



Synthesebericht des TransHyDE-Projekts 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 Transportvektoren

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



Mitwirkende im TransHyDE Projekt LNG2Hydrogen

Kai Ruske* - cruh21 GmbH – Part of Drees & Sommer

Cäcilia Gätsch - cruh21 GmbH – Part of Drees & Sommer

Tomek Michalski - cruh21 GmbH – Part of Drees & Sommer

Dr. Frank Graf* – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Sonja Rothenbacher – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Dr. Sabine Malzkahn – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Dr. Friedemann Mörs – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Christiane Zeller – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Maximilian Heneka – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Florentin Glockner – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Johannes Schwarze – DVGW-EBI, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Björn Munko – DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Thomas Systemans – DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Alexandra Cox – DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Prof. Dr. Mario Ragwitz – Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Dr. Elena Timofeeva – Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Prof. Dr. Patrick Preuster – Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Dr. Jan König – Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM

Dr. Carolin Pannek – Fraunhofer-Institut für Physikalische Messtechnik IPM

Marius Holst – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Christopher Voglstätter – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Florian Rümmele – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Ramy Essam Ali – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Dr. Christoph Hank – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Anna Wunsch – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Dr. Thorsten Michler – Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik IWM

Prof. Dr. Christian Elsässer – Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik IWM

Dr. Frank Schweizer – Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik IWM

Philipp von Hartrott – Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik IWM

Prof. Dr. Peter Wasserscheid – Forschungszentrum Jülich GmbH, Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien

Dr. Michael Geisselbrecht – Forschungszentrum Jülich GmbH, Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien

Timo Schärfe – Forschungszentrum Jülich GmbH, Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien

Nils Brücken – Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Prof. Dr. Jens Morgenstern – Hochschule für Technik und Wirtschaft Dresden

Dr. Stephanie Maerten – Hydrogenious LOHC Technologies GmbH

Sebastian Müller – Hydrogenious LOHC Technologies GmbH

Prof. Dr. Dirk Lindackers – Leibniz-Institut für Festkörper- und Werkstoffforschung Dresden e.V.

Udo Krause – Leibniz-Institut für Festkörper- und Werkstoffforschung Dresden e.V.

Dr. Hans Weber – Leibniz-Institut für Festkörper- und Werkstoffforschung Dresden e.V.

Friederike Allolio – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Leandra Schulz – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Prof. Dr. Tabea Arndt – Karlsruher Institut für Technologie

Dr. Holger Neumann – Karlsruher Institut für Technologie

Dr. Michael Wolf – Karlsruher Institut für Technologie

Dr. Klaus-Peter Weiss – Karlsruher Institut für Technologie

Prof. Dr. Alexander Alekseev – Linde GmbH

Dr. Florian Gremme – RWE Supply & Trading GmbH

Anne Fricke – RWE Supply & Trading GmbH

Dr. Paul Sass – SciDRE GmbH

Henrik-Gerd Bischoff – Technische Universität Dresden

Thomas-Christopher Just – Technische Universität Dresden

Prof. Dr. Christoph Haberstroh – Technische Universität Dresden

Dr. Dennis Krieg – Uniper Hydrogen GmbH

Christoph Mechler – Uniper Hydrogen GmbH



Zusammenfassung

Der Synthesebericht zum Verbund „LNG2Hydrogen“ fasst die Ergebnisse des Forschungsprojekts zusammen, das im Rahmen des Wasserstoffleitprojekts „TransHyDE“ durch das Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt gefördert wurde. Ziel des Projekts war es, die langfristige Umstellung von LNG-Terminals auf die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff (H_2) und dessen Transportvektoren wissenschaftlich zu untersuchen und fundierte Handlungsempfehlungen für eine nachhaltige und zukunftssichere Energieinfrastruktur zu erarbeiten. Im Fokus standen technologische, regulatorische, ökonomische und ökologische Fragestellungen, die im Bericht umfassend und interdisziplinär behandelt wurden.

Der Hintergrund des Projekts liegt im LNG-Beschleunigungsgesetz von 2022, das die Weichen für die langfristige Nutzung von LNG-Terminals stellt. Ab dem Jahr 2044 dürfen diese Anlagen nur noch mit klimaneutralen Molekülen oder H_2 betrieben werden. Das Projekt hat damit eine Schlüsselrolle in der Umsetzung der deutschen Wasserstoffstrategie und der Transformation des Energiesektors übernommen, indem es die Umrüstung der LNG-Infrastruktur hin zu zentralen Knotenpunkten einer globalen Wasserstoffwirtschaft adressiert.

Technologische Erkenntnisse

Die technologische Analyse untersuchte die Umrüstbarkeit bestehender LNG-Terminals für verschiedene H_2 -Transportvektoren. Dazu zählen Flüssigwasserstoff (LH_2), Ammoniak (NH_3), Methanol ($MeOH$), Dimethylether (DME), synthetisches Erdgas (SNG) und organische Wasserstoffträger ($LOHC$).

Diese Vektoren unterscheiden sich signifikant in ihren physikalischen und chemischen Eigenschaften sowie in den Anforderungen an

Transport, Lagerung und Verarbeitung. Für jedes Terminalkonzept wurden verfahrenstechnische Lösungen entwickelt, die die vollständige Prozesskette von der Anlandung über die Lagerung bis zur Einspeisung in das H_2 -Netz umfassen.

LH_2 zeigte sich dabei als der effizienteste Transportvektor mit einer Energieeffizienz von 97 %, da keine chemische Umwandlung notwendig ist. Chemisch gebundene Vektoren wie SNG , DME , $LOHC$ und $MeOH$ weisen Effizienzen zwischen 74 % und 84 % auf, da die Umwandlung in Wasserstoff zusätzliche Energie erfordert. Die Umwandlung von NH_3 zu H_2 zeigte eine relativ hohe Effizienz von 91 %, da der Prozess thermodynamisch günstiger ist.

Ein weiterer technologischer Schwerpunkt lag auf der Bewertung der Umrüstbarkeit bestehender LNG-Terminals. Während einige Komponenten, wie Lagertanks und Pumpensysteme mit Anpassungen weiterverwendet werden können, erfordern andere, wie Verdampfer oder BOG^1 -Management-Systeme, teilweise erhebliche Modifikationen oder den vollständigen Neubau. Für LH_2 wird beispielsweise eine zusätzliche Tankinnenverkleidung benötigt, um die extrem niedrigen Temperaturen von -253 °C sicherzustellen. Chemisch gebundene Vektoren wie NH_3 oder $MeOH$ benötigen spezielle Umwandlungsanlagen, die zusätzlichen Platz und Energieaufwand erfordern.

¹ Boil-Off-Gas

Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Analyse zeigte, dass die Investitionskosten (CAPEX) für die Umrüstung stark vom gewählten Transportvektor abhängen. LH₂ erwies sich mit 189 €/kWh H₂ als der günstigste Vektor, während für chemisch umwandelbare Vektoren wie SNG oder MeOH Investitionskosten von bis zu 880 €/kWh H₂ berechnet wurden. Diese Diskrepanz ergibt sich vor allem aus den zusätzlichen Anforderungen an Umwandlungsanlagen und den damit verbundenen Infrastrukturkosten. Der Flächenbedarf der Terminals variiert ebenfalls stark: Während ein LH₂-Terminal etwa 15 Hektar benötigt, steigt der Platzbedarf für NH₃ aufgrund der Umwandlungsanlagen auf bis zu 75 Hektar.

Regulatorische und rechtliche Herausforderungen

Ein zentraler Bestandteil des Berichts war die Analyse der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Aktuelle Normen und Sicherheitsvorschriften, die für LNG gelten, können nicht ohne Anpassungen auf H₂ übertragen werden. Der Bericht empfiehlt, bestehende Standards weiterzuentwickeln und neue zu schaffen, die den spezifischen Anforderungen der H₂-Wirtschaft gerecht werden. Dazu zählen insbesondere Vorschriften zur Materialverträglichkeit, zur Betriebssicherheit und zur Integration von H₂-Technologien in bestehende Infrastrukturen. Besondere Aufmerksamkeit wurde den Hemmnissen gewidmet, die durch Unsicherheiten im Genehmigungsprozess oder fehlende Standardisierung entstehen. Der Bericht plädiert für eine internationale Harmonisierung der Normen, um die Entwicklung einer globalen H₂-Wirtschaft zu fördern.

Ökologische Nachhaltigkeit

Die Umstellung der LNG-Infrastruktur auf klimaneutrale Moleküle ist ein entscheidender Schritt zur Dekarbonisierung des Energie-sektors. Durch den Einsatz von grünem H₂ können signifikante Mengen an CO₂-Emissionen eingespart werden. Der Bericht hebt hervor, dass die Integration eines geschlossenen CO₂-Kreislaufs, insbesondere bei kohlenstoffbasierten Vektoren wie SNG, Methanol oder DME, ein zentraler Aspekt für die ökologische Nachhaltigkeit ist. Hierbei wird das bei der Umwandlung entstehende CO₂ abgeschieden, verflüssigt und für die Wiederverwendung im Export-land bereitgestellt.

Handlungsempfehlungen und Fazit

Der Synthesebericht liefert eine umfassende Grundlage für politische, industrielle und wissenschaftliche Entscheidungen zur Transformation der LNG-Infrastruktur. Die entwickelten Konzepte und Handlungsempfehlungen stärken die Position Deutschlands in der globalen H₂-Wirtschaft und leisten einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaziele. Durch die Umstellung auf Multi-Use-Terminals können Investitionskosten langfristig gesenkt, Genehmigungsprozesse beschleunigt und die Betriebssicherheit erhöht werden. Die Erkenntnisse des Berichts zeigen, dass eine technologieoffene und flexible Planung der Schlüssel zur Bewältigung der globalen Energie- und Klimaherausforderungen ist.

II. Inhaltsverzeichnis

I. Zusammenfassung	2
II. Inhaltsverzeichnis	3
III. Abkürzungsverzeichnis	6
IV. Abbildungsverzeichnis	7
V. Tabellenverzeichnis	8
01 Einleitung	9
02 Technologische Bestandsaufnahme von Terminals zum Import von LNG und weiteren H₂-Transportvektoren	10
2.1.1 Definition und Leistungsdimensionen H ₂ -Transportvektoren	10
2.1.2 Marktübersicht H ₂ -Transportvektoren	11
2.1.3 Technologische Bestandsaufnahme LNG-Terminal	11
2.1.4 TRL-Bewertung der Hauptkomponenten bei Umrüstung eines LNG-Terminals	13
2.1.5 Transportrouten H ₂ -Transportvektoren	13
2.1.6 Stakeholderanalyse	14
03 Konzept eines Importterminals für H₂-Transportvektoren mit wesentlichen Komponenten	15
Technische Ausarbeitung der verfahrenstechnischen Konzepte der verschiedenen H ₂ -Transportvektoren	15
3.1.1 Methodik	15
3.1.2 Konventionelles landbasiertes LNG-Terminal	16
3.1.3 Terminalkonzept LH ₂	16
3.1.4 Terminalkonzept NH ₃	17
3.1.5 Terminalkonzept LOHC	18
3.1.6 Terminalkonzept MeOH	19
3.1.7 Terminalkonzept SNG	20
3.1.8 Terminalkonzept DME	21
3.1.9 Zusammenfassung der verfahrenstechnischen Auslegung	22
Bestimmung der Investitionskosten der Terminalkonzepte	23
Umrüstbarkeit konventioneller LNG-Terminals auf Vektoren	24
Wie viel H ₂ kann durch Umrüstung eines konventionellen Terminals importiert werden?	26
Zusammenfassung	28
04 Bauteilbewertung	29
Ergebnisse der Werkstoffkompatibilität	30
Ergebnisse der Bauteilbewertung	30
05 Normung	32
Übertragbarkeit der für LNG-Terminalinfrastrukturen angewendeten Normen auf die anderen H ₂ -Transportvektoren	32
Ergebniszusammenstellung und Handlungsempfehlungen	33
Rechtliche Handlungsempfehlungen	34

06 Rechtliche und regulatorische Aspekte	36
Status quo-Analyse	36
Hemmnisanalyse und Weiterentwicklung des Rechtsrahmens	36
07 Schnittstelle Terminal und innerdeutscher Transport	40
TRL-Bewertung für den innerdeutschen Transport der H ₂ -Transportvektoren	40
Übersicht zu den innerdeutschen Transportkosten der H ₂ -Transportvektoren	41
08 Techno-ökonomische Betrachtung der Prozessketten und Weiternutzungsszenarien	44
Analyse über den Import wasserstoffbasierter Energieträger	44
8.1.1 Entwicklung von Wasserstoffbedarf und Nachfrage	44
8.1.2 Importoptionen	44
CO ₂ -Management beim Import von SNG, DME und MeOH	45
8.1.3 Hintergrund und Systemaufbau	45
8.1.4 Ergebnisse	46
Techno-ökonomische Analyse	46
8.1.5 Methodik und Modellaufbau	46
8.1.6 Ergebnisse	48
Kostenzusammensetzung der Importe sowie der Terminals	49
09 Literatur	50
10 Anhang	59
Kriterienkatalog	59
Eigenschaften und Definitionen der Vektoren	63
Leistungsdimensionen der Vektoren	66
Marktübersicht H ₂ -Transportvektoren 2022	67
Hauptkomponenten eines LNG-Terminals	68
TRL-Bewertung der Terminalkomponenten	70
Stakeholderanalyse	71
Annahmen zum inländischen Transport der H ₂ -Transportvektoren	72

III. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
4. BImSchV	Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
ATR	Autotherme Reformer
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen 1, 2
BCM	Billion Cubic Meters
BFD	Blockflow Diagram / Blockfließbild
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BOG	Boil Off Gas
EPC	Engineering-Procurement-Construction
BT	Benzyltoluol
BT-H	Hydriertes Benzyltoluol
CAPEX	Capital Expenditures
Crf	Capital recovery factor
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DME	Dimethylether
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPC	Engineering, Procurement, Contracting
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
GasRL	Gasbinnenmarktrichtlinie
GasVO	Gasbinnenmarktverordnung
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
H ₂	Wasserstoff
ISO	International Organization for Standardization
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz
LCOA	Levelised transport costs of ammonia
LCOD	Levelised transport costs of DME
LCOH	Levelised transport costs of Hydrogen
LCOM	Levelised transport costs of methanol
LCOS	Levelised transport costs of synthetic natural gas
LH ₂	Verflüssigter Wasserstoff, Liquid Hydrogen
LNG	Liquefied Natural Gas
LNGG	LNG-Beschleunigungsgesetz
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
MeOH	Methanol
MSR	Methane-Steam-Reforming
MW	Megawatt
NASA	National Aeronautics And Space Administration
NH ₃	Ammoniak
N ₂	Stickstoff
NOx	Stickoxide
OPEX	Operating Expenditures
PtX	Power to X
PSA	Druckwechseladsorption, Pressure Swing Adsorption
PV	Photovoltaik
RED II	Renewable Energy Directive II
RohrFLtgV	Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen
SCR	Selective Catalytic Reduction
SNG	Synthetic Natural Gas
TRL	Technology Readiness Level
twh	Terrawattstunden
WACC	Weighted average cost of capital
WasserstoffBG-E	Entwurf zum Wasserstoffbeschleunigungsgesetz

IV. Abbildungsverzeichnis

<u>Abbildung 2-1:</u> Marktübersicht der verschiedenen Vektoren im Ankerjahr 2022	11
<u>Abbildung 2-2:</u> Varianten der Anordnung bei LNG-Terminals (oben Landterminal, unten schwimmendes Terminal)	12
<u>Abbildung 2-3:</u> Technology Readiness Level (TRL) Skala	13
<u>Abbildung 2-4:</u> Übersicht der existierenden H ₂ und anderer Transportvektoren Terminals weltweit	13
<u>Abbildung 3-1:</u> Terminalkonzept konventionelles landbasiertes LNG-Terminal	16
<u>Abbildung 3-2:</u> Terminalkonzept LH ₂	16
<u>Abbildung 3-3:</u> Terminalkonzept NH ₃	17
<u>Abbildung 3-4:</u> Terminalkonzept LOHC	18
<u>Abbildung 3-5:</u> Terminalkonzept MeOH	19
<u>Abbildung 3-6:</u> Terminalkonzept SNG	20
<u>Abbildung 3-7:</u> Terminalkonzept DME	21
<u>Abbildung 3-8:</u> Bilanzkreis der energetischen Effizienz der Terminalkonzepte	22
<u>Abbildung 3-9:</u> Effizienzen des H ₂ -Importterminals für verschiedene Vektoren. Systembetrachtung nach Abbildung 3-8.	23
<u>Abbildung 3-10:</u> Spezifische Investitionskosten des 100 TWh/a Terminalneubaus für alle Vektoren. Für LH ₂ : Anlandung, Lagerung und Umwandlung zusammengefasst. Lila Balken: spezifische Investitionen für konventionelles LNG-Terminal ~100 €/kW LNG.	24
<u>Abbildung 3-11:</u> Anzahl der benötigten Schiffe pro Woche und deren aktuell verfügbarer Maßstab für jedes Derivat. Bei einem konventionellen LNG-Terminal legen ca. zwei Schiffe pro Woche an.	26
<u>Abbildung 3-12:</u> Flächenbedarf für 100 TWh/a H ₂ -Importterminals. Ein konventionelles LNG-Landterminal benötigt 5 - 15 ha.	27
<u>Abbildung 7-1:</u> LCOH für LH ₂ und LOHC für den Transport per Straße, Schiene und Binnenschiff über unterschiedliche Distanzen	42
<u>Abbildung 7-2:</u> LCOA, LCOM, LCOD für den Transport per Straße, Schiene und Binnenschiff für unterschiedliche Distanzen	42
<u>Abbildung 7-3:</u> CAPEX- und OPEX-Kostenanteile für den Transport per Straßen-, Schienen und Binnenschifftransport für die verschiedenen H ₂ -Transportvektoren	43
<u>Abbildung 7-4:</u> Vergleich der Transportkapazitäten für LKW, Gütertransport und Binnenschiff beispielhaft für den H ₂ -Transportvektor LH ₂	43
<u>Abbildung 8-1:</u> Bilanzraum der Analyse	45
<u>Abbildung 8-2:</u> CO ₂ -Transportkosten abhängig von der Transportdistanz (links) und für eine Transportdistanz von 18.142 km (Australien) (rechts)	46
<u>Abbildung 8-3:</u> Systemaufbau der kompletten PtX Versorgungskette	47
<u>Abbildung 8-4:</u> Wasserstoffimportkosten über die analysierten H ₂ -Vektoren für die drei Kostenszenarien	49
<u>Abbildung 8-5:</u> Kostenzusammensetzung anhand eines exemplarischen Szenarios (links) und detaillierte Darstellung des Kostenanteils der Importterminals (rechts) (bei LH ₂ keine getrennte Darstellung von Speicher und Umwandlungseinheit)	49

V. Tabellenverzeichnis

<u>Tabelle 2-1:</u> Transporteigenschaften von Wasserstoffvektoren.	11
<u>Tabelle 3-1:</u> Bilanz der Terminalkonzepte nach Abbildung 3-8.	22
<u>Tabelle 3-2:</u> In der Investitionskostenschätzung verwendeten Lang-Faktoren. Die Faktoren wurden nach Absprache im Konsortium festgelegt.	23
<u>Tabelle 3-3:</u> Spezifische Investitionskosten des Terminalneubaus für alle Vektoren.	24
<u>Tabelle 3-4:</u> Umrüstbarkeit der Anlagenkomponenten eines konventionellen LNG-Terminals.	25
<u>Tabelle 3-5:</u> Bottlenecks der Terminalkonzepte.	27
<u>Tabelle 3-6:</u> Zusammenfassung der Ergebnisse aus Kapitel 3.	28
<u>Tabelle 4-1:</u> Ausschnitt aus Tabelle 3-4 mit Ergänzung der Verfügbarkeit von einschlägigen Regelwerken pro Vektor	29
<u>Tabelle 5-1:</u> Keywords zur Aussortierung nicht relevanter Normen und technischer Regelwerke. Jedes Keyword ist in Groß- und Klein-Schreibung berücksichtigt.	32
<u>Tabelle 7-1:</u> TRL-Einordnung der H ₂ -Transportvektoren für den Transport per Straße, Schiene und Binnenschiff.	41
<u>Tabelle 8-1:</u> Überblick über die wesentlichen Parameter der Analyse unterteilt in drei Szenarien.	48
<u>Tabelle 10-1:</u> Eigenschaften und Definitionen der Vektoren.	63-65
<u>Tabelle 10-2:</u> Leistungsdimensionen der Vektoren.	66
<u>Tabelle 10-3:</u> Marktübersicht H ₂ -Transportvektoren 2022.	67
<u>Tabelle 10-4:</u> Hauptkomponenten eines LNG-Terminals.	68-69
<u>Tabelle 10-5:</u> TRL- Bewertung der Terminalkomponenten.	70
<u>Tabelle 10-6:</u> Stakeholderanalyse.	71
<u>Tabelle 10-7:</u> Allgemeine Annahmen für den Transport von H ₂ -Transportvektoren per Straße, Schiene und Binnenschiff	72
<u>Tabelle 10-8:</u> Spezifische Annahmen für den Transport von LH ₂ , LOHC, NH ₃ , MeOH und DME per Straße, Schiene und Binnenschiff	73

1.

Einleitung

Der Verbund „LNG2Hydrogen“ ist Teil eines der drei vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt finanzierten Wasserstoff-Leitprojekte „TransHyDE“, welches sich mit dem Transport und der Speicherung von Wasserstoff beschäftigt. Der Hintergrund des Verbunds liegt im LNG-Beschleunigungs-gesetz, das im Juni 2022 in Kraft trat und die Weichen für die langfristige Nutzung von LNG-Terminals stellt. Ab 01.01.2044 dürfen LNG-Anlagen nur weiterbetrieben werden, wenn sie mit klimaneutralem Wasserstoff oder anderen Grünen Molekülen (Transportvektoren) betrieben werden. Mit Blick auf dieses Ziel wurde das Projekt „LNG2Hydrogen“ ins Leben gerufen, um die technologischen, regulatorischen sowie normativen Herausforderungen zu identifizieren, die für eine Umrüstung gelöst werden müssen und um eine ganzheitliche Betrachtung der Terminalnutzung für die infrage kommenden Transportvektoren zu ermöglichen. Der Fokus des Projekts lag auf der Entwicklung einer wissenschaftlich fundierten Entscheidungsgrundlage, um LNG-Terminals als flexible, nachhaltige und effiziente „multi-use“-Infrastrukturen zu gestalten. Dabei wurden sowohl verfahrens- und sicherheitstechnische als auch betriebliche Aspekte einer Terminalkonzeptionierung adressiert. Zusätzlich spielten rechtliche und regulatorische Fragestellungen eine zentrale Rolle, insbesondere die Identifikation von Hemmnissen sowie die Schaffung von Anreizen zur Umrüstung der Terminals. Es wurden konkret die folgenden zentralen Fragestellungen adressiert:

Technologie: Welche technischen Anpassungen sind notwendig, um die heutige LNG-Infrastruktur für Wasserstoff und dessen Derivate nutzbar zu machen?

Regulierung und Normung: Welche rechtlichen und normativen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um den Betrieb von LNG-Terminals mit Wasserstoff sicher und effizient zu ermöglichen?

Ökonomische Betrachtung: Welche Kosten und Investitionen sind mit der Umstellung verbunden, und wie können diese durch technologische Innovationen optimiert werden?

Nachhaltigkeit: Wie kann die Umrüstung der Terminals zu einer möglichst hohen Effizienz und langfristigen Nachhaltigkeit beitragen, sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus ökologischer Perspektive?

Der vorliegende Synthesebericht fasst die Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen des 18-monatigen Projekts zusammen, das von Juni 2023 bis November 2024 bearbeitet wurde.

Wasserstoffstrategie [1]. Diese betont die Bedeutung von grünem Wasserstoff als Schlüssel zur Transformation der Energie-, Industrie- und Verkehrssektoren. Da Deutschland und Europa nicht nur kurz- und mittelfristig, sondern auch langfristig auf Energieimporte angewiesen sein wird, bietet das Projekt Lösungen, um LNG-Terminals als zentrale Knotenpunkte einer globalen Wasserstoffwirtschaft zu etablieren². Dabei wurde gezielt technologieoffen vorgegangen, um vielversprechende Wasserstofftransportvektoren zu untersuchen und ihre Eignung sowie Integration in bestehende Infrastrukturen zu bewerten. Im Rahmen dessen wurde ein Kriterienkatalog zur Beurteilung der H₂-Readiness für die verschiedenen Transportvektoren entwickelt (siehe Anhang).

Die Projektarbeit basierte auf der Zusammenarbeit zwischen wissenschaftlichen Institutionen und wirtschaftlichen Akteuren, insbesondere Terminalbetreibern und Technologieausrüstern, um zielgerichtete Diskussionen und die frühzeitige Anwendung der Projektergebnisse in industrielle und politische Planungen einzubinden. Workshops, Vorträge und Veröffentlichungen sorgten für eine Verbreitung und Nutzbarkeit der Erkenntnisse außerhalb des Projektverbunds, die mit der Ausarbeitung dieses Syntheseberichts unterstützt wird.

Die erarbeiteten Projektergebnisse bieten eine wertvolle Grundlage für Detailplanungen zukünftiger Terminalinfrastrukturen, systemanalytische Untersuchungen und weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Langfristig sollen sie dazu beitragen, Investitionskosten zu senken, Genehmigungsprozesse zu beschleunigen und betriebswirtschaftliche Risiken zu minimieren, wodurch die Umstellung von LNG-Terminals auf klimafreundliche Moleküle volkswirtschaftlich attraktiver wird.

Die erarbeiteten Projektergebnisse liefern eine fundierte Grundlage für politische und industrielle Entscheidungen. Sie stärken die wissenschaftliche Basis für zukünftige Entwicklungen und setzen Impulse für die Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur. Langfristig sollen diese Maßnahmen dazu beitragen, LNG-Terminals als zentrale Knotenpunkte einer globalen Wasserstoffwirtschaft zu etablieren. Das Projekt verdeutlicht die Bedeutung einer technologieoffenen, flexiblen und nachhaltigen Planung von Energieinfrastrukturen als Schlüssel zur Bewältigung globaler Energie- und Klimaherausforderungen.

² 50 - 70% des zukünftigen H₂-Bedarfs werden voraussichtlich importiert werden müssen.

2.

Technologische Bestandsaufnahme von Terminals zum Import von LNG und weiteren H₂-Transportvektoren

Zunächst werden die H₂-Transportvektoren definiert und physikalische und chemische Parameter sowie Betriebsparameter zusammengestellt. Neben der technologischen Bestandsaufnahme eines LNG-Terminals, erfolgt zudem eine Marktübersicht und ein Ausblick zu den Transportvektoren. Dabei werden folgende Marktkomponenten analysiert: Handels- und Transportrouten, Regasifizierungskapazitäten weltweit, Marktanteile der Produktion und des Verbrauchs, Bedarf innerhalb der EU/Europa, Reedereien und Anlagenbetreiber.

2.1.1 Definition und Leistungsdimensionen H₂-Transportvektoren

Als H₂-Transportvektoren (kurz Vektor) werden alle chemischen Verbindungen, in denen molekularer Wasserstoff gebunden ist oder auch molekularer Wasserstoff selbst, bezeichnet. Je nach betrachtetem Vektor sind unterschiedliche Anforderungen an Transport und Speicherung durch die unterschiedlichen physikalischen und thermodynamischen Eigenschaften notwendig. Betrachtet wurden Flüssigwasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃), Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), Methanol (MeOH), Dimethylether (DME) und Synthetisches Erdgas (SNG). Aufgrund der geringen Energiedichte stellt gasförmiger Wasserstoff für den internationalen Schiffstransport keine effiziente Transportart dar und wurde aus diesem Grund in der weiteren Betrachtung als Transportvektor für den Schiffs-

transport nicht berücksichtigt. Im Kontext von SNG, Methanol und DME wurde noch Kohlenstoffdioxid (CO₂) als notwendige Komponente des Kreislaufs untersucht. Eine umfassendere Definition aller untersuchten Stoffe die unter anderem Einschätzungen für Umweltgefahren, Zündgrenzen, Detonationsgrenzen, GWP-Wert und weitere beinhaltet, ist in Tabelle 10-1 und dessen Leistungsdimensionen in Tabelle 10-2 aufgeführt. Um eine Einschätzung der einzelnen Vektoren in Bezug auf Transportvolumen, Energiegehalt und Wasserstoffgehalt vornehmen zu können, wurden alle Vektoren in Bezug auf ihre Transporteigenschaften verglichen. Dies ermöglicht eine Abschätzung der benötigten Terminal- und Schiffskapazitäten, um eine definierte Energiemenge zu importieren.

Tabelle 2-1: Transporteigenschaften von Wasserstoffvektoren

	LH ₂	NH ₃	DME	SNG	MeOH	LOHC	CO ₂
Aggregatzustand beim Transport	flüssig						
Druck (bar)	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	7-15
Temperatur (°C)	-253	-34	-25	-162	T _A ²	T _A	-52 bis -30
Dichte (kg/m³)	71	682	667	423	787	876-988	1163
Spezifischer Energieinhalt LHV (MJ/kg)	119,9	18,6	28,9	50,0	20	7,6 (H ₂)	n.a.
Spezifischer Energieinhalt LHV (kWh/kg)	33,3	5,17	8,03	13,9	5,56	2,1 (H ₂)	n.a.
Wasserstoff-Gehalt (Gew.-%)	100	17,8	13,0	25,1	12,6	6,2	n.a.

2.1.2 Marktübersicht H₂-Transportvektoren

Eine Marktübersicht, die die einzelnen Marktsituationen, -entwicklungen und aktuellen Transportkapazitäten für den schiffsgebundenen Transport der H₂-Vektoren wiedergibt, wurde erstellt. Hier-für wurde als Ankerjahr 2022 gewählt und wenn möglich wurde ein Ausblick der zukünftigen Transportkapazitäten gegeben (auch unter Einbeziehung von Projektankündigungen). Aus Abbildung 2-1: Marktübersicht der verschiedenen Vektoren im Ankerjahr 2022 wird ersichtlich, dass die Infrastrukturen des LNG-Transports (und somit auch SNG-Transports) bereits skaliert sind. Bei allen anderen Vektoren sind wenige, bis keine Schiffs- und Terminalkapazitäten vorhanden. Die Daten für die verfügbaren LOHC Mengen (BT und Toluol) sind nicht eindeutig belegbar zu ermitteln, daher wurde LOHC in dieser Betrachtung ausgeklammert. Eine Zusammenfassung der Marktübersicht mit dem Bezugsjahr 2022 und einer Aussicht auf 2030 findet sich im Anhang in Tabelle 10-3.

2.1.3 Technologische Bestandsaufnahme LNG-Terminals

Für die spätere Analyse der Weiternutzung oder Umrüstung für die H₂-Vektoren wurden die Haupt-komponenten eines LNG-Terminals herausgestellt. Es gibt zwei Varianten von LNG-Terminals, Landterminals und schwimmende Terminals (FSRU – Floating Storage & Regasification Unit). Funktion und Ausstattung der Komponenten sind ähnlich, allerdings unterscheidet sich die Ausführung insbesondere beim Tank und bei der Regasifizierungsanlage. Die notwendige thermische Energie für die Verdampfung wird bei FSRUs mithilfe von Seewasser oder der Verbrennung von LNG bereitgestellt. Bei Landterminals sind alle Komponenten landseitig angeordnet. Die Übergabe der Ladung

Marktübersicht 2022

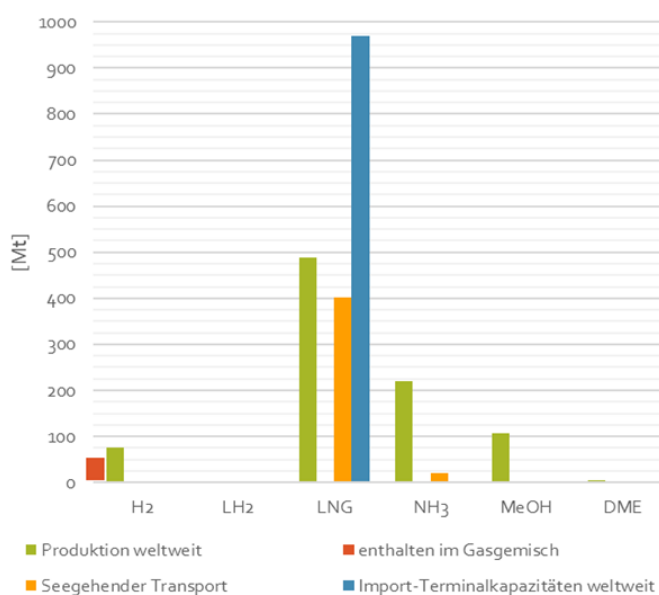


Abbildung 2-1: Marktübersicht der verschiedenen Vektoren im Ankerjahr 2022

geschieht am Anleger (Jetty) über kryogene Ladearme. Beim FSRU sind alle Komponenten auf der schwimmenden Einheit installiert, die üblicherweise an dem Jetty vertäut ist (siehe Abbildung 2-2: Varianten der Anordnung bei LNG-Terminals (oben Landterminal, unten schwimmendes Terminal)). Über einen Hochdruckladearm wird das Gas nach der Verdampfung an die landseitige Installation übergeben. Zur Übergabe zwischen LNG-Carrier und FSRU kommen

³TA: Umgebungstemperatur

kryogene Schläuche zum Einsatz. Es gibt auch vereinzelt FSRUs in ‚Cross Jetty-Anordnung‘ oder Einheiten, die Offshore über Bojen oder sogenannte Turrets installiert und entladen werden, diese werden hier jedoch nicht betrachtet, da die FSRUs an der deutschen Küste an Jetties installiert sind. Nach der Entladung wird das LNG im LNG-Lagertank gelagert. Der Lagertank fungiert als Zwischenspeicher, um eine kontinuierliche Ausspeisung zu ermöglichen.

Über eine Niederdruck- und eine Hochdruckpumpe wird das LNG zur Regasifizierungseinheit transportiert und dort in den gasförmigen Zustand überführt, bevor es in das Gasnetz eingespeist wird. Über eine direkte Ausspeisung kann flüssiges LNG auch für die Betankung beispielsweise von LKWs verwendet werden. Boil-Off Gas (BOG) entsteht durch unvermeidbaren Wärmeeintrag in den Tank, in die Rohrleitungen und durch den Wärmeeintrag der Pumpen. Zum BOG-

Handling wird ein Re-Condenser verwendet, der zwischen der Niederdruck- und der Hochdruckpumpe installiert wird. Hier wird das BOG mithilfe eines BOG-Kompressors in die unterkühlte Flüssigkeit einkondensiert. Dies ist eine energetisch effizientere Lösung, verglichen mit einer Kompression des BOG auf Ausspeisedruck, die bei manchen kleineren Terminals Verwendung findet. Aus gleichem Grund kommt bei LNG-Terminals auch keine Rückverflüssigung zur Anwendung. Beim Entladen des LNG-Carriers und dem gleichzeitigen Beladen des Speichertanks (landseitig oder FSRU) wird durch den Flüssigkeitseintrag Gas verdrängt. Gleichzeitig muss ein Unterdruck im schiffseitigen Tank vermieden werden. Hierfür wird eine Gaspendelleitung verwendet [2]. Die Hauptkomponenten eines LNG-Terminals sind in Tabelle 10-4 zu finden.

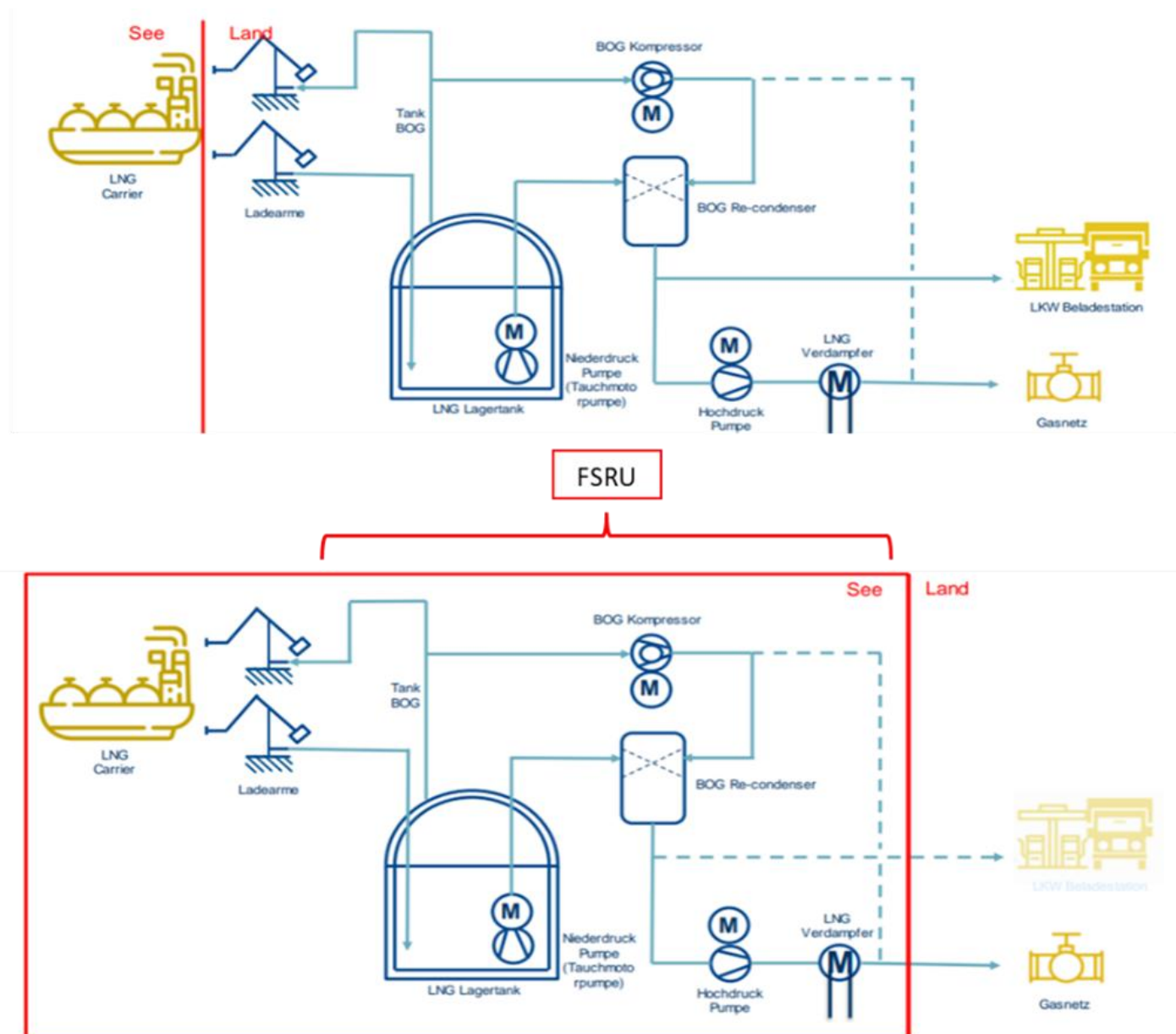


Abbildung 2-2: Varianten der Anordnung bei LNG-Terminals (oben Landterminal, unten schwimmendes Terminal)

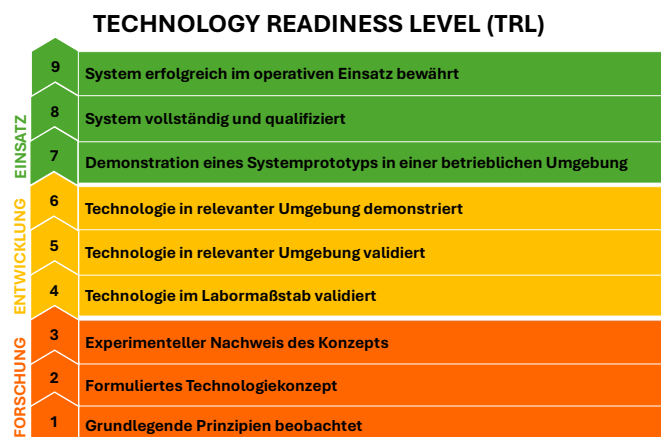


Abbildung 2-3: Technology Readiness Level (TRL) Skala

2.1.4 TRL-Bewertung der Hauptkomponenten bei Umrüstung eines LNG-Terminals

Die Entwicklung der TRL-Skala in den 90er Jahren geht auf die National Aeronautics And Space Administration (NASA) zurück. Das Ziel dieses Projektes war es, die Ausgereiftheit von Weltraumtechnologie in der Entwicklung, vom Gedanken eines Grundprinzips, bis zur Einsatzbereitschaft, anhand eines messbaren und übersichtlichen Leitfadens bestimmen zu können. Hierfür wurden Level von eins bis neun definiert, in die der Forschungsfortschritt einer Technologie eingeordnet werden kann. Je höher das TRL ist, desto näher an der Marktreife liegt ein Produkt. Über die Zeit verbreitete sich die Anwendung von TRL in verschiedenste Bereiche.³

Die TRL der Komponenten für LNG und die Transportvektoren wurden nach der TRL-Skala bewertet. Die Bewertung der einzelnen Terminalkomponenten kann in Tabelle 10-5 eingesehen werden.

In den meisten Fällen liegt ein TRL 8-9 vor. Der Lagertank in Flachbodenausführung, Verdampfer und das Kältesystem für Flüssig-

wasserstoff bewegt sich derzeit noch in einem TRL 5-6, Ammoniak Cracking hat ein TRL von 6-7 und das TRL von DME-Schiffen liegt bei 7. Durch den Fortschritt in der Technik werden die Wertschöpfungsketten der Transportvektoren vervollständigt, was sich auf die Transportoptionen auswirkt.

2.1.5 Transportrouten H₂-Transportvektoren

Der Transport von H₂ mit Schiffen ist verschiedenen Analysen zur Folge ab einer Entfernung zwischen 5.000-10.000 km günstiger im Vergleich zum Transport per Pipeline [3–5]. Die zukünftigen Transportrouten der Vektoren zwischen den Terminals, werden sich an den bisherigen Transportrouten für fossile Energieträger orientieren. Deshalb wurde zuerst mittels GIS-Software basierend auf öffentlich zugänglichen Daten eine Übersicht über bereits existierende Terminals für LH₂, NH₃, LOHC (Ölterminals) und MeOH weltweit erstellt (siehe Abbildung 2-4).

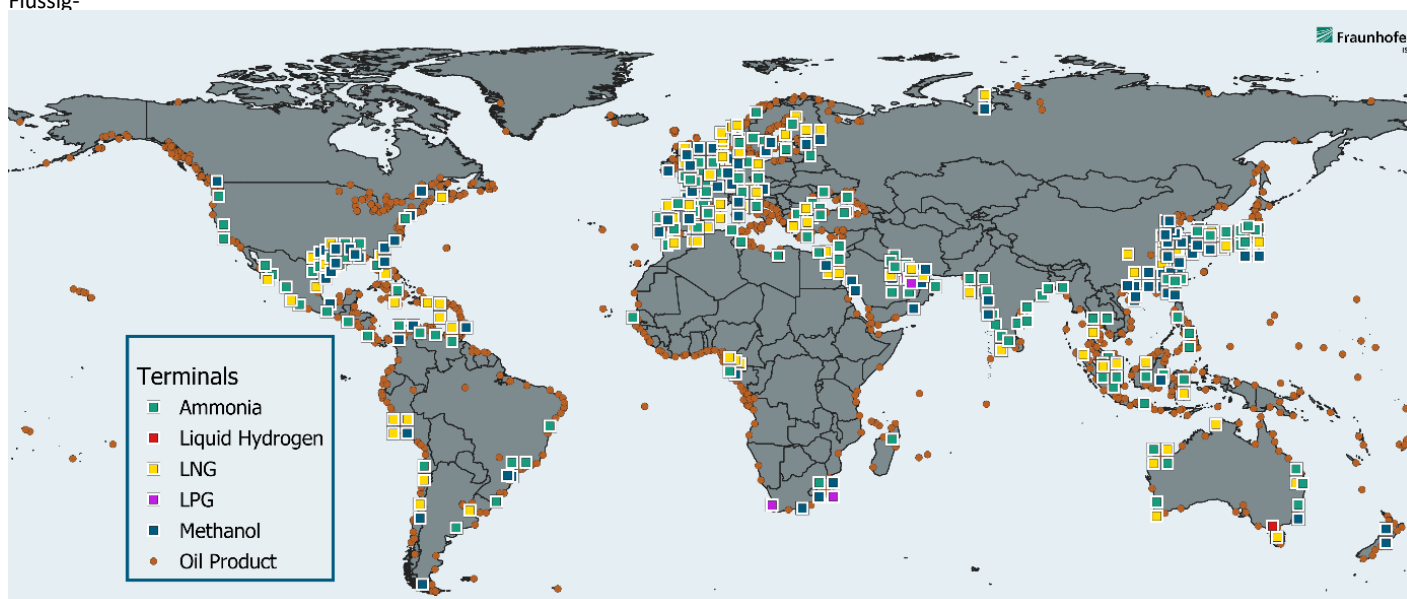
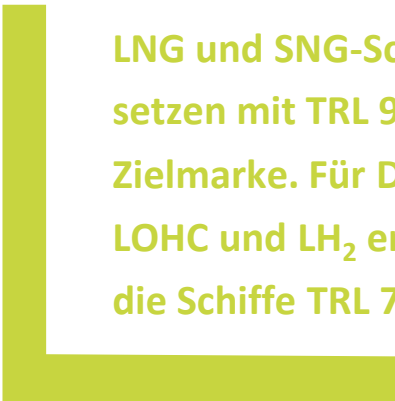


Abbildung 2-4: Übersicht der existierenden H₂ und anderer Transportvektoren Terminals weltweit

⁴ <https://www.nasa.gov/directorates/somd/space-communications-navigation-program/technology-readiness-levels/>



LNG und SNG-Schiffe setzen mit TRL 9 die Zielmarke. Für DME, LOHC und LH₂ erreichen die Schiffe TRL 7-8.

Des Weiteren wurde eine Studie erstellt die die technischen Herausforderungen von Transportschiffen dargelegt und den aktuellen Stand sowie die Entwicklungen der Transportschiffe für die einzelnen Vektoren anhand exemplarischer Beispiele vorstellt. Diese „Transportschiffsstudie“ wird als wissenschaftliche Studie im Rahmen von TransHyDE veröffentlicht werden. LNG und SNG-Schiffe setzen mit TRL 9 die Zielmarke. Für DME, LOHC und LH₂ erreichen die Schiffe TRL 7-8. Mittelfristig ist davon auszugehen, dass in BT-H (Benzyl Toluene-Hydrogenated) gespeicherter H₂ in gängigen Öl-Produkttankern zu verschiffen ist [6].

2.1.6 Stakeholderanalyse

Für einen Überblick der Aktivitäten in den Bereichen Betrieb (schiffs- und landseitig), EPC (Engineering-Procurement-Construction), Anlagenbau, Equipment-Hersteller, Werftbetreiber und weitere für die Lagerung und den Transport von LNG, LH₂, NH₃, LOHC, MeOH und DME wurde eine Stakeholderanalyse durchgeführt (siehe Tabelle 10-6). Aus der Analyse der Stakeholder lassen sich Aussagen über die Marktreife der Transportvektoren ableiten. Eine große Zahl von identischen oder auch konkurrierenden Stakeholdern über die gesamte Wertschöpfungskette weist auf einen gut ausgebildeten Markt hin, wie dies zum Beispiel bei LNG der Fall ist. Auch der NH₃-Markt ist dementsprechend gut ausgebildet. Hierbei ist aber zu beachten, dass die gehandelte Menge noch nicht der Zielgröße entspricht, die als Energieträger notwendig wäre [7]. In der Analyse der LH₂ Stakeholder lässt sich erkennen, dass eine größere Zahl an Firmen LH₂ als Zukunftsmarkt definiert, jedoch noch keine konkreten Projekte oder Produkte zum Transport in größerer Skalierung vorliegen. Die weltweite Wasserstoff-Verflüssigungskapazität hat sich in den letzten drei Jahren auf niedrigem Niveau nahezu verdoppelt. Die bestehende Öltransportkette wird zwar als Potenzial für den LOHC-Transport definiert, allerdings lassen sich aus diesem Markt noch keine Impulse erkennen.

3.

Konzept eines Importterminals für H₂-Transportvektoren mit wesentlichen Komponenten

In Kapitel 3 werden die verfahrenstechnischen Konzepte der H₂-Importterminals für alle betrachteten Transportvektoren vorgestellt. Beginnend mit der technologischen Beschreibung der Konzepte anhand einfacher Fließbilder wurden weiterführend 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.

Technische Ausarbeitung der verfahrenstechnischen Konzepte der verschiedenen H₂-Transportvektoren

Basierend auf im Projekt definierten Rahmenbedingungen und Systemgrenzen wurden verfahrenstechnische Konzepte für Importterminals für alle Transportvektoren erstellt. Die Kapazitäten der Terminalkonzepte entsprechen dem energetischen Output der in Deutschland geplanten landbasierten LNG-Terminals. Diese können jährlich im Schnitt rund 10 bcm LNG importieren (100 TWh/a, entspricht ca. 3 Mio. t H₂/a). 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.

3.1.1 Methodik

Für eine vergleichbare Erstellung der verfahrenstechnischen Kon-

zepte 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 Pipelinetransport benötigten Drucks von 80 bar

Die entwickelten Prozessketten enthalten alle Prozessschritte und die notwendigen Hauptapparate, die zur Umwandlung in gasförmiges H₂ benötigt werden.

Für die kohlenstoffbasierten Vektoren (SNG, DME, MeOH) wurden folgende Annahmen getroffen: Die Prozessketten weisen einen möglichst geschlossenen Kohlenstoffkreislauf auf. Daher wird das bei der Reformierung gebildete CO₂ mit einem Abscheidegrad von 99 % abgeschieden. Die Restlichen zur Synthese im Exportland notwendigen 1 % werden über Direct-Air-Capture (DAC) bereitgestellt (siehe Kapitel 8). 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 DAC oder eine biogene CO₂-Quelle denkbar. Die Art der CO₂-Quelle hat Einfluss auf die Terminal-effizienz im Importland sowie den CAPEX des Importterminals, da ggf. die CO₂-Verflüssigung und der Schifffransport entfallen können.

3.1.2 Konventionelles landbasiertes LNG-Terminal

Nach der Entladung vom LNG-Carrier wird das LNG in großen, vakuumisolierten kryogenen Tanks gespeichert (Abbildung 3-1). Verdampfte Gasmengen, so genanntes Boil-off-Gas (BOG), werden durch Rekondensier wieder verflüssigt. Das flüssige LNG wird durch eine Hochdruck-Pumpe auf das für das Gasnetz notwendigen Druck gebracht. In der Regasifizierungsanlage wird das LNG erwärmt und

3.1.3 Terminalkonzept H₂

Aufgrund der Ähnlichkeit vom LH₂- und LNG-Terminal kann das Blockfließbild für den Prozess aus dem LNG-Bereich abgeleitet werden. Nach Ankunft des LH₂-Tankers am Terminal wird dieser an das Entladesystem angeschlossen (Abbildung 3-2). Das Entladesystem besteht aus mehreren flexiblen Transferarmen mit vakuumisolierten Leitungen. Über diese Verbindung zum Onshore-Bereich

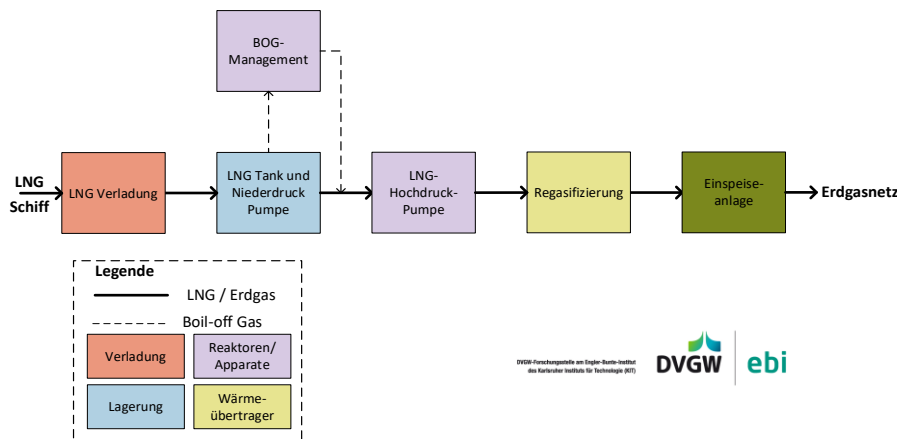


Abbildung 3-1: Terminalkonzept konventionelles landbasiertes LNG-Terminal weltweit

in den gasförmigen Zustand überführt. Die notwendige Wärme zur Verdampfung kann durch Meerwasser, Luft oder verbrennen von Gas bereitgestellt werden. Anschließend kann es in einer Einspeiseanlage in das Gasnetz eingespeist werden. Eine detaillierte Beschreibung es konventionel-len LNG-Terminals findet sich in Kapitel 2.

des Terminals strömt das LH₂ in den Flachbodentank. BOG entsteht beim Entladen und durch Wärmeverluste im isolierten Tank. Das BOG wird einem aktiven BOG-Management-System zugeführt. Für den Notfall ist zusätzlich ein Fackelsystem vorgesehen, da Wasserstoff ein Treibhausgas ist. Im Störfall wird Wasserstoff zu Wasser oxidiert und in die Umgebung emittiert. Für die Einspeisung in ein Pipelinesnetz ist eine Verdichtung des LH₂ auf ca. 80 bar erforderlich. Nach dem Tank folgt das LH₂-Pumpsystem für den flüssigen Wasserstoff. Anschließend wird der Hochdruck-LH₂ in einem Verdampfer wieder auf Umgebungstemperatur erwärmt. Mit diesem Druck und dieser Temperatur kann der Hochdruck-GH₂ in das Pipelinesnetz eingespeist werden.

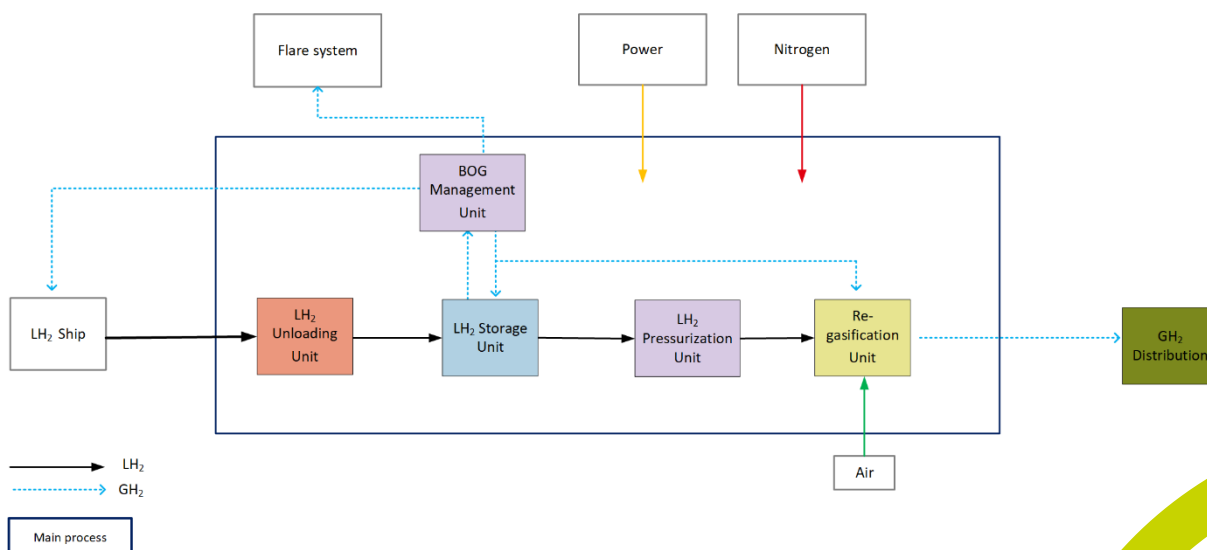


Abbildung 3-2: Terminalkonzept LH₂

Das beschriebene Terminalkonzept ist laut Komponentenhersteller 2035 umsetzbar, und hat eine Kapazität von einem Fünftel des Referenzterminals. Ein entsprechendes 100 TWh-Terminal würde demnach aus 5 Modulen bestehen.

Im Normalbetrieb werden 3% des Wasserstoffs zur Verdampfung aufgewendet. Somit entsteht kein Verlust des BOG. Die Kälte des verdampfenden Wasserstoffs kann in elektrische Leistung umgewandelt werden. Für ein Modul des Referenzterminals beträgt das theoretische Potenzial für die zurückgewonnene Leistung 106 MW. In einem realen Verfahren können 50 MW (einfacheres Verfahren) bis 70 MW (komplexes 4-stufiges Verfahren) gewonnen werden. Das Verfahren könnte 2040 umsetzbar sein.

3.1.4 Terminalkonzept NH_3

Im NH_3 -Terminal wird entsprechend des BFD in Abbildung 3-3 flüssiges NH_3 in einem mit PSA-Abgas und NH_3 befeuerten Reformer katalytisch gecrackt. Das freigesetzte H_2 wird anschließend durch eine PSA aufgereinigt und direkt in das H_2 -Netz eingespeist.

NH_3 wird dazu knapp unter dem Siedepunkt (-34°C) angelandert und flüssig gespeichert. Das in den Tanks verdampfende NH_3 (BOG) wird rückverflüssigt und in die Tanks zurückgeführt.

Für den Prozess wird das NH_3 über Pumpen auf einen Prozessdruck von 80 bar gebracht – dies erspart eine energieintensive Kompression des Produktgases im Nachgang. Anschließend wird das NH_3 über das Abgas des Reformerbrenners und die Restwärme des Produktgases verdampft und vorgeheizt. Im folgenden Vor-Reformer wird etwa ein Fünftel (18 %) des NH_3 in einem, mit Katalysator gefüllten Rohrbündelreaktor, zu H_2 und N_2 umgesetzt.

Beheizt wird dieser mit dem rund 800°C heißen Produktgasstrom des Hauptreformers. Nach dem Vor-Reformer wird der Gasstrom in einem weiteren Wärme-tauscher über das Reformerbrennerabgas auf 810°C aufgeheizt und dem Hauptreformer zugeführt. Der Hauptreformer wird mit dem Brenner direkt beheizt und setzt das restliche NH_3 fast vollständig zu H_2 und N_2 um.

Das Produktgas wird anschließend über den NH_3 -Eduktstrom in zwei Stufen abgekühlt und dann der PSA zur Aufreinigung zugeführt⁵. Für die PSA wurde eine Wasserstoffrückgewinnung von 87,5 % angenommen, hierfür wurden Erfahrungen aus der Erdgasreformierung zu Grunde gelegt. Dieser Wert wurde für alle Terminalkonzepte vereinheitlicht. Das PSA-Abgas (26,5 mol % H_2 , 2,5 mol % NH_3 , 71 mol % N_2) wird im Reformerbrenner verfeuert. Zusätzlich wird dem Reformerbrenner vorgewärmtes NH_3 und Luft zugeführt. Das H_2/NH_3 -Verhältnis im Brenner, bezogen auf den Heizwert, liegt bei etwa 1,9 (65 mol % H_2 , 35 mol % NH_3). Die im Brenner entstehenden Stickoxide (NO_x) werden in einer Abgasanlage bei einer Temperatur von circa 425°C mit NH_3 reduziert.

Der gesamte Prozess ist über den Anteil des Vor-Reformers und die Wärmerückgewinnung so dimensioniert, dass er ohne einen Kühlwasserkreislauf auskommt. Aktuelle Reformersysteme werden mit einem Prozessdruck zwischen 20 bar und 40 bar betrieben. Der hier ausgearbeitete Prozess ist auf den Betrieb mit 80 bar ausgelegt und arbeitet geringfügig effizienter. Die Fertigung der Komponenten für die hohen Betriebsdrücke ist mit Mehrkosten verbunden. Eine Abwägung zwischen Fertigungs- und Betriebskosten wäre erforderlich, um die teureren Bauteile zu rechtfertigen.

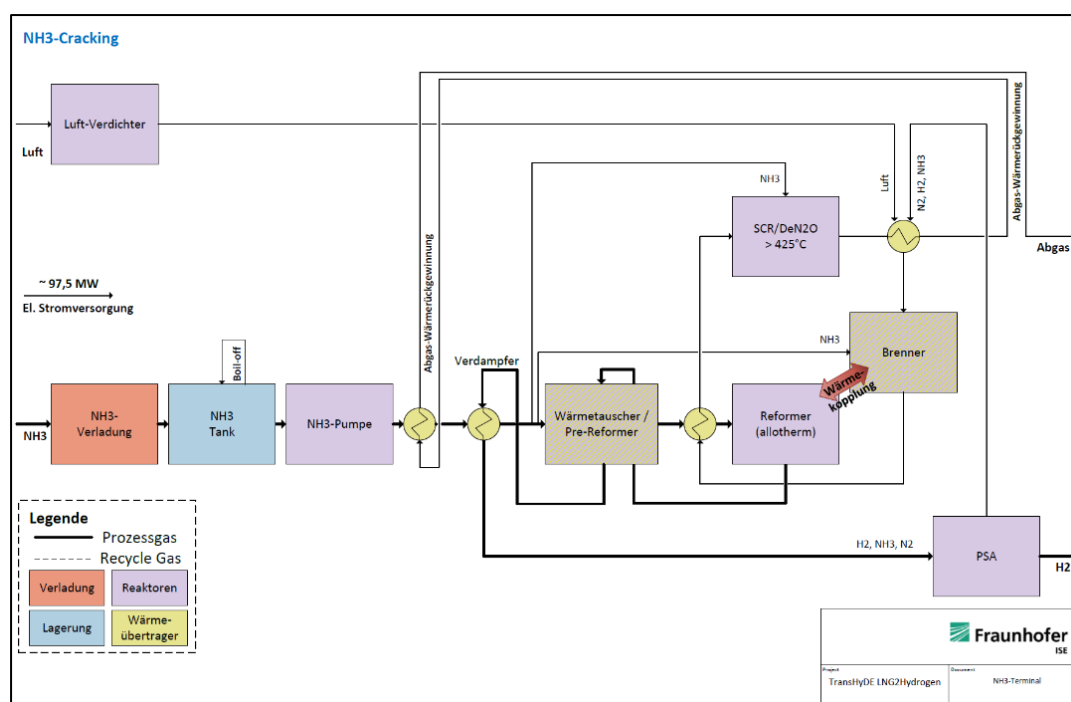


Abbildung 3-3: Terminalkonzept NH_3

⁵ In der Praxis werden PSA zur H_2 -Erzeugung mit rund 30 bar betrieben. Damit liegt der übliche Betriebsdruck unterhalb den in diesem Projekt angenommenen 80 bar.

3.1.5 Terminalkonzept LOHC

Die Wasserstofffreisetungsanlage (Release Plant, RP) löst in einem katalytischen Prozess den gebundenen H_2 aus dem LOHC Perhydro-Benzyltoluol (BT-H). Das wasserstoffbeladene BT-H wird im Standardbetriebsfall zunächst aus einem Tagestank, der als Puffer dient, durch zwei in Reihe geschaltete Rohrbündelwärmeübertrager auf 290 °C vorgewärmt. Die Vorwärmung erfolgt hierbei vollständig durch Prozesswärme. Das BT-H durchströmt dabei die Mantelseite des Kondensators und anschließend die Mantelseite des Gaskühlers. Schließlich tritt das flüssige BT-H mit einem Druck von ca. 3,5 bar (a) von unten in die Reaktoren ein. Alle Reaktoren werden parallel betrieben und sind als Rohrbündelreaktoren ausgelegt (Abbildung 3- 4: Terminalkonzept LOHC). Die Reaktionsrohre nehmen hierbei das Katalysatormaterial auf. Die endotherme Reaktion bildet bei 300 - 330 °C eine Gasphase (Roh- H_2), die aus H_2 und BT besteht. Die erforderliche Reaktionswärme wird durch externe Wasserstoff-brenner und Thermalöleinheiten über die Mantelseite der Reaktoren bereitgestellt. Die Gasphase verlässt hierbei den Reaktor voll-ständig und wird zur Wärmerückgewinnung auf der Rohrseite des Gaskühlers und der ersten Kondensatorstufe genutzt.

Das daraufhin auf 170 °C abgekühlte Gemisch besteht aus einer flüssigen Phase, die hauptsächlich aus BT besteht und einer gasförmigen Phase, die hauptsächlich aus H_2 besteht.

In der Phasentrenneinheit wird das gesättigte H_2 BT-Gemisch in einem luftgekühlten Wärmetauscher auf etwa 15 °C über der Umgebungstemperatur abgekühlt. Ein nachgeschalteter Abscheider trennt weiteres Kondensat ab.

Im Anschluss an die Phasentrennung wird das BT entgast und nach einer „in Line“-Qualitätskontrolle dem BT-Tagestank zugeführt. Vom Tagestank wird das entladene LOHC (BT) in die Tankfarm zu den Lagertanks gefördert und von dort aus mittels Schifftransport zur Hydrieranlage zurückgebracht. Die Lagerung erfolgt bei Standard-bedingungen ähnlich zu den Transportbedingungen.

Parallel zur BT-Entgasung wird das Wasserstoffgas über einen zwei-stufigen Prozess „Kompression und Kühlung“ H_2 -verlustfrei auf die geforderten 80 bar gebracht und die H_2 -Qualität gemäß Vorgabe feinjustiert. Die hierdurch entstandenen Kondensatströme werden abgeführt. Im H_2 -Qualitätsmodul werden abschließend alle notwendigen Qualitätsanforderungen sichergestellt und aufgezeichnet, um es schlussendlich in die Pipeline einzuspeisen.

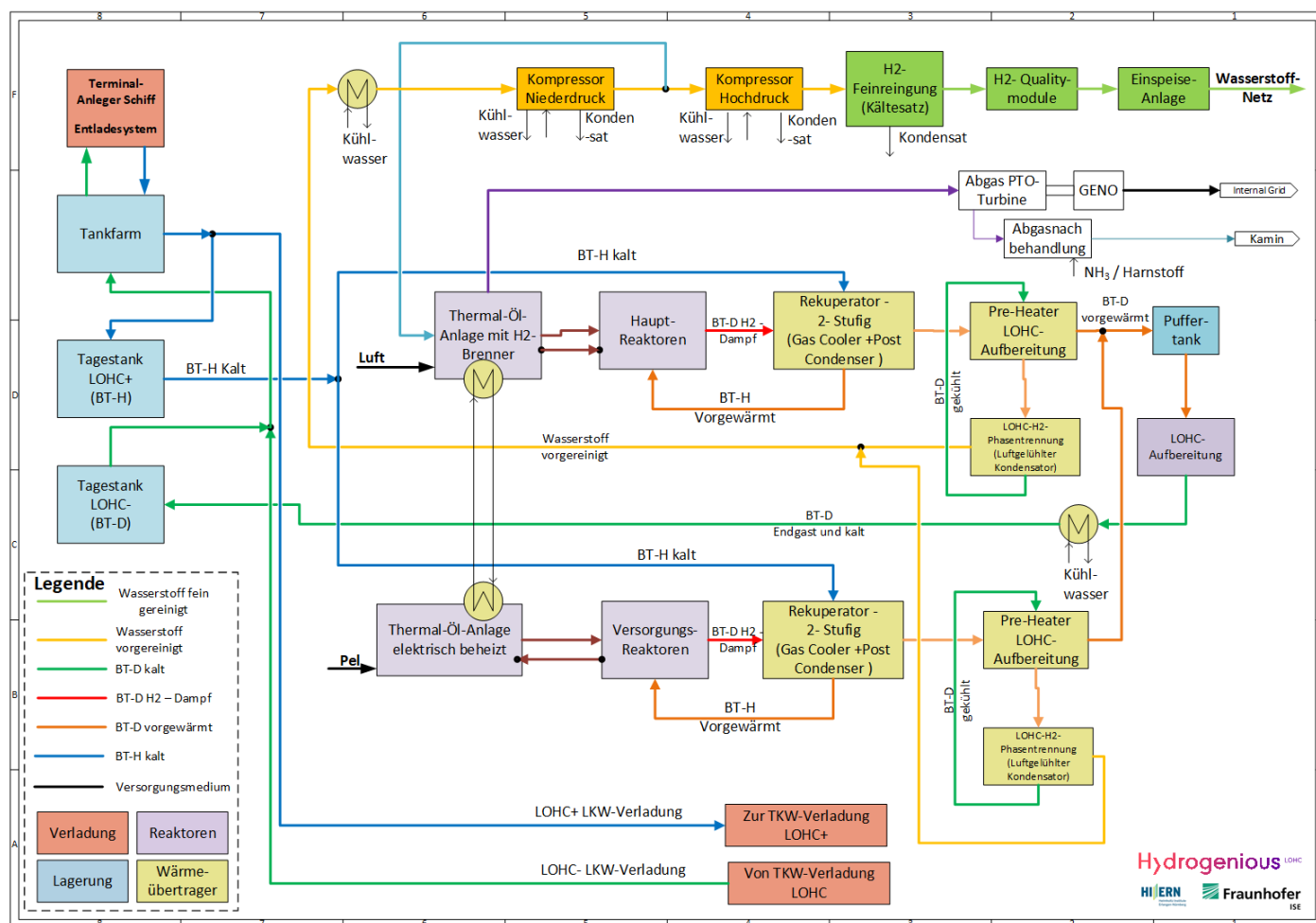


Abbildung 3-4: Terminalkonzept LOHC

3.1.6 Terminalkonzept MeOH

Für den Methanol-Terminal wurde eine einstufige Dampfreformierung zu Grunde gelegt, da dieser Prozess für Methan (MSR) bereits etabliert ist und somit eine schnelle Anpassung und Umsetzung für MeOH realisierbar scheint. Das im Brenner und Reformer entstehende CO_2 wird dabei zu 99 % zurückgewonnen – ein Aufwand, der je nach Herkunft der grünen MeOH-Moleküle nicht unbedingt erforderlich, aber sinnvoll ist und bei der weiteren Bilanzierung berücksichtigt werden muss.

Für die MeOH-Dampfreformierung wird das MeOH zunächst aus dem Zwischenspeicher auf den erforderlichen Prozessdruck von 15 bar gepumpt und mit dem Prozesswasser gemischt (Abbildung 3-5). Über drei Wärmetauscher wird dann der gesamte Eduktstrom verdampft und auf 170 °C vorgewärmt. Als Wärmequellen dienen hier der Produktgasstrom aus dem Reformer (250 °C) und das Brennerabgas (300 °C). Im direkt befeuerten Reformer wird das MeOH anschließend mit dem Wasser zu H_2 , CO_2 , H_2O , CO sowie einem kleinen Rest MeOH (0,2 mol %) umgesetzt. Das im Produktstrom enthaltene Wasser und Restmethanol wird nach einem Kühler bei 40 °C abgeschieden und dem Prozess vorne wieder zugeführt. Das trockene Produktgas wird danach in drei Stufen von 15 auf 80 bar verdich-

tet und einer Anlage zur CO_2 -Abscheidung (Selexol) zugeführt, die 99 % des enthaltenen CO_2 abscheidet. Anschließend wird das Produktgas in einer PSA aufgereinigt und dem H_2 -Netz zugeführt⁶.

Das Abgas der PSA wird dem Brenner am Reformer zugeführt, der zusätzlich mit MeOH befeuert wird. Für den Brenner ergibt sich ein Brenngasverhältnis ($\text{H}_2 + \text{CO}$)/MeOH von 0,66, bezogen auf den Heizwert.

Das Brennerabgas dient der Edukt-Vorwärmung und der Vorwärmung des PSA-Abgases vor dem Brenner. Die bei der Verbrennung entstandenen 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 abgeschieden und dann 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, aber für die Kostenkalkulation aufgeschlüsselt und separat gerechnet.

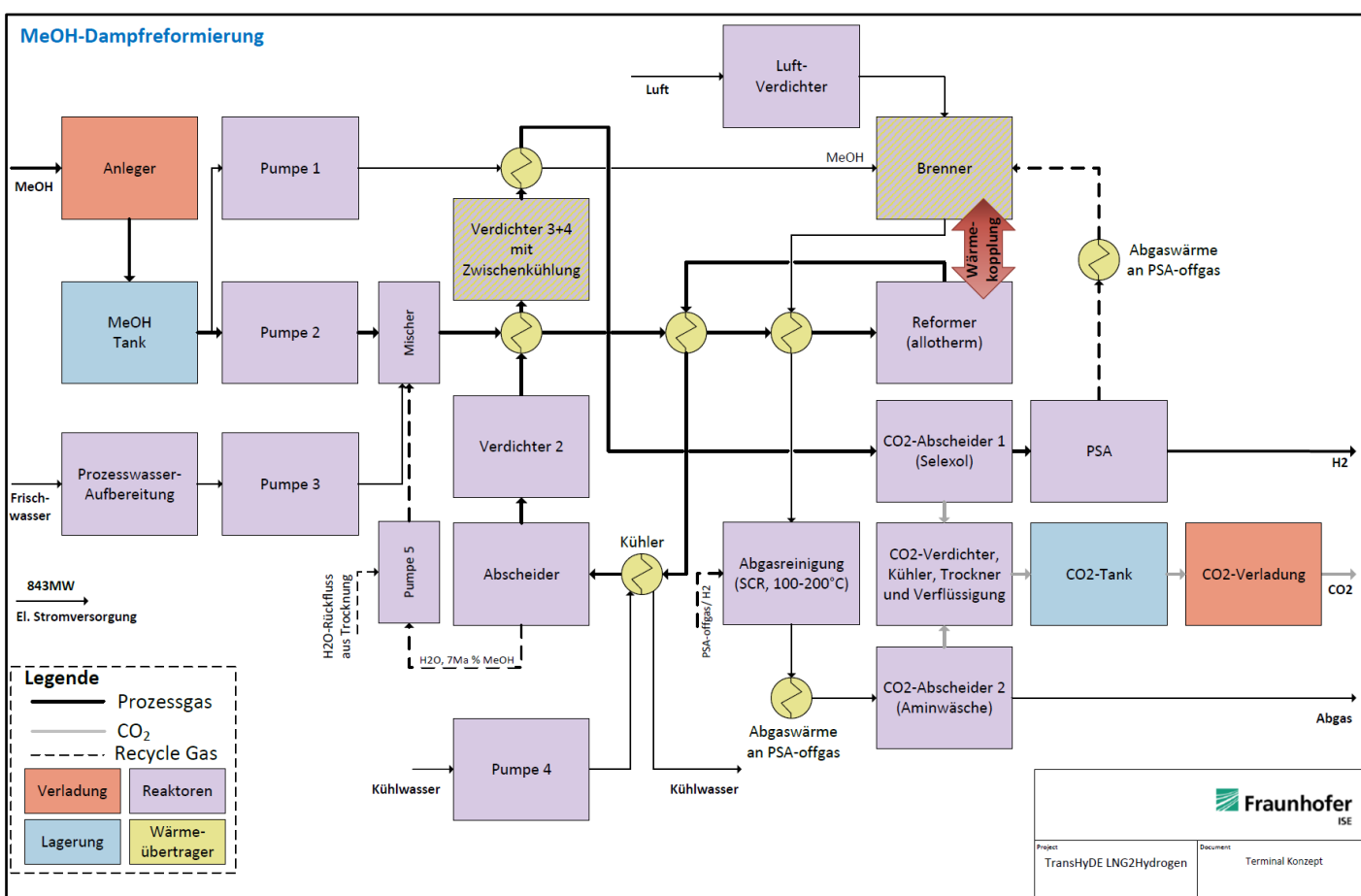


Abbildung 3-5: Terminalkonzept MeOH

⁶ In der Praxis werden PSA zur H_2 -Erzeugung mit rund 30 bar betrieben. Damit liegt der übliche Betriebsdruck unterhalb den in diesem Projekt angenommenen 80 bar.

3.1.7 Terminalkonzept SNG

Kernstück der Anlage zur Herstellung von Wasserstoff aus SNG ist der Autotherme Reformer (ATR). In diesem wird das Methan bei über 1.000 °C und unter stöchiometrischer Zufuhr von Sauerstoff in ein Wasserstoff- und Kohlenmonoxidreiches Gas gespalten (Abbildung 3-6). Die Anlage ist so konzipiert, dass neben SNG (reines Methan) auch LNG verarbeitet werden kann. Dazu sind vor dem ATR eine Entschwefelung sowie ein Pre-Reformer angeordnet. Letzterer dient der Spaltung höherer Kohlenwasserstoffe, wie sie im LNG vorliegen. Nach dem ATR wird in zwei Shift-Stufen Kohlenmonoxid mit Wasserdampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgesetzt. Das CO₂ wird durch physikalische Gaswäsche abgetrennt, unter Druck kalt verflüssigt, durch Destillation gereinigt und gespeichert. In einer Druckwechsel-Adsorptionsanlage (PSA)⁷ wird der Wasserstoff vor der Einspeisung ins Netz fein gereinigt. Das Rückspülgas aus der PSA wird einer Feuerung zugeführt. In einer chemischen Gaswäsche wird das Kohlendioxid aus dem Feuerungsabgas abgetrennt. Dadurch wird

ein CO₂-Rückgewinnungsgrad von 99 % bezogen auf die Gesamtanlage erreicht.

Das Wärmeintegrationskonzept der Gesamtanlage sieht eine Vorwärmung des Gases vor dem ATR mit abzukühlendem Prozessgas hinter dem ATR vor. Die maximale Wandtemperatur in den Wärmetauschern wird auf ca. 600 °C begrenzt, um auf den Einsatz teurer Nickelbasis-Legierungen verzichten zu können. Die Kälte des eingespeisten flüssigen Methans wird zur CO₂-Verflüssigung genutzt.

Überschüssige Wärme aus dem Prozess wird zur Produktion von überhitztem Hochdruck-Dampf genutzt. Mit diesem wird durch Turbinenantrieb der Haupt-Prozessgaskompressor betrieben. Da die Kompression des Prozessgases vor der CO₂-Abtrennung erfolgt, kann auf Kolbenverdichter zur Wasserstoffkompression verzichtet werden.

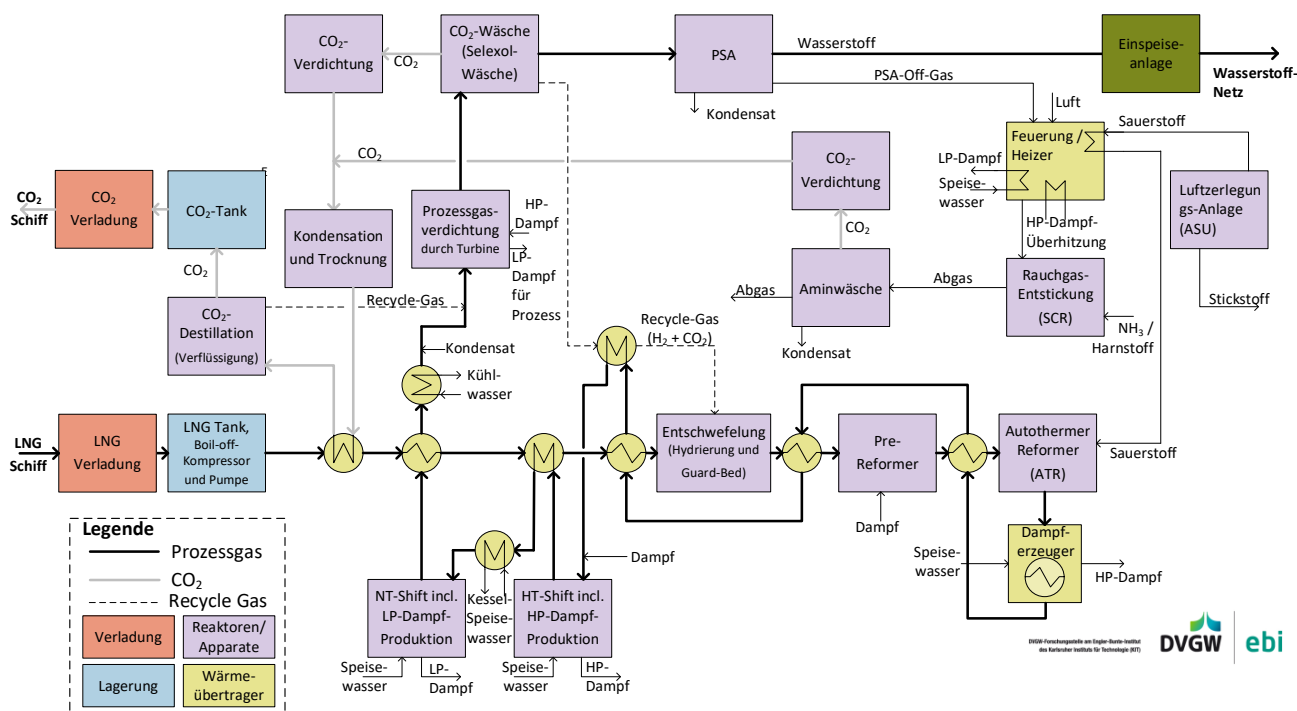


Abbildung 3-6: Terminalkonzept SNG

⁷ In der Praxis werden PSA zur H₂-Erzeugung mit rund 30 bar betrieben. Damit liegt der übliche Betriebsdruck unterhalb den in diesem Projekt angenommenen 80 bar.

3.1.8 Terminalkonzept DME

Das Konzept zur Umsetzung von Dimethylether zu Wasserstoff basiert auf einer einstufigen allothermen Dampfreformierung des Eduktes. Dieses Konzept wurde gewählt, da die Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen Stand der Technik ist und sich dadurch eine schnelle Umsetzung erreichen lässt. Hierzu wird der unter Druck bei Umgebungstemperatur gelagerte DME in einem Mischer mit Wasser sowie den nicht umgesetzten flüssigen Edukten aus dem Reformer vermischt (Abbildung 3-7). Anschließend wird er in mehreren Wärmetauschern sowohl mit ausströmendem Prozessgas sowie dem Brennerabgas aufgewärmt und verdampft.

Im Reaktor findet die eigentliche Umsetzung zu H_2 , CO_2 sowie geringen Anteilen CO statt. Das ausströmende Prozessgas wird nach den Wärmetauschern in einem Kühler abgekühlt und flüssige Edukte (Wasser und DME) zurückgeführt. Die Wärme für den Reformer stellt ein Brenner zur Verfügung, der sowohl mit dem Off-Gas der Feinreinigung (PSA)⁸ als auch mit DME als Trägerstoff selbst befeuert wird. Der Reformer arbeitet bei einer Temperatur von ca. 350 °C.

Das ausströmende Prozessgas wird anschließend verdichtet, um im Selexol-Prozess ausgereinigt zu werden. Dabei wird das CO_2 abgetrennt und anschließend verflüssigt und zur Wiedernutzung gelagert. Dies beeinflusst die Prozess-Effizienz negativ, ermöglicht aber eine geschlossene CO_2 -Bilanz.

Neben dem Prozessgas wird auch das Abgas aus dem Brenner, in dem DME aber auch Kohlenstoffmonoxid und Restwasserstoff aus der PSA verwertet werden, zum einen für die Wärmeintegration genutzt und anschließend aufgereinigt. Die Verwendung von Luft als Oxidationsmittel erfordert eine SCR-Abgasnachbehandlung. Anschließend wird auch hier das CO_2 mittels Aminwäscher aus dem Abgasstrom abgetrennt und anschließend verflüssigt und gelagert.

Der Wasserstoff wird mit einer Druckwechseladsorption (PSA) aufgereinigt und anschließend ins Pipeline-Netzwerk abgegeben.

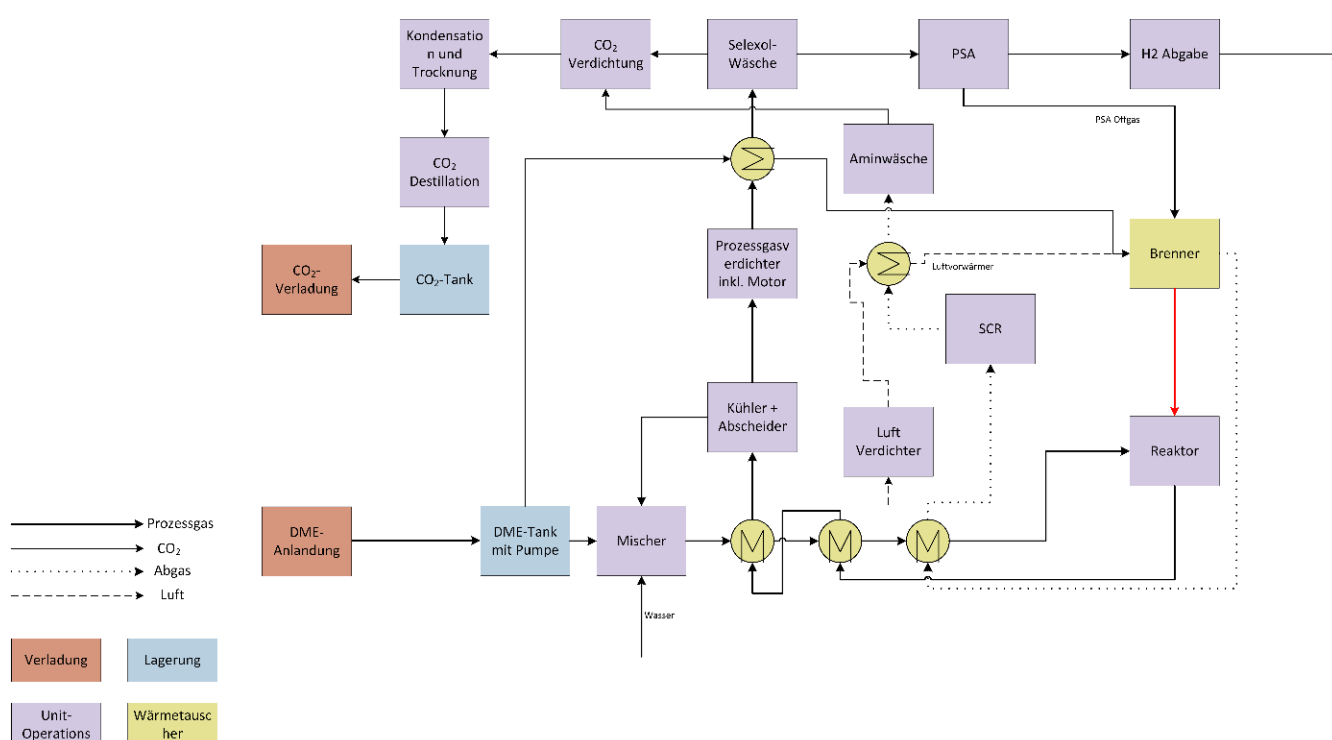


Abbildung 3-7: Terminalkonzept DME

⁸ In der Praxis werden PSA zur H_2 -Erzeugung mit rund 30 bar betrieben. Damit liegt der übliche Betriebsdruck unterhalb den in diesem Projekt angenommenen 80 bar.

3.1.9 Zusammenfassung der verfahrenstechnischen Auslegung

Zur Bewertung der Terminalkonzepte wird die energetische Effizienz der Terminalkonzepte der Vektoren ermittelt. Der Bilanzkreis zur Berechnung der energetischen Effizienz ist in Abbildung 3-8 dargestellt. Die im Terminal nicht genutzte Wärme $\dot{Q}_{\text{Wärme}}$ ist die Wärme, die bei der Umwandlung der Vektoren zu H_2 entsteht, aber nicht am Terminal genutzt werden kann. Sie ist daher nicht in der energetischen Effizienz enthalten.

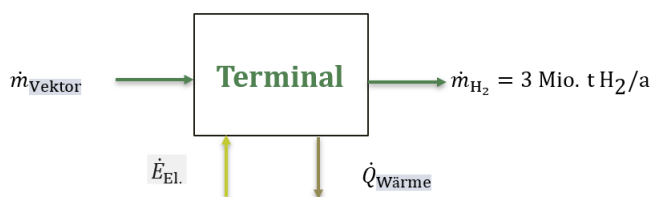


Abbildung 3-8: Bilanzkreis der energetischen Effizienz der Terminalkonzepte.

Die energetische Effizienz des jeweiligen Terminals η_{Terminal} wird entsprechend der nachstehenden Formel 1 berechnet. Die Energie, die das Terminal in Form von Wasserstoff verlässt, wird durch das Produkt aus dem Wasserstoff-Massenstrom $\dot{m}_{\text{H}_2}$ 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 $\dot{m}_{\text{Vektor}}$ 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 an Vektor, die in einigen Verfahren zur Wärmeerzeugung verwendet wird. Die Summe, der zuzuführenden elektrischen Energie z. B. für Pumpen und Verdichter ist $\sum \dot{E}_{\text{El}}$.

$$\eta_{\text{Terminal}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot H_{\text{LHV,H}_2}}{\dot{m}_{\text{Vektor}} \cdot H_{\text{LHV,Vektor}} + \sum \dot{E}_{\text{El}}} \quad 1$$

Für die Vektoren MeOH, SNG und DME wird außerdem der Abscheidegrad des CO_2 definiert nach Formel 2. Dieser wird aus dem Quotienten des Massenstroms des abgeschiedenen CO_2 ($\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{abgeschieden}}$) und des CO_2 , das im Prozess entsteht ($\dot{m}_{\text{CO}_2,0}$) gebildet.

$$\text{Abscheidegrad CO}_2 = \frac{\dot{m}_{\text{CO}_2,\text{abgeschieden}}}{\dot{m}_{\text{CO}_2,0}} \quad 2$$

Tabelle 3-1: Bilanz der Terminalkonzepte nach Abbildung 3-8.

	LH ₂	LOHC	NH ₃	DME	MeOH	SNG
Vektor-Bedarf pro kg H₂ <i>in kg Vektor / kg H₂ (kg Vektor / kWh H₂ LHV)</i>	1,03	25,7 (0,7)	7,0 (0,2)	4,91 (0,16)	6,7 (0,2)	3,13 (0,1)
Spez. Strombedarf (netto) in kWh el. / kWh H₂ LHV	0,0025	0,2	0,009	0,074	0,074	0,058
Spez. ungenutzte Abwärme <i>in kWh_{th} / kWh H₂ LHV</i>	-	0,1 (@3,5bara und 150°C)	-	0,103	0,092 (@14,8 bar und 102 °C)	0,34 (@3,5 bar und 148 °C)
Abscheidegrad CO₂ <i>in %</i>	-	-	-	99	99	99
Energetische Effizienz Terminal <i>in %</i>	97	81	91	80	84,4	74

Die Umwandlung von LH_2 zu H_2 ist aufgrund der fehlenden chemischen Umwandlung effizient. Die ermittelte Effizienz dieses Konzepts ist 97 %. Wenn eine chemische Umwandlung der Vektoren zu H_2 notwendig ist, sinkt die Effizienz um 10-30 %. Besonders effizient ist die Umwandlung von NH_3 zu H_2 , mehr Energie benötigt SNG durch die hohen Temperaturen des Umwandlungsprozesses. Bei der Dehydrierung von LOHC wird vergleichsweise viel elektrische Energie benötigt.

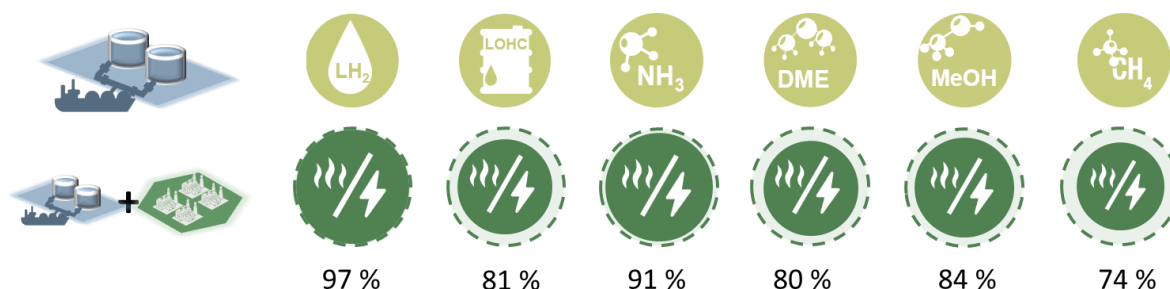


Abbildung 3-9: Effizienzen des H_2 -Importterminals für verschiedene Vektoren. Systembetrachtung nach Abbildung 3-8.

Bestimmung der Investitionskosten der Terminalkonzepte

Die Investitionen, die für die verschiedenen Terminalkonzepte notwendig sind, wurden basierend auf den zuvor erstellten Verfahrenskonzepten durchgeführt. In diesen wurden die notwendigen Hauptkomponenten definiert. Für die Kostenschätzung wurden die Kosten dieser Hauptkomponenten ermittelt. Die Investitionskosten basieren zum einen auf Berechnungen nach [8] und Gesprächen mit Partnern und Kontakten aus der Industrie. Zur Berechnung des CAPEX wurde in diesem Projekt die Strukturmethode, auch Faktoren-Methode genannt, verwendet.

Die verwendeten Lang-Faktoren wurden projektintern abgestimmt und sind in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Kostenschätzung befindet sich nach AACE [9] in der Klasse 5 mit einer erwarteten Genauigkeit von -20 % bis -50 % und +30 % bis +100 %.

Die spezifischen CAPEX in €/kWh H_2 der Prozessschritte Anlanden, Lagerung, Umwandlung und Einspeisung sind in Tabelle 3-3 und Abbildung 3-10 aufgeführt. Für LH_2 wurden die Schritte Anlanden, Lagerung und Umwandlung zusammengefasst. Für die Vektoren, die chemisch zu H_2 umgewandelt werden müssen (LOHC, NH_3 , DME, MeOH und SNG), entfallen ca. 80-95 % der Kosten auf die Umwandlung.

Tabelle 3-2: 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

Sie basieren darauf, die Gesamtkosten einer Anlage abzuschätzen, indem die Investitionskosten für die Hauptausrüstung (z. B. Reaktoren, Kolonnen) 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.

Der spezifische CAPEX ist für LH_2 mit 180 €/kWh H_2 durch die nicht notwendige chemische Umwandlung am niedrigsten. Gefolgt von NH_3 mit 580 €/kWh H_2 und LOHC mit 690 €/kWh H_2 . Die kohlenstoffhaltigen Vektoren (DME, MeOH, SNG) haben einen spezifischen CAPEX von 800-900 €/kWh H_2 .

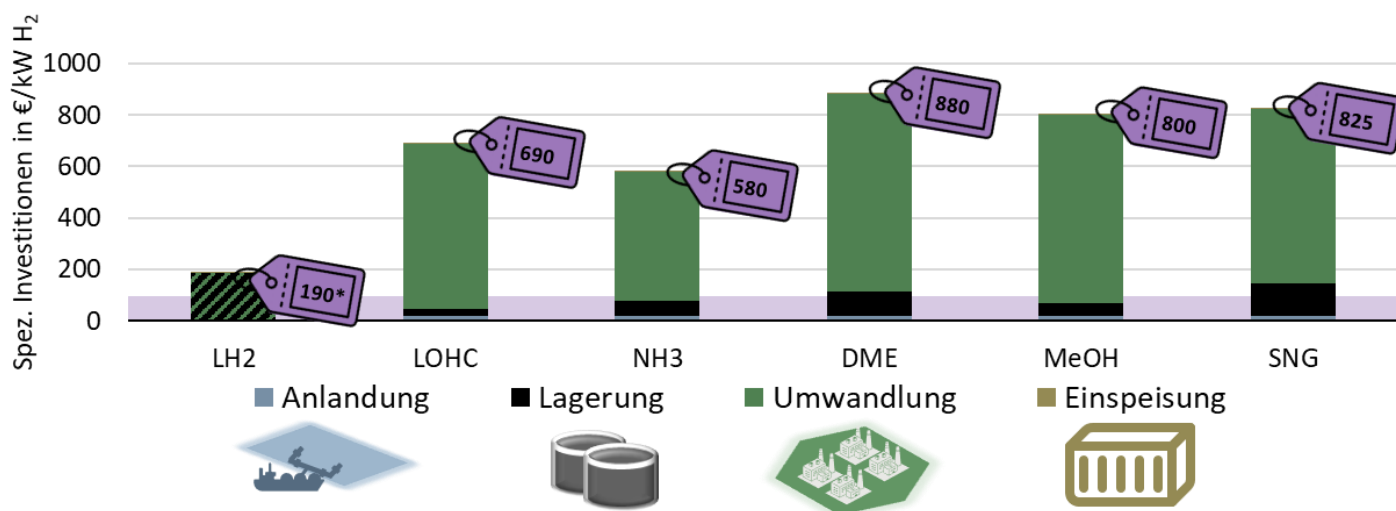


Abbildung 3-10: Spezifische Investitionskosten des 100 TWh/a Terminalneubaus für alle Vektoren. Für LH₂: Anlandung, Lagerung und Umwandlung zusammengefasst. Lila Balken: spezifische Investitionen für konventionel-les LNG-Terminal ~100 €/kW LNG.

Tabelle 3-3: Spezifische Investitionskosten des Terminalneubaus für alle Vektoren.

€/kW H ₂	LH ₂	LOHC	NH ₃	DME	MeOH	SNG
Anlandung	188	18	18	18	13	18
Lagerung (Vektor und ggf. CO ₂)		27	62	110	53	130
Umwandlung		645	501	751	730	677
Einspeisung	1	1	1	1	1	1
Summe	189	691	582	880	797	825

Umrüstbarkeit konventioneller LNG-Terminals auf Vektoren

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 3-3 dargestellt. Die Ergebnisse basieren auf Erkenntnissen aus Kapitel 2, sowie der verfahrenstechnischen Auslegung der Terminalkonzepte. Für SNG ist die Weiternutzung eines vorhandenen LNG-Terminals ohne Umrüstung der Komponenten möglich. Für die

Vektoren DME und LOHC müssen Anpassungen der Pumpen vorgenommen werden. Bei MeOH und NH₃ ist eine zusätzliche Innenbeschichtung der Komponenten nötig, um Spannungsrisskorrosion zu vermeiden. Für LH₂ wird eine zusätzliche Tankinnenverkleidung, bestehend aus Isolierung und Innwand, benötigt.

Für alle Vektoren, bei denen eine chemische Umwandlung zu H₂ stattfindet, müssen diese Umwandlungsanlagen zusätzlich zur Terminalinfrastruktur errichtet werden.

Tabelle 3-4: Umrüstbarkeit der Anlagenkomponenten eines konventionellen LNG-Terminals.

		LH ₂	NH ₃	LOHC	MeOH	SNG	DME
Anleger	Anleger						
	Ladearme						
	Jetty (Steg)						
LNG-Tank	LNG Tank						
	Tankan-schluss						
	Nieder-druckpumpe						
BOG Ma-nagement	BOG-Kom-pressor						
	Re-Konden-ser						
LNG-Pumpe	LNG-Pumpe						
Regasifizie-rung	Verdampfer						
Rohrleitun-gen	Rohrleitun-gen						
Instrumen-tierung, Kontroll- und Steue-rungssystem	Instrumen-tierung, Kon-troll- und Steuerungs-system						
Sicherheits-system	Sicherheits-system Le-ckagedetek-tion						

Legende:

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

Wie viel H₂ kann durch Umrüstung eines konventionellen Terminals importiert werden?

Beim Bau eines H₂-Importterminals bei gleichem energetischem Output, wie bei einem konventionellen LNG-Terminal, sind zusätzliche Flächen notwendig. Das ist zum einen auf den Zubau von Umwandlungsanlagen und deren energetische Effizienz, zum anderen auf die andere volumetrische Energiedichte im Vergleich zu LNG zurückzuführen.

Für ein konventionelles landbasiertes LNG-Terminal wurde eine bebaute Fläche von 5-15 ha, zwei LNG-Tanks mit einem Fassungsvermögen von je 165.000 m³ und einem Jetty mit einem Schiffsanleger angenommen.

In Abbildung 3-11 sind die benötigten Schiffe pro Vektor und ggf. CO₂ dargestellt. Die Farbe (Lila-Grün) gibt Auskunft über den Maßstab, in dem die Schiffe verfügbar sind. Die Daten wurden im Rahmen der Schiffsstudie in Kapitel 2 ermittelt. Für LH₂ existiert derzeit ein Schiff mit einem Fassungsvermögen von knapp über 1.000 m³. Auch für CO₂ sind nur kleine Schiffe verfügbar. Größere Schiffe sind für beide Transportgüter in Planung. Für MeOH, NH₃, DME und LOHC existieren bereits heute Flotten, die diese Vektoren transportieren können. Diese Schiffe sind im mittleren Maßstab verfügbar. Da für den Energieimport große Mengen benötigt werden, sind auch hier größere Schiffe in Planung. SNG kann wie LNG in einem LNG-Carrier problemlos transportiert werden. Für diesen Vektor ist eine große Flotte mit Schiffen im großen Maßstab vorhanden.

Durch die geringere volumetrische Energiedichte, die zusätzliche Menge an Derivaten, die durch die Umwandlung benötigt wird, steigt der Platzbedarf der Lagerung. Die Umwandlungsanlagen, die für die chemische Umwandlung der Vektoren zu H₂ benötigt werden, nehmen weiteren Platz ein.

Daher ist der Flächenbedarf für LH₂ mit 15 ha durch die nicht notwendige chemische Umwandlung der kleinste. Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte ist der Platzbedarf höher als für ein konventionelles Terminal. Der Flächenbedarf für das NH₃-Importterminal beträgt 75 ha. Hier nehmen besonders die Umwandlungsanlagen viel Raum ein. Für LOHC werden neben den Umwandlungsanlagen und Tanks für das mit H₂ beladene LOHC auch Speichermöglichkeiten für das unbeladene LOHC, das in das Exportland zurücktransportiert wird, benötigt. Der Flächenbedarf beträgt 90 ha. Für die Terminalkonzepte DME, SNG und MeOH werden zwischen 90 und 100 ha an Platz benötigt. Für diese Vektoren müssen neben den Umwandlungsanlagen und Speichertanks für die Vektoren auch Tanks für die Lagerung von CO₂ vorgesehen werden. Der Flächenbedarf ist in Tabelle 3-5 nach den Komponenten Reformer, Tanks und Sonstiges aufgeschlüsselt.

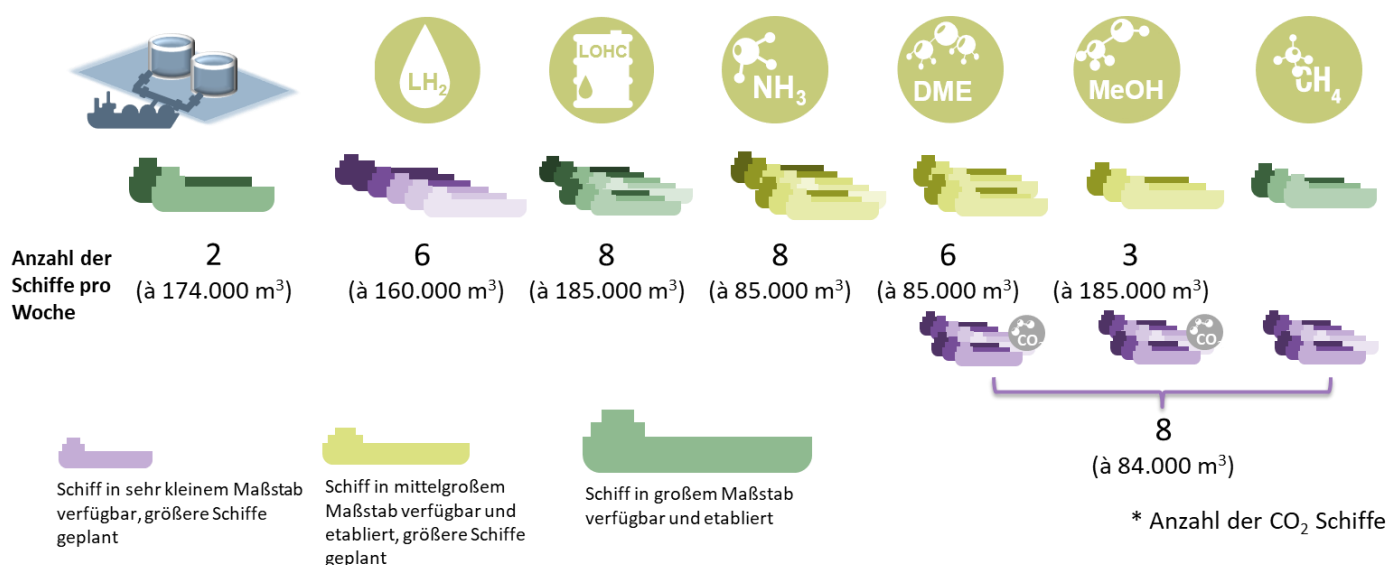


Abbildung 3-11: Anzahl der benötigten Schiffe pro Woche und deren aktuell verfügbarer Maßstab für jedes Derivat. Bei einem konventionellen LNG-Terminal legen ca. zwei Schiffe pro Woche an.

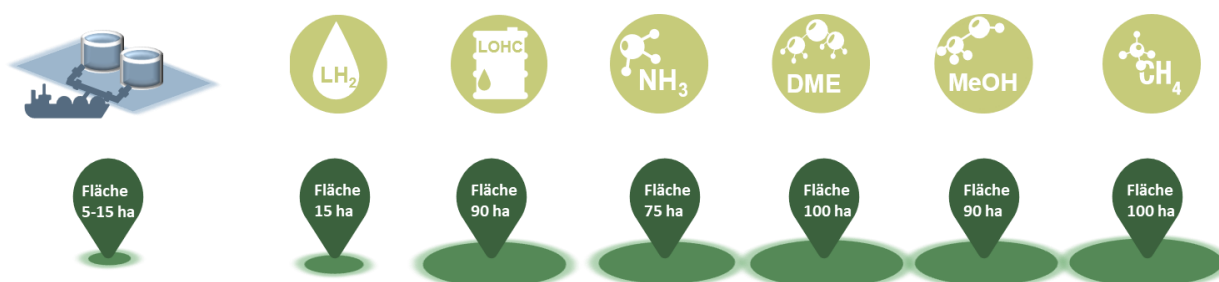


Abbildung 3-12: Flächenbedarf für 100 TWh/a H₂-Importterminals. Ein konventionelles LNG-Landterminal benötigt 5-15 ha.

Tabelle 3-5: Bottlenecks der Terminalkonzepte.

		LH ₂	LOHC	NH ₃	DME	MeOH	SNG
Fläche	Gesamtfläche	15 ha	91 ha	76 ha	100 ha	93 ha	97 ha
	Reformer		36 ha	26 ha	34 ha	26 ha	26 ha
	Lagerung		45 ha Lager-tanks	7 ha	7 ha (DME) 9 ha (CO ₂)	7 ha (MeOH) 9 ha (CO ₂)	7 ha (SNG) 9 ha (CO ₂)
	Sonstiges*		10	43	50 ha	49 ha	55 ha
Schiffe pro Woche	Vektor	6	8	8	8	3	3
	CO ₂		-		8	8	8
Schiffsgröße in m³	Vektor	160.000	185.000	85.000	85.000	185.000	174.000
	CO ₂		-		84.000	84.000	84.000
Anzahl Tanks	Vektor	5	20	7	7	7	2,5
	CO ₂	0	0	0		17	17
Tankgröße in m³	Vektor	160.000	100.000	60.000	60.000	70.000	165.000

* Sonstige Flächenbedarfe für: LKW-Verladeflächen, Betriebsgebäude, Einspeisestation, Verkehrsflächen

Zusammenfassung

Die in diesem Kapitel ermittelten Ergebnisse sind in Tabelle zusammengefasst. Für SNG ist die Weiternutzung eines vorhandenen LNG-Terminals ohne Umrüstung der Komponenten möglich. Für die Vektoren DME und LOHC müssen Anpassungen der Pumpen vorgenommen werden. Bei MeOH und NH_3 ist eine zusätzliche Innenbeschichtung der Komponenten nötig, um Spannungsrisskorrosion zu vermeiden. Für LH_2 wird eine zusätzliche Tankinnenverkleidung, bestehend aus Isolierung und Innenwand, benötigt.

Der Flächenbedarf steigt für alle Vektoren im Vergleich zu einem konventionellen LNG-Terminal. Besonders die zusätzlich benötigten Umwandlungsanlagen nehmen dabei Platz ein. LH_2 ist aufgrund der nicht erforderlichen chemischen Umwandlung, Platz sparend.

Für alle Vektoren erhöht sich die Anzahl der benötigten Schiffe pro Woche, um 100 TWh/a zu importieren.

LH_2 und NH_3 sind die Vektoren, über die sich H_2 im Bilanzraum dieser Studie (Vektor liegt am Hafen vor und wird in gasförmigen H_2 umgewandelt) am effizientesten bereitstellen lassen. Die Umwandlung der Vektoren führt im Schnitt zu einer Reduktion der Effizienz von 10-30 %.

Ein Großteil der Investitionen der Terminals entfällt auf die Umwandlungsanlagen. LH_2 hat daher geringere Investitionen aufgrund der nicht notwendigen chemischen Umwandlung. Der CAPEX der H_2 -Terminals macht allerdings nur rund 1-10 % der Gesamtkosten des schiffsbasierten Imports aus (siehe Kapitel 8).

Tabelle 3-6: Zusammenfassung der Ergebnisse aus Kapitel 3.

	LH_2	LOHC	NH_3	DME	MeOH	SNG
Fläche in ha	15	90	75	100	90	100
Anzahl Schiffe pro Woche	6	8	8	6 8 CO ₂	3 8 CO ₂	3 8 CO ₂
Weiternutzungspotenzial	--	++	o	+	o	+++
Energetische Effizienz in %	97	81	91	86	84	74
Investitionskosten in €/kW H_2	190	690	580	880	800	820
CO₂ Abscheidung nötig	nein	nein	nein	ja	ja	Ja

4

Bauteilbewertung

Gegenstand des Kapitels „Bauteilbewertung“ ist die konstruktive Bewertung (Werkstoffwahl, Festigkeitsbewertung) ausgewählter in Kapitel 2 identifizierter Hauptkomponenten eines LNG-Terminals für deren Weiternutzung mit einem H₂-Transportvektor. Die Arbeiten gliedern sich in zwei Arbeitsbereiche. Der erste Arbeitsbereich „Werkstoffbewertung“ analysiert die Verträglichkeit von Werkstoffen, d.h. den Materialien, aus denen Komponenten hergestellt werden, im Hinblick auf den Kontakt mit den Fluiden der alternativen H₂-Transportvektoren. Dabei werden insbesondere die Parameter Fluidtemperatur und chemische bzw. korrosive Kompatibilität betrachtet und nach dem Stand der Technik und dem Stand der

Wissenschaft bewertet.

Im zweiten Arbeitsbereich „Bauteilbewertung“ werden Regelwerke zur Konstruktion und Bemessung, die den Stand der Technik widerspiegeln, im Hinblick auf eine Umnutzung bestehender Flachbodentanks als kostenintensivster Hauptkomponente von LNG hin zu alternativen H₂-Transportvektoren inhaltlich untersucht und die Anforderungen der Regelwerke für die alternativen Vektoren dargestellt. Die betrachteten Regelwerke stellen eine gezielte Auswahl der im Hinblick auf Konstruktion und Bemessung relevanten Regelwerke aus dem Kapitel 5 dar.

Tabelle 4-1: Ausschnitt aus Tabelle 3-4 mit Ergänzung der Verfügbarkeit von einschlägigen Regelwerken pro Vektor.

	LH ₂		NH ₃	LOHC	MeOH	SNG	DME
LNG Tank	Ø	●	●	●	●	●	●
Rohrleitungen und Armaturen	●		●	●	●	●	●

- - Normatives Regelwerk zur Konstruktion verfügbar und einschlägig.
- - Normatives Regelwerk zur Konstruktion verfügbar, jedoch nicht oder nur teilweise kompatibel.
- Ø - Kein normatives Regelwerk verfügbar.

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
---------------------------	--------------------------	--	---

Ergebnisse der Werkstoffkompatibilität

Den Ausgangspunkt für die Betrachtung der Werkstoffkompatibilität bilden Werkstoffe, die typischerweise für LNG-Terminals verwendet werden. Die Fluidtemperatur ist dabei das entscheidende Kriterium für die Werkstoffauswahl. Die Temperatur von LNG beträgt etwa $-165\text{ }^{\circ}\text{C}$. Aus vereinfachter metallurgischer Sicht werden einfache Konstruktionsstähle bei tiefen Temperaturen so spröde, dass sie nicht mehr nutzbar sind. Durch das Legieren mit Nickel oder Mangan kann diese spröde-duktilen Übergangstemperatur zu niedrigen Temperaturen verschoben werden, wobei die Übergangstemperatur stark vom Anteil an Legierungselementen abhängt. Für LNG-Anwendungen wurden in der Vergangenheit Stähle mit einem Nickelgehalt von 9 Masse-% entwickelt. Neben diesen Nickel-Stählen gibt es eine zweite Werkstoffklasse, die für den LNG-Betrieb geeignet ist: hoch-legierte austenitische Chromnickelstähle. Diese weisen einen Gesamtlegierungselement-Anteil ab ca. 30 Masse-% auf und sind um ein Vielfaches teurer als 9 %-Nickel-Stähle. Die europäische Normenreihe für Kryo-Flachbodentanks [10–12] [13] fordert für den LNG-Einsatz, dass Stähle aus einer dieser beiden Werkstoffklassen verwendet werden müssen. Im Folgenden wird die Anwendbarkeit dieser Stähle für andere H_2 -Transportvektoren diskutiert.

H₂: Die Temperatur von kalt-verflüssigtem H_2 liegt bei etwa $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. 9 %-Nickel-Stähle sind für die Verwendung bei diesen Temperaturen nicht geeignet und nicht zugelassen [14–15]: Stattdessen müssen hochlegierte austenitische Chromnickelstähle eingesetzt werden [15].

NH₃: Die korrosiven Eigenschaften von NH_3 können bei 9 %-Nickel-Stählen zur sogenannten Spannungsrisskorrosion führen [16]. Daher sind 9 %-Nickel-Stähle nicht für den direkten Kontakt mit NH_3 im Behälterbau zugelassen. Ein geeigneter Kontaktschutz, z. B. durch eine geeignete Beschichtung oder Auskleidung, müsste bei Umbauten gewährleistet werden. Eine Auswahl hoch-legierter austenitischer Chromnickelstähle ist geeignet für den Kontakt mit NH_3 .

MeOH: Zu 9 %-Nickel-Stählen und hoch-legierten austenitischen Chromnickelstählen finden sich in der Literatur keine Angaben zur Spannungsrisskorrosion infolge MeOH. In der Literatur finden sich vereinzelt Berichte über Spannungsrisskorrosion infolge MeOH an unlegierten oder niedrig legierten Stählen. Eine Prüfung der Eignung von 9 %-Nickel-Stählen müsste durchgeführt oder ein geeigneter Kontaktschutz in Form einer Beschichtung gewährleistet werden.

LOHC, DME, SNG: Die weiteren untersuchten Vektoren (LOHC, DME, SNG) lassen keine Werkstoffinkompatibilitäten hinsichtlich Anwendungstemperatur oder korrosivem chemischen Potenzial erwarten.

Ergebnisse der Bauteilbewertung

Bei der Bauteilbewertung steht der Flachbodentank mit zugehörigen Rohrleitungssystemen und Armaturen im Fokus. Herausragende Regelwerke für den LNG-Flachbodentank sind:

Normenreihe DIN EN 14620 „Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Tanksysteme für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ “ [10–12] [13].

DIN EN 1993-4-2 „Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten - Teil 4-2: Tankbauwerke“ [17].

Normenreihe DIN EN 13480 „Metallische industrielle Rohrleitungen“ [18–21].

DIN EN 14620 betrachtet bei der Bewertung von Tankbauwerken unterschiedliche Ausführungsformen der Tankkonstruktion. Wesentlich für LNG sind dabei die Formen „Vollständiges Eindämmungssystem“ und „Tanksystem mit Membran-Sicherheitshülle“. Im Folgenden werden ausgehend von diesen normativen Vorgaben für LNG die Anwendbarkeit für andere H_2 -Transportvektoren dargestellt.

H₂: Mit einer Temperatur von ca. $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ wird flüssiger Wasserstoff von der Normenreihe DIN EN 14620 nicht erfasst, welche bis minimal $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ (flüssiger Stickstoff) anwendbar ist. Eine Anwendung der Normenreihe „EN 14197 Kryo-Behälter – Ortsfeste nicht-vakuumisolierte Behälter“ [22–23] ist bestenfalls als Analogie möglich, da diese sich auf Behälter bezieht, die im leeren Zustand transportabel sind und die durch geformte Deckel und Böden hergestellt sind. Die Anforderungen an vakuumisolierte Tanks, die für Flüssigwasserstoff geeignet sind, sind in der Normenreihe „EN 13458 Kryo-Behälter - Ortsfeste, vakuumisolierte Behälter“ [14, 15] festgehalten.

Für die Umnutzung bestehender LNG-Flachbodentanks zu LH_2 ist ein abweichendes Konzept der Isolierung und Flüssigkeitssperre erforderlich. Dieses ist per Einzelvereinbarung zwischen den beteiligten Parteien (Ersteller, Betreiber, Zulassungsstelle, ggf. weitere) zu entwickeln.

Einschlägige Normenreihen z. B. für (metallische) Rohrleitungen (DIN EN 13480 „Metallische industrielle Rohrleitungen“ [18–21]), für Kupplungen (DIN EN 13371 „Kryobehälter - Kupplungen für den tiefkalten Betrieb“) [24], für Absperrarmaturen (DIN EN 1626 „Kryo-Behälter – Absperrarmaturen für tiefkalten Betrieb“ [25] sowie für weitere Komponenten sehen den Temperaturbereich von Flüssigwasserstoff ausdrücklich mit vor.

NH₃: Die Normenreihe DIN EN 14620 zur Auslegung von Flachbodentanks ist für Behälter zur Lagerung von verflüssigtem NH_3 -Gas anwendbar, Teil 1 der Norm nennt NH_3 explizit. Die Anforderungen der DIN EN 14620 an die Stähle der Flüssigkeitssperre sind u. a. abhängig vom Lagergut formuliert. Die für das Lagergut NH_3

geforderte Sorte II ist nicht kompatibel mit der für LNG geforderten Sorte IV (9 %-Nickel) oder Sorte V (hoch-legierte austenitische Chromnickelstähle).

Die Norm beschreibt jedoch das Konzept der Flüssigkeitssperre, die den Kontakt des Lagerguts mit anderen Bauteilen verhindert. Die Implementierung einer solchen Flüssigkeitssperre für bestehende Tanks aus Stählen der Sorte IV erscheint technisch umsetzbar und wäre von der Norm abgedeckt. Für Stähle der Sorte V erscheint eine Zulassung für den Kontakt mit NH_3 realistisch, ist jedoch bisher nicht explizit von der Norm abgedeckt.

Die Bewertung der Beanspruchbarkeit infolge sog. gewöhnlicher Einwirkungen, außergewöhnlicher Einwirkungen und deren Kombinationen wird in DIN EN 14620 gegliedert betrachtet für Behälter und Dämmung. Insbesondere ist die gewöhnliche Einwirkung „Last des Lagerguts“ bei NH_3 aufgrund der i. Vgl. zu LNG höheren Dichte etwa um den Faktor 1.5 größer. Die gewöhnliche thermische Einwirkung aufgrund der Lagerguttemperatur ist hingegen deutlich geringer.

Die für die Dimensionierung der Behälter und Dämmung bestimmende Einwirkung oder Einwirkungskombination muss im Einzelfall abhängig von der bestehenden Konstruktion für das Lagergut NH_3 bestimmt werden. Bezüglich der Normenreihe DIN EN 14620 bleibt anzumerken, dass aktuell „Teil 7: Besondere Anforderungen an die Auslegung und den Bau von Tanksystemen für die Lagerung von verflüssigtem Ammoniak“ erarbeitet wird.

Die Norm DIN EN 1993-4-2 ist für die Bemessung von Flachbodentanks anwendbar. Beim Membrantanks betrifft dies den (Außen-) Behälter aus Stahl, bei Nicht-Membran-Tanks typischerweise den Primärbehälter aus Stahl und ggf. einen Außenbehälter aus Stahl. Eine Differenzierung hinsichtlich des Lagerguts erfolgt in DIN EN 1993-4-2 ausschließlich aufgrund der sog. Schadensfolgeklasse. Ammoniak und LNG führen jedoch zur selben Schadensfolgeklasse, so dass aufgrund des Lagerguts keine abweichende Betrachtungsweise erforderlich erscheint.

Die Normenreihe DIN EN 13480 ist für Rohrleitungen des Tanksystems anwendbar. Hinsichtlich korrosionsinduzierter Rissbildung wird lediglich das Treffen geeigneter Maßnahmen und Vor-

kehrungen gefordert. Eine explizite Bezugnahme auf korrosive Einflüsse bei der Werkstoffspezifikation ist in der Norm nicht enthalten. Hinsichtlich der Dimensionierung gegenüber gewöhnlichen und außergewöhnlichen Lasten und Lastkombinationen gilt das oben gesagte.

DME: Aufgrund der Lagertemperatur von ca. -25°C trifft die Normenreihe DIN EN 14620 auf DME zu. Zu DME wird in Teil 2 der Normenreihe keine explizite Einschränkung zur Werkstoffauswahl gemacht, so dass diesbezüglich keine Einschränkungen im Rahmen einer LNG-Tank-Nachnutzung zu erwarten sind. Hinsichtlich der konstruktiven Bemessung der Behälter treffen die gleichen Angaben hinsichtlich DIN EN 1993-4-2 zu wie für NH_3 (s. o.). Die Normenreihe DIN EN 13480 ist für Rohrleitungen des Tanksystems ebenfalls anwendbar, auch hier ist aufgrund der abweichenden Dichte des Fluids die Dimensionierung hinsichtlich gewöhnlicher und außergewöhnlicher Lasten und Lastkombinationen im Einzelfall zu prüfen.

SNG: Für SNG ergibt sich keine Abweichung vom Ausgangsprodukt LNG, alle Anforderungen und Regelwerke gelten gleichermaßen.

LOHC und MeOH: Für die Auslegung von Flachbodentanks für die Lagerung von LOHC und MeOH ist (aufgrund der Temperatur des Lagerguts) DIN EN 14015 maßgeblich. DIN EN 14015 schließt grundsätzlich martensitische nichtrostende Stähle, worunter auch die 9 % Ni-Stähle (Sorte IV nach DIN EN 14620) fallen, als Werkstoff aus. Bezüglich der zulässigen hoch-legierten austenitischen Chromnickelstähle gibt es eine Schnittmenge mit Sorte V nach DIN EN 14620. Hinsichtlich der konstruktiven Bemessung der Behälter wird die Anwendung von DIN EN 1993-4-2 explizit in DIN EN 14015 [26] gefordert. Die Normenreihe DIN EN 13480 ist für Rohrleitungen des Tanksystems ebenfalls anwendbar, auch hier ist aufgrund der abweichenden Dichte des Fluids die Dimensionierung hinsichtlich gewöhnlicher und außergewöhnlicher Lasten und Lastkombinationen im Einzelfall zu prüfen.

5

Normung

Im engen Austausch mit dem Verbund TransHyDE-Norm ist die Erarbeitung der Normungsbereiche erfolgt. Hier konnte neben den spezifischen Erarbeitungen auch auf Arbeiten im Verbund Norm (vgl. veröffentlichte Datenbank Verbund Norm [27]) zurückgegriffen werden. Zur Analyse und zum Vergleich der Normen und Regelwerke wurden diese in einer Tabelle strukturiert. Die Einpflegung der Normen und technischen Regelwerke erfolgte zum einen durch Recherche, zum anderen sind für die Befüllung der Excelexportbank eine Übersicht zu den etablierten Standards von einem EPC Contractor, verantwortlich für die Bauphase eines Terminals, für ein LNG Receiving Terminal sowie ein Projektbeispiel für NH₃-Terminals berücksichtigt worden. Auch der Newsletter „LNG Prime Daily Update“ hat viele Einblicke geliefert. [28–32]

Für eine geeignete Übersicht ist die Excelliste in drei Tabellenblätter, der Kategorien „Stationäre Terminals“, „Schwimmende Terminals“ und „Schiffstechnik“ unterteilt worden.

Übertragbarkeit der für LNG-Terminalinfrastrukturen angewendeten Normen auf die anderen H₂-Transportvektoren

Die LNG- und NH₃-Regelsetzungen wurden durch ein Vergleichstool, welches zunächst bestimmte Standards für einen späteren Vergleich durch Keywords (vgl. Tabelle 5-1) ausgeschlossen hat, auf identische Datensätze geprüft. Sämtliche Übereinstimmungen wie auch spezifischen Normen sind in die Excelexportbank eingeflossen. Normen, die in den Beispiellisten sowohl für LNG als auch für NH₃ vorhanden sind, wurden in der Excelexportbank als „anwendbar“ und „übertragbar“ (x) für NH₃ gekennzeichnet. Für Transportvektoren, bei denen die eingepflegte Regelsetzung nicht angewendet oder übertragen werden kann, wurde „Nicht übertragbar“ eingetragen (O). Beispielhaft hierfür sind Normen, die sich auf perlitisches Materialeigenschaften (z. B. PI 111-77; PI 112) sowie kryogene Auslegungen (z. B. IGC Doc 77/01/E; IGC Doc 93/03/E; IGC Doc 114/03/E) beziehen.

Tabelle 5-1: Keywords zur Aussortierung nicht relevanter Normen und technischer Regelwerke. Jedes Keyword ist in Groß- und Klein-Schreibung berücksichtigt!.

Keyword	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4
Directive	Directives			
Electronic	Electric	Electrical	Electro	Electromagnetic
Light	Lighting	Lightning		
Low voltage	Low-voltage	High voltage	High-voltage	
Valve	Valves			
Keywords				
Concrete	Fire detection	Fire hoses	Health	Graphical symbols
Lubrication	Luminaries	Noise	Symbols	Vocabularies

Durch den Vergleich konnten die aktuelle Anwendbarkeit sowie eine etwaige Übertragbarkeit für Ammoniak bestimmt werden. Äquivalente Normensammlungen für die anderen Transportvektoren konnten nicht identifiziert werden. Dort, wo keine Aussage zu der Anwendbarkeit oder Übertragbarkeit getroffen werden kann, ist eine Kennzeichnung durch ein (-) erfolgt.

Darüber hinaus kann bereits festgestellt werden, dass viele der Normen für gängige verflüssigte Gase nicht auf LH₂ übertragbar sind, da LH₂ einen Siedepunkt von -253 °C aufweist. Der Anwendungsbereich für LNG-Normen ist insbesondere im Materialbereich auf größer -165 °C begrenzt. Für LH₂ ist folglich ein eigener Normensatz zu generieren.

Für SNG ist die existierende Regelsetzung für LNG-Terminals übertragbar. Darüber hinaus besteht für Terminals mit MeOH ebenfalls eine umfangreiche Regelsetzung. Für die restlichen in diesem Projekt betrachteten Transportvektoren besteht hingegen Handlungsbedarf hinsichtlich einer zu entwickelnden Regelsetzung.

Ergebniszusammenstellung und Handlungsempfehlungen

Die Normensammlung und Bestandsanalyse wurden auf sehr hoher Bewertungsebene durchgeführt und dienen dazu, eine erste Übersicht zu existierenden Lücken in der Regelsetzung aufzuzeigen (Gapanalyse). Es war nicht möglich, eine inhaltliche Bewertung aller eingepflegten technischen Regelwerke und Normen durchzuführen, um die Übertragbarkeit der LNG-Normen auf die Transportvektoren zu ermitteln, u. a., weil der Inhalt der Normen eingeschränkt zugänglich war und eine detailliertere Analyse die Projektkapazität nicht hergab. In Kapitel 0 sind hier vereinzelt Betrachtungen vorgenommen worden. Eine detaillierte, auch inhaltliche Bestandsaufnahme der Normen und Regelsetzung der einzelnen Transportvektoren benötigt eine größer angelegte Analyse unter Einbindung der jeweiligen Regelsetzer, Experten und Anwender. Für gasförmigen H₂ wird eine solche Analyse im Projekt Normungsroadmap Wasserstofftechnologien durchgeführt [33]. Daneben sind ebenfalls Recherchen zu gasförmigem H₂ in Leitungen und Gashochdruckbehältern wie auch bedingt für die Transportvektoren NH₃, LH₂ sowie LOHC im TransHyDE Verbund Norm durchgeführt worden. Fokus lag dabei allerdings auf der Zusammentragung der Regelsetzung für die Transportinfrastruktur und nicht für eine Anwendung auf Terminals [34].

Eine inhaltliche Betrachtung, Bewertung sowie Prüfung auf Anwendbarkeit und Übertragbarkeit von LNG-Normen für andere

Transportvektoren sollten ähnlich angelegt werden. Allerdings wäre es hilfreich, die Transportvektoren entsprechend zu priorisieren. Diese Projekthalte könnten analog zur Normungsroadmap Wasserstofftechnologien beispielsweise in eine etwaige Normungsroadmap, die sich auf Wasserstoffträger und -derivate fokussiert, einfließen.

Bei den Normen, die für den Bau eines NH₃-Terminals eingepflegt wurden, sind einige „Natural Gas“-Normen identifiziert worden (z. B. ISO 16903; ISO 16904). Hier sollte nachgeprüft werden, ob die „Natural Gas“-Normen inhaltlich ohne Einschränkungen für NH₃ verwendet werden können oder ob die aktuelle Anwendbarkeit für NH₃ dem Nichtvorhandensein relevanter Alternativen geschuldet ist. In letzterem Fall sind zeitnah für diese Themenbereiche ammoniakbezogene Normen erforderlich.

Berücksichtigt werden muss außerdem, dass für NH₃-Terminals vor allem der Leitfaden PGS-12 herangezogen wird, welcher zukünftig zumindest europäisch ebenfalls zu übertragen ist [35].

Des Weiteren ist für LH₂ aufgrund des erheblich niedrigeren Siedepunkts von -253 °C ein eigener Normensatz zu erstellen. Die existierende Flüssiggasregelsetzung ist nicht anwendbar bzw. muss angepasst werden (vgl. Kapitel 0) [36].

Bei der Betrachtung von LOHC gilt es zu prüfen, ob die Normen, die für den Bau der Ölterminals genutzt werden, auch für LOHC anwendbar sind, oder ob neue Standards für Lagerung, Transport und Handling erstellt werden müssen.

Weiterhin ist es notwendig, den Begriff „Readiness“ bezogen auf H₂ wie auch die übrigen Transportvektoren in einer Norm umfassend zu definieren. Sinnvoll ist hier die Gliederung in mehrere „Readiness-Level“. Das „Readiness-Level“ beschreibt den Aufwand, der für eine Umstellung auf einen anderen Transportvektor notwendig ist. So kann z. B. das niedrigste Level nur den notwendigen Platzbedarf für die Umstellung berücksichtigen, während das höchste „Readiness-Level“ einer direkte Umstellbarkeit ohne bauliche Veränderungen entspricht. Ähnliche Regelwerke mit Leitliniencharakter bestehen in der Schifffahrt für LNG-Antriebssysteme mit einer Umrüstoption auf NH₃ als Treibstoff [37–39].

Jeder Transportvektor kann in unterschiedlichen Leveln auf seine „Readiness“ bewertet bzw. eingeordnet werden. Aber auch eine Unterscheidung der „Standort-Readiness“ und „Komponenten-Readiness“ sowie weitere Kategorien kann sinnvoll sein.

Zudem wurden bei der LNG-Normensammlung ein großer Teil an (teilweise sehr alten) amerikanischen wie auch weiteren lokal gültigen Standards identifiziert (z. B. CGA V-6:1993; ASTM A962/A962M-01). Dies kann unter anderem daran liegen, dass der LNG-Markt sehr international ausgerichtet ist und auch für europäische Projekte amerikanische Normen herangezogen werden. Eine Untersuchung hinsichtlich analoger internationaler, europäischer oder nationaler Regelsetzung ist in einem nächsten Schritt empfehlenswert, um klären zu können, ob eine Übernahme auf ISO-, EN- oder DIN-Ebene notwendig ist. Eine Angleichung auf ISO- oder EN-Regelsetzungsebene sorgt für einen besseren globalen Zugang, zeigt höhere Repräsentativität des jeweiligen Standards und gibt den Stand der Technik vereinheitlicht wieder.

Generell lässt sich ähnlich wie bei der Marktanalyse folgern, dass in gut etablierten Märkten (LNG, NH₃) auch die Regelsetzung einen hohen Reifegrad hat, während für neue Märkte (LOHC oder LH₂) oder neue Technologien (z. B. NH₃-Cracker) Regelungslücken bestehen. Auch die notwendige Skalierung der Technologien im Bereich des NH₃ oder LH₂-Transportes und die damit verbundene Weiterentwicklung oder der Wechsel auf alternative Technologien erfordert eine Anpassung der Normung.

Rechtliche Handlungsempfehlungen

Zur besseren Lesbarkeit wird im folgenden Kapitel der Begriff „Wasserstoff“ statt „H₂“ verwendet.

Normen sind private Vorschriften, die von Normungsorganisationen wie dem Deutschen Institut für Normung e. V. (DIN) entwickelt werden. Sie stellen freiwillige Leitlinien dar, die als Orientierung bei der Umsetzung technischer Verfahren, beispielsweise dem Bau von LNG-Terminals, dienen. Normen sind grundsätzlich nicht verbindlich und haben nicht den Charakter einer verbindlichen Rechtsnorm.

Durch gesetzliche Verweisungen auf Normen können diese jedoch rechtsverbindlich sein und somit Bestandteil der verweisenden Vorschrift werden. Unterschieden wird dabei zwischen „dynamischen“ und „starr/statischen“ Verweisungen. Eine Verweisung ist dynamischer Natur, wenn sie auf die jeweils geltende Fassung einer Norm verweist. Die verweisende Vorschrift unterliegt so der

Entwicklung der Bezugsnorm, auf die verwiesen wird. Demgegenüber bezieht sich eine statische Verweisung auf den Text während eines bestimmten Zeitraums oder zu einem bestimmten Zeitpunkt – in der Regel die Fassung, die bei Inkrafttreten der verweisenden Vorschrift gilt. Daneben können Normen auch bei der Anwendung einer Rechtsvorschrift indirekt mit einbezogen werden, wenn diese auf „anerkannte Regeln der Technik“ oder den „Stand der Technik“ verweist. In diesem Fall können Normen herangezogen werden, um zu ermitteln, was die anerkannten Regeln des aktuellen Stands der Technik sind.

Auf rechtlicher Seite sind zahlreiche gesetzliche Regelungen relevant, die die Planung, Errichtung sowie den Betrieb von Wasserstoffimportinfrastruktur betreffen.

Von besonderer Bedeutung für die rechtliche Einordnung ist insbesondere das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Sofern im Einzelfall umweltgefährdende Anlagen betrieben werden, ist im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach dem BImSchG gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG auch auf den Stand der Technik und damit auf Normen zurückzugreifen.

Darüber hinaus werden auch Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) relevant. Sofern Teile von Wasserstoffimportanlagen im Einzelfall als Energieanlage im Sinne des § 3 Nr. 15 EnWG einzuordnen sind, ist § 49 EnWG zu beachten. Dieser legt die Anforderungen an Energieanlagen fest. Energieanlagen sind Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen; dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein (§ 3 Nr. 15 EnWG). Diese sind nach § 49 Abs. 1 S. 1 EnWG so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Bei dieser Formulierung handelt es sich um eine sog. Generalklausel, die als Auffangregel fungiert.⁹ Die Vorgaben für die technische Sicherheit werden sodann schrittweise präzisiert.¹⁰ Vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften sind insbesondere die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten (§ 49 Abs. 1 S. 2 EnWG). Durch diese Verweisung erhalten die zuvor „rein außerrechtlichen Regeln“¹¹ Rechtsverbindlichkeit und müssen eingehalten werden.¹² Auf diesem Wege könnten auch die noch zu erstellenden Normen für die Wasserstoffimportinfrastruktur in den Rechtsrahmen aufgenommen werden.

⁹ Wagner, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., § 49 Rn. 4.

¹⁰ Wagner, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., § 49 Rn. 4.

¹¹ Wagner, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., § 49 Rn. 7.

¹² Wagner, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl., § 49 Rn. 7.

Auch die Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (RohrFLtGV) muss im Einzelfall beachtet werden. Die Verordnung verfolgt gemäß § 1 RohrFLtGV das Ziel, eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit zu vermeiden, insbesondere den Menschen und die Umwelt vor schädlichen Einwirkungen durch die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Rohrfernleitungsanlagen zu schützen. Zur Sicherstellung der technischen Unbedenklichkeit wird auf Normen und technische Regeln verwiesen. Gemäß § 3 Abs. 2 S. 1 RohrFLtGV sind Rohrfernleitungsanlagen entsprechend dem Stand der Technik zu errichten und zu betreiben. Als Stand der Technik gelten insbesondere die technischen Regeln, die nach § 9 Abs. 5 RohrFLtGV veröffentlicht werden (§ 3 Abs. 2 S. 2 RohrFLtGV). Als gleichwertige Regeln der Technik gelten Normen, sonstige Bestimmungen oder technische Vorschriften anderer Mitgliedsstaaten der Europäischen Gemeinschaft oder anderer Vertragsstaaten des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum, sofern das geforderte Schutzniveau gleichermaßen dauerhaft erreicht wird (§ 3 Abs. 2 S. 3 RohrFLtGV).

Im Hinblick auf die Einhaltung von Normen ist darüber hinaus auch von Bedeutung, ob es sich bei Wasserstofftransportvektoren um wassergefährdende Stoffe handelt. Dies ist z. B. bei Ammoniak der Fall. Nach § 62 Abs. 1 S. 1 Wasserhaushaltsgesetz müssen Anlagen zum Lagern, Abfüllen, Herstellen und Behandeln wassergefährdender Stoffe sowie Anlagen zum Verwenden wassergefährdender Stoffe im Bereich der gewerblichen Wirtschaft und im Bereich öffentlicher Einrichtungen so beschaffen sein und so errichtet,

unterhalten, betrieben und stillgelegt werden, dass eine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern nicht zu besorgen ist. In diesem Fall müssen nach § 15 Abs. 1 Nr. 3 der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen 1, 2 (AwSV) DIN- und EN-Normen als anerkannte Regeln der Technik bei der Genehmigung berücksichtigt werden.

Nicht zuletzt gewinnt das Thema der H₂-Readiness zunehmend an Bedeutung, insbesondere im Hinblick auf die potenzielle Umrüstung von LNG-Anlagen auf Wasserstoff und Wasserstofftransportvektoren. Dieser Aspekt sollte daher in den bestehenden Rechtsrahmen integriert werden, um eine klare und verbindliche Orientierung zu bieten. Eine Möglichkeit, dies zu erreichen, wäre beispielsweise die Aufnahme des Begriffs „H₂-Readiness“ in die Regelung des § 5 Abs. 3 LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG). Diese Vorschrift legt fest, unter welchen Bedingungen eine LNG-Anlage nach dem 31. Dezember 2043 weiterhin betrieben werden darf. An dieser Stelle könnte auf die noch zu erstellende(n) Norm(en) verwiesen werden, die spezifischen Anforderungen an die Umrüstung von LNG-Anlagen im Hinblick auf ihre Eignung für Wasserstoff und Wasserstofftransportvektoren beinhalten. Auf diese Weise würden die Anforderungen an die Umrüstung direkt mit den festgelegten technischen Standards zur H₂-Readiness verknüpft, was eine systematische und rechtsverbindliche Grundlage für die Anpassung der bestehenden Infrastruktur an die Bedürfnisse der Wasserstoffwirtschaft schaffen würde.

6

Rechtliche und regulatorische Aspekte

Im nachfolgenden Kapitel wurde eine verständliche und umfassende Darstellung der rechtlichen Problemstellungen im Zusammenhang mit der Umstellung von LNG-Importinfrastruktur auf Wasserstofftransportvektoren erarbeitet. Die Untersuchung erfolgte durch eine Drei-Schritt-Analyse. Zunächst wurde der Status quo des Rechtsrahmens aufbereitet, bevor auf dessen Grundlage rechtliche Hemmnisse identifiziert wurden, die der Etablierung einer zukünftigen Wasserstoffimportinfrastruktur entgegenstehen können. In einem dritten Schritt wurden Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen erarbeitet. Die vollständigen Ergebnisse, besonders zur Status quo-Analyse, werden aus Kapazitätsgründen im Rahmen einer separaten rechtswissenschaftlichen Studie zusammengefasst und veröffentlicht. Importterminals für Wasserstofftransportvektoren werden zur besseren Lesbarkeit im Folgenden einheitlich als Wasserstoffimportterminals bezeichnet. Zudem wurden zur besseren Lesbarkeit die Begriffe „Wasserstoff“ statt „H₂“ sowie „Ammoniak“ statt „NH₃“ gewählt.

Status quo-Analyse

Im Rahmen der Status quo-Analyse wurde in einem ersten Schritt der bestehende Rechtsrahmen auf nationaler Ebene für die Errichtung und den Betrieb von landseitigen Wasserstoffimportterminals sowie die rechtlichen Voraussetzungen für die Umrüstung landseitiger LNG-Terminals auf Wasserstofftransportvektoren untersucht. Der Fokus der genehmigungsrechtlichen Untersuchung lag dabei auf der für die in Frage stehenden Vorhaben zentralen Regelungsmaterie des Immissionsschutzrechts. Daneben waren auch die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Anbindungsleitungen Teil der Analyse. Mit Blick auf die Anbindungsleitungen wurde insbesondere auf das durchzuführende Planfeststel-

lungsverfahren eingegangen. Ausführungen zu rechtlichen Vorgaben, die sich mit Blick auf das Planungs- und Genehmigungsrecht auf europäischer Ebene ergeben, ergänzen die Darstellung.

Darüber hinaus wurden im Rahmen der Status quo-Analyse die energiewirtschaftsrechtlichen Vorgaben für den Betrieb und die Nutzung von Terminalinfrastrukturen untersucht. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen der Studie zunächst ein Überblick über die energiewirtschaftsrechtliche Regulierungssystematik gegeben, bevor der rechtliche Rahmen für den Betrieb und die Nutzung von LNG-Terminalinfrastruktur dargestellt wurde. Ein weiteres Kapitel beschäftigt sich mit den rechtlichen Vorgaben für den Betrieb und die Nutzung von Wasserstoffimportterminals. Aufgrund fehlender Vorschriften auf nationaler Ebene wird zum aktuellen Zeitpunkt in erster Linie die europäische Regelungsebene relevant. Im sogenannten „Gaspaket“ finden sich erstmals regulatorische Vorgaben für den Betrieb von Wasserstoffterminals, einschließlich Anforderungen an die Gestaltung des Drittzugangs. Auch der regulatorische Rahmen für Wasserstoffnetze wurde im Rahmen der Studie abgesteckt. Auf diesem Weg konnte die gesamte Systematik des regulierten Marktes für die leitungsgebundene Versorgung mit Wasserstoff abgebildet und damit die Vorgaben für zukünftige Terminalinfrastruktur in Kontext gesetzt werden.

Hemmnisanalyse und Weiterentwicklung des Rechtsrahmens

Auf Grundlage der durchgeführten Status quo-Analyse identifiziert die Studie rechtliche Hemmnisse und „White Spots“ für die Umsetzung einer Umrüstung von LNG-Terminalinfrastruktur sowie für die Neuerrichtung und den Betrieb von Wasserstoffinfrastruktur. Zur Überwindung der identifizierten Hemmnisse wurden in der Studie

Handlungsempfehlungen zur möglichen Weiterentwicklung des Rechtsrahmens genannt. Um das schnelle Erfassen der jeweiligen rechtlichen Problemstellung einschließlich des zugehörigen Lösungsansatzes für die Lesenden der Studie sicherzustellen, wurden die erarbeiteten Ergebnisse in einem Kapitel zusammengefasst. Die wesentlichen Ergebnisse werden im Folgenden kurz dargestellt.

Im Genehmigungsrecht besteht gewisse Rechtsunsicherheit mit Blick auf die Bestimmung des Anlagenkerns und der dazugehörigen Nebeneinrichtungen eines landseitigen Wasserstoffimportterminals nach dem BImSchG und der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV). Die rechtliche Einordnung ist ausschlaggebend für die Anzahl der einzuholenden Genehmigungen und damit u. a. für die Frage, ob eine oder mehrere Öffentlichkeitsbeteiligungen im Falle der Neuerrichtung durchzuführen sind. Darüber hinaus wird die Frage auch im Rahmen der Umrüstung relevant und kann u. a. ausschlaggebend dafür sein, ob eine Änderungsgenehmigung oder eine Neugenehmigung einzuholen ist.

Zur Klärung dieser Frage könnte die LAI (Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz) beitragen, indem sie Hilfestellung für die Auslegung der 4. BImSchV gibt. Alternativ wäre die Ergänzung der 4. BImSchV um einen noch näher zu definierenden Prozess zum Import von Wasserstofftransportvektoren denkbar.

Um Planungssicherheit und Flexibilität für Vorhabenträger zu gewährleisten, könnte außerdem die Planfeststellungsfähigkeit für Importterminals gesetzlich verankert werden. Bislang ist für die Errichtung und den Betrieb der landseitigen Anlage eines Wasserstoffterminals das Planfeststellungsverfahren nicht ausdrücklich vorgesehen. Durch das Planfeststellungsverfahren kann in einem Verfahren einheitlich über die öffentlich-rechtliche Zulässigkeit eines gesamten Vorhabens entschieden werden. Ausschlaggebend für die Erwägung für oder gegen ein Planfeststellungsverfahren ist für den Vorhabenträger in der Regel die Umstrittenheit seines Vorhabens, da das Planfeststellungsverfahren im Gegensatz zum fachrechtlichen Zulassungsverfahren stärkere Durchsetzungsinstrumente enthält. Sie sind gerade bei großen Infrastrukturvorhaben sinnvoll.

Es wäre daher anzudenken, ein fakultatives Planfeststellungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb von festen landseitigen Importterminals für Wasserstofftransportvektoren im EnWG vorzusehen.

Rechtsgebietsübergreifend lässt sich festhalten, dass bisher noch kein konsistenter nationaler Rechtsrahmen für Wasserstoffterminals gegeben ist. Dies gilt insbesondere für das Energiewirtschaftsrecht. Das EnWG enthält weder eine Definition eines Wasserstoffterminals noch Regelungen für die Bereiche des Drittzugangs, der Entgelte oder möglicher Betreiberpflichten. Die Regulierungen im Wasserstoffbereich beschränken sich im EnWG bislang auf Wasserstoffnetze, Wasserstofftransportnetze sowie zum Teil Wasserstoffspei-

cheranlagen. Zwar entfalten in Zukunft die Vorschriften des Gaspakets bezüglich Wasserstoffterminals in Deutschland Wirkung: So gelten die meisten Normen der Gasbinnenmarktverordnung (GasVO) ab dem 5. Februar 2025 unmittelbar. Die Vorgaben der Gasbinnenmarkttrichtlinie (GasRL) müssen spätestens bis zum 5. August 2026 in nationale Gesetze umgesetzt werden. Bis zu diesen Zeitpunkten verbleibt Unsicherheit hinsichtlich der Regulierung der Wasserstoffterminals, zumal noch nicht genau absehbar ist, wie diese Regelungen im Einzelnen ausgestaltet sein werden und in welchen nationalen Gesetzen die verschiedenen Regelungsbereiche der GasRL für Wasserstoffterminals (Begriffsbestimmungen, Drittzugang, Entgeltregulierung und Entflechtung) in Deutschland normiert werden. Hieraus können sich Unsicherheiten, insbesondere hinsichtlich Entflechtung, Anschluss und Zugang sowie der Finanzierung von Wasserstoffterminals ergeben, die Planungs- und Investitionshemmnisse darstellen können. Die energiewirtschaftsrechtlichen Vorgaben des Gaspakets bezüglich Wasserstoffterminals sollten in der nationalen Gesetzgebung zügig umgesetzt werden. Bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens muss die Tatsache berücksichtigt werden, dass sich der Wasserstoffmarkt immer noch in der Hochlaufphase befindet.

Ebenfalls rechtsgebietsübergreifend ist festzustellen, dass bestehende und geplante rechtliche Vorgaben auf eine fehlende Technologieoffenheit mit Blick auf den zukünftigen Einsatz von Wasserstofftransportvektoren hindeuten. Die Definition des Begriffs „Wasserstoffterminal“ auf europäischer Ebene im Gaspaket ist nicht technologieoffen. Vielmehr beschränkt sich diese auf flüssigen Wasserstoff und flüssiges Ammoniak und nennt keine weiteren Wasserstofftransportvektoren.

Begründet werden kann diese Begrenzung des Regulierungsrahmens gegebenenfalls mit den divergierenden Stoffeigenschaften der Wasserstoffderivate und Wasserstoffträgermedien, denn abhängig vom eingesetzten Derivat bzw. Trägermedium sind unterschiedliche Anlagenteile für den Import und für die Umwandlung der Stoffe erforderlich. Mit der Beschränkung der Wasserstoffterminaldefinition auf flüssigen Wasserstoff und flüssiges Ammoniak geht dennoch eine gewisse Vorfestlegung auf diese Stoffe einher, die unter dem Gesichtspunkt der Technologieoffenheit kritisch betrachtet werden kann. Zudem kann es infolge der unterschiedlichen Regulierungsregime für Wasserstoffterminals und für Anlagen, die

andere Stoffe als flüssiges Ammoniak oder Flüssigwasserstoff einsetzen, aus energiewirtschaftsrechtlicher Hinsicht zu Ungleichheiten bei rechtlichen Pflichten und Privilegierungen kommen. Dies kann zu unterschiedlichen Wettbewerbsbedingungen und Rechtsunsicherheit führen.

Statt der derzeitigen Verengung des Anwendungsbereichs der GasRL auf Ammoniak- und Flüssigwasserstoffterminals könnte eine entsprechende technologieoffene Anpassung der Wasserstoffterminaldefinition in der GasRL dergestalt erfolgen, dass sämtliche Wasserstofftransportvektoren aufgenommen werden (LH₂, NH₃, LOHC, Methanol, DME, SNG).

Alternativ könnte der Begriff „Wasserstoffterminal“ als Anlage zur Entladung und Umwandlung von Wasserstofftransportvektoren in gasförmigen Wasserstoff für die Einspeisung in das Wasserstoff- oder Erdgasnetz definiert werden. In diesem Fall bedürfte es zudem einer Definition des Begriffs „Wasserstofftransportvektor“ in der GasRL. Diese sollte analog zur ersten Alternative sämtliche Wasserstofftransportvektoren erfassen. Der Katalog der Wasserstofftransportvektoren könnte auf diese Weise zukünftig auch um neue Technologien erweitert werden.

Eine Änderung der GasRL muss allerdings im Rahmen des europäischen Gesetzgebungsverfahrens erfolgen. Dies bedeutet einen hohen administrativen und zeitlichen Aufwand. Alternativ könnte bei der Umsetzung der GasRL in nationales Recht geprüft werden, ob der Erlass einer solchen technologieoffenen Definition des Wasserstoffterminals die Pflicht der Mitgliedsstaaten zur ordnungsgemäßen Umsetzung der europäischen Richtlinie erfüllt.

Die Problematik der mangelnden Technologieoffenheit besteht auch mit Blick auf den Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes (WasserstoffBG-E) und das LNGG. Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz befindet sich derzeit noch im legislativen Prozess. Der Anwendungsbereich des WasserstoffBG-E ist hinsichtlich Importterminals auf Anlagen zum Import von Wasserstoff, Ammoniak und flüssigen organischen Wasserstoffträgern beschränkt. Anlagen zum Import weiterer Wasserstoffderivate wie etwa Methanol, SNG und DME sind ausweislich des Wortlauts gerade nicht vom Anwendungsbereich erfasst. Demgegenüber sieht das LNGG die Umrüstung von LNG-Anlagen auf den Betrieb mit Wasserstoff-„Derivaten“ vor, ohne technologische Einschränkungen vorzuneh-

men. Daneben lässt das LNGG auch eine Umrüstung auf Methan und Biomethan zu. Das LNGG verfolgt demnach einen flexibleren Ansatz in Bezug auf Energieträger als der WasserstoffBG-E. An dieser Stelle besteht mithin eine gewisse Diskrepanz in der Gesetzgebung, die Fragen hinsichtlich der politischen Ausrichtung in Bezug auf die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff aufwirft.

Mit Blick auf die Einheit der Rechtsordnung könnte hier anzudenken sein, den Anwendungsbereich des WasserstoffBG-E insofern auszuweiten, dass sämtliche Wasserstofftransportvektoren, die das LNGG benennt, auch von den Beschleunigungsmaßnahmen des WasserstoffBG-E erfasst werden.

Ein Hemmnis für den effektiven Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffimportinfrastruktur kann zudem in der Beschränkung des überragenden öffentlichen Interesses für Importterminals bis 1. Januar 2035 gesehen werden. Nach dem derzeitigen Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Wasserstoffbeschleunigungsgesetz liegen die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zum Import von Wasserstoff, Ammoniak sowie flüssigen organischen Wasserstoffträgern nur bis zum Ablauf des 1. Januar 2035 im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Hintergrund dieser zeitlichen Befristung ist, dass bis zum Jahr 2035 Wasserstoff vorwiegend schiffsbasiert nach Deutschland importiert werden soll.¹³ Damit während dieses Zeitraums die erforderliche Importinfrastruktur schnellstmöglich errichtet und der Wasserstoffhochlauf nachhaltig unterstützt werden kann, bedarf es nach Ansicht der Bundesregierung eines Abwägungsvorrangs der genannten Anlagen gegenüber anderen Abwägungsbelangen.¹⁴ Nach 2035 soll der Import von Wasserstoff demgegenüber vermehrt über Pipelines aus Europa und angrenzenden Regionen erfolgen.¹⁵ Die Frage, auf welchem Weg Wasserstoff in Zukunft tatsächlich nach Deutschland importiert werden wird, ist allerdings zum jetzigen Zeitpunkt noch mit gewissen Unsicherheiten behaftet.

Anzudenken wäre daher, die Länge der Befristung in regelmäßigen Abständen zu überprüfen und mit Blick auf Faktoren wie Importmengen, Verfügbarkeit von Wasserstofftransportvektoren, Stand des Ausbaus des Wasserstoffnetzes etc. zu evaluieren und gegebenenfalls an die aktuelle Situation der Wasserstoffversorgung anzupassen.

¹³ BT-Drs. 20/11899, S. 36.

¹⁴ BT-Drs. 20/11899, S. 34.

¹⁵ BT-Drs. 20/11899, S. 36.

Es besteht zudem das Risiko von Lock-in-Effekten durch langfristige Kapazitätsverträge für LNG und lange Vertragslaufzeiten über die Lieferung von fossilem Gas. Der aktuelle Rechtsrahmen ermöglicht eine stetig hohe Auslastung der LNG-Terminals, die deutlich über den gesicherten Importbedarf hinausgeht, der im LNG-Bericht des BMWF festgestellt wurde [\[40\]](#). Demnach können auch in Zeiten, in denen ein Engpass bei der Gasversorgung nicht zu besorgen ist, ohne ein berechtigtes Interesse erhebliche Anteile der Terminalkapazitäten auf lange Sicht für LNG-Lieferungen gebucht werden. Dies steht der für die Erreichung der Klimaziele notwendigen zügigen Reduktion des Erdgaseinsatzes entgegen. Auch der auf den 31. Dezember 2043 befristete Anlagenbetrieb mit verflüssigtem Erdgas führt zu keiner anderen Betrachtung, sofern die Terminals bis dahin nahezu vollständig ausgelastet werden können. Eine derartige Regulierung erschwert den zeitnahen Umstieg auf grünen Wasserstoff, da der Abschluss von Verträgen mit langen Laufzeiten und Abnahmegarantien u. U. dazu führen kann, dass fossiles LNG länger als notwendig konsumiert wird (sog. Lock-In-Effekt) und den Bedarf nach Wasserstofftransportvektoren verdrängt.

Um Energiesicherheit und Klimaziele gleichermaßen zu erreichen, ist ein regulatorischer Rahmen erforderlich, der sicherstellt, dass die potenziell zur Verfügung stehenden Kapazitäten eines LNG-Terminals nicht langfristig gebucht und genutzt werden können und so z. B. neue langfristige LNG-Lieferverträge ermöglichen, die über Jahrzehnte zusätzliches LNG auf den Weltmarkt bringen. In erster Linie wäre hierzu eine Verkürzung der möglichen Vertragslaufzeiten durch entsprechende Anpassung der Buchungsauflagen gemäß § 5 der Verordnung zu regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-

Anlagen (LNGV) erforderlich. Auch könnte der Abschluss von Lieferverträgen von einer vorgeschalteten Bedarfsanalyse abhängig gemacht werden.

Ebenfalls zu Lock-in-Effekten zu Lasten der Nachfrage nach erneuerbaren Gasen können lange Vertragslaufzeiten über die Lieferung von fossilem Gas führen. So erlauben europäische Vorgaben im Gaspaket den Abschluss von langfristigen Lieferverträgen über fossiles Gas bis Ende 2049. Kritisch ist außerdem die Tatsache zu sehen, dass circa die Hälfte der langfristigen Lieferverträge über LNG mit einem fixem Anlandeort abgeschlossen werden. Aufgrund einer solchen Vertragsklausel ist der Weiterverkauf der LNG-Mengen nur unter erschwerten Bedingungen möglich, weshalb die Flexibilität der Anlagenbetreiber sinkt und sich zugleich die Gefahr von Lock-in-Risiken erhöht.

Die Mitgliedsstaaten haben zwar die Möglichkeit, ein früheres Enddatum als den 31. Dezember 2049 für die Laufzeit langfristiger Verträge über fossiles Gas zu beschließen. Dies kann jedoch zu einer Vielzahl an unterschiedlichen nationalen Regelungen in den verschiedenen Mitgliedsstaaten führen und somit auch im Widerspruch zur Wettbewerbsgleichheit innerhalb der EU stehen. Ein einheitliches früheres Enddatum als der 31. Dezember 2049 für die Laufzeit von fossilen Gasverträgen auf europarechtlicher Ebene kann dagegen zu Rechtssicherheit und Rechtseinheitlichkeit sowie dem Erreichen der Klimaschutzziele beitragen.

7

Schnittstelle Terminal und innerdeutscher Transport

Neben der Umwandlung der H₂-Transportvektoren in H₂ und einem anschließenden leitungsgebunden Transport, besteht die Möglichkeit die angelandeten H₂-Transportvektoren per Straße, Schiene oder Binnenschiff in das deutsche Hinterland zu transportieren. Dies kann insbesondere für Endverbraucher sinnvoll sein, die den am Terminal angelandeten H₂-Transportvektor für eine stoffliche Anwendung einsetzen, aber auch, um Bedarfe zu decken, die nicht durch eine leitungsgebundene Versorgung erreicht werden.

Im Weiteren werden wesentliche Ergebnisse des Vergleichs der möglichen Transportvektoren (Straße, Schiene und Binnenschiff) für H₂-Transportvektoren abgebildet. Es werden technische, ökonomische und ökologische Aspekte untersucht. Die Systemgrenzen des innerdeutschen Transports liegen hinter der Abfüllanlage des Importterminals und dem Übergabepunkt beim Endverbraucher. Die dargestellten Inhalte des Syntheseberichts bestehen neben der aktuellen TRL-Einordnung aus der Kostenstruktur für die unterschiedlichen H₂-Transportvektoren.

TRL-Bewertung für den innerdeutschen Transport der H₂-Transportvektoren

Die Einteilung der TRL-Skala für die H₂-Transportvektoren ist in Tabelle 7-1 dargestellt.

Da alle H₂-Transportvektoren bereits heute transportiert werden, liegt die TRL-Einordnung in einem hohen Bereich. Der Straßentransport per LKW wurde durchgängig mit dem TRL 9 bewertet. Eine ähnliche Einordnung findet sich für den Schienentransport wieder. Ausschließlich GH₂ und SNG wurden mit einem TRL 8 bewertet, was mit dem fehlenden betrieblichen Einsatz begründet wird. Für den Transport per Binnenschiff ergibt sich das größte TRL-Entwicklungspotenzial. Während NH₃ und MeOH bereits per Binnengewässer transportiert werden und mit einem TRL 9 bewertet wurden, liegt das TRL für die weiteren H₂-Transportvektoren in einem niedrigeren Bereich, wobei erwähnt werden muss, dass der Anstieg für LH₂, LOHC und DME bei entsprechenden Umsetzungsprojekten schnell auf ein TRL 9 erwartet werden kann. Größere Hürden stellen häufig regulatorische Anforderungen an den Transport (Gefahrguttransport) der H₂-Transportvektoren dar, die im Rahmen der TRL-Bewertung nicht vertieft bearbeitet wurden. Die Ergebnisse wurden aus einer Literaturrecherche sowie Expertengesprächen abgeleitet.

Tabelle 7-1: TRL-Einordnung der H₂-Transportvektoren für den Transport per Straße, Schiene und Binnenschiff.

TRL		Straßentransport	Schienentransport	Binnenschifftransport
1	Grundprinzip Beobachtung des Funktionsprinzips			
2	Technologiekonzept Beschreibung von Anwendungsszenarien			
3	Proof of concept Nachweis der Funktionsfähigkeit des Konzepts			
4	Labormuster Versuchsaufbau im Labormaßstab			GH ₂ , DME
5	Funktionsmuster Versuchsaufbau und Überprüfung in relevanter Einsatzumgebung			
6	Prototyp Demonstration in relevanter Einsatzumgebung			LOHC [41] SNG [42]
7	Demonstrator Demonstration im realen Einsatz			LH ₂ [43]
8	Nullserie Nachweis der Funktionstüchtigkeit des qualifizierten Systems		GH ₂ [44, 45] SNG [46, 47]	
9	Produkt Nachweis des erfolgreichen Einsatzes des qualifizierten Systems	GH ₂ [48, 49], LH ₂ [50–52], NH ₃ [47], MeOH [53] LOHC [54, 55], SNG [56, 57], DME [47]	LH ₂ [44], NH ₃ [58], MeOH [53], LOHC [54, 55], DME [47]	NH ₃ [59, 60], MeOH [61, 62]

Übersicht zu den innerdeutschen Transportkosten der H₂-Transportvektoren

Im Folgenden werden die ermittelten Transportkosten für die untersuchten H₂-Transportvektoren per Straßen-, Schienen- und Binnenschifftransport dargestellt. Der Untersuchungsgegenstand beschränkt sich auf die Transportwege, die über Distanzen zwischen 100 km und 1.000 km berücksichtigt wurden. Die Be- und Entladungsvorgänge für die jeweiligen Transportvektoren sind in die Transportkosten eingeflossen. Eine Übersicht zu den H₂-Transportvektor-spezifischen sowie allgemeinen Annahmen sind im Anhang in Tabelle 10-7 und Tabelle 10-8 nachzuvollziehen.

Eine Besonderheit stellt die Kostenannahme für den Transport per Binnenschiff dar. Aufgrund schwer nachvollziehbarer CAPEX-Kosten (insbesondere Kosten, die zur Modifizierung für die jeweiligen H₂-Transportvektoren nötig sind), wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die den Einfluss der CAPEX-Kosten auf die Transportkosten aufzeigen soll. Ergebnis ist, dass die CAPEX-Kosten insbesondere die Transportkosten von LH₂ beeinflussen, was u. a. auf ein anteilig hohes CAPEX zurückzuführen ist.

Zur Ermittlung der Transportkosten wurde die Annuitätenmethode verwendet. Zur Bestimmung der levelized transport costs of hydrogen (LCOH), levelized transport costs of ammonia (LCOA), levelized transport costs of methanol (LCOM), levelized transport costs of synthetic natural gas (LCOS) sowie levelized transport costs of DME (LCOD) werden die Investitionskosten (CAPEX_i) mit dem jährlichen Kapitalrückgewinnungsfaktor (crf) multipliziert und mit den Betriebskosten (OPEX_i) addiert. Abschließend werden die Kosten durch die Menge transportiertem H₂-Transportvektor geteilt.

Berechnung zur Transportkostenermittlung für die H₂-Transportvektoren:

$$LCOH, LCOA, LCOM, LCOS, LCOD = \frac{CAPEX_i \cdot crf + OPEX_i}{M_{H_2, NH_3, MeOH, SNG, DME}} \text{ [€/kg]}$$

Die CAPEX-Kosten setzen sich je nach Transportvektor aus Zugmaschine (Straße), Lokomotive (Schiene) sowie Binnenschiff und Auflieger/Flachwagen zusammen. Zudem fließen die H₂-Transportvektor-spezifischen Modifizierungen sowie Behälter in die Investitionskosten ein. Die OPEX-Kosten beinhalten den Transportvektor-spezifischen Dieselverbrauch, der in Abhängigkeit vom transportierten Gewicht variiert. Zudem fallen Personalkosten und Kosten für LKW-Maut oder Schienennutzung an. Die Kosten für die Be- und Entladung der H₂-Transportvektoren teilen sich auf CAPEX und OPEX (Personal) auf. Weitere Kosten, die durch das Be- und Entladen verursacht werden (können), wie Strom-/Dieselbedarfe und H₂-Transportvektor-spezifische Vorgänge (bspw. Dehydrierung bei LOHC) wurden nicht berücksichtigt.

Wesentliche Ergebnisse der Transportkosten sind in Abhängigkeit zur Transportdistanz in Abbildung 7-1 und Abbildung 7-2 dargestellt. Werden die Transportvektoren Straße, Schiene und Binnengewässer verglichen, ist insbesondere der Transport per LKW auf der Straße kostenintensiv. Zurückzuführen sind die höheren Kosten u. a. auf die deutlich geringeren jährlichen Betriebsstunden sowie den hohen spezifischen Dieselverbrauch pro transportierter Tonne H₂-Transportvektor. Der Transport per Schiene ist für H₂-Transportvektoren wie LOHC über längere Distanzen attraktiv, da das hohe Transportgewicht durch einen geringen spezifischen Dieselverbrauch die Transportkosten reduziert. Eine Aufteilung der H₂-Transportvektoren auf

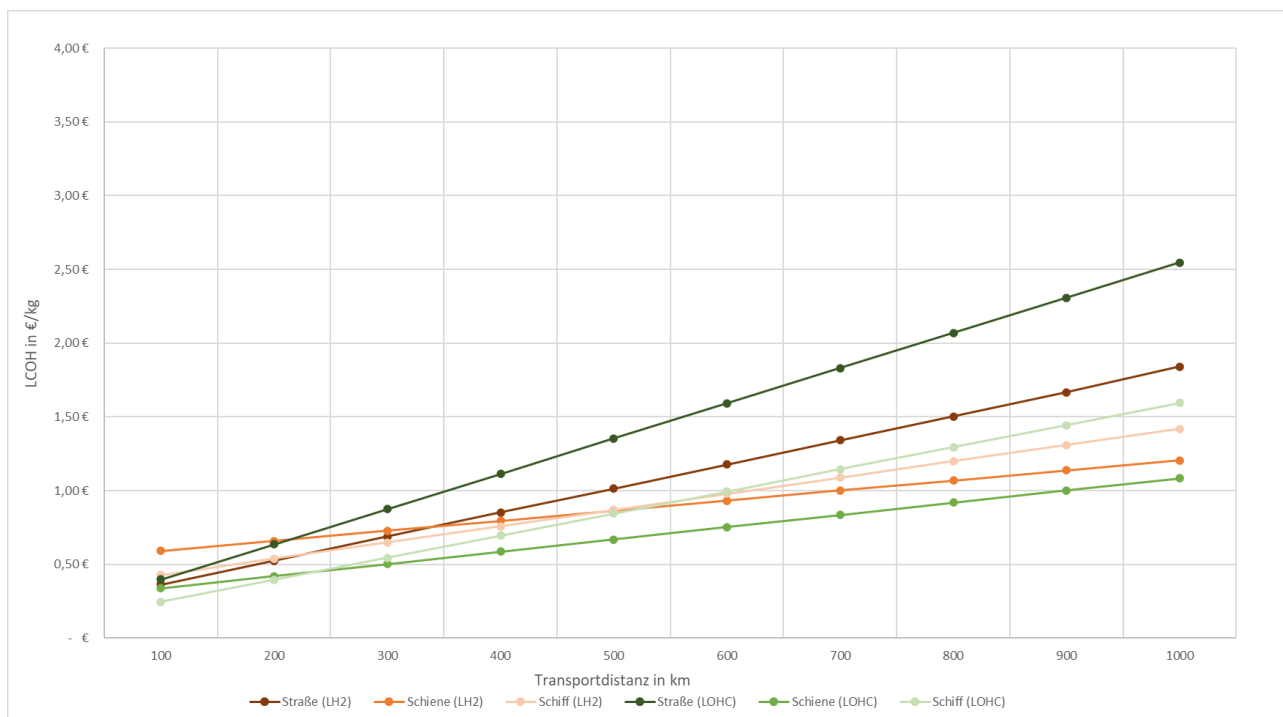


Abbildung 7-1: LCOH für LH₂ und LOHC für den Transport per Straße, Schiene und Binnenschiff über unterschiedliche Distanzen.

zwei Abbildungen wurde im Sinne der Übersichtlichkeit getroffen. Ein Vergleich zwischen den H₂-Transportvektoren ist an dieser Stelle nicht zielführend, da vordergründig der stoffliche Einsatz untersucht wurde.

In Abbildung 7-3 sind für die Transportvektoren Straßen-, Schienen- und Binnenschifftransport die anteiligen CAPEX- sowie OPEX-Kosten dargestellt. Während GH₂ und LH₂ über alle Transportvektoren vergleichsweise hohe CAPEX-Kostenanteile besitzen, zeichnen sich

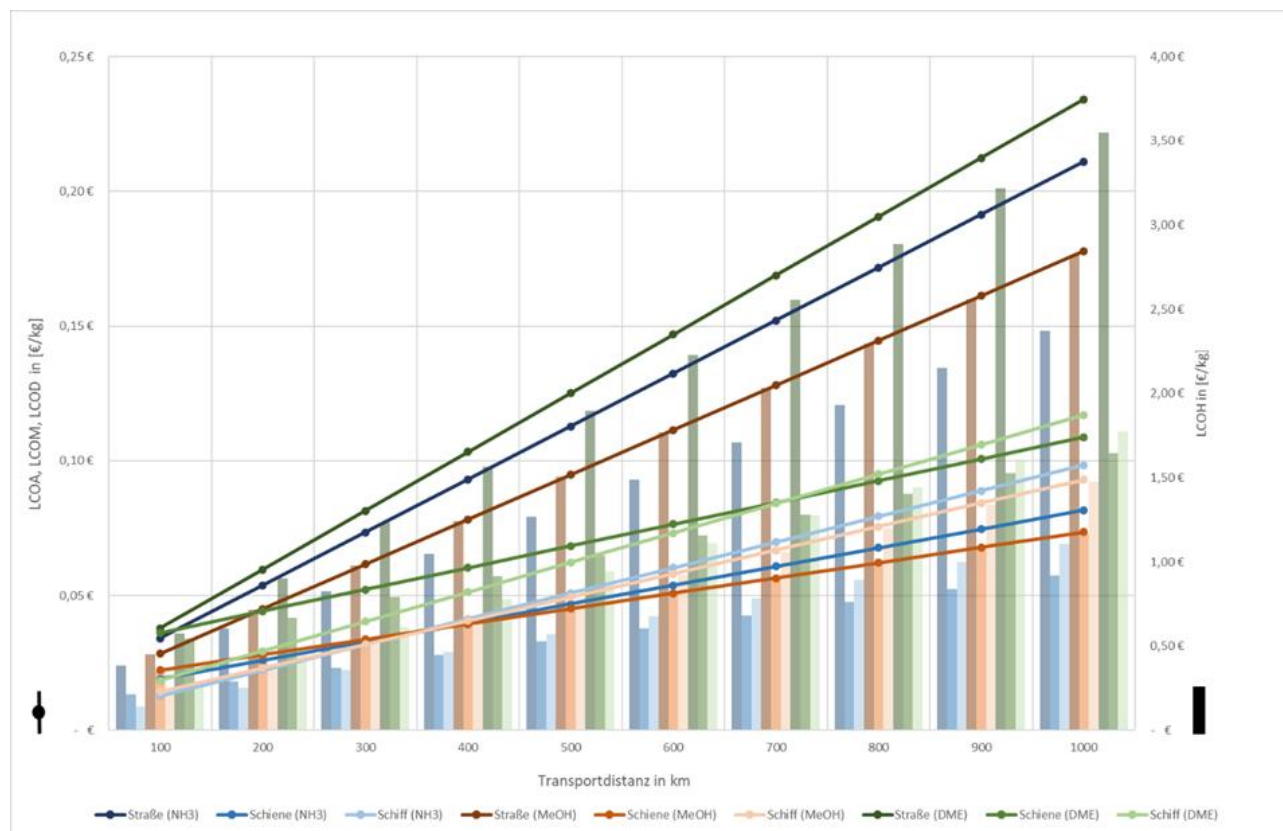


Abbildung 7-2: LCOA, LCOM, LCOD für den Transport per Straße, Schiene und Binnenschiff für unterschiedliche Distanzen.

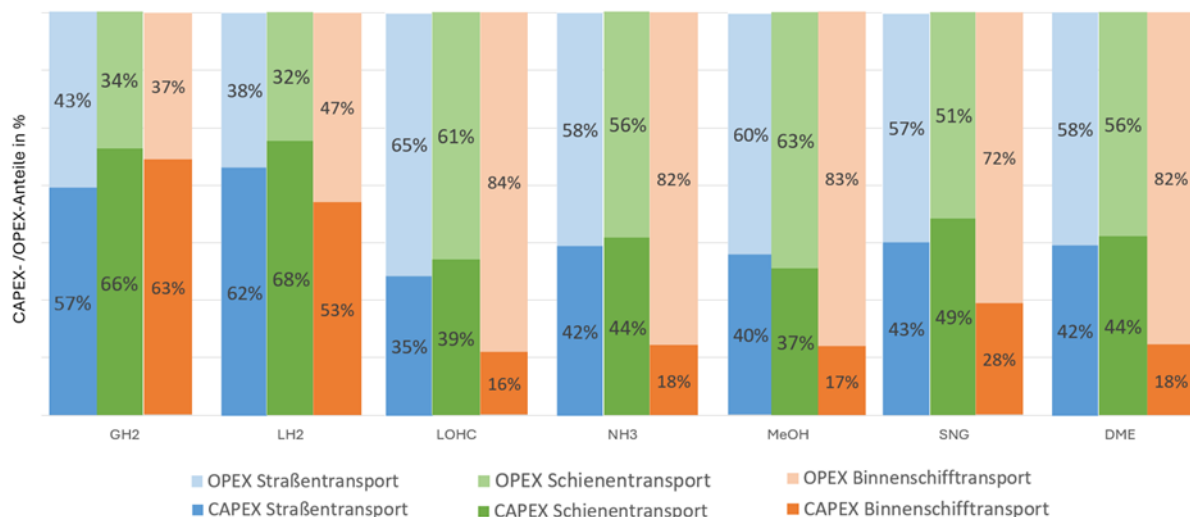


Abbildung 7-3: CAPEX- und OPEX-Kostenanteile für den Transport per Straßen-, Schienen und Binnenschifftransport für die verschiedenen H_2 -Transportvektoren.

LOHC, MeOH und DME mit hohen OPEX-Kostenanteile aus. Zurückzuführen ist dies zum einen darauf, dass für GH_2 und LH_2 relativ hohe Kosten für ihre Transportbehälter anfallen, zum anderen, dass das transportierte Gewicht für LOHC, MeOH und DME vergleichsweise hoch ist. Während MeOH und DME bei der Leerfahrt mit deutlich reduziertem Gewicht kalkuliert werden, ist der H_2 -Transportvektor LOHC mit dem zu transportierenden BT nahezu mit identischem Transportgewicht unterwegs.

Neben den Ergebnissen zu den Kostenstrukturen stellt Abbildung 7-4 mit der Auslastung der unterschiedlichen Infrastrukturen ein weiteres relevantes Thema – beispielhaft für LH_2 – dar. So ist insbesondere die Auslastung der Straßeninfrastruktur bei vergleichbaren Transportkapazitäten zu Schienen- und per Binnenschifftransport hoch. Bis 2051 wird ein steigendes Verkehrsaufkommen per LKW auf der Straße erwartet, welches durch den flächendeckenden Transport von H_2 -Transportvektoren weiter intensiviert werden könnte [63].



Abbildung 7-4: Vergleich der Transportkapazitäten für LKW, Gütertransport und Binnenschiff beispielhaft für den H_2 -Transportvektor LH_2 .

8

Techno-ökonomische Betrachtung der Prozessketten und Weiternutzungsszenarien

In Kapitel 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.

Da der Projektpartner Hydrogenious LOHC Technologies GmbH methodische und Daten-spezifische Bedenken geäußert hat, sind die Ergebnisse für den Energievektor LOHC nicht in den folgenden Ausführungen in Kapitel 8 enthalten.

Analyse über den Import wasserstoffbasierter Energieträger

8.1.1 Entwicklung von Wasserstoffbedarf und Nachfrage

Die H₂-Nachfrage in Deutschland wird maßgeblich durch 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 [64-65]. 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.

8.1.2 Importoptionen

Der wesentliche Teil des H₂-Bedarfs Deutschlands wird über Importe bereitgestellt werden. H₂-Transportvektoren werden voraussichtlich vollständig importiert. Aussagen über welchen Weg H₂ nach Deutschland gelangt, ob über Pipelines oder über einen der H₂-Transportvektoren, ist mit hohen Unsicherheiten verbunden und eine Ableitung benötigter Terminalkapazitäten nicht möglich. Beispielsweise zeigen Studien verschiedener Forschungsinstitute, dass aus Sicht eines kosten-optimalen Energiesystems 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 [64, 66-67]. 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 erfolgte Absage des Pipelineprojekts zwischen Norwegen und Deutschland, welche aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit vorerst nicht realisiert wird [68].

Auch wenn Pipelines voraussichtlich die Hauptrolle beim H_2 -Transport spielen werden, sind H_2 -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. H_2 -Importterminals sind in dieser Hinsicht leichter auszulasten und prinzipiell bedarfsgerecht skalierbar. Kurz- bis mittelfristig wird erwartet, dass H_2 -Importe per Schiff schneller realisiert werden können als Importe per Pipeline. Darüber hinaus sind H_2 -Importterminals unter Resilienzgesichtspunkten ein wichtiger Faktor und ermöglichen eine Diversifizierung der Versorgung (vgl. LNG-Importterminals).

H_2 -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 NH_3 ausgerichtet sind (z. B. NEOM, Hyphen). Aber auch Projekte für MeOH, LOHC, SNG und LH_2 sind in Planung.

CO₂-Management beim Import von SNG, DME und MeOH

8.1.3 Hintergrund und Systemaufbau

Im vorliegenden Kapitel wird für die CO₂-basierten H_2 -Transportvektoren SNG, MeOH und DME der Einsatz einer CO₂-Kreislaufwirtschaft analysiert. Für die Produktion von kohlenstoffhaltigen Molekülen, stellt die CO₂-Bereitstellung die wesentliche Herausforderung dar. Die Verfügbarkeit biogener CO₂-Punktquellen ist limitiert und die Technologie des Direct Air Captures Verfahrens (DAC) zur CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft noch weit von einem wirtschaftlichen Einsatz entfernt. Mithilfe von Literatur und Analysen laufender Projekte, werden Konzepte für eine CO₂-Kreislaufwirtschaft entwickelt und techno-ökonomisch bewertet. In einem ersten Schritt sollen mithilfe der Ergebnisse aus Kapitel 3 die rezyklierbaren CO₂-Mengen quantifiziert und die CO₂-Rückführung zur Derivate-Produktion analysiert werden. Der Bilanzraum der Analyse ist in Abbildung 8-1 am Beispiel SNG dargestellt. CO₂ wird im Terminal abgeschieden und anschließend verflüssigt, um die Dichte zu erhöhen. Nach einer Zwischenspeicherung im Importhafen, erfolgt der maritime Transport zurück zur Derivatproduktion, wo aus dem CO₂ und dem H_2 aus der Elektrolyse entweder SNG, MeOH oder DME hergestellt wird.

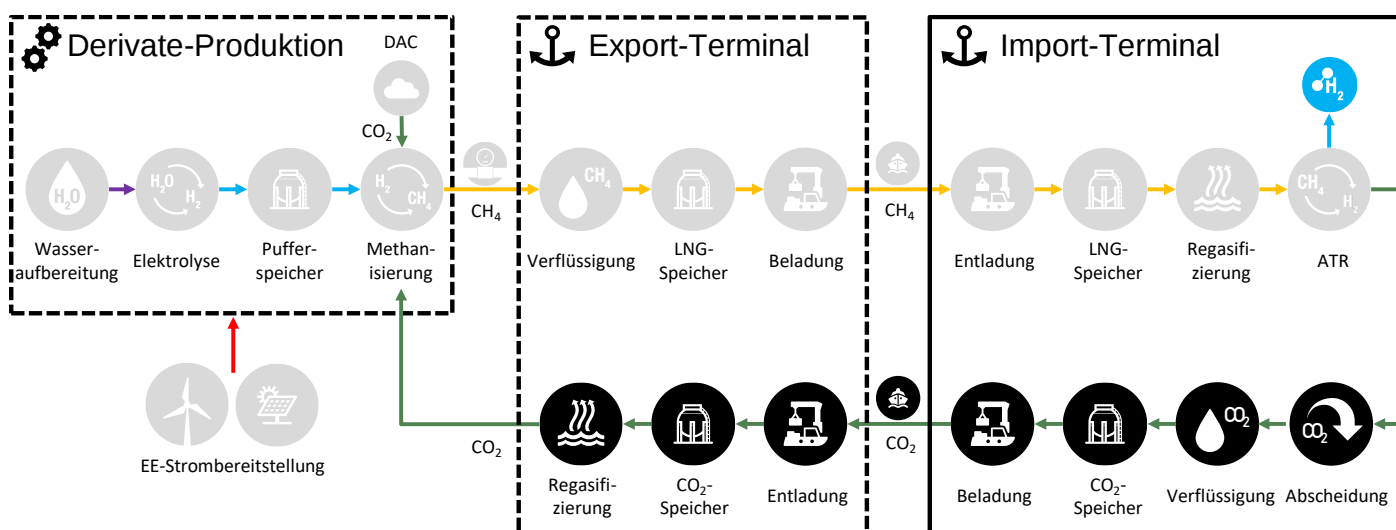


Abbildung 8-1: Bilanzraum der Analyse.

8.1.4 Ergebnisse

Die anfallenden CO₂-Mengen sind im SNG-Szenario mit 21,6 Mt/a und im MeOH-Szenario mit 22,8 Mt/a ähnlich. Im DME-Szenario müssen nur 18,4 Mt/a transportiert werden. Dies liegt daran, dass pro kg Wasserstoff bei DME als Vektor weniger CO₂ entsteht als bei der Konversion der gleichen Menge SNG. Das H₂/CO₂-Verhältnis beträgt im MeOH-Szenario 0,111, im SNG-Szenario 0,117 und im DME-Szenario 0,137. Steigt dieses Verhältnis, so wird prozesstechnisch bedingt weniger CO₂ für die gleiche Zielmenge Wasserstoff erzeugt. Die Ergebnisse in Abbildung 8-2 spiegeln dies wider. Die linke Grafik zeigt zudem, dass in allen drei Fällen die Transportkosten linear mit der Transportdistanz ansteigen. Für längere Transportwege wird mehr Treibstoff benötigt. Gleichzeitig müssen mehr Schiffe zur Verfügung stehen, da die Transportzeit zunimmt. Die steigenden Kosten für den Schiffstransport (insbesondere die Treibstoffkosten) wirken sich stark auf die Gesamtkosten aus, da sie den größten Anteil ausmachen, wie die rechte Grafik in Abbildung 8-2 zeigt. Der zweitgrößte Kostenfaktor ist die energieintensive Verflüssigung des CO₂ am Exportterminal.

Techno-Ökonomische Analyse

8.1.5 Methodik und Modellaufbau

Nachfolgend werden Methodik und Ergebnisse einer umfassenden techno-ökonomischen Analyse der Gesamtkette durchgeführt. Abbildung 8-3 stellt den schematischen Modellaufbau 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.

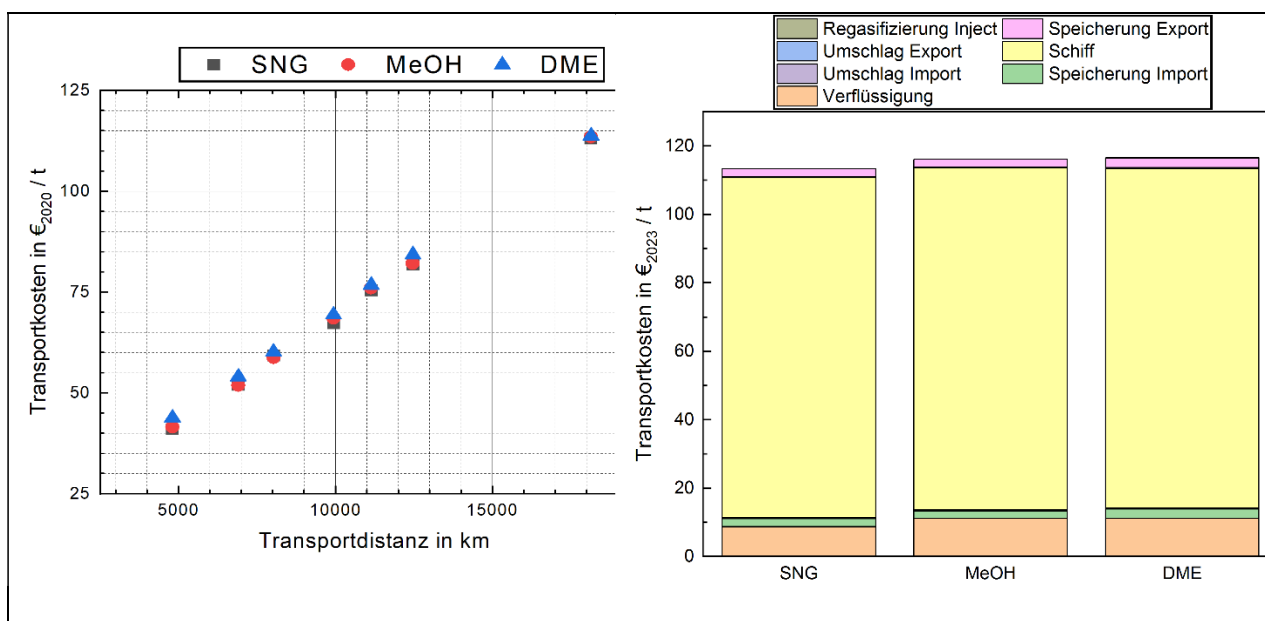


Abbildung 8-2: CO₂-Transportkosten abhängig von der Transportdistanz (links) und für eine Transportdistanz von 18.142 km (Australien) (rechts).

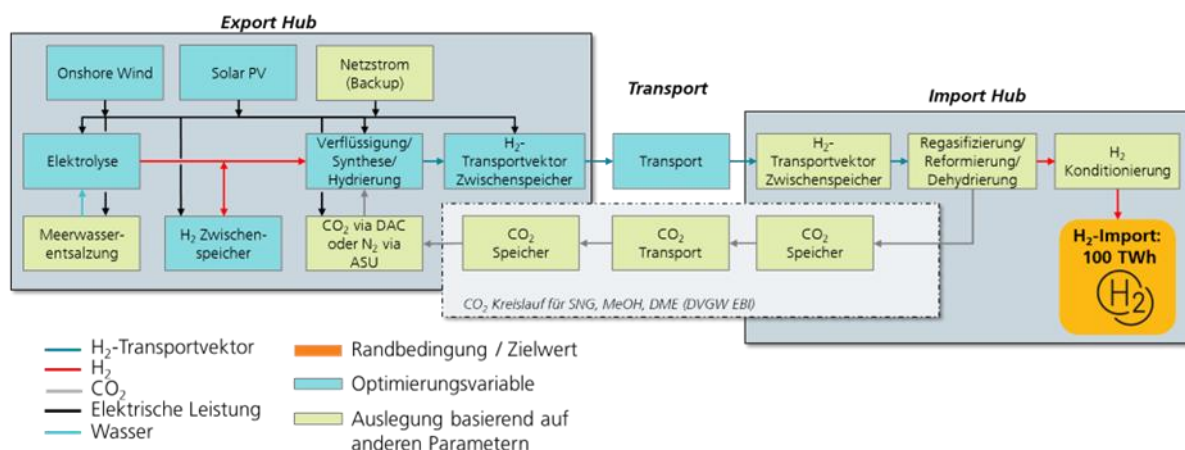


Abbildung 8-3: Systemaufbau der kompletten PtX Versorgungskette.

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.

Die Komponenten der gesamten H₂-Versorgungskette wurden dafür 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. Zur Identifizierung der kostengünstigsten Systemkonfiguration, wurde der Systemaufbau mit einem integrierten Optimierungsalgorithmus optimiert. 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.

Die Berechnung der H₂-Kosten 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

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

Für die Analyse wurden drei unterschiedliche Kostenszenarien durchgeführt, bei denen Investitionskosten der Erneuerbaren Energieträger und Elektrolyse sowie deren spezifischer Energiebedarf zur Wasserstoffherstellung variiert wurde. Des Weiteren wurden die Kapitalkosten und die Stromkosten am des Importterminals zwischen den Szenarien variiert. Die Parameter der Importterminals sind dem Kapitel 3 zu entnehmen. In Tabelle 8-1 sind die berücksichtigten Parameter aufgelistet.

Tabelle 8-1: Überblick über die wesentlichen Parameter der Analyse unterteilt in drei Szenarien.

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	
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 DME: 60.000 (84.000 m ³)		Tonnen
Treibstoffkosten Transport		1.000		EUR/Tonne
Treibstoff		eMethanol		-

8.1.6 Ergebnisse

Abbildung 8-4 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 Wertebereich 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 4,4-5,2 EUR/kg. Im Szenario „Mid“ variiert der Mittelwert der H₂-Vektoren zwischen 5,6-6,6 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 7,5-8,9 EUR/kg beobachtet.

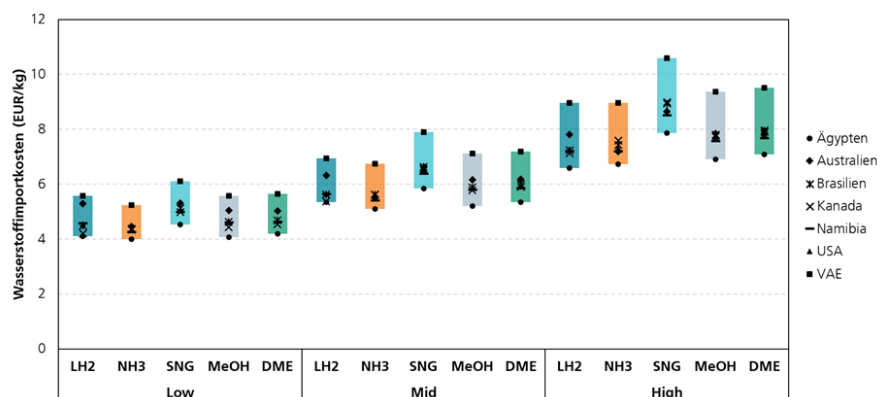


Abbildung 8-4: Wasserstoffimportkosten über die analysierten H_2 -Vektoren für die drei Kostenszenarien.

Insgesamt liegen die Kosten von LH_2 , NH_3 , MeOH und DME auf einem vergleichbaren Niveau, wobei die niedrigsten LCOH für NH_3 und LH_2 beobachtet werden. Die CO_2 -basierten H_2 -Vektoren MeOH und DME profitieren von den geringeren CO_2 -Kosten durch den Closed Carbon Loop. Unter Berücksichtigung einer DAC zur CO_2 Bereitstellung, würden die Kosten höher ausfallen. Die H_2 -Importkosten über den Vektor SNG fallen im Vergleich etwas höher aus.

Kostenzusammensetzung der Importe sowie der Terminals

Abbildung 8-5 zeigt die Kostenzusammensetzung der H_2 -Importkosten über die gesamte Versorgungskette (linke Abbildung) sowie den spezifische Kostenzusammensetzung des Importterminals (rechte Abbildung). Als Beispiel wurde hierfür der Import der H_2 -Transportvektoren aus Ägypten (südlich Suezkanal) im Szenario „Mid“ herangezogen. Die Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien stellt dabei für alle H_2 -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 oben 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. Für die CO_2 -basierten Vektoren, besteht zudem ein Frischwasserbedarf für die Dampfpreformierung. Ein wesentlicher Bestandteil bei allen Terminals sind mit der Umwandlungseinheit verbunden. Ebenso deutlich zu erkennen, haben einige Terminals einen hohen Strombedarf, welcher sich stark auf die Kosten auswirkt. Kosten für den Vektorspeicher und den Anleger fallen hingegen wenig ins Gewicht.

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 H_2 -Vektors bzw. ein Teil des enthaltenen H_2 bei der Umwandlung verloren. Da dieser zuvor zu teilweise hohen Kosten produziert wurde, hat die Effizienz des Terminals einen großen Einfluss auf die Importkosten.

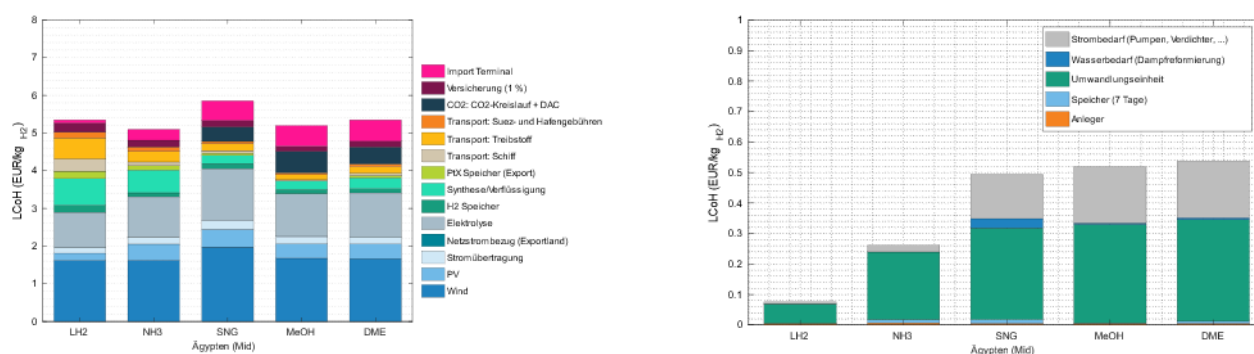


Abbildung 8-5: Kostenzusammensetzung anhand eines exemplarischen Szenarios (links) und detaillierte Darstellung des Kostenanteils der Importterminals (rechts) (bei LH_2 keine getrennte Darstellung von Speicher und Umwandlungseinheit).

9

Literaturangaben

- [1] BMW, "Die Nationale Wasserstoffstrategie," 2020.
- [2] Environmental Protection Department, "Objectives and Benefits for the Project and Consideration of Alternatives," 2018.
- [3] C. Stadt, C. Hofsäß, B. von Lewinski, and F. Mörs, "Kurzstudie zu Transportoptionen von Wasserstoff," 2024.
- [4] National Hydrogen Council Germany, "Information Paper: Hydrogen Transport," 2021.
- [5] O. Cebolla, "Assessment of hydrogen delivery options," 2022.
- [6] M. Distel et al., "Large-Scale H₂ Storage and Transport with Liquid Organic Hydrogen Carrier Technology: Insights into Current Project Developments and the Future Outlook," 2024.
- [7] EE ENERGY ENGINEERS GmbH und der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, "Ammoniak als Energieträger für die Energiewende," 2023.
- [8] M. S. Peters and K. D. Timmerhaus, "Plant design and economics for chemical engineers," 2004.
- [9] P. Christensen, L. R. Dysert, J. Bates, and D. J. Burton, "Cost Estimate Classification System – As Applied In Engineering, Procurement, And Construction For The Process Industries: AACE International Recommended Practice No. 18R-97," 2005. [Online]. Available: <http://aheinc.ca/wp-content/uploads/2018/12/AACE-Cost-Estimate-Classification-System.pdf>
- [10] DIN EN 14620-3:2006-12, Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C - Teil_3: Bauteile aus Beton, DIN e.V., Berlin, 2006.
- [11] DIN EN 14620-2:2006-12, Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C - Teil_2: Metallische Bauteile, DIN e.V., Berlin, 2006.
- [12] DIN EN 14620-4:2006-12, Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -165 °C - Teil_4: Dämmung, DIN e.V., Berlin, 2006.

- [13] DIN EN 14620-1:2024-09, Auslegung und Herstellung standortgefertigter, stehender, zylindrischer Flachboden-Tanksysteme für die Lagerung von tiefkalt verflüssigten Gasen bei Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und -196 °C - Teil_1: Allgemeines, DIN e.V., Berlin, 2024.
- [14] DIN EN 13458-2:2003-02, Kryo-Behälter_ - Ortsfeste vakuum-isolierte Behälter_ - Teil_2: Bemessung, Herstellung und Prüfung, DIN e.V., Berlin, 2002.
- [15] DIN EN 13458-1:2002-09, Kryo-Behälter_ - Ortsfeste, vakuum-isolierte Behälter_ - Teil_1: Grund-anforderungen, DIN e.V., Berlin, 2002.
- [16] Salzgitter Mannesmann Stahlhandel GmbH, Stahl-Lexikon. [Online]. Available: <https://www.salgitter-mannesmann-stahlhandel.de/de/encyclopedia/S/spannungsrissskorrosion> (accessed: Dec. 3 2024).
- [17] DIN EN 1993-4-2:2017-09, Eurocode_3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten_ - Teil_4-2: Tankbauwerke, DIN e.V., Berlin, 2009.
- [18] DIN EN 13480-8:2017-12, Metallische industrielle Rohrleitungen_ - Teil_8: Zusatzanforderungen an Rohrleitungen aus Aluminium und Aluminiumlegierungen, DIN e.V., Berlin, 2017.
- [19] DIN EN 13480-3:2017-12, Metallische industrielle Rohrleitungen_ - Teil_3: Konstruktion und Be-rechnung, DIN e.V., Berlin, 2017.
- [20] DIN EN 13480-2:2017-12, Metallische industrielle Rohrleitungen_ - Teil_2: Werkstoffe, DIN e.V., Berlin, 2017.
- [21] DIN EN 13480-1:2017-12, Metallische industrielle Rohrleitungen_ - Teil_1: Allgemeines, DIN e.V., Berlin, 2017.
- [22] DIN EN 14197-2:2006-11, Kryo-Behälter_ - Ortsfeste, nicht vakuum-isolierte Behälter_ - Teil_2: Bemessung, Herstellung und Prüfung, DIN e.V., Berlin, 2006.
- [23] DIN EN 14197-1:2003-11, Kryo-Behälter_ - Ortsfeste nicht vakuum-isolierte Behälter_ - Teil_1: Grundanforderungen, DIN e.V., Berlin, 2003.
- [24] DIN EN 13371:2002-01, Kryo-Behälter - Kupplungen für den tiefkalten Betrieb, DIN e.V., Berlin, 2001.
- [25] DIN EN 1626:2009-01, Kryo-Behälter – Absperrarmaturen für tiefkalten Betrieb, DIN e.V., Berlin, 2008.

- [26] DIN EN 14015:2005-02, Auslegung und Herstellung standortgefertigter, oberirdischer, stehender, zylindrischer, geschweißter Flachboden-Stahltanks für die Lagerung von Flüssigkeiten bei Umgebungstemperatur und höheren Temperaturen, DIN e.V., Berlin, 2004.
- [27] BMBF, Übersicht der Wasserstoff-Regelungen verfügbar. [Online]. Available: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/aktuelles/news/transhyde/uebersicht> (accessed: Dec. 4 2024).
- [28] LNG Prime: The World's Premier LNG Platform. [Online]. Available: <https://lngprime.com/> (accessed: Dec. 3 2024).
- [29] DIN Media. [Online]. Available: <https://www.dinmedia.de/de> (accessed: Dec. 3 2024).
- [30] DVGW Regelwerk. [Online]. Available: https://www.dvgw-regelwerk.de/login?no_cache=1 (accessed: Dec. 3 2024).
- [31] ISO, Standards. [Online]. Available: <https://www.iso.org/cms/%20render/live/en/sites/isoorg/home/standards.html> (accessed: Dec. 3 2024).
- [32] National Fire Protection Association NFPA. [Online]. Available: <https://www.nfpa.org/> (accessed: Dec. 3 2024).
- [33] DIN e. V., Normungsroadmap Wasserstofftechnologien. [Online]. Available: <https://din.one/display/NRMWST> (accessed: Dec. 3 2024).
- [34] BMBF, Wie TransHyDE eine Wasserstoff-Infrastruktur entwickeln will. [Online]. Available: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde> (accessed: Dec. 3 2024).
- [35] Kevin Rouwenhorst, Updated PGS-12 code: Preparing for increased ammonia imports to the Netherlands. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/updated-pgs-12-code-preparing-for-increased-ammonia-imports-to-the-netherlands/> (accessed: Dec. 3 2024).
- [36] Air Liquide, Wasserstoff H2. [Online]. Available: <https://de.airliquide.com/unsere-gase/wasserstoff> (accessed: Dec. 3 2024).

- [37] American Bureau of Shipping, Requirements for Ammonia fueled Vessels. [Online]. Available: https://ww2.eagle.org/content/dam/eagle/rules-and-guides/current/other/325-requirements-for-ammonia-fueled-vessels_2023/325-ammonia-fueled-vessels-reqts-sep23.pdf (accessed: Dec. 3 2024).
- [38] Bureau Veritas Marine & Offshore, BUREAU VERITAS PUBLISHES RULES AND GUIDELINES ON AMMONIA. [Online]. Available: <https://marine-offshore.bureauveritas.com/newsroom/bureau-veritas-publishes-rules-and-guidelines-ammonia> (accessed: Dec. 3 2024).
- [39] DNV, New DNV Fuel Ready and Gas fuelled ammonia class notations provide maximum flexibility to tackle shipping's carbon curve. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/news/new-dnv-fuel-ready-and-gas-fuelled-ammonia-class-notations-provide-maximum-flexibility-to-tackle-shipping-s-carbon-curve-203646/> (accessed: Dec. 3 2024).
- [40] BMWK, "Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals," 2023. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [41] Statistisches Bundesamt, Gütertransport in der Binnenschifffahrt 2022 so niedrig wie noch nie seit der deutschen Vereinigung. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_119_463.html (accessed: Jan. 30 2025).
- [42] J. Partz, "LNG-Tanker: Die wichtigsten Fakten im Überblick," Flüssiggas1.de GmbH, 29 Sep., 2022. <https://www.fluessiggas1.de/Ing-tanker-die-wichtigsten-fakten-im-ueberblick/> (accessed: Jan. 30 2025).
- [43] R. Schlögl et al., "HySupply - A Meta-Analysis towards a German-Australian Supply-Chain for Renewable Hydrogen," catech/BDI, June 2021 (Version 1.1, September 2021), 2021. [Online]. Available: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2020/11/HySupply_WorkingPaper_Meta-Analysis.pdf

- [44] R. Scholz, "Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene: Ergebnisbericht," 2016. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf
- [45] Vito Milella et al., "Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz," 2020. [Online]. Available: https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2021/3346_potenzialbeschreibung-wasserstofftransport-ber-das-schienennetz.pdf
- [46] F. Oehlerking, VTG testet LNG-Transport auf der Schiene | WEKA. [Online]. Available: <https://www.weka.de/einkauf-logistik/vtg-testet-lng-transport-auf-der-schiene/> (accessed: Feb. 22 2024).
- [47] Wunsch et al., "TransHyDE Workshop MS 7.1/7.2 LNG2Hydrogen," Essen, 2024.
- [48] Jan Zerhusen, H. Landinger, Y. Astono, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, M. Böhm, and J. Pagenkopf, "H2-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr: Aktueller Entwicklungsstand und Perspektiven," 2023. Accessed: Jan. 30 2025. [Online]. Available: https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Studie_H2_Infrastruktur_fuer_Nutzfahrzeuge_im_Fernverkehr.pdf
- [49] H. Blanco, P. Cazola, J. Dulac, H. Fukui, T. Kim, and Z. Kurban, "The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities: Report prepared by the IEA for the G20, Japan," 2019.
- [50] Chart, "LH2 Transport Trailer - ST-17600H 155 pressure transfer System," 2022. [Online]. Available: https://files.chartindustries.com/21746492_LH2Trailer.pdf
- [51] Chart, "LH2 Transport Trailer - ST-18600H 155 pressure transfer System," 2023. [Online]. Available: <https://files.chartindustries.com/LH2TransportTrailerSpecSheetST18600H.pdf>
- [52] Universität Augsburg, Transport von Wasserstoff. [Online]. Available: <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-sp/transport/> (accessed: Feb. 22 2024).
- [53] VTG, Chemie-Kesselwagen Zacns. [Online]. Available: <https://www.vtg.de/chemie-kesselwagen-zacns> (accessed: Feb. 22 2024).

- [54] Hydrogenious LOHC Technologies, Logistics Easy and efficient: We utilize conventional liquid-fuel infrastructure. [Online]. Available: <https://hydrogenious.net/how/> (accessed: Jan. 30 2025).
- [55] F. Höfler and M. Neumann, "Nutzung der mittelständischen Tankstelleninfrastruktur für die Elektromobilität," 2016. Accessed: Jan. 30 2025. [Online]. Available: https://www.bft.de/application/files/2915/5118/9043/MEW_Studie_Nutzung_der_mittelstaendischen_Tankstelleninfrastruktur_fuer_die_Elektromobilitaet.pdf1.pdf
- [56] Chart, Cryogenic Transport Trailers. [Online]. Available: <https://www.chartindustries.com/Products/Cryogenic-Transport-Trailers> (accessed: Feb. 22 2024).
- [57] Statista, LKW-Transport von LNG in Europa. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1309527/umfrage/lkw-transport-von-lng-in-europa/> (accessed: Feb. 22 2024).
- [58] fertilizers europe, "Guidance for transporting ammonia by rail," 2014. [Online]. Available: https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2019/08/Guidance_for_transporting_ammonia_in_rail_4.pdf
- [59] HGK Shipping, Gastankschiffahrt. [Online]. Available: <https://www.hgk.de/shipping/gastankschiffahrt> (accessed: Feb. 22 2024).
- [60] ALFA LAVAL, HAFNIA, HALDOR TOPSØE, VESTAS, SIEMENS GAMESA, "Ammonfuel - An industrial view of ammonia as a marine fuel," 2020. [Online]. Available: https://www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20White%20papers/Ammonfuel%20Report%20Version%2009.9%20August%203_update.pdf
- [61] K. Andersson, S. Brynolf, J. Hansson, and M. Grahn, "Criteria and Decision Support for A Sustainable Choice of Alternative Marine Fuels," Sustainability, vol. 12, no. 9, p. 3623, 2020, doi: 10.3390/su12093623.
- [62] HGK Shipping, Chemietankschiffahrt. [Online]. Available: <https://www.hgk.de/shipping/chemietankschiffahrt/> (accessed: Feb. 22 2024).

- [63] A. Rudolf, "Gleitende Langfrist- Verkehrsprognose 2021-2022: Im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr," Mar. 2023. Accessed: Jan. 30 2025. [Online]. Available: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/prognose-berichtgleitende-langfrist-verkehrsprognose.pdf?__blob=publicationFile
- [64] BMBF, "European Hydrogen Infrastructure Planning: European Hydrogen Infrastructure Planning," 2024. [Online]. Available: https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/9f75fc23-4d8d-11ef-9952-a0369fe1b6c9/live/document/20240321_European_Hydrogen_Infrast- ructure_Planning_DE_ExSum.pdf
- [65] Kopernikus-Projekt Ariadne, "Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie," 2021. [Online]. Available: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/EA49CE73D9633766E0537E695E863DA8/live/document/Ariadne_Kurzdossier_Wasserstoff_November2021.pdf
- [66] Jülich, "Europäische Energiewende: Deutschland im Herzen Europas," 2024. [Online]. Available: <https://www.fz-juelich.de/de/ice/ice-2/aktuelles/news/europaeische-energiewende-deutschland-im-herzen-europas>
- [67] European Union, "The impact of industry transition on a CO2-neutral European energy system," 2023. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/72954c87-327a-11ee-83b8-01aa75ed71a1>
- [68] BusinessPortal Norwegen, Keine Wasserstoff-Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland. [Online]. Available: https://businessportal-norwegen.com/2024/09/22/keine-wasserstoff-pipeline-zwischen-norwegen-und-deutschland/#google_vignette (accessed: Dec. 3 2024).
- [69] Linde, "Sicherheitsdatenblatt Wasserstoff, verdichtet," 2022.
- [70] Linde, "Sicherheitsdatenblatt Wasserstoff, tiefgekühlt, flüssig," 2022.
- [71] Prima Gaz, "Sicherheitsdatenblatt LNG," 2022.
- [72] Roth, "Sicherheitsdatenblatt Toluol," 2022.
- [73] Linde, "Sicherheitsdatenblatt Ammoniak," 2023.
- [74] GisChem, "Datenblatt Methanol," 2023.

- [75] Gerling Holz + Co, "Sicherheitsdatenblatt Dimethylether," 2023.
- [76] Linde, "Sicherheitsdatenblatt Kohlenstoffdioxid," 2023.
- [77] E. Lemmon, I. Bell, M. Huber, and M. McLinden, "Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP," 2018.
- [78] M. Wolf et al., "Wasserstoff-Verflüssigung, Speicherung, Transport und Anwendung von flüssigem Wasserstoff," 2023.
- [79] Primagas, "Sicherheitsdatenblatt LNG, Erdgas, Methan flüssig," 2020.
- [80] Avia, "Sicherheitsdatenblatt Dibenzyltoluol," 2014.
- [81] Krahn, "Sicherheitsdatenblatt Benzyltoluol," 2021.
- [82] Supelco, "Sicherheitsdatenblatt Methanol," 2023.
- [83] Sauerstoffwerk Friedrichshafen, "Sicherheitsdatenblatt Kohlendioxid," 2020.
- [84] MIB ITALIANA S.P.A, "High Pressure Marine Loading Arms," k.A.
- [85] ERM, CLP Power, ExxonMobil, and Capco, "Liquefied Natural Gas (LNG) Receiving Terminal and Associated Facilities: EIA Study Brief ESB-126/2005," 2006. [Online]. Available: https://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia_1252006/pdf/part1_introduction/0018180_EIA%20PART%201.pdf
- [86] LNG Industry, "A step towards more sustainable storage system," 2020.
- [87] H.-G. Sung, "Design and analysis of above-ground full containment LNG storage tanks," 2014. [Online]. Available: https://www.lusas.com/case/civil/lng_tank_design.html
- [88] Ebara Elliot Energy, "Ebara Elliot Energy," 2024.
- [89] G. a.s, "Cryogenic Pumps (Ebara)," k.A. [Online]. Available: <https://gsconsult.no/products-cryogenic-pumps-ebara-14110s.html>
- [90] Burckhardt Compression, "Kompressorlösungen für das BOG Management," 2021.
- [91] IGU, "2023 World LNG Report," 2003. [Online]. Available: https://members.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10169_1045702814_29463_1.pdf
- [92] Cryonorm, "LNG open-rack-vaporizer," [Online]. Available: <https://www.cryonorm.com/liquefied-natural-gas/vaporizers/open-rack-vaporizer>
- [93] Sumitomo Precision Products Co., Ltd., "LNG vaporizer," [Online]. Available: <https://www.spp.co.jp/netsu/en/products/lng/>

- [94] LNG World News, "Fos Cavaou LNG truck loading facility springs into operation," 2019. [Online]. Available: <https://www.offshore-energy.biz/fos-cavaou-lng-truck-loading-facility-springs-into-operation/>
- [95] Trelleborg Westbury Ltd, "Bulk Transfer," 2024. [Online]. Available: <https://www.trelleborg.com/en/marine-and-infrastructure/products-solutions-and-services/marine/gas-transfer/klaw-lng/bulk-transfer>

10

Anhang

Kriterienkatalog

H₂-Readiness Terminal

Reifegrad der benötigten Technologien

Um eine Umrüstung eines LNG-Terminals auf einen anderen Energieträger zu ermöglichen, sollten die Reifegrade der vorhandenen Technologien für die unterschiedlichen Energievektoren definiert werden. Des Weiteren sollte ein Ausblick über die Entwicklung des TRL gegeben werden.

Markthochlauf der benötigten Technologien

Der Markthochlauf für die benötigten Technologien ist insbesondere wichtig, um eine Hochskalierung und die damit verbundene Energiesicherheit zu gewährleisten. Diese sollte für die einzelnen Energievektoren betrachtet werden.

(Umrüst-)Kosten im Vergleich zum LNG-Terminal

Um die volkswirtschaftlich kostengünstigste Importoption eines Wasserstoffderivats nach Deutschland zu identifizieren, müssen die Kosten der verschiedenen Terminalkonzepte (Neubau, Umrüstung, Bau eines umrüstbaren Terminals) ermittelt und verglichen werden.

Energetische Bewertung

Synthesen, Verflüssiger, Kompressoren und andere Komponenten der Terminals benötigen große Mengen thermische oder elektrische Energie. Innerhalb eines Terminals und der umliegenden Hafeninfrastruktur ist eine effiziente Strom- und Wärme-/Kältenutzung essentiell. Dazu muss der genaue Strom- und Wärmebedarf

des Terminalkonzeptes ermittelt werden. Eine energetische Bewertung ist nicht nur aufgrund der Strom- und Wärmekosten, sondern auch zur Betrachtung der THG-Emissionen notwendig.

Einsatzszenarien und technologische Möglichkeiten der Vektoren

Je nach erforderlicher Betriebsweise des Terminals bei der Nachnutzung der LNG-Terminals können unterschiedliche Eigenschaften und Einspeiseeigenschaften der betrachteten Energieträger vorteilhaft sein. Im Rahmen des Lastenheftes werden vielseitige Aspekte hierfür untersucht und gesammelt. Beispielsweise ist die Flexibilität der Lastabgabe (in Menge und Geschwindigkeit) ein Kriterium, um Grundlast und „Peakshaving“ differenzieren zu können.

Flächenbedarf

Der benötigte Flächenbedarf der Hauptkomponenten, wie Tanks, ist ein wichtiges Kriterium zur Bewertung der Terminalkonzepte. Terminals befinden sich i. d. R. in Küstennähe – die verfügbare Fläche ist begrenzt. Der Platzbedarf von Komponenten wie Tanks, Reaktoren, Gasreinigung oder Verdichter muss daher ermittelt werden.

Eignung und Verfügbarkeit von Materialien

Vorliegen von nationalen/internationalen Regelwerken zur Auslegung von Bauteilen (ähnlich der Druckbehälter-Richtlinie oder der FKM-Richtlinien) mit Aussagen zur Materialkompatibilität des Mediums (Vektor) mit Tanks/Rohrleitungen und Isolierungen derselben. Vorliegen von wissenschaftlich begründeten Aussagen, ggf. ba-

sierend auf Analogien („LOHC ist wie Toluol“) zur Materialkompatibilität des Mediums (Vektor) mit Tanks/Rohrleitungen und Isolierungen derselben.

Technisches Regelwerk

Vorliegen von nationalen/internationalen Regelwerken zur Auslegung von Bauteilen (ähnlich der Druckbehälter-Richtlinie oder der FKM-Richtlinien) mit Aussagen zur Materialkompatibilität des Mediums (Vektor) mit Tanks/Rohrleitungen und Isolierungen derselben.

Sicherheitsaspekte und Genehmigungsfragen

Der Umbau eines Terminals für Wasserstofftransportvektoren unterscheidet sich im Zusammenhang mit planungs- und genehmigungsrechtlichen Anforderungen von LNG-Terminal. Dies gilt auch für den Neubau von Terminals für Wasserstofftransportvektoren. Wegen der chemischen Eigenschaften der Transportvektoren variieren die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen.

Personalkompetenzen und Qualifikationsprofile

Die Umstellung der Technologie von LNG auf H₂ birgt nicht nur für die Technologie an sich große Herausforderungen. Auch die notwendigen Fachkräfte müssen, sofern im LNG-Betrieb bereits vorhanden, umfangreich umgeschult werden, um den sicheren und effizienten Umbau sowie IBN gewährleisten zu können. Auch das Recruiting des Umschulungspersonals sowie wasserstoffversierter Mitarbeiter selbst muss frühzeitig in die Wege geleitet werden. Neue Arbeitsroutinen werden auch ganz neu zu definierende Berufe hervorbringen, die von Handwerkskammern und Hochschulen standardisiert und ins Leben gerufen werden müssen.

Umwelt- und Gesundheitsaspekte

Terminals für Wasserstofftransportvektoren können unterschiedliche Auswirkungen auf die Umwelt und Gesundheit haben. Entsprechend sind unterschiedliche Präventions-, Arbeitsschutz und Störfallmaßnahmen zu ergreifen.

Regulatorik

Aktuell gibt es aus energierechtlicher Sicht lediglich Vorgaben für LNG-Anlagen. Die von der Bundesnetzagentur erlassene LNG-Verordnung regelt den Zugang zu LNG-Anlagen, legt fest, wie Kapazitäten vergeben und weitervermarktet werden und enthält Vorgaben zu Entgelten, Kosten und Betreiberpflichten. Entsprechende Vorgaben fehlen für Wasserstoffterminals. Das geplante Gaspaket der EU sieht u. a. Regelungen für den Zugang zu Wasserstoffterminals, die Kapazitätsvergabe, Entgelte, Betreiberpflichten sowie die Entflechtung vertikal integrierter Wasserstoffunternehmen vor. Die Definition eines Wasserstoffterminals im Gaspaket ist weitgehend parallel zu der Definition der LNG-Anlage. Die einzelne rechtliche Ausgestaltung dieser Bereiche kann sich bei Wasserstoffterminals und LNG-Anlagen aber durchaus unterscheiden.

H₂-Readiness Transportvektor

Reifegrad der benötigten Technologien

TRL-Bewertung für den inländischen Transport schafft einen Überblick und Vergleich zum aktuellen Stand der Transporttechnologien. Es werden generelle Forschungs- und Entwicklungsbedarfe an-hand des TRL für einzelne Transporttechnologien aufgezeigt.

Markthochlauf der benötigten Technologien

Sofern unterschiedliche Kriterien zum Markthochlauf für die Transportvektoren identifiziert werden, werden sie an dieser Stelle berücksichtigt.

Bedarfe von Materialien/Hilfsstoffen (z. B. LOHC-Bedarfe)

Durch die Ergebnisse in AP8 könnten die Bedarfe an Materialien/Hilfsstoffen abgeschätzt werden (z. B. LOHC-Bedarfe). Energetische Bewertung Gesamtprozesskette

Im technischen Simulationsmodell wird die gesamte Prozesskette bis zum Endverbraucher dargestellt. Es wird die diskontinuierliche Anlieferung der Derivate berücksichtigt und auch Verluste wie u. a. Boil-off, LH₂-Regasifizierung, NH₃-Zerlegung, H₂-Aufbereitung, LOHC-Dehydrierung etc. So kann ein energetischer Vergleich der gesamten Prozesskette zwischen den Derivaten erfolgen.

Bereitstellungskosten Energieträger

Unter Berücksichtigung von technischen Parametern wie Wirkungsgradverlusten und energetischem Aufwand sowie ökonomischen Parametern werden die Bereitstellungskosten (Hafenkante) der einzelnen Derivate ermittelt. Der Fokus liegt auf dem Einfluss des Terminals auf die Kosten (durch CAPEX, OPEX, Wirkungsgradverluste).

Internationale Erzeugungs-/Bereitstellungskapazitäten

Die Angebotsseite hinsichtlich schiffsbasierten Exportprojekten wird analysiert, um Entwicklungen hinsichtlich der Menge als auch zeitliche Exportziele einzelner Derivate aufzeigen zu können.

Nachfrageentwicklung Energieträger

Je nach Stand der Ergebnisse von TransHyDE Sys können diese Ergebnisse herangezogen werden.

Entwicklung Transportkapazitäten (Schiffe und Eisenbahn)

Analog zu der Entwicklung der Transportkapazitäten von LNG, sollten die Möglichkeiten für die verschiedenen Energievektoren betrachtet werden. Zunächst sollte die Entwicklung von LNG festgehalten werden und darauf aufbauend können die anderen Energievektoren betrachtet und verglichen werden.

Entwicklung deutschlandweite Logistik

Definition typischer, beispielhafter Abnehmer von H₂-Derivaten – differenziert nach Bezugsmenge, Distanz zum Terminal und infrastrukturelle Voraussetzungen, wie Anschluss an Pipeline/Schienen-netz.

Regulatorik Gesamtprozesskette

In einer rechtswissenschaftlichen Studie wird untersucht, in welchen Bereichen die bestehenden rechtlichen Vorgaben für LNG-Verordnung auf Wasserstoffterminals übertragen werden können und in welchen Bereichen es zusätzlicher oder geänderter energierechtlicher Vorschriften für die Umrüstung von LNG-Anlagen auf Wasserstoffterminals bedarf.

Umwelt- und Gesundheitsaspekte Gesamtprozesskette

Die rechtswissenschaftliche Studie in Kapitel 66 untersucht auch in Teilaspekten umweltrechtliche und arbeitsschutzrechtliche Differenzen zwischen LNG und den Wasserstofftransportvektoren.

Kapitel 7 erstellt ökologischen Vergleich der Transportvektoren im Rahmen des innerdeutschen Transports.

H2-Readiness Transportvektor

Reifegrad der benötigten Technologien

TRL-Bewertung für den inländischen Transport schafft einen Überblick und Vergleich zum aktuellen Stand der Transporttechnologien. Es werden generelle Forschungs- und Entwicklungsbedarfe an-hand des TRL für einzelne Transporttechnologien aufgezeigt.

Markthochlauf der benötigten Technologien

Sofern unterschiedliche Kriterien zum Markthochlauf für die Transportvektoren identifiziert werden, werden sie an dieser Stelle berücksichtigt.

Bedarfe von Materialien/Hilfsstoffen (z. B. LOHC-Bedarfe)

Durch die Ergebnisse in AP8 könnten die Bedarfe an Materialien/Hilfsstoffen abgeschätzt werden (z. B. LOHC-Bedarfe). Energetische Bewertung Gesamtprozesskette

Im technischen Simulationsmodell wird die gesamte Prozesskette bis zum Endverbraucher dargestellt. Es wird die diskontinuierliche Anlieferung der Derivate berücksichtigt und auch Verluste wie u. a. Boil-off, LH2-Regasifizierung, NH₃-Zerlegung, H₂-Aufbereitung, LOHC-Dehydrierung etc. So kann ein energetischer Vergleich der gesamten Prozesskette zwischen den Derivaten erfolgen.

Bereitstellungskosten Energieträger

Unter Berücksichtigung von technischen Parametern wie Wirkungsgradverlusten und energetischem Aufwand sowie ökonomischen Parametern werden die Bereitstellungskosten (Hafenkante) der einzelnen Derivate ermittelt. Der Fokus liegt auf dem Einfluss des Terminals auf die Kosten (durch CAPEX, OPEX, Wirkungsgradverluste).

Internationale Erzeugungs-/Bereitstellungskapazitäten

Die Angebotsseite hinsichtlich schiffsbasierten Exportprojekten wird analysiert, um Entwicklungen hinsichtlich der Menge als auch zeitliche Exportziele einzelner Derivate aufzeigen zu können.

Nachfrageentwicklung Energieträger

Je nach Stand der Ergebnisse von TransHyDE Sys können diese Ergebnisse herangezogen werden.

Entwicklung Transportkapazitäten (Schiffe und Eisenbahn)

Analog zu der Entwicklung der Transportkapazitäten von LNG, sollten die Möglichkeiten für die verschiedenen Energievektoren betrachtet werden. Zunächst sollte die Entwicklung von LNG festgehalten werden und darauf aufbauend können die anderen Energievektoren betrachtet und verglichen werden.

Entwicklung deutschlandweite Logistik

Definition typischer, beispielhafter Abnehmer von H₂-Derivaten – differenziert nach Bezugsmenge, Distanz zum Terminal und infrastrukturelle Voraussetzungen, wie Anschluss an Pipeline/Schienen-netz.

Regulatorik Gesamtprozesskette

In einer rechtswissenschaftlichen Studie wird untersucht, in welchen Bereichen die bestehenden rechtlichen Vorgaben für LNG-Verordnung auf Wasserstoffterminals übertragen werden können und in welchen Bereichen es zusätzlicher oder geänderter energierechtlicher Vorschriften für die Umrüstung von LNG-Anlagen auf Wasserstoffterminals bedarf.

Umwelt- und Gesundheitsaspekte Gesamtprozesskette

Die rechtswissenschaftliche Studie in Kapitel 66 untersucht auch in Teilaspekten umweltrechtliche und arbeitsschutzrechtliche Differenzen zwischen LNG und den Wasserstofftransportvektoren.

Kapitel 7 erstellt ökologischen Vergleich der Transportvektoren im Rahmen des innerdeutschen Transports.

Eigenschaften und Definitionen der Vektoren

Tabelle 10-1: Eigenschaften und Definitionen der Vektoren.

Derivat	Summenformel	Abkürzung	Definition	Erscheinungsbild unter Normalbedingungen	Verflüssigungstemperatur	Flamme	Versprödung	Gefährdung
Gasförmiger Wasserstoff [69]	H ₂	H ₂		farb-, geruch- und geschmackloses Gas		Unsichtbar, ca. 10% der Strahlungswärme einer Propanflamme,theoretische Temperatur ca 2045°C	Ja, auf einige Metalle und Metalllegierungen	als nicht wassergefährdend eingestuft
Flüssigwasserstoff [70]	H ₂	LH ₂	LH ₂ ist Wasserstoffgas im tiefkalt verflüssigten Zustand. Der Normalsiedepunkt liegt bei 20,3 K (-252,9 °C)	Flüssigkeit ist klar und farblos wie Wasser	von 20,3 K (-252,9 °C) bis -259°C bei 1 atm		Da tiefkalt grundsätzlich die Werkstoffauswahl beachten	Es wird keine Umweltbelastung verursacht
Liquified Natural Gas [71]	CH ₄ (hauptsächlich)	LNG	LNG ist eine tiefkalte Flüssigkeit, die durch Reduktion der Temperatur von Erdgas auf ungefähr -162 °C unter atmosphärischem Druck hergestellt wird (DIN EN ISO 12617:2017-09 (3.6))	Unter Normalbedingungen liegt es als Erdgas vor. Unter atmosphärischem Druck und einer Temperatur von --162°C ist LNG eine farb- und geruchslose Flüssigkeit und weder giftig noch metallzersetzend. Es ist nicht löslich in Wasser und leichter als Wasser.	-162 °C unter atmosphärischem Druck	Brennendes LNG ist schlecht sichtbar (vergleichbar mit Hitzeflimmern). Flammen werden gelb, wenn die Höheren Kohlenwasserstoffe anfangen zu brennen.		Es sind keine toxikologischen Angaben bekannt.

Eigenschaften und Definitionen der Vektoren

Tabelle 10-1: Eigenschaften und Definitionen der Vektoren.

Derivat	Summenformel	Abkürzung	Definition	Erscheinungsbild unter Normalbedingungen	Verflüssigungstemperatur	Flamme	Versprödung	Gefährdung
Liquid Organic Hydrogen Carrier [72]		LOHC	flüssiges Material, das Wasserstoff durch Hydrierung und Dehydrierung reversibel speichern kann (DIN SPEC 91437 : 2023-05). LOHC bezeichnet organische Substanzen, die Wasserstoff chemisch binden und speichern können. Es sind sogenannte Wärmeträgeröle. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung definiert LOHC als eine Technologie zur Speicherung von Wasserstoff. LOHC können Wasserstoff durch Hydrierung chemisch an sich binden und durch Dehydrierung wieder freisetzen. Der Bundestag definiert LOHC als flüssige, organische Wasserstoffträger, die chemische Energiespeicher für Wasserstoff darstellen. Als die bekanntesten Trägersysteme weltweit werden Toluol, Benzyltoluol, N-Ethylcarbazol und Dibenzyltoluol erachtet.	chemisch stabil, in flüssigem Zustand. Gelbliche Farbe, schwacher Geruch.				Es ist derzeit nachgewiesen, dass einige aromatische LOHC-Verbindungen spezifische Arten der toxischen Wirkung ausüben können. Die Toxizität wird weiterhin untersucht.
Ammoniak [73]	NH ₃	NH ₃		Das Gas ist farblos, stark stechend riechend	-33°C bis -77,7 °C liegt Ammoniak als farblose Flüssigkeit vor	Das Gas ist reaktiv und lässt sich an der Luft leicht entzünden. Flamme wird schnell instabil		biologisch nicht leicht abbaubar und ist sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung (Akute aquatische Toxizität Kategorie 1; Chronische aquatische Toxizität Kategorie 2) mit WGK2. Der Übergang in den gasförmigen Zustand erfolgt schnell und kann mit der Luft die Bildung kalter Nebel begünstigen, die schwerer als Luft sind und giftige und ätzende Wirkung haben. Dämpfe können mit der Luft außerdem explosionsfähige Gemische bilden.

Eigenschaften und Definitionen der Vektoren

Tabelle 10-1: Eigenschaften und Definitionen der Vektoren.

Derivat	Summenformel	Abkürzung	Definition	Erscheinungsbild unter Normalbedingungen	Verflüssigungstemperatur	Flamme	Versprödung	Gefährdung
Methanol [74]	CH ₄ O	auch Methylalkohol (MeOH)	Methanol ist ein leichter, volatiler, brennbarer, giftiger, flüssiger Alkohol (CH ₃ OH), der zur Verhinderung der Hydratbildung in nassen Hochdruckgasleitungen verwendet wird (DIN EN ISO 14532 : 2017-07)	klare, farblose leicht entzündbare Flüssigkeit mit einem leicht stechenden Geruch, dessen Dämpfe mit der Luft explosive Gemische bilden	-97,8 °C bis -64,7 °C im flüssigen Zustand vor	blaue, fast unsichtbare Flamme		Anlagen mit bis zu 1 m ³ oder 1 Tonne werden der Gefährdungsstufe A zugeordnet. Methanol ist der WGK 2 zugeordnet.
Dimethylether [75]	C ₂ H ₆ O	DME		farbloses Gas, das schwerer als Luft ist. Es riecht leicht etherisch und ist hochentzündlich.	verflüssigt sich bei geringem Druck. 141,5°C bis -24,8°C im flüssigen Zustand	DME kann explosive Gasgemische mit der Luft und explosionsfähige Peroxide bilden.		DME ist eines der Treibgase. Es ist der WGK 1 zugeordnet.
Substitute Natural Gas	CH ₄	SNG	SNG (eng. Substitute Natural Gas) ist definiert als hergestelltes Gas oder Mischgas, dessen Eigenschaften einen Austausch mit Erdgas erlauben (ISO 14532:2001, 2.1.1.3).					
Kohlenstoffdioxid [76]	CO ₂		Bei CO ₂ handelt es sich um vollständig oxidierten Kohlenstoff, wodurch das Gas inert ist und als Schutzgas eingesetzt werden kann.	farb-, geruch- und geschmackloses Gas.	Es lässt sich unter hohem Druck verflüssigen (p=5,75 MPa bei T=20°C)			

Leistungsdimensionen der Vektoren

Tabelle 10-2: Leistungsdimensionen der Vektoren.

			LH ₂ [77] [78]	LNG [79]	Flüssig- methan	LOHC	Dibenzyl- toluol [80]	Benzyltoluol [81]	Toluol	liq NH ₃ (gekühlt)	liq NH ₃ (komprimiert)	Methanol [82]	DME [75]	CO ₂ [83]
Energiedichte (Unterer Heizwert)	vol.	[kWh/m ³]	2361,4305	6291	5883,47	1800	2	3536	3172	3536	3172	5107,63	5109,22	0
	grav.	[kWh/kg]	33,33	13,98	13,93	2,1	2,1	5,2	5,2	5,2	5,2	6,49	7,66	0
Stoffeigenschaften bei Transport	Dichte	[kg/m ³]	70,85	450	422,36	1000	1044	680	610	680	610	787	667	1163
	Temperatur	[°C]	-252,9	-161	-161		20	-33	20	-33	20	20	-24,95	zwischen -52 °C und + 10 °C
	Druck	[bar]	1,013	1,013	1,013		1,013	1	>8,6	1	>8,6	1,013	1,013	6,5 - 45
Wasserstoffanteil	[wt-%]	[%]	100	25	25	6,2	6,2	17,6	17,6	17,6	17,6	12,5	13	0
Sonstiges	Explosiv		ja	ja	ja		nein					ja	ja	nein
	Obere Zündgrenze @20°C	[vol. %]	77	13-17			Nicht bestimmt	33,6		33,6		44	32	Nicht entzündbar
	Untere Zündgrenze @20°C	[vol. %]	4	3,8-6,5			Nicht bestimmt	15,4		15,4		5,5	2,7	Nicht entzündbar
	Obere Detonationsgrenze	[vol. %]	18											
	Untere Detonationsgrenze	[vol. %]	59											
	toxisch					Ja	Nein			ja	ja			Humantoxisch, ab 5 % narkotisch, über 8 % Lebensgefahr
	korrosiv		nein	Nein	Nein	Nein	Nein			ja	ja	ja	ja	in Verbindung mit Wasser ja
	GWP	CO ₂ eq.	10,9 (GWP100) 32,6 (GWP20)		20 (GWP20) 85 (GWP100)					0	0		1	1

Marktübersicht H₂-Transportvektoren 2022

Tabelle 10-3: Marktübersicht H2-Transportvektoren 2022.

Marktübersicht 2022									
	H ₂	LH ₂	LNG	LOHC	NH ₃	MeOH	DME	SNG	CO2
Produktion weltweit	75 Mt + 45 Mt im Gasgemisch	Verflüssigungskapazitäten: 355 – 370 t/d fast 30 Anlagen mit Kapazitäten von 1 – 35 t/d LH ₂ 130.000 bis 135.000 t/a	487,4 Mt		>220 Mt	106 Mt	4,52 Mt		
Seegehender Transport		1 Schiff bislang, 2,96 GWh 1250 m ³	401,5 Mt	-	18-20 Mt				
Import-Terminalkapazitäten weltweit		2250 m ³	970,6 Mt	-					
Bedarf innerhalb der EU/Europa	198 TWh		Ca. 175 Mt	-	30 Terminals im Betrieb				
Ausblick 2030									
	H ₂	LH ₂	LNG	LOHC	NH ₃	MeOH	DME	SNG	CO2
Produktion weltweit	-	2025: Verflüssigungskapazitäten: 565 – 720 t/d 200.000 bis 255.000 t/a	Ca. 650 Mt	-	290 Mt	137 Mt	6,88 Mt		
Seegehender Transport		Angekündigt: 567.000 m ³ Transportkapazitäten	700 Mt	-					
Import-Terminalkapazitäten weltweit		-	>1200 Mt	-					
Bedarf innerhalb der EU/Europa	1350 – 1800 TWh (2050) 2500 TWh	s. H2ca.	150 Mt	-					

Hauptkomponenten eines LNG-Terminals

Tabelle 10-4: Hauptkomponenten eines LNG-Terminals.

Index	Hauptkomponenten	Bauteile/Auslegung
Hauptsächlich Landseitige Auslegung		
1	Anleger (Berth)	Ladearme; Dalben; Festmacher; (Emergency Shut Down) ESD Schiff-Land Verbindung; Feuerlöscheinrichtungen
2	Jetty (Steg)	Verbindung zwischen Anleger und Land. Steg mit Rohrbrücke (Flüssig- und Gaspending-leitung, Versorgungsleitungen), alternative Ausführung als Tunnel oder unterirdische Verlegung
3	Ladearme (Loading arms)	In- und Outboard-Arm; Gegengewicht; Drehbare Gelenke; QCDC- Schnellverschlusskupplung; ERC Notalösung; Hüllkurvenüberwachung (ESD1, ESD2); ESD Schiff-Schiff & Schiff-Land-Verbindung (Elektrisch, Fibre-Optik, Pneumatisch (immer redundant), mit Überwachung der Anlegelast und Übertragung von kritischen Daten) [84]
4	Flachbodentank (Land) (Full Containment, ggf. auch Membran) (Flat Bottom Tank)	Äußerer Tank; Dampfsperre/Liner; Perlit-Isolierung; Innerer Tank; Fundamentbeheizung oder Pfahl Fundament; Innentank und Liner aus Spezialstahl (9% Ni, bei Membrantanks Edelstahl); Außentank: vorgespannter Stahlbeton; Bemessungsdichte 500 kg/m ³ (Auslegung gegen Erdbeben) [85]
5	Membrantank (Schiff, ggf. auch Land) (Containment System / Tank)	Membrane (Edelstahl oder Invar); Isoliersystem; [86]
6	Tankanschluss (Tank Connection)	Sicherheitsventile; Flüssigkeitsleitung; Dampfleitung; Instrumentierung für Füllstand, Temperatur und Druck; Pumpensäulen [87]
7	Niederdruckpumpe (Low pressure pumps)	Fußventil; Tauchmotor; Einbau in Pumpensäule mit Ziehvorrichtung [88]
8	Hochdruckpumpe (High pressure pumps)	Tauchmotor; Einbau im Pumpenbehälter [89-90]
9	BOG-Kompressor (BOG compressor)	Kolbenverdichter oder Turboverdichter; Schmiermittelfreie Zylinder; Kurbel; vertikale oder horizontale Ausführung [90]
10	Re-condenser	Druckbehälter mit Einbauten [91]
11	Open Rack-Verdampfer (Land) (Open Rack Vaporizer)	Wärmeübertragungsplatten (Hochleistungs-Wärmeübertragungsrohre aus Aluminium-legierung) [92]
12	Tauchflammenverdampfer (land) (Submerged combustion vaporizer)	Brenner; Kamin; Wärmeübertrager (rostfreier Stahl); Wasserbad aus Beton oder Stahl; Gebläse [93]
13	Indirekter Verdampfer (FSRU) (Vaporizer with intermediate fluid)	Rohrbündel- oder Plattenwärmeübertrager (LNG/Zwischenmedium); Zwischenmedium (Propan oder Wasser/Glykol (WG)); Wärmeübertrager Seewasser/ Zwischenmedium; WG-Pumpen
14	LKW-Beladestation (Truck loading station)	LNG Übergabestation, Tankwagen [94]
15	Rohrleitungen (piping)	Rohre; Ventile; Flansche, Isolierung, Rohrhalter
16	Instrumentierung (instrumentation)	Manometer, Thermometer, Durchflussmesser, Füllstandmesser, Regelventile,
17	Kontroll- und Steuerungssystem (Control system)	SPS, Bedieneinheiten
18	Elektrisches System (Electrical system)	Motoren, Starter, Motor Control Center
19	Sicherheitssystem (Safety system)	Gasdetektion; Branderkennung (Feuermelder und Flammendetektoren); Brandbekämpfung (Wassersprühsystem für Regas-Modul; Export-Sammelleitung; Hydranten; Standstrahlrohre); ESD-Systeme; Ex-Zonen; Fluchtequipment
20	Fackel (Flare)	Brenner, Deflagrationssicherung, Flammenüberwachung, Rohleitung, Stahlstruktur, alternativ Bodenfackel

Hauptkomponenten eines LNG-Terminals

Tabelle 10-4 ff: Hauptkomponenten eines LNG-Terminals.

Index	Hauptkomponenten	Bauteile/Auslegung
Hauptsächlich Seeseitige Auslegung – Erweiterung der Komponenten		
21	Sicherheitssysteme FSRU (Safety system)	Kälteschutz des Rumpfes durch Wasser'vorhang' an der Übergabestation; Auffangwannen aus Edelstahl (z. B. unter kompletten Regasifizierungsmodulen)
22	Schläuche; ESD-Anschluss (Transfer Hoses, ESD connection)	Schläuche mit Drifterkennung; ESD-Absperrventil; Trockenabreißkupplung; ESD Schiff-Schiff & Schiff-Land-Verbindung (Elektrisch, Fibrre-Optik, pneumatisch (immer redundant), mit Überwachung der Anlegelast und Übertragung von kritischen Daten) <u>[95]</u>

TLR-Bewertung der Terminalkomponenten

Tabelle 10-5: TLR-Bewertung der Terminalkomponenten.

Component	Target Parameters	TRL						
	LH ₂	LNG	LH ₂	NH ₃	MeOH	LOHC	DME	SNG
Jetty system, loading arms		TRL9	TRL9	TRL9	TRL9	TRL 8	TRL9	TRL9
Storage tank Sphere	160 000	TRL9	TRL9	TRL9	x	TRL 8		TRL9
Storage tank Flat bottom Design	160 000	TRL9	TRL5	TRL9	TRL9	TRL 8	TRL9	TRL9
Submerged transfer pumps	10 000	TRL9	TRL9	TRL9	TRL9	TRL 8		TRL9
								TRL9
Regasification		TRL9		TRL9	x	x		TRL9
Submerged Evaporizer		TRL9	TRL6		x	x		TRL9
Cold Utilization system	300 MW	TRL9	TRL5		x	X		TRL9
Compressors if required		TRL9	TRL9	TRL9	TRL9	TRL 9	TRL9	TRL9
Boil-Off-Gas management	Some tons per day	TRL9	TRL9	TRL9	x	x	TRL9	TRL9
Road trailer		TRL9	TRL9	TRL9	TRL9	TRL 8	TRL9	TRL9
Ship		TRL9	TRL8	TRL9	TRL9	TRL 8	TRL7	TRL9
Dehydrogenation		x	x	x	x	TRL 7	x	x
Hydrogenation		x	x	x	x	TRL 7	x	x
Steam Reforming		x	x	x		x	TRL9	x
Cracking		x	x	TRL 6 bis 7	x	x	x	x

Stakeholderanalyse

Tabelle 10-6: Stakeholderanalyse.

Stakeholderanalyse											
Unternehmen	Webseite	Bereich	LNG	LH2	NH3	LOHC	MeOH	DME	Adresse	Kontakt	Remark
TGE Marine	TGE Marine Gas Engineering (tge-marine.com)	Anlagenbau	x		x			x	TGE Marine Gas		Cargo Handling Schiff
Cryospain	Cryospain High technology at low temperatures	Anlagenbau	x	x					Cascajal, 28320 Pinto, Madrid,		Flachbodentanks, Vakuumtanks, Anlagenbau
Linde	https://www.linde-gas.de/shop/de/de-ip/home	Betrieb landseitig	x	x	x				Dr.-Carl-von-Linde-Straße 6-14,		
TGE Gas	TGE Gas Engineering – The Future of Gas Engineering (tge-gas.com)	EPC(Engineering-Procurement-Construction	x		x			x	TGE Gas Engineering GmbH		Terminals
Technip Energies	Homepage Technip Energies is a leading Engineering & Technology company Technip Energies (ten.com)	EPC(Engineering-Procurement-Construction	x	x	x	x	x		T.EN Zimmer GmbH, Friesstrasse		
Burckhardt Compression	Home - Burckhardt Compression	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x	x				Franz-Burckhardt-Strasse 5 ,		Kompressoren
Atlas Copco	Atlas Copco in Deutschland - Atlas Copco Deutschland	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x	x				Schlehenweg 15 · 50999 Köln		Kompressoren
IHI	IHI LNG BOG(Boil Off Gas) Reciprocating Compressor	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x	x				Yokohama Engineering Center No.1 Bldg., 1,		Kompressoren
SIAD	Home SIAD Macchine Impianti (siadmi.com)	Equipment-Hersteller(Terminal)	x		x				SIAD Macchine Impianti S.p.A.		Kompressoren
Cryostar	CRYOSTAR industrial cryogenics Design and manufacturing of cryogenic equipment	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x					Zone Industrielle,		Kompressoren, Pumpen, Verdampfer
MIB	MIB Italiana Onshore and Offshore oil & gas transfer systems	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x					Via Garibaldi, 6		QCDC, ERC
Kanon	Kanon Loading Equipment - Your partner for loading equipment	Equipment-Hersteller(Terminal)	x		x	x	x	x	Edisonweg 27, 3899 AZ Zeewolde		Verladearme
SVT	https://www.svt-gmbh.com/	Equipment-Hersteller(Terminal)							Eisenwerkstrasse 21-27		Verladearme
Emco Wheaton	https://www.emcowheaton.com/de-de/marine/marine-loading-unloading	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x	x	x	x	x	Emcostrasse 2-4D, 35274		Verladearme
TB Global Technologies	TB Global Technologies LTD. (tbgttech.co.jp)	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x	x	x	x	x	28F KYOBASHI EDOGRAND, 2-2-1		Verladearme, Butterfly Valves
JLA	https://jla-loadingarms.com/jla-marine-loading-arms/	Equipment-Hersteller(Terminal)	x	x	x	x	x	x	3134 KG Vlaardingen		Verladearme, Schläuche
Woodfield	Manufacturer Of Loading Arm (woodfieldsystems.com)	Equipment-Hersteller(Terminal)	x			x	x	x	Marine House, Tyler Way,		Verladearme, Truck Laoding, Gas Metering
IMO	International Maritime Organization (imo.org)	Weitere(Details inRemark)	x	x	x	x	x	x	Organization		Codes & Standards
SIGTTO	Home SIGTTO - The Society of International Gas Tanker and Terminal Operators	Weitere(Details inRemark)	x	x	x			x	42 New Broad Street, London EC2M 1JD, UK		Codes & Standards
Proton Ventures	https://protonventures.com/	Equipment-Hersteller(Tank)			x				Karel Doormanweg 5, NL-3115 JD		Speicher
SPG Steiner	https://www.spg-steiner.com/en	Equipment-Hersteller(Tank)	x		x				Wittgensteiner Straße 14, 57072		Speicher
Demaco	https://demaco-cryogenics.com/	Anlagenbau		x					1723 HW, Noord-Scharwoude, NL		
Johnson Matthey	https://matthey.com/products-and-markets/chemicals/ammonia/ammonia-cracking	Equipment-Hersteller(Regasifizierung)			x						Ammonia Cracker
Thyssenkrupp Uhde	https://www.thyssenkrupp-uhde.com/en/ammonia-cracking	Equipment-Hersteller(Regasifizierung)			x						Ammonia Cracker
KBR	https://www.kbr.com/en	Equipment-Hersteller(Regasifizierung)			x						Ammonia Cracker
Duiker	https://duiker.com/solutions/clean-energy	Equipment-Hersteller(Regasifizierung)			x						Ammonia Cracker
Casale	https://casale.ch/about/	Equipment-Hersteller(Regasifizierung)			x						Ammonia Cracker
Haldor Topsoe	https://www.topsoe.com/ammonia-cracking	Equipment-Hersteller(Regasifizierung)			x						Ammonia Cracker
Butting Cryotech	https://www.butting-cryotech.com/en/index.php	Anlagenbau	x	x							Cryopipes
McDermott	https://www.mcdermott.com/	Equipment-Hersteller(Tank)	x	x	x	x	x	x			
CB&I	https://careers.cbi.com/careers-about/	Equipment-Hersteller(Tank)	x	x	x	x	x	x			
HySTRA	https://www.hystra.or.jp/en/about/	Weitere(Details inRemark)		x					Japan, 7F, Kokuryudo Shiba Koen		Demonstrationsprojekt zum LH2-Transport auf dem Seeweg
Kawasaki	https://global.kawasaki.com/en/hydrogen/	Equipment-Hersteller (Kryotechnik)		x							Bau der Suiso Frontier (Betrieb durch Shell)
Wilhelmshaven FRSU / KN Energies	https://www.kn.lt/en/	Betrieb schiffseitig									Technischer Betreiber
Wilhelmshaven FRSU / Höegh	https://www.hoegh.com/	Weitere(Details inRemark)									Schiffseigner
Wilhelmshaven FRSU / Uniper	https://www.uniper.energy/	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Wilhelmshaven TES LNG Terminal	https://tes-h2.com/	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Stade LNG Terminal / Hanseatic Energy Hub (HEH)	https://www.hanseatic-energy-hub.de/	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Brunsbüttel FSRU / KN Energies	https://www.kn.lt/en/	Betrieb schiffseitig									Technischer Betreiber
Brunsbüttel FSRU / German LNG Terminal (GLT)	https://germanlng.com/?lang=en	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Brunsbüttel FSRU / Höegh	https://www.hoegh.com/	Weitere(Details inRemark)									Schiffseigner
Brunsbüttel LNG Terminal / Gasunie; Oiltanking GmbH; Vopak LNG Holding BV (Vopak LNG)											Keine weiteren Informationen aktuell erhältlich
Rostock LNG Terminal / BarMalGas	https://barmalgas.de/	Betrieb landseitig									technischer Betreiber
Rostock LNG Terminal / BarMalGas	https://barmalgas.de/	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Mukran FSRU / Deutsche ReGas	https://deutsche-regas.de/	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Mukran FSRU / Energios Power FSRU	https://energiosinfra.com/	Betrieb schiffseitig									Schiffseigner: Energios Infrastructure
Mukran FSRU / TotalEnergies	https://totalenergies.com/lng-totals-strategy-and-ambition-integrated-global-operator	Betrieb schiffseitig									Schiffseigner TotalEnergies mit Höegh
Lubmin FSRU / Deutsche ReGas	https://deutsche-regas.de/	Weitere(Details inRemark)									Wirtschaftlicher Betreiber
Lubmin FSRU / Höegh	https://www.hoegh.com/	Weitere(Details inRemark)									Schiffseigner
Air Liquide	https://www.airliquide.com/	Gase	x	x	x				AIR LIQUIDE Deutschland GmbH, Hans-Böckl Gase		
Air Products	https://www.airproducts.de/	Gase		x					Air Products GmbH, Hüttenstraße 50, 45527		Gase
OPW	https://www.opwces.com/	Equipment-Hersteller (Kryotechnik)	x	x					OPW CORPORATE HEADQUARTERS, 9393 Prinz Beinhaltet auch DEMCAO		
WEKA	https://weka-ag.ch/de	Equipment-Hersteller (Kryotechnik)		x					WEKA AG, Schürlistrasse 8, CH-8344 Bäretswil		Kryoventile, Transferleitungskupplungen
STÖHR	https://www.stoehr-valves.de/de/	Equipment-Hersteller (Kryotechnik)	x	x					STÖHR ARMATUREN GmbH & Co KG, Dornier: Kryoventile, Transferleitungskupplungen		
CHART	https://de.chartindustries.com/	Anlagenbau	x	x					Unternehmenszentrale: 2200 Airport Industri Verflüssiger, Tanksysteme, etc.		
Nikkiso	https://www.nikkiso.co.jp/de/brand/nikkiso-cryo/	Anlagenbau (Kryotechnik)	x	x					Nikkiso Cryogenic Industries, 27710 Jeffers: Verflüssiger, Pumpen, Verdampfer, Regasifizierer, Tanks		
PBS	https://www.pbs.cz/en/Cryogenic-technology	Equipment-Hersteller (Kryotechnik)	x	x					PBS GROUP, a.s, Krakovska 583/9, 110 00 Pr		Turbinen, Kompressoren, Pumpen
Whesoe	https://whesoe.co.uk/	Equipment-Hersteller(Terminal)	x		x		x		Whesoe Technology Centre, Morton Palms, Darl Tank- und Umfüllprozesse		
Sofregaz SAS	https://sofregaz.fr/	Anlagenbau	x						Tour Vista – 52, quai de Dion Bouton, CS 80037 – f		Prozessanlagen
Thost Projektmanagement	https://thost.de/	Weitere(Details inRemark)	x	x	x	x	x	x	Villinger Straße 6, 75179 Pforzheim		Projektmanagement, Planung, Steuerung, Risikomgmt.
CryoWorld	https://www.cryoworld.com/	Equipment-Hersteller (Kryotechnik)	x	x					Havenwee 11c, 1771 RW Wieringerwerf, Netherlands		

Annahmen zum inländischen Transport der H2-Transportvektoren

Tabelle 10-7: Allgemeine Annahmen für den Transport von H2-Transportvektoren per Straße, Schiene und Binnenschiff.

Grundannahmen Straße		
Parameter	Einheit	Wert
Durchschnittsgeschwindigkeit	km/h	50
Kraftstoffverbrauch (volle Beladung)	l/100 km	35
Kraftstoffpreis	€/l	1,5
Personalkosten pro MA	€/h	35
Anzahl Mitarbeiter	n	1
Maut	€/km	0,22
Betriebsstunden	h/a	1980
Grundannahmen Schiene		
Parameter	Einheit	Wert
Durchschnittsgeschwindigkeit	km/h	36
Kraftstoffverbrauch	l/100 tkm	0,7
Kraftstoffpreis	€/l	1,5
Personalkosten pro MA	€/h	38,5
Anzahl Mitarbeiter	n	1
Schienenennutzung	€/km	3,64
Betriebsstunden	h/a	4166
Grundannahmen Binnenschiff		
Parameter	Einheit	Wert
Durchschnittsgeschwindigkeit	km/h	15
Kraftstoffverbrauch	l/ 100 tkm	1,25
Kraftstoffpreis	€/l	1,1
Personalkosten pro MA	€/h	38,5
Anzahl Mitarbeiter	n	4
Maximale Transportmenge	t	2000
Tankvolumen	m ³	2500
Betriebsstunden	h/a	4166

Tabelle 10-8: Allgemeine Annahmen für den Transport von H₂-Transportvektoren per Straße, Schiene und Binnenschiff.

spezifische Annahme Straße:		Zugmaschine	LH2	LOHC	NH3	MeOH	DME
Parameter	Einheit	Wert	Wert	Wert	Wert	Wert	Wert
Anzahl	n	1	0	1	1	1	1
Investitionskosten Zugmaschine/ Behälter	€	160.000	1.100.000	100.000	325.000	275.000	325.000
Investitionskosten DBT (doppelt)	€		-	116.120	-	-	-
Abschreibungszeitraum	a	8	12	12	12	12	12
Kalkulatorischer Zinssatz	%	6	6	6	6	6	6
Jährliche Kapitalkosten	€	25.766	149.455	29.364	44.157	37.364	44.157
Jährliche O&M-Kosten	%	12	2	2	2	2	2
(H ₂)-Transportmenge	kg		4.300	1.800	23.000	26.700	23.000
(H ₂)-Energienmenge	MWh		143	61	119	148	185
Be- und Entladungsdauer	h		3	2	2	2	2
spezifische Annahme Schiene:		Lokomotive					
Parameter	Einheit	Wert					
Anzahl Flachwagen	n	1	20	20	20	20	20
Kosten Lokomotive/ Behälter	€	3,3	1.200.000	200.000	450.000	300.000	450.000
Investitionskosten DBT (doppelt)	€			240.000			
Abschreibungszeitraum	a	20	12	12	12	12	12
Kalkulatorischer Zinssatz	%	10	6	6	6	6	6
Jährliche Kapitalkosten	Mio. €	0,39	3,26	1,20	1,22	0,82	1,22
Jährliche O&M-Kosten	%	2	2	2	2	2	2
(H ₂)-Transportmenge pro Behälter	t		6	4	40	45	39
Be- und Entladungsdauer	h		30	20	20	20	20
spezifische Annahme Binnenschiff:		Schiff					
Parameter	Einheit	Wert					
Anzahl	n	1	1	1	1	1	1
Investitionskosten Schiff/ Modifizierung	Mio. €	3,3	40,0	0,7	7,0	7,0	7,0
Investitionskosten DBT (doppelt)	Mio. €			7,5			
Abschreibungszeitraum	a	25	25	25	25	25	25
Kalkulatorischer Zinssatz	%	6	6	6	6	6	6
Jährliche Kapitalkosten	Mio. €	0,26	3,1	0,6	0,5	0,5	0,5
Jährliche O&M-Kosten	%	2	2	2	2	2	2
(H ₂)-Transportmenge	t		177	116	1705	1977	1670
Be- und Entladungsdauer	h		24	24	24	24	24



Disclaimer

Die Erarbeitung dieses Syntheseberichts erfolgte durch eine ausgewählte Autorenschaft des Projekts LNG2Hydrogen aus dem vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt geförderten Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE. Die Inhalte der Autor:innen-Publikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt.

Impressum

Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE
Geschäftsstelle Kommunikation und Koordination
E-Mail: koordination@transhyde.de

cruh21 GmbH – Part of Drees & Sommer
c/o Drees & Sommer Hamburg
Ludwig-Erhard-Straße 1
20459 Hamburg

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen
und Geothermie IEG
Gulbener Straße 23
03046 Cottbus

Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Stiftstraße 34-36
45470 Mülheim an der Ruhr