



Europas Seehäfen im Wandel – Drehkreuze für Energie und Industrie

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Autorinnen und Autoren

Maximilian Much – DECHEMA e.V.
Sabrina Müller – DECHEMA e.V.
Maximilian Mann – DECHEMA e.V.
Dr. Simon Verleger – hySOLUTIONS GmbH
Janne Schrieber – hySOLUTIONS GmbH

Disclaimer

Der überwiegende Teil der in diesem Whitepaper verwendeten Daten wurde im Rahmen eines Unterauftrages durch die hySOLUTIONS GmbH erhoben und aufbereitet. Die Inhalte und Analysen, die auf diesen Daten basieren, wurden sorgfältig geprüft. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der durch das Unternehmen hySOLUTIONS GmbH gelieferten Informationen übernimmt die DECHEMA e.V. jedoch keine Gewähr. Auf Grund der Dynamik in der Projektlandschaft kann sich der Status gelisteter Transformationsprojekte laufend ändern. Eine zeitaktuelle eigenständige Prüfung durch die Leserinnen und Leser wird daher ausdrücklich empfohlen.

Die Inhalte der Autorenpublikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Leitprojekts wider.

Impressum

Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE

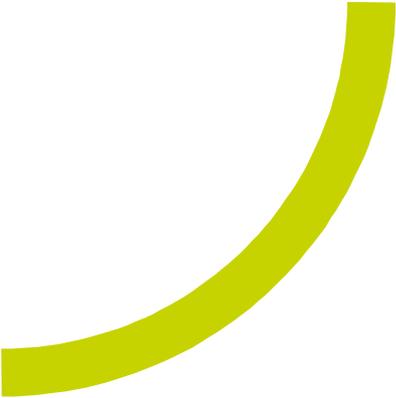
cruh21 GmbH
Erste Brunnenstraße 1
20459 Hamburg

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

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	S. 4
Tabellenverzeichnis	S. 5
Abkürzungsverzeichnis	S. 6
1 Einleitung	S. 7
1.1 Bedeutung von Häfen für die energetische und stoffliche Versorgung von Industrien	S. 7
1.2 Europäische Seehäfen – Status-Quo	S. 8
2 Methodik der Datenerhebung	S. 9
2.1 Auswahlkriterien Häfen	S. 9
2.2 Datenherkunft	S. 9
2.2.1 Umschlagszahlen und Speicherkapazitäten	S. 9
2.2.2 Modal Split	S. 9
2.2.3 Geplante Elektrolyseure und Wasserstoffinfrastruktur	S. 10
3 Zusammenfassung der Charakteristika europäischer Seehäfen	S. 11
3.1 Infrastruktur – Speicherkapazitäten der Häfen	S. 12
3.2 Warenhandel	S. 12
3.2.1 Modal Split – Export ins Hinterland	S. 13
3.3 Szenario 2050 – Häfen im (Energie-) Wandel	S. 14
3.3.1 Flächenverfügbarkeit in den Häfen	S. 14
3.3.2 Häfen als Energielieferanten	S. 15
3.3.3 Autarkieprognose zweier Häfen	S. 16
3.3.4 CO ₂ Management	S. 16
4 Steckbriefe ausgewählter Seehäfen	S. 17
Antwerpen	S. 18
Bremische Häfen	S. 19
Brunsbüttel	S. 20
Rostock	S. 21
Stade	S. 22
Hamburg	S. 23
Wilhelmshaven	S. 24
Huelva	S. 26
Cartagena	S. 27
Marseille	S. 28
Le Havre	S. 29
Rijeka	S. 30
Genua	S. 31
Groningen	S. 32
Amsterdam	S. 33
Rotterdam	S. 35



Abbildungsverzeichnis

1.1	Anteil der verschiedene Transportwege am Warenhandel zwischen Europa und weltweiten Partnern im Dreijahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2022. Die Summe aus Export und Import (der Umschlag) beläuft sich auf durchschnittlich 2.004 Mio. Tonnen pro Jahr, wobei der Warenhandel innerhalb Europas keine Berücksichtigung findet.	8
2.1	Genehmigtes Wasserstoffkernnetz mit der Zielinfrastruktur für das Jahr 2032 (Stand Oktober 2024), herausgegeben von FNB Gas e.V. Alle in Deutschland betrachteten Seehäfen finden Berücksichtigung bei der geplanten Anbindung an das Kernnetz.	10
3.1	Eigene Darstellung der Tankraumkapazitäten der ausgewählten Seehäfen basierend auf Daten von Insights Global und dem unabhängigen Tanklagerverband e.V. (UTV). Eine Validierung der Daten erfolgte stichprobenartig mit Informationen der Hafenverwaltungen und Argus Media. Die Daten für die Ammoniaklagerung liegen massebezogen vor. Für die bessere Vergleichbarkeit wurden die Werte für verflüssigtes Ammoniak volumenbezogen hochgerechnet.	12
3.2	Übersicht der Umschlagsverteilung in den betrachteten Seehäfen 2023, aufgeteilt nach Flüssiggut, Stückgut und Schüttgut (eigene Darstellung). Der Umschlag von Containern wurde bei dieser Grafik nicht mit betrachtet. Für Groningen, Rijeka und Brunsbüttel lagen keine öffentlich zugänglichen Daten vor.	13
3.3	Berücksichtigte Häfen für die Modal Split Datenakquise (eigene Darstellung).	13
3.4	Gewählte Transportmittel im Jahr 2022 für den Weitertransport der in den 10 betrachteten Häfen angelandeten Güter nach Erhebungen des Statistischen Bundesamtes und Gesprächen mit den Hafengesellschaften (eigene Darstellung)	14
3.5	Die im Jahr 2022 von den einzelnen Seehäfen gewählten Transportmittel für den Weitertransport von Gütern (eigene Darstellung). Daten zum Weitertransport der Waren per Lkw oder Pipeline lagen nicht vor. Außerdem lagen für die Hafengemeinschaft Antwerpen-Brügge ausschließlich Daten für den Weitertransport per Binnenschiff vor. Die Daten stammen vom Statistischen Bundesamt sowie bilateralen Gesprächen mit den Hafengesellschaften	14
3.6	Im TransHyDE Teilprojekt Systemanalyse ermittelte Wasserstoffimportmengen per Schiffstransport für das Jahr 2050. Eigene Darstellung.	15





Tabellenverzeichnis

3.1	Liste der ausgewählten Häfen mit dazugehörigen Webseiten.	11
3.2	Übersicht über die verschiedenen Güter und deren Klassenzugehörigkeit.	12





Abkürzungsverzeichnis

LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
CCS	Carbon Capture and Storage
KSpg	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke e.V.
Mio	Millionen
ESPO	European Sea Port Organisation
LNG	Liquefied Natural Gas
UTV	Unabhängiger Tanklagerverband e.V.
HEP	Hafenentwicklungsplan
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen
RoRo	Roll-on/Roll-off
OGE	Open Grid Europe GmbH
TES	Tree Energy Solutions
CO₂	Kohlenstoffdioxid
HS	Hauptstrecke
NS	Nebenstrecke
LPG	Liquefied Petroleum Gas
n/a	not available
gH₂	Wasserstoff (gasförmig)
LH₂	Wasserstoff (flüssig)
MeOH	Methanol
CH₄	Methan
e-NG	Electric Natural Gas
SAF	Sustainable Aviation Fuel
PO	Portugal
NL	Niederlande
IPCEI	Important Projects of Common European Interest



1

Einleitung

Die im Rahmen dieser Veröffentlichung gesammelten Ergebnisse und Daten wurden im Verbund Systemanalyse des Wasserstoffleitprojekts TransHyDE, gefördert vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt, in Form eines Unterauftrages zusammengetragen. Primäres Ziel war dabei eine Bestandsaufnahme der deutschen und europäischen Seehäfen im Kontext einer sich wandelnden Energiewirtschaft. Eine Analyse des Warenhandels mit besonderem Fokus auf den Umschlag von Energieträgern wurde durchgeführt. Aufgrund des inhaltlichen Umfangs wurde hierbei der Fokus auf sechs deutsche und zehn europäische Seehäfen gelegt und zu diesen eine Datenbank aufgesetzt. Weiterhin wurden aktuell bekannte Transformationsprogramme dieser Standorte zusammengetragen, mit einem Schwerpunkt auf grünem Wasserstoff und seinen Derivaten. Die zentralen energiespezifischen Merkmale der ausgewählten Häfen wurden abschließend in Steckbriefen zusammengefasst, die im letzten Abschnitt der Publikation präsentiert werden.

1.1. Bedeutung von Häfen für die energetische und stoffliche Versorgung von Industrien

Seehäfen sind in einer globalisierten Welt eines der relevantesten Instrumente für den erfolgreichen Handel weltweiter Güter und Ressourcen. Dabei haben sie über Jahrhunderte hinweg sämtliche industriellen Anpassungen durchlebt und stehen entsprechend der voranschreitenden Energiewende einer erneuten Transformation gegenüber. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz bekräftigt beispielsweise in seiner im Juli 2024 beschlossenen Importstrategie die Relevanz der europäischen Hochseehäfen für eine resiliente und diversifizierte

Energieversorgung. Aus dieser geht im Kern hervor, dass ein erheblicher Anteil des Wasserstoffbedarfs durch Importe gedeckt werden wird [1]. Die Bundesregierung strebt daher einen parallelen Aufbau von Importinfrastrukturen für Pipeline und Schiffstransporte an, wobei die Schiffstransporte langfristig vor allem den effizienten Import von Wasserstoffderivaten sicherstellen sollen. Die damit verbundene Reduzierung fossiler Energieträger könnte eine Neustrukturierung der bestehenden Flächennutzung nach sich ziehen, etwa durch den Um- oder Neubau vorhandener Speicheranlagen und Umschlagterminals. Eine triviale Möglichkeit der Umwidmung bieten Ölspeicher, die ohne großen Mehraufwand LOHC (engl. Liquid Organic Hydrogen Carrier) lagern könnten [2]. Existierende Erdgas-Pipelines können bei einem erfolgreichen Rohstoffwandel für die Verteilung von Wasserstoff umfunktioniert werden [3]. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen (z. B. aufgrund des Abstands zu Schutzobjekten) könnten bestehende Hafengebiete bevorzugt für die Errichtung von Wasserstoff-Elektrolyseuren sowie Anlagen zur Herstellung von Folgeprodukten wie Ammoniak oder Methanol genutzt werden – vorausgesetzt, entsprechende Flächen stehen zur Verfügung [4].

Ein weiterer künftig bedeutender Rohstoff, dessen Umschlag in Häfen zunehmen wird, ist abgeschiedenes CO₂, das langfristig in Gesteinsschichten unter dem Meeresboden eingelagert werden soll (Carbon Capture and Storage, CCS). Bisher ließ die Gesetzgebung in Deutschland keine rechtskonforme Umsetzung von CCS-Projekten zu. Der politische Diskurs im Jahr 2024 führte jedoch zu den vom Bundeskabinett beschlossenen Eckpunkten der Carbon-Management-Strategie, die als Grundlage für zukünftige gesetzliche Regelungen und Maßnahmen dienen. Die Strategie sieht vor, die Speicherung von CO₂ künftig auf hoher See im Meeresboden zu ermöglichen – insbesondere in ehemaligen

Gasfeldern außerhalb geschützter Meeresgebiete. Die dauerhafte Speicherung an Land bleibt hingegen weiterhin verboten. Eine gesetzliche Grundlage könnte jedoch auf Antrag einzelner Bundesländer durch den Bund im Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) geschaffen werden [5]. Das KSpG wurde von der alten Regierung nicht mehr novelliert. Eine Anpassung dieses Gesetzes steht unter der neuen Bundesregierung noch aus (Stand Mai 2025). Der Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) erwartet, dass der Abtransport per Hochseeschiff insbesondere in der Hochlaufphase des Carbon Managements eine zentrale Rolle spielen wird – vor allem, solange der kostengünstigere Pipeline-Transport noch nicht in ausreichendem Maße umgesetzt ist [6].

Aus geografischer Sicht sind viele Industriezentren, wie etwa die Region um den Hafen Rotterdam, in der Nähe von Hochsee- und Binnenhäfen angesiedelt. Da Importterminals häufig direkt über Pipelines und Förderbänder mit industriellen Abnehmern verbunden sind (z. B. Rostocker Hafen, Hafen Stade), erfolgt ein Großteil des Warenumschlags unmittelbar in der Hafenumgebung. Zusätzlich trägt eine trimodale Infrastruktur – also die Anbindung an Binnenschiff, Lkw und Bahn – zu einer stabileren und unabhängigeren Versorgungssicherheit bei.

Detaillierte Informationen zu den verfügbaren Transportoptionen ins Hinterland sowie deren Bedeutung können den Steckbriefen entnommen werden (vgl. Abschnitt „Steckbriefe ausgewählter Seehäfen“).

1.2. Europäische Seehäfen – Status-Quo

In Europa gibt es 82 Seehäfen, deren infrastrukturelle Anbindung maßgeblich von regionalen Gegebenheiten und der Nachfrage nach Rohstoffen beeinflusst wird. Eine leistungsfähige Infrastruktur bildet die Grundlage für einen erfolgreichen Warenhandel und spielt eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit des europäischen Energiesystems. Über ein Dreijahresmittel von 2020 bis 2022 nimmt die Seeschifffahrt mit einem Warenum-

schlag von 1.691 Mio. Tonnen (84,3 %) die bedeutendste Rolle im Warenhandel zwischen Europa und weltweiten Partnern ein, gefolgt vom Straßentransport mit 237 Mio. Tonnen (11,8 %), dem Schienentransport mit 61 Mio. Tonnen (3,1 %) und abschließend dem Lufttransport mit einem durchschnittlichen Umschlag von 15 Mio. Tonnen pro Jahr (0,8 %) [7]. Abbildung 1.1 stellt die relative Bedeutung der Verkehrsträger im internationalen Warenhandel Europas dar.

Die Hafenwirtschaft steht mit der Digitalisierung, Automatisierung und der Energiewende drei umfangreichen Themenfeldern der Transformation gegenüber, die ihre zukünftige Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit der Länder herausfordern. In Deutschland wurde im März 2024 die „Nationale Hafenstrategie“ vom Bundeskabinett beschlossen, die sich im Kern den drei zuvor genannten Themenfeldern widmet [8]. Nach der European Sea Port Organisation (ESPO) beansprucht die Anpassung der Infrastruktur bezogen auf Nachhaltigkeit und Energiewende den zweitgrößten Investitionsaufwand. Mehr Geld wird nur für die Erweiterung der Hafenbecken, Kaianlagen und Terminals vorgesehen [9].

Anteil der Transportwege am Warenhandel zwischen Europa und weltweiten Partnern (Ø 2020–2022)

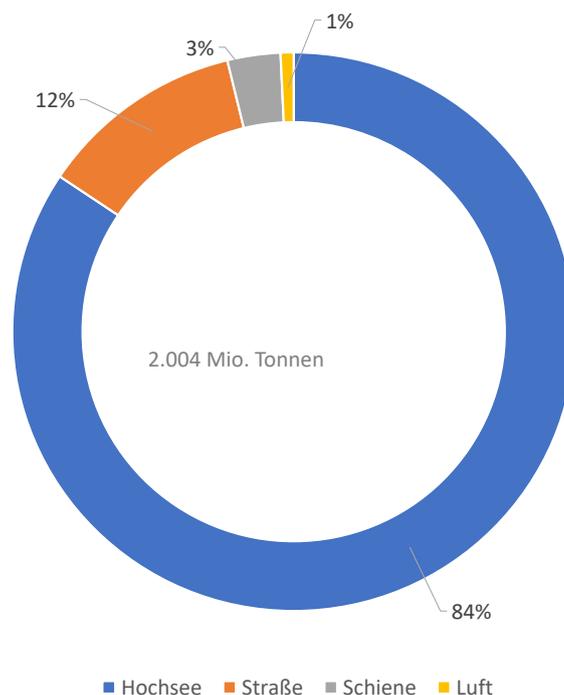


Abbildung 1.1. Anteil der verschiedenen Transportwege am Warenhandel zwischen Europa und weltweiten Partnern im Dreijahresdurchschnitt der Jahre 2020 bis 2022. Die Summe aus Export und Import (der Umschlag) beläuft sich auf durchschnittlich 2.004 Mio. Tonnen pro Jahr, wobei der Warenhandel innerhalb Europas keine Berücksichtigung findet. Eigene Darstellung mit Daten aus [7].

2

Methodik der Datenerhebung

2.1. Auswahlkriterien Häfen

Im Rahmen des Unterauftrags wurde vorerst eine Liste mit allen 82 europäischen Seehäfen erstellt. Aus dieser wurden 16 Seehäfen einer eingehenderen Betrachtung und Standortanalyse unterzogen. Die gewählten Seehäfen unterscheiden sich in ihren Kapazitäten, in ihrer vorhandenen Transportinfrastruktur und in ihrem Warenhandel. Ziel ist es verschiedene Typen von Häfen zu analysieren, um eine mögliche Vergleichbarkeit mit nicht betrachteten Häfen herstellen zu können. Der Kriterienkatalog für die ausgewählten Seehäfen orientierte sich unter anderem an den Umschlagsmengen, der Anbindung an Straßen-, Schienen- und Binnenschiffahrtsinfrastruktur, der Anbindung an eine Öl- oder Gaspipeline und dem gegenwärtigen oder zukünftigen Betrieb eines LNG-Terminals. Zudem flossen in die Evaluation auch weitere Faktoren ein, wie der Anschluss an ein zukünftiges europäisches Wasserstoffnetz oder die Verfügbarkeit eines Hafentwicklungsplanes. Auf die Bedeutung des Hafens für die umliegende Grundstoffindustrie wurde im Auswahlprozess Rücksicht genommen. In der Aufbereitung der Daten erfolgte eine Auflistung der Häfen mit den jeweiligen spezifischen Kennzahlen in Form von Steckbriefen¹.

2.2. Datenherkunft

2.2.1. Umschlagszahlen und Speicherkapazitäten

Die Umschlagszahlen und Güterklassifikationen wurden für die meisten Häfen aus den Jahresberichten und den Internetsei-

ten der Hafenbetriebe entnommen. Dabei wurde hauptsächlich auf öffentlich zugängliche Datensätze der Hafenbetreiber sowie Branchenverbände zurückgegriffen. In Einzelfällen erfolgte eine direkte Kontaktaufnahme mit den jeweiligen Hafenverwaltungen. Das Portfolio an vorhandenen Speicherkapazitäten wurde anhand verfügbarer Daten von Insights Global und dem unabhängigen Tanklagerverband e.V. (UTV) erstellt sowie mit Daten der Hafenverwaltungen und Argus Media stichprobenartig abgeglichen und validiert [10–12].

2.2.2. Modal Split

Die prozentuale Aufteilung des Transportvolumens auf verschiedene Verkehrsträger beim Abtransport ins Hinterland, dem Modal Split, wird nur in wenigen Fällen von den Hafenverwaltungen erhoben. Wenn der Modal Split doch erhoben wird, dann meist nur für den Containerverkehr, da dieser von besonderem Interesse für die Hafenverwaltung ist. Die Daten zu Schienen- und Binnenschifftransporten in Deutschland konnten beim Statistischen Bundesamt abgerufen werden. In den anderen betrachteten europäischen Ländern stellen die statistischen Ämter diese Daten jedoch nicht im erforderlichen Detailgrad zur Verfügung. Einige Hafenbetreibergesellschaften haben Angaben zum Modal Split gemacht, die in der weiteren Analyse verwendet wurden. Die Transportdaten für den Straßenverkehr werden nicht zentral erfasst, da die Güter von verschiedenen Logistikunternehmen in jeweils kleinen Mengen transportiert werden. Aufgrund dieser Zersplitterung ist eine Erhebung nahezu unmöglich, weshalb dieser Anteil nur als Differenz bei der Erfassung der anderen Transportwege geschätzt werden kann. Für den Pipeline-Transport

¹ Die Steckbriefe sind dem Kapitel 4 „Steckbriefe ausgewählter Seehäfen“ zu entnehmen.

liegen keine entsprechenden statistischen Erhebungen vor. Um diese Daten zu erheben, wären bilaterale Gespräche mit den abnehmenden Unternehmen erforderlich. Da diese Daten häufig der geschäftlichen Geheimhaltung unterliegen, wurden sie aus diesen Gründen nicht erfasst.

Die Aufteilung auf Schiene und Binnenschiff wurde explizit für die Standorte in Deutschland vorgenommen. Die statistischen Ämter der weiteren betrachteten europäischen Länder haben diese Daten nicht im erforderlichen Detailgrad bereitgestellt. Einzelne Angaben von Hafengesellschaften konnten der Datensammlung ergänzt werden.

2.2.3. Geplante Elektrolyseure und Wasserstoffinfrastruktur

Die Mehrheit der untersuchten Häfen verfügt über einen öffentlich zugänglichen Hafententwicklungsplan (HEP), wobei sich diese in ihrem Detaillierungsgrad stark unterscheiden. Besonders auffällig ist der transparente Umgang der niederländischen Häfen mit ihren Daten und Plänen, was auf eine hohe Bereitschaft zur Transformation hindeutet. Die HEP der anderen Standorte sind in Bezug auf die Detailtiefe wesentlich zurückhaltender.

Bezüglich neuer Importterminals für Wasserstoff und seine Derivate geben die Hafenverwaltungen bzw. -eigentümer aufgrund des großen unternehmerischen Interesses und des damit verbundenen Wettbewerbs keine Details zu Importgütern, möglichen Betreibern, Volumina und Zeitplänen bekannt.

Solche Informationen werden in der Regel erst nach Abschluss verbindlicher Verträge öffentlich gemacht. Daher wurden für die Datenerhebung ausschließlich öffentlich zugängliche Quellen herangezogen. In persönlichen Gesprächen mit Akteuren an verschiedenen Standorten wurde jedoch deutlich, dass vielfach bereits Überlegungen zum Ausbau neuer Terminalinfrastrukturen bestehen.

Die prognostizierte installierte Leistung an Elektrolyseuren und Umwandlungstechnologien wie LOHC oder Ammoniakcracker wurde anhand der HEP, Pressemitteilungen und einem Projektverzeichnis von Hydrogen Europe erhoben [14]. Der Konkretisierungsgrad der Projekte ist im Regelfall jedoch sehr gering. Eine Erhebung der International Energy Agency stellt dar, dass im Jahr 2023 für nur ca. 4 % der weltweit angekündigten Wasserstoffvorhaben eine finale Investitionsentscheidung vorlag [15]. Soweit es aus den Angaben hervorging, wurde das Jahr der geplanten Inbetriebnahme aufgeführt.

Das Anschlusspotential an ein Wasserstoffnetz wurde für die internationalen Standorte mit den Planungen des European Hydrogen Backbones und für die deutschen Standorte mit Plänen zum Wasserstoffkernnetz (Stand Februar 2024) abgeglichen [13,16]. Das im Oktober 2024 genehmigte Wasserstoffkernnetz wird in Abbildung 2.1 visualisiert. Die potenziell möglichen Importmengen von grünem Wasserstoff per Seeschiff bis zum Jahr 2050 wurden auf Grundlage der Modellierung der FfE im TransHyDE-Teilprojekt „Systemanalyse“ ermittelt und den europäischen Ländern rechnerisch zugewiesen.



Abbildung 2.1. Genehmigtes Wasserstoffkernnetz mit der Zielinfrastruktur für das Jahr 2032 (Stand Oktober 2024), herausgegeben von FNB Gas e.V. [13]. Alle in Deutschland betrachteten Seehäfen finden Berücksichtigung bei der geplanten Anbindung an das Kernnetz.

3

Zusammenfassung der Charakteristika europäischer Seehäfen

Die 16 erfassten Seehäfen sind in Tabelle 3.1 aufgeführt. Die Auswahl ist nicht repräsentativ für alle europäischen Seehäfen und erfolgte nach den folgenden Kriterien. Im Hinblick auf das TransHyDE-Teilprojekt „Systemanalyse“ lag der Fokus auf Häfen, die in der Nähe von Industriestandorten liegen und diese versorgen.

Neben diesem Kriterium wurden auch die Pläne für den Anschluss an das Wasserstoffnetz, den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und das Vorhandensein eines LNG-Terminals berücksichtigt. Es war jedoch nicht erforderlich, dass alle genannten Kriterien für die Auswahl erfüllt waren.

Tabelle 3.1. Liste der ausgewählten Häfen mit dazugehörigen Webseiten.

Hafen	Land	Link zur Website
Hafengemeinschaft Antwerpen-Brügge	Belgien	https://www.portofantwerpbruges.com/en
Bremische Häfen	Deutschland	https://www.bremenports.de/haefen/bremerhaven
Hafen Brunsbüttel	Deutschland	https://www.brunsbuettel-ports.de/
Hafen Rostock	Deutschland	https://www.rostock-port.de/
Hafen Stade	Deutschland	https://www.nports.de/haefen/stade/
Hamburger Hafen	Deutschland	https://www.hamburg-port-authority.de/de/
Wilhelmshavener Häfen	Deutschland	https://www.nports.de/
Hafen von Huelva	Spanien	https://www.puertohuelva.com/
Hafen von Cartagena	Spanien	https://epca.eu/company/cartagena-port-authority
Marseille Europort	Frankreich	https://www.marseille-port.fr/en
Hafen von Havre	Frankreich	https://www.haropaport.com/en
Luka Rijeka	Kroatien	https://www.portauthority.hr/
Hafen Genova	Italien	https://www.portsofgenoa.com/en/
Groningen Seaports	Niederlande	https://www.groningen-seaports.com/en/
Hafen von Amsterdam	Niederlande	https://www.portofamsterdam.com/en
Hafen von Rotterdam	Niederlande	https://www.portofrotterdam.com/de

3.1. Infrastruktur – Speicherkapazitäten der Häfen

Im Rahmen des Unterauftrages wurden passende Datensätze zusammengestellt, die die Häfen nach relevanten Energieträgern und Lagerstätten kategorisieren. Daraus geht hervor, dass von den 16 ausgewählten Häfen 14 über Tanklager für Rohöl verfügen, welche sich grundsätzlich ohne Umbauten auch für die Lagerung von LOHC nutzen ließen [2]. Das angelandete Rohöl wird in den Häfen im Regelfall via Pipeline ins Erdölnetz eingespeist oder von ansässiger Industrie direkt abgenommen. In einzelnen Fällen (Brunsbüttel, Rotterdam, Amsterdam und Groningen) wird Rohöl per Binnenschiff weitertransportiert. Analog dazu wird das importierte Erdgas in das Gasnetz eingespeist bzw. von benachbarten Unternehmen direkt abgenommen. Nur wenige Häfen verfügen über Erdgasspeicher. Wenn Speicher im Hafenkonzzept integriert sind, besitzen diese in der Regel ein geringes Speichervolumen. Diese werden dann meist als Pufferspeicher an LNG-Terminals eingesetzt, bevor das Gas ins Erdgasnetz eingespeist wird. Über LNG-Speicher verfügen 11 der betrachteten Häfen, 7 besitzen Speicherkapazitäten für Ammoniak und ein Hafen ermöglicht die Speicherung von Methanol (Port of Rotterdam). Speicher für Flüssigwasserstoff existieren an europäischen Seehäfen nicht. Speicher für gasförmigen Wasserstoff werden

höchstens in geringen Volumina für die Direktnutzung des Wasserstoffs eingesetzt, spielen jedoch auf Grund ihrer Größe derzeit keine Rolle in der Energieinfrastruktur. Eine detailliertere Zuordnung der Tankraumkapazitäten ist den Steckbriefen zu entnehmen. Die Verhältnisse der bekannten Speicherkapazitäten nach Energieträger werden in Abbildung 3.1 geographisch zugeordnet.

3.2. Warenhandel

Die Warenimporte werden nicht für alle Häfen gesondert gelistet. Viel mehr kann durch die Daten der Umschlagsmengen, also dem vollständigen schiffsseitigen Warenimport und -export, eine Vergleichbarkeit unter den Häfen bezüglich des Warenhandels hergestellt werden. Die für die Grundstoffindustrie relevanten Güter werden in die drei Kategorien „Schüttgut“, „Flüssiggut“ und „Stückgut“ unterteilt. Die Kategorie „Container“ findet auf Grund der niedrigen Relevanz für die Rohstoff- und Energieversorgung der Industrie keine tiefgehende Berücksichtigung in der Betrachtung des Warenhandels. In den einzelnen Steckbriefen sind die Umschlagszahlen von Containern zur groben Orientierung aufgeführt. Tabelle 3.2 bietet einen Überblick über die transportierten Güter der jeweiligen Klassen.

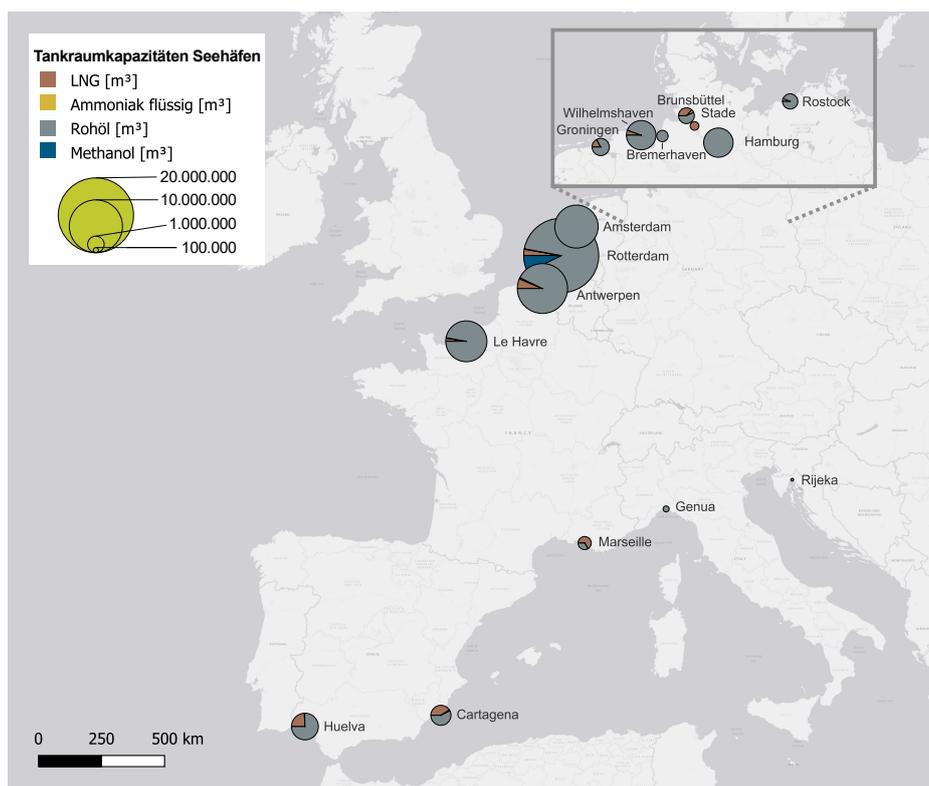


Abbildung 3.1. Eigene Darstellung der Tankraumkapazitäten der ausgewählten Seehäfen basierend auf Daten von Insights Global und dem unabhängigen Tanklagerverband e.V. (UTV) [10, 11]. Eine Validierung der Daten erfolgte stichprobenartig mit Informationen der Hafenverwaltungen und Argus Media [12]. Die Daten für die Ammoniaklagerung liegen massebezogen vor. Für die bessere Vergleichbarkeit wurden die Werte für verflüssigtes Ammoniak volumenbezogen hochgerechnet.

Tabelle 3.2. Übersicht über die verschiedenen Güter und deren Klassenzugehörigkeit.

	Schüttgut	Flüssiggut	Stückgut
Gehandelte Waren	Dünger, Schrott, Getreide, Futtermittel, Kohle, Erze, Baustoffe, Torf, Holz, chemische Produkte, Kakao, Zucker	Brennstoffe, Rohöl, LNG, LPG, Chemikalien, Naphtha, Biodiesel, Rapsöl, Ethanol, Methanol, Ammoniak, Wein, Pflanzliche Öle, andere Mineralölerzeugnisse	Wind Blades, Stahl, Eisen, Maschinen und Werkzeuge, Windkraftanlagen, Fertigteile, Anlagenkomponenten, Fahrzeuge (RoRo), Aluminiumbarren und Fässer, Waldprodukte, Spanplatten, Paletten, Papier, Früchte

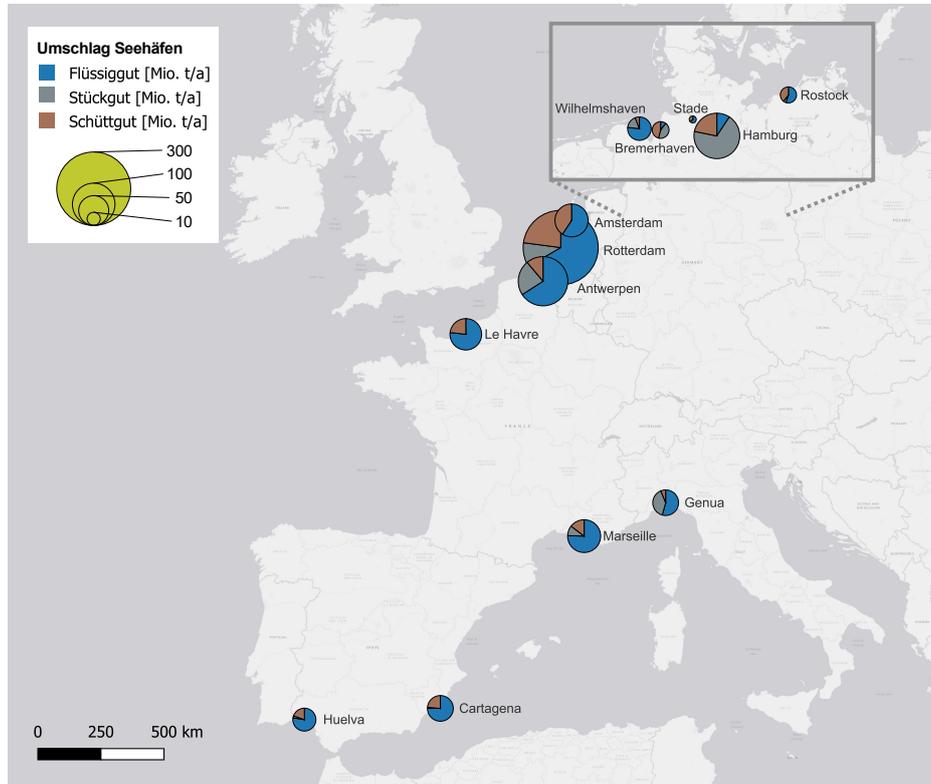


Abbildung 3.2. Übersicht der Umschlagsverteilung in den betrachteten Seehäfen 2023, aufgeteilt nach Flüssiggut, Stückgut und Schüttgut (eigene Darstellung). Der Umschlag von Containern wurde bei dieser Grafik nicht mit betrachtet. Für Groningen, Rijeka und Brunsbüttel lagen keine öffentlich zugänglichen Daten vor [17–28].

Abbildung 3.2 visualisiert die Verteilung der Umschlagsmengen betrachteter Häfen im Jahr 2023. Besonders hervorzuheben ist die ARA-Region (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen) als bedeutender Umschlagknoten. In den drei Häfen dominiert die Güterklasse „Flüssiggut“ mit etwa 60 %, was möglicherweise auf die hohe Bedeutung fossiler Folgeprodukte für Europa hinweist. Der Hamburger Hafen, mit einem Umschlag von etwa 135 Mio. Tonnen, ist der zweitgrößte Hafen in Bezug auf das Umschlagsvolumen. Hier dominiert die Güterklasse „Stückgut“. Zu den Waren, die dieser Klasse im Hamburger Hafen zugeordnet werden, zählen vor allem Früchte, Papier und insbesondere RoRo-Transporte. RoRo (Roll-on/Roll-off) bezeichnet eine Transportmethode, bei der hauptsächlich Fahrzeuge wie Autos, Lastwagen und andere rollende Güter transportiert werden. Eine detaillierte Übersicht der umgeschlagenen Güter ist den jeweiligen Hafensteckbriefen zu entnehmen.

3.2.1. Modal Split – Export ins Hinterland

Aus der Modal Split Datenakquise liegen ausschließlich Informationen für den Warenexport ins Hinterland per Binnenschiff und Zug vor und dies lediglich für 10 Seehäfen, welche in Abbildung 3.3 geographisch gelistet werden. Abbildung 3.4 fasst die vorhandenen Daten der betrachteten Häfen zusammen. Daraus geht hervor, dass der Gütertransport über die Schiene mit einer Transportmenge von ca. 36 Mio. Tonnen insgesamt 23,5 % des betrachteten Warenhandels einnimmt. Im Referenzjahr 2022 wurden die restlichen 76,5 % über die Binnenwasserstraßen abtransportiert, was einer Hinterlandexportmenge von ca. 118 Mio. Tonnen entspricht. Die am meisten gehandelte Rohstoffgruppe war hierbei „Kohle, rohes Erdöl & Erdgas“ mit ca. 40,1 Mio. Tonnen gehandelter Waren pro Jahr. An zweiter Stelle stehen „Erze, Steine und Erden“ mit ungefähr 39,3 Mio. Tonnen und „Kokereierzeugnisse und Mineralölerzeugnisse“ mit einem jährlichen Warenexport von ca. 37,9 Mio. Tonnen.

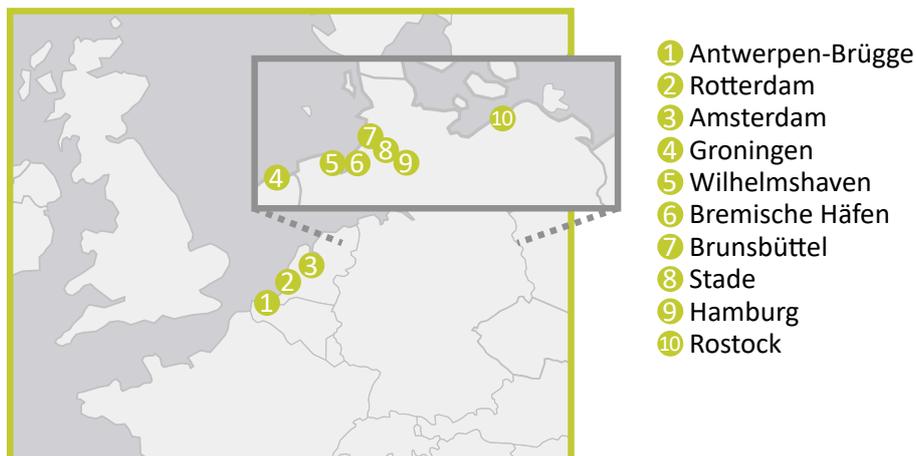


Abbildung 3.3. Berücksichtigte Häfen für die Modal Split Datenakquise (eigene Darstellung).

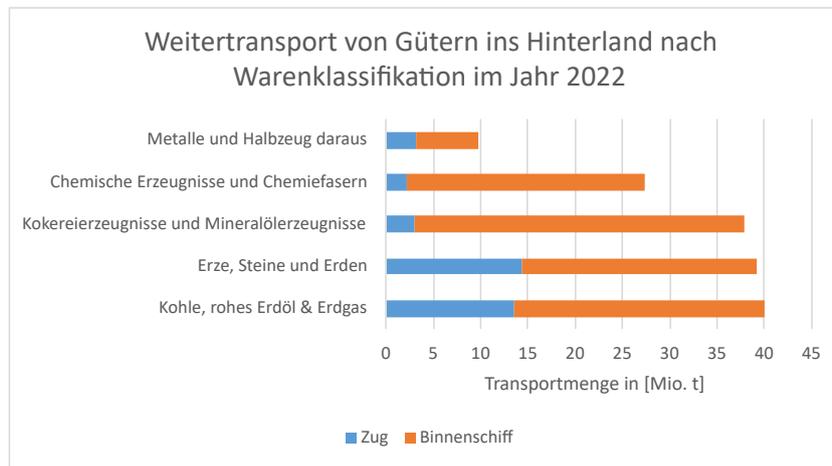


Abbildung 3.4. Gewählte Transportmittel im Jahr 2022 für den Weitertransport der in den 10 betrachteten Häfen angelegerten Güter nach Erhebungen des Statistischen Bundesamtes und Gesprächen mit den Hafengesellschaften (eigene Darstellung) [29].

„Chemische Erzeugnisse und Chemiefasern“ wurden in einer Menge von ca. 27,3 Mio. Tonnen in das Hinterland transportiert, wohingegen die Sparte „Metalle und Halbzeug daraus“ mit etwa 9,6 Mio. Tonnen den geringsten Anteil der Exportmenge ausmacht. Die Daten stammen vom Statistischen Bundesamt und vereinzelt aus bilateralen Gesprächen mit den Hafengesellschaften [29].

Zudem lässt sich aus der Datensammlung eine Vergleichbarkeit der Transportmittel einzelner Seehäfen herstellen. Graphisch ist dies in Abbildung 3.5 dargestellt. Daraus geht hervor, dass Rotterdam 84 % der berücksichtigten 92,6 Mio. Tonnen ins Hinterland exportierten Waren per Binnenschiff weitertransportiert. Insgesamt summiert sich der Transport von Gütern per Binnenschiff auf 117,9 Mio. Tonnen, wobei Rotterdam diesen Vergleich mit einem Anteil von 68 % anführt. Von Amsterdam gehen 17 % des betrachteten Warenverkehrs auf europäischen Binnenschiffstraßen aus. Ferner verteilen sich die verbleibenden 15 % der Transporte auf die übrigen Standorte, mit Ausnahme von Rostock, da dort kein Anschluss an das Binnenwasser vorliegt.

Im Jahr 2022 wurden von den betrachteten Seehäfen rund 36,3 Mio. Tonnen Güter per Bahn ins Hinterland exportiert. Der

Hamburger Hafen war dabei mit einem Anteil von 44 % führend, gefolgt vom Rotterdamer Hafen, der 35 % des Schienengüterverkehrs ins Hinterland abwickelte. Die verbleibenden 21 % verteilten sich auf die übrigen Häfen. Für den Hafenkomplex Antwerpen-Brügge können aufgrund fehlender Daten des belgischen Statistikamts keine Angaben zum Schienenexport gemacht werden. Detaillierte Informationen zu den Exportmengen finden sich in den jeweiligen Steckbriefen.

3.3. Szenario 2050 – Häfen im (Energie-)Wandel

3.3.1. Flächenverfügbarkeit in den Häfen

Flächenmanagement und -entwicklung gehören zu den zentralen Aufgaben der Hafenverwaltungen. Die Flächenverfügbarkeit an den meisten betrachteten Seehäfen ist sehr begrenzt. Es ist daher ein Kernanliegen vieler Hafenverwaltungen, genutzte Flächen in eine mit dem künftigen Energiesystem kompatible Nutzung zu überführen. Dies bedeutet ein Ausschleichen der Nutzung für fossile Energieträger zugunsten erneuerbarer Energieträger. Entsprechend stellen zunehmend mehr Häfen

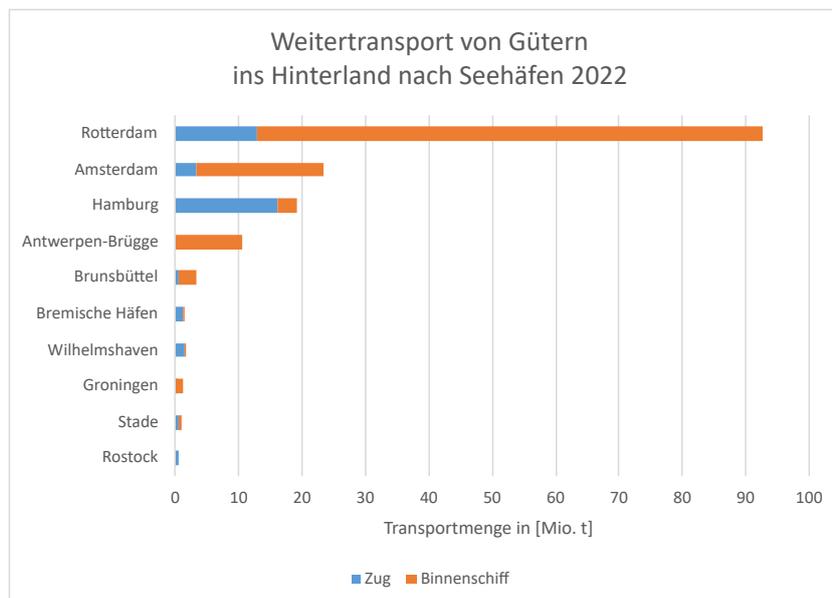


Abbildung 3.5. Die im Jahr 2022 von den einzelnen Seehäfen gewählten Transportmittel für den Weitertransport von Gütern (eigene Darstellung). Daten zum Weitertransport der Waren per Lkw oder Pipeline lagen nicht vor. Außerdem lagen für die Hafengemeinschaft Antwerpen-Brügge ausschließlich Daten für den Weitertransport per Binnenschiff vor. Die Daten stammen vom Statistischen Bundesamt sowie bilateralen Gesprächen mit den Hafengesellschaften [29].

Transformationspläne in Aussicht. Jedoch zeigen diese Pläne – sofern sie überhaupt bereits fertiggestellt sind – eher eine übergeordnete Zielsetzung auf, im Rahmen derer verschiedene Implementierungspfade möglich sind. Ob eine spezifische Fläche beispielsweise für Ammoniakankunft oder Methanolspeicherung eingesetzt werden soll, bleibt zunächst oft undefiniert, da zwar im HEP die strategische Transformation von den Hafenverwaltungen vorgegeben wird, die Investitionsentscheidungen aber schließlich von den Unternehmen getroffen werden. Eine konkrete Roadmap lässt sich keinem der untersuchten HEP entnehmen.

Große Unsicherheit besteht oftmals über die zeitliche Verfügbarkeit von Flächen. Diese hängt von Verhandlungen mit den bisherigen Flächeneignern ab und verlangt ggf. langwierige Dekontaminierung von Böden.

3.3.2. Häfen als Energielieferanten

Seehäfen dienen als zentrale Umschlagplätze für große Mengen an Energieträgern – derzeit überwiegend fossile. Jeder Hafen verfolgt dabei eigene Entwicklungsstrategien für eine zukunftsfähige Ausrichtung. Von den 16 analysierten Häfen beabsichtigen 15, ihre Hafeninfrastruktur an das Wasserstoffnetz anzubinden. Im Fall des Hafens Genua lassen sich bislang keine Planungen für eine Anbindung feststellen. Der Netzanschluss wird überwiegend zur Einspeisung von Wasserstoff in ein zukünftiges Wasserstoffnetz dienen. Der benötigte Wasserstoff soll überwiegend durch Importe sowie durch lokale Produktion bereitgestellt werden. Für die Mehrheit der untersuchten Häfen existieren konkrete Pläne zum Bau von Elektrolyseuren. Insgesamt ist an den europäischen Seehäfen bis zum Jahr 2050 eine Elektrolysekapazität von 18.800 MW geplant. Der jeweilige Projektfortschritt variiert

dabei stark von der Planung bis zur Inbetriebnahme. Der größte Hafen Europas, Rotterdam, plant eine Elektrolysekapazität von 2.200 MW [31–33]. In den Groningen Seaports sind sogar Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 GW vorgesehen [34]. Auch kleinere Seehäfen verfolgen ehrgeizige Projekte: So sind in Stade Elektrolyseure zur alternativen Methanolproduktion mit einer Kapazität von 280 MW geplant, während in Marseille und Le Havre Anlagen zur Herstellung von E-Fuels mit 130 MW bzw. 300 MW entstehen sollen [35–37]. Fünf der betrachteten Häfen setzen zudem auf die Errichtung von Ammoniak-Crackern, um importierten Ammoniak aufzubereiten und den daraus gewonnenen Wasserstoff in das Wasserstoffnetz einzuspeisen. Darüber hinaus berücksichtigen die Häfen von Amsterdam und Rotterdam auch den Import von LOHC in ihren Infrastrukturplänen.

Im Rahmen des TransHyDE Teilprojektes Systemanalyse ermittelte FfE für das Jahr 2050 u. a. reine Wasserstoffimportmengen für die europäischen Seehäfen. Auf der Nachfrageseite gelten in der Modellierung potenziell unwidbare LNG-Terminalkapazitäten als begrenzender Faktor [38]. Angebotsseitig wurde der Weltmarkt quantitativ und ökonomisch mit Daten von Fraunhofer IEE und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln simuliert [39, 40]. Die modellierten maritimen Importmengen resultieren aus der Wechselwirkung von Angebot und Nachfrage sowie der Einbeziehung von Transportkosten (vgl. Abbildung 3.6). Die größten Anlandungsvolumina entfallen demnach auf Großbritannien und Deutschland. Geringere Importmengen werden in der Modellierung den skandinavischen Ländern sowie Spanien zugewiesen. Letzteres wird zudem als Ziel eines erhöhten Wasserstoffimports per Pipeline aus Marokko berücksichtigt. Weitere Details zur Modellierung finden sich bei Kigle et al. [30].

Importmengen nach Europa über den Seeweg – 2050

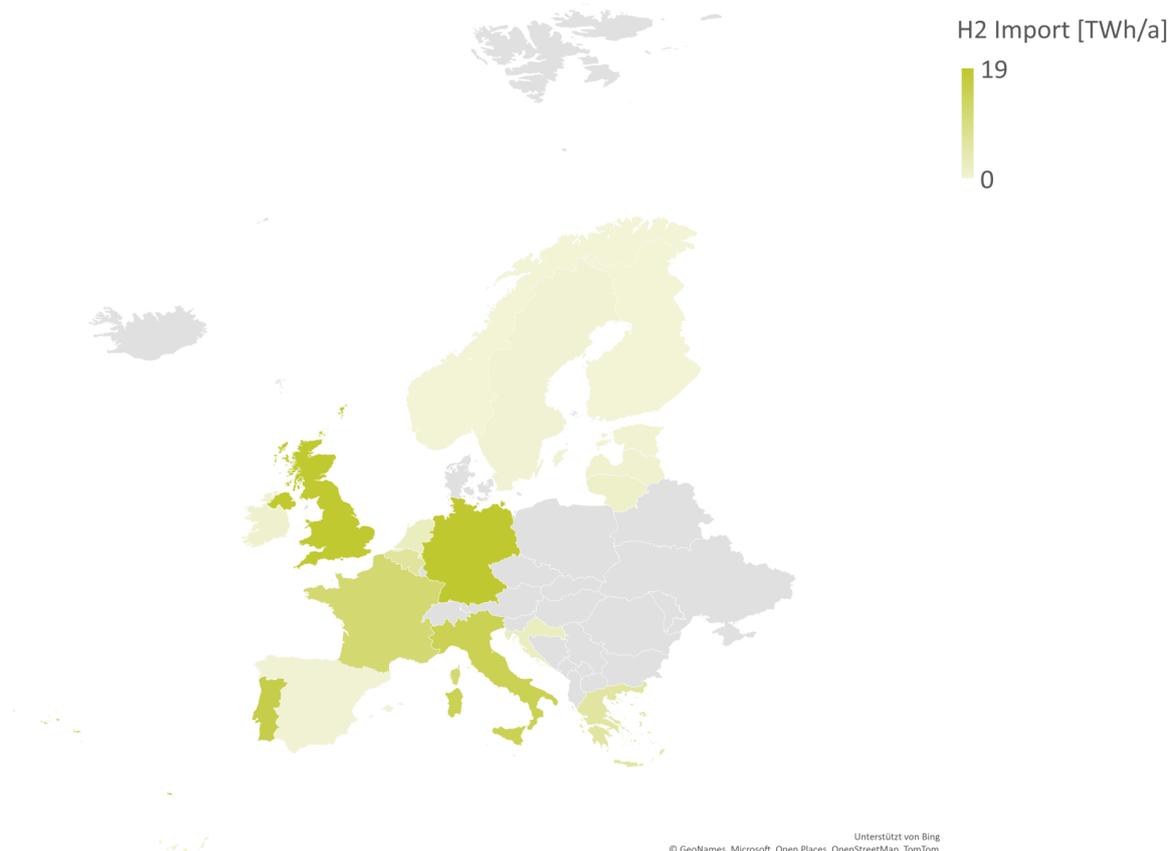


Abbildung 3.6. Im TransHyDE Teilprojekt Systemanalyse ermittelte Wasserstoffimportmengen per Schiffstransport für das Jahr 2050. Eigene Darstellung mit Daten aus [30].

3.3.3. Autarkieprognose zweier Häfen

Die nachstehende Übersichtsrechnung zeigt den potenziellen Autarkiegrad zweier Häfen, der durch den geplanten Ausbau von Elektrolysekapazitäten erreicht werden könnte. Grundlage hierfür sind öffentlich zugängliche Daten der Hafengebiete in Bremen und Rostock. Energieflussbilder der jeweiligen Standorte veranschaulichen den Energiebedarf für Strom, Wärme und Mobilität auf den Hafengeländen.

Für die geplanten Elektrolyseure wurde zur Berechnung der jährlich verfügbaren Energiemenge (im Wasserstoff-Äquivalent) eine Betriebszeit von 4.000 Volllaststunden bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 70 % zugrunde gelegt.

Auf dieser Basis könnte der in den Bremer Häfen erzeugte Wasserstoff bilanziell etwa 11 % des internen Energiebedarfs decken. Für den Hafen Rostock ergibt sich aufgrund eines deutlich geringeren Energiebedarfs und einer wesentlich größeren geplanten Elektrolyseleistung ein rechnerischer Erzeugungsüberschuss von rund 6.200 %.

Bremenports

Energiebedarf 2018: 364.977 MWh [41]
 Geplante Elektrolyseleistung: 14 MW [42–44]
 Prognostizierte verfügbare Energie
 (Wasserstoff): 39.200 MWh
 Autarkiegrad: ca. 11 %

Rostock Port

Energiebedarf 2018: 4.677 MWh [45]
 Geplante Elektrolyseleistung: 100 MW [46]
 Prognostizierte verfügbare Energie
 (Wasserstoff): 290.000 MWh
 Autarkiegrad: 100 %
 Zusätzlich verfügbare Energiemenge: 62 x
 Eigenverbrauch Hafen

3.3.4. CO₂ Management

Für die stationäre Speicherung von CO₂ an Häfen konnten keine Pläne gefunden werden. Allein aus logistischer Sicht könnten Puffertanks für verflüssigtes bzw. überkritisches CO₂ für die Verschiffung notwendig werden. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existieren weder deutschland- noch europaweite offizielle Umsetzungspläne eines CO₂-Pipelinennetzes. Die Open Grid Europe GmbH (OGE) und Tree Energy Solutions (TES) haben erste Pläne für eine mögliche CO₂-Infrastruktur veröffentlicht [47]. Diese soll durch mehrere Teilprojekte realisiert werden, wobei ein räumlicher Fokus auf Nordrhein-Westfalen und der Nordseeküste liegt. Hierbei ist ein Pipelinekorridor vom Ruhrgebiet nach Wilhelmshaven geplant. Zusätzlich gibt es mit dem Delta-Rhein-Korridor eine Kooperation zwischen OGE und verschiedenen Unternehmen (BASF, Gasunie, OGE und Shell), um CO₂ vor der niederländischen Küste zu speichern [48]. Mit dem North Sea CO₂ Corridor plant OGE in Kooperation mit Partnern eine Anbindung an das belgische CO₂ Pipelinennetz für eine Anbindung an den Hafen von Antwerpen [49]. Vereinzelt gibt es weitere Pläne der Häfen für ein CO₂-Netz jeweils zwischen dem Hafen und einem bestimmten Industriegebiet. Die Pläne sind oft direkt an die Verschiffung oder den Transport per Pipeline zu leeren Erdgasfeldern in der Nordsee gekoppelt, um dort das CO₂ zu verpressen [50, 51].

Der VDZ fasst die zuvor genannten CO₂-Infrastrukturplanungen in einem deutschen Infrastrukturkonzept zusammen und ergänzt indes die relevanten Korridore für die zukünftig CCS-abhängige Zementindustrie. In dem Konzept wird davon ausgegangen, dass die Hochseeschifffahrt in der Anfangsphase sowie mittelfristig einen relevanten Beitrag zum Abtransport von abgedehntem CO₂ leisten wird, da die Integration eines Pipelinennetzes kapitalintensiv ist und die Umsetzung zeitlich andauern wird. Erste Projekte für die Verladung von CO₂ in Wilhelmshaven und Zeebrügge zu offshore Speicherstätten befinden sich in der Planungsphase. Langfristig wird angenommen, dass ein etabliertes CO₂ Pipelinennetz die Schiffstransporte auf Grund niedriger Betriebskosten größtenteils ablöst [6].

4

Steckbriefe ausgewählter Seehäfen

Die folgenden Steckbriefe basieren auf den Daten, die im Rahmen des Unterauftrags von der hySOLUTIONS GmbH erhoben wurden. Die Inhalte und Analysen, die auf diesen Daten basieren, wurden sorgfältig geprüft. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der durch das Unternehmen hySOLUTIONS GmbH gelieferten Informationen übernimmt der DECHEMA e.V. jedoch keine Gewähr. Auf Grund der Dynamik in der Projektlandschaft kann sich der Status gelisteter Transformationsprojekte laufend ändern. Eine zeitaktuelle eigenständige Prüfung durch die Leserinnen und Leser wird daher ausdrücklich empfohlen.

Sofern die Informationen vollständig zur Verfügung standen, wurden die geplanten Transformationsvorhaben mit Projektnamen im Steckbrief ergänzt sowie in Klammern die beteiligten Unternehmen gelistet. Die in Klammer gesetzten Jahreszahlen beziehen sich auf das geplante Inbetriebnahmejahr. Auftretende Abkürzungen werden im Abkürzungsverzeichnis erläutert.

Standort: Antwerpen-Brügge

Koordinaten:
51°17'56.6"N 4°19'40.5"E



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Zeeschelde, Albertkanaal	Verfügbare Tankräume: Öl: 8.258.949 m ³ , LNG: 566.000 m ³ , Ammoniak: 49.000 t
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas	LNG-Importterminal: 11,4 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS (Hauptstrecke) & NS (Nebenstrecke)	Straßenanbindung: N1, N101, N180, R1

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

Antwerp@C (AirLiquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, Fluxys, TotalEnergies): Verflüssigtes CO₂ wird zu leeren Gasfeldern in der Nordsee transportiert. In einer zweiten Phase wird der Pipelinetransport von CO₂ in die Niederlande geprüft. (2030)

H₂/Derivat-Import geplant:

Importkoalition (Deme, Energie, Emar, Fluxys, WaterstofNet): Import von Methanol, Ammoniak, Methan, LOHC. Existierende Infrastruktur für Ammoniak & Methanol (2026)

H₂-Infrastruktur geplant:

(Advario, Fluxys): Ammoniakcracker und Lagerung, Umwandlung und Einspeisung ins H₂ Netz (2027)

Green Energy Hub: Pionier in nachhaltiger Wasserstoffwirtschaft, Import Hub von grünem Wasserstoff, Klimaneutral bis 2050

Hydrotug: Methanol-Schubboot in 2024 (2024)

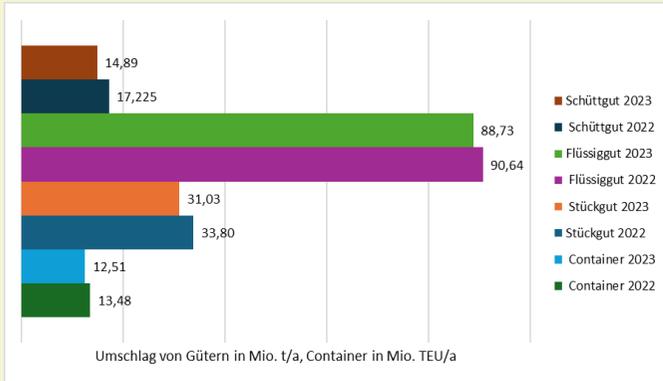
HyBex (Fluxys, Hincio, Port Of Antwerp-Bruges): Marktplattform für Handel, Entwicklung eines Tools für Speicherung, Zertifizierung & Ausgleichsnotwendigkeiten

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
CHYMIA	100 MW	gH ₂ /LH ₂	2025	Plugpower
HyoffWind	25 MW	gH ₂	2024	Viryja Energy, Parkwind, Eoly Energy, Fluxys
HyBex	n/a	n/a	2024	Fluxy, Hincio, Port of Antwerp-Bruges
NextGen Demo	n/a	H ₂	2024	American Electric Power, EDP, E.ON, ESB
Power-to-Methanol Phase 1	10 MW	gH ₂	2023	n/a
Power-to-Methanol Phase 2	100 MW	gH ₂	2029	n/a
Plug and Port of Antwerp	100 MW	gH ₂	2025	n/a
Hyoffwind (Phase 1)	25 MW	n/a	2024	n/a
Hyoffwind (Phase 2)	75 MW	n/a	2024	n/a

Logistik:

Warenhandel:



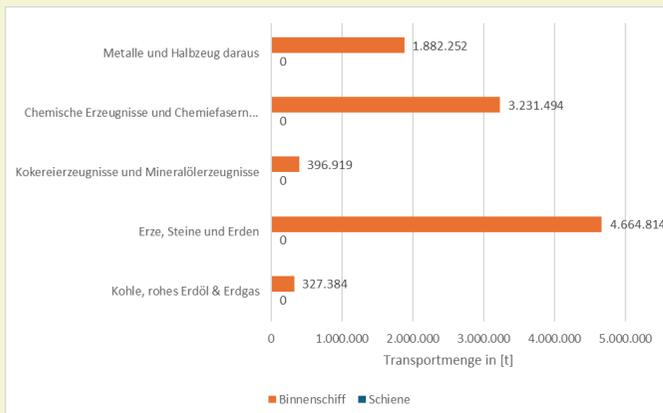
Stückgut: RoRo, sonstige

Flüssiggut: Brennstoffe, Rohöl, LNG, LPG, Chemikalien

Container: Ja

Schüttgut: Dünger, Schrott

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Schiene: n/a

Straße: n/a

Standort: Bremische Häfen



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Weser, (Küstenkanal)	Verfügbare Tankräume: Öl 461.500 m ³
Pipeline-Anbindung: Gas (D > 36 Zoll)	LNG-Importterminal: Nein
Schiienenanbindung: HS & NS	Straßenanbindung: A27, B6, B212

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

Pre-FEED-Studie (Ambrian Energy):	Prüfung für den Bau eines CO ₂ -Exportterminals
-----------------------------------	--

H₂/Derivat-Import geplant:

-	-
---	---

H₂-Infrastruktur geplant:

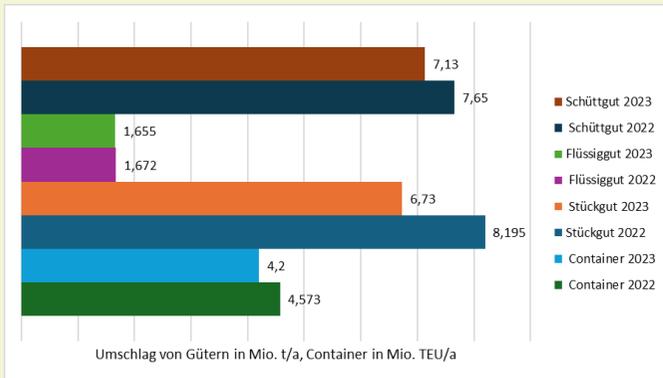
-	H ₂ -Netzanschluss geplant
---	---------------------------------------

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
hyBit	10 MW	H ₂	2025	swb
Elektrolyseurtestfeld	2 MW	H ₂	2023	Fraunhofer IWES
HY.City.Bremen	2 MW	H ₂	2023	GP Joule

Logistik:

Warenhandel:



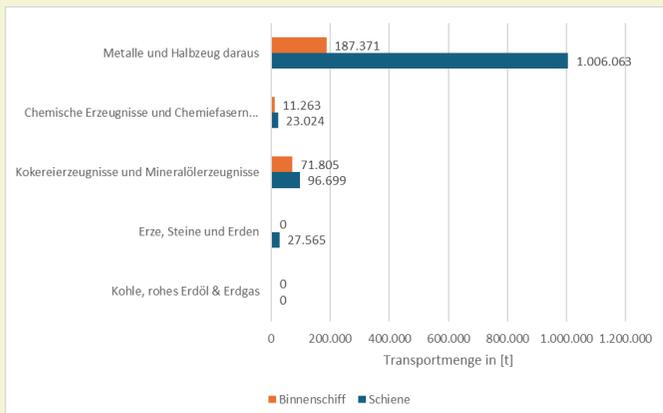
Stückgut: Waldprodukte, Fahrzeuge, Eisen/Stahl, Sonstiges

Flüssiggut: n/a

Container: Ja

Schüttgut: Getreide/Futtermittel, Erze, Kohle/Koks

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Standort: Brunsbüttel



Koordinaten:
53°53'20.0"N 9°10'27.9"E

Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Nord-Ostsee-Kanal	Verfügbare Tankräume: Öl: 5.100 m ³ , LNG: 330.000 m ³ , Ammoniak: 3.600 t
Pipeline-Anbindung: Gas (D>36 Zoll geplant)	LNG-Importterminal: 5 Mrd. m ³ /a
Schieneranbindung: NS	Straßenanbindung: K 75, (B5)

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:				
(OGE):	CO ₂ -Export Hub „Lägerdorf-Brunsbüttel“			
H₂/Derivat-Import geplant:				
(RWE):	Erweiterung der vorhandenen Ammoniakinfrastruktur im Hafen mit Importterminal (2024)			
H₂-Infrastruktur geplant:				
-	H ₂ -Netzanschluss geplant			
H₂/Derivat-Produktion geplant:				
Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	100 MW	gH ₂ / NH ₃	n/a	First Ammonia GmbH

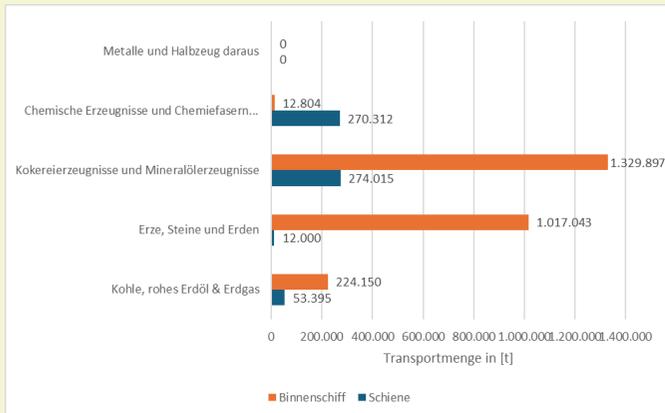
Logistik:

Warenhandel:



Stückgut: n/a
Flüssiggut: n/a
Container: n/a
Schüttgut: n/a

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: Erdöl, Erdgas, Mineralölerzeugnisse, Chemikalien
Straße: n/a

Standort: Rostock

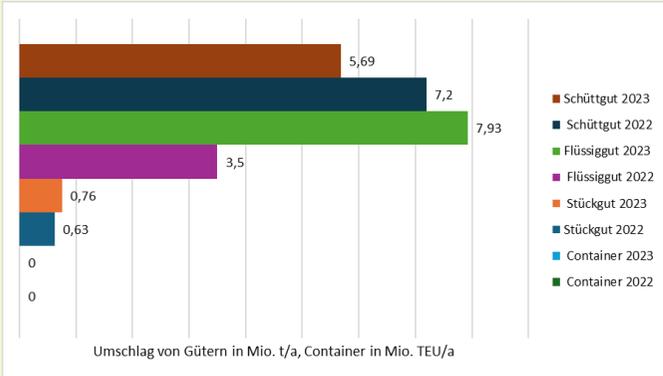


Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Ostsee, Unterwarnow	Verfügbare Tankräume: Öl: 782.500 m ³ , Ammoniak: 35.000 t
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D = 24-36 Zoll)	LNG-Importterminal: Nein
Schieneranbindung: HS	Straßenanbindung: L22 (A19)

Logistik:

Warenhandel:



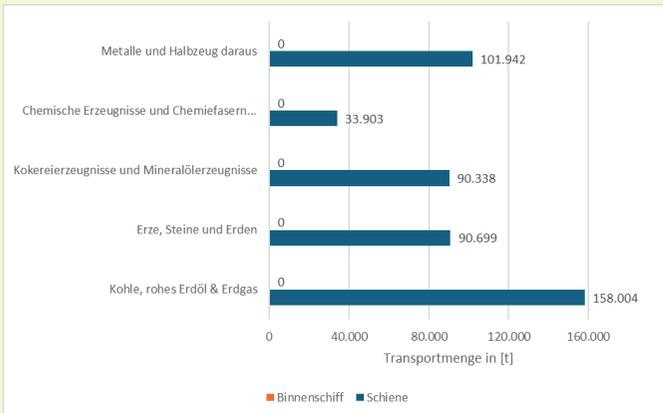
Stückgut: RoRo, Papier, Zellulose, Spanplatten

Flüssiggut: Rohöl, Naphta, Gasöl, Bunkerware, Biodiesel, Ethanol, Heizöl, Methanol, Pyrolysegas, Rapsöl, Ammoniak

Container: Nein

Schüttgut: Kohle, Baustoffe, Düngemittel, Getreide

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: Rohöl, Naphta, Gas

Binnenschiff: Kein Anschluss an industriell schiffbares Binnen-gewässer

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

-	Wasserstoffnetzanschluss, Ammoniakcracker
H2GE (Equinor, VNE):	Machbarkeitsstudie zu blauem Wasserstoff auf Basis der autothermen Reformation

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	100 MW	gH ₂	2027	Rostock Eney Ports Cooperation
H2GE	n/a	Autotherme Reformation	n/a	Equinor, VNG

Standort: Stade



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Elbe	Verfügbare Tankräume: LNG: 267.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Gas (D = 24-36 Zoll)	LNG-Importterminal: Ja (geplant 2027): 12 Mrd. m ³ /a
Schieneranbindung: Anschlussgleise, Nebengleise	Straßenanbindung: (L111)

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

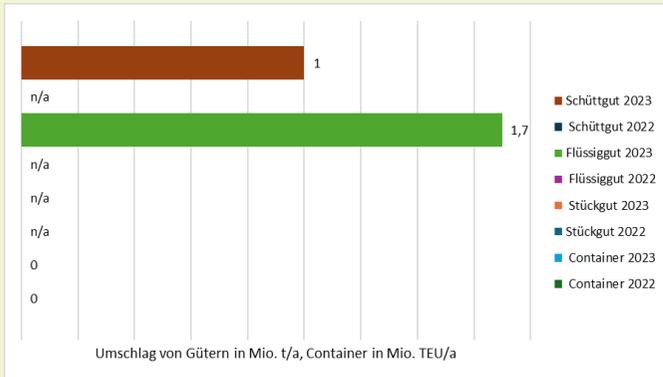
- Wasserstoffnetzanschluss, Ammoniakcracker

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
GreenMeOH	280 MW	Methanol	eingestellt	Dow

Logistik:

Warenhandel:



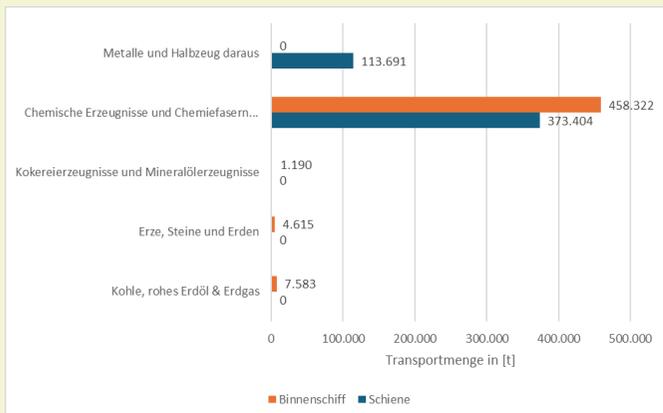
Stückgut: RoRo & Projektladung

Flüssiggut: Chemische Grundstoffe

Container: Nein

Schüttgut: Bauxit, Aluminiumoxid/-hydroxid, Baustoffe

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Standort: Hamburg



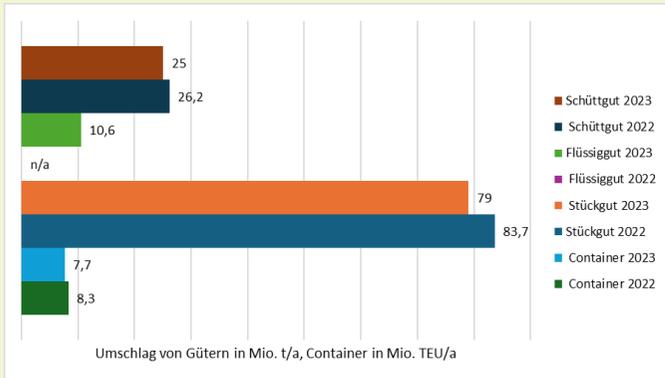
Koordinaten:
53°32'23.6"N 9°58'57.9"E

Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Elbe, ELK, ESK	Verfügbare Tankräume: Öl: 3.060.805 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: Nein
Schieneranbindung: HS & NS	Straßenanbindung: A7, A1, A25, B3, B73, B75

Logistik:

Warenhandel:



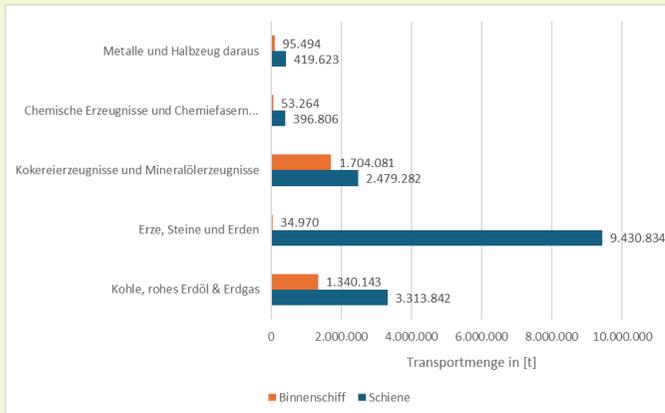
Stückgut: Erz, Kohle, Baustoffe, Getreide, Düngemittel

Flüssiggut: Mineralöle

Container: Ja

Schüttgut: RoRo, Früchte, Papier

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

(Mabanaft): Ammoniakterminal und Speicher (2027),

(Mabanaft): Umrüstung von 4 Kraftstofftanks zu Methanolspeichern

H₂-Infrastruktur geplant:

HH-WIN (Gasnetz Hamburg GmbH): H₂-Verteiletz (2027)

(Air Products): Ammoniak-Cracker

(Evos): e.fuels Terminal und Speicher

- H₂-Netzanschluss geplant

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
Green Hydrogen Hub	100+ MW	H ₂	2026	Luxcara

Standort: Wilhelmshaven



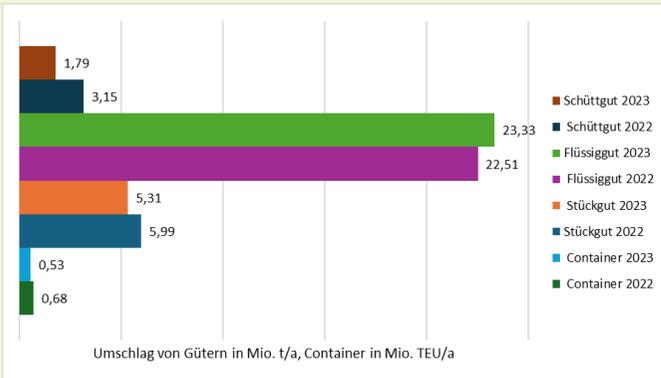
Koordinaten:
53°31'48,0"N 8°07'31,0"E

Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Ems-Jade-Kanal, Nordgeorgsfehn-Kanal, Nordsee	Verfügbare Tankräume: Öl: 2.900.000 m ³ , LNG: 170.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: Ja (geplant 2023/2024): 9,7 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS & NS	Straßenanbindung: B210, (A29)

Logistik:

Warenhandel:



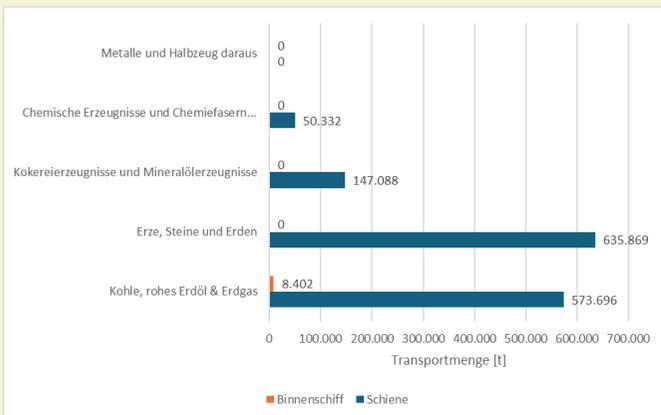
Stückgut: RoRo,
Projektladung, Offshore
Windenergieanlage

Flüssiggut: LNG,
Ölprodukte, Mineralöl,
LPG, Flüssige Chemikalien

Container: Ja

Schüttgut: Baustoffe,
Dünger, Torf, Holz

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

Energy Hub (Amprion, Arcelor Mittal, Avacon, BP, Engie, E.On, Equinor, EWE Fairplay, Niedersachsen Ports, Gasunie, etc.):	CO ₂ Transport & Export
Oxyfuel- Kraftwerk (Tree Energy Solutions GmbH & E.ON):	Erzeugung von Strom & Dampf mittels Oxy Gasturbinen Kraftwerk. CO ₂ wird abgefangen und für Seeschifftransport aufbereitet
CO ₂ -Connect (Wintershall Dea):	CO ₂ Hub für Transport/Umschlag von CO ₂ über Pipeline, Schiff, Bahn & Weiterleitung in natürliche Senken in der Nordsee (2030)
CO ₂ -Terminal (Tree Energy Solutions GmbH):	Speicherung und Export über Schiff. Bau von einer Pipeline mit 8 km Länge, um den Güterbahnhof mit dem Terminal zu verbinden
CO ₂ -Offloadterminal (Tree Energy Solutions GmbH):	Anlanden von CO ₂ aus Zügen, Speicherung und Export mit Schiffen oder per Pipeline zum Green Energy Hub von TES GmbH (2029)

H₂/Derivat-Import geplant:

Energy Hub (Amprion, Arcelor Mittal, Avacon, BP, Engie, E.On, Equinor, EWE Fairplay, Niedersachsen Ports, Gasunie, etc.):	Import von NH ₃ , CH ₄ & MeOH für Cracker
CH ₄ -Terminal (Tree Energy Solutions GmbH):	Import von e-NG (Electric Natural Gas). Lagerung und Transport als Methan. Methan kann direkt in deutsches Erdgasnetz eingespeist werden oder vor Ort in Wasserstoff umgewandelt werden. Rückführung des CO ₂ , um in e-NG Prozess recycelt zu werden (2026)

Standort: Wilhelmshaven



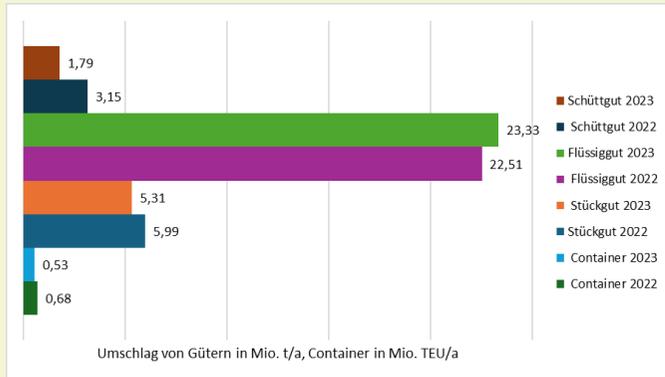
Koordinaten:
53°31'48,0"N 8°07'31,0"E

Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Ems-Jade-Kanal, Nordgeorgsfehn-Kanal, Nordsee	Verfügbare Tankräume: Öl: 2.900.000 m ³ , LNG: 170.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: Ja (geplant 2023/2024): 9,7 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS & NS	Straßenanbindung: B210, (A29)

Logistik:

Warenhandel:



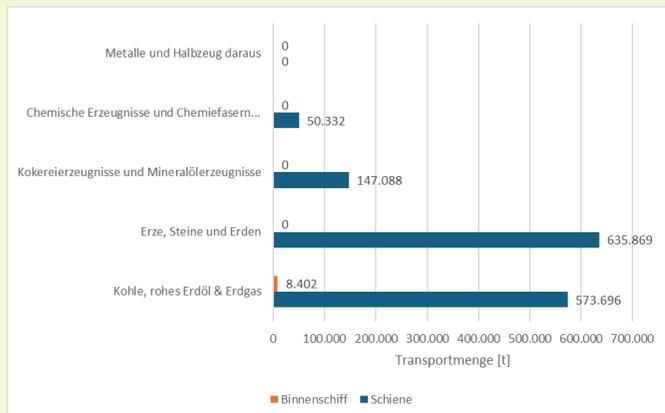
Stückgut: RoRo,
Projektladung, Offshore
Windenergieanlage

Flüssiggut: LNG,
Ölprodukte, Mineralöl,
LPG, Flüssige Chemikalien

Container: Ja

Schüttgut: Baustoffe,
Dünger, Torf, Holz

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

H₂-Infrastruktur geplant:

-	H ₂ -Netzanschluss
Green Wilhelmshaven Terminal (Uniper):	Ammoniakcracker, Import von blauem/grünem Ammoniak und Verladung (2030)
Energy Hub (Amprion, Arcelor Mittal, Avacon, BP, Engie, E.On, Equinor, EWE Fairplay, Niedersachsen Ports, Gasunie, etc.):	Cracker für NH ₃ , CH ₄ & MeOH, Nutzung von Sauerstoff & Wärme als Rohstoff, Ansiedlung von Industrie als Hauptabnehmer des H ₂
Vyn4Future (Vynova Wilhelmshaven GmbH):	Ammoniakcracker – Stoffliche Nutzung von Ammoniak & LOHC bzw. des entstandenen H ₂ (2030)
DRI@Coast (Uniper, Rheneus & Partner):	Direktreduktionsanlage (DRI) mit H ₂ als Reduktionsmittel (2028)
BP Hydrogen Hub (BP Europe SE):	Import von verflüssigtem Ammoniak & Cracken zu gH ₂ (2029)
H ₂ Speicher Hydra (Storage Etzel GmbH):	sukzessive Umwidmung von bestehenden Kavernen (2027)

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
Green Wilhelmshaven Reformer	200 MW	gH ₂	2028	Uniper
Green Energy Hub	n/a	gH ₂	2031	TES
Elektrolyse	500 MW	gH ₂	2028	EWE Hydrogen GmbH, TES GmbH
WHV01	100 MW	gH ₂	2029	VoltH2 Operating B.V.
Elektrolyse 1-3	n/a	gH ₂	2027 - 2029	Friesen Elektra Green Energy AG, RWE, Generation SE
BlueHyNow	n/a	Blaues H ₂ – Dampfreformer zu CO ₂ -Connect	2030	Wintershall Dea

Standort: Huelva

Koordinaten:
37°10'19.7"N 6°54'35.8"W

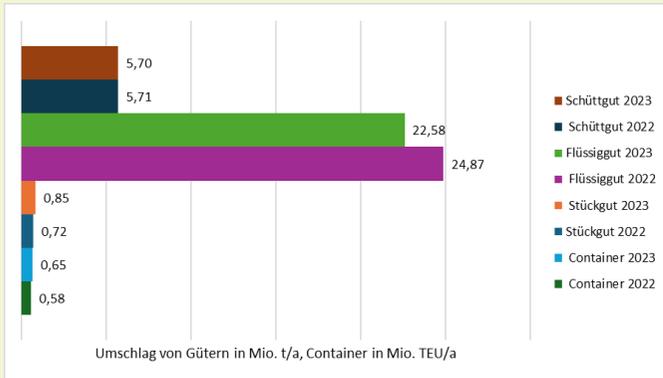


Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Odiel, Rio Tinto	Verfügbare Tankräume: Öl: 1.917.676 m ³ , LNG: 619.500 m ³ , Ammoniak: 6.000 t
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: 11,8 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS & NS	Straßenanbindung: H30, (A497)

Logistik:

Warenhandel:



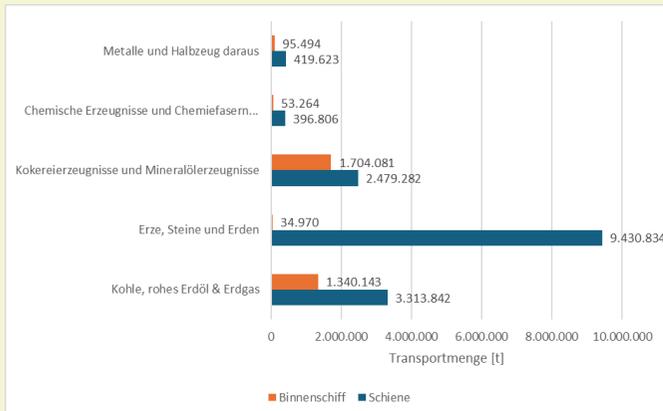
Stückgut: RoRo, Projektladung, Offshore Windenergieanlage

Flüssiggut: LNG, Ölprodukte, Mineralöl, LPG, Flüssige Chemikalien

Container: Ja

Schüttgut: Baustoffe, Dünger, Torf, Holz

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

- H₂-Netzanschluss geplant
HyChemical (SynerHy): Dekarbonisierung des Chemiearks in Huelva

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	300 MW	H ₂	2026	Cepsa, Siemens Energy, Fertiberria, Thyssenkrupp Nucera
Puerta Europa / Palos Phase 1	230 MW	H ₂	2024	n/a
Puerta Europa / Palos Phase 2	350 MW	H ₂	2028	n/a
n/a	100 MW	H ₂	2025	Endesa

Standort: Cartagena

Koordinaten:
37°33'54.2"N 0°57'27.9"W



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: "Mittelmeer"	Verfügbare Tankräume: Öl: 823.665 m ³ , LNG: 587.000 m ³ Ammoniak: 16.000 t
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: 11,8 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS & NS	Straßenanbindung: A30, CT-33, RM-F35

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

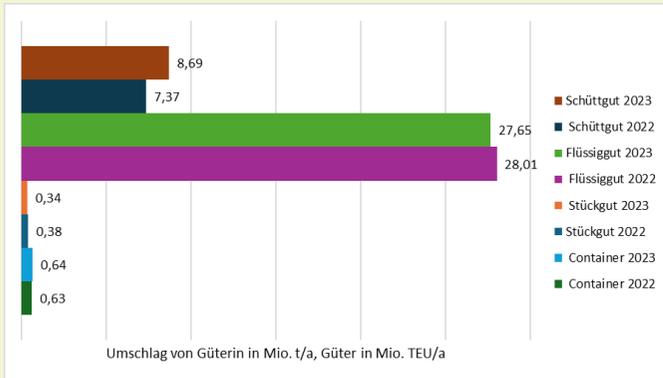
- H₂-Netzanschluss geplant

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
Hy2Use	205 MW	H ₂	2023	Cobra
n/a	100 MW	H ₂ aus Biomethan	n/a	Repsol

Logistik:

Warenhandel:



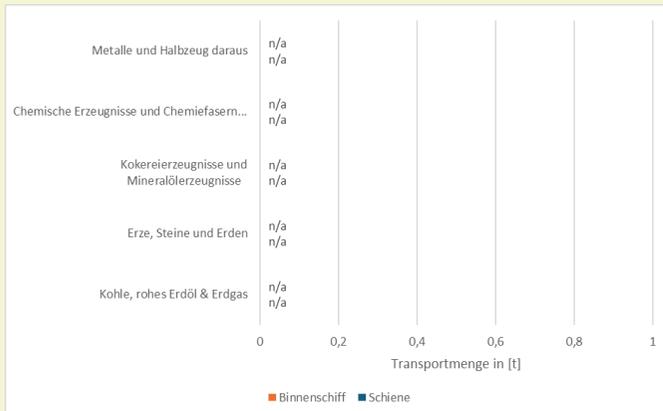
Stückgut: wind blades, Industrieteile

Flüssiggut: n/a

Container: Ja

Schüttgut: n/a

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Schiene: n/a

Straße: n/a

Binnenschiff: n/a

Standort: Marseille

Koordinaten:
43°20'31.0"N 5°20'10.0"E

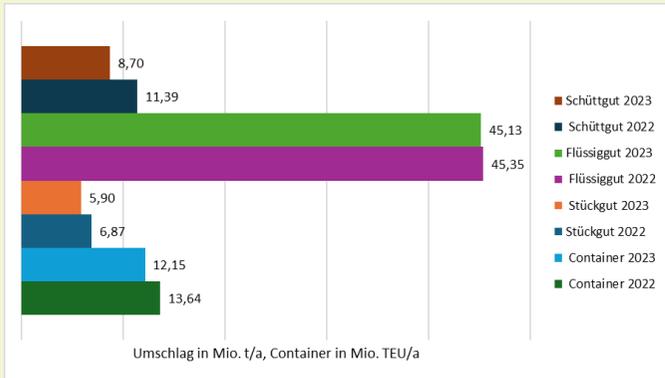


Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: „Mittelmeer“	Verfügbare Tankräume: Öl: 207.000 m ³ , LNG: 410.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (24-36 Zoll)	LNG-Importterminal: 10 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS	Straßenanbindung: A7, A55, N8

Logistik:

Warenhandel:



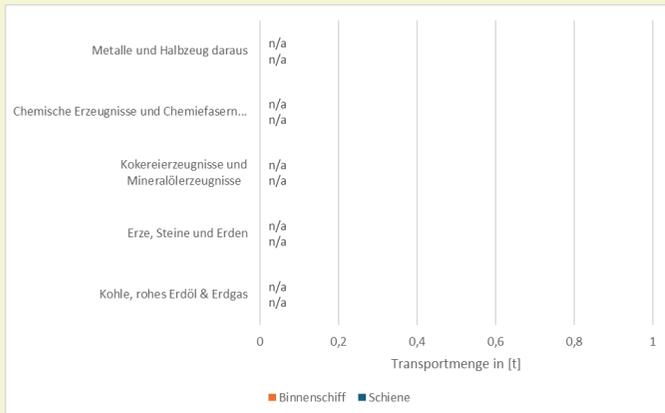
Stückgut: RoRo, sonstiges

Flüssiggut: Rohöl, raffinierte Erdölzeugnisse, Gasförmige, verflüssigte oder komprimierte Erdölzeugnisse, chemische Produkte und Erdgas

Container: Ja

Schüttgut: Stein- und Braunkohle, Erze/Zement/Kalk/Putze, Metallurgische Produkte, chemische Produkte

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Schiene: n/a

Straße: n/a

Binnenschiff: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

Carbon4PUR (Port de Marseille):	CO ₂ -Abscheidung
Vasco 2:	CO ₂ -Abscheidung

H₂/Derivat-Import geplant:

-	-
---	---

H₂-Infrastruktur geplant:

-	H ₂ -Netzanschluss geplant
hyAMMED (Air Liquide):	H ₂ für die Lkw-Flotte

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	600 MW	H ₂	2026	H2V Fos, port de Marseille
Jupiter 1000	1 MW	H ₂	2019	n/a
Masshylia	40 MW	H ₂	2024	n/a
GravityHy	650 MW	H ₂	2027	n/a
Hynovera	130 MW	e-SAF, e-Diesel	2030	Hy2Gen, Marseille airport, Airbus Helicopters

Standort: Le Havre

Koordinaten:
49°28'13.8"N 0°09'24.8"E



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Seine, Ärmelkanal, Atlantik	Verfügbare Tankräume: Öl: 5.810.300 m ³ , LNG: 142.500 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (>36 Zoll)	LNG-Importterminal: Geplant, 5 Mrd. m ³ /a
Schiienenanbindung: HS & NS	Straßenanbindung: A131, N282

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

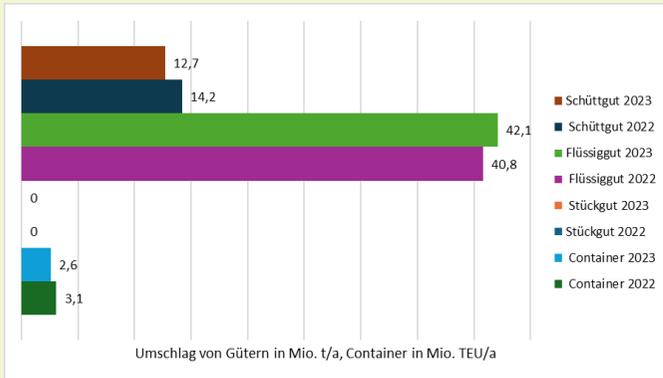
- H₂-Netzanschluss geplant

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	100 MW	H ₂	2028	Lhyfe, Yara
n/a	300 MW	SAF	2030	Lhye, SAF+
Normad'Hy	200 MW	H ₂	2025	Air Liquide

Logistik:

Warenhandel:



Stückgut: RoRo, Wind blades

Flüssiggut: 15,4 Mio. t Rohöl, 17,3 Mio. t Raffinerieprodukte, 3,3 Mio. t Chemikalien, 7 Mio. m³ Lagerung von flüssigen chemischen und energetischen Schüttgütern

Container: Ja

Schüttgut: Getreide, Erze, Kohle, Kakao, Zucker

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Schiene: n/a

Straße: n/a

Binnenschiff: n/a

Standort: Rijeka

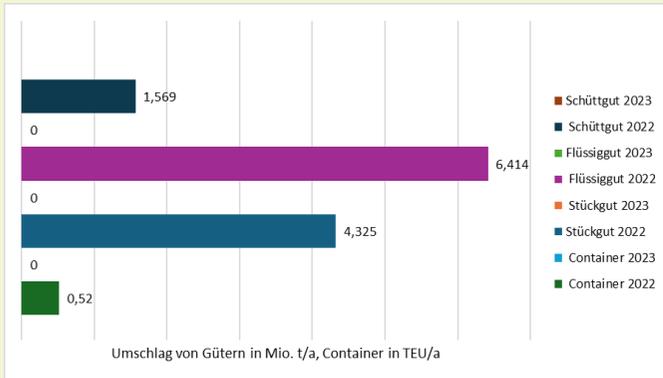


Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: "Adriatisches Meer"	Verfügbare Tankräume: LNG: 140.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D>24-36 Zoll)	LNG-Importterminal: 2,6 Mrd m ³ /a
Schiienenanbindung: HS	Straßenanbindung: A7, D8, D404, D8

Logistik:

Warenhandel:



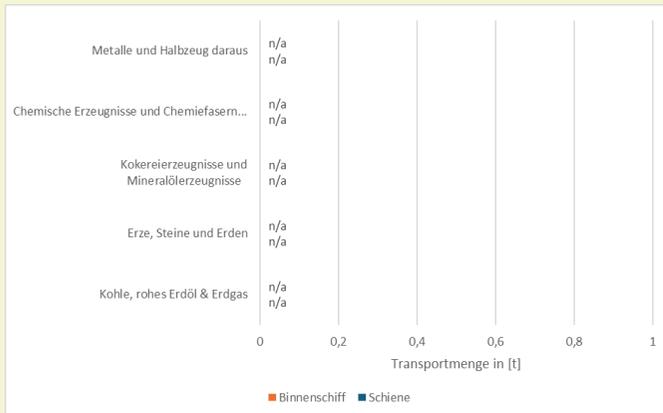
Stückgut: n/a

Flüssiggut:
Petroleumprodukte

Container: Ja

Schüttgut: Eisenerz, Kohle

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Schiene: n/a

Straße: n/a

Binnenschiff: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

- H₂-Netzanschluss geplant

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	10 MW	H ₂	n/a	Ohmium

Standort: Genua



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: "Mittelmeer"	Verfügbare Tankräume: Öl: 30.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Gas (D = 24-36 Zoll)	LNG-Importterminal: Nein
Schiienenanbindung: HS	Straßenanbindung: A7, A10, SS1 (Staatsstraße)

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

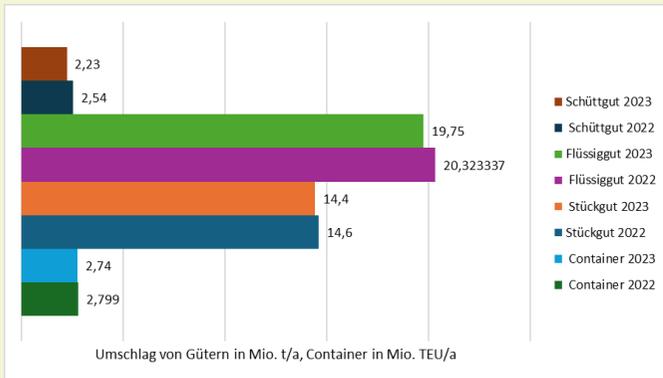
-

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	1 MW	H ₂	n/a	

Logistik:

Warenhandel:



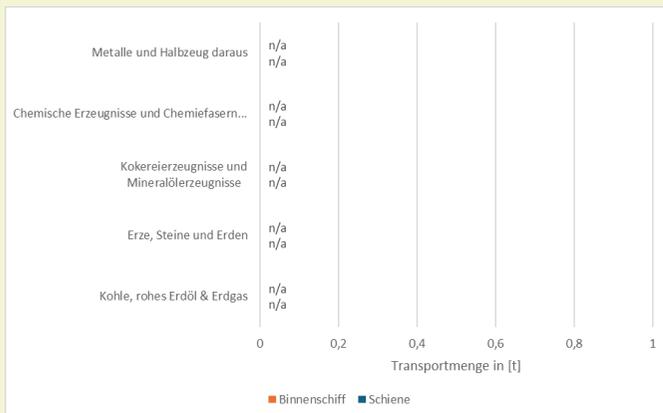
Stückgut: n/a

Flüssiggut: Mineralöl,
Pflanzliche Öle, Wein,
Chemikalien

Container: Ja

Schüttgut: n/a

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Schiene: n/a

Straße: n/a

Binnenschiff: n/a

Standort: Groningen

Koordinaten:
53°26'54.0"N 6°49'52.0"E



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Boterdiep, Reidiep, Eemskanaal	Verfügbare Tankräume: Öl: 877.115 m ³ , LNG: 180.000 m ³
Pipeline-Anbindung: Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: 8 Mrd. m ³ /a
Schieneranbindung: NS	Straßenanbindung: N46, N33

Logistik:

Warenhandel:



Stückgut: Windturbinen,
Windkraftanlagen

Flüssiggut: Chemische
Grundstoffe, LNG, Oil

Container: Nein

Schüttgut: Kohle, Bauxit,
Getreide, Erze

Weitertransport von Gütern
ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

-

H₂-Infrastruktur geplant:

- H₂-Netzanschluss geplant

Magnum (RWE): Gaskraftwerk, welches wasserstofffähig ist. Momentan mit Steinkohle & Biomasse

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	50 MW	gH ₂	2027	RWE
HyNetherlands	100 MW	gH ₂	2025	Engie
NorthH ₂	2.000 MW	gH ₂	2030	Eneco, RWE, Equinor, Shell, Groningen Seaports
NorthH ₂ Phase 2	10.000 MW	gH ₂	2030	Eneco, RWE, Equinor, Shell, Groningen Seaports
Energiepark Eemshaven West (Phase 1)	10 MW	gH ₂	2024	n/a
Energiepark Eemshaven West (Phase 2)	90 MW	gH ₂	2027	n/a

Standort: Amsterdam

Koordinaten:
52°24'47.0"N 4°49'42.0"E



Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Nieuwe diep	Verfügbare Tankräume: Öl: 6.635.113 m ³
Pipeline-Anbindung: Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: Nein
Schiienenanbindung: HS	Straßenanbindung: N46, N33

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

-

H₂/Derivat-Import geplant:

H2A (Evos, Electriq Global, Hydrogenious, Hysilabs):

Machbarkeitsstudie für den Import & Speicherung von H₂. Arbeiten an einem Blueprint für den Import, Speicherung, Verteilung und Handel von 1 Mio. Tonnen pro Jahr (2030)

(Gaslog, Zenith Energy, Hydrogen Oman, Ministry of Energy of Oman):

Versorgungskette von Wasserstoff aus dem Oman, Machbarkeitsstudie für Liquifikation & Export von Flüssigwasserstoff aus dem Oman (2030)

(Evos, SkyNRG, Zenith Energy, Masdar):

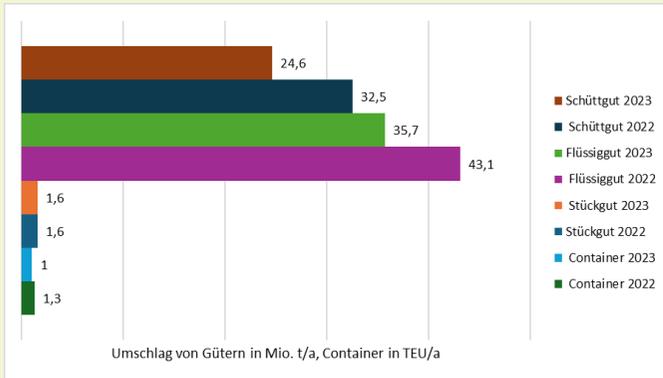
Versorgungskette von Wasserstoff aus Abu Dhabi, Machbarkeitsstudie für den Import von LOHC & LH₂ (2030)

(Port of Bilbao, SkiNRG, EnBW, Evos, Zenith Energy, KLM, Repsol, GasLog, Petronor):

Versorgungskette für Import aus Spanien, 2024 wurden Vereinbarungen getroffen für die Produktion und den Transport von SAF & LH₂

Logistik:

Warenhandel:



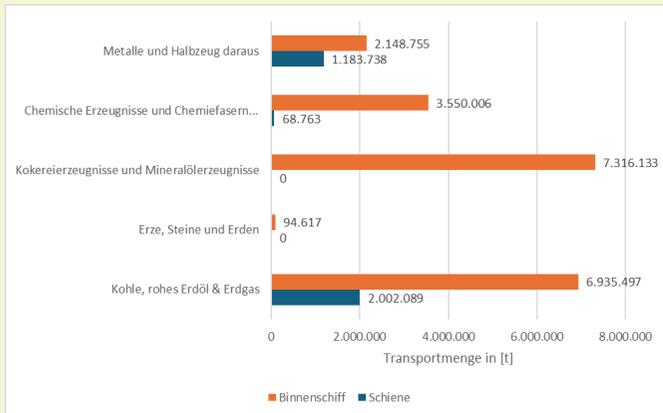
Stückgut: RoRo

Flüssiggut: Ölprodukte & LPG, Chemicals, Kerosinspeicher

Container: Ja

Schüttgut: Kohle, Agrarprodukte

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Standort: Amsterdam

Koordinaten:
52°24'47.0"N 4°49'42.0"E

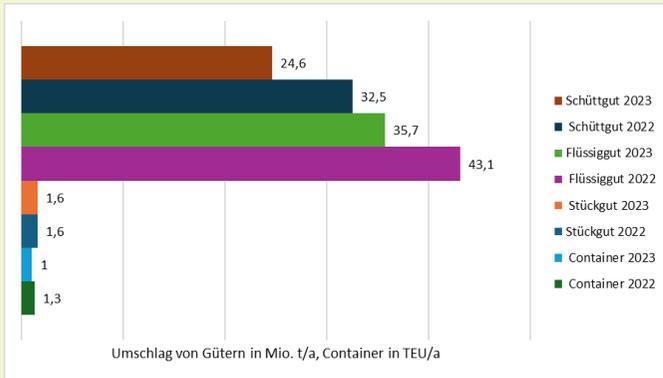


Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Nieuwe diep	Verfügbare Tankräume: Öl: 6.635.113 m ³
Pipeline-Anbindung: Gas (D>36 Zoll)	LNG-Importterminal: Nein
Schiienenanbindung: HS	Straßenanbindung: N46, N33

Logistik:

Warenhandel:



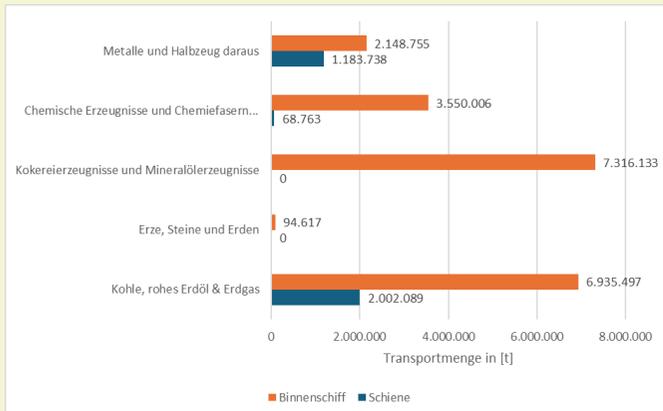
Stückgut: RoRo

Flüssiggut: Ölprodukte & LPG, Chemicals, Kerosinspeicher

Container: Ja

Schüttgut: Kohle, Agrarprodukte

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: n/a

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

H₂-Infrastruktur geplant:

-	H ₂ -Netzanschluss geplant,
(Gaslog, Zenith Energy, Hydrogen Oman, Ministry of Energy of Oman):	Machbarkeitsstudien zu Import aus dem Oman und Abu Dhabi
Hydrogen Powder Factory (Electric Global, Zenith Energy):	Projekt zur Bindung von H ₂ an KBO ₂ (2026)
(Evos, Hydrogenious, Port of Amsterdam):	LOHC-Terminal von Evos: 100-500 t pro Tag (2028)
Sustainable Port (Port of Amsterdam):	Bis 2030 wollen sie zu den nachhaltigsten Häfen Europas gehören. Energy Transition: Wollen den Energy Port beibehalten und auf alternative Energieträger umsteigen (Erzeugung, Speicher von alternativen Kraftstoffen & H ₂) (2030)
HyNetwork (Gasunie, Vattenfall, Sunoco, HyCC & Tata Steel):	Connection Study Agreement unterzeichnet mit Gasunie für eine Wasserstoffpipeline/Anbindung im Hafen (2027)
H2Ships:	Transport von H ₂ per Binnenschiff mittels umgerüsteter Lastkähne ins Hinterland (2023)
(Evos, Hydrogenious, Port of Amsterdam):	LOHC Terminal von Evos, existierendes Terminal braucht wenig Umrüstung für die Speicherung und Verteilung ins Hinterland Benzyltoluene (LOHC-BT) (2028)

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
H2ermes	100 MW	gH ₂	n/a	HyCC
H2era	500 MW	gH ₂	2027	HyCC
Hy4Am	n/a	gH ₂	2027	Wattenfall
n/a	6 MW	Bio.- gH ₂	n/a	Bio Energy Netherlands, EFRO, AKEF, Net Zero Hydrogen
n/a	15 MW	H ₂	2025	Polderwarmte, Energie voor Elkaar, Zon transitie

Standort: Rotterdam

Koordinaten:
51°53'34.9"N 4°18'33.4"E

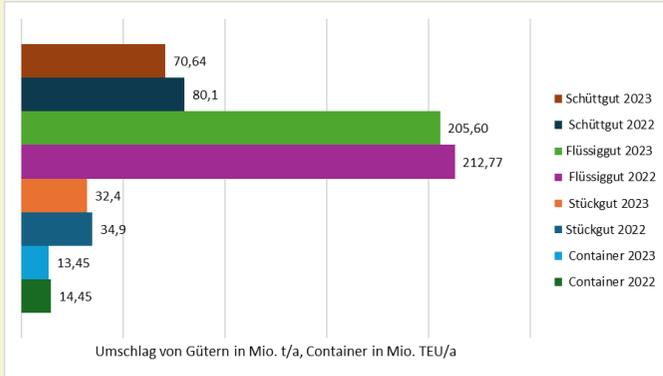


Infrastruktur:

Binnenschiffanbindung: Nieuwe Mas	Verfügbare Tankräume: Öl: 17.811.013 m ³ , LNG: 540.000 m ³ , Ammoniak: 30.000 t, Methanol: 1.465.219 m ³
Pipeline-Anbindung: Öl, Gas (D > 36 Zoll)	LNG-Importterminal: 12 Mrd. m ³ /a
Schienanbindung: HS	Straßenanbindung: A4, A15, S101

Logistik:

Warenhandel:



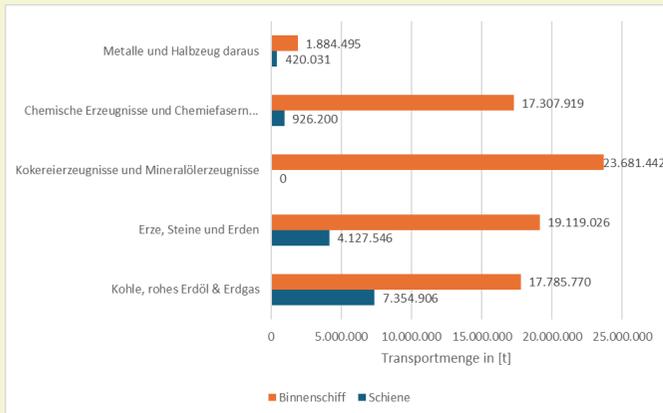
Stückgut: RoRo, sonstige

Flüssiggut: Rohöl, Mineralölprodukte, LNG, sonstiges

Container: Ja

Schüttgut: Eisenerz und Schrott, Kohle, sonstiges

Weitertransport von Gütern ins Hinterland:



Pipeline: Rohöl, Mineralölerzeugnisse

Straße: n/a

Entwicklungsplan:

CO₂-Infrastruktur geplant:

CO2next (Vopak, Gasunie):	CCS/CCSU in den Gasfeldern der Nordsee
Porthus:	Pipeline von 20 km, Erste Bohrungen unter dem Seebett haben 2024 stattgefunden; 37 Mio. t CO ₂ ; 2,5 Mio. t pro Jahr für 15 Jahre (2024)

H₂/Derivat-Import geplant:

(OCI):	Verdreifachung des Ammoniakimports von 0,4 auf 1,2 Mtpa (2023)
(Shell, Engie, Vopak, Anthony Veder):	Machbarkeitsstudie von LH ₂ von PO nach NL, IPCEI Antrag H2Sines & H2Sines.RDAM (2027)
SPERA Hydrogen (Koole Terminals, Chiyoda, Mitsubishi):	Machbarkeitsstudie großmaßstäbliche Einfuhr von H ₂ /LOHC (2022)
AMPT2 (OCI Global (DSM)):	Betankung von Schiffen mit Methanol (2023)

H₂-Infrastruktur geplant:

-	H ₂ -Netzanschluss geplant
ACE (Gaunie, Vopak, Cepsa, HES International):	Ammoniakcracker (2026)
(VTTI, Essent, E.ON):	Ammoniakcracker (2026)

H₂/Derivat-Produktion geplant:

Name	Kapazität	Derivat	Produktionsbeginn	Betreiber
n/a	800 MW	gH ₂	2029	Eneco
Holland Hydrogen 1	200 MW	gH ₂	2025	Shell
MultiplHY	2,7 MW	gH ₂	2023	Sunfire, Engie, Neste, Cea, Paul Wurth
AmpHytrite	n/a	gH ₂	2023	Pondera, KCI, GE Renewable Energy
n/a	1.200 MW	gH ₂ Autothermal	2028	Onyx Power
Maasvlakte	1 GW	gH ₂	2028	Port of Rotterdam Authority
n/a	Erweiterung um 1,2 Mt/a	SAF	2026	Neste
n/a	350 kt/a	SAF	2026	Gunvor Group, Varo
n/a	650 Mio. l/a	Bioethanol	2027	Alco Rotterdam

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), "Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate," Jul. 2024. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- [2] Prof. Dr. Peter Wasserscheid, "Persönliche Kommunikation," Jun. 2024.
- [3] J. Höhler, "Deutschlands Gasnetze können Wasserstoff! Die verbauten Rohrleitungen und Pipelines aus Stahl sind für Wasserstoff geeignet," Mar. 2023. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-h2-s-taehle-factsheet.pdf>
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, "Kommission für Anlagensicherheit," Nov. 2010. [Online]. Available: https://www.kas-bmu.de/files/publikationen/KAS-Publikationen/chronologische%20Reihenfolge/KAS_18.pdf
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), "Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie," Feb. 2024. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=12
- [6] Dr. Martin Schneider, Manuel Mohr, Dr. Johannes Ruppert, Birgit Bäumer, Dennis Behrouzi, Hannah Bruhns, Dr. Kristina Fleiger, Dr. Volker Hoenig, Robin Tewes, and Tim Thiele, "Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland." [Online]. Available: <https://www.vdz-online.de/zementindustrie/klimaschutz/co2-infrastruktur>
- [7] eurostat, "Warenhandel zwischen Europa und weltweiten Partnern." [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/data-browser/view/ds-058213__custom_12704137/default/table?lang=de
- [8] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), "Die Nationale Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen," Feb. 2024. [Online]. Available: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/WS/hafenstrategie-24.pdf?__blob=publicationFile
- [9] European Sea Port Organisation, "The Investment Pipeline and Challenges of European Ports," 2024. [Online]. Available: <https://www.espo.be/media/ESPOPortInvestmentsStudy2024.pdf>
- [10] Insights Global, "TankTerminals.com." [Online]. Available: <https://tankterminals.com/>
- [11] "UTV - Unabhängiger Tanklagerverband e.V." [Online]. Available: <https://www.tanklagerverband.de/>
- [12] Argus Media Ltd., "Ammonia terminals - a global view." [Online]. Available: <https://futurefuels.imo.org/wp-content/uploads/2024/03/WorldAmmoniaMap2024.pdf>
- [13] K. Müller, "Genehmigung eines Wasserstoff-Kernetzes," Oct. 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Wasserstoff/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- [14] Hydrogen Europe, "Market & Technology - Reports." [Online]. Available: <https://hydrogeneurope.eu/in-a-nutshell/reports>

- [15] International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2023," 2023.
- [16] ENTSOG, GIE, EUROGAS, CEDEC, GD4S, and GEODE, "Hydrogen Infrastructure Map." [Online]. Available: <https://www.h2inframap.eu/#map>
- [17] Port of Antwerp Bruges, "Where can I find facts, figures and statistics about the port?" [Online]. Available: <https://www.portofantwerpbruges.com/en/faq/where-can-i-find-facts-figures-and-statistics-about-port>
- [18] M. Ferreira, J. Lattner, and J. Janssen, "Hafenspiegel Bremische Häfen," May 2023. [Online]. Available: https://www.bremenports.de/fileadmin/user_upload/2022_Hafenspiegel_DE.pdf
- [19] Rostock Port GmbH, "Statistiken ROSTOCK PORT GmbH." [Online]. Available: <https://www.rostock-port.de/hafen-rostock/statistiken>
- [20] Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG, "Standortbroschüre Hafen Stade." [Online]. Available: <https://www.nports.de/media/Hafen/Stade/nports-standort-broschuere-hafen-stade.pdf>
- [21] Hafen Hamburg Marketing e.V. (HHM), "Statistiken Massengutumschlag." [Online]. Available: https://www.hafen-hamburg.de/de/trash/247224.1.11_statistiken_alte/massengutumschlag/
- [22] Seaports of Niedersachsen GmbH, "Flüssiggas-Umschlag steigt: bis zu 3,6 Mio. Haushalte konnten mit Erdgas versorgt werden." [Online]. Available: [https://www.seaports.de/niedersaechsische-seehaefen-mit-umschlagsrueckgang/#:~:text=Der%20Seehafen%20Brake%20verzeichnete%20im,Tonnen\)%20um%2013%20%25%20unterschritten.](https://www.seaports.de/niedersaechsische-seehaefen-mit-umschlagsrueckgang/#:~:text=Der%20Seehafen%20Brake%20verzeichnete%20im,Tonnen)%20um%2013%20%25%20unterschritten.)
- [23] Puertos edel Estado, "Monatliche Statistiken." [Online]. Available: <https://www.puertos.es/es-es/estadisticas/EstadisticaMensual/12%20Diciembre%202023.pdf>
- [24] Western Ligurian Sea Port Authority, "Four Ports, One Port Authority." [Online]. Available: <https://www.portsofgenoa.com/it/?id=4592:traffic-ports-of-genoa-december-2023.pdf>
- [25] Port of Amsterdam, "Koers houden - Port of Amsterdam Jaarverslag 2022," Apr. 2023. [Online]. Available: https://www.portofamsterdam.com/sites/default/files/2023-04/PoA_JV2022.pdf
- [26] Port of Rotterdam, "Highlights Annual Report 2023," Mar. 2024. [Online]. Available: https://reporting.portofrotterdam.com/FbContent.ashx/pub_1018/downloads/v240305102746/PoR_AR_2023_Annual_Report_Highlights.pdf
- [27] Haropa Port, "2023: Haropa Port stays on course and displays growth financial results," Jan. 2024. [Online]. Available: <https://www.haropaport.com/en/news/2023-haropa-port-stays-course-and-displays-growth-financial-results>
- [28] inforMARE, "In 2024, various goods grew in the port of Marseille Fos and bulk cargo decreased," Jan. 2025. [Online]. Available: <https://www.informare.it/news/gennews/2025/20250132-porto-Marsiglia-traffico-Y-2024uk.asp>
- [29] Statistisches Bundesamt, "DESTATIS." [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html
- [30] S. Kigle, N. Helmer, and T. Schmidt-Achert, "Fast Enough? The Consequences of Delayed Renewable Energy Expansion on European Hydrogen Import Needs," 2024. [Online]. Available: <https://www.ssrn.com/abstract=5012675>
- [31] Shell, "Shell start bouw van Europa's grootste groene waterstoffabriek in Rotterdam," Jul. 2022. [Online]. Available: <https://www.shell.nl/over-ons/nieuws/nieuwsberichten-2022/holland-hydrogen-1.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlbGwubmwwbWVkaWEvbmlldXdzYmVyaWNodGVuLzlwMjIvaG9sbGFuZC1oeWRyb2dlbi0xLmh0bWw>
- [32] Onyx Power, "Preparation of hydrogen production project in Rotterdam." [Online]. Available: <https://www.onyx-power.com/en/news-and-press/preparation-of-hydrogen-production-project-in-rotterdam/>
- [33] Port of Rotterdam, "Planned 800-MW Eneco Electrolyser brings the target of 2.5 GW hydrogen production closer," Nov. 2023. [Online]. Available: <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/planned-800-mw-eneco-electrolyser-brings-the-target-of-25-gw-hydrogen>
- [34] Provincie Groningen, "The Northern Netherlands Hydrogen Investment Plan 2020," Oct. 2020. [Online]. Available: https://www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Beleid_en_documenten/Documentenzoeker/Klimaat_en_energie/Energie_transitie/Investment_plan_Hydrogen_Northern_Netherlands_2020.pdf
- [35] J. Schmidt, "Large Scale Renewable Methanol," Jul. 2021. [Online]. Available: <https://www.fastwater.eu/media/attachments/2021/07/06/10-large-scale-renewable-methanol---jens-schmidt-dow.pdf>

- [36] HY2GEN AG, "HYNOVERA Projektsteckbrief." [Online]. Available: <https://www.hy2gen.com/hynovera>
- [37] reNews, "Lhyfe, SAF+ launch PtX cooperation," Feb. 2024. [Online]. Available: <https://renews.biz/90935/lhyfe-safplus-launch-ptx-cooperation/>
- [38] Gas Infrastructure Europe, "GIE LNG Database 2022," 2022. [Online]. Available: <https://www.gie.eu/transparency/databases/>
- [39] M. Moritz, M. Schönfisch, and S. Schulte, "Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 25, pp. 9139–9154, Mar. 2023. [Online]. Available: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319922057603>
- [40] N. Gerhardt, J. Bard, R. Schmitz, M. Beil, M. Pfennig, and D. T. Kneiske, "Hydrogen in the Energy System of the Future: Focus on Heat in Buildings," May 2020.
- [41] S. Müller, "Smartes Hafen-Applikationskonzept zur Integration Erneuerbaren Energien." [Online]. Available: <https://sharc-project.de/>
- [42] Genter Energy Media GmbH, "Zwei-Megawatt-Elektrolyseur für Bremerhaven," Jun. 2022. [Online]. Available: <https://www.erneuerbareenergien.de/transformation/zwei-megawatt-elektrolyseur-fuer-bremerhaven>
- [43] N. Denecke, "Grüner Wasserstoff für Bremerhaven," Jun. 2024. [Online]. Available: <https://www.iwes.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/abgeschlossene-projekte-2023/gruener-wasserstoff-fuer-bremerhaven.html>
- [44] swb AG, "HyBit - Grüne Wasserstoffproduktion in Bremen." [Online]. Available: <https://www.swb.de/ueber-swb/unternehmen/nachhaltigkeit/wasserstoff/elektrolyseur>
- [45] Rostock Port GmbH, "Nachhaltigkeitsbericht der Rostock Port GmbH," Dec. 2020. [Online]. Available: <https://www.rostock-port.de/fileadmin/Media/Projekte/Nachhaltigkeitsbericht.pdf>
- [46] rostock EnergyPort cooperation GmbH, "HyTechHafen Rostock," Jan. 2023. [Online]. Available: <https://energyport-rostock.de/>
- [47] OGE and TES, "OGE und TES entwickeln gemeinsam ein 1.000 km langes CO₂-Transportnetz," Apr. 2022. [Online]. Available: <https://oge.net/de/pressemitteilungen/2022/oge-und-tes-entwickeln-gemeinsam-ein-1-000-km-langes-co2-transportnetz>
- [48] Open Grid Europe GmbH, "Für mehr Bewegung bei Energie und Klima in Europa." [Online]. Available: <https://www.delta-rhine-corridor.com/de>
- [49] OGE, "CO₂-Netz." [Online]. Available: <https://oge.net/de/co2/co2-netz>
- [50] "Prothos - CO₂ Transport and Storage." [Online]. Available: <https://www.porthosco2.nl/en/project/>
- [51] "CO₂Next - Terminal for liquid CO₂." [Online]. Available: <https://co2next.nl/>