser wird aus dem Quotienten des Massenstroms, des abgeschiedenen CO₂ ($\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{abgeschieden}}$) und des CO₂, das im Prozess entsteht ($\dot{m}_{\text{CO}_2,0}$) gebildet.

$$\text{Abscheidegrad CO}_2 = \frac{\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{abgeschieden}}}{\dot{m}_{\text{CO}_2,0}} \quad 1$$

III.2.1 Auslegung Ammoniak-Terminal:

Für das NH₃-Terminal kommen sowohl eine autotherme Reformierung als auch eine allotherme Reformierung als Prozesse in Frage. Zur Entscheidungsfindung wurden Basissimulationen mit ASPEN durchgeführt. Dabei konnte kein deutlicher Effizienzvorteil für eines der Verfahren festgestellt werden. Daher haben wir uns in der weiteren Auslegung für den etablierteren Prozess der allothermen Reformierung entschieden. Dieser Prozess wird bereits in großen Anlagen für Methanol-Reformer mit einem H₂-Output von über 200.000 Nm³/h realisiert. Ein solches Konzept scheint uns daher im Vergleich zu einer autothermen Reformierung schneller umsetzbar. Zudem ist der Prozess weniger komplex und erfordert weniger Komponenten, da hier beispielsweise keine Abscheidung von Wasser und Restammoniak aus dem Produktgasstrom erforderlich ist.

Das hier erarbeitete Konzept für das Ammoniak-Terminal basiert auf einem zweistufigen Reformierungsprozess mit einem Vorreformer und einem Hauptreformer. Unterschiedliche Temperaturniveaus der Reformerstufen ermöglichen eine optimierte Prozesswärmerückgewinnung, wodurch auf einen zusätzlichen Kühlkreislauf verzichtet werden kann.

Da die erforderliche Kapazität des Terminals die Leistung von derzeit verfügbaren Reformereinheiten um ein Vielfaches übersteigt, wurde diese über eine Vielzahl (17 Stück) der aktuell größten verfügbaren Reformersysteme abgebildet.

Im NH₃-Terminal wird entsprechend dem Blockfließdiagramm (BFD) in Abbildung III-3 flüssiges NH₃ in einem mit PSA-Abgas und NH₃ befeuerten Reformer katalytisch gecrackt. Der freigesetzte H₂ wird anschließend durch eine PSA aufgereinigt und direkt in das H₂-Netz eingespeist.

NH₃ wird dazu knapp unter dem Siedepunkt (-34 °C) angelandet und flüssig gespeichert. Das in den Tanks verdampfende NH₃ (BOG) wird rückverflüssigt und in die Tanks zurückgeführt.

Für den Prozess wird das NH₃ in der Flüssigphase über Pumpen auf einen Prozessdruck von 80 bar gebracht – dies erspart eine energieintensive Kompression des Produktgases im Nachgang. Anschließend wird das NH₃ über das Abgas des Reformerbrenners und die Restwärme des Produktgases verdampft und vorgeheizt. Im folgenden Vorreformer wird etwa ein Fünftel (18 %) des NH₃ in einem mit Katalysator gefüllten Rohrbündelreaktor zu H₂ und N₂ umgesetzt. Beheizt wird der Vorreformer mit dem rund 800 °C heißen Produktgasstrom des Hauptreformers. Nach dem Vor-Reformer wird der Gasstrom in einem weiteren Wärmetauscher über das Reformerbrennerabgas auf 810 °C aufgeheizt und dem Hauptreformer zugeführt. Der Hauptreformer wird zusätzlich mit einem Brenner direkt beheizt und setzt das restliche NH₃ fast vollständig zu H₂ und N₂ um.

Das Produktgas wird anschließend über den Vorreformer mit dem NH₃-Eduktstrom in zwei Stufen abgekühlt und anschließend der PSA zur Aufreinigung zugeführt. Für die PSA wurde eine Wasserstoffrückgewinnung von 87,5 % angenommen. Dieser Wert beruht auf Erfahrungen aus der Aufreinigung des Produktgases bei der Erdgasreformierung und wurde für alle Terminalkonzepte vereinheitlicht angenommen.

Das PSA-Abgas setzt sich aus 26,5 mol % H₂, 2,5 mol % NH₃, 71 mol % N₂ zusammen und wird im Brenner des Hauptreformers verfeuert. Zusätzlich wird dem Reformerbrenner vorgewärmtes NH₃ und vorgewärmte Luft zugeführt. Das H₂/NH₃-Verhältnis im Brenner, bezogen auf den Heizwert, liegt bei etwa

4). Über drei Wärmetauscher wird dann der gesamte Eduktstrom verdampft und auf 170 °C vorgewärmt. Als Wärmequellen dienen hier der Produktgasstrom aus dem Reformier (250 °C) und das Brennerabgas (300 °C). Im direkt befeuerten Reformier wird das MeOH anschließend mit dem Wasser zu H_2 , CO_2 , H_2O , CO sowie einem geringen Rest MeOH (0,2 mol %) umgesetzt. Durch die niedrige Prozesstemperatur kann eine Methanbildung vermieden werden.

Das im Produktstrom enthaltene Wasser und Restmethanol wird nach einem Kühler bei 40 °C abgetrennt und dem Prozess erneut zugeführt. Das trockene Produktgas wird danach in drei Stufen von 15 auf 80 bar verdichtet und einer CO_2 -Abscheidungsanlage (Selexol) zugeführt, die 99 % des enthaltenen CO_2 abscheidet. Anschließend wird das Produktgas in einer PSA aufgereinigt und dem H_2 -Netz zugeführt.

Das Abgas der PSA wird dem Brenner am Reformier zugeführt, der zusätzlich mit vorgewärmtem MeOH beheizt wird. Für den Brenner ergibt sich ein Brenngasverhältnis (H_2+CO) /MeOH von 0,66, bezogen auf den Heizwert.

Das Brennerabgas dient der Vorwärmung der Edukte sowie der Vorwärmung des PSA-Abgases vor dem Brenner. Die bei der Verbrennung entstehenden Stickoxide (NO_x) werden in einer Abgasanlage (SCR) bei etwa 180 °C mit PSA-Abgas oder H_2 reduziert. Das CO_2 im Abgas wird mittels Amin-Wäsche abgetrennt und anschließend der CO_2 -Verflüssigungseinheit zugeführt, die auch das, aus dem Prozessgas zurückgewonnene, CO_2 trocknet, verdichtet, kühlt und verflüssigt. Das gesamte zurückgewonnene CO_2 wird schließlich bei 8 bar und -50 °C in Tanks gespeichert.

Das für die verschiedenen Kühler im Prozess benötigte Kühlwasser wurde im Blockfließbild vereinfacht mit einem Kühlkreislauf und einer Pumpe zusammengefasst, jedoch für die Kostenkalkulation weiter aufgeschlüsselt und separat gerechnet.

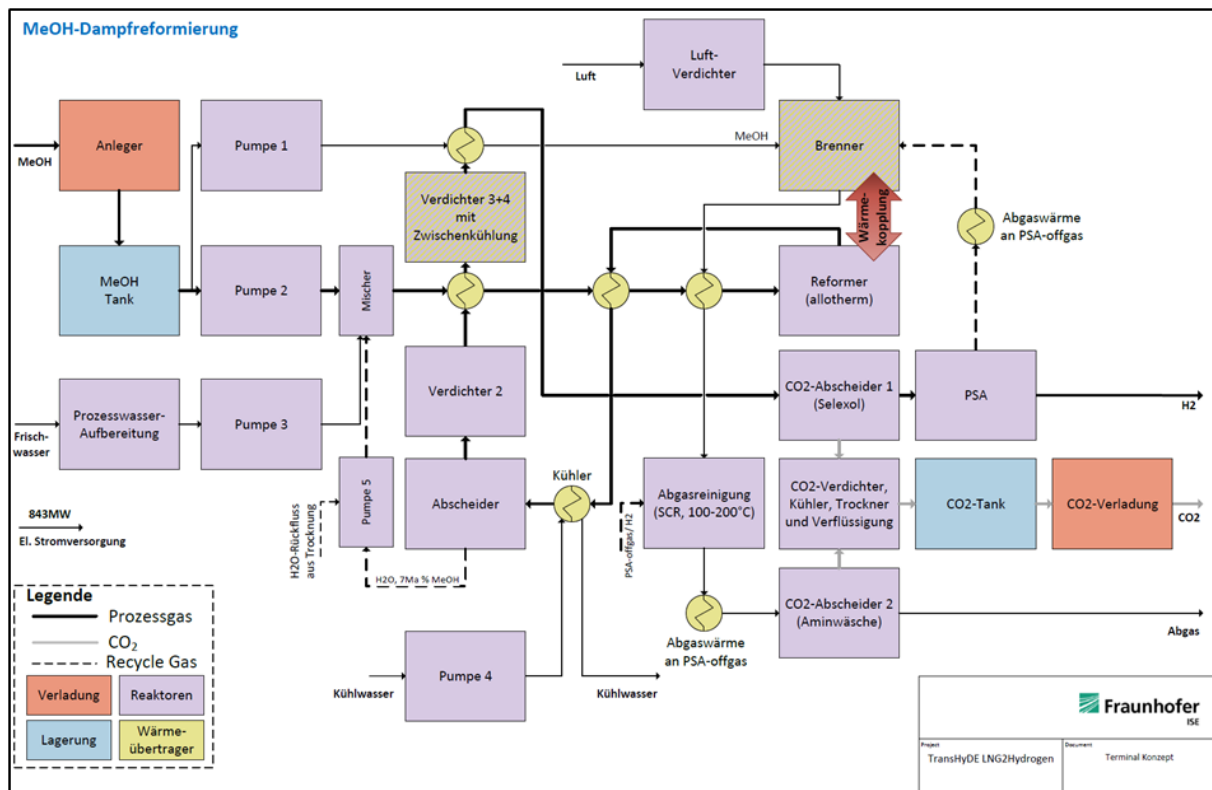


Abbildung III-4: Terminalkonzept MeOH

III.2.3 Bewertung der Terminals

Um die Terminals für die verschiedenen Vektoren bewerten zu können, wurden sie im AP3 anhand folgender Kriterien verglichen: energetische Effizienz, Flächenbedarf, Investitionskosten und Umrüstbarkeit eines konventionellen LNG-Terminals. Ein Vergleich der in AP3 untersuchten Wasserstoffvektoren findet sich im Synthesebericht.

III.2.3.1 Energetische Effizienz

Zur Bewertung der Terminalkonzepte wird die energetische Effizienz der Terminalkonzepte der Vektoren ermittelt. Der Bilanzkreis zur Berechnung der energetischen Effizienz ist in Abbildung III-8 dargestellt. Die im Terminal nicht genutzte Wärme $\dot{Q}_{\text{Wärme}}$ ist die Wärme, die bei der Umwandlung der Vektoren zu H₂ entsteht, aber nicht am Terminal genutzt werden kann. Sie ist daher nicht in der energetischen Effizienz enthalten.

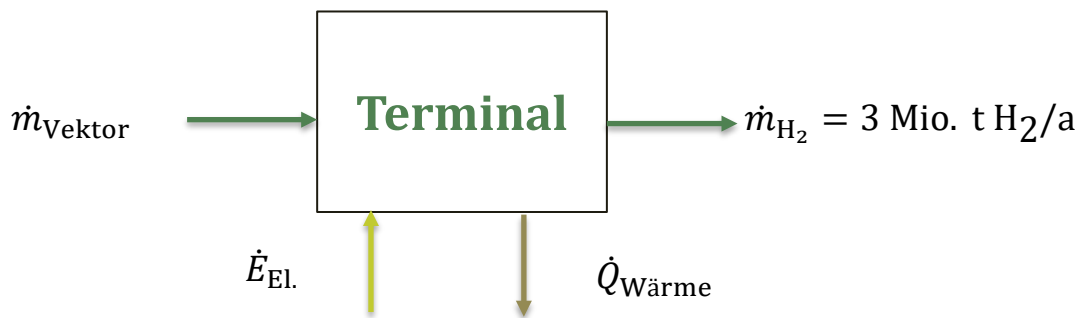


Abbildung III-5: Bilanzkreis der energetischen Effizienz der Terminalkonzepte.

Die wichtigste Vergleichsgröße für die Terminalkonzepte ist die energetische Effizienz des jeweiligen Terminals η_{Terminal} . Sie wird nach Formel 2 berechnet. Die Energie, die das Terminal in Form von Wasserstoff verlässt, wird durch das Produkt aus dem Wasserstoff-Massenstrom \dot{m}_{H_2} und dem Heizwert des Wasserstoffs $H_{\text{LHV,H}_2}$ beschrieben. Die Energie, die in Form des Vektors benötigt wird, wird durch das Produkt des Vektor-Massenstroms \dot{m}_{Vektor} und dem Heizwert des Vektors $H_{\text{LHV,Vektor}}$ abgebildet. Darin enthalten ist nicht nur die nach der Reaktionsgleichung stöchiometrisch notwendige Menge des Vektors, sondern auch die Menge des Vektors, die in den Verfahren zur Wärmeerzeugung verwendet wird. Die Summe, der zuzuführenden elektrischen Energie, beispielsweise für Pumpen und Verdichter, ist $\sum \dot{E}_{\text{El}}$.

$$\eta_{\text{Terminal}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot H_{\text{LHV,H}_2}}{\dot{m}_{\text{Vektor}} \cdot H_{\text{LHV,Vektor}} + \sum \dot{E}_{\text{El}}} \quad 2$$

Die Energie-, Wärme- und Massenströme für die Terminalkonzepte wurden durch ein Simulationsmodell, in unserem Fall mit Aspen, ermittelt. In Tabelle III-2 sind die Ergebnisse dieser Modellierungen zusammengefasst.

Tabelle III-2: Bilanzergebnisse der Terminalkonzepte für Ammoniak und Methanol: Ergebnisse des Fraunhofer ISE

	NH ₃	MeOH
Vektor-Bedarf pro kg H₂ <i>in kg Vektor / kg H₂</i> <i>(kg Vektor / kWh H₂ LHV)</i>	7,0 (0,2)	6,7 (0,2)
Spez. Strombedarf (netto) <i>in kWh el. / kWh H₂ LHV</i>	0,009	0,074
Spez. ungenutzte Abwärme <i>in kWh_{th} / kWh H₂ LHV</i>	-	0,092 (@14,8 bar und 102 °C)
Abscheidegrad CO₂ <i>in %</i>	-	99
Energetische Effizienz Terminal <i>in %</i>	91	84,4

Für das NH₃-Terminal ergab sich mit 91% eine sehr hohe energetische Effizienz. Durch die großen Temperaturunterschiede zwischen den Eduktströmen (NH₃, Luft) und der Prozesstemperatur (>800°C), sowie dem zweistufigen Reformerkonzept gelingt in diesem Ansatz eine sehr gute Wärmerückgewinnung, wodurch thermische Verluste stark begrenzt werden können.

Für das MeOH-Terminal konnte eine energetische Effizienz von 84,4% erreicht werden. Durch die geringere Prozesstemperatur (250°C) und den deutlich komplexeren Prozess ist das Potenzial der Wärmerückgewinnung hier geringer. Die Effizienz wird zusätzlich durch die CO₂-Rückgewinnung reduziert, da sowohl die Absorption als auch Trocknung und Verflüssigung des CO₂ energieintensive Prozesse darstellen. Nach unseren Simulationen liegt die energetische Effizienz des MeOH-Terminals, ohne den Komponenten für die CO₂-Rückgewinnung, bei etwa 86%.

III.2.3.2 Flächenbedarf der Terminals

Durch die geringere volumetrische Energiedichte und die zusätzliche Derivatmenge, die durch die Umwandlung benötigt wird, steigt der Platzbedarf für die Lagerung der Vektoren. Die Umwandlungsanlagen, die für die chemische Umwandlung zu H₂ erforderlich sind, benötigen zusätzlichen Platz. Für die Flächenbedarfsschätzung der Reformereinheiten wurden der Flächenbedarf des aktuell größten verfügbaren Erdgasreformer mit 1,5ha herangezogen. Ferner wurde der Platzbedarf für eine kompakte Anordnung der Komponenten abgeschätzt. Je nach Zuschnitt der verfügbaren Fläche wird der reale Platzbedarf entsprechend abweichen.

Für den NH₃-Terminal ergibt sich nach unserer Schätzung ein Gesamtflächenbedarf von etwa 76ha. Berücksichtigt sind hierbei, wie in Abbildung III-6 zu sehen, sieben NH₃-Tanks, 17 Reformereinheiten,

fünf Transformatoren, eine H₂-Einspreisestation, sowie das Betriebsgebäude und eine LKW-Verlade-
fläche.

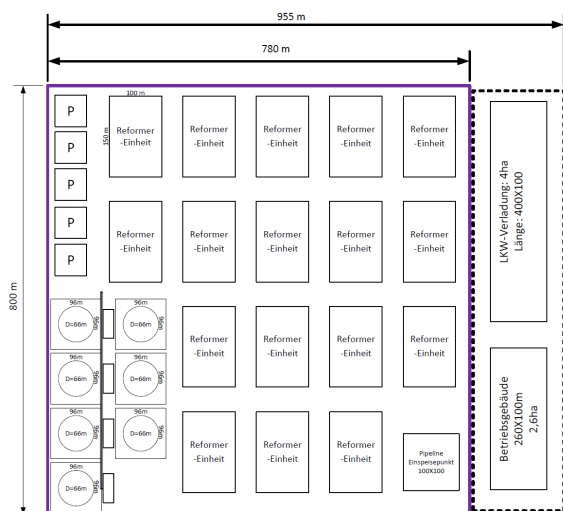


Abbildung III-6 – Exemplarischer Flächenaufteilung eines NH₃-Terminals mit Tanks, Reformereinheiten, Transformatoren, Betriebsgebäude und LKW-Verladefläche

Für den MeOH-Terminal ergibt sich, durch die zusätzlich benötigten CO₂-Tanks, wie aus Abbildung III-7 zu sehen, ein etwas größerer Flächenbedarf von etwa 93ha.

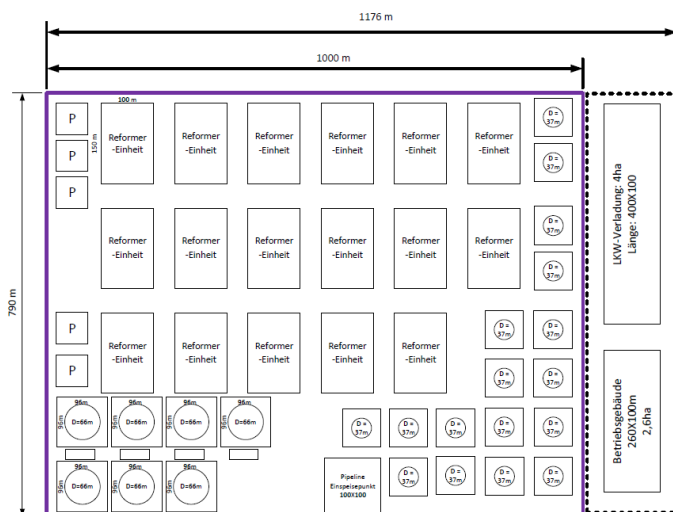


Abbildung III-7 – Exemplarischer Flächenaufteilung eines MeOH-Terminals mit Tanks, Reformereinheiten, Transformatoren, Betriebsgebäude und LKW-Verladefläche

Wie in Tabelle III-3 zu sehen ist, liegen die geschätzten Flächenbedarfe für ein NH₃- oder MeOH-Terminals mit Umwandlungsanlagen erwartungsgemäß deutlich über der, für eines LNG-Terminals ohne Umwandlungsanlage. Das NH₃-Terminal braucht dabei mit 75ha etwas weniger Fläche, da hier keine CO₂-Abscheidung und Speicherung erforderlich ist. Der Zusätzliche Flächenbedarf ist im Fall der

Umrüstung eines LNG-Terminals zu beachten. Gegebenenfalls kann nur ein Terminal mit stark reduzierter Leistung umgesetzt werden, oder es muss entsprechender zusätzlicher Platz zur Verfügung gestellt werden.

Tabelle III-3: Geschätzte Flächenbedarfe H₂-Terminals für NH₃ und MeOH mit 100TWh/a im Vergleich zu einem konventionellen LNG-Terminal mit gleicher Leistung

Derivat	NH ₃	MeOH	LNG (Ref)
Flächenbedarf [ha]	75	90	5-15

III.2.3.3 Erforderlicher Schifftransport

In Tabelle III-4 ist die Anzahl der erforderlichen Schiffe für die betrachteten Vektoren dargestellt, die pro Woche benötigt werden, um die entsprechende Menge des jeweiligen Derivats anzulanden. Im Fall des Methanols müssen zusätzlich Schiffe für das im Prozess zurückgewonnene CO₂ vorgesehen werden. Für CO₂ existieren heute bereits Flotten für den Transport im kleinen Maßstab, während für NH₃ und MeOH bereits Schiffe im mittleren Maßstab verfügbar sind. Da in Zukunft für den Energieimport große Mengen benötigt werden, sind bereits größere Schiffe in Planung. Die Daten dazu wurden im AP2 im Rahmen der Schiffstudie ermittelt.

Tabelle III-4: Anzahl der Schiffe bei aktuell verfügbaren Transportvolumen für das jeweilige Derivat pro Schiff

Medium	NH ₃	MeOH
Anzahl Schiffe pro Woche (Tankvolumen pro Schiff in m ³)	8 (85.000)	MeOH: 3 CO ₂ : 8 (MeOH: 185.000; CO ₂ : 84.000)

III.2.3.4 Umrüstbarkeit eines konventionellen LNG-Terminals

Bei der Umrüstbarkeit wurde die Weiternutzung der Komponenten eines konventionellen LNG-Terminals für den schiffsbasierten Import von Wasserstoff-Vektoren betrachtet. Die Ergebnisse sind in Tabelle III-5 dargestellt. Die Ergebnisse basieren auf der verfahrenstechnischen Auslegung der Terminalkonzepte.

Für MeOH und NH₃ ist eine zusätzliche Innenbeschichtung der Komponenten nötig, um Spannungsrisskorrosion zu vermeiden. Unter dieser Voraussetzung sind viele Teile umrüstbar und wiederverwendbar. Für die Verdampfeinheiten ist jedoch keine Umrüstung möglich, da diese speziell auf die Eigenschaften des jeweiligen Mediums ausgelegt ist.

Für MeOH kann, wegen der sehr geringen Verlustraten, auf ein aufwendiges BOG-System verzichtet werden.

Tabelle III-5: Umrüstbarkeit der Anlagenkomponenten eines konventionellen LNG-Terminals

		NH3	MeOH
Anleger	Anleger		
	Ladearme		
	Jetty (Steg)		
LNG-Tank	LNG Tank		
	Tankanschluss		
	Niederdruckpumpe		
BOG Management	BOG-Kompressor		
	Re-Kondensier		
LNG-Pumpe	LNG-Pumpe		
Regasifizierung	Verdampfer		
Rohrleitungen	Rohrleitungen		
Instrumentierung, Kontroll- und Steuerungssystem	Instrumentierung, Kontroll- und Steuerungssystem		
Sicherheitssystem	Sicherheitssystem Leckagedetektion		

Legende:

Ohne Umrüstung verwendbar	Mit Umrüstung verwendbar	Keine Umrüstung möglich, Bau H ₂ -ready möglich	Keine Umrüstung möglich, Bau nicht H ₂ -ready möglich → Neubau	Komponente wird nicht benötigt

III.2.3.5 Bestimmung der Investitionskosten

Die Investitionskosten (CAPEX) für die verschiedenen Terminalkonzepte wurden auf Basis der zuvor erstellten Verfahrenskonzepte berechnet. In diesen wurden die Hauptkomponenten definiert und die Komponenten in die Kategorien konventionelle und Package Units unterteilt. Die Dimensionierung wurden ermittelt und die Kosten der Komponenten berechnet. Die Kostenberechnungen basieren auf Daten aus [2] und auf Gesprächen mit Projektpartnern und Industriekontakten.

Aufgrund der Megaskala des Terminalkonzepts (3 Mio. t/a H₂), wurden die CAPEX des Terminalkonzepts für kleinere Kapazitäten berechnet und danach auf die erforderlichen 17 „Stränge“ hochgerechnet. Zur Berechnung des CAPEX wurde in diesem Projekt die Strukturmethode, auch Faktoren-Methode genannt, verwendet. Diese Methode basiert darauf, die Gesamtkosten einer Anlage abzuschätzen, indem die Investitionskosten für die Hauptkomponenten mit einem Faktor multipliziert werden. Dieser Faktor berücksichtigt die Kosten für Peripherie und Infrastruktur (wie Rohrleitungen, Instrumentierung, Gebäude und Montage). In dieser Studie wurden die Faktoren nach Lang angewandt. Die verwendeten Lang-Faktoren wurden projektintern abgestimmt und sind in Tabelle III-6 dargestellt. Die Kostenschätzung befindet sich nach AACE in der Klasse 5 mit einer erwarteten Genauigkeit von -20 % bis -50 % und +30 % bis +100 %. Als Bezugsjahr wurde für die Terminalkonzepte das Jahr 2024 angenommen.

Tabelle III-6: In der Investitionskostenschätzung verwendeten Lang-Faktoren. Die Faktoren wurden nach Absprache im Konsortium festgelegt.

	Lang-Faktor
Reaktoren und Wärmeübertrager	5,93
Große Anlagen und Package Units	1,3
Elektrische Anlagen (Kompressoren usw.)	2,67

Für konventionelle Komponenten wie Pumpen und Wärmeübertrager wurden Zentrifugalpumpen und Rohrbündel-Wärmeübertrager angenommen. Für die Lagerung von Ausgangsstoffen wurden Lagertanks berücksichtigt, während Kolbenkompressoren für die Kostenberechnungen der Kompressoren angesetzt wurden. Die Kosten für Multistufen-Kompressor Kühlungen sowie Verdampfer und Kondensatoren wurden als Rohrbündel-Wärmeübertragern angenommen. Als Standardmaterial wurde Edelstahl angenommen, wobei Anpassungsfaktoren für das Material berücksichtigt wurden.

Für die Kategorie der Package Units wurden die Kostenberechnungen im Austausch mit den Projektpartnern (Linde, TK Uhde und DVGW) für PSA, DeNO_x, Selexol, Aminwäsche und den CO₂-Kreislauf ermittelt.

Die CAPEX für den Importhub des NH₃- sowie des MeOH-Terminalkonzepts wurden ermittelt, die verb liebenden Derivate lagen in der Verantwortung der Projektpartner. Die CAPEX für Lagerung und Umwandlung des NH₃-Terminalkonzepts liegen bei 6,42 Mrd. € und für das MeOH-Terminalkonzept bei 8,9 Mrd. €, zusammengefasst und dargestellt in Abbildung III-5 und Abbildung III-6. Die spezifischen

Investitionskosten liegen bei etwa 563 €/kWh H₂ für das NH₃-Terminalkonzept und bei etwa 783 €/kWh H₂ für das MeOH-Terminalkonzept.

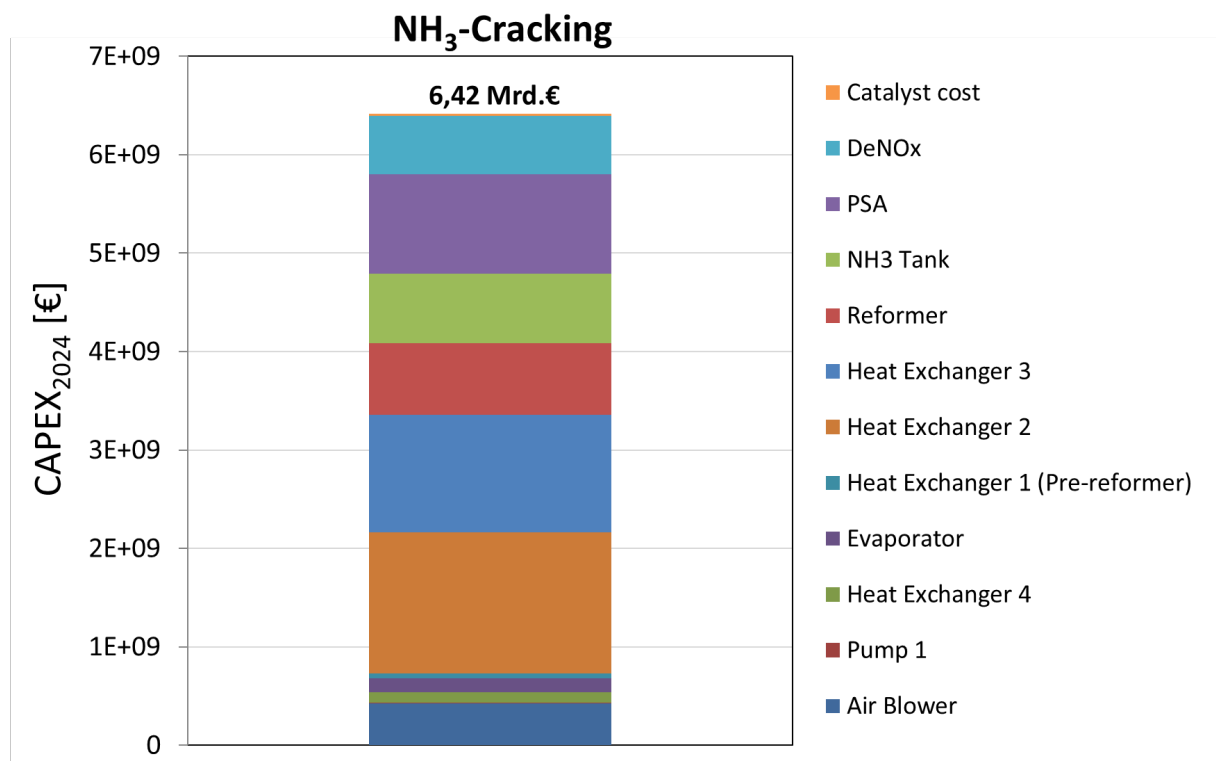


Abbildung III-5: CAPEX Importhub der NH₃-Terminalkonzept: Lagerung und Umwandlung zusammengefasst.

MeOH-Reforming

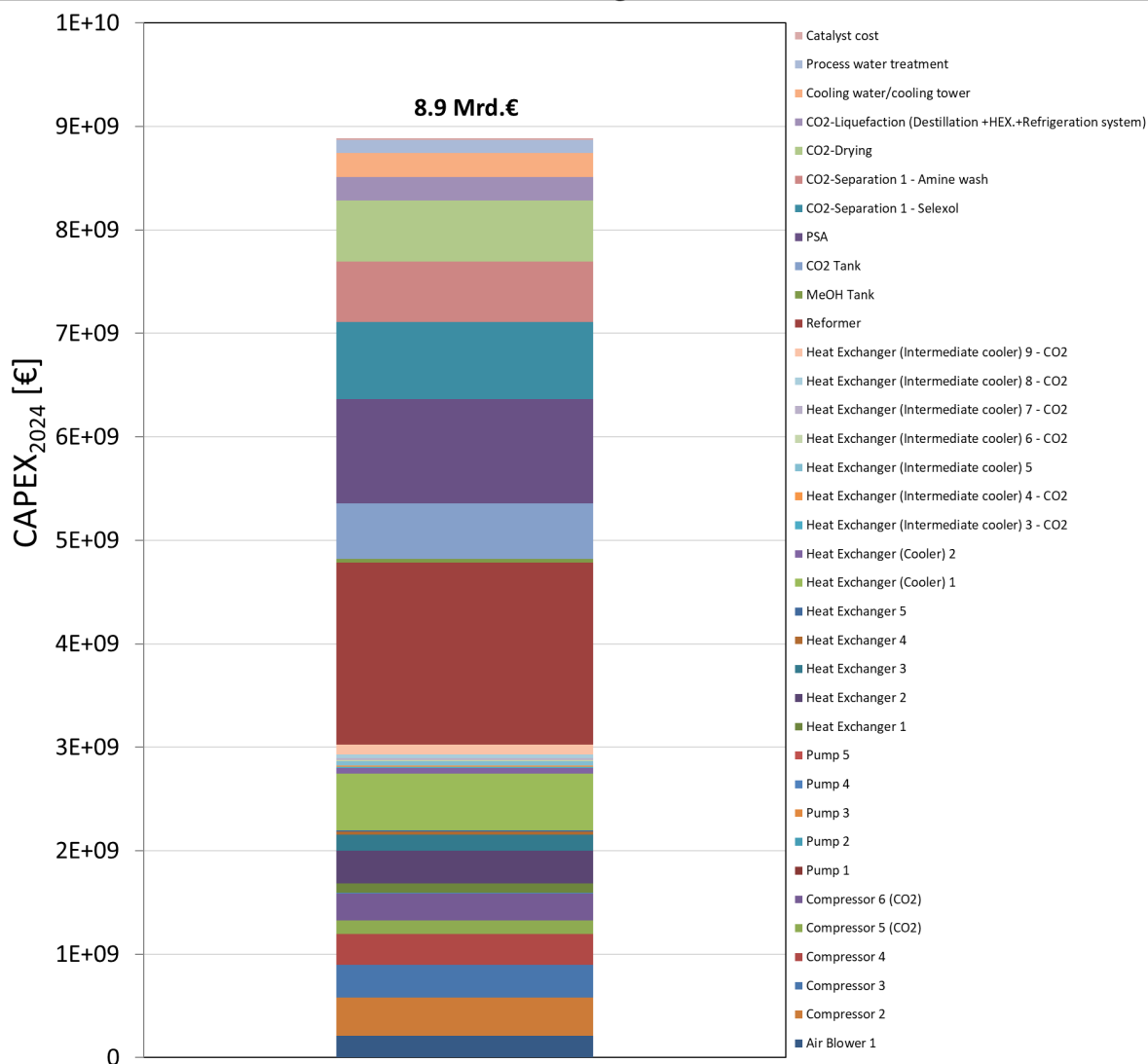


Abbildung III-6: CAPEX Importhub der MeOH-Terminalkonzept: Lagerung und Umwandlung zusammengefasst.

Die spezifischen CAPEX für die Prozessschritte Anlandung, Lagerung, Umwandlung und Einspeisung sind in Tabelle III-7 aufgeführt. Der Großteil der Investitionskosten (etwa 86-92 %) entfällt auf die Errichtung der Umwandlungsanlagen, gefolgt von der Lagerung. Für NH_3 liegt der spezifische CAPEX bei etwa $580 \text{ €/kW}_{\text{H}_2}$, während der spezifische CAPEX für den kohlenstoffhaltigen Vektor MeOH etwa $800 \text{ €/kW}_{\text{H}_2}$ beträgt. Die Berechnung basieren auf einem Greenfield-Szenario. Zum Vergleich: Für konventionelle LNG-Terminals liegen die spezifischen Investitionskosten bei etwa $100 \text{ €/kW}_{\text{Erdgas}}$.

Tabelle III-7: Spezifische Investitionskosten des Terminalneubaus für NH₃, MeOH: Anlandung, Lagerung, Umwandlung und Einspeisung zusammengefasst.

EUR/kW H ₂	NH ₃	MeOH
Anlandung	18	13
Lagerung (Vektor und ggf. CO₂)	62	53
Umwandlung	501	730
Einspeisung	1	1
Summe	582	797

III.3 Arbeitspaket 7

Im Arbeitspaket 7 erfolgte eine Zuarbeit des Fraunhofer ISE zu den Ergebnissen des GWI. Hierzu wurden Daten recherchiert und bereitgestellt sowie zusammen mit den Projektpartnern in Workshops diskutiert. Unter anderem wurden Daten für Binnenschiffe bereitgestellt sowie für Transportlösungen von DME.

III.4 Arbeitspaket 8

In Arbeitspaket 8 liegt der Fokus auf der techno-ökonomischen Analyse der verschiedenen Terminalkonzepte, welche in AP3 entworfen wurde. Hierfür wurden die Terminalkonzepte in ein Importmodell überführt und die gesamte Prozesskette, von der EE-Erzeugung bis zur Einspeisung ins Wasserstoffnetz, techno-ökonomisch bewertet. Ein weiterer Fokus lag auf der Analyse eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs für die Vektoren SNG, MeOH und DME. Des Weiteren wurden die Treibhausgas-Emissionen bilanziert.

III.4.1 Analyse über den Import wasserstoffbasierter Energieträger

Entwicklung von Wasserstoffbedarf und Nachfrage

Die H₂-Nachfrage in Deutschland wird maßgeblich durch die Geschwindigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems, den zukünftigen Primärenergiebedarf, den Elektrifizierungsgrad, den Ausbau erneuerbarer Energien sowie technische und politische Entwicklungen beeinflusst. Verschiedene Entwicklungsszenarien zeigen diesbezüglich, dass die Nachfrage bis 2050 in allen Szenarien ansteigt, insbesondere ab 2035 wird mit einem deutlichen Anstieg des H₂-Bedarfs gerechnet [3,4]. Für 2030 erwartet die Bundesregierung einen H₂-Bedarf von 95-130 TWh, der bis 2045 auf 360-500 TWh steigen soll, zusätzlich zu 200 TWh für andere H₂-Transportvektoren. Die Bundesregierung erwartet, dass der Importanteil am H₂-Bedarf bis 2030 bereits bei 50-70 % liegt und bis 2045 weiter ansteigt.

Importoptionen

Der wesentliche Teil des H₂-Bedarfs Deutschlands wird über Importe bereitgestellt werden. H₂-Transportvektoren werden voraussichtlich vollständig importiert. Aussagen über welchen Weg Wasserstoff nach Deutschland gelangt, ob über Pipelines oder über schiffsbasierte Importe, ist mit hohen

Unsicherheiten verbunden und eine Ableitung benötigter Terminalkapazitäten nicht möglich. Beispielsweise zeigen Studien verschiedener Forschungsinstitute, dass aus Sicht eines kostenoptimalen Energiesystem maritime H₂-Importe nur eine untergeordnete Rolle spielen, da diese mit höheren Kosten verbunden sind. Die Studien gehen davon aus, dass der Großteil des H₂ in Europa und/oder Nordafrika produziert werden kann und über ein Pipelinennetz transportiert wird [3,5,6]. Es sei dabei anzumerken, dass die Analysen idealisiert sind und folglich eine Übertragung in die Realität mit starken Unsicherheiten verbunden ist und die Umsetzung entsprechender Pipelineverbindungen zwischen den Staaten mit großen, teils geopolitischen, Herausforderungen verbunden sind. Die Geschwindigkeit des Ausbaus der H₂-Pipelineinfrastruktur ist ebenfalls mit großen Unsicherheiten behaftet. Ein Beispiel hierfür ist die kürzlich erfolgte Absage des Pipelineprojekts zwischen Norwegen und Deutschland, welche aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit vorerst nicht realisiert wird. [7]

Auch wenn Pipelines voraussichtlich die Hauptrolle beim H₂-Transport spielen werden, sind H₂-Importterminals eine wichtige Komponente für die Versorgungssicherheit und Diversifizierung. Insbesondere in den Anfangsjahren ist es kaum möglich, die international verlaufenden Pipelines ausreichend auszulasten, um sie wirtschaftlich zu betreiben. H₂-Importterminals sind in dieser Hinsicht leichter auszulasten und prinzipiell bedarfsgerecht skalierbar. Kurz- bis mittelfristig wird erwartet, dass H₂-Importe per Schiff schneller realisiert werden können als Importe per Pipeline. Darüber hinaus sind H₂-Importterminals unter Resilienz Gesichtspunkten ein wichtiger Faktor und ermöglichen eine Diversifizierung der Versorgung (vgl. LNG-Importterminals).

H₂-Importterminals stellen zudem das Bindeglied zu zahlreichen Exportprojekten auf globaler Ebene und damit zum Welthandel dar. Eine Analyse zeigt, dass diese Projekte stark auf die Produktion von NH₃ ausgerichtet sind (z.B. NEOM, Hyphen). Basierend auf der IEA Projektdatenbank, lag bei Anteil von NH₃-Projekten bei über 90 % [8]. Aber auch Projekte für MeOH, LOHC, SNG und LH₂ sind in Planung.

III.4.2 Techno-Ökonomische Analyse

III.4.2.1 Methodik und Modellaufbau

Für die Berechnung der Importkosten für Wasserstoff wird ein Simulationsmodell angewandt, welches die verschiedenen Komponenten der Versorgungskette abbildet. Hierfür wird die am Fraunhofer ISE verwendete Toolbox H2ProSim herangezogen („Hydrogen Process Simulation“). Im Rahmen des Projektes erfolgten Weiterentwicklungen des Modells, insbesondere hinsichtlich der Importterminals, aber auch des Transportes der einzelnen Vektoren.

Das Modell besteht im Wesentlichen aus drei Hauptbestandteilen. Im „Technischen Modell“ ist die gesamte Lieferkette von der EE-Produktion bis zur Wasserstoffeinspeisung abgebildet. Im „Ökonomischen Modell“ sind die Kostendaten der einzelnen Systemkomponenten hinterlegt und die Wasserstoffimportkosten werden bestimmt. Des Weiteren erfolgt hier die Berechnung der finalen Produktkosten. Letzter Bestandteil ist ein Optimierungsalgorithmus, welcher vordefinierte Auslegungsparameter hinsichtlich minimaler Wasserstoffimportkosten optimieren kann.

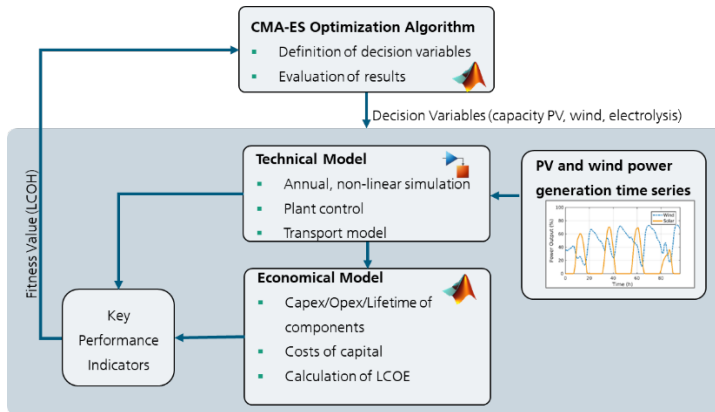


Abbildung III-7: Schematische Darstellung der Modellarchitektur

Abbildung III-8 stellt den schematischen Modellaufbau (technisches Modell) der Gesamtkette dar. Dieser umfasst die gesamte Versorgungskette beginnend bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern (Wind und PV) im Exportland, die H₂-Produktion durch Elektrolyse, die Produktion des jeweiligen H₂-Vektors und der maritime Überseetransport zum Importterminal, in dem die Rekonvertierung in H₂ und finale Bereitstellung bei 80 bar erfolgt. Zusätzlich ist für die CO₂ basierten Vektoren ein CO₂ Kreislauf abgebildet (siehe vorheriger Abschnitt), der das abgeschiedene CO₂ per Schiff zum Exporthafen zurückführt. Die H₂-Produktion in der Exportregion erfolgt dabei ausschließlich durch Nutzung von Wind- und PV-Strom, welcher simultan zu jedem Zeitpunkt der Jahressimulation zur Verfügung steht. Die H₂-Produktion entspricht somit den Kriterien des RED II Delegated Acts. Auch die übrigen Komponenten des Export Hubs werden primär mit Strom aus den EE-Anlagen betrieben. Sollte jedoch kein EE-Strom zur Verfügung stehen, kann für den Betrieb von Verdichtern, Verflüssigung/Synthese/Hydrierung Netzstrom bezogen werden.

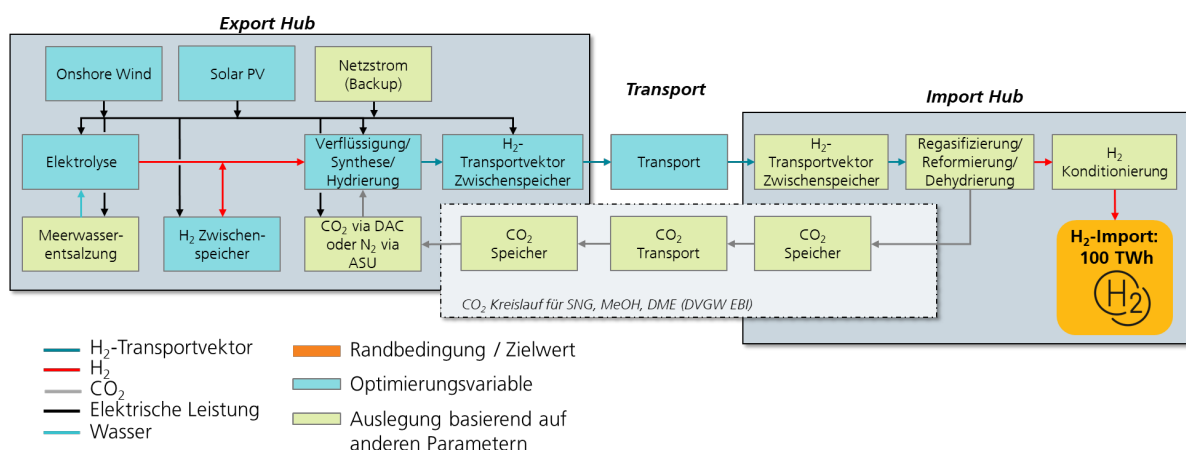


Abbildung III-8: Systemaufbau der kompletten PtX-Versorgungskette

Die in Abbildung III-8 aufgeführten Komponenten der gesamten H₂-Versorgungskette wurden in Modellen innerhalb MATLAB/Simulink implementiert und entsprechend dem Systemaufbau verschaltet. Anschließend wurden Jahressimulationen des technischen Modells mit stündlich aufgelöster EE-

Erzeugungszeitreihen der betrachteten Regionen durchgeführt und basierend darauf die finalen H₂-Kosten in einem Kostenmodell bestimmt, in welchen alle Komponenten hinterlegt sind.[9] Zur Identifizierung der kostengünstigsten Systemkonfiguration, wurde der Systemaufbau mit einem integrierten Optimierungsalgorithmus optimiert. Dieser hat die Möglichkeit, vordefinierte Entscheidungsvariablen hinsichtlich der geringsten Wasserstoffimportkosten zu optimieren. Diese sind in der Abbildung in blau dargestellt.

Durch die Optimierung wird die kostenoptimale Kombination der verschiedenen Komponenten zueinander identifiziert (z.B. EE/Elektrolyse Verhältnis). Als Randbedingung wurde eine finale importierte **H₂-Energienmenge von 100 TWh/a** vorgegeben. Der H₂-Output des Terminals wurde dabei als konstant angenommen.

In den Analysen wurden mehrere Szenarien definiert und analysiert. Eine breit gefächerte Auswahl an diskutierten **Exportländern (Ägypten, Australien, Brasilien, Kanada, Namibia, USA, Vereinigte Arabische Emirate)** ermöglicht die Abbildung verschiedener länderspezifischer Gegebenheiten hinsichtlich des erneuerbaren Energien Potentials sowie der Einfluss der Transportdistanzen auf die H₂-Gestehungskosten im Importland. Für jeden Standort wurden hierfür Erzeugungszeitreihen basierend auf Satellitendaten herangezogen, welche mit einer stündlichen Auflösung über ein Jahr zur Verfügung standen.

Für die vorliegende Arbeit wird angenommen, dass die PtX-Produktion an einem Exporthafen angesiedelt ist. Dieser Ansatz basiert auf der Annahme, dass größere Industriegebiete in der Regel in der Nähe von Häfen liegen und somit die grundlegende Infrastruktur für die PtX-Generierung verfügbar ist. Zahlreiche analysierte Länder befinden sich auch in ariden Regionen, was potenziell zu Konflikten über die Nutzung von Grundwasser für die Wasserstoffproduktion führen könnte. Um negative Auswirkungen der Wasserstoffproduktion auf die Wasserverfügbarkeit zu minimieren, wird Meerwasser durch Entsalzung verwendet, das in der Nähe von Häfen weit verbreitet ist. Als Einschränkung für die Hafenauswahl werden nur Häfen im selben Land wie die Wind-/PV-Anlagen und mit einer Mindestgröße von "klein", wie im World Port Index definiert, berücksichtigt. Eine weitergehende Analyse der Eignung des Hafens (z. B. verfügbare Fläche, Wassertiefe usw.) wird nicht durchgeführt. Im Allgemeinen sollten bei der Entwicklung tatsächlicher PtX-Projekte detaillierte Infrastruktur- und Standortbewertungen für die Häfen berücksichtigt werden. In Tabelle III-8 sind die im Rahmen dieses Projekts verwendeten Exporthäfen und die jeweiligen Transportdistanzen aufgelistet. Abbildung III-9 liefert eine graphische Übersicht über die betrachteten Standorte.

Tabelle III-8: Liste der Export-Häfen und Transportdistanzen

	Exporthafen	Entfernung
Australien	Oakajee	18142 km
Brasilien	Pecem	8032 km
Ägypten	Ein El Sokhna Port	6910 km
Namibia	Lüderitz	11142 km
Vereinigte Arabische Emirate	Ruwais Refinery West	12470 km
USA	Corpus Christi	9942 km
Kanada	Come By Chance Refinery	4808 km



Abbildung III-9: Übersicht über die betrachteten Standorte

Die in den Analysen getätigten Berechnungen über die Wasserstoffgestehungskosten (LCoH) erfolgt mit Hilfe der Annuitätenmethode. Die LCoH ergeben sich aus der Summe der einzelnen LCOH_i für jede Komponente i, wobei die Investitionskosten (CAPEX_i), die Betriebskosten (OPEX_i) und die Lebensdauer der Komponenten (n_i) berücksichtigt werden. WACC steht für die Kapitalkosten (weighted average cost of capital), X für die jeweilige Wasserstoff- bzw. Transportvektormenge, die importiert wird.

Wasserstoff / Transportvektorkostenberechnung

$$LCOH = \sum \frac{CAPEX_i * crf + OPEX_i}{X}$$

Kapitalrückgewinnungsfaktor

$$crf = \frac{WACC(1 + WACC)^{n_i}}{(1 + WACC)^{n_i} - 1}$$

Der spezifische Derivatbedarf mit der Einheit kg_{PtX, in}/kg_{H₂, out} bezeichnet das Verhältnis zwischen der benötigten Menge an PtX-Derivat und der daraus resultierenden Wasserstoffmenge nach der Rückumwandlung in gasförmigen H₂ im Import-Terminal. Der spezifische Bedarf an CO₂ bzw. N₂ bei der Derivat-Synthese im Exportland errechnet sich aus der Menge CO₂/N₂, welche für die Synthese der Stickstoff-

bzw. Kohlenstoffdioxid-haltigen Derivate benötigt wird und der Menge an hergestelltem Derivat $m_{PtX,out}$.

Spezifischer Derivatbedarf

$$x_{H_2} = \frac{m_{PtX,in}}{m_{H_2,out}}$$

Spezifischer CO₂ /N₂ Bedarf

$$x_{CO_2} = \frac{m_{CO_2,in}}{m_{PtX,out}}$$

Als Gesamtwirkungsgrad wird das Verhältnis zwischen der für den Syntheseprozess genutzte Energiemenge und der Menge an bereitgestelltem, gasförmigem Wasserstoff im Importterminal bezeichnet.

Gesamtwirkungsgrad

$$\eta_{total} = \frac{m_{H_2 \text{ to backbone}} * H_{LHV,H_2}}{P_{RE,used, total}}$$

Für die Analyse wurden **drei unterschiedliche Kostenszenarien** analysiert, bei denen die Investitionskosten der Erneuerbaren Energieträger, der Elektrolyse, sowie deren spezifischer Energiebedarf zur Wasserstoffherstellung variiert wurde. Des Weiteren wurden die Kapitalkosten und die Stromkosten des Importterminals zwischen den Szenarien variiert. Die Parameter der Importterminals sind dem Kapitel entsprechen den Ausarbeitungen des Arbeitspaket 3. In Tabelle III-9 ist eine Auswahl der berücksichtigten Parameter aufgelistet. Um die Transportkosten korrekt abzubilden, wurden des weiteren Kosten für Crew, Hafen und je nach Strecke, die Kosten für die Durchfahrt durch den Suezkanal, hinterlegt. Die Werte für den WACC basieren auf Durchschnittswerten und Schätzungen und variieren stark von Land zu Land, bedingt durch unterschiedliche wirtschaftliche, politische und rechtliche Rahmenbedingungen, die das Risiko von Investitionen beeinflussen.

Tabelle III-9: Überblick über die wesentlichen Parameter der Analyse unterteilt in drei Szenarien, welche eine Bandbreite von publizierten Parametern darstellen [10–36]

Parameter	Low	Mid	High	Einheit
CAPEX Wind	1000	1250	1500	EUR/kW
CAPEX PV	500	625	750	EUR/kW
CAPEX Elektrolyse	750	1125	1500	EUR/kW
Spezifischer Energiebedarf Elektrolyse	48	50	52	kWh/kg
Kapitalkosten WACC	5	6,5	8	%
Stromkosten Importterminal	50	75	100	EUR/kWh
Lastbereich Verflüssigung/Synthesen		25-100		%

Kapazität Transportschiff	LH ₂ : 10.000 (160.000 m ³) NH ₃ : 55.000 (84.000 m ³) SNG: 72.000 (174.000 m ³) MeOH: 143.000 (185.000 m ³) DME: 60.000 (84.000 m ³)	Tonnen
CAPEX Transportschiff	LH ₂ : 440 Mio. NH ₃ : 100 Mio. SNG: 237,6 Mio. MeOH: 72 Mio. DME: 100 Mio.	EUR
Treibstoffkosten Transport	1.000	EUR/Tonne
Treibstoff	eMethanol	-

III.4.2.2 Ergebnisse

Abbildung III-10 zeigt eine zusammenfassende Übersicht über die ermittelten H₂-Importkosten für den jeweiligen Transportvektor unter Berücksichtigung der drei Kostenszenarien (Low/Mid/High). Die Auswertung berücksichtigt die Importkosten aus den sieben analysierten Regionen. Durch unterschiedliche Windgeschwindigkeiten und Einstrahlungswerten der verschiedenen Regionen sowie unterschiedlicher Transportdistanzen ergeben sich die gezeigten Wertebereiche der H₂-Vektoren.

Wie zu erwarten, sind für Szenario „Low“ über alle H₂-Vektoren hinweg die geringsten LCoH zu beobachten. Der Mittelwert der H₂-Vektoren variiert zwischen 4,4-6,0 EUR/kg. Im Szenario „Mid“ variiert der Mittelwert der H₂-Vektoren zwischen 5,6-7,6 EUR/kg. Im Szenario „High“ werden aufgrund der berücksichtigten hohen Investitionskosten für Erneuerbare Energien und Elektrolyse, aber auch durch die höheren Kapitalkosten Mittelwerte der H₂-Vektoren von 7,5-10,0 EUR/kg beobachtet.

Insgesamt liegen die Kosten von LH₂, NH₃, MeOH und DME auf einem vergleichbaren Niveau, wobei die niedrigsten LCoH für NH₃ und LH₂ beobachtet werden. Die CO₂-basierten H₂-Vektoren MeOH und DME profitieren von den geringeren CO₂-Kosten durch den Closed Carbon Loop. Unter Berücksichtigung einer DAC zur CO₂ Bereitstellung würden die Kosten höher ausfallen. Die H₂-Importkosten über den Vektor SNG fallen über alle Szenarien hinweg höher aus.

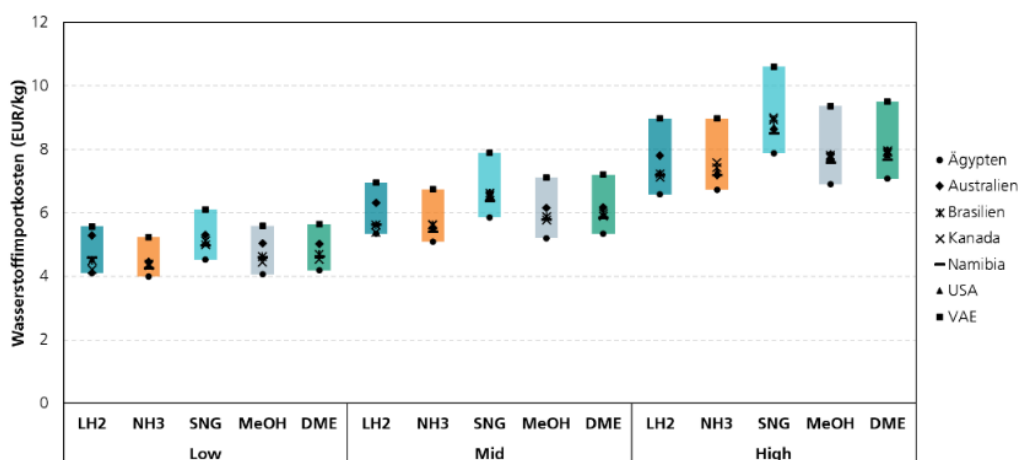


Abbildung III-10: Wasserstoffimportkosten über die analysierten H₂-Vektoren für die drei Kostenszenarien

Kostenzusammensetzung der H₂-Importe und der Einfluss der Terminals

Abbildung III-11 zeigt die Kostenzusammensetzung der H₂-Importkosten über die gesamte Versorgungskette und des Importterminals. Als Beispiel wurde hierfür der Import der H₂-Transportvektoren aus Brasilien im Szenario „Mid“ herangezogen. Die Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien stellt dabei für alle H₂-Vektoren den höchsten Kostenanteil dar, gefolgt von dem Anteil der Elektrolyse. Neben den Investitionskosten berücksichtigt dieser Betriebskosten, aber auch Kosten für einen Austausch der Elektrolysestacks nach einer bestimmten Betriebsdauer. Je nach Transportvektor, sind Unterschiede in den Anteilen für die Umwandlung des Wasserstoffs zum jeweiligen Transportvektor zu beobachten. Hier sticht beispielsweise Flüssigwasserstoff aufgrund hoher Investitionskosten hervor. Für den Transport wurden Schiffe mit den in Tabelle III-9 gelisteten Kapazitäten berücksichtigt. Der Transport ist dabei unterteilt in die Kosten des Schiffes (Investitionskosten sowie Betriebskosten) sowie Kosten für den Treibstoff. Des Weiteren wurden Hafengebühren und Gebühren für die Durchfahrt des Suezkanals gesondert aufgeführt. In Pink dargestellt sind die Kosten des Importterminals. Diese sind in der linken Abbildung nochmals unterteilt und setzen sich aus Anleger, Speicher und Umwandlungseinheit (Regasifizierungs-, Dehydrierungs- und Rekonvertierungseinheit) zusammen. Des Weiteren sind die Stromkosten aufgeführt, welche durch den Leistungsbedarf von Pumpen und Verdichtern zustande kommen. Teilweise hat der Strombedarf der Importterminals einen erheblichen Einfluss auf die LCoH. Für die CO₂-basierten Vektoren besteht zudem ein Frischwasserbedarf für die Dampferformierung. Ein wesentlicher Kostenanteil bei allen Terminals ist mit der Umwandlungseinheit verbunden. Kosten für den Vektorspeicher und den Anleger fallen hingegen wenig ins Gewicht. Die Kostenzusammensetzung der übrigen Importszenarien mit den Exportländern Ägypten, Australien, Brasilien, Kanada, Namibia, USA, Vereinigte Arabische Emirate sind im Anhang (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) aufgelistet.

Es ist zu beachten, dass die Darstellung nicht den gesamten Einfluss der Importterminals auf die Endkosten zeigt. Aufgrund von Wirkungsgradverlusten geht ein Teil des importierten H₂-Vektors bzw. ein Teil des enthaltenen Wasserstoffs bei der Umwandlung verloren. Da dieser zuvor zu teilweise hohen Kosten produziert wurde, hat die Effizienz des Terminals einen großen Einfluss auf die Importkosten.

Da die Übergabemenge des gasförmigen Wasserstoffs unabhängig von Derivat und Exportland gleich ist, ist Abbildung III-11 (rechts) für alle durchgeführten Analysen gültig.

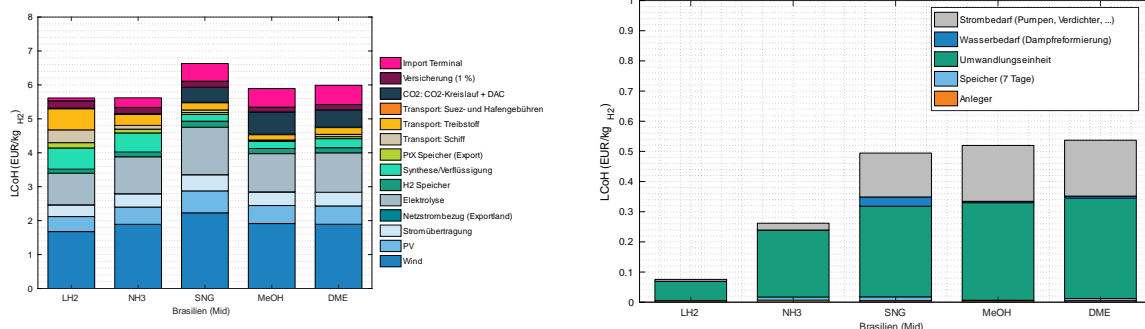


Abbildung III-11: Kostenzusammensetzung anhand eines exemplarischen Szenarios (links) und detaillierte Darstellung des Kostenanteils der Import-Terminals (rechts) (bei LH₂ keine getrennte Darstellung von Speicher und Umwandlungseinheit)

Um den Einfluss einzelner Komponenten auf die Wasserstoffgestehungskosten zu veranschaulichen, zeigt Abbildung III-12 Abbildung III-11 Sensitivitätsanalysen ausgewählter Parameter. Als Beispiel wurde der Import von Ammoniak aus Brasilien im Szenario „Mid“ herangezogen, wobei die gesamte Versorgungskette inklusive des Importterminals betrachtet wird.

Abbildung III-12 (links) analysiert den Einfluss von CAPEX, OPEX, der Lebensdauer der Komponenten und dem WACC, indem die zugrunde gelegten Werte um -20% bis +100% variiert werden. Es ist deutlich erkennbar, dass die Kapitalkosten den größten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben; eine Verdopplung der CAPEX führt zu einem Anstieg von etwa 4 EUR/kg. Auch die Kapitalbeschaffungskosten wirken sich erheblich auf die LCOH aus. Im Vergleich zu den Kostenparametern hat die Lebensdauer der Komponenten einen eher geringen Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten.

Da die Investitionskosten in dieser Abbildung als der größte Einflussfaktor identifiziert wurden, wird in Abbildung III-12 (rechts) eine detaillierte Analyse der Investitionskosten vorgenommen, um die größten Kostentreiber zu identifizieren. Hierbei wird offensichtlich, dass die angenommenen CAPEX für Windenergie den größten Einfluss auf die Gesamtkosten haben, gefolgt von den Investitionskosten der Elektrolyse. Im Gegensatz dazu hat das Importterminal nur einen minimalen Einfluss auf die gesamten Wasserstoffgestehungskosten.

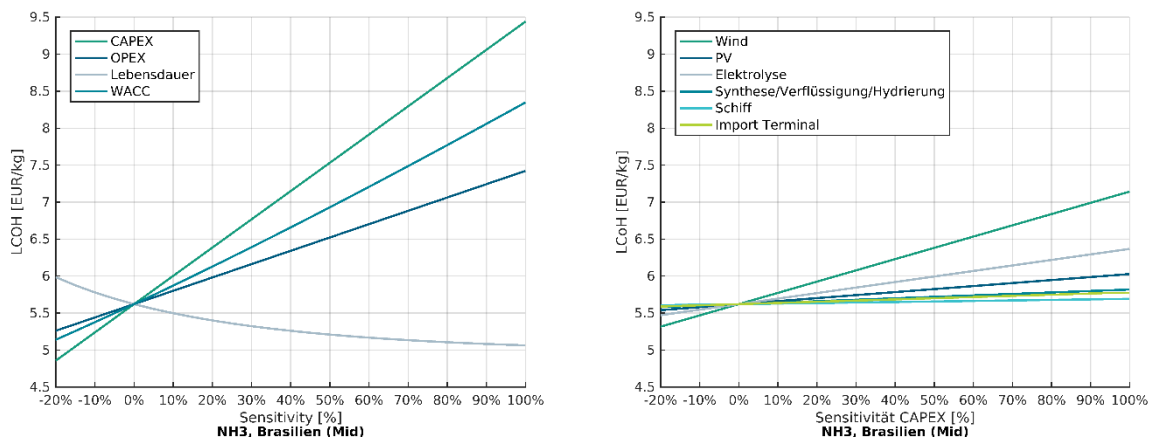


Abbildung III-12: Sensitivitätsanalysen über CAPEX, OPEX, Lebensdauer, WACC (links) und über die Investitionskosten ausgewählter Komponenten (rechts). Grundlage beider Abbildungen ist die gesamte Supply Chain inklusive des Import Terminals.

Die Sensitivitätsanalyse, abgebildet in Abbildung III-13, konzentriert sich auf den Einfluss der Komponenten des Importterminals auf die Wasserstoffgestehungskosten. Auch hier wurde der Import von Ammoniak aus Brasilien im Szenario „Mid“ als Beispiel herangezogen.

Grundsätzlich hat das Importterminal nur einen minimalen Einfluss auf die Gestehungskosten. Allerdings ist deutlich erkennbar, dass dabei die Investitionskosten (CAPEX) der Reformierungseinheit den Hauptbeitrag leisten. Die Betriebskosten (OPEX) sind hauptsächlich auf den Stromverbrauch zurückzuführen, der erforderlich ist, um den gewonnenen Wasserstoff auf den im Projekt festgelegten Übergebedruck von 80 bar zu verdichten. Die Investitionskosten der Derivatspeicher spielen eine eher untergeordnete Rolle bei dem vorliegenden NH₃ – Szenario.

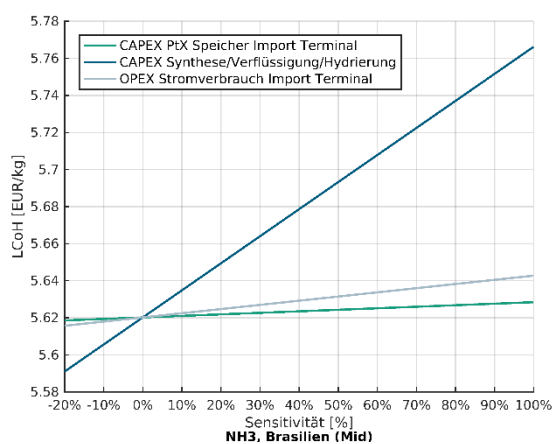


Abbildung III-13: Sensitivitätsanalyse von CAPEX und OPEX der wichtigsten Komponenten des Import Terminals.
Skalierung Y- Achse beachten!

Tabelle III-10 bietet eine Übersicht der Optimierungsvariablen sowie der **Optimierungsergebnisse des Importszenarios Brasilien (Mid)** für alle importierten Derivate. Die Zielgröße der Optimierung wurde auf eine konstante Wasserstoffmenge am Importterminal von 100 TWh festgelegt, was etwa 8.230 tpd H₂ entspricht. Entsprechend dieser Dimensionierung wurde die vorausgehende Supply Chain optimiert.

Die Auslegung der Leistung der erneuerbaren Energien hängt unter anderem von den meteorologischen Bedingungen des jeweiligen Exportlandes ab, was durch spezifische, ortsabhängige Zeitreihen berücksichtigt wurde. Da überschüssiger Strom nicht gewinnbringend in die Betrachtung einbezogen wurde, ermöglicht die Auslegung des Wind- und PV-Parks erste Rückschlüsse auf die Effizienz des jeweiligen Transportpfades. Während die Kapazität des Windparks zwischen 39,5 MW (LH₂) und 52,6 MW (SNG) variiert, liegt die Leistung des PV-Parks zwischen 22,2 MW (LH₂) und 32,4 MW (SNG). Der gH₂-Speicher im Exportland dient als Zwischenspeicher zwischen der Elektrolyse und der Synthese/Verflüssigung/Reformierungseinheit und liegt in der Größenordnung 1.800.000 m³ bei LH₂ und 2.700.000 m³ beim SNG-Pfad. Die Kapazität des jeweiligen Syntheseprozesses variiert je nach Derivat und liegt zwischen 10.690 tpd H₂ bei LH₂ und 16.500 tpd H₂ bei SNG. Aufgrund der fehlenden chemischen Umwandlung erweist sich der LH₂-Pfad als sehr effizient. Bei SNG hingegen werden im Importterminal zur Umwandlung in gasförmigen Wasserstoff hohe Temperaturen benötigt. Diese Wärme

wird durch das importierte Derivat bereitgestellt, weshalb im Fall von SNG die größte Reformierungskapazität im Exportland erforderlich ist. Der PtX-Speicher im Exportland fungiert als Zwischenspeicher zwischen der Synthese und den Schiffen, die zwischen den Ländern verkehren. Die Anzahl der erforderlichen Schifffahrten ist stark von der Größe der Schiffe abhängig, die je nach Derivat variiert (vgl. Tabelle III-9).

Tabelle III-10: Optimierungsergebnisse am Beispiel Brasilien (Mid)

Parameter	LH2	NH3	SNG	MeOH	DME
Leistung Wind [GW]	39,5	44,5	52,6	45,1	44,6
Leistung PV [GW]	22,2	25,5	32,4	26,6	27,1
Leistung Elektrolyse [GW]	25,0	29,2	37,6	30,3	31,2
Volumen gH ₂ Speicher (Exportland) [m ³ * 10 ³]	1820	2100	2716	2312	2301
Initialdruck gH ₂ Speicher [bar]	54	46	34	58	62
PtX Synthese/Verflüssigung/Refomierung Kapazität [tpd H ₂]	10690	12700	16500	13400	13700
Volumen PtX Speicher (Exportland) [m ³ * 10 ³]	3900	3070	2130	3990	1900
Schifffahrten (Hin+Rück) [-]	313	410	131	142	252

In Tabelle III-11 sind die **Simulationsergebnisse des Importszenarios Brasilien (Mid)** aufgeführt. Der Netzbezug tritt ausschließlich in Flautephasen auf, in denen weder Photovoltaik- noch Windstrom verfügbar ist, sodass lediglich die Stromversorgung der Verflüssigung/Synthese sowie weiterer Nebenanlagen (Verdichter, etc.) mit Netzstrom gedeckt wird. Überschüssige Leistung kann hingegen ins Netz eingespeist werden. Je nach Derivatimport werden zwischen 33 und 42 TWh ins Netz eingespeist. Diese Mengen resultieren aus der Überdimensionierung der erneuerbaren Energien im Vergleich zur Elektrolyse, wurden jedoch im Modell nicht monetär bewertet. Der Energiebedarf für die Wasserstoffkompression variiert in Abhängigkeit vom erforderlichen Eingangsdruck für die jeweilige Synthese, Verflüssigung oder Reformierung. Für die Verflüssigung ist lediglich ein Eingangsdruck von 20 bar erforderlich, weshalb hier die geringste Energiemenge benötigt wird. Der erforderliche Eingangsdruck von 250 bar bei der Ammoniaksynthese führt hingegen zu dem höchsten Energiebedarf, der über 2 TWh beträgt. In Verbindung mit der Energie für die Stickstoffkompression ergibt sich bei der Ammoniaksynthese im Vergleich zu den anderen Derivaten die größte Energiemenge für die Kompression. Die Volllaststunden der Elektrolyse liegen bei allen Derivatoptionen im Bereich von 6310 bis 6480 Stunden. Durch den Wasserstoff-Zwischenspeicher werden bei der Synthese, Verflüssigung und Reformierung Volllaststunden von etwa 7000 Stunden erreicht. Aufgrund der unterschiedlichen Effizienzen in der Prozesskette variiert die produzierte Gesamtmenge an Wasserstoff zwischen 3.150.000 t/a im Fall von LH2 und 4.780.000 t/a im Fall des SNG-Imports. Dieser Unterschied ist insbesondere auf den hohen erforderlichen Wärmeeintrag im Importterminal zurückzuführen, der durch das importierte SNG bereitgestellt

wird. Die Übergabemenge von Wasserstoff am Importterminal wurde Projektintern mit 100 TWh/a festgelegt und ist somit mit 3003 t/a für alle Derivatimporte identisch.

Die Anzahl der Derivatspeicher ergibt sich aus dem Gesamtvolumen, das in den Optimierungsergebnissen in Tabelle III-10 aufgeführt ist, sowie aus den auf dem Markt verfügbaren Speichergrößen, die je nach Derivat variieren. Die Anzahl der Schiffe wird auf Basis der optimierten Anzahl der Hin- und Rückfahrten und des jeweiligen Transportvolumens berechnet. Da für den Transport von SNG auf die LNG-Flotte zurückgegriffen werden kann, sind Schiffe mit großem Transportvolumen vorhanden. Daraus ergibt sich die im Vergleich kleinste Anzahl benötigter Schiffe von 8. Als Treibstoff wurde bei allen Schiffen eMethanol angenommen. Der Jahresverbrauch variiert je nach Anzahl der Fahrten und der jeweiligen Antriebsleistung zwischen 0,47 Mio. t (SNG) und 1,87 Mio. t (LH₂). Die Menge an rücktransportiertem CO₂ ergibt sich aus der Menge an CO₂, welche bei der Umwandlung in gH₂ im Importterminal frei wird.

Die Effizienz der gesamten Versorgungskette variiert zwischen der niedrigsten Effizienz der SNG-Kette mit 39,5 % und der energetisch effizientesten Methode beim Import von LH₂ mit 55,5 %. Ammoniak stellt mit 49,5 % die zweit effizienteste Möglichkeit dar, Wasserstoff zu importieren.

Tabelle III-11: Simulationsergebnisse am Beispiel Brasilien (Mid) basierend auf den Optimierungsergebnissen aus Tabelle III-10

Parameter	LH2	NH3	SNG	MeOH	DME
Energie Windpark [TWh/a]	165,6	186,8	220,3	189,0	186,9
Energie PV [TWh/a]	47,7	54,8	69,7	57,3	58,3
Energie Elektrolyse [TWh/a]	157,8	187,0	238,7	196,4	201,3
Energie Netzbezug [TWh/a]	0,03	0,02	0,007	0,01	0,005
Energie Netzeinspeisung (bzw. nicht genutzte Energie) [TWh/a]	33,9	38,4	42,9	39,9	38,6
Energie H2 Kompression [TWh/a]	0,17	2,17	0,25	0,19	1,82
Volllaststunden Elektrolyse [h/a]	6310	6390	6350	6480	6440
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung/Reformierung [h/a]	7080	7060	6930	7030	7250
Produzierter H ₂ [Mio. t/a]	3,157	3,740	4,775	3,928	4,026
H ₂ am Übergabepunkt Importterminal [Mio. t/a]	3,003	3,003	3,003	3,003	3,003
Anzahl Schiffe [-]	22	28	8	10	17
Treibstoff [Mio. t /a]	1,87	0,97	0,64	0,47	0,59
Effizienz Supply Chain inkl. Import Terminal [%]	55,6	49,0	39,5	46,8	46,7

Abbildung III-14 zeigt einen exemplarischen Einblick in die Betriebsweise des Supply Chain Modells anhand des Szenarios Brasilien (Mid) Ammoniak Import. Abgebildet ist die zur Verfügung stehende elektrische Leistung von Wind und PV im Exportland (oben), die Produktionsmenge der Synthese und der Füllstand des PtX Speichers im Exportland (unten). Laut den Optimierungsergebnissen in Tabelle III-10 steht eine maximale elektrische Leistung von Wind und PV kombiniert von 70 MW zur Verfügung. Die Synthese ist auf eine maximale Kapazität von 12700 t_{H₂}/d ausgelegt, was ~3000 t_{NH₃}/h entspricht. Der Speicher puffert Zeiten mit kleinen Produktionsraten ab und sorgt für eine Reibungslose Befüllung der Schiffe.

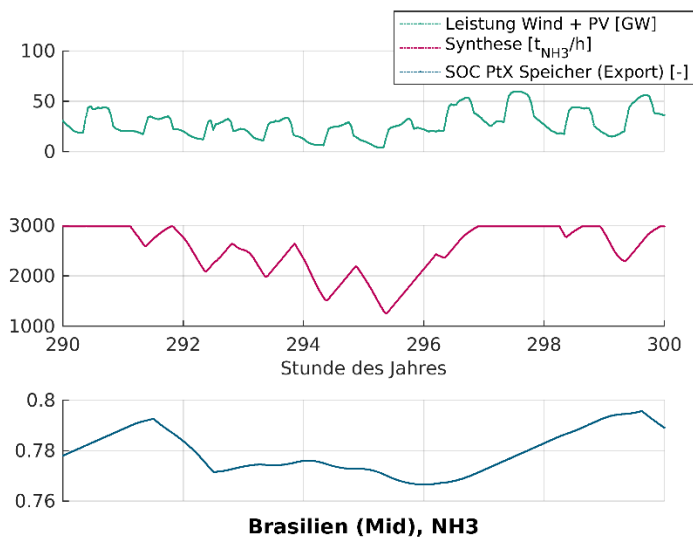


Abbildung III-14: Einblick in die Betriebsweise des Supply Chain Modells anhand des Szenarios Brasilien (Mid), NH₃-Import in einem exemplarischen Zeitfenster des Jahres. Zu Verfügung stehende Leistung der erneuerbaren Energien (oben), Produktionsmenge der Ammoniaksynthese (mittig) und Füllstand PtX Speichers im Exportland (unten)

III.4.3 Bilanzierung der Treibhausgasemissionen

In diesem Abschnitt wird die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen für H₂-Transportvektoren mit der Methodik des Life Cycle Assessments (LCA) vorgestellt. Die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen umfasst alle relevanten Prozessschritte von der Bereitstellung des Stroms bis zur Rückumwandlung der H₂-Transportvektoren in gasförmigen Wasserstoff mit einem Druck von 80 bar. Zunächst werden die Zieldefinition und die Systemgrenzen für die LCA erläutert (III.4.3.1). Anschließend werden die Daten und Annahmen vorgestellt (III.4.3.2) und zum Schluss werden die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen präsentiert (III.4.3.3).

III.4.3.1 Zieldefinition und Systemgrenzen

Die Zieldefinition und Abstimmung der Systemgrenzen erfolgt im Einklang mit AP 8.3 (siehe III.4.2.1). Dementsprechend werden die Treibhausgasemissionen für die folgenden H₂-Transportvektoren berechnet:

- Flüssiger Wasserstoff (LH₂),
- Ammoniak (NH₃),
- Synthetisches Erdgas (SNG),
- Methanol (MeOH),
- Dimethylether (DME).

Es werden auch die gleichen Exportländer (Ägypten, Australien, Brasilien, Kanada, Namibia, USA und Vereinigte Arabische Emirate) und das gleiche Zieljahr (2040) wie in AP 8.3 betrachtet. Des Weiteren werden die Energie- und Massenbilanzen aus der Modellierung in AP 8.3 für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen genutzt. Die Modellierung bezieht sich auf Importterminals mit einer

Übergabemenge von 100 TWh Wasserstoff pro Jahr. Für die Bilanzierung der Treibhausgasemission werden die Ergebnisse auf 1 kg Wasserstoff bezogen (sogenannte funktionelle Einheit). Für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen wird die Methode „Climate Change“ auf Basis des Environmental Footprints (EF 3.1) der EU genutzt.

Alle relevanten Prozesse, die für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen betrachtet werden, sind in Abbildung III-15 dargestellt. Das System kann in Vordergrundsystem und Hintergrundsystem unterteilt werden. Das Vordergrundsystem beinhaltet alle Prozessschritte von der Bereitstellung des Stroms bis zur Rückumwandlung der H₂-Transportvektoren in gasförmigen Wasserstoff mit einem Druck von 80 bar. Die Daten für die Nutzungsphase dieser Prozesse stammen alle aus dem Projekt (hellgraue Prozesse in Abbildung III-15). Insbesondere werden Energiebedarfe und Massenströme aus der Modellierung in AP 8.3 genutzt. Des Weiteren wird auch die Herstellung von Anlagen wie z.B. Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, Elektrolyse, Speicher und Syntheseanlagen berücksichtigt. Die Daten für diese Prozesse (dunkelgraue Prozesse im Vordergrundsystem in Abbildung III-15) stammen hauptsächlich aus der Literatur. Die Prozesse im Vordergrundsystem sind mit Prozessen im Hintergrundsystem verknüpft. Dies gilt zum einen für die Bereitstellung von Netzstrom und zum anderen für alle Materialien wie z. B. Stahl, die für die Herstellung von Anlagen benötigt werden. Die Daten für die Prozesse im Hintergrundsystem stammen aus Datenbanken. Die Details werden im folgenden Abschnitt erklärt.

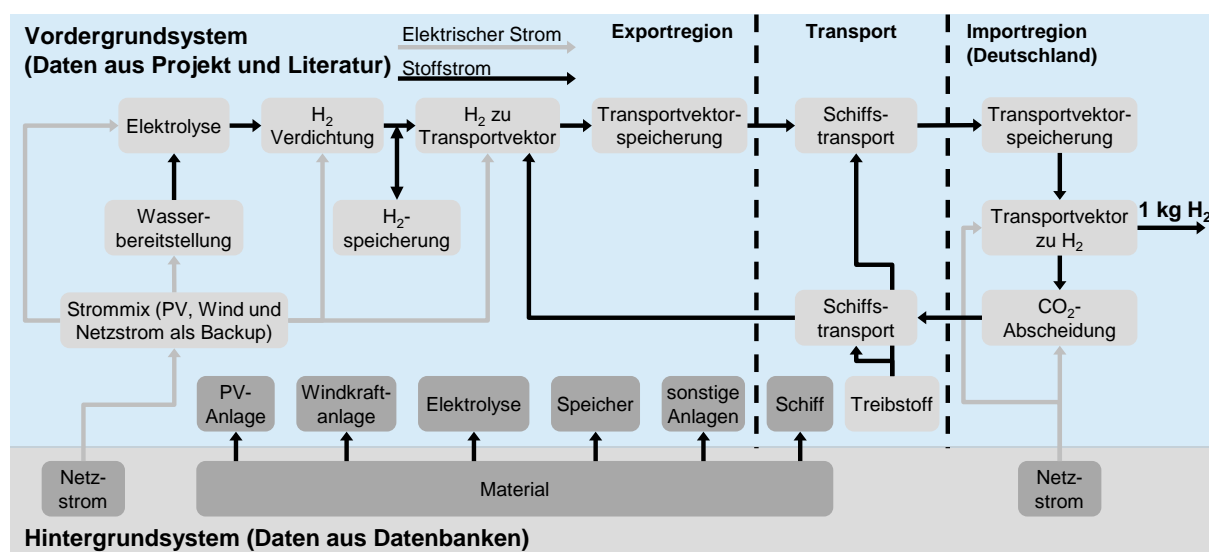


Abbildung III-15: Systemgrenzen für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen von H₂-Transportvektoren. Das Vordergrundsystem beinhaltet alle Prozessschritte von der Bereitstellung des Stroms bis zur Rückumwandlung der H₂-Transportvektoren in gasförmigen Wasserstoff. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind nicht alle Prozesse einzeln dargestellt. Für den H₂-Transportvektor Ammoniak ist z. B. die Luftzerlegung zur Stickstoffbereitstellung nicht separat dargestellt. In diesem Fall kann die Luftzerlegung als ein Teil des Prozesses „H₂ zu Transportvektor“ betrachtet werden. Ebenfalls aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die Herstellungsprozesse (dunkelgraue Prozesse im Vordergrundsystem) nicht mit den entsprechenden Prozessen verbunden. Der Herstellungsprozess Speicher beinhaltet sowohl den Speicher für gasförmigen Wasserstoff als auch die Speicherung der H₂-Transportvektoren. Der Herstellungsprozess für sonstige Anlagen beinhaltet die Meerwasserentsalzung, Kompressoren und Syntheseanlagen. Die CO₂-Abscheidung und der Schiffstransport für CO₂ betrifft nur SNG, MeOH und DME.

III.4.3.2 Daten und Annahme

Vordergrundsystem

Für alle Prozesse im Vordergrundsystem werden die Energiebedarfe und Massenströme in der Nutzungsphase durch die Modellierung in AP 8.3 (Kostenszenario Mid) bestimmt. Beispielhafte Daten sind für Brasilien in Tabelle III-11 dargestellt. Die Modellierung in AP 8.3 liefert auch die Dimensionierung von Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, Elektrolyse, Speichern und Synthesanlagen sowie den Bedarf an Schiffen. Auf Basis der Dimensionierung kann die Herstellung dieser Anlagen modelliert werden. Die Daten und Annahmen für die Modellierung der Herstellung der Anlagen sind im Anhang (III.4.3.4) aufgeführt. Außerdem sind im Anhang auch die Treibhausgasemission für Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen in allen Exportländern aufgeführt (Tabelle III-12).

Als Treibstoff für den Schiffstransport wird eMethanol genutzt. Zur Bestimmung der Treibhausgasemission des eMethanols werden für jedes Exportland die gleichen Daten wie für den H₂-Transportvektor Methanol genutzt. Allerdings werden für das eMethanol nur die Prozessschritte bis zur Transportvektorspeicherung im Exportland berücksichtigt. Inklusive Verbrennung des eMethanols ergeben sich damit Treibhausgasemissionen von etwa 100 g CO₂-eq pro kg eMethanol.

Hintergrundsystem

Das Hintergrundsystem umfasst alle Prozesse inklusive ihrer Vorketten, die nicht im Vordergrundsystem enthalten sind. Dazu zählt die Bereitstellung des Netzstroms im Export- und Importland aber auch alle Materialien wie z. B. Stahl und Aluminium für die Herstellung der Anlagen. Entsprechend dem Zieljahr 2040 wird ein Hintergrundsystem gewählt, welches die zukünftige Defossilisierung bestmöglich berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird ein Hintergrundsystem für das Jahr 2040 mit dem Tool *premise* generiert [37]. Das Tool *premise* nutzt Integrated Assessment Models um verschiedene Szenarien abzubilden. In diesem Projekt wird das Szenario „SSP2- Nationally Determined Contributions (NDCs)“ (Temperaturanstieg bis 2100 von etwa 2,5°C) berücksichtigt. Die von *premise* generierten Hintergrundsysteme basieren auf der LCA-Datenbank ecoinvent 3.10.1 (cut-off) [38]. Für den Netzstrom in den Exportländern und in Deutschland sind im Anhang die Treibhausgasemission angegeben (Tabelle III-12).

III.4.3.3 Treibhausgasemissionen für H₂-Transportvektoren

In diesem Abschnitt werden zunächst die Treibhausgasemissionen für H₂-Transportvektoren exemplarisch für das Exportland Brasilien beschrieben. Anschließend werden die Treibhausgasemissionen für alle Exportländer dargestellt.

Treibhausgasemissionen für Brasilien

Für Brasilien liegen die Treibhausgasemissionen der H₂-Transportvektoren zwischen 0,56 und 0,71 kg CO₂-eq pro kg H₂ (Abbildung III-16). Alle H₂-Transportvektoren ermöglichen damit eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zu fossil-basiertem Wasserstoff aus der Wasserdampfreformierung (ca. 11 kg CO₂-eq pro kg H₂) können die Treibhausgasemissionen um etwa 95% reduziert werden. Bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff liegen die Treibhausgasemissionen der H₂-Transportvektoren zwischen 17 und 21 g CO₂-eq pro kWh H₂. Zur Einordnung dieser Zahlen: Die Treibhausgasemissionen für Strom aus einer Photovoltaikanlage in Deutschland würden bei ca. 19 g

CO₂-eq pro kWh Strom liegen (gleiche Annahmen wie für den Strom aus einer Photovoltaikanlage in den Exportländern nur mit 1000 Volllaststunden pro Jahr). Dabei muss jedoch beachtet werden, dass auf der einen Seite der Wert für Wasserstoff nicht die Umwandlung zu Strom berücksichtigt. Auf der anderen Seite steht der Strom aus einer Photovoltaikanlage nicht kontinuierlich zur Verfügung.

Für alle H₂-Transportvektoren werden die Treibhausgasemissionen zum größten Anteil durch die Bereitstellung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen verursacht (ca. 59% bis 68% der Gesamtemissionen). Weitere signifikante Anteile werden durch den Bau der Speicher (9% bis 18%), den Transport der Transportvektoren (7% bis 16%) und dem Netzstrombedarf in Deutschland (0% bis 13%) verursacht. Der Bau der Speicher hat den größten Einfluss für flüssigen Wasserstoff (18%) und Ammoniak (15%). Für flüssigen Wasserstoff verursacht der Speicher für gasförmigen Wasserstoff etwa 7% der Treibhausgasemission und die Speicher für den Transportvektor (flüssiger Wasserstoff) etwa 11% der Treibhausgasemissionen. Beim Ammoniak ist der Speicher für gasförmigen Wasserstoff für etwa 8% der Treibhausgasemission verantwortlich und die Speicher für den Transportvektor (Ammoniak) für etwa 7% der Treibhausgasemissionen. Für alle anderen Transportvektoren ist der Einfluss der Speicher für den Transportvektor eher vernachlässigbar. Am ehesten ist er noch für synthetisches Erdgas relevant (ca. 3%). Der Transport der Transportvektoren hat ebenfalls den größten Einfluss für flüssigen Wasserstoff (16%). Dabei stammen etwa 5% der Treibhausgasemissionen aus dem Bau der Schiffe und 11% der Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Verbrennung des Treibstoffes. Für alle anderen Transportvektoren stammen etwa 2% der Treibhausgasemissionen aus dem Bau der Schiffe und 6-7% werden vom Treibstoff verursacht. Der Netzstrombedarf in Deutschland ist relevant für synthetisches Erdgas (9%), Methanol (13%) und Dimethylether (12%). Dies liegt insbesondere am Strombedarf des Importterminals.

Beim Vergleich der H₂-Transportvektoren zeigt sich, dass Ammoniak (0,56 kg CO₂-eq pro kg H₂) und flüssiger Wasserstoff (0,57 kg CO₂-eq pro kg H₂) die geringsten Treibhausgasemissionen haben. Synthetisches Erdgas hat die höchsten Treibhausgasemissionen (0,71 kg CO₂-eq pro kg H₂). Unter Berücksichtigung der hohen Unsicherheit aufgrund des weit in der Zukunft liegenden Zeitraums (2040), sollten diese Unterschiede jedoch mit Sorgfalt betrachtet werden. Die Treibhausgasemissionen von synthetischem Erdgas, Methanol und Dimethylether könnten im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff und Ammoniak zum Beispiel sinken, wenn die Treibhausgasemissionen des Netzstroms in Deutschland weiter sinken. In Zukunft können die Treibhausgasemissionen von allen H₂-Transportvektoren noch weiter sinken, wenn weitere Prozesse im Hintergrundsystem defossilisiert werden. Beim Vergleich der H₂-Transportvektoren muss außerdem berücksichtigt werden, dass die Auslegung der Systeme (z. B. Anteil an Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen) auf Basis einer ökonomischen (und nicht ökologischen) Optimierung durchgeführt wurde.

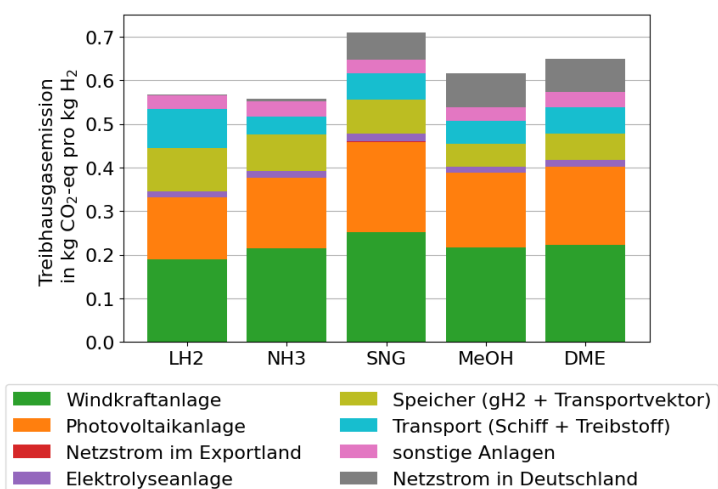


Abbildung III-16: Treibhausgasemissionen für die H₂-Transportvektoren flüssiger Wasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃), synthetisches Erdgas (SNG), Methanol (MeOH) und Dimethylether (DME) aus dem Exportland Brasilien. Speicher beinhaltet einen Pufferspeicher für gasförmigen Wasserstoff sowie je einen Speicher für den H₂-Transportvektor im Exportland und in Deutschland. Transport beinhaltet die Herstellung der Schiffe sowie die Bereitstellung und Verbrennung des Treibstoffes (eMethanol).

Treibhausgasemissionen für alle Exportländer

Der Vergleich der verschiedenen Exportländer (Abbildung III-17) zeigt die niedrigsten Treibhausgasemissionen für Ägypten. Für die H₂-Transportvektoren aus Ägypten liegen die Treibhausgasemissionen zwischen 0,48 kg CO₂-eq pro kg H₂ (Ammoniak) und 0,60 kg CO₂-eq pro kg H₂ (synthetisches Erdgas). Der Hauptgrund für die niedrigen Treibhausgasemission ist der sehr hohe Anteil an Strom aus Windkraftanlagen und der eher geringe Anteil an Strom aus Photovoltaikanlagen. Denn Strom aus Windkraftanlagen hat deutlich niedrigere Treibhausgasemission als Strom aus Photovoltaikanlagen (siehe Tabelle III-12). Der H₂-Transportvektor flüssiger Wasserstoff hat mit etwa 89% den höchsten Anteil an Strom aus Windkraftanlagen. Den niedrigsten Anteil an Strom aus Windkraftanlagen (80%) hat Ammoniak. Darüber hinaus profitiert Ägypten auch von der relativen kurzen Importdistanz nach Deutschland und damit von relativ geringen Treibhausgasemissionen für den Schiffstransport.

Für die Exportländer Australien, Kanada, Namibia und USA liegen die Treibhausgasemissionen etwa auf demselben Niveau wie für Brasilien. Jedoch unterscheidet sich die Zusammensetzung der Treibhausgasemissionen. Die Treibhausgasemissionen aufgrund des Schiffstransports sind zum Beispiel für das Exportland Australien am relevantesten. Für flüssigen Wasserstoff liegt der Anteil an den Gesamtemissionen bei etwa 32% und für die anderen H₂-Transportvektoren zwischen 16% und 20%. Der Anteil an Treibhausgasemissionen aufgrund der Herstellung der Speicher ist für das Exportland Kanada am größten (22% bis 28%). Dies deutet auf eine höhere saisonale Fluktuation der erneuerbaren Energien als in anderen Exportländern hin.

Der Import von H₂-Transportvektoren aus den Vereinigten Arabischen Emiraten verursacht die höchsten Treibhausgasemissionen. Die Treibhausgasemissionen liegen zwischen 0,84 kg CO₂-eq pro kg H₂ (Ammoniak) und 0,98 kg CO₂-eq pro kg H₂ (synthetisches Erdgas). Die hohen Treibhausgasemissionen

sind hauptsächlich durch den hohen Anteil an Strom aus Photovoltaikanlagen verursacht (51% bis 61%).

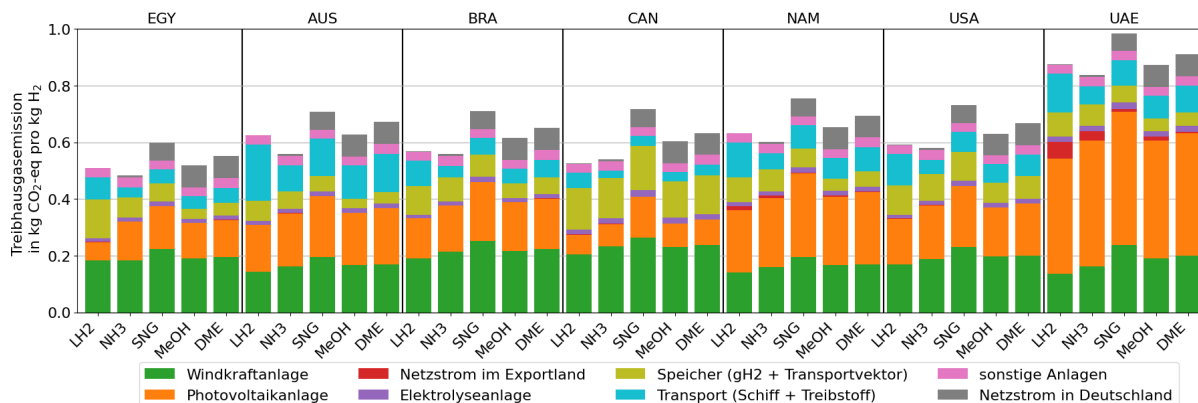


Abbildung III-17: Treibhausgasemissionen für die H₂-Transportvektoren flüssiger Wasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃), synthetisches Erdgas (SNG), Methanol (MeOH) und Dimethylether (DME) für alle Exportländer. Speicher beinhaltet einen Pufferspeicher für gasförmigen Wasserstoff sowie je einen Speicher für den H₂-Transportvektor im Exportland und in Deutschland. Transport beinhaltet die Herstellung der Schiffe sowie die Bereitstellung und Verbrennung des Treibstoffes (eMethanol).

Wie schon beim Vergleich der Treibhausgasemissionen der H₂-Transportvektoren für das Exportland Brasilien muss beim Vergleich der Exportländer berücksichtigt werden, dass die Auslegung der Systeme auf Basis einer ökonomischen (und nicht ökologischen) Optimierung durchgeführt wurde. In den Vereinigten Arabischen Emiraten ist zum Beispiel Strom aus Photovoltaikanlagen etwa ein Drittel günstiger als Strom aus Windkraftanlagen. Die Treibhausgasemissionen des Stroms aus Photovoltaikanlagen sind allerdings etwa doppelt so hoch wie die des Stroms aus Windkraftanlagen (siehe Tabelle III-12).

Abschließend kann festgehalten werden, dass für alle H₂-Transportvektoren und für alle Exportländer die Treibhausgasemissionen unter 1 kg CO₂-eq pro kg H₂ liegen. Außerdem zeigt sich, dass die Treibhausgasemissionen überwiegend durch die Herstellung von Anlagen verursacht werden und nicht mehr durch direkte Treibhausgasemissionen in der Nutzungsphase wie es noch heute der Fall ist. Daher müssen die Treibhausgasemissionen für die Herstellung von Anlagen in Zukunft noch besser untersucht werden und die Datenqualität für diese Prozesse muss noch weiter verbessert werden. Zum Beispiel basieren manche Prozesse in Datenbanken auf alten Technologien.

III.4.3.4 Anhang

Treibhausgasemissionen für Strom in 2040

Table III-12: Treibhausgasemissionen für Strom im Jahr 2040 in g CO₂-eq pro kWh für alle Exportländer und Deutschland. Die Treibhausgasemissionen für Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen unterscheiden sich für die verschiedenen Exportländer aufgrund von unterschiedlichen Volllaststunden. Für den Netzstrom wurden die Daten aus premise genutzt. Die Daten sind nicht für jedes einzelne Land, sondern für 12 Regionen verfügbar.

Stromquelle	EGY	AUS	BRA	CAN	NAM	USA	UAE	DE
Photovoltaikanlage	8,8	8,5	8,9	17,1	7,9	10,6	9,7	---
Windkraftanlage	3,1	3,0	3,5	3,2	3,4	3,2	5,2	---
Netzstrom	164	19	37	19	57	18	164	23

Daten und Annahmen für die Herstellung der Anlagen

Table III-13: Daten für die Herstellung des Elektrolyse-Stacks; Bezugsgröße: 1 MW; Lebensdauer: 95.000 Betriebsstunden; Quelle: Iridium- und Platinbedarf [39], alle anderen Inputs [40] (Szenario: near future)

Input	Menge	Einheit
market for titanium	3,7E+01	kg
market for aluminium, cast alloy (Annahme: 50% des Aluminiumbedarfs)	2,7E+01	kg
market for aluminium, wrought alloy (Annahme: 50% des Aluminiumbedarfs)	2,7E+01	kg
market for steel, chromium steel 18/8	4,0E+01	kg
market for copper, cathode	9,0E+00	kg
market for tetrafluoroethylene (Annahme für Nafion)	2,0E+00	kg
market for activated carbon, granular	4,5E+00	kg
market for platinum (Annahme für Iridium, Menge entspricht Katalysatorbeladung von 0,8 mg/cm ²)	1,6E-01	kg
market for platinum (Menge entspricht Katalysatorbeladung von 0,4 mg/cm ²)	7,9E-02	kg

Table III-14: Daten für die Herstellung des Elektrolyse-Balance-of-Plants(BOP) ; Bezugsgröße: 1 MW; Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [40]

Input	Menge	Einheit
market for steel, low-alloyed	4,8E+03	kg
market for steel, chromium steel 18/8	1,9E+03	kg
market for aluminium, cast alloy (Annahme: 50% des Aluminiumbedarfs)	5,0E+01	kg
market for aluminium, wrought alloy (Annahme: 50% des Aluminiumbedarfs)	5,0E+01	kg
market for copper, cathode	1,0E+02	kg
market for acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer (Annahme für "plastic")	3,0E+02	kg
market for lubricating oil	2,0E+02	kg
market for concrete, 20MPa	2,8E+00	m ³
market for electronics, for control units (Annahme für "electronic material")	1,1E+03	kg

Table III-15: Daten für die Herstellung des Wasserstoffspeichers (gasförmig); Bezugsgröße: Speicher mit einer Kapazität von 82m³ (entspricht etwa 527 kg H₂ bei 80 bar); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [41] und [42]

Input	Menge	Einheit
market for steel, chromium steel 18/8, hot rolled	4,8E+04	kg

Tabelle III-16: Daten für die Herstellung des Wasserstoffverdichters; Bezugsgröße: Output von 1 kg H₂; Quelle: [43]

Input	Menge	Einheit
market for steel, chromium steel 18/8	1,3E-03	kg
market for cast iron	4,2E-04	kg
market for ethylene glycol	4,9E-06	kg
market for lubricating oil	1,3E-05	kg
market for aluminium, cast alloy (Annahme: 50% des Aluminiumbedarfs)	2,1E-05	kg
market for aluminium, wrought alloy (Annahme: 50% des Aluminiumbedarfs)	2,1E-05	kg
market for tube insulation, elastomere	1,1E-05	kg
market for copper, cathode	3,2E-05	kg
market group for electricity, low voltage	7,1E-04	kWh

Tabelle III-17: Daten für die Herstellung der Meerwasserentsalzungsanlage; Bezugsgröße: Anlage mit einer Kapazität von 3 Mio m³ Wasser pro Jahr; Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [44]

Input	Menge	Einheit
market for aluminium, wrought alloy	5,2E+03	kg
market for concrete, normal strength	4,2E+01	kg
market for copper scrap, sorted, pressed	1,4E+02	kg
market for nickel, class 1	2,8E+03	kg
market for polypropylene, granulate	1,3E+02	kg
market for steel, low-alloyed	1,2E+04	kg

Tabelle III-18: Daten für die Herstellung der Luftzerlegungsanlage; Quelle: [38]

Input	Menge	Einheit
air separation facility construction	1,0E+00	unit

Tabelle III-19: Daten für die Herstellung des Stickstoffverdichters; Quelle: [38] (Annahme: Es wurden Daten für einen Luftverdichter genutzt.)

Input	Menge	Einheit
market for air compressor, screw-type compressor, 300kW	1,0E+00	unit

Tabelle III-20: Daten für die Herstellung der Wasserstoffverflüssigungsanlage; Bezugsgröße: Anlage mit einer Kapazität von 50 t pro Tag flüssiger Wasserstoff; Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [36]

Input	Menge	Einheit
market for steel, unalloyed	3,8E+05	kg
market for steel, chromium steel 18/8	6,0E+05	kg
market for copper, cathode	1,5E+05	kg
market for aluminium, cast alloy	7,0E+04	kg
market for aluminium, wrought alloy	7,0E+04	kg
market for concrete, 20MPa	2,3E+04	kg

Tabelle III-21: Daten für die Herstellung der Synthesenanlagen; Bezugsgröße: Anlage mit einer Kapazität von 2700 t pro Tag Methanol (siehe auch Tabelle III-24); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [38]

Input	Menge	Einheit
market for methanol factory	1,0E+00	unit

Tabelle III-22: Daten für die Herstellung der Schiffe; Bezugsgröße: Schiff mit einer Kapazität von 72.000 m³ SNG (siehe auch Tabelle III-24); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [38]

Input	Menge	Einheit
market for tanker, for liquefied natural gas	3,2E+00	unit

Tabelle III-23: Daten für die Herstellung der Transportvektorspeicher; Bezugsgröße: Speicher mit einer Kapazität von 16.000 m³ (siehe auch Tabelle III-24); Lebensdauer: 30 Jahre; Quelle: [38]

Input	Menge	Einheit
market for liquid storage tank, chemicals, organics	6,3E-05	unit

Da für die Herstellung der unterschiedlichen Schiffe, Transportvektorspeicher und Syntheseanlagen keine detaillierten Informationen für jeden einzelnen Transportvektor verfügbar sind, werden die Treibhausgasemissionen auf Basis der Investitionskosten abgeschätzt. Dabei ist jeweils ein Referenzdatensatz für die Herstellung der Schiffe, Transportvektorspeicher und Syntheseanlagen notwendig:

- Schiffe: LNG-Schiff (siehe Tabelle III-22)
- Transportvektorspeicher: Speicher für Methanol (siehe Tabelle III-23)
- Syntheseanlagen: Anlage zur Methanolherstellung (siehe Tabelle III-21)

Tabelle III-24: Umwandlungsfaktoren für die Herstellung (i) der Schiffe, (ii) der Transportvektorspeicher und (iii) der Syntheseanlagen. Die Umwandlungsfaktoren werden auf Basis der Investitionskosten berechnet.

H ₂ -Transportvektor und CO ₂	Schiffe	Transportvektorspeicher	Synthese zu H ₂ -Transportvektor	Synthese zu H ₂
Bezugsgröße	pro Schiff	pro 1 m ³ Speicher	pro 1 kg/h Produktoutput	
LH2	1,85	15,01	---*	4,49
NH3	0,42	12,62	1,96	12,86
SNG	1,00	9,76	2,67	17,37
MeOH	0,30	1,00	1,00	18,73
DME	0,42	5,71	1,89	19,27
CO2	0,45	---	---	---

* nicht notwendig da separater Datensatz genutzt wird (siehe Tabelle III-20)

IV. Verwendung der Zuwendung

IV.1 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die größte Kostenposition im Projekt entfiel auf Wissenschaftler der Entgeltgruppe 13, die für die wissenschaftlich-analytischen Forschungsarbeiten verantwortlich waren. Dazu gehörten die Entwicklung von Modellen, die verfahrenstechnische Auslegung und Kostenschätzung, techno-ökonomische und Lebenszyklusanalysen, die Erstellung von projektinternen Publikationen sowie die Präsentation der Ergebnisse bei Projekttreffen und Workshops. Die Projektleiter waren zuständig für die Koordination der Forschungsaktivitäten, die fachliche Überprüfung eigener Methoden und Ergebnisse sowie derjenigen aus dem Projektkonsortium und vertraten das Projekt auf wichtigen, überwiegend politischen Veranstaltungen. Zusätzlich leisteten studentische Hilfskräfte wertvolle Unterstützung, indem sie durch Recherchen, die Entwicklung von Teilmodellen und eigene Analysen zum Erfolg des Projekts beitrugen.

Eine weitere signifikante Kostenposition betraf die Gemeinkosten des Instituts, die eine reibungslose Durchführung der Forschungsarbeiten sicherten.

Des Weiteren bestand ein Bedarf an Simulationstool für die Durchführung der Projektarbeit. Hierzu gehören die Aspen Software sowie MATLAB/Simulink. Kleinere Ausgaben entstammen den Reisekosten für die Teilnahme an Projekttreffen und wissenschaftlichen Konferenzen, die eine fortlaufende externe Prüfung und Kommunikation der Forschungsergebnisse ermöglichte

IV.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Die Finanzierung des Forschungsprojekts ermöglichte dem Fraunhofer ISE eine umfassende Analyse technologischer, ökonomischer und systemischer Fragestellungen zum Wasserstoffimport über die Transportvektoren NH₃, MeOH, DME, LH₂, SNG und LOHC. Das zentrale Ergebnis ist die verfahrenstechnische Auslegung der Importterminals für Ammoniak und Methanol sowie die Modellierung aller genannten Derivatterminals in der Simulationsumgebung MATLAB Simulink mithilfe der ISE eigenen Wasserstoff-Simulationstoolbox H2ProSim. Dadurch konnten die Optimierung und Simulation der gesamten Importkette sowie die Analyse und der Vergleich der Vektoren realisiert werden. Insbesondere ermöglichte die Untersuchung eine präzise Analyse des Einflusses der jeweiligen Importterminals auf die Gesamtkette und damit auf die Wasserstoffgestehungskosten am Übergabepunkt. Vor dem Hintergrund der Suche nach Alternativen zu dem Import von kohlenstoffbasierten Energieträgern stellt diese Untersuchung einen unverzichtbaren Baustein zur Erreichung der Klimaneutralität dar, von dem insbesondere auf nationaler und europäischer Ebene profitiert wird.

V. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans

Steigerung der wissenschaftlichen Konkurrenzfähigkeit

Die verfahrenstechnische Auslegung des Methanol und Ammoniak Terminals sowie die Modellierung und der kompletten Supply Chain inklusive der Importterminals für LH₂, NH₃, MeOH, SNG, DME und LOHC stellt eine herausragende Steigerung des Kompetenzportfolios des ISE dar. Die neuen Modelle und Erkenntnisse können vielfältig in öffentlichen und privaten Forschungsprojekten eingesetzt werden. Bereits jetzt findet die Anwendung im Projekt PtMEDME und PACT (Fraunhofer ISE 2025) statt.

Des Weiteren konnten Erkenntnisse aus dem Projekt im Rahmen einer Studie für die Wasserstoffversorgung Baden-Württembergs herangezogen werden [45].

Transfer zu Nutzergruppen

Ein Transfer der Projektergebnisse in die Industrie soll gezielt mit der Akquirierung von Industrieprojekten angegangen werden, vor allem im Bereich der Infrastrukturentwicklung, Projektierung und Energieversorgung. U.a. wurden Teilergebnisse in einer Arbeitsgruppe mit den genannten Bereichen vorgestellt.

Heranbildung von wissenschaftlichem Nachwuchs

Im Rahmen des Projekts wurde eine Masterarbeit erfolgreich abgeschlossen und studentische Hilfs-wissenschaftler:innen beschäftigt. Alle Studierende haben erfolgreich ihre Expertise am ISE gesteigert und unter Beweis gestellt und konnten auch aus diesem Grund wichtige Stellen in der Industrie im Energiekosmos besetzen.

Verbesserte Zusammenarbeit mit Firmen, Netzwerken, Forschungsstellen, Transferstellen

Die Kooperation innerhalb des Projektkonsortiums war herausragend. Insbesondere in Arbeitspaket 3 konnten enge Verbindungen zwischen den Forschungs- und Industriepartnern etabliert werden, die als Grundlage für zukünftige Projekte dienen sollen. Auch über das LNG-Projekt hinaus wurden bei den Veranstaltungen, vor allem während der Vollversammlungen und der Abschlusskonferenz, hervorragende Kontakte geknüpft. Dadurch ist das ISE nun ein zentraler Bestandteil des renommiertesten Netzwerks der Wasserstoffinfrastrukturforschung in Deutschland und wird für künftige Projekte in Betracht gezogen. Zudem haben die durch das Projekt geförderten Teilnahmen an Wissenschaftskonferenzen die internationale Vernetzung sowie die Verbreitung und Qualitätsprüfung der Forschungsergebnisse ermöglicht.

VI. Fortschritt des Projektumfelds während der Laufzeit

Seit dem Projektstart im Jahr 2024 wurden in Deutschland insgesamt vier LNG-Terminals in Betrieb genommen, die sich an den Standorten Lubmin, Brunsbüttel, Stade und Mukran (Rügen) befinden. Alle diese Anlagen sind als schwimmende Terminals (FSRU – Floating Storage and Regasification Units) konzipiert und weiterhin aktiv in Betrieb. Darüber hinaus sind drei landbasierte Terminals geplant, von denen das erste voraussichtlich 2027 in Stade den Betrieb aufnehmen wird. Für dieses Terminal ist die Errichtung von zwei LNG-Tanks vorgesehen, die bereits „NH₃-ready“ (ammoniakfähig) ausgelegt werden, sodass eine spätere Umwidmung für den Import und Umschlag von Ammoniak als Wasserstoffträger technisch möglich ist. [46]

Bislang sind lediglich die im Bau befindlichen landbasierten Terminals in Brunsbüttel und Stade offiziell als „H₂-ready“ ausgewiesen. Der Fokus dieser Projekte liegt jedoch nicht auf dem direkten Import von gasförmigem Wasserstoff, sondern primär auf Ammoniak (NH₃) als Wasserstoffträger. Die Infrastruktur wird so gestaltet, dass eine spätere Rückverwandlung von Ammoniak in Wasserstoff vor Ort möglich ist. Der direkte Import von Wasserstoff bleibt aufgrund technischer und logistischer Herausforderungen derzeit unrealistisch. [46–48]

Parallel zur LNG-Infrastruktur hat sich seit 2023 der Aufbau des deutschen Wasserstoff-Backbones („H₂-Backbone“) dynamisch weiterentwickelt. Mit dem sogenannten Wasserstoff-Kernetz entsteht eine zentrale Transportinfrastruktur, die Erzeugungs- und Verbrauchszentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore miteinander verknüpft. Erste Leitungsabschnitte sollen ab 2025 in Betrieb gehen,

der vollständige Ausbau ist bis 2032 vorgesehen. Die Planungen wurden seit 2023 konkretisiert: Im Oktober 2024 genehmigte die Bundesnetzagentur ein deutschlandweites Kernnetz mit etwa 9.000 Kilometern Länge, das teils auf umgewidmeten Erdgasleitungen basiert. [49]

Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt seit 2023 ist die verstärkte Ausrichtung auf Wasserstoffimporte aus Regionen außerhalb Europas, insbesondere der MENA-Region (Middle East and North Africa). Die im Jahr 2023 überarbeitete Nationale Wasserstoffstrategie und die erstmals verabschiedete Importstrategie sehen vor, dass Importe aus der MENA-Region zunächst vorwiegend in Form von Ammoniak oder anderen Wasserstoffderivaten per Schiff erfolgen, da bis 2030 die nötige Pipeline-Infrastruktur für Direktimporte noch nicht flächendeckend vorhanden ist. Ab den 2030er Jahren wird der Aufbau

grenzüberschreitender Pipelines, wie etwa des geplanten South2 Corridors, forciert, um den direkten Wasserstoffimport nach Deutschland zu ermöglichen . [50,51]

Techno-ökonomische Analysen und Studien, die gezielt die Umwidmung bestehender LNG-Terminals für den Wasserstoffimport untersuchen, liegen bislang jedoch nicht in ausreichendem Umfang vor.

VII. Erfolgte Veröffentlichungen

Tabelle VII-1: Erfolgte Veröffentlichungen

Datum	Art der Veröffentlichung	Titel	Autoren
Noch ausstehend	Whitepaper	Transportschiffe für den Transport nachhaltiger Energieträger	Marius Holst, Anna Wunsch, Sophia Binninger, David Burger – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Christiane Staudt, Dr. Sabine Malzkuhn – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut Björn Munko–Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW
Noch ausstehend	Veröffentlichung	Ammoniakimportterminal (Arbeitstitel)	Ramy Essam, Paul Beutel Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

VII.1 References

- [1] AXSMarine, Tanker Fleet Q3'24 Recap and Outlook **2024**, <https://public.axsmarine.com/blog/tanker-fleet-q3-24-recap-and-outlook>, accessed 7 January 2025.
- [2] M. S. Peters, K. D. Timmerhaus and R. E. West, *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*, Boston **2003**.
- [3] BMBF, European Hydrogen Infrastructure Planning **2024**, https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/9f75fc23-4d8d-11ef-9952-

a0369fe1b6c9/live/document/20240321_European_Hydrogen_Infrastructure_Plan-
ning_DE_ExSum.pdf.

- [4] Kopernikus Projekt Ariadne, *Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie: Ariadne-Kurz Dossier* **2021**.
- [5] JÜLICH, Europäische Energiewende: Deutschland im Herzen Europas **2024**, <https://www.fz-juelich.de/de/ice/ice-2/aktuelles/news/europaeische-energiewende-deutschland-im-herzen-europas>.
- [6] EUROPEAN UNION, The impact of industry transition on a CO2-neutral European energy system **2023**, <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/72954c87-327a-11ee-83b8-01aa75ed71a1>.
- [7] businessportal norwegen, Keine Wasserstoff-Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland **2024**, <https://businessportal-norwegen.com/2024/09/22/keine-wasserstoff-pipeline-zwischen-norwegen-und-deutschland/>, accessed 23 June 2025.
- [8] International Energy Agency IEA, *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database*.
- [9] Kai Ruske et al, *Synthesebericht TransHyDE LNG2Hydrogen* **2024**.
- [10] Element Energy, *Gigastack Phase 2: Pioneering UK Renewable Hydrogen* **2021**.
- [11] Hans van 't Noordende, Peter Ripson, *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant: Advanced Design and Total Installed-Capital Costs* **2022**.
- [12] Clean Hydrogen Joint Undertaking, *Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027: Annex to GB decision no. CleanHydrogen-GB-2022-02* **2022**.
- [13] H. Böhm, A. Zauner, D. C. Rosenfeld, R. Tichler, *Applied Energy* **2020**, 264, 114780. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114780.
- [14] Christoph Hank, Marius Holst, Connor Thelen, Christoph Kost, Sven Längle, Achim Schaad, Tom Smolinka **2023**.
- [15] J. Hemauer, S. Rehfeldt, H. Klein, A. Peschel, *International Journal of Hydrogen Energy*, in press. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.03.050.
- [16] S. M. Saba, M. Müller, M. Robinius, D. Stolten, *International Journal of Hydrogen Energy* **2018**, 43 (3), 1209–1223. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- [17] E. Jacobasch, G. Herz, C. Rix, N. Müller, E. Reichelt, M. Jahn, A. Michaelis, *Journal of Cleaner Production* **2021**, 328, 129502. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.129502.
- [18] Marius Holst, Stefan Aschbrenner, Tom Smolinka, Christopher Voglstätter, Gunter Grimm, *Cost forecast for low temperature electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems*, Freiburg **2022**.
- [19] International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2024*, Paris **2024**.
- [20] IRENA, *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, Abu Dhabi **2020**.
- [21] Jana Thomann, Frank Marscheider-Weidemann, Andreas Stamm, Ludger Lorych, Christoph Hank, Friedrich Weise, Lucas Edenhofer, Zarah Thiel.
- [22] M. Z. Jacobson, V. Jadhav, *Solar Energy* **2018**, 169, 55–66. DOI: 10.1016/j.solener.2018.04.030.

- [23] IRENA, *Renewable power generation costs in 2023*, Abu Dhabi **2024**.
- [24] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar, T. Schlegl, *Levelized Costs of Electricity Renewable Energy Technologies* **2021**.
- [25] B. Steffen, *Energy Economics* **2020**, *88*, 104783. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104783.
- [26] I. Staffell, S. Pfenninger, *Energy* **2016**, *114*, 1224–1239. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [27] S. Pfenninger, I. Staffell, *Energy* **2016**, *114*, 1251–1265. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [28] E. Vartiainen, G. Masson, C. Breyer, D. Moser, E. Román Medina, *Prog Photovolt Res Appl* **2020**, *28* (6), 439–453. DOI: 10.1002/pip.3189.
- [29] IRENA, *The cost of financing for renewable power*, Abu Dhabi **2023**.
- [30] J. Bosch, I. Staffell, A. D. Hawkes, *Energy* **2017**, *131*, 207–217. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.052.
- [31] N. Champion, H. Nami, P. R. Swisher, P. Vang Hendriksen, M. Münster, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2023**, *173*, 113057. DOI: 10.1016/j.rser.2022.113057.
- [32] D. Berstad, S. Gardarsdottir, S. Roussanaly, M. Voldsund, Y. Ishimoto, P. Nekså, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2022**, *154*, 111772. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111772.
- [33] P. Schühle, R. Stöber, M. Semmel, A. Schaadt, R. Szolak, S. Thill, M. Alders, C. Hebling, P. Wasserscheid, O. Salem, *Energy Environ. Sci.* **2023**, *16* (7), 3002–3013. DOI: 10.1039/d3ee00228d.
- [34] Maurice Vos, Jochum Douma, Albert von den Noort, *Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment*, Vol.2020 **2020**.
- [35] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, D. Stolten, *Applied Energy* **2017**, *200*, 290–302. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- [36] K. Stolzenburg, R. Mubbala, *Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY): Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)* **2013**.
- [37] R. Sacchi, T. Terlouw, K. Siala, A. Dirnaichner, C. Bauer, B. Cox, C. Mutel, V. Daioglou, G. Luderer, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2022**, *160*, 112311. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112311.
- [38] ecoinvent v3.10, <https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/data-releases/ecoinvent-v3-10>.
- [39] M. Holst, S. Aschbrenner, T. Smolinka, C. Voglstätter, G. Grimm, *Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*, Fraunhofer ISE **2021**.
- [40] K. Bareiß, C. de La Rua, M. Möckl, T. Hamacher, *Applied Energy* **2019**, *237*, 862–872. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- [41] G. Palmer, A. Roberts, A. Hoadley, R. Dargaville, D. Honnery, *Energy Environ. Sci.* **2021**, *14* (10), 5113–5131. DOI: 10.1039/D1EE01288F.
- [42] A. Züttel, *Materials Today* **2003**, *6* (9), 24–33. DOI: 10.1016/S1369-7021(03)00922-2.
- [43] S. Ghandehariun, A. Kumar, *International Journal of Hydrogen Energy* **2016**, *41* (22), 9696–9704. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.04.077.
- [44] A. Liebich, T. Fröhlich, D. Münter, H. Fehrenbach, J. Giegrich, S. Köppen, F. Dünnebeil, W. Knörr, K. Biemann, S. Simon, S. Maier, F. Albrecht, T. Pregger, C. Schilling, M. Moser, R. Reißner, S.

- Hosseiny, G. Jungmeier, M. Beermann, D. Frieden, N. Bird, *System comparison of storable energy carriers from renewable energies*, Dessau-Roßlau **2021**.
- [45] Marius Holst, Ombeni Ranzmeyer, Tobias Eißler, Connor Thelen, Tim Ruckteschler, Lucas Edenhofer, Verena Fluri, Christoph Kost, *Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten* **2025**.
- [46] H2News, Nach sechs Jahren Planung: Baustart für H2-ready-Terminal in Stade **2024**, <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/nach-sechs-jahren-planung-baustart-fuer-h2-ready-terminal-in-stade/>, accessed 24 June 2025.
- [47] hanseatic-energy-hub, Construction starts in Stade: Strong signal for Europe’s security of supply **2024**, accessed 24 June 2025.
- [48] S&P Global, Germany's HEH on track to start onshore LNG terminal in 2027 as lawsuit dismissed **2025**, <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/lng/032825-germanys-heh-on-track-to-start-onshore-lng-terminal-in-2027-as-lawsuit-dismissed>, accessed 24 June 2025.
- [49] Bundesnetzagentur, Was-ser-stoff-Kern-netz **2025**, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>, accessed 24 June 2025.
- [50] Nationaler Wasserstoffrat, *Stellungnahme zur Erarbeitung der Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung* **2024**.
- [51] DVGW, Import von Wasserstoff **2025**, <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/wasserstoff-import>, accessed 24 June 2025.