

Mögliche zukünftige Importrouten für grünen Wasserstoff in die Region Stuttgart

Untersuchung und Bewertung



Wirtschaftsförderung
Region Stuttgart



Mögliche zukünftige Importrouten für grünen Wasserstoff in die Region Stuttgart

Untersuchung und Bewertung

Von

Jonas Rapp

Dr. Stefan Eckert

Dr. Michael Faltenbacher

Sphera Solutions GmbH

Monica Saraiva Panik

Prof. Dr. Ferdinand Panik

Ferdinand Panik Ingenieurdienstleistungen

Christian Machens

Efficientics

Im Auftrag der

Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH

Abschlussdatum

Juli 2023



Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH

Die Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH (WRS) ist die zentrale Ansprechpartnerin für Unternehmen, Kommunen, Start-ups, Investoren, Fachkräfte und Journalist*innen zum Thema Wirtschaft in der Region Stuttgart – der Stadt Stuttgart und den fünf umliegenden Landkreisen. Mit ihrer Arbeit macht die WRS die Qualitäten der Region Stuttgart bekannt, fördert mit zahlreichen Projekten und Angeboten die wirtschaftliche Entwicklung des Standortes und koordiniert dabei alle mit regionaler Wirtschaftsförderung zusammenhängenden Aktivitäten. Zu den strategischen Aufgaben gehören: Akquisition von Unternehmen, Investorenservices, die Unterstützung von Unternehmensgründungen, die Förderung regionaler Branchen- und Innovationsnetzwerke und des Wissenstransfers zwischen Forschungseinrichtungen und regionaler Wirtschaft, Maßnahmen zur Fachkräftesicherung sowie nationales und internationales Standortmarketing.

Die WRS vernetzt Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Hochschulen, Kommunen und andere relevante Akteur*innen. Der Fokus ihrer Arbeit liegt auf aktuellen Themen und Herausforderungen, wie der Transformation und den Anpassungsprozessen in der Automobilwirtschaft, der Förderung nachhaltiger und umweltschonender Technologien, der Digitalisierung in der Industrie, der Fachkräftequalifizierung oder der Knappheit bei Gewerbeflächen. Die WRS wurde im Jahr 1995 gegründet. Als Tochter des Verbands Region Stuttgart und mit weiteren Gesellschaftern ist sie ein öffentlich getragenes Unternehmen.

wrs.region-stuttgart.de

Sphera Solutions GmbH

Die Sphera Solutions GmbH (vormals thinkstep AG) ist ein weltweit führendes Beratungs- und Softwareunternehmen im Bereich Nachhaltigkeitsbewertung, EHS sowie Risikoanalyse und -management. In den vergangenen Jahren hat Sphera in einer Reihe von öffentlichen Studien und privatwirtschaftlichen Projekten umfangreiche Machbarkeitsstudien und Lebenszyklusanalysen zu Wasserstoffbereitstellungsketten und brennstoffzellenbasierten Lösungen durchgeführt, mit Fokus auf Kosten (LCC) sowie umweltlichen Einflüssen (LCA) der Technologie.

Ferdinand Panik Ingenieurdienstleistungen

Prof. Dr. Ferdinand Panik hat mehr als 30 Jahre Erfahrung in den Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologien. Er war Direktor und Leiter der Forschungsgruppe, Vorstandsmitglied und Entwicklungsleiter für Truck und Bus Mercedes-Benz Brasilien, Vizepräsident DaimlerChrysler, Leiter des strategischen Brennstoffzellenprojekts und während 15 Jahren Professor des Instituts für Nachhaltige Energie und Mobilität der Hochschule Esslingen. Im Jahr 2002 hat er die Grove-Medaille für Führungsqualitäten der Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie bekommen. Monica Saraiva Panik hat 25 Jahre Erfahrung in den Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologien. Sie hat 11 Jahre bei Nucellsys gearbeitet, verantwortlich für Projekte in Entwicklungsländern, gemeinsam mit Daimler weltweit Niederlassungen, Vereinigte Nationen Gruppe, Weltbankengruppe, Europäische Union, Landeshauptstadt Stuttgart und Wirtschaftsförderung Region Stuttgart, und war Projektleiter des UNDP/GEF Brennstoffzellenbus-Projekts in Brasilien. Sie arbeitet heute als Beraterin für verschiedene Internationale Institute und Projekte in Lateinamerika und Südafrika und ist eine der Geschäftsführer*innen des Wasserstoff-Verbands in Brasilien und Mentorin der Wasserstoffmobilität der SAE Brasilien. Im Jahr 2021 wurde sie vom Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) und von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) mit dem TUMI-(Transformative Urban Mobility Initiative)-Preis nominiert.

Efficientics – Christian Machens

Herr Machens verfügt über 20 Jahre praktische Erfahrung im Bereich Wasserstoff, Brennstoffzellen und Explosionsschutz sowie Zulassung/CE Kennzeichnung Verfahren von Wasserstoffanlagen.

Er hat im Jahre 1999 das weltweit erste Brennstoffzellenschiff mit Zulassung der Germanischen Lloyd entwickelt und in Betrieb genommen. Neben der Inbetriebnahme von großtechnischen Elektrolyseanlagen im Megawatt-Maßstab stellt die Durchführung von HMOPS und FMEA für Wasserstoffanlagen (u.a. ganz aktuell auch für H₂-Pipelines für Ferntransport) in Deutschland, Dubai, Oman und anderen Ländern einen Schwerpunkt seiner Tätigkeiten dar.

Als Leitdozent für die TUV SUD Akademie in den Themengebieten „Wasserstoff“ und „Hochvoltfahrzeuge“ verfügt er über fundierte Kenntnisse in den Bereichen Zulassung und Genehmungsverfahren für Wasserstoffanlagen in der EU und international, sowie bezüglich Ausbildungserfordernissen für Personal. Im Rahmen seiner langjährigen Mitwirkung in Förderprojekten zu Wasserstoff hat er das EU-Projekt „HyFacts“ initiiert, in dem Schulungsmaterial für Behördenmitarbeiter im Sinne des Explosionsschutzes bei Wasserstoffsystemen erarbeitet wird.

Inhaltsverzeichnis

	Inhaltsverzeichnis	5
	Zusammenfassung	7
1.	Hintergrund	10
2.	Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart	11
3.	Wasserstoffbereitstellung im Bereich der Umschlaghäfen Rotterdam bis Stuttgart	14
3.1	Wasserstoffproduktion und -import via Hafen Rotterdam	14
3.2	Produktion von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in Südamerika	19
3.3	Zusammenfassende Bewertung der Darstellung zu H2 Carriers	23
3.4	Weiterverteilung des Wasserstoffes ausgehend vom Hafen in Rotterdam	24
3.5	Wasserstoff in der Binnenschifffahrt	27
3.6	Stärkung der H2-Nachfrage: Ausgewählte H2-Aktivitäten in Baden-Württemberg und Deutschland	29
3.7	Zusammenfassung	33
4.	Technologiebeschreibung und Bewertung der Umsetzbarkeit möglicher Wasserstoffbereitstellungsketten für die Region Stuttgart	35
4.1	Wasserstofftransportmedien	35
4.2	Transportmodus	39
4.3	Umschlag am Hafen Stuttgart und Feinverteilung in der Region Stuttgart	47
5.	Zulassungs- und Genehmigungsrechtliche Fragestellungen in Bezug auf die H2-Logistik	52
5.1	Besonderheiten von H2 beim Transport	53
5.2	Spezielle Anforderungen beim Transport von Ammoniak (NH3)	56
5.3	Anforderungen an die Fahrer nach ADR	56
5.4	Umfüllvorgänge von CGH2 und LH2	56
5.5	Transport von CGH2 Containern per Lkw	63
5.6	Transport von CGH2 und LH2 Containern per Bahn	63
5.7	Transport von CGH2 und LH2 Containern per Binnenschiff	65
5.8	Transport von LH2 in Tankschiffen	66
5.9	Intermodaler Umschlag von H2 Containern	66
5.10	Einspeisung von CGH2 in bestehende Erdgaspipelines	67
5.11	Identifikation von Risiken bei der Zulassung	68
5.12	Übersicht der Hürden bei Genehmigungen und Zulassungen	69

6.	Wirtschaftliche Analyse der Wasserstoffbereitstellungsketten	70
6.1	Rotterdam	70
6.2	Fredericia	72
7.	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	74
8.	Anhang	77
8.1	Weiterführende Informationen zu AP1	77
8.2	Weiterführende Informationen zu AP2	102
8.3	Weiterführende Informationen zu AP3	104
8.4	Weiterführende Informationen zu AP4	109
	Literaturverzeichnis	111
	Abbildungsverzeichnis	116
	Tabellenverzeichnis	118

Zusammenfassung

Als Folge der Energiewende und um das Ziel der Klimaneutralität von Baden-Württemberg bis 2040 zu erreichen, ist zu erwarten, dass der Bedarf von grünem Wasserstoff (H_2) in der Region Stuttgart bis 2035 auf etwa 300 – 400 kt pro Jahr ansteigt. Im weiteren Verlauf soll der Wasserstoffbedarf weiter steigen und im Jahr 2050 zwischen 400 und 630 kt im Jahr betragen.

Aufgrund von fehlenden Kapazitäten an erneuerbaren Energien in der Region muss davon ausgegangen werden, dass der Wasserstoffbedarf nicht durch die lokale Produktion gedeckt werden kann. Deshalb ist der Import von Wasserstoff aus Regionen mit einem hohen Erzeugungspotenzial für grünen, kostengünstigen Wasserstoff notwendig.

Damit der ab 2030 rasch steigende Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann, bedarf es somit einer leistungsfähigen Infrastruktur für den Wasserstoffimport in die Region Stuttgart ebenso wie für dessen regionale Verteilung. Dazu soll bis 2040 das komplette Gasnetz in Baden-Württemberg von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden. Nach den aktuellen Planungen der terranets BW als zuständiger Ferngastransportnetzbetreiber kann der Wasserstoffbedarf der Region Stuttgart mit der Umstellung mehrerer Gaskraftwerke in Baden-Württemberg auf Wasserstoff etwa ab 2032 durch die geplante FLOW Wasserstoffpipeline, von der Ostsee kommend, gedeckt werden (terrantes bw, 2023).

Bis dahin wird der Wasserstoffbedarf in der Region schrittweise ansteigen. Für die hierfür relevanten Sektoren Industrie und Verkehr gehen verschiedene Veröffentlichungen von einem jährlichen Wasserstoffbedarf bis 2030 von bis zu 20 kt/a aus. Daraus ergibt sich die zentrale Frage, wie und zu welchen Kosten die benötigten Mengen Wasserstoff in der Region Stuttgart bereitgestellt werden können, bis die Versorgung über eine Pipeline erfolgt.

Für den Import soll ein Großteil des Wasserstoffs über Seeschiffe in verschiedenen Formen wie Ammoniak, Methanol, LOHC oder Flüssigwasserstoff transportiert werden. Als Erzeugerländer für grünen Wasserstoff erweist sich Südamerika mit Chile und Brasilien aufgrund der niedrigen Wasserstoffgestehungskosten als eine der besonders vielversprechenden Exportregionen.

Für den Wasserstoffimport über den Seeweg hat der Hafen Rotterdam ein umfassendes Konzept für seine zukünftige Rolle als europäische Wasserstoffdrehscheibe veröffentlicht (Port of Rotterdam, 2020). So werden aktuell Import-Terminals für verschiedene Wasserstoffträgermedien errichtet. Zudem gestaltet der Hafen aktiv zahlreiche Vereinbarungen sowohl mit Erzeugerländern als auch mit Endverbrauchern und verbindet 50 Projekte für den Import von Wasserstoff und dessen Derivaten.

Während Großabnehmer in Nordrhein-Westfalen ab 2026 über eine Pipeline-Infrastruktur versorgt werden sollen (Delta-Korridor), stellt die Weiterverteilung des Wasserstoffs von Rotterdam zu Endkunden in der Region Stuttgart aktuell noch eine Herausforderung dar. Prinzipiell können die unterschiedlichen Wasserstofftransportmedien (flüssiger Wasserstoff, gasförmiger Wasserstoff und Ammoniak) alle per Lkw, Bahn oder Binnenschiff transportiert werden. Auf Basis von im Rahmen der Studie durchgeführten Expertengesprächen wird jedoch davon ausgegangen, dass aufgrund fehlender Nachfrage und hohen H_2 -Rückgewinnungskosten aus heutiger Sicht absehbar kein Ammoniak von Rotterdam nach Stuttgart transportiert wird und sich der Transport primär auf gasförmigen oder flüssigen Wasserstoff beschränkt.

Neben Rotterdam wurde als weitere beispielhafte Importroute in die Region Stuttgart der Transport von Wasserstoff aus Fredericia in Dänemark untersucht. Dort entsteht im Rahmen des HySynergy-Projektes in mehreren Phasen eine der größten Anlagen zur Gewinnung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser in Europa. Bis 2030 ist der Aufbau einer Erzeugungskapazität von 1 GW_{el} in Fredericia geplant, was einer Produktion von ca. 60 – 70 kt H_2 pro Jahr entspricht (Everfuel, 2023).

Da aufgrund des beschränkten Zeithorizonts bis 2032 noch nicht mit einer Verfügbarkeit spezieller für den Transport von Wasserstoff entwickelter Tankschiffe oder Kesselwagen in größeren Stückzahlen gerechnet wird, und um den intermodalen Umschlag zu gewährleisten, erfolgte in der vorliegenden Studie eine Fokussierung auf 40 ft-Container (FEU) für den innereuropäischen Transport. Die Container sind sowohl für gasförmigen Wasserstoff (GH₂) als auch für tiefkalten Flüssigwasserstoff (LH₂) technisch ausgereift und verfügbar. Das Fassungsvermögen eines einzelnen Containers liegt bei ca. 1.100 kg (GH₂ bei 500 bar) bzw. 4.000 kg (LH₂). Abgeleitet aus dem genannten Bedarf für die Region sind für die Versorgung der Region Stuttgart in 2030 bei Annahme von optimalen Bedingungen bereits mindestens 100 Container für die Versorgung der Region erforderlich.

Als zentraler Umschlagpunkt für den Bahn- und Schifftransport in die Region Stuttgart eignet sich der Hafen Stuttgart aufgrund seiner trimodalen Anschlussverbindungen, der grundsätzlichen Möglichkeit Lagerkapazitäten zu schaffen, sei es im Ölhafen oder im Bereich der Containerterminals, und schließlich der Möglichkeit, den Wasserstoff in die regionale H₂-Verteilpipeline einzuspeisen. Diese wird im Rahmen des H₂-GeNeSiS-Projekts errichtet und bildet das Rückgrat des angestrebten regionalen H₂-Marktplatzes im Neckartal und der Region. Die Anlieferung von bis zu 20 kt Wasserstoff pro Jahr erfordert jedoch selbst unter Annahme von LH₂ eine signifikante Umstrukturierung der Energiespeicher sowie Kapazitätsausweitung für den Containerumschlag. Zudem ist der Hafenbetrieb an die sicherheits- und genehmigungsrechtlichen Anforderungen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und der Störfallverordnung im Zusammenhang mit dem großvolumigen Umschlag und der Lagerung von Wasserstoff anzupassen.

Für den Transport von Wasserstoff kann bislang lediglich der Lkw-Transport von GH₂ und LH₂ als Stand der Technik angesehen werden. Der Transport von GH₂ per Zug wird derzeit nur vereinzelt durchgeführt, um z. B. die Tankstellen der Wasserstoffzüge zu versorgen, zu einem H₂-Transport per Binnenschiff gibt es aktuell keine Informationen. Während der Schifftransport von GH₂-Containern technisch problemlos möglich ist, müssen LH₂-Container über ein zuverlässiges Boil-off-Management verfügen, da eine Erwärmung und damit Verdampfung von Teilmengen von Wasserstoff, die zu einem Druckanstieg im Tank führen, letztlich unvermeidbar ist. Der Zeitraum, über den dieser Druckanstieg kritisch wird, hängt von der Güte der eingesetzten Isolierungstechnologie ab. Bereits heute sind mehr als 30 Tage ohne Boil-off-Verluste darstellbar. Im Gegensatz zum Schifftransport wird eine genehmigungsfähige Lösung für den Bahntransport von LH₂ jedoch aufgrund spezifischer Sicherheitsanforderungen voraussichtlich erst in einigen Jahren verfügbar sein.

Die zu veranschlagenden Transportkosten sind für den LH₂-Transport aufgrund der höheren Wasserstoffdichte (~ 4 x so hoch) wesentlich geringer als beim Transport per GH₂. Die ermittelten Transportkosten von Rotterdam nach Stuttgart betragen im ungünstigsten Fall (GH₂, Einzelwagenverkehr per Bahn) über 10 €/kg H₂. Für LH₂ erscheinen Transportkosten von unter 2 €/kg H₂ für alle Transportmodi als realistisch. Die Kosten für die Anschaffung und den Betrieb der Container betragen je nach benötigter Containeranzahl bis zu 60 % der Gesamtkosten, wohingegen sich die Kosten für den Umschlag auf unter 5 % der Gesamtkosten belaufen.

Hinsichtlich der Gesamtkosten ergeben sich bei einem angenommenen Preis von 4 €/kg H₂ frei Rotterdam auf den Energieinhalt bezogen ähnliche Preise wie für Diesel, wenn der Wasserstoff in Pipelines oder als LH₂ per Schiff oder Lkw transportiert wird. Der Transport von GH₂ (außer per Pipeline) stellt aufgrund der deutlich höheren Kosten unter den aktuellen Marktbedingungen keine wirtschaftliche Alternative zu den fossilen Energieträgern dar.

Um auch schon vor dem Anschluss an eine Pipeline eine ausreichende und zuverlässige Versorgung von Wasserstoff für die Region Stuttgart zu gewährleisten, müssen alternative Infrastrukturen und Transportwege etabliert werden. Auch bei einer Versorgung mit Pipeline können

absehbar nicht alle Endabnehmer an das Leitungsnetz angeschlossen werden, so dass ein erheblicher dezentraler Wasserstoffbedarf entsteht, zu dessen Deckung eine geeignete Infrastruktur und Logistik erforderlich ist. Außerdem ist unter Resilienzgesichtspunkten der Aufbau von redundanten H₂-Versorgungsinfrastrukturen geboten, so dass mehr als nur ein funktions- und leistungsfähiger Transsportpfad für den Import von Wasserstoff in die Region etabliert werden sollte. Zudem sollte der Ausbau der regionalen H₂-GeNeSiS-Pipeline vorangetrieben werden, über die per Ferntransport angelieferter wie auch regional erzeugter Wasserstoff eingespeist werden und an regionale Wasserstoffabnehmer verteilt werden kann.

Zur Initiierung und Unterstützung der hierfür erforderlichen Maßnahmen bietet sich die Einrichtung bzw. Stärkung eines regionalen Akteursnetzwerks an, um über Chancen und Nutzen der Wasserstoffanwendung zu informieren und H₂-Lieferanten wie auch H₂-Abnehmern Planungssicherheit auf dem Weg in eine klimaneutrale Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen.

1. Hintergrund

Baden-Württemberg als Hochindustrieland und die Region Stuttgart im Speziellen sind heute und in Zukunft auf den Import von Energie angewiesen. Im Rahmen nationaler und internationaler Vereinbarungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen wird ein grundlegender Wandel des Energiesystems angestrebt. Statt fossiler sollen in Zukunft erneuerbare Energieträger verwendet werden. Als besonders aussichtsreiche Möglichkeit wird dabei aus erneuerbaren Ressourcen gewonnener Wasserstoff (sog. „grüner Wasserstoff“) angesehen. Neben dem Import von Wasserstoff kann auch grüner Wasserstoff vor Ort erzeugt werden, kleinere Pilotprojekte (z. B. in Esslingen) sind hierzu bereits in Betrieb bzw. in der Planungsphase. Auf Grund von fehlenden Kapazitäten an erneuerbaren Energien kann dadurch allerdings nur ein kleiner Teil des zu erwartenden Wasserstoffbedarfs der Region gedeckt werden. Um den sich entwickelnden Gesamtbedarf zu decken, ist der Transport von Wasserstoff auf Regionen mit einem hohen Erzeugungspotenzial erforderlich.

Ziel der Kurzstudie ist die Darstellung möglicher zukünftiger Wasserstoffimportrouten in die Region Stuttgart mit dem Fokus auf Rotterdam in den Niederlanden als erwartbar wichtigsten Umschlaghafen, sowie Fredericia in Dänemark als weitere mögliche Quelle innerhalb Europas. Hierzu erfolgt die Analyse der ausgewählten Transportmöglichkeiten hinsichtlich ihrer prinzipiellen Realisierbarkeit aus technischer und genehmigungsrechtlicher Sicht sowie den damit voraussichtlich verbundenen Kosten.

Die Kurzstudie steht im Kontext zum H₂-GeNeSiS-Projekt mit dem Ziel, einen Wasserstoffmarkt-platz in der Region aufzubauen. Dabei soll neben der Installation eines Elektrolyseurs am Hafen Stuttgart auch eine Wasserstoff-Pipeline (H₂-GeNeSiS-Pipeline) zwischen Stuttgart und Esslingen gebaut werden.

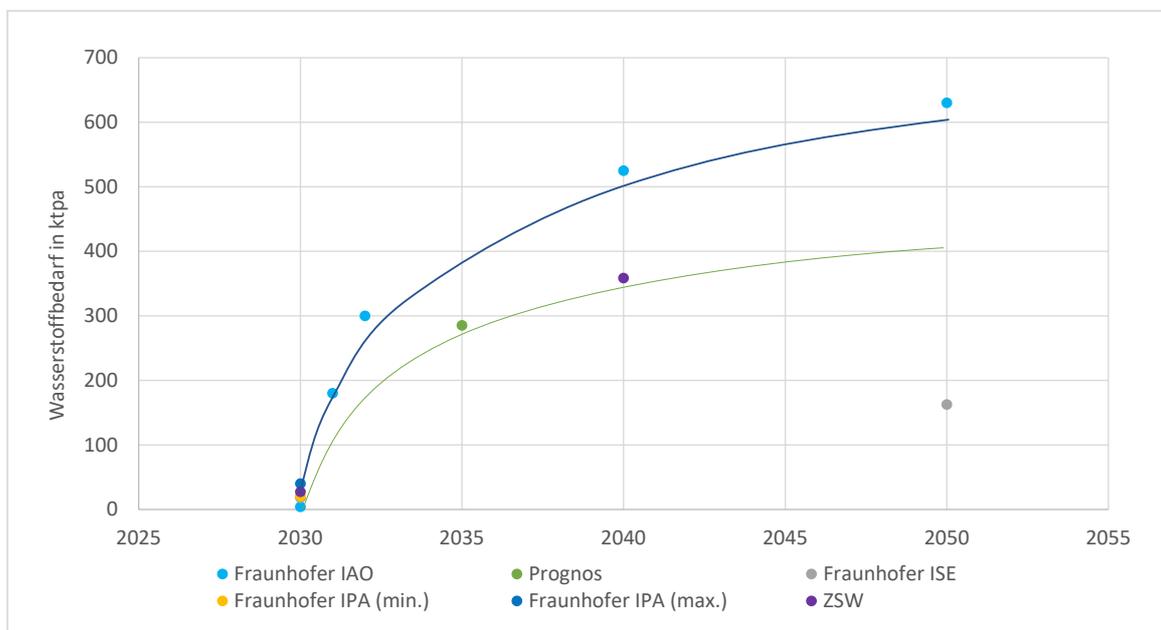
2. Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart

Grundlage der Bewertung möglicher zukünftiger Importrouten für grünen Wasserstoff bildete der zukünftige Wasserstoffbedarf der Region. Zur Ermittlung des zu erwartenden Bedarfes wurden aktuelle Studien sowie politische Richtliniendokumente ausgewertet. Im Fokus stand der Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart in den Sektoren Verkehr, Industrie und Energie. Folgende Dokumente wurden zu diesem Zweck untersucht:

- „Wasserstoff- und Brennstoffzellenstrategie für die Region Stuttgart“ (Fraunhofer IAO, ZSW, DLR, 2021)
- „Analyse der aktuellen Situation des Wasserstoffbedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg“ (Prognos, Sphera, 2022)
- „Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg“ (Fraunhofer ISE, Fraunhofer IAO, Fraunhofer ISI, 2020)
- „Dezentrale Wasserstoffherzeugung und -nutzung im industriellen Umfeld für Baden-Württemberg“ (Fraunhofer IPA, Sphera Solutions GmbH, Prognos AG, 2021)
- „Sektorziele 2030 und ein klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“ (ZSW, ifeu, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Hamburg Institut Research, 2022)

Sofern sich die Studien auf Baden-Württemberg beziehen, wurden die jeweiligen regionalen Bedarfe für die Region Stuttgart extrahiert bzw. abgeschätzt. Wie aus Abbildung 1 ersichtlich, soll allen Studien zufolge der Wasserstoffbedarf ab 2030 stark ansteigen. Bereits im Jahr 2035 wird ein Bedarf zwischen 300 und 400 kt Wasserstoff pro Jahr erwartet. Im weiteren Verlauf soll der Wasserstoffbedarf weiter steigen und im Jahr 2050 zwischen 400 und 630 kt im Jahr betragen.

Abbildung 1: Zu erwartender Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart ab 2030



Damit der ab 2030 rasch steigende Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann, bedarf es einer leistungsfähigen Infrastruktur für den Wasserstoffimport in die Region Stuttgart ebenso wie für die regionale Verteilung.

Der Gasnetzbetreiber terranets bw möchte hier mit der Initiative „Wasserstoff für Baden-Württemberg“ Abhilfe schaffen und mit nationalen und internationalen Partnern Wasserstoff in die Region Stuttgart liefern. Bis 2040 soll das komplette Gasnetz in Baden-Württemberg von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden. Diese Transformation beginnt bereits 2030 mit Umstellung der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) auf Wasserstoff, wodurch diese für den Großraum Stuttgart sowie die Rhein-Neckar Region zur Versorgung mit Wasserstoff zur Verfügung steht. Der dafür benötigte Wasserstoff soll voraussichtlich von Lubmin über Leipzig und Frankfurt in die Region geliefert werden. Als Voraussetzung für die Umstellung der SEL auf Wasserstoff nennt terranets bw eine Bedarfsschwelle von ~ 5,1 GWh/h. Dafür sollen insbesondere bestehende Gaskraftwerke auf Wasserstoff umgestellt werden, zudem sollen mind. 25 % des Erdgases bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) durch Wasserstoff substituiert werden. Eine aktuelle Bedarfsabfrage der terranets bw ergab eine Umstellung der SEL ab etwa 2032 (terrantes bw, 2023). Aktuell kann also davon ausgegangen werden, dass der Wasserstoffbedarf der Region Stuttgart ab 2032 durch eine Pipeline gedeckt werden kann. Der Wasserstoffbedarf in der Region wird jedoch schon bis 2030/32 schrittweise steigen, womit dieser Zeitraum in den Fokus der folgenden Betrachtungen rückt. Damit dieser Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann, bedarf es also anderer Transportoptionen, wie den Transport per Schiff, Bahn oder Lkw.

Für die Ermittlung des Wasserstoffbedarfs in der Region Stuttgart bis 2030 wurden die gleichen Studien herangezogen bzw. politischen Rahmenbedingungen angenommen wie zuvor. Der Fokus für diesen Zeitraum lag besonders auf den Sektoren Verkehr und Industrie. Der Umwandlungssektor wurde ausgegliedert, da davon ausgegangen wurde, dass die Umstellung dieses Sektors gemeinsam mit der Umstellung der Pipeline auf Wasserstoff stattfindet. Die Wasserstoffbelieferung eines Kraftwerks mit Schiff, Bahn oder Lkw wurde angesichts der erforderlichen Mengen als unrealistisch ausgeschlossen.

Für die Sektoren Industrie und Verkehr gehen die untersuchten Veröffentlichungen von einem jährlichen Wasserstoffbedarf in 2030 von 4 bis 19 kt aus. Die unterschiedlichen Prognosen sind in Tabelle 1 abgebildet. Für die Studie der E-mobil BW liegt lediglich ein Wert für 2035 vor, der mit 20,2 kt pro Jahr entsprechend etwas höher ausfällt als die Werte der anderen Studien.

Tabelle 1: Zu erwartender Wasserstoffbedarf in 2030

Quelle	Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart in Industrie und Verkehr in 2030 [kt/a]
E-mobil BW	
Fraunhofer IPA	17,4 – 19,0
Wasserstoff-Roadmap BaWü	18,2
Sektorziele 2030 BaWü	13,8
Wasserstoffstrategie Stuttgart	4,2

Für die folgenden Betrachtungen wird von einem maximalen Wasserstoffbedarf von 20 kt/a im Jahr 2030 in den Sektoren Industrie und Verkehr ausgegangen. Um den Hochlauf des Wasserstoffbedarfs bis 2030 abzubilden, werden ebenfalls Überlegungen für einen Bedarf von 5 kt/a (~ 2024) und 10 kt/a (~ 2026)¹ dargestellt.

Aus diesen Überlegungen und Eckpunkten ergibt sich die zentrale Frage, wie und zu welchen Kosten die benötigten Mengen Wasserstoff in der Region Stuttgart bereitgestellt werden können, bis die Versorgung über eine Pipeline erfolgt. Zur Beantwortung dieser Frage wurden vier Arbeitspakete festgelegt. Die Arbeitspakete befassen sich mit folgenden Fragestellungen:

- AP1: Wasserstoffbereitstellung im Bereich der Umschlaghäfen von Rotterdam bis Stuttgart
- AP2: Wie kann der Transport von Wasserstoff stattfinden?
- AP3: Was ist an zulassungs- und genehmigungsrechtlichen Aspekten zu beachten?
- AP4: Zu welchen Kosten kann der Wasserstoff bereitgestellt werden?

Basierend auf den Ergebnissen dieser Arbeitspakete wurden in AP5 Handlungsempfehlungen zu den weiteren Schritten in Bezug auf die Entwicklung und den Aufbau einer zukünftigen Wasserstoffimportinfrastruktur entwickelt.

¹ Bei einem angenommenen linearen Anstieg des Wasserstoffbedarfs zwischen 2023 und 2030

3. Wasserstoffbereitstellung im Bereich der Umschlaghäfen Rotterdam bis Stuttgart

Der Hafen Rotterdam entwickelt zahlreiche Initiativen, um sich zur europäischen Wasserstoff-Drehscheibe zu etablieren. Um die mögliche Belieferung der Region Stuttgart von Rotterdam zu evaluieren, wurde der aktuelle Stand der Umsetzung des H₂-Terminals sowie die zahlreichen damit verbundenen Projekte insbesondere entlang des Rheins betrachtet. Aufgrund des Ferntransports wurden neben Wasserstoff auch die Optionen der Belieferung über alternative Carrier betrachtet. Dabei kommt die Verwendung entweder von chemisch gebundenem Wasserstoff (Liquid Organic Hydrogen Carrier – LOHC) oder von als Ammoniak gebundenem Wasserstoff (NH₃) in Frage. Eine wichtige Frage dabei sind die resultierenden Lieferkosten für LH₂ sowie der ausgewählten weiteren Transporttechnologie LOHC oder NH₃ frei Umschlaghafen Rotterdam.

3.1 Wasserstoffproduktion und -import via Hafen Rotterdam

3.1.1 Positionspapier Hafen Rotterdam

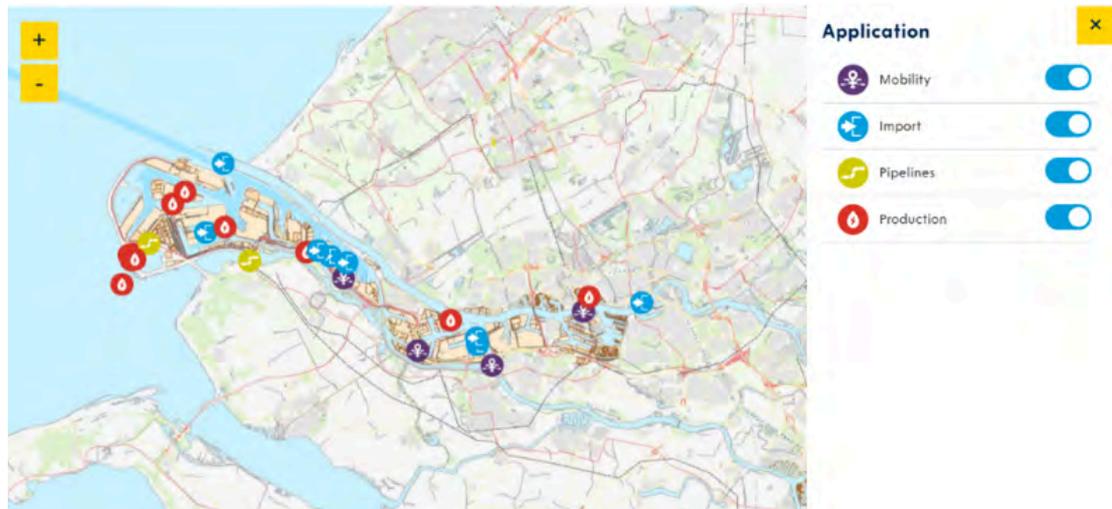
Die Energiewende, die Energieversorgung und -sicherheit sowie die industrielle Transformation hin zur klimaneutralen Produktion und Transport von Gütern sind in der Europäischen Union derzeit zentrale Themen. Nicht nur die staatlichen Stellen, sondern auch die Industrie ist intensiv damit beschäftigt, geeignete Lösungen zu finden, sowohl im Hinblick auf alternative klimaneutrale Energieträger als auch auf die zu ihrem Transport erforderliche Infrastruktur.

Der Rotterdamer Hafen (dessen alleinige Anteilseigner die Stadt Rotterdam und der niederländische Staat sind) versorgt die EU derzeit mit etwa 13 % ihres gesamten Energiebedarfs. Auch für Deutschland liefert Rotterdam einen bedeutenden Anteil an Energie und Rohstoffen. 2019 wurden 18 % der deutschen Energieimporte über den Rotterdamer Hafen abgewickelt.

Ende 2022 hat der Rotterdamer Hafen das Dokument „Positionspapier des Hafenbetriebs Rotterdam: europäische Energieunabhängigkeit und eine schnellere Dekarbonisierung durch Wasserstoff – Ein Beitrag zur Aktualisierung der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie“ veröffentlicht, dessen Inhalt die Grundlage für dieses Kapitel bildet.

Der Energiehafen von Rotterdam will auch in Zukunft für Nordwesteuropa und vor allem für Deutschland ein zuverlässiger Partner sein. Proaktiv setzt sich der Hafen für eine zukünftige wasserstoffbasierte Wirtschaft ein und treibt somit die Produktion, Speicherung und den Transport von Wasserstoff im Hafengebiet voran. Der REPowerEU-Plan der EU sieht eine Ausweitung der europäischen Energieambitionen vor, um die Wasserstoffproduktion und -importe bis 2030 im Vergleich zum Fit for 55-Paket zu vervierfachen (von 5,6 Mio. t auf 20 Mio. t).

Abbildung 2: Aktuelle Wasserstoffprojekte im Rotterdamer Hafen (Port of Rotterdam, 2023)



Entsprechend dieser Vision baut der Hafenbetrieb Rotterdam zusammen mit seinen Partnern eine umfassende Wasserstoff-Wertschöpfungskette auf (Import/Export, Produktion, Infrastruktur, Nachfrageentwicklung in der Industrie und Anwendung in der Mobilität). Der Rotterdamer Hafen, die hier und im Ausland tätigen Unternehmenscluster sowie die öffentlichen Agenturen und staatlichen Behörden sehen vor, dass sie gemeinsam (technisch) in der Lage sein werden, Europa bis 2030 mit mindestens 4,6 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr zu versorgen. Darüber hinaus kann der Hafen die Umwandlung der Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhr-Region (auch „ARRRA“ genannt) in den größten sauberen Industriecluster der EU weiter vorantreiben. Zur Umsetzung dieses Ziels kommt einer progressiven rechtlichen Rahmenbedingung auf europäischer und internationaler Ebene große Bedeutung zu.

Der Hafenbetrieb Rotterdam hat vor kurzem zur Erreichung der REPowerEU-Ziele ein Positionspapier mit an die EU gerichteten Empfehlungen veröffentlicht. Für die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff ist – abgesehen von der eigenen Produktion innerhalb Europas – auch der Import aus verschiedenen Ländern erforderlich. Die Stärkung der Importe erfordert neben einem 2023 betriebsbereiten Zertifizierungssystem auch ein europäisches Transportnetz, das sowohl die Wiederverwendung bestehender Gaspipelines unter öffentlicher Verwaltung als auch neue (private) Pipelines beinhaltet. Letztgenanntes ist auch Bestandteil des neuen EU-Gaspakets.

Vor diesem Hintergrund haben zum Beispiel die Häfen von Duisburg (Duisport) und Rotterdam kürzlich ihre gemeinsame Strategie mit einer Absichtserklärung unterstrichen, die sich auf die Energiewende und die Digitalisierung konzentriert. Wie bereits erwähnt, sind diese Häfen ein wichtiger Bestandteil des Energietransports zwischen Deutschland und den Niederlanden.

In Rotterdam gibt es verschiedene Initiativen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff aus Wind und Sonne. Aufgrund der Lage an der Nordsee ist Rotterdam günstig positioniert, um Windenergie aus Offshore-Anlagen zu nutzen (mindestens 7,4 GW bis 2030 eingeplant). Kurz- und mittelfristig sind Formen kohlenstoffarmen Wasserstoffs, der mit Hilfe der Abscheidung und Speicherung von CO₂ produziert wird (CCS), wie das H-Vision-Projekt und das Elektrolyseprojekt, als Übergangstechnologien von entscheidender Bedeutung (sog. Blauer Wasserstoff). Für die (grüne) Wasserstoffproduktion auf der Rotterdamer Maasvlakte sind 2025 mehrere große Elektrolyseure mit einer Gesamtkapazität von 950 – 1350 MW vorgesehen.

Der Hafenbetrieb Rotterdam begrüßt die im Koalitionsvertrag festgeschriebene technologieoffene Ausgestaltung der Regulatorik zu Wasserstoff, bis ausreichend wettbewerbsfähiger grüner Wasserstoff vorhanden ist.

Dies ermöglicht den notwendigen schnellen Markthochlauf und damit die zeitnahe Nutzung der Potenziale von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten für die Etablierung einer klimaneutralen Wirtschaft. Auch bedarf es hierzu einer CO₂-Infrastruktur, um mit den unvermeidbaren Restemissionen umgehen und eine CO₂-Wirtschaft aufzubauen zu können.

3.1.2 Zeitplan

Der Zeitplan des Energiehafens Rotterdam steht im Einklang mit den Planungen der Europäischen Kommission und Deutschlands (die davon ausgehen, dass Deutschland bis 2030 90 bis 110 TWh Wasserstoff benötigen wird):

1. 2020 – 2024: Anregung der Produktion auf 1 Mio. Tonnen erneuerbaren Wasserstoffs pro Jahr und Installation von 6 GW an Elektrolyseuren im Jahr 2024. In dieser Phase wird Wasserstoff eingesetzt, um Produktionsprozesse nachhaltiger zu gestalten (z. B. im Chemie-sektor) und um die Nutzung von Wasserstoff durch die Endverbraucher zu fördern (z. B. im Schwerlastverkehr);
2. 2025 – 2030: Wasserstoff muss ein fester Bestandteil eines integrierten Energiesystems sein. Mit dem Ziel einer Produktion von 10 Mio. Tonnen im Inland und einem Import von 10 Mio. Tonnen. In diesem Zeitfenster muss grüner Wasserstoff gegenüber anderen Formen der Wasserstofferzeugung wettbewerbsfähig werden und z. B. auch in der Schifffahrt eingesetzt werden können. Der Aufbau einer EU-weiten Logistikinfrastruktur (Transport und CCS-Lagerung) sowie eines aus Bunker- und Ladestationen bestehenden Netzes ist in diesem Zeitfenster äußerst wichtig;
3. 2030 – 2050: Erneuerbare Wasserstofftechnologien müssen in der Lage sein, auf eigenen Füßen zu stehen und in Sektoren, in denen es keine Alternativen zur Dekarbonisierung gibt (z. B. Luftfahrt, Schifffahrt und Schwerlastverkehr), in großem Umfang eingesetzt werden.

3.1.3 Interview mit den Rotterdamer Hafen (am 12.01.2023)

- Der Hafen Rotterdam ist daran interessiert, sich mit Abnehmern in Baden-Württemberg zu vernetzen und schlägt vor, dass Deutschland/Baden-Württemberg die an die EU gerichteten Empfehlungen zum Wasserstoffimport unterstützen soll;
- Die Entstehung eines deutsch-niederländischen Transportnetzes (als Teil eines europäischen Netzes) sollte sowohl durch die Wiederverwendung bestehender Gaspipelines unter öffentlicher Verwaltung als auch durch neue (private) Pipelines vorangetrieben werden;
- Länge der Open-Access-Pipeline 900 km – Kapazität 2 Mt/Jahr – fertig in 2027/2028. In dieser Phase werden 4 Pipelines gebaut: von Rotterdam, Chemelot und Nordrhein-Westfalen (C4-LPG, propylene, H₂ und CO₂). Weitere Details hierzu sind in Kapitel 3.4.2 enthalten.
- Geschäftsmodell für Pipeline-Zugang: Die Industrie bezahlt ihren eigenen Anschluss. Ein Händler (Trading) oder ein Unternehmen bucht Kapazitäten durch einen Anschlussvertrag (unabhängige und langfristige Verträge) mit dem Rotterdamer Hafen;
- Der Rotterdamer Hafen verbindet 50 Projekte für den Import von Wasserstoff und dessen Derivate. Erste Volumen in 2025/2026 ~ 300.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Die Pipeline hat eine Kapazität von ~ 2 Mt/Jahr. Die tatsächliche Wasserstoffmenge, die im Jahr durch die Pipeline verteilt wird, ist noch unbekannt, da sie abhängig von individuellen Verträgen (H₂ Einkauf und Verkauf) ist;
- Das LH₂-Empfangsterminal wird bis 2028 fertig sein;

- Mögliche Entwicklung eines Ammoniak Cracker Centers am Rotterdamer Hafen;
- Ein deutsches Energieunternehmen aus Baden-Württemberg macht eine Machbarkeitsstudie für eine Ammoniak-Pipeline vom Rotterdamer Hafen bis Karlsruhe (600 km).

3.1.4 Wasserstoffproduktion am Hafen Rotterdam

Am Rotterdamer Hafen wird grüner Wasserstoff von verschiedenen Firmen produziert. Anbei eine Zusammenfassung aller aktuellen Projekte auf der Rotterdamer H2 Maasvlakte.

Tabelle 2: Übersicht über aktuelle Projekte auf der Rotterdamer H2 Maasvlakte 2

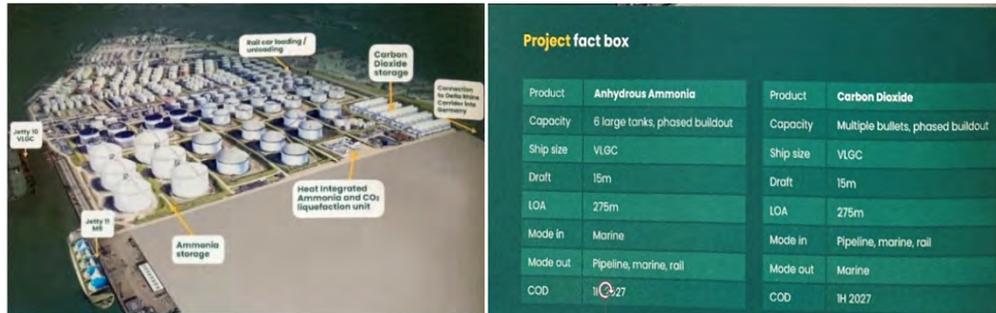
Projekte	Umfang	Details und H2 Menge
Shell	Holland Hydrogen I ist eine Anlage zur Herstellung grünen Wasserstoffs	<ul style="list-style-type: none"> – Soll 2025 in Betrieb genommen werden. – 200-MW-Elektrolyseur – Der erneuerbare Strom stammt aus dem Offshore-Windpark Hollandse Kust (Nord), (69 Windturbinen – 759 MW installierte Kapazität). – Der grüne Wasserstoff wird über die HyTransPort-Pipeline den Shell Energy and Chemicals Park Rotterdam in Pernis versorgen. – In der Raffinerie ersetzt es einen Teil des verwendeten grauen Wasserstoffs. – Eventuell kann auch der Straßenverkehr mit grünem Wasserstoff versorgt werden – Täglich 60.000 kg grüner Wasserstoff.
Air Liquide	Teil des CurtHyl-Projekts Niederlande	<ul style="list-style-type: none"> – 200 MW Elektrolyseur Kapazität ist vorgesehen für 2027. – Ermöglicht die Versorgung von Industrie- und Mobilitätskunden mit Wasserstoff.
UNIPER	„Brownfield Projekt“	<ul style="list-style-type: none"> Umstellung eines Kraftwerks (1.070 MW Leistung) von konventionellen Energieträgern auf grünen Wasserstoff und Biokraftstoffen – Neue Offshore-Windparks mit 3,5 – 5,5 GW Leistung. – Entwicklung einer 500-MWel-Produktionsanlage für grünen Wasserstoff mit vollem Betrieb vor 2030. – Weitere Aktivitäten der Wasserstoff-Wertschöpfungskette, wie Wasserstoff-Importterminals für verschiedene Formen des Wasserstoffs (flüssiger Wasserstoff und/oder Ammoniak und/oder Methanol und/oder andere Derivate).
H2-Fifty – BP	Vom niederländischen Ministerium für Wirtschaft und Klimapolitik unterstützt.	<ul style="list-style-type: none"> – Kapazität von 250 MW – Jährlich 20.000 bis 30.000 Tonnen grünen Wasserstoff – Elektrolyseure werden an die Offshore-Windparks im „Konversionspark“ des Hafens angeschlossen. – Anschließend wird der Wasserstoff über eine zentrale Pipeline an die Industrien im gesamten Hafengebiet verteilt.

3.1.5 Import-Terminals am Hafen in Rotterdam

Neben Projekten zur Erzeugung von Wasserstoff vor Ort werden im Rotterdamer Hafen aktuell auch Import-Terminals für verschiedene Wasserstoffträgermedien errichtet. Insbesondere der Import von Ammoniak steht hier im Vordergrund. Der Rotterdamer Hafen bereitet sich durch die Anpassung von Terminals darauf vor, verschiedene Arten von Wasserstoffträgern aus verschiedenen Ländern zu importieren. Beispiele der wichtigsten Terminals sind:

Ammoniak-Terminal der Firma Koole

Abbildung 3: Koole Ammoniak-Terminal (Fotos: Koole)



Eine Initiative von 18 Unternehmen unter der Leitung des Rotterdamer Hafens hat eine Studie über die mögliche Errichtung eines zentralen Ammoniak-Crackers im Hafengebiet gestartet, um importiertes Ammoniak wieder in 1 Million Tonnen Wasserstoff pro Jahr umzuwandeln. Der Wasserstoff kann dann im Hafen genutzt oder über Pipelines weitertransportiert werden, um die Dekarbonisierung anderer Industriecluster in Nordwesteuropa zu erleichtern. In der Vormachbarkeitsstudie werden die technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sicherheitstechnischen Anforderungen einer großen Crackanlage untersucht. Erste Ergebnisse der Studie werden Anfang 2023 erwartet.

Ammoniak ACE-Terminal und Cepsa

Das grüne Ammoniak ist für die Endverwendung in der Industrie nach Umwandlung des Ammoniaks in Wasserstoff oder für die direkte Endverwendung in der Schifffahrt und anderen Industrien in Nordwesteuropa bestimmt. Die Absichtserklärung mit Cepsa ist die erste von ACE unterzeichnete Vereinbarung über den Import von grünem Wasserstoff und Ammoniak zum Aufbau des größten grünen Ammoniak-Importterminals in Europa. Die Vereinbarung stärkt den grünen Wasserstoffkorridor zwischen Nord- und Südeuropa und ist ein wichtiger Meilenstein in der europäischen Strategie zur Entwicklung von erneuerbarem Wasserstoff und nachhaltigen Kraftstoffen.

LH2 – Flüssiges Wasserstoff-Terminal

Das Flüssigwasserstoff-Terminal wird möglicherweise dort installiert, wo sich das LNG-Terminal befindet. Das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung hat eine Analyse zur Anpassung des LNG-Terminals zum Wasserstoff-Terminal durchgeführt (Fraunhofer ISI, 2022).

3.2 Produktion von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in Südamerika

Um den Wasserstoffbedarf in Europa zu decken, bedarf es neben der Erzeugung vor Ort auch den Import aus anderen Regionen mit einem hohen Potenzial für erneuerbare Energien. Für den Im- und Export wird ein Großteil des Wasserstoffs über Seeschiffe in verschiedenen Formen wie Ammoniak, Methanol, LOHC oder Flüssigwasserstoff transportiert werden. Der Hafenbetrieb hat inzwischen Absichtserklärungen zum Aufbau von Wasserstoffketten mit Kanada, Norwegen, Schottland, Island, Portugal, Spanien, Marokko, Mauretanien, Südafrika, Namibia, Saudi-Arabien, Abu Dhabi, Oman, Australien, Chile, Kolumbien, Brasilien, Argentinien und Uruguay unterzeichnet.

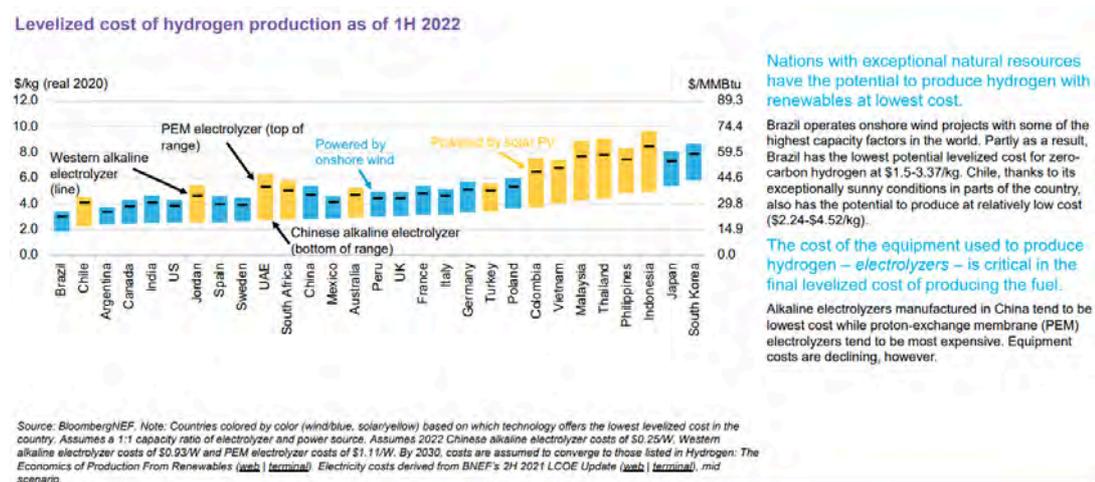
Beim Eingehen internationaler Partnerschaften lässt sich der Hafenbetrieb von den „Zielen für nachhaltige Entwicklung“ der Vereinten Nationen leiten. Auf diese Weise wird angestrebt, einen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Mehrwert für die Herkunftsländer zu schaffen.

Nach der LCOH-Schätzung² von Bloomberg NEF haben Brasilien und Chile die niedrigsten Wasserstoffherstellungskosten und werden deshalb im Detail analysiert (siehe Abbildung 4)

Bloomberg NEF erstellte eine Prognose für die Niveauekosten der erneuerbaren Wasserstoffproduktion im Jahr 2030 in mehreren Ländern und ging dabei von einem optimistischen Kostenszenario für Elektrolyseure aus. Der Bereich erneuerbares LCOH₂ spiegelt eine Vielfalt an Elektrolyseurtypen wider, von chinesischem Alkali (niedrig) bis PEM (hoch). Der Strom, der den Elektrolyseur antreibt, ist entweder PV oder Onshore-Windkraft, je nachdem, was günstiger ist. Es geht von gleichen CCS-Kosten in allen Ländern aus.

Kosten 2022

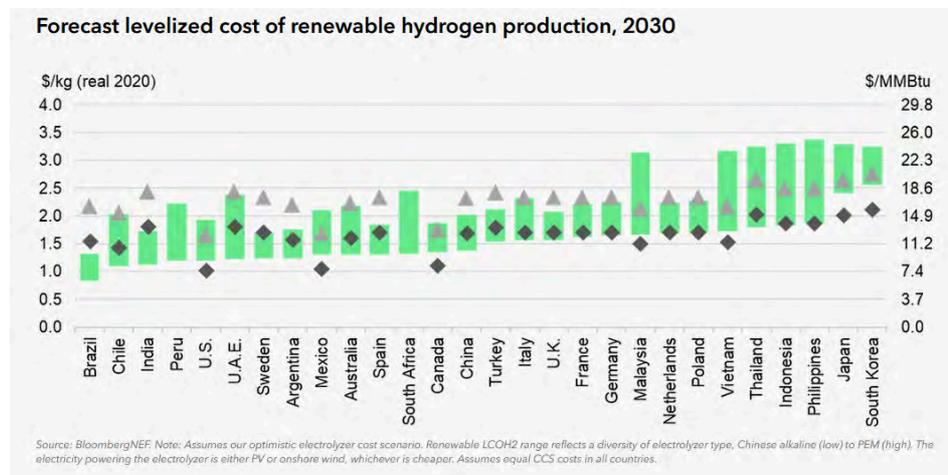
Abbildung 4: LCOH₂ für 2022 (BloombergNEF, 2022)



² Levelized costs of hydrogen

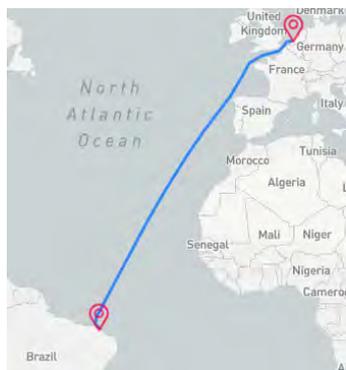
Kosten 2030

Abbildung 5: Prognose LCOH₂ für 2030 (BloombergNEF, 2021)



3.2.1 Wasserstoffproduktion in Brasilien

Abbildung 6: Distanz zwischen den Seehäfen Pecém und Rotterdam (Searoutes SAS, 2023)



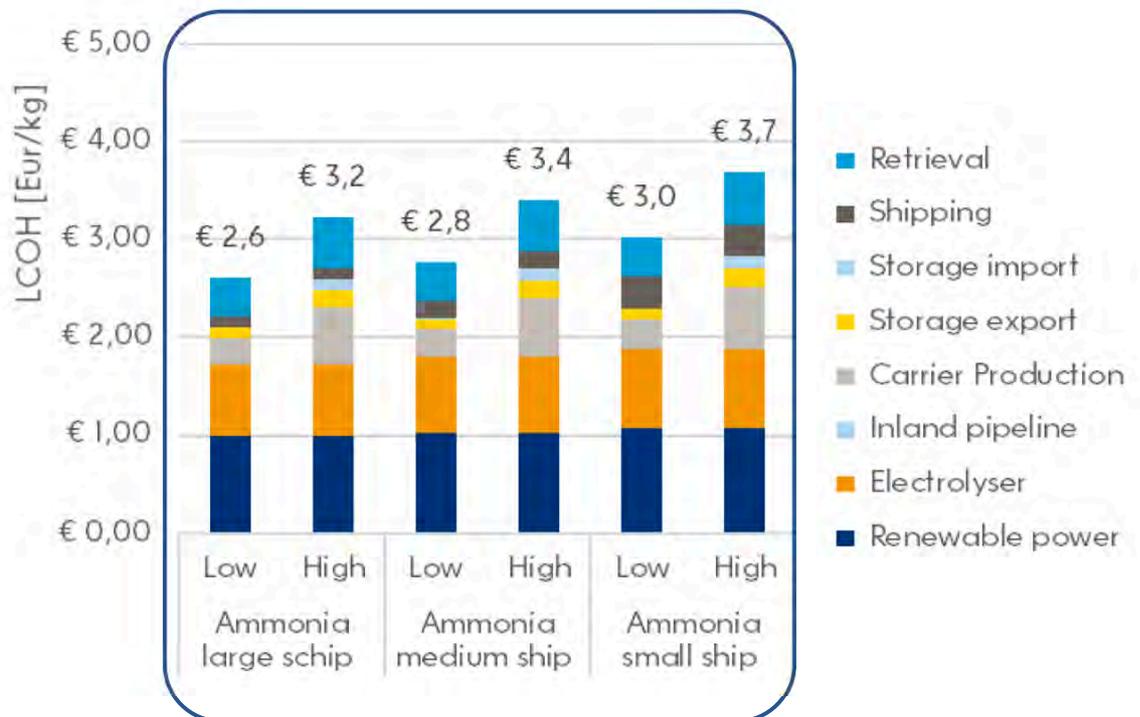
- Die Entfernung zwischen dem Rotterdamer Hafen und dem Hafen von Pecém in Ceará beträgt 7.396 km bzw. 4.095 Seemeilen.
- 30 % des Hafens Pecém gehören dem Rotterdamer Hafen und 70 % gehören dem Bundesstaat Ceará (Joint-Venture).
- Laut einer Machbarkeitsstudie des Rotterdamer Hafens beträgt das Preisniveau in 2030 zwischen 2,6 – 3,7 €/kg H₂ (basierend darauf, dass jährlich 1,5-Mt-H₂-Äquivalente von Pecém nach Rotterdam geliefert werden; inklusive Logistikkosten).
- Es gibt 42 wasserstoffbetreffende Projekte vor Ort, 15 davon haben bereits gestartet oder ein Anfangsdatum definiert.
- Je nach Schiffsgröße ergibt sich daraus ein maximales Exportvolumen von 9 Mtpa grünem Ammoniak. Dieses kann durch höhere Laderaten oder eine Verlängerung der Pier für mehr Liegeplätze erhöht werden.
- Potenzial erneuerbare Energie: 28,500 GWp (Brasilien)/643 GW (Ceará) Solar PV, 880 (Brasilien)/94 GW (Ceará) Onshore Wind, 1.300 (Brasilien)/117 (Ceará) Offshore Wind und 137 Hybrid Solar/Wind.
- 85,8 % der Windenergie und 67,2 % der Solarenergie Brasiliens sind in der nordöstlichen Region des Landes konzentriert.

Genauere Daten zur Stromerzeugung in Brasilien können dem Anhang in Kapitel 8.1.1 entnommen werden.

Kosten – Ergebnisse der Machbarkeitsstudie des Rotterdamer Hafens zu Ammoniak-Exporten aus Pecém

Die Produktion und der Export von Wasserstoff in großem Maßstab ist zu wettbewerbsfähigen Kosten in Pecém möglich (basierend auf der Annahme, dass jährlich 1,5-Mt-H₂-Äquivalente von Pecém nach Rotterdam geliefert werden).

Abbildung 7: LCOH Brasilien (Port of Rotterdam, 2022)



Diese Zahlen haben eine Genauigkeit von +/- 50 %. Sie dienen lediglich zur vergleichenden Analyse und sind nicht als verlässliche Grundlage für genaue Werte zu verstehen.

Je nach Schiffsgröße ergibt sich daraus ein maximales Exportvolumen von 9 Mtpa. Dies kann durch höhere Laderaten oder eine Verlängerung der Pier für mehr Liegeplätze erhöht werden. Genauere Informationen zu den Schiffen, die für den internationalen Ammoniaktransport in Frage kommen, sind im Anhang in Kapitel 8.1.2 enthalten.

3.2.2 Wasserstoffproduktion in Chile

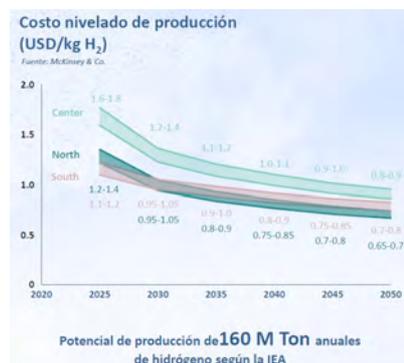
Abbildung 8: Distanz zwischen den Seehäfen Valparaíso und Rotterdam (Searoutes SAS, 2023)



- Die Entfernung zwischen dem Rotterdamer Hafen und Valparaíso in Chile beträgt 11.975 km bzw. 7.523 Seemeilen.
- Zu erwartende LOHC betragen ~ 1,00 US\$/kg H₂ ab 2030 (ohne Logistik Kosten).
- 60 wasserstoffbetreffende Projekte vor Ort, davon haben 15 bereits angefangen oder ein Anfangsdatum definiert.
- Potenzial Erneuerbare Energie: 587 GW Concentrated Solar Power (CSP), 879 GW Solar PV und 295 GW Onshore Wind.
- Das Energieministerium CORFO positioniert sich seit 2019 als Produzent und Exporteur von grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen nach Europa und hat 2020 eine Wasserstoffstrategie veröffentlicht.
- Es werden zwei Regionen mit hohem Exportpotenzial identifiziert: Atacama und Magallanes.

LCOH-Daten des Energieministeriums von Chile

Abbildung 9: Prognose LCOH₂ in Chile (Avilés, 2022)



Weiter Informationen zur Produktion in Chile können dem Anhang in Kapitel 8.1.3 entnommen werden.

3.3 Zusammenfassende Bewertung der Darstellung zu H₂ Carriers

Für den Überseetransport von Wasserstoff nach Rotterdam besteht neben flüssigem Wasserstoff noch die Möglichkeit, den Wasserstoff in chemisch gebundenen Trägermedien zu transportieren. Im Folgenden werden die wichtigsten Informationen zu den Trägermedien Ammoniak und LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) zusammengefasst und eine Schlussfolgerung gezogen, welches Trägermedium aus technischer und wirtschaftlicher Sicht besser geeignet ist.

- Pipelines sind die wirtschaftlichste Form des Transports von Wasserstoff für Entfernungen bis zu Strecken von 600 km. Dabei trägt die Umwidmung von Erdgas-Pipelines wesentlich zur Wirtschaftlichkeit bei. Der Hafen in Rotterdam installiert Unternehmen im Bereich des Hafens, welche ankommende Wasserstoffträgermedien (z. B. Ammoniak) fachgerecht und im Idealfall unter Nutzung von Abwärme zu Wasserstoff umwandeln und die Qualität des Wasserstoffs sicherstellen (2X0 Qualität). Nur diese Qualität darf über die neuen Pipelines vertrieben werden. Qualitätsvorgaben für den Wasserstoff in den alten Pipelines sind uns bisher nicht bekannt. Es zeichnet sich aber ab, dass grüner Wasserstoff im Bereich von 5X0 (Kraftstoff für Fahrzeuge mit Brennstoffzellen-Antrieb) eine Endreinigung benötigt.
- Ammoniak wird mit Abstand als die wirtschaftlichste Variante unter den Wasserstoffträgermedien eingeschätzt, mit einem großen Vorsprung gegenüber LOHC. Außerdem wird Ammoniak schon länger international per Schiff transportiert, wodurch die technische Machbarkeit bewiesen ist.
- LOHC hat das Handicap, dass sowohl beim Hin- als auch beim Rücktransport das schwere Öl transportiert werden muss. Das erhöht zwar den Kraftstoff-Verbrauch auf dem Rückweg, kann aber nicht allein den hohen Mehraufwand gegenüber Ammoniak erklären. Hinzu kommen vermutlich hohe Wartungskosten, die mit der begrenzten Stabilität von LOHC zusammenhängen. Der Kreislauf ist in folgender Abbildung schematisch dargestellt.

Abbildung 10: Kreislauf LOHC (Hydrogenious LOHC Technologies, 2023)



- Methanol ist eine technisch ausgereifte Lösung mit bewährter Reformertechnik und einem breiten Anwendungsfeld. Zur Herstellung von erneuerbarem Methanol wird Kohlenstoff aus nicht fossilen Quellen benötigt; dessen Gewinnung ist energieintensiv und technisch aktuell nicht in einem industriellen Maßstab vorhanden. Aus diesem Grund wird Methanol im weiteren nicht betrachtet.

Fazit: Aus heutiger Sicht scheint der Transport von Ammoniak als Wasserstoffträger für den Überseetransport die sinnvollste Lösung, sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht. Deshalb wird in weiteren Betrachtungen Ammoniak als möglicher Wasserstoffträger berücksichtigt. Weiterführende detailliertere Informationen über LOHC, Ammoniak und LH₂ können dem Anhang unter Kapitel 8.1.4 – 8.1.6 entnommen werden.

3.4 Weiterverteilung des Wasserstoffes ausgehend vom Hafen in Rotterdam

Die Weiterverteilung zum Endkunden ab dem Hafen Rotterdam stellt eine weitere Herausforderung dar. Im Folgenden werden unterschiedliche Initiativen vorgestellt, in denen der Hafen Rotterdam involviert ist. Konzepte zum Wasserstofftransport werden in Kapitel 4 detaillierter betrachtet.

3.4.1 Infrastruktur im Rotterdamer Hafen

Abbildung 11: Multimodale Infrastruktur im Rotterdamer Hafen (Demenint, 2023)



Neben dem Wasserstofftransport von Rotterdam nach Deutschland über das Wasser (und die Schiene) gibt es die niederländisch-deutsche Initiative zur Verbindung des Rotterdamer Hafens mit Deutschland mit Transportpipelines.

Darüber hinaus sind die Regionen bereits heute durch Binnenschiff, Bahn und Lkw verbunden, sodass kleinere Mengen auch kurzfristig über diese Wege transportiert werden können. In Übereinstimmung mit dem Rhein-Alpen-Korridor, der multimodale Verbindungen von Rotterdam/Antwerpen nach Genua ermöglicht – Kettenverbindungen für den Schwerlastverkehr (Projekt HyTrucks: 2025 mindestens 1.000 mit H2 betriebene Lkw) und die Binnenschifffahrt (Projekt Rh2ine, eine von der EU finanzierte Studie über die Binnenschifffahrt mit H2) vorgesehen.

Um ausreichend (grünen) Wasserstoff nach Deutschland und insbesondere auch in die Industriecluster transportieren zu können, bedarf es einer umfassenden Importstrategie im Zuge der Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Bi- und trilaterale Energiepartnerschaften, gerade auch mit den Niederlanden als wichtigem Energielieferanten für Deutschlands Industrie, sollten als wichtiger Bestandteil der industriellen Dekarbonisierungsstrategie vorangetrieben werden – und damit auch zum wichtigen Bestandteil des deutsch-niederländischen Klimakabinetts werden. In diesem Zusammenhang sollte ebenfalls festgehalten werden, dass der Ausbau von Pipeline-Infrastruktur für den Transport von zunehmend klimaneutralen Energieträgern notwendig ist, um die Dekarbonisierung von energieintensiven und für Deutschland wichtigen Industriesektoren entscheidend voranzutreiben. Dazu zählt auch die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen, um den Ausbau der notwendigen Transportinfrastruktur

zünftig vorantreiben zu können. Rotterdam wird auch an die nationale niederländische Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen, um so die Synergie mit anderen (niederländischen/ europäischen) Industrieclustern zu stärken.

3.4.2 Delta Corridor ab Rotterdamer Hafen

Der Delta-Korridor ist ein bedeutender Schritt in der Entwicklung einer groß angelegten Wasserstoffinfrastruktur in Europa. Dieser wird in einer öffentlich-privaten Partnerschaft mit Regierungen und der Industrie sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland gebaut und soll bis 2026 in Betrieb gehen. Der Hafen Rotterdam, Shell, BP, RWE, thyssenkrupp, LyondellBasell, HeidelbergCement, Attero und Chemelot gehören zu den Unternehmen, die das Delta-Korridor-Projekt unterstützen. Das Delta-Korridor-Projekt ist der Schlüssel zur Erschließung groß angelegter Lösungen für die Industrie in Moerdijk, Geertruidenberg, Chemelot und den Industriezentren NRWs (Gelsenkirchen, Köln und weitere Gebiete).

Abbildung 12: Der Delta-Corridor (Stam, van der Linde, & Stapersma, 2023)



Mit dem Delta-Korridor sollen jährlich rund 22 Millionen Tonnen an CO₂-Emissionen vermindert werden. Darüber hinaus könnten Verbindungen zum Delta-Korridor Optionen für eine umfassende Dekarbonisierung in Belgien und Deutschland bieten. Nach ersten Machbarkeitsstudien von Chemelot, der Rotterdam-Rhein-Pipeline (RRP) und dem Rotterdamer Hafen tritt das Delta-Korridor-Projekt nun in eine neue Phase ein.

Der Delta-Korridor sieht den Bau von vier neuen Pipelines zwischen Rotterdam, Chemelot und Nordrhein-Westfalen für den Transport von C4-LPG, Propylen, Wasserstoff und CO₂ vor. Ein weiterer Vorteil des Pipelinebaus ist, dass auf der Brabantroute zwischen Rotterdam und Venlo weniger Züge mit gefährlichen Stoffen eingesetzt werden können, was wiederum den Bau von mehr Wohnraum in der Nähe der Bahnlinie ermöglicht. Der Bau der Transitpipelines für Wasserstoff und CO₂ wird der Industrie in Deutschland und den Niederlanden die Möglichkeit geben, die Produktionsprozesse nachhaltiger zu gestalten. Dies ermöglicht insbesondere eine nachhaltige Entwicklung der Industrie im deutschen und niederländischen Hinterland. Für Industrie und Unternehmen entlang der Trasse, die einen dieser vier Stoffe verwenden oder herstellen können, gibt es „Verlinkungschancen“, beispielsweise für die Industrie von Moerdijk sowie im Rhein- und Ruhrgebiet.

Trasse Rotterdam – Moerdijk – Tilburg – Venlo – Chemelot

Die Trasse folgt auf ihrer gesamten Streckenführung der sogenannten Leidingenstraat und der Structuurvisie Buisleidingen. So hat sie die geringste Anzahl von Durchquerungen/Untertunnelungen von Natura2000-Gebieten und Stadtgebieten und bietet die Möglichkeit, zwei Verbindungen mit Deutschland zu realisieren (auf der Höhe von Venlo und Sittard). Zudem wird so voraussichtlich die kürzeste Realisierungszeit benötigt. Die Niederlande haben in der Structuurvisie Buisleidingen mehrere Trassen für unterirdische Pipelines quer durch das Land ausgewiesen.

Es wurde vereinbart, dass man in diesen Bereichen keine neuen Bautätigkeiten vornimmt und dass sich hier Infrastruktur mit landesweiter Bedeutung für den unterirdischen Transport konzentriert. Die Leidingenstraat zwischen Rotterdam, Moerdijk und Antwerpen ist als Pipeline-trasse ebenfalls Teil der Structuurvisie Buisleidingen.

Transport per Bahn und Stadtentwicklung unter Druck

In der aktuellen Situation ist auf der Brabantroute (Schiene) eine Überschreitung der Risikoobergrenze des Basisnet (gesetzliche Regelung in den Niederlanden, um Risiken des Gefahrgütertransports zu erfassen und zu begrenzen) zu verzeichnen. Untersuchungen zur zukünftigen Verkehrsnachfrage (und Stadtentwicklungspläne) zeigen, dass die Überschreitungen entlang der Brabantroute zunehmen und struktureller Natur sein werden. Der Bau der zwei Produktpipelines leistet hierzu einen Entlastungsbeitrag. Städte in Noord-Brabant, wie beispielsweise Eindhoven, Helmond, Tilburg, Breda und Deurne, sind sehr daran interessiert, Wohnungsbau in Gebieten entlang der heutigen Schienengüterverkehrsstrecke zu realisieren. Es liegen Pläne für mindestens 20.000 Wohneinheiten vor. Allein für die Stadt Eindhoven geht es mit dem Projekt International Knoop XL (Umgestaltung des Bahnhofsgeländes Eindhoven als Visitenkarte von Brainport Eindhoven) um 15.000 Wohneinheiten. Diese Entwicklung steht durch die Zunahme von Gefahrguttransporten auf der Schiene unter Druck. Der Bau von Pipelines für den Transport dieser Stoffe kann dieses Spannungsfeld entzerren, was auch für die Region Stuttgart von hoher Wichtigkeit ist, da auch hier ähnliche Probleme bestehen. Darüber hinaus wird der Gütertransport per Lkw in innerstädtischen Gebieten immer mehr eingeschränkt. Hier können Pipelines im Allgemeinen und die H₂-GeNeSiS-Pipeline im Speziellen Abhilfe schaffen, um eine möglichst flächendeckende Belieferung zu ermöglichen.

Der Delta-Korridor zeigt exemplarisch, wie der Aufbau einer Wasserstoffpipeline-Infrastruktur aussehen kann und welche Vorteile dieser für die Region mit sich bringen kann. Mit dem Bau einer Pipeline bis Wesseling wird zusätzlich bereits ein großer Teil einer möglichen Pipeline bis in die Region Stuttgart realisiert, wodurch sich neben der Lieferung über die FLOW-Pipeline ein weiterer Weg für die Region Stuttgart ergibt.

3.5 Wasserstoff in der Binnenschifffahrt

3.5.1 Condor H2: Wasserstoff für die emissionsfreie Binnen- und Shortsea-Schifffahrt

Der Rotterdamer Hafen stellt gemeinsam mit der Provinz Südholland und über 40 Partnern ein ehrgeiziges Projekt für die emissionsfreie Binnen- und Shortsea-Schifffahrt unter Nutzung von Wasserstoff vor. Dank Condor H2 sollen im Jahr 2030 fünfzig emissionsfreie Schiffe fahren können. Auf diese Weise kann eine CO₂-Reduktion von 100.000 t pro Jahr realisiert werden. Condor H2 wird Wasserstoffspeicher und Brennstoffzellen mit einem Akkupack nach dem *Pay-per-Use-Modell* zur Verfügung stellen, damit Eigentümer ihre Schiffe mit überschaubaren vorausgehenden Investitionen emissionsfrei machen können. Der Wasserstoff wird in „Tankcontainern“ geliefert, die problemlos an Bord gebracht und schnell ausgetauscht werden können, sodass auch längere Fahrten möglich sind. 2025 sollen die ersten Schiffe mit dem Condor H2-System auf der Strecke fahren. Um dieses Vorhaben umzusetzen, arbeiten im Rahmen dieses Projekts sechs Häfen und mehr als 40 Partner aus der gesamten Wertschöpfungskette zusammen, wie beispielsweise Wasserstofflieferanten, Händler und Technologieanbieter sowie Schiffseigentümer. Im Lenkungsausschuss von Condor H2 sind die Provinz Südholland, die Port of Rotterdam Authority, WaterstofNet und die Rabobank vertreten.

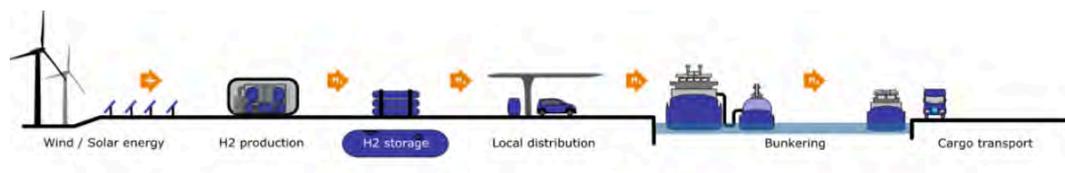
Das Projekt wird außerdem von weiteren Partnern aus der Industrie und Schifffahrt unterstützt. Diese sind im Anhang unter 8.1.7 aufgelistet.

Anhand dieses Projektes kann gezeigt werden, wie unterschiedliche Sektoren miteinander verbunden werden können und komplette Wasserstoffketten bis zum Endkunden aufgebaut werden. Auch die emissionsfreie Binnenschifffahrt auf dem Neckar kann mit Hilfe von Brennstoffzellen-Schiffen realisiert werden.

3.5.2 RH2INE-Projekt – Binnenschiffe

Nicht nur der Transport von Wasserstoff, sondern auch der Transport mittels Wasserstoff als sauberer und klimaneutraler Brennstoff muss vorangetrieben werden. Das Hauptziel des RH2INE-Projekts ist es, Wasserstoff als Kraftstoff für die Binnenschifffahrt auf dem Rhein zu etablieren. Außerdem könnten diese Schiffe möglicherweise auch Wasserstoff in Containern transportieren, da sie bereits heute verschiedene Waren in Containern befördern. Der Rotterdamer Hafen spielt dabei eine Vorreiterrolle und trägt zusammen mit anderen Interessenvertretern zur Entwicklung von Wasserstoff-Bunkerstationen für Binnenschiffe (RH2INE), Tankstellen für Lastkraftwagen (Hytruck) und wasserstoffbasierten Treibstoffen für die Luftfahrt (Pilotprojekt Rotterdam The Hague Airport) bei.

Abbildung 13: RH2INE-Projekt (RH2INE, 2023)



Die ersten wasserstoffbetriebenen Schiffe sind bereits auf dem Rhein in Betrieb. Bis 2024 sollen es insgesamt 12 Binnenschiffe sein und bis 2030 sollen diese Schiffe Marktreife besitzen.

Zeitliche Planung des Betriebs von Wasserstoff/Brennstoffzellenschiffen:

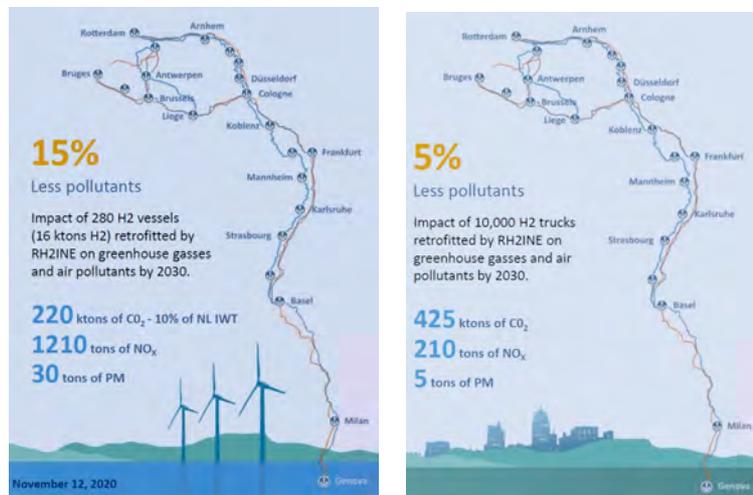
Abbildung 14: Zeitplan RH2INE (Eig, ohne Jahr)



Um einen Betrieb auf dem Rhein bis Genua zu gewährleisten, sollen Tankmöglichkeiten entlang des Rheins installiert werden. Besonders relevant für die Region Stuttgart dürften hier die Tankstellen in Mannheim und Karlsruhe sein. Diese sind im Folgenden mit den jeweiligen Emissionsminderungen und dem Wasserstoffbedarf dargestellt.

H2-Tankstellen für die Binnenschifffahrt – H2-Abnahmemengen

Abbildung 15: Wasserstofftankstellen für die Rhein-Binnenschifffahrt (Kenter, ohne Jahr)



Nach DNV (2021) beträgt der gesamte Kraftstoffverbrauch von Binnenschiffen auf dem Rhein rund 2,6 Millionen Tonnen Diesel pro Jahr, was einem Energiebedarf von 920.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr entspricht. Tabelle 3 zeigt drei Szenarien des Wasserstoffbedarfs. Dieser entspricht einem Anteil von 1 % (Szenario 1) bis 11 % (Szenario 3) für den Wasserstoffverbrauch als Teil des gesamten Energiebedarfs der auf dem Rhein verkehrenden Binnenschiffe. In diesen Szenarien könnten jährlich 90.000 bis 950.000 t CO₂-Emissionen vermieden werden.

Szenario 1: Aktuelle Instrumente, moderates Technologieentwicklungstempo

Szenario 2: Green Deal, mittleres technologisches Entwicklungstempo

Szenario 3: Null THG-Emissionen bis 2050, rasante Technologieentwicklung

Tabelle 3: Szenarien für den Wasserstoffbedarf der Rhein-Binnenschifffahrt

Wasserstoff (t/year)	Scenario 1	Szenario 2	Szenario 3
2030	5.000	18.000	48.000
2040	10.000	36.000	104.000

Im Anhang unter Kapitel 8.1.8, 8.1.9 ist eine detaillierte Darstellung des Wasserstoffbedarfes für die Binnenschifffahrt entlang des Rheines dargestellt sowie Informationen zu Schiffstypen und maximalen Abmessungen für die Befahrung des Neckars.

Darüber hinaus wurden im Zuge des RH2INE Projektes Szenarien entwickelt, die sich mit der Wasserstoffbereitstellung befassen. Im Folgenden sind die wichtigsten Informationen für die jeweiligen Szenarien zusammengestellt.

DNV-Auswahl von Szenarien für Bunkering des RH2INE Schiffes

Kurzfristiges Szenario (1 – 5 Jahre): Druckwasserstoff in Wechseltanks. Brennstoff und Technologie sind derzeit kommerziell erhältlich. Das durchführbarste Bunkerszenario ist die Verwendung von austauschbaren Tankcontainern, die Modularität und Flexibilität ermöglichen. Sie bieten kürzere Bunkerzeiten als feste Tanks und erfordern nur geringe Investitionen am Bunkerstandort zur Handhabung von Containern (sofern bereits Ausrüstung vorhanden ist).

Mittelfristiges Szenario (5 – 10 Jahre): Für flüssigen Wasserstoff besteht mittelfristig ein Potenzial, insbesondere wegen der höheren Energiedichte im Vergleich zu unter Druck stehendem Wasserstoff. Wichtige Bedingungen sind niedrigere Preise aufgrund des Baus von Verflüssigungsanlagen sowie eine Verbesserung der Anforderungen durch die Entwicklung von Vorschriften und Standards.

Langfristiges Szenario (> 10 Jahre): Wasserstoffträger – obwohl diese aktuell noch unausgereift sind und komplexe Systeme (Lagerung abgebrannter Brennelemente, Rückführung) erfordern, sind sie durch die zum Teil hohe Energiedichte für das langfristige Szenario vielversprechend. Kurzfristig dürfte Methanol eher für Seeschiffe und weniger für Binnenschiffe interessant sein. Es gibt einige vielversprechende Entwicklungen mit LOHC in der Binnenschifffahrt in China, die ihre Einführung beschleunigen könnten.

3.6 Stärkung der H2-Nachfrage: Ausgewählte H2-Aktivitäten in Baden-Württemberg und Deutschland

Nachdem im ersten Teil des Arbeitspaketes die Arbeiten und Zielsetzungen des Imports des Wasserstoffs und dessen Transport aus Übersee behandelt wurden, werden im zweiten Teil erste Anwendungen gesucht und zusammengestellt, die dazu geeignet sind, über die Studienphase hinaus wichtige Felderfahrungen zu generieren und zu verwerten. Die Unternehmen entlang des Rheins konzentrieren sich – ihrer Tradition entsprechend – im Ruhrgebiet auf die Schwerindustrie und Kraftstoffe und in Baden-Württemberg sowie in Rheinland-Pfalz auf die Mobilität und Ausgestaltung von Logistikketten. Im Folgenden werden in Form von Steckbriefen die Unternehmen beschrieben, denen eine Schlüsselposition in der Umsetzung der Wasserstoff-Strategie zugeschrieben wird.

Der Brennstoffzellenantrieb konnte sich trotz Feldversuchen und Anläufen zur Markteinführung im Pkw-Bereich nicht gegen den batterieelektrischen Antrieb durchsetzen. Im Bereich der

schweren Nutzfahrzeuge sind Brennstoffzellenfahrzeuge in Bezug auf Reichweite, Ladekapazität und Betankungszeiten batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen allerdings deutlich überlegen. Das führt im „Automobilland“ Baden-Württemberg zu Aktivitäten im Bereich der klassischen Zulieferer der Antriebs- und Komponentenhersteller. Es bildeten sich neue Partnerschaften und Unternehmen, die sich für diese Entwicklung entsprechend aufgestellt haben. Durch den Einstieg des Lkw-Sektors und den damit verbundenen reduzierten Kosten und der verbesserten Qualität der Technologie haben zudem auch die Bahnen- und Busbetreiber den Brennstoffzellenantrieb neu entdeckt.

3.6.1 Ausgewählte H₂-Aktivitäten in Baden-Württemberg

Folgende Tabelle gibt eine kurze Übersicht über ausgewählte Wasserstoffprojekte und Unternehmen in Baden-Württemberg, die sich mit der Verteilung oder der Nutzung von Wasserstoff bzw. der Entwicklung von Komponenten für Wasserstoffanwendungen auseinandersetzen. Die Tabelle bietet eine Übersicht, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 4: Auswahl an Wasserstoff-Aktivitäten in Baden-Württemberg

Projekte	Umfang	Einzelheiten und H2 Menge
H2GeNeSiS	Wasserstoff-Gesamtsystem entlang des Neckars als Basis für eine Skalierung der Wasserstoffwirtschaft in der Region Stuttgart (Modellregion Grüner Wasserstoff).	<ul style="list-style-type: none"> – 2 + 0,5 (bis zu 1) MWe Anschlussleistung als Ergänzung zu einem vorhandenen Elektrolyseur mit 1 MWe Anschlussleistung in Esslingen. – Mehr als 1 t grüner Wasserstoff aus regionaler Erzeugung für die Nutzung in der Modellregion. – Anfallende Abwärme wird für die Wärmeversorgung von Gebäuden bzw. Quartieren genutzt. – bis zu 10.000 t CO2 eingespart.
Stuttgarter Strassenbahnen AG (SSB) – Wabe	Neuartige Wasserstoffbetriebstankstelle für die SSB AG zur zuverlässigen und kosteneffizienten Versorgung der Brennstoffzellen-busflotte mit Wasserstoff.	<ul style="list-style-type: none"> – Auf dem Betriebshof in Gaisburg wird eine H2-Betriebstankstelle aufgebaut für die Betankung von derzeit vier Brennstoffzellen-Bussen. – Darüber hinaus ist eine Erweiterung der BZ-Busflotte von der SSB AG geplant (8-12 BZ-Hybrid Busse von Caetano/Toyota). – Ausbau der H2-Infrastruktur für die Betankung von bis zu 50 BZ-Bussen.
Daimler Trucks 27.06.2022	Brennstoffzellen-Prototyp Mercedes-Benz GenH2 Truck im intensiven Testeinsatz.	<ul style="list-style-type: none"> – Probefahrt in Wörth am Rhein. – Der Serienstart für wasserstoffbasierte Lkw ist für die zweite Hälfte des Jahrzehnts vorgesehen. – Versuchszentrum in Wörth ermöglicht die Betankung mit Flüssigwasserstoff.
Cellcentrics	Cellcentrics ist ein 50:50 Joint Venture der Daimler Truck AG und der Volvo Group AB, das am 01. März 2021 gegründet wurde.	<ul style="list-style-type: none"> – Entwicklung, Produktion und Vermarktung von Brennstoffzellensystemen für den Einsatz in schweren Nutzfahrzeugen. – Heute arbeiten mehrere hundert qualifizierte Mitarbeiter weltweit.
Deutsche Bahn und Siemens - H2goesrail	Die Deutsche Bahn erprobt derzeit Lösungen für die Versorgung von Zügen mit Wasserstoff.	<ul style="list-style-type: none"> – DB Energie mobile Wasserstofftankstelle. – Gemeinsam mit Siemens Mobility Test eines neuen Wasserstoff-Gesamtsystems – Wasserstoff-Tankstelle und Wasserstoff-Zug. – Ab 2024 ist der Probetrieb zwischen Tübingen, Horb und Pforzheim geplant. – 150 kg H2-Tank, 1.000 km Reichweite, 300 – 500 KW Brennstoffzellen-Systeme.
Bosch	Gemeinsam mit der Nikola Motor Company Entwicklung des Brennstoffzellsystems für Trucks und Tankstellen, die Wasserstoff mit erneuerbaren Energien aufbereiten und zwischenspeichern.	
MAHLE und Ballard Power Systems Inc	Entwicklung und Industrialisierung von Brennstoffzellensystemen für Nutzfahrzeuge verschiedener Gewichtsklassen.	<ul style="list-style-type: none"> – Serienlieferant für Brennstoffzellenfahrzeuge. – Besonders stark ist der Stuttgarter Technologiekonzern bei dem komplexen Luftansaugsystem, der Elektronik und der Temperaturregelung von Brennstoffzellensystemen.
ZF und Freudenberg	Batterie-, Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologie sowie die Entwicklung von Hightech-Komponenten für Elektrofahrzeuge.	<ul style="list-style-type: none"> – Pilotphase des gemeinsamen Projekts, in der verschiedene Lkw- und Bus-Prototypen entwickelt werden. – Der erste Versuchsträger wird für 2023 erwartet. – Ein Teil dessen ist auch die bereits verkündete „HyFleet“-Zusammenarbeit zwischen ZF, Freudenberg und FlixBus.

3.6.2 Ausgewählte H2-Aktivitäten in Deutschland

Auch deutschlandweit sind viele Aktivitäten im Wasserstoffbereich zu verzeichnen, von denen einige in der folgenden Tabelle aufgelistet sind. Auch diese Tabelle erhebt keinen Anspruch an Vollständigkeit, sondern soll einen Überblick bieten.

Tabelle 5: Auswahl von Wasserstoff-Aktivitäten in Deutschland

Projekte	Umfang	Einzelheiten und H2-Menge
Hannover/ Bremervörde	In Bremervörde (Kreis Rotenburg) ist das weltweit erste Netz mit Wasserstoffzügen im Passagierbetrieb gestartet.	<ul style="list-style-type: none"> – 14 Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb der Landesnahverkehrsgesellschaft Niedersachsen GmbH (LNVG). – Projektpartner sind Alstom, die Eisenbahnen und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser (evb) und das Gase- und Engineering-Unternehmen Linde.
Wasserstoffzüge in der Rhein-Main Region	Auf vier Regionalbahn-Linien im Taunus fahren künftig 27 Züge mit Brennstoffzellenantrieb.	– Bislang teilweise nicht elektrifizierte Strecken im Teilnetz Taunus im Rhein-Main-Gebiet sollen mit diesen Zügen befahren werden.
Rheinland-Pfalz Wasserstoff – Brennstoffzellen Züge	Ab 2024 sollen auf der Lahn-Eifel-Bahn die ersten drei wasserstoff-betriebenen Züge fahren.	– Bereits 2030 wird die Strecke zwischen Kaisersesch und Limburg mit den Zügen befahren.
Regionalverkehr Köln GmbH (RVK)	RVK und WSW haben 2020 erneut eine gemeinsame Bestellung an Solaris aufgegeben mit der Lieferung von 25 Brennstoffzellen-Hybridbussen (RVK: 15 Stück, WSW: 10 Stück). Die Solaris-Busse wurden im Laufe der Jahre 2021/2022 ausgeliefert.	<ul style="list-style-type: none"> – Startete 2011 im Rahmen eines ersten Demonstrationsprojektes mit zwei BZ-Bussen. – 2020 wurden 35 weitere BZ-Busse von Van Hool sukzessive in den Fuhrpark der Regionalverkehr Köln GmbH (RVK) integriert. – Die Bestellung erfolgte gemeinsam mit den Wuppertaler Stadtwerken (WSW). – In Wuppertal sind die Fahrzeuge seit 2020 im Einsatz. – Erweiterung der Flotte auf rund 160 H2-Busse bis 2025.
KRUPP TK Steel	Die Stahlunternehmen thyssenkrupp Steel, HKM und der Rottdamer Hafen untersuchen gemeinsam den Aufbau internationaler Lieferketten für Wasserstoff. Thyssenkrupp Steel und HKM werden in Zukunft große und steigende Mengen an Wasserstoff benötigen, um Stahl zu produzieren.	<ul style="list-style-type: none"> – Die Partner werden die Möglichkeiten des Wasserstoffimports über Rotterdam sowie einen möglichen Pipelinekorridor zwischen Rotterdam und den Stahlstandorten in Duisburg prüfen. – bp und thyssenkrupp Steel haben eine Absichtserklärung (MoU) unterzeichnet, um die Umstellung der Stahlherstellung auf erneuerbare Energien und kohlenstoffarmen Wasserstoff voranzutreiben. – thyssenkrupp Steel will bis 2045 auf klimaneutrale Stahlproduktion umstellen.
Shell Elektrolyse Anlage in Köln	REFHYNE hat das Ziel, Europas größten PEM-Wasserstoff-Elektrolyseur zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zu errichten. Projektpartner sind: Shell, ITM Power, Sphera und Element Energy.	<ul style="list-style-type: none"> – Leistung 10 MW (bis zu 1.300 t Wasserstoff pro Jahr). – Gefördert von EU Fuels Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). – Neben der 100-MW-Elektrolyse REFHYNE II ist eine Bio-PTL-Anlage geplant.
BP-Raffinerie in Lingen	Der britische Energiekonzern BP will an seiner Raffinerie in Lingen im Emsland eine Elektrolyse-Anlage zur Produktion von Wasserstoff errichten.	<ul style="list-style-type: none"> – Betriebsstart mit 50 MW in 2024 (1 t H2 pro Stunde). – Strom aus Offshore-Windparks in der Nordsee, betrieben von Ørsted. – Wasserstoff zur Herstellung von Kraftstoffen in der Raffinerie. – Phase 2: 150 MW Leistung. – Die Herstellung synthetischer Kraftstoffe z. B. für die Luftfahrt, könnte in einem weiteren Projektschritt mit einer Elektrolyse-Kapazitäten > 500 MW umgesetzt werden.
Wasserstoff-Pipeline von Lingen nach Gelsenkirchen	Zwischen dem Emsland und dem Ruhrgebiet soll eine Wasserstoff-Pipeline unter dem Projektnamen GET H2 Nukleus entstehen.	<ul style="list-style-type: none"> – 130 km lange Leitung zwischen Lingen und Gelsenkirchen zur Versorgung von Industrieunternehmen in Niedersachsen und NRW mit grünem Wasserstoff. – Freier Zugang für jeden Erzeuger, Händler und Verbraucher (wie beim Strom- und Gasnetz). – Partner: BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE. – 100 MW Elektrolyseur in Lingen.

3.6.3 Vernetzung mit anderen Regionen am Beispiel von NRW

Die Zielsetzung, ab 2030 grünen Wasserstoff zu marktfähigen Preisen anbieten zu können, hat zu einer engen Zusammenarbeit der Industriezentren im Ruhrgebiet geführt. Die Erweiterung der Aktivitäten auf das gesamte „Hinterland“ – zunächst bis Baden-Württemberg – ist angestrebt und hat auf vielen Ebenen begonnen. Der Bedarf an elektrischem Strom für die Umstellung von Industrieprozessen bis 2030 stellt eine große Herausforderung dar. Allein die deutsche Stahlindustrie wird eine große Menge an Wasserstoff benötigen, um die eigene Produktion ökologischer zu gestalten. Daraus ergibt sich ein Importbedarf von 24 Mio. t Wasserstoff pro Jahr (wofür mehr als zweimal so viel Elektrizität erforderlich ist als aktuell in ganz Deutschland erzeugt wird).

Die Kraftstoffindustrie geht davon aus, dass im Jahr 2050 für die Herstellung von 32 Mio. t grünem Wasserstoff eine Strommenge benötigt wird, die der Hälfte des derzeitigen Elektrizitätsverbrauchs in der EU entspricht. Dies wird den Raffinerien ermöglichen, ihre Prozesse und Produkte durch die Herstellung biobasierter und gegebenenfalls synthetischer Brennstoffe weitgehend klimaneutral zu machen. Diese „Technologie-Wende“ stellt eine sehr große Herausforderung dar. Die Europäische Union, die Niederlande, der Hafen, dessen Kunden der Kraftstoff-, Stahl-, Chemie- und Logistikindustrie sowie Partner entlang des Rheins können Schritt für Schritt dazu beitragen, die Wasserstoffvision zum Erfolg zu führen. Die erzielten Fortschritte werden dabei trotz Herausforderungen immer sichtbarer.

Informationen aus dem Gespräch mit ThyssenKrupp TK Steel in Duisburg über die Wasserstoffnachfrage:

TK Steel hat nach zwei Jahren, in denen der Einsatz von Wasserstoff im Hochofen getestet wurde, sich zum Kauf einer sogenannten Direktreduktionsanlage (DRI) entschieden. Diese soll ab 2026 in Betrieb genommen werden.

Die Investitionskosten für eine DRI-Anlage betragen rund 3 Billionen Euro. TK Steel hat vier Hochofenanlagen. Geplant ist, dass die drei weiteren Hochofenanlagen auch durch die DRI-Technologie ersetzt werden sollen.

Wird angenommen, dass in Duisburg ab 2026 100 % Wasserstoff zur Reduktion von Eisenerz verwendet wird, ergibt sich eine Wasserstoffnachfrage von 65 m³ H₂/Tonne Stahl bei einer Produktion von 11 Millionen Tonnen Stahl pro Jahr.

3.7 Zusammenfassung

Der Rotterdamer Hafen, die hier und im Ausland tätigen Unternehmenscluster sowie die öffentlichen Agenturen und staatlichen Behörden sehen vor, dass sie gemeinsam technisch in der Lage sein werden, Europa bis 2030 mit mindestens 4,6 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr zu versorgen. Für den Im- und Export wird ein Großteil des Wasserstoffs in verschiedenen Formen wie Ammoniak, Methanol, LOHC oder Flüssigwasserstoff über Seeschiffe transportiert und anschließend verarbeitet oder weitertransportiert. Der Hafenbetrieb Rotterdam hat inzwischen Absichtserklärungen mit verschiedenen Ländern zum Aufbau von Wasserstoffketten. Brasilien und Chile sind möglicherweise die wettbewerbsfähigsten Länder. Für die Pipeline-Infrastruktur wurde ein öffentlich-privates Konsortium mit internationalen und deutschen Unternehmen in Form des Delta-Korridor-Projekts gegründet. Das Delta-Rhein-Korridor-Projekt umfasst ein Pipelinebündel, das zwischen dem Rotterdamer Hafen und der energie- und rohstoffintensiven Industrie in Deutschland und den Niederlanden verlegt wird.

Diese einzigartige, grenzüberschreitende Infrastruktur will es ermöglichen, Industriecluster in den Niederlanden und Deutschland mit importiertem und produziertem Wasserstoff aus Rotterdam und/oder Umgebung zu versorgen. Außerdem soll über eine CO₂-Leitung Zugang zu Kapazitäten zur Abscheidung und Speicherung oder Nutzung von CO₂ ermöglicht werden. Die CO₂-Pipeline könnte bei Bedarf später auch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden.

Im Rotterdamer Hafen werden sich neue Industrieunternehmen ansiedeln, darunter solche, die für neuartige Infrastrukturmaßnahmen erforderlich sind. Dazu gehört zum Beispiel die Wandlung der für den Wasserstoffimport erforderlichen Carriers, so dass der Weitertransport des Wasserstoffs in komprimierter Form per Bahn, Schiff, Truck oder Pipeline erfolgen kann. Verflüssigter Wasserstoff kommt aus dem Ausland an einem Terminal an und wird als Gas in komprimierter Form über eine Pipeline verteilt. Neben dem Wasserstofftransport von Rotterdam nach Deutschland über das Wasser (und die Schiene) besteht die niederländisch-deutsche Initiative zur Verbindung des Rotterdamer Hafens mit Deutschland über Transportpipelines. Darüber hinaus sind – in Übereinstimmung mit dem Rhein-Alpen-Korridor, der multimodale Verbindungen von Rotterdam/Antwerpen nach Genua ermöglicht – Kettenverbindungen für den Schwerlastverkehr (Projekt HyTrucks: 2025 mindestens 1.000 mit Wasserstoff betriebene Lkw) und die Binnenschifffahrt (Projekt Rh2ine, eine von der EU finanzierte Studie über die Binnenschifffahrt mit Wasserstoff) vorgesehen. Komprimierter Wasserstoff kann in großem Umfang über Pipelines nach Stuttgart transportiert werden. Eine weitere Option für den Transport von flüssigem oder komprimiertem Wasserstoff in kleineren Mengen könnte der Transport über den Rhein sein. Bisher liegt der Fokus bestehender Projekte allerdings auf den Antrieb von Schiffen mit Wasserstoff. Bisher hat kein Unternehmen Interesse bekundet, Wasserstoff über den Rhein zu transportieren. Aus Rotterdam oder Nordrhein-Westfalen kann verflüssigter Wasserstoff per Lkw nach Stuttgart transportiert werden.

4 Technologiebeschreibung und Bewertung der Umsetzbarkeit möglicher Wasserstoffbereitstellungsketten für die Region Stuttgart

Im Folgenden werden nun die unterschiedlichen Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung für die Region Stuttgart beschrieben. Dazu werden zuerst die unterschiedlichen Wasserstofftransportmedien (flüssiger Wasserstoff, gasförmiger Wasserstoff und Ammoniak) beschrieben und anschließend die unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Transportmodi (Binnenschifffahrt, Güterzug, Lkw). Andere Wasserstoffträgermedien wie LOHC oder Methanol werden an dieser Stelle auf Grund der Ergebnisse von Kapitel 3 nicht näher betrachtet. Um die Bereitstellungskette bis zu möglichen Endkunden darzustellen, werden abschließend der Umschlag am Stuttgarter Hafen sowie anhand dreier Beispiele die Feinverteilung in der Region näher beleuchtet.

4.1 Wasserstofftransportmedien

Wie aus Arbeitspaket 1 herausgearbeitet wurde, wird aufgrund wirtschaftlicher Aspekte der Einsatz von Ammoniak gegenüber LOHC als Wasserstoffträgermedium präferiert. Im Folgenden werden Angaben über die Effizienzen entlang der Bereitstellungsketten sowie Informationen über den Anwendungsbereich und den technischen Reifegrad der einzelnen Wasserstofftransportmedien näher beleuchtet.

4.1.1 Flüssigwasserstoff (LH2)

Grundlegende Informationen

Flüssiger Wasserstoff wird in speziellen Isolationstanks bei -253°C transportiert. Durch die Verflüssigung wird das Volumen des Wasserstoffes erheblich reduziert ($\sim 71 \text{ g}_{\text{H}_2}/\text{l}$), jedoch ist die Verflüssigung ein aufwändiger und energieintensiver Prozess. Nach der Verflüssigung wird der Wasserstoff im Speicherbehälter nicht aktiv gekühlt, was zu einem Anstieg der Temperatur führt, wodurch der Wasserstoff von der flüssigen in die gasförmige Phase wechselt. Dieser Phasenübergang führt zu einer Druckerhöhung im Speicherbehälter, was eine geregelte Entlüftung erfordert und als sogenannter Boil-off-Verlust bezeichnet wird. Die Infrastruktur für den Transport von LH2 befindet sich aktuell noch in der Entwicklungsphase und steht lediglich in Form von Prototypen zur Verfügung. Die Bereitstellungskette von LH2 ist in Abbildung 16 vereinfacht dargestellt.

Abbildung 16: Schematische Darstellung der LH2 Bereitstellungskette



Effizienz

Für die energieintensive Verflüssigung von Wasserstoff werden ~ 9 kWh pro kg Wasserstoff benötigt. Ein weiterer Effizienzverlust tritt durch die Boil-off-Verluste auf, diese liegen zwischen 0,03 und 1 % pro Tag. Der Boil-off-Verlust wird maßgeblich durch die Tankgröße bestimmt, wobei der prozentuale Verlust bei kleinen Behältern durch das schlechtere Verhältnis aus Oberfläche und Volumen größer ist. Jedoch wird bereits an Konzepten gearbeitet, die Boil-off-Verluste direkt zu nutzen, für z. B. den Antrieb des Transportschiffes oder den Lkw (A. Alekseev et al., 2023).

Anwendung

Prinzipiell ist der flüssige Wasserstoff direkt in jeder Applikation einsetzbar. Sowohl in flüssiger als auch nach Verdampfung in gasförmiger Form. Dabei ist die sehr hohe Reinheit des Flüssigwasserstoffs von Vorteil, da es keiner zusätzlichen Reinigung wie z. B. bei LOHC, NH₃ bedarf.

Technologischer Reifegrad

Im Moment gibt es noch keine Importinfrastruktur für flüssigen Wasserstoff in Europa. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, die Infrastruktur für den Flüssiggasimport umzurüsten, jedoch ist dies mit hohem Aufwand verbunden. Wasserstoff-Verflüssigungsanlagen stehen zurzeit noch in relativ kleinem Maßstab zur Verfügung, hier gilt es die Kapazitäten zu vergrößern. Der Transport von Flüssigwasserstoff per Lkw wird momentan bereits durchgeführt (Frithjof Staiß, et al., 2022).

4.1.2 Gasförmiger Wasserstoff (GH₂)

Grundlegende Informationen

Im Vergleich zu LH₂ und Ammoniak besitzt gasförmiger Wasserstoff eine relativ niedrige Dichte. Bei atmosphärischem Druck beträgt diese ~ 0,09 g/l, durch Erhöhung des Druckes kann diese auf 21 g/l (300 bar) bzw. 32 g/l (500 bar) gesteigert werden. Für den Transport wird der Wasserstoff verdichtet und kann dann per Pipeline oder in Druckbehältern in unterschiedlichen Druckstufen transportiert werden. Im Folgenden wird von einem Transport des Wasserstoffes bei einem Druck von 500 bar ausgegangen, da dieser in der Endanwendung flexibler einsetzbar ist als bei einer geringeren Druckstufe.

Abbildung 17: Schematische Darstellung der Bereitstellungskette von gasförmigem Wasserstoff



Effizienz

Der größte Energiebedarf in der Transportkette von gasförmigem Wasserstoff besteht bei der Verdichtung des Wasserstoffes. Der Energiebedarf ist dabei abhängig vom gewünschten Ausgangsdruck (Ulf Bossel, Baldur Eliasson). Verluste bei der Speicherung und beim Transport von gasförmigem Wasserstoff sind vernachlässigbar klein. Durch die geringe Wasserstoffdichte ist der Transport in Containern oder Druckbehältern relativ ineffizient und benötigt viel Energie, verglichen mit der transportierten Menge an Wasserstoff (Frithjof Staiß, et al., 2022).

Anwendung

Wie beim flüssigen Wasserstoff ist gasförmiger Wasserstoff unmittelbar in jeder Wasserstoffanwendung einsetzbar. Ebenso besitzt der Wasserstoff eine relativ hohe Reinheit, zusätzliche Reinigungsprozesse können je nach Anwendung trotzdem nötig sein. Sollte der Wasserstoff als LH2 (z. B. in Lkws) eingesetzt werden, ist eine Verflüssigung unabdingbar.

Technologischer Reifegrad

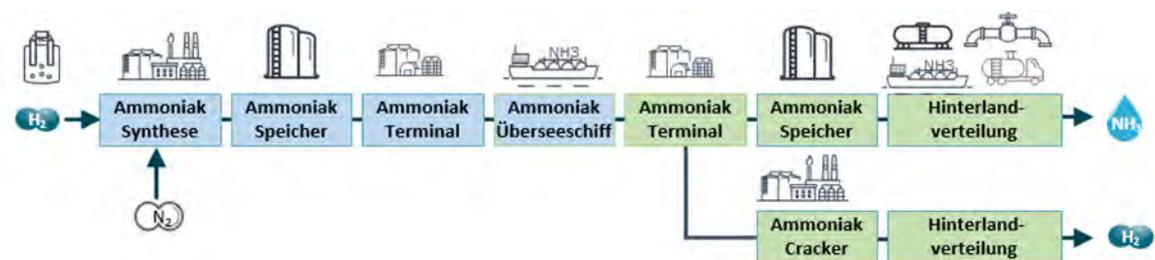
Zwar ist zurzeit keine Importstruktur für gasförmigen Wasserstoff in Europa vorhanden, jedoch besteht im Ruhgebiet bereits ein 230 km langes Pipelinenetz, wodurch schon eine langjährige Erfahrung mit gasförmigem Wasserstoff besteht. Eine Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes ist prinzipiell möglich, jedoch in seiner Komplexität umstritten. Druckbehälter stehen bereits in kleinerem Maßstab von verschiedenen Herstellern zur Verfügung. Auch der Transport von gasförmigem Wasserstoff per Lkw wird heutzutage bereits durchgeführt.

4.1.3 Ammoniak (NH₃)

Grundlegende Informationen

Ammoniak wird mittels des Haber-Bosch-Verfahrens synthetisiert und gehört zu den weltweit am häufigsten gehandelten Chemikalien, wodurch auf eine bestehende Infrastruktur für den Transport zurückgegriffen werden kann. Zudem besteht bereits ein umfassendes Regelwerk für den Transport und die Nutzung von Ammoniak. Der Transport des Ammoniaks erfolgt in flüssiger Form bei -33°C , dabei werden ca. 120 g H₂/l befördert, was einer höheren Wasserstoffdichte als in gasförmiger und flüssiger Form entspricht.

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Bereitstellungskette von Ammoniak



Effizienz

Sowohl die Synthese als auch das Cracken von Ammoniak zur Rückgewinnung von Wasserstoff sind mit einem erheblichen Energiebedarf verbunden. Die Synthese von Ammoniak hat einen relativ hohen Wirkungsgrad und benötigt $\sim 1,5 \text{ kWh/kg}_{\text{H}_2}$, für das Cracken ist ein deutlich höherer Energiebedarf ($\sim 7,5 \text{ kWh/kg}_{\text{H}_2}$) erforderlich, wodurch eine Rückwandlung den Wirkungsgrad der Bereitstellungskette stark beeinflusst (Frithjof Staiß, et al., 2022). Wie beim flüssigen Wasserstoff treten auch beim Transport von Ammoniak Verdunstungsverluste auf, diese sind jedoch im Vergleich geringer und liegen bei ca. 0,1%/Tag (DNV GL, 2020).

Anwendung

Ammoniak wird heute vor allem in der chemischen Industrie als Rohstoff verwendet. Darüber hinaus kann Ammoniak als Energieträger eingesetzt werden, z. B. zur Zusatzfeuerung in Kraftwerken oder als Treibstoff in der Schifffahrt. Aufgrund der hohen Toxizität ist eine breite Anwendung von Ammoniak im Energie- und Mobilitätssektor unwahrscheinlich.

Wird Wasserstoff aus Ammoniak zurückgewonnen, muss der Wasserstoff aufgereinigt werden, falls die Anwendung einen hohen Reinheitsgrad bedarf (z. B. Anwendung in Brennstoffzellen)

Technologischer Reifegrad

Für den Import des Ammoniaks besteht die nötige Infrastruktur bereits, zudem ist der Einsatz in der chemischen Industrie alltägliche Praxis. Sollte das Ammoniak auch im Energie- und Mobilitätssektor genutzt werden, bedarf es einer längeren Umsetzungsfrist, um die nötigen Anlagen zu errichten bzw. umzurüsten. Ammoniak Cracker sind derzeit ausschließlich in kleinen Anlagen vorhanden, hier müssen Anlagen im industriellen Maßstab entwickelt und errichtet werden (Frithjof Staiß, et al., 2022).

4.1.4 Zusammenfassung

In der Region Stuttgart gibt es aktuell keine konkrete Nachfrage/Abnehmer für Ammoniak, lediglich Abnehmer von Wasserstoff sind vorhanden. Sollte Ammoniak also nach Stuttgart transportiert werden, muss dieses noch in Wasserstoff umgewandelt werden. Dazu wird ein Ammoniak Cracker benötigt, diese Anlagen sind zum einen mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden und zum anderen noch in der Entwicklungsphase. So benötigt die Konversion von Ammoniak in Wasserstoff pro $\text{kg}_{\text{H}_2} \sim 7 \text{ kWh}$ Wärme, was ein erheblicher Kostentreiber darstellt, falls die Bereitstellung der Energie nicht durch Abwärme eines anderen Industrieprozesses erfolgt. Dadurch werden die Anlagen spätestens unwirtschaftlich, sobald die Pipelinebelieferung ($\sim 2030/32$) steht. Es ist also unwahrscheinlich, dass ein Ammoniak Cracker in Stuttgart für die Übergangszeit bis 2030/32 errichtet wird. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass kein Ammoniaktransport für die H₂-Bereitstellung von Rotterdam nach Stuttgart erfolgt. Im Weiteren wird daher lediglich der Transport von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff von Rotterdam nach Stuttgart betrachtet.

4.2 Transportmodus

Neben der Auswahl des Wasserstofftransportmediums ist die Wahl des Transportmodus entscheidend für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bis zu einer Pipelineversorgung. Daher werden in diesem Kapitel der Transport per Binnenschiff, Güterzug und Straße genauer beleuchtet. Dazu zählen grundlegende Informationen, wie der Transport mit den einzelnen Verkehrsmitteln durchgeführt wird, aber auch der Zeitaufwand und beim Transport auftretende Verluste und Energiebedarfe werden erläutert. In Tabelle 6 ist die aktuelle technische Reife der einzelnen Transportoptionen dargestellt.

Tabelle 6: Übersicht unterschiedlicher Transportmodi

	GH2	LH2
Schiff (Container)	Bislang nicht realisiert	Bislang nicht realisiert; technisch machbar, aus genehmigungsrechtlicher Sicht im Moment nicht erlaubt
Schiff (Tanker)	–	Bisher ist es unwahrscheinlich, dass bis 2030 Binnenschiffe als LH2 Tanker zur Verfügung stehen
Schiene (Container)	Vereinzelte Transporte	Bislang nicht realisiert; technisch machbar, aus genehmigungsrechtlicher Sicht im Moment nicht erlaubt
Straße (Container)	Stand der Technik	Stand der Technik

Im Folgenden werden für den Transport grundsätzlich 40 ft Container (FEU) verwendet, diese haben den großen Vorteil der Intermodalität³. Die Container sind sowohl für GH2 als auch für LH2 bereits vorhanden und haben ein Fassungsvermögen von ca. 1.100 kg (GH2 bei 500 bar) bzw. 4.000 kg (LH2) (A. Alekseev et al., 2023), (Wystrach, 2022). Die Container werden in Rotterdam bzw. Fredericia befüllt. Wie bereits erwähnt, kommt im Fall von Fredericia nur die Befüllung und der Transport von GH2 in Frage, da kein Verflüssiger vor Ort ist. Beim Transport ausgehend von Rotterdam kann jedoch flüssiger und gasförmiger Wasserstoff abgefüllt werden. Der gasförmige Wasserstoff kann dabei einerseits durch Verdampfen von flüssigem Wasserstoff entstehen, andererseits durch die Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak. Für die Umfüllung in die Container stehen jedoch Umfüllanlagen in größerem Maßstab zurzeit noch nicht zur Verfügung.

Neben dem Wasserstoffimport über Rotterdam wird auch der Transport von Wasserstoff von Fredericia in Dänemark als mögliche Wasserstoffquelle innerhalb Europas nach Stuttgart genauer beleuchtet. In Fredericia plant die Firma Everfuel im Zuge des HySynergy-Projektes in mehreren Stufen bis 2030 eine Elektrolyseurkapazität von 1 GW. Die erste Phase beinhaltet den Bau und Betrieb eines 20 MW Elektrolyseurs, der in 2023 in den Regelbetrieb übergehen soll. In erster Linie (~ 80 %) soll der dort produzierte Wasserstoff genutzt werden, um die benachbarte Raffinerie mit Wasserstoff zur Kraftstoffherstellung zu beliefern, darüber hinaus soll jedoch auch Wasserstoff für den Mobilitätssektor zur Verfügung stehen (Everfuel, 2023). Aufgrund des Umsetzungszeitraumes und Größe dieses Projektes ist Fredericia eine vielversprechende Quelle von Wasserstoff für die Region Stuttgart. Im Gegensatz zum Wasserstofftransport ausgehend von

³ Intermodaler Verkehr umfasst den Transport von Gütern in ein und derselben Ladeinheit oder demselben Straßenfahrzeug mit zwei oder mehreren Verkehrsträgern, wobei ein Wechsel der Ladeinheit, aber kein Umschlag der transportierten Güter selbst erfolgt.

Rotterdam wird der Transport per Binnenschiff aufgrund von fehlenden Wasserwegen nicht berücksichtigt. Auch der Transport per Zug ist zurzeit nach Aussage von Everfuel aufgrund von fehlenden Kapazitäten beim Schienenverkehr keine relevante Option. Somit wird ausschließlich der Transport von gasförmigem Wasserstoff per Lkw untersucht, da keine Verflüssigungsanlage in Fredericia geplant ist.

4.2.1 Transport per Binnenschiff

Grundlegende Informationen

In diesem Fall wird der Wasserstoff mittels Binnenschiffen über den Rhein und den Neckar nach Stuttgart transportiert. Der Transport findet in 40 ft-Containern (FEU) statt, wodurch eine Umfüllung vom Tankschiff in Rotterdam notwendig ist.

Das Binnenschiff bewegt sich auf dem Rhein mit einer Geschwindigkeit von ca. 9 km/h vorwärts (Bergfahrt), bei der Rückfahrt beträgt die Geschwindigkeit etwa 18 km/h (Talfahrt). Auf dem Neckar beträgt die Geschwindigkeit in beide Richtungen 11 km/h. Prinzipiell dürfen Binnenschiffe auch nachts fahren, jedoch ist es üblich, dass die Binnenschiffe nur tagsüber verkehren und nachts in Häfen ankern (Mierka, 2009). Dadurch kann eine tägliche Betriebszeit von 14 h angenommen werden. Der Neckar ist ein Fluss der Klasse V, was bedeutet, dass die für den Transport in Frage kommenden Schiffe zwischen 1.500 und 3.000 Tonnen laden dürfen, was ca. 100 FEU entspricht. Im Hafen werden die Container per Containerbrücke entladen und vor Ort gelagert, um in die H₂-GeNeSiS-Pipeline eingespeist oder zum Endkunden transportiert zu werden. Eine Containerbrücke entlädt ~ 25 Container pro Stunde.

Zeitaufwand

Durch die geringe Geschwindigkeit von Binnenschiffen beträgt die Umlaufzeit eines Binnenschiffes von Rotterdam nach Stuttgart und wieder zurück nach Rotterdam ~ 11 Tage. Insgesamt werden 780 km zwischen Rotterdam und Stuttgart zurückgelegt.

Verluste

Verluste entlang der Bereitstellungskette fallen bei der Befüllung der Container und während des Transportes an. Die Befüllung der GH₂-Container kann dabei sowohl mit flüssigem und gasförmigem Wasserstoff realisiert werden, je nach Option ergeben sich dabei unterschiedliche Verluste (M. Reuß et al., 2017). Beim Transport von GH₂ werden Verluste während des Transportes vernachlässigt, für LH₂ betragen die Boil-off-Verluste 0,3 % pro Tag. Mit einer Transportzeit von ~ 6 Tagen von Rotterdam nach Stuttgart ergibt sich folglich ein Verlust von 1,8 %. Damit ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Verluste entlang der Transportkette in % dargestellt für den Transport von GH₂ und LH₂:

Tabelle 7: Verluste entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Binnenschiff in %

	GH₂ (500 bar)	LH₂
Befüllung der Container aus LH ₂	Verdampfung: 0,1 %	0,1 %
Befüllung der Container aus GH ₂	Kompression: 1 %	–
Transport per Schiff	0	1,8 % (0,3 %/Tag)
Summe	0,1 % – 1 %	1,6 %

Energieaufwand

Für die Befüllung der Container, den Transport und das Verladen der Container ist zusätzliche Energie erforderlich. Die Befüllung der GH₂-Container benötigt dabei, je nachdem ob diese aus LH₂ (Verdampfung) oder GH₂ (Kompression) befüllt werden, unterschiedliche Mengen Energie (M. Reuß et al., 2017). Für den Transport per Binnenschiff wird dabei von einem mittleren Verbrauch von 9,8 kg Diesel/km ausgegangen (Dr. Michael Spielmann et al., 2010). Ein Hub mit einer Containerbrücke benötigt 2,5 kWh, während eines Rundlaufes wird ein einzelner Container viermal mit einer Containerbrücke bewegt (V. Papaioannou et al., 2017). Damit ergeben sich folgende in Tabelle 8 dargestellten Energiebedarfe in kWh pro kg Wasserstoff:

Tabelle 8: Energiebedarf entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Binnenschiff in kWh/kgH₂

	GH₂ (500 bar)	LH₂
Befüllung der Container aus LH ₂	Verdampfung: 0,6	0,1
Befüllung der Container aus GH ₂	Kompression: 2,4 (30 auf 500 bar)	–
Transport per Schiff	1,66	0,46
Auf- und Abladen der Container	0,009	0,003
Summe	2,27 – 4,07	0,56

4.2.2 Transport per Güterzug

Der Transport findet in 40 ft-Containern (FEU) statt, wobei prinzipiell auch der Transport in Tankwagen möglich wäre, dies aber aufgrund der nicht vorhandenen Intermodalität der Tankwagen in dieser Studie nicht weiter berücksichtigt wird. Da nicht alle Wasserstoffverbraucher über einen Gleisanschluss verfügen und deshalb eine Feinverteilung per Lkw erforderlich ist.

Der in Rotterdam angelieferte Wasserstoff wird nach der Umfüllung in Container mittels Güterzugs weiter nach Stuttgart transportiert. Dafür stehen zwei unterschiedliche Lieferkonzepte zur Verfügung, zum einen als Ganzzug, was bedeutet, dass der Zug vom Start bis zum Zielbahnhof in derselben Einheit unterwegs ist. In diesem Fall sind Zwischenhalte nur aus organisatorischen oder betrieblichen Gründen vorhergesehen. Zum anderen kann das Einzelwagensystem verwendet werden, in diesem Fall werden die Güter gemeinsam mit Wagen anderer Kunden transportiert und als Züge gebündelt und bis zu einem Rangierbahnhof gebracht. In den Rangierbahnhöfen werden die Wagen erneut umsortiert, dies geschieht so lange, bis der Wagen am Bestimmungsbahnhof angekommen ist. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass der Transport per Ganzzug schneller ist, da weniger bzw. im Idealfall keine Zwischenstopps gemacht werden müssen, jedoch ist der Transport als Ganzzug erst ab größeren Mengen wirtschaftlich (DB Energie GmbH, 2020).

Für den Transport werden Flachwagen benutzt, welche zwei FEU fassen können. Bedingt durch die Gleislänge am Stuttgarter Hafen können im Moment lediglich 13 dieser Flachwagen für den Transport verwendet werden, wodurch also maximal 26 FEU-Container per Zug transportiert werden können. Der Stuttgarter Hafen plant jedoch zurzeit eine Erweiterung der Gleisanlagen,

wodurch in Zukunft auch Züge mit bis zu 740 m Länge umgeschlagen werden können. Jedoch besteht noch kein konkreter Zeitplan für dieses Vorhaben.

Im Hafen werden die Container per Containerbrücke entladen und vor Ort gelagert, um in die H2-GeNeSiS Pipeline eingespeist oder zum Endkunden transportiert zu werden. Analog zum Binnenschiff werden stündlich 25 Container entladen.

Zeitaufwand

Für die Berechnung des Zeitaufwandes für den Transport per Güterzügen wird keine gleichmäßige Durchschnittsgeschwindigkeit angenommen, bedingt durch die Stopps, die ein Güterzug in der Regel einlegt. Aus diesem Grund wurde zur Bestimmung der Umlaufzeit eine Recherche bei dbcargo durchgeführt. Diese ergab eine Umlaufzeit für die 610 km von Rotterdam nach Stuttgart und zurück von ca. 5 Tagen.

Verluste

Verluste entlang der Bereitstellungskette fallen bei der Befüllung der Container und während des Transportes an. Für die Befüllung der GH2-Container stehen dabei erneut zwei Optionen zur Verfügung, die unterschiedlich hohe Verluste mit sich bringen. Verluste während des Transportes von GH2 werden vernachlässigt, für LH2 betragen die Verluste bei einer einfachen Transportzeit von Rotterdam nach Stuttgart von 2 Tagen ~ 0,6 %. Damit ergeben sich die in Tabelle 9 dargestellten Verluste in %:

Tabelle 9: Verluste entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Güterzug in %

	GH2 (500 bar)	LH2
Befüllung der Container aus LH2	Verdampfung: 0,1 %	0,1 %
Befüllung der Container aus GH2	Kompression: 1 %	–
Transport per Güterzug von Rotterdam	0	0,6 % (0,3 %/Tag)
Summe	0,1 % – 1 %	0,7 %

Energieaufwand

Für die Befüllung der Container, den Transport und das Auf- und Abladen der Container ist zusätzliche Energie erforderlich. Die Befüllung der GH2-Container kann dabei aus LH2 oder GH2 erfolgen, was unterschiedliche Mengen an Energie bedarf. Für den Transport per Güterzug wird dabei von einem Verbrauch von 33,4 kWh/km ausgegangen (Dr. Michael Spielmann et al., 2010). Ein Hub mit einer Containerbrücke benötigt 2,5 kWh, während eines Rundlaufes wird ein einzelner Container viermal mit einer Containerbrücke bewegt. In sind die Energiebedarfe in kWh pro kg Wasserstoff dargestellt:

Tabelle 10: Energiebedarf entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Güterzug in kWh/kgH₂

	GH2 (500 bar)	LH2
Befüllung der Container aus LH2	Verdampfung: 0,6	0,1
Befüllung der Container aus GH2	Kompression: 2,4 (30 auf 500 bar)	-
Transport per Güterzug Rotterdam	1,43	0,39
Auf- und Abladen der Container	0,009	0,003
Summe	2,04 – 3,84	0,49

4.2.3 Transport per Lkw

Der Wasserstoff wird in flüssiger oder gasförmiger Form in Container abgefüllt und auf Lkws geladen. Jeder Lkw kann einen Container laden. Die Durchschnittsgeschwindigkeit von Lkws wird mit 65 km/h angenommen. Bedingt durch die Pausenzeiten eines Lkw-Fahrers wird von einer maximalen täglichen Fahrtzeit von 9 Stunden ausgegangen, außerdem findet kein Transport sonntags statt. Am Stuttgarter Hafen wird der ankommende volle FEU-Container gegen einen leeren Container ausgetauscht und der Lkw begibt sich wieder auf den Weg zurück nach Rotterdam, wo der Zyklus von Neuem beginnt. Im Hafen werden die Container per Reachstacker entladen und vor Ort gelagert, um in die H₂-GeNeSiS Pipeline eingespeist zu werden. Alternativ können die Lkw den Wasserstoff direkt zum Endkunden (z. B. H₂-Tankstelle) transportieren.

Zeitaufwand

Der Transport per Lkw ist der schnellste, so benötigt ein Lkw ca. 3 Tage für einen Umlauf zwischen Rotterdam und Stuttgart (640 km). Für die Strecke zwischen Fredericia und Stuttgart werden 4 Tage in Anspruch genommen (930 km).

Verluste

Verluste während der Bereitstellungskette fallen bei der Befüllung der Container und während des Transportes an. Bei der Abfüllung der GH₂-Container wird unterschieden, ob diese mit verdampftem LH₂ oder komprimiertem GH₂ befüllt werden. Dies führt zu unterschiedlich hohen Verlusten. Beim Transport von GH₂ werden Verluste während des Transportes vernachlässigt, für LH₂ betragen die Verluste 0,3 % pro Tag. Da der Transport von Rotterdam 1,5 Tage benötigt, ergibt sich somit ein Verlust von 0,45 %. Damit ergeben sich die in dargestellten Verluste in %:

Tabelle 11: Verluste entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Lkw in %

	GH2 (500 bar)	LH2
Befüllung der Container aus LH2	Verdampfung: 0,1 %	0,1 %
Befüllung der Container aus GH2	Kompression: 1 %	-
Transport per Lkw von Rotterdam	0	0,45 % (0,3 %/Tag)
Transport per Lkw von Fredericia	0	Kein Transport von LH2 von Fredericia
Summe	0,1 % – 1 %	Rotterdam: 0,55 %

Energieaufwand

Für die Befüllung der Container, den Transport und das Auf- und Abladen der Container ist zusätzliche Energie erforderlich. Bei der Abfüllung der GH2-Container wird unterschieden, ob diese mit verdampftem LH2 oder komprimiertem GH2 befüllt werden, dies führt zu unterschiedlich hohen Energiebedarfen bei der Abfüllung. Für den Transport per Lkw wird ein dieselbetriebenes Fahrzeug mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 30 l Diesel/100 km verwendet. Der Container wird während eines Rundlaufes 4-mal gewechselt, pro Hub werden analog zum Binnenschiff und Güterzug 2,5 kWh Energie benötigt. In Tabelle 12 sind die Energiebedarfe in kWh pro kg Wasserstoff dargestellt.

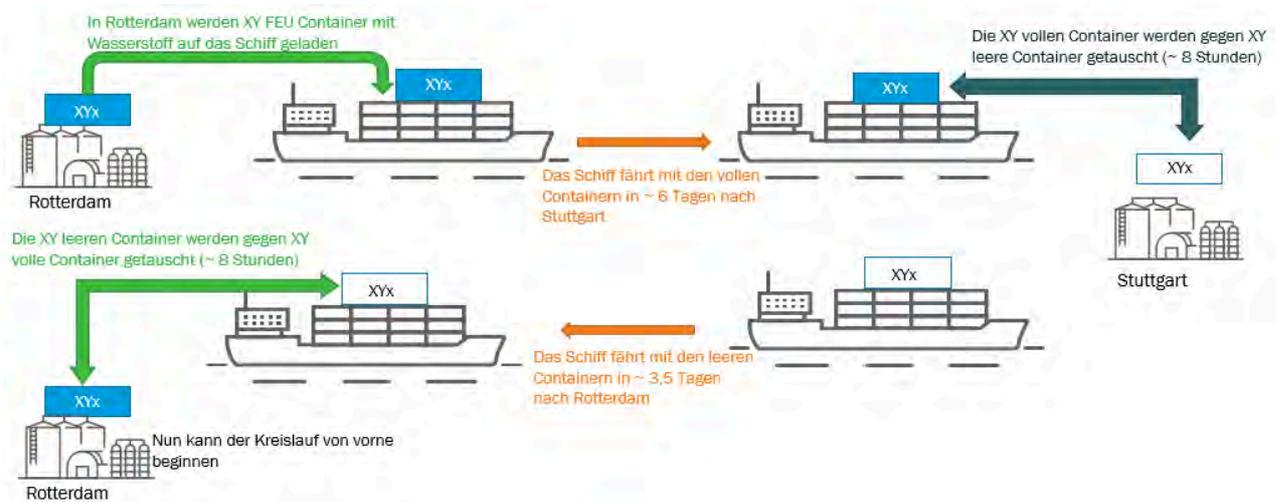
Tabelle 12: Energiebedarf entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Lkw in kWh pro kg Wasserstoff

	GH2 (500 bar)	LH2
Befüllung der Container aus LH2	Verdampfung: 0,6	0,1
Befüllung der Container aus GH2	Kompression: 2,4 (30 auf 500 bar)	–
Transport per Lkw Rotterdam	3,47	0,95
Transport per Lkw Fredericia	5,06	Kein Transport von LH2 von Fredericia
Auf- und Abladen der Container	0,009	0,003
Summe	Rotterdam: 4,08 – 5,88 Fredericia: 5,67 – 7,47	Rotterdam: 1,05

4.2.4 Anzahl benötigter Container

Um ein funktionierendes Liefersystem zu ermöglichen und Standzeiten der Transportmittel zu vermeiden, bedarf es genügend Container. Die Anzahl benötigter Container ist dabei für jedes Transportmittel unterschiedlich. Für die Bestimmung der Anzahl benötigter Container wird davon ausgegangen, dass täglich genügend Wasserstoff angeliefert wird, um den Bedarf zu decken. Im Fall vom Transport per Binnenschiff und Zug wird davon ausgegangen, dass täglich ein Schiff bzw. Zug den Wasserstoff am Stuttgarter Hafen umschlägt. In Abbildung 19 ist dargestellt, wie ein Rundlauf eines Binnenschiffes zwischen Rotterdam und Stuttgart exemplarisch aussehen kann.

Abbildung 19: Exemplarischer Umlauf eines Binnenschiffes zwischen Rotterdam und Stuttgart



Die Anzahl benötigter Container lässt sich mit den vorhin beschriebenen Annahmen folgendermaßen berechnen.

$$\text{Anzahl Container} = XY \frac{\text{Container}}{\text{Schiff}} * 11 \text{ Schiffe} + 2 \text{ Häfen} * XY \text{ Container}$$

Die Anzahl „XY Container“ enthält die täglich benötigte Wasserstoffmenge. Die Anzahl der Schiffe, die benötigt werden, um eine tägliche Anlieferung zu ermöglichen, kann mit Hilfe der Umlaufzeit bestimmt werden. Im Falle des Schiffes beträgt diese 11 Tage zwischen Rotterdam und Stuttgart, aus diesem Grund sind für eine tägliche Belieferung 11 unterschiedliche Schiffe für den Wasserstofftransport nötig. Für den Zug kann zur Bestimmung der Containerzahl das gleiche Vorgehen verwendet werden, jedoch muss beachtet werden, dass die Anzahl der benötigten Züge aufgrund der Umlaufzeit von 5 Tagen lediglich 5 Züge beträgt.

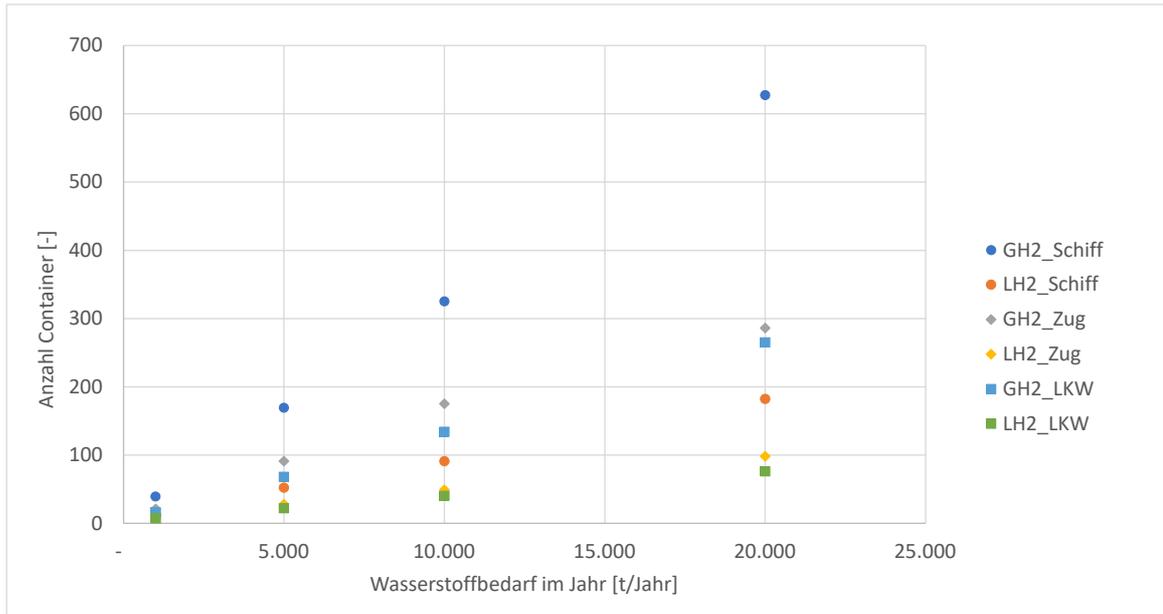
Bei der Anlieferung per Lkw wird zur Bestimmung der Anzahl Container anders vorgegangen, da pro Lkw nur ein Container transportiert werden kann. Auch hier wird jeden Tag der tägliche Wasserstoffbedarf angeliefert, die Anzahl dafür benötigter Lkw stellt dabei die Grundmenge an benötigten Lkw dar. Diese Anzahl wird mit einem Aufschlag von 50 % versehen, damit der Wechsel von leerem und vollem Container in den Häfen gewährleistet werden kann. Zusätzlich wird noch je ein Leercontainer für die beiden Häfen addiert. Die Berechnung ist in folgender Formel zusammengefasst.

$$\text{Anzahl Container} = \text{Anzahl benötigter Lkw} * 1,5 + 2 \text{ Häfen} * 1 \text{ Container}$$

Die Anzahl der benötigten Container nach Transportmodus und Transportmedium sind in Abbildung 20 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Anzahl benötigter Container stark von der gewählten Transportoption abhängt.

Prinzipiell lässt sich sagen, dass der Containerbedarf bei GH2 höher ist als bei LH2. Des Weiteren steigt der Bedarf an Containern mit der Umlaufzeit des Transportmittels an. Die Anzahl der Container hat insbesondere einen Einfluss auf die wirtschaftliche Analyse der Wasserstoffbereitstellung (Kapitel 6).

Abbildung 20: Anzahl benötigter Container nach Bedarf und Transportoption für den Transport zwischen Stuttgart und Rotterdam



4.2.5 Zusammenfassung

Die wichtigsten Parameter der einzelnen Transportmodi sind in Tabelle 13: zusammengefasst. Die Zuglänge kann in Zukunft voraussichtlich steigen, da am Hafen Stuttgart neue Flächen zum Güterumschlag erschlossen werden sollen, so sollen auch Züge mit einer Länge von 740 m in Stuttgart umgeschlagen werden können.

Tabelle 13: Übersicht über die wichtigsten Parameter der einzelnen Transportmodi

	Binnenschiff	Güterzug	Lkw
Transportdistanz	780 km (Rotterdam)	610 km (Rotterdam)	640 km (Rotterdam) 930 km (Fredericia)
Max. Transportkapazität	~ 100 FEU	26 FEU	1 FEU
Max. Umschlagdauer	8 Stunden	4 Stunden	0,5 Stunden
Dauer pro Rundlauf	~ 11 Tage (Rotterdam)	~ 5 Tage (Rotterdam)	~ 3 Tage (Rotterdam) ~ 4 Tage (Fredericia)
Geschwindigkeit des Transportmittels	Talfahrt: 18 km/h Bergfahrt: 9 km/h Kanalfahrt: 11 km/h	Recherche bei DB-Cargo zur Ermittlung der Dauer eines Rundlaufes	~ 65 km/h Durchschnittsgeschwindigkeit
Zusatzinfo	Es wird 14 Stunden pro Tag gefahren	Die Länge des Zuges ist aufgrund der Gleislänge in Stuttgart begrenzt	Sonn- und feiertags wird nichtgefahren.

4.3 Umschlag am Hafen Stuttgart und Feinverteilung in der Region Stuttgart

Der Hafen Stuttgart dient aufgrund des Vorhandenseins eines Tri-modalen Umschlagpunktes für Schiene, Schiff und Straße als zentraler Umschlagpunkt für die Region Stuttgart. Darüber hinaus kann der Wasserstoff am Hafen Stuttgart direkt in die H₂-GeNeSiS-Pipeline eingespeist werden. Im Folgenden soll nun ein kurzer Überblick über den Hafen Stuttgart und den Umschlagsvorgang am Hafen Stuttgart gegeben und zusätzlich die abschließende Feinverteilung anhand dreier Fallbeispiele in der Region Stuttgart aufgezeigt werden.

4.3.1 Umschlag am Hafen Stuttgart

Vorhandene Umschlagkapazitäten

Der Hafen Stuttgart gibt an, dass 2020 wasserseitig 11.850 Containern und landseitigen 16.909 Container umgeschlagen wurden (Hafen Stuttgart, 2022). Je nach Wasserstoffbedarf in der Region und die Form des transportierten Wasserstoffes (flüssig, gasförmig) wird es nötig sein, die Umschlagskapazitäten am Hafen Stuttgart deutlich zu steigern. In Tabelle 14 und Tabelle 15 ist die Anzahl an Containern, die je nach Wasserstoffbedarf zusätzlich am Hafen Stuttgart umgeschlagen werden müssen, dargestellt. Darüber hinaus wird die prozentuale Kapazitätssteigerung je nach Transportmittel (Binnenschiff/Güterzug) zum Jahr 2020 angegeben.

Tabelle 14: Umschlagkapazitäten am Hafen Stuttgart und Kapazitätssteigerung bei Transport von gasförmigem Wasserstoff

Jährlicher Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart [tH₂/Jahr]	Anzahl zusätzlicher GH₂ Container [-]	Kapazitätssteigerung bei Wasserstofftransport per Binnenschiff	Kapazitätssteigerung bei Wasserstofftransport per Güterzug
1.000	910	8 %	5 %
5.000	4.546	38 %	27 %
10.000	9.091	77 %	54 %
20.000	18.182	153 %	108 %

Tabelle 15: Umschlagkapazitäten am Hafen Stuttgart und Kapazitätssteigerung bei Transport von flüssigem Wasserstoff

Jährlicher Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart [tH₂/Jahr]	Anzahl zusätzlicher LH₂ Container [-]	Kapazitätssteigerung bei Wasserstofftransport per Binnenschiff	Kapazitätssteigerung bei Wasserstofftransport per Güterzug
1.000	250	2 %	1 %
5.000	1.250	11 %	7 %
10.000	2.500	21 %	15 %
20.000	5.000	42 %	30 %

Übersicht über das Hafengelände

In Abbildung 21 sind die relevanten Bereiche für den Umschlag des Wasserstoffes am Hafen Stuttgart dargestellt inklusive des ungefähren Verlaufes der H₂ GeNeSiS-Pipeline.

Abbildung 21: Übersicht Hafen Stuttgart mit relevanten Bereichen für den Umschlag (Google Earth, Eigene Darstellung)



Für den Güterverkehr per Schiff und Bahn sind bereits Kranbereiche für die Umladung der Container vorhanden. Zusätzlich gibt es einen Abstellbereich für Container, an dem der Wasserstoff zwischengelagert werden kann. Mit dem Makadamwerk und dem SVG-Autohof sind bereits zwei möglich Abnehmer des Wasserstoffes in unmittelbarer Nähe. Die *Unitank* als Logistikunternehmen von Ölprodukten ist schon heute für den Umschlag von Energieträgern wie Benzin, Diesel und Heizöl zuständig. Diese werden zurzeit vor allem per Binnentanker und Kesselwagen angeliefert und am Hafen gelagert.

Insgesamt verfügt die Unitank über eine Kapazität von 54.000 m³ Speicherkapazität am Hafen. Ein Wasserstoffspeicher am Hafen ist voraussichtlich vonnöten, um die Versorgung von Wasserstoff zu gewährleisten. Für die Auslegung des Speichers wird der fünffache durchschnittliche tägliche Wasserstoffbedarf der Region bei einem Gesamtjahresbedarf von 20 kt angenommen, dies entspricht ~ 275 t Wasserstoff. Je nachdem, in welcher Form der Wasserstoff gespeichert wird, werden dafür unterschiedliche Speichervolumina benötigt. Im Fall von LH₂ muss der Speicher dafür ~ 3.900 m³ fassen, bei GH₂ und einem Speicherdruck von 100 bar muss der Speicher ~ 33.000 m³ fassen. Diese Speichergröße entspricht mehr als 60 % der jetzigen Kapazität der Unitank, was zu einer starken Umstrukturierung des Hafengeländes führen würde.

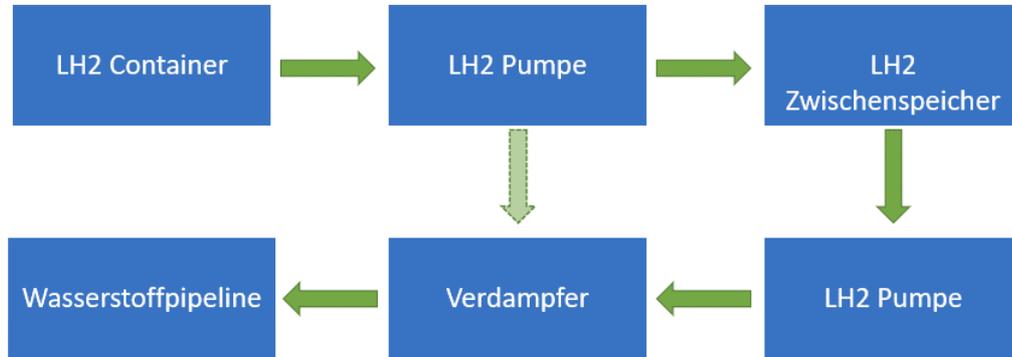
4.3.2 Einspeisung von LH₂ in die Wasserstoffpipeline

Im Folgenden wird die Einspeisung in die H₂-GeNeSiS-Pipeline aus LH₂ genauer beleuchtet. Für die Einspeisung sind verschiedene Zwischenschritte und Komponenten erforderlich, die mit Kosten und Energiebedarfen verknüpft sind

Wird der Wasserstoff flüssig in Containern angeliefert, dann wird der Container mittels einer LH₂ Pumpe in einen Zwischenspeicher entleert, dieser Vorgang nimmt ~ 1,5 h in Anspruch (A. Alekseev et. al. 2021). Der Zwischenspeicher wird je nach Bedarf erneut mit einer LH₂-Pumpe entleert und in einen Verdampfer geleitet. Dort wechselt der Wasserstoff seinen Aggregatzustand von flüssig zu gasförmig und kann anschließend in die Pipeline eingespeist werden. Der Ausgangsdruck des Verdampfers entspricht dann dem Arbeitsdruck der Pipeline. Im Fall der H₂ GeNeSiS-Pipeline beträgt dieser 100 bar. Ein zusätzlicher Verdichter ist in diesem Fall nicht nötig.

Alternativ kann der Wasserstoff auch ohne Zwischenspeicher direkt aus dem Container in den Verdampfer gepumpt und anschließend der Pipeline zugeführt werden. Beide Alternativen sind schematisch in Abbildung 22 dargestellt.

Abbildung 22: Schematische Darstellung der Einspeisung in die H2-GeNeSiS-Pipeline



Während der Einspeisung in die Pipeline treten Verluste auf, zudem wird für das Pumpen und Verdampfen zusätzliche Energie benötigt. Neben den Verlusten und Energiebedarfen entstehen noch zusätzliche Kosten für den Betrieb und die Anschaffung der Anlagen. Verluste, Energieverbräuche und anfallende Kosten sind in Tabelle 16 dargestellt und beziehen sich im Fall der LH2-Pumpe auf eine Pumpe (M. Reuß et al., 2017).

Tabelle 16: Verluste und Energiebedarfe bei der Einspeisung von LH2 in die H2-GeNeSiS-Pipeline

Komponente	Energiebedarf [kWh/kgH ₂]	Verluste [%]	Kosten [€/kgH ₂]
LH2 Pumpe	0,1	0,1 %	0,03
LH2 Speicher	–	0,3 %/Tag	0,04
Verdampfer	0,6	0,1 %	0,09

4.3.3 Belieferung einer Wasserstofftankstelle

In diesem Szenario wurde die geplante Wasserstofftankstelle auf dem Betriebsgelände der Daimler AG in Nabern gewählt. Die Tankstelle soll per Flüssigwasserstoff beliefert werden. Vor Ort wird der Wasserstoff verdampft und dann in Pufferspeichern bei einem Druck von 700 bar gespeichert. Die Belieferung des Wasserstoffes erfolgt per Lkw, dabei werden vom Hafen nach Nabern 33 km zurückgelegt. Alternativ zu der Belieferung vom Hafen Stuttgart ausgehend, ist eine direkte Belieferung aus Rotterdam bzw. Fredericia per Lkw realistisch. In Tabelle 17 ist eine Übersicht über Kosten, Verluste und Energiebedarfe für die Belieferung der Tankstelle dargestellt. Verluste werden beim Transport per Lkw aufgrund der kurzen Distanz vernachlässigt.

Tabelle 17: Verluste und Energiebedarfe bei der Belieferung eines Wasserstofftankstelle

Komponente	Energiebedarf [kWh/kgH ₂]	Verluste [%]	Kosten [€/kgH ₂]
Lkw (Hafen → Nabern)	0,02	-	0,11

4.3.4 Belieferung eines Industrieunternehmens

Im Fall der Belieferung eines Industrieunternehmens wurde die Robert Bosch GmbH in Feuerbach als Abnehmer ausgewählt. Der Wasserstoff kann in diesem Fall sowohl flüssig als auch gasförmig angeliefert werden und vor Ort je nach Einsatz dementsprechend weiterverwendet werden. Die Entfernung vom Hafen nach Feuerbach beträgt ~ 13 km, auch hier kann alternativ eine direkte Belieferung per Lkw aus Rotterdam bzw. Fredericia realisiert werden. Jedoch können sich dabei Probleme ergeben in Bezug auf die Anlieferung per Lkw, da nur eine begrenzte Anzahl an Lkw in dem innerstädtischen Gebiet verkehren dürfen. Eine Anbindung an die Wasserstoffpipeline kann in diesem Fall Abhilfe schaffen. Weitere Mehrkosten werden in diesem Fall der Feinverteilung nicht betrachtet.

Tabelle 18: Verluste und Energiebedarfe bei der Belieferung eines Industrieunternehmens

Komponente	Energiebedarf [kWh/kgH ₂]	Verluste [%]	Kosten [€/kgH ₂]
Lkw (Hafen → Feuerbach)	LH2: 0,01 GH2: 0,04	–	LH2: 0,1 GH2: 0,5

5. Zulassungs- und genehmigungsrechtliche Fragestellungen in Bezug auf die H2-Logistik

Wasserstoff ist kein neuer Energieträger und somit ist der Umgang mit diesem brennbaren Gas in vielen Teilen der Industrie bereits seit vielen Jahren etabliert. Es existiert auch bereits eine Vielzahl an Regularien, welche dafür sorgen, dass das Personal ausreichend geschult ist und die technischen Anlagen, welche das Gas erzeugen, speichern, transportieren und anwenden, sicher funktionieren.

Eine zentrale Fragestellung dieser Studie ist die Betrachtung und Darstellung der bereits existierenden Regularien, welche beim Transport des Wasserstoffs von Rotterdam nach Stuttgart berücksichtigt werden müssen.

Hierbei sind grundsätzlich zwei Bereiche voneinander zu differenzieren.

1. Personenbezogene Befähigung und Zertifizierung
2. Anlagentechnische Zertifizierung und Zulassung

Beide Bereiche werden in den folgenden Abschnitten getrennt voneinander betrachtet und dargestellt.

Ein weiteres Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Identifikation von Risiken und voraussehbarem Handlungsbedarf bei der Zulassung und dem Betrieb der erforderlichen Wasserstoff-Infrastruktur. Betrachtungsgegenstand ist die gesamte Transportkette.

Die Transportkette wird dargestellt durch:

1. Übernahme des Wasserstoffs im Hafen. Hierfür ist ein Umfüllen von Wasserstoff in andere Transportbehältnisse erforderlich. Wenn der Wasserstoff bereits in Containern gelagert wird, welche direkt weiter transportiert werden können, ist lediglich deren Umsetzen von einem Transportmittel (Schiff) auf ein anderes (Bahn/Lkw) erforderlich.
2. Lagerung der Transportbehälter (Container) zwischen zwei Transportvorgängen. Diese Lagerung findet normalerweise auf dem Hafengelände oder einem Containerbahnhof statt und kann dort zu einer Konzentration an Gefahrstoffen führen, die besonderen Regularien unterworfen ist.
3. Anlieferung beim Verbraucher. Hier kann entweder wieder ein Umfüllen erfolgen oder das Transportbehältnis (Container) verbleibt beim Anwender und wird dort entleert.

Bei all diesen Schritten ist zu beachten, dass die Container oder Trailer nicht nur in eine Richtung (zum Verbraucher), sondern auch zurück transportiert werden müssen. Ob die Transportbehältnisse mit einem Restdruck des Wasserstoffs oder inertisiert zurücktransportiert werden, hängt vom jeweiligen Transportbehälter ab und ob der Befüller wechselt, was zusätzlich zu einer qualitativen und haftungsrechtlichen Fragestellung führen müsste. Da inertisierte Behälter keine Gefahr darstellen, wurde dieser spezielle Zustand nicht explizit betrachtet.

Neben der oben beschriebenen Transportkette wurden die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und der Transport von Ammoniak (NH₃) betrachtet.

5.1 Besonderheiten von H2 beim Transport

Wasserstoff kann in verschiedenen Aggregatzuständen transportiert werden, die einen großen Einfluss auf die Gebinde und die Lagerfähigkeit haben. Während CGH₂ grundsätzlich verlustfrei gelagert werden kann und auch beim Umfüllen keine nennenswerten Verluste auftreten, ist bei der Lagerung von LH₂ stets davon auszugehen, dass sich der Lager- oder Transportbehälter erwärmt, der Druck darin zunimmt und schlussendlich GH₂ abgelassen werden muss (boil-off-Gas). Dies ist auch beim Umfüllen von LH₂ von einem LH₂-Behälter (bspw. LH₂-Trailer) in einen anderen LH₂-Behälter (bspw. LH₂-Container) zu beachten und setzt voraus, dass das boil-off-Gas gefahrlos abgeführt werden kann. Ein Freisetzen von GH₂ aus einem LH₂-Transportbehälter während des Transports oder der Lagerung ist grundsätzlich problematisch hinsichtlich der Sicherheit.

Am Gefahrguttransport beteiligte Personen müssen mit den anzuwendenden Vorschriften für das jeweilige Gefahrgut vertraut und tätigkeitsbezogen unterwiesen sein. Gemäß Gefahrgutrecht sind allgemeine Pflichten für alle Beteiligten einzuhalten. Darüber hinaus müssen weitere, spezifische Pflichten nach Verantwortlichkeit der jeweiligen Beteiligten erfüllt werden. Beim Wasserstofftransport liegen die folgenden Rollenverteilungen vor:

- **Befüller:**
Der Befüller ist für den Anschluss der Gascontainer mit mehreren Elementen (Multiple-Element Gas Container, MEGC) an die Füllereinheit zuständig und überwacht die Befüllung. Er ist für diese Tätigkeiten unterwiesen und muss im Falle einer Havarie den Notfallplan einleiten und befolgen.
- **Beförderer:**
Die Aufgaben des Beförderers reichen von der Sichtprüfung, der Prüfung notwendiger Dokumente auf Vollständigkeit und Richtigkeit, der Prüfung des Equipments, der formalen Richtigkeit der Beschilderung bis zum Vorhalten der sicherheitstechnischen Unterlagen für den Transport. Erst nach erfolgter Prüfung wird der Beförderer die Ware übernehmen und den Transport beginnen und durchführen.
- **Empfänger:**
Der Empfänger wird entweder im Beförderungsvertrag als Empfänger genannt oder das Unternehmen, welches die gefährlichen Güter bei Ankunft entgegennimmt, übernimmt diese Rolle. Dabei erfolgen die Warenannahme und die Prüfung der Empfangsware persönlich. Bei Einfahrt auf die Logistikgleise innerhalb des Werksgeländes übernimmt ein Empfänger die MEGC.
- **Entlader:**
Die Aufgabe des Entladers ist die Entleerung der MEGC bis zur nächsten Abholung. Der Entlader schließt die MEGC an die H₂-Terminals an und koordiniert und überwacht den Entladevorgang. Je nach Projektkonstellation können einzelne Rollen auch von ein und derselben Organisation übernommen werden, so beispielsweise Empfänger und Entlader identisch sein (DB Energie GmbH, 2020)"

5.1.1 Besonderheiten von CGH₂ beim Transport

Der Transport von CGH₂ wird bereits seit vielen Jahrzehnten durchgeführt, weshalb etablierte Vorschriften für die technischen Einrichtungen und auch die erforderlichen Qualifikationsvoraussetzungen für das Personal vorliegen. So sind in der ECE/TRANS/242 (Vol 1 und 2) auch sämtliche für einen sicheren Transport und dessen Kennzeichnung erforderlichen Hinweise zu finden. Weitere Details zur Kennzeichnung sind im Anhang unter 8.3 zu finden.

Damit Wasserstoff sicher transportiert und gelagert werden kann, müssen alle Beteiligten die spezifischen UN-Vorschriften kennen und darüber hinaus zusätzlich erforderliche Kenntnisse haben, welche sich aus den spezifischen Aufgaben der Beteiligten ergeben.

Grundsätzlich hat immer der Arbeitgeber derjenigen Personen, welche die Arbeiten ausführen, eine Gefährdungsbeurteilung zu erstellen und daraus die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen und spezifisch erforderlichen Kenntnisse abzuleiten, zu implementieren und aufrecht zu erhalten.

Daraus ergibt sich das Erfordernis für die beteiligten Firmen, sich grundsätzlich mit den spezifischen Sicherheitsfragen bezüglich Wasserstoff auseinanderzusetzen. Da die beteiligten Firmen wohl ohnehin bereits über Erfahrung im Transport von brennbaren Gasen oder Flüssigkeiten verfügen, ist lediglich eine auf den Umgang mit Wasserstoff (CGH₂ oder LH₂) angepasste Zusatzqualifikation erforderlich. Dies gilt ebenso für die technische Ausstattung der Fahrzeuge, Transportbehälter, Lagerorte und Umfülleinrichtungen.

5.1.1.1 Tunneldurchfahrten mit CGH₂

Durch den Klassifizierungscode „1F“ ist durch die Verordnung ECE/TRANS/242 auch die Tunnelklasse festgelegt, durch welche ein Transport mit CGH₂ stattfinden darf.

Beförderung in Tanks: Durchfahrtsverbot für Tunnelklassen B, C, D und E

Dies ist bei der Festlegung der Fahrtroute zu beachten, da diese Tunnel umfahren werden müssen. Eine Liste aller Tunnel (deutschlandweit 27), die dieser Beschränkung unterliegen, stellt das Bundesministerium für Digitales und Verkehr⁴ zur Verfügung. In der Region Stuttgart betrifft dies den Wagenburgtunnel in Stuttgart sowie den Tunnel der B 312 unter der Start- und Landebahn am Stuttgarter Flughafen. Für die Autobahntunnel in Baden-Württemberg bestehen keine Durchfahrtsbeschränkungen. In den Nachbarbundesländern Hessen und Rheinlandpfalz bestehen keinerlei Durchfahrtsbeschränkungen, weder auf Autobahnen, Bundes- oder Landstraßen.

Abbildung 23: Beispielhafter Tunnelbeschränkungscode



5.1.2 Besonderheiten von LH₂ beim Transport

Bei Transport und Lagerung von LH₂ sind – wie auch bei CGH₂ – seit vielen Jahren bewährte Technologien im Einsatz. Ein wichtiger Punkt, der bei LH₂ Beachtung finden muss, ist das sogenannte „Boil-off-Gas“, welches zwangsläufig nach einer bestimmten Zeit im Transport- oder Lagerbehälter entsteht, wenn dieser nicht aktiv gekühlt wird.

Boil-off entsteht durch den Eintrag von Umweltwärme durch die thermische Isolierschicht des Behälters, was zu einer Erwärmung des bei – 253 °C (20 K) vorliegenden Wasserstoffs und damit zu einer Verdampfung und Druckbildung im Inneren des Behälters führt. Da der LH₂-Innenbehälter nur für einen maximalen Druck von ca. 20 bar zugelassen ist, muss der entstehende Gasdruck über ein sogenanntes „Boil-off Management System (BOMS)“ nach außen in die Umgebung abgegeben werden. Bei den LH₂-Trailerfahrzeugen, welche von einem Lkw gezogen

⁴ <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/beschaerzung-der-nutzung-von-strassentunneln-gemaess-adr.html>

werden, sind BOMS verbaut, welche bei Aufbau von Überdruck den gasförmigen Wasserstoff unverdünnt am Abblasekamin des Fahrzeugs an die Umgebung abgeben.

Abbildung 24: Abgabe von unverdünntem H₂ am Abblasekamin des Fahrzeugs
(Foto: Toby Walker)



Hierbei kann sich der Wasserstoff durch elektrostatische Effekte entzünden, was nicht ungewöhnlich ist. Das letzte derartige (dokumentierte) Ereignis geschah am 29.04.2023 nahe der Stadt „Charlotte“ in den USA. Der LH₂-Trailer stand an einer Tankstelle, um Diesel zu tanken und der Boil-Off entzündete sich aufgrund Elektrostatik.

Eine weitere Möglichkeit, mit dem Boil-off umzugehen, ist die Auslegung des inneren Behälters auf einen höheren Druck wie z. B. 150 bar. Damit kann die Dauer bis zum Erreichen des maximalen Innendrucks wesentlich, aber nicht unendlich verlängert werden. Nach einigen Tagen muss dennoch Boil-off-Gas an die Umgebung abgegeben werden. Die Haltedauer hängt im Wesentlichen von der Qualität der thermischen Isolierung der Speicher und von deren Volumen ab. Kleine Speicher mit einigen hundert Litern Inhalt erwärmen sich bereits nach einigen Stunden und erreichen schnell den Boil-off-Zustand, große Behälter mit einigen hundert Kubikmetern Rauminhalt können bis zu 50 Tagen ohne Verdampfung gelagert oder transportiert werden (Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik TU München, 2000). Dabei muss beachtet werden, dass beim Transport die Bewegung (sloshing) der tiefkalten Flüssigkeit zu einer Abkühlung führt und die Dauer ohne Boil-off etwas verlängern kann (Dr. Ing Can Kreuz; Fa. GasCom).

Verlustraten (Ludwig Bölkow Systemtechnik, 1999):

- Großbehälter: < 0,1 % pro Tag. Standzeiten von mehreren Jahren
- Moderne LH₂-Transportbehälter: ca. 1 % pro Tag
- LH₂-Kfz-Tanks: ca. 2 – 3 % pro Tag.

5.1.2.1 Tunneldurchfahrten von Lkw-Trailern mit LH2

Durch den Klassifizierungscode „3F“ ist durch die Verordnung ECE/TRANS/242 auch die Tunnelklasse festgelegt, durch welche ein Transport mit LH2 stattfinden darf.

Beförderung in Tanks: Durchfahrtsverbot für Tunnelklassen B, C, D und E

Daraus ergeben sich die gleichen Schlussfolgerungen wie bei Tunneldurchfahrten von Trailern mit CGH₂ (Kapitel 5.1.1.1).

5.2 Spezielle Anforderungen beim Transport von Ammoniak (NH₃)

Ammoniak ist eine der am häufigsten hergestellten und damit auch transportierten Chemikalien der Welt. Da der Transport von Ammoniak von Rotterdam aus in der vorliegenden Studie nicht weiter im Detail betrachtet wird, können die Anforderungen, die beim Transport auftreten, im Anhang 8.3 nachgelesen werden.

5.3 Anforderungen an die Fahrer nach ADR

Nach dem ADR (Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße) müssen Fahrer, die gefährliche Güter wie Wasserstoffgas (UN1049) oder kryogenen Wasserstoff (UN1966) befördern, eine spezielle Schulung absolvieren und eine 5 Jahre gültige Schulungsbescheinigung besitzen und mitführen. Weitere Details hierzu können dem Anhang 8.3 entnommen werden.

5.4 Umfüllvorgänge von CGH₂ und LH₂

Umfüllvorgänge von Wasserstoff unterscheiden sich grundlegend von denen flüssiger Kraftstoffe, da es sich um ein unter Druck stehendes Gas (CGH₂) bzw. eine unter Druck stehende, tiefkalte Flüssigkeit (LH₂) handelt.

5.4.1 Umfüllvorgänge von CGH₂

Das Umfüllen von CGH₂ wird auch als „Überströmen“ oder „Umschlagen“ bezeichnet und erfolgt grundsätzlich ohne Austritt von Gas in die Atmosphäre. An den Koppelstellen der Behälter entsteht mit dem flexiblen Umfüllschlauch normalerweise keine zündfähige Atmosphäre, dennoch richten viele Anlagenbetreiber während des Umfüllvorgangs eine temporäre Explosionschutzzone ein. Daraus ergibt sich das Erfordernis, die Personen, die die Umfüllung vornehmen, mit entsprechender Arbeitsschutzkleidung auszustatten und einzuweisen.

Abbildung 25: CGH₂-Trailer (200 bar) von Fa. Linde (Fotos: Machens)



Das Gelände, auf dem der Umschlag von CGH2 stattfindet, ist normalerweise gegen Betreten unbefugter Personen geschützt. Alternativ können auch temporäre Absperrungen mittels Pylonen oder Absperrbändern erfolgen, welche der Fahrer einzurichten hat, bevor der Umfüllvorgang begonnen werden darf.

Die CGH2-Trailer können im öffentlichen Raum ohne besondere Sicherheitsvorkehrungen bewegt werden, da es im bestimmungsgemäßen Betrieb zu keinen H2-Freisetzungen kommt. Die Fahrzeuge sind mit mehreren Feuerlöschern ausgestattet, welche vom Fahrer bei Entstehungsbränden am oder in der Nähe des Fahrzeugs verwendet werden müssen.

Alternativ zu den fest auf dem Sattelaufleger verbauten Röhrenspeicher können auch Wechsel-Container zum Einsatz kommen.

5.4.2 Umfüllvorgänge bei LH2

Umfüllvorgänge von LH2 erfordern eine absolut dichte Anlage. Zudem stellt die tiefe Temperatur von LH2 (20 K) auch noch hohe Anforderungen an die eingesetzten Materialien und die absolute Sauberkeit im Inneren von LH2-Tanks und Füllschläuchen.

Das Gelände, auf dem der Umschlag von LH2 stattfindet, ist normalerweise gegen Betreten unbefugter Personen geschützt. Alternativ können auch temporäre Absperrungen mittels Pylonen oder Absperrbändern erfolgen, welche der Fahrer einzurichten hat, bevor der Umfüllvorgang begonnen werden darf.

Abbildung 26: LNG-Trailer Fahrzeug beim Betanken einer LNG-Tankstelle (Fotos: Machens)



Beim Umfüllen von LH2 kommt es zu nennenswerten Verlusten, wenn die Infrastruktur nur selten benutzt wird. Der Grund dafür liegt in der zwischenzeitlichen Erwärmung der Rohrleitungen und aller sonstigen Bauteile, die mit LH2 in Kontakt sind. Diese Verluste können durch häufige und regelmäßige Benutzung der Umschlag- und Speichertechnik reduziert werden. Aus rechtlicher Sicht sind diese Verluste eventuell zukünftig unter dem Aspekt der Klimaschädlichkeit zu betrachten, da Wasserstoff mit dem CO₂-Äquivalent 6 bis 11 bewertet wird (Umweltbundesamt, 2022). Eventuell sind hierfür zukünftig auch Abgaben zu leisten.

Die Freisetzung von GH2 an den Umschlagpunkten wird im Explosionsschutzdokument der jeweiligen Anlage betrachtet und in den Ex-Schutz zonen berücksichtigt. In diesen Zonen dürfen sich keine Zündquellen befinden und die Bebauung bzw. die Grundstücksgrenze muss ausreichend weit entfernt sein.

**Abbildung 27: H2-Verlust beim Umfüllen vom LH2-Truck in stationäre Speicher
(Foto: Linde)**



5.5 Lagerung von CGH2 und LH2

Zunächst muss definiert werden, was „Lagerung“ überhaupt bedeutet. Nicht jeder kurzfristige Aufenthalt eines CGH2-Containers an einem Ort fällt sofort unter den Begriff der „Lagerung“ und die damit verbundenen Regelwerke. Dies kann der Fall sein, wenn beispielsweise ein Lkw an einer roten Ampel steht oder ein Container bereits auf einen Zug verladen ist, dessen Abfahrt allerdings erst später erfolgt.

Es muss daher betrachtet werden, ob der Umschlag von Containern und der damit einhergehende mehr oder weniger kurze Aufenthalt von mehreren Containern auf dem Gelände als „Lagern“ betrachtet werden muss. Hierzu wurde folgende Aussage gefunden:

„Bei der Betrachtung von gefährlichen Gütern in Hafenbereichen ist zwischen einer Lagerung und einem zeitweiligen Aufenthalt zu unterscheiden. Ein zeitweiliger Aufenthalt, der stets dem Vorgang des Transports zuzuordnen ist, liegt dann vor, wenn gefährliche Güter für den Wechsel der Beförderungsart oder des Beförderungsmittels oder aus sonstigen transportbedingten Gründen zeitweilig (im Hafenbereich) abgestellt werden. Schon aus wirtschaftlichen Gründen handelt es sich dabei i.d.R. um kurze Zeiträume.

Der Transport von gefährlichen Gütern ist vom Geltungsbereich der SEVESO-Richtlinie und der Störfall-Verordnung generell ausgenommen.

Nach § 2 Abs. 1 Niedersächsisches Brandschutzgesetz (NBrandSchG) obliegt den Gemeinden der abwehrende Brandschutz und die Hilfeleistung auf ihrem Gebiet. Dazu haben sie eine den örtlichen Verhältnissen entsprechende leistungsfähige Feuerwehr aufzustellen, auszurüsten, zu unterhalten und einzusetzen. Für den Einsatz der Feuerwehr im Gemeindegebiet sind Alarm- und Einsatzpläne aufzustellen und fortzuschreiben und Alarmübungen durchzuführen. Die Vorbereitung auf einen Brand oder einen Unfall von bzw. mit Gefahrgutcontainern liegt somit in der Zuständigkeit der Gemeinde als kommunale Selbstverwaltungsangelegenheit. Der Landkreis ist mit seiner Alarm- und Einsatzplanung (§ 3 Abs. 1 Nr. 3. NBrandSchG) betroffen, wenn ein entsprechendes Schadensereignis die Möglichkeiten der Nachbarschaftshilfe nach § 2 Abs. 2 NBrandSchG übersteigt und ein Einsatz der Kreisfeuerwehr vorgeplant werden muss.“ (Jörg Bode , 2012)

Es kann also angenommen werden, dass der „zeitweilige Aufenthalt“ von CGH2 keine wesentlich neuen Anforderungen an die Umschlagzentren stellen wird.

Bei der expliziten „Lagerung“ von Gefahrstoffen sind abhängig vom jeweiligen Gefahrstoff bestimmte Mengenschwellen zu beachten sowie die daraus folgenden Verpflichtungen hinsichtlich Sicherheitstechnik und Ausbildung des Personals bei deren Handhabung, zum Beispiel beim Umfüllen in andere Lagerbehälter, deren Transport oder die Instandhaltung von Anlagen.

Die zu lagernde Menge an Gefahrstoffen ist also der wesentliche Faktor bei der Betrachtung, welche technischen Regeln und gesetzlichen Vorschriften angewendet werden müssen.

„Das anzuwendende Gefahrgutbeförderungsgesetz regelt nicht nur den ‚Vorgang der Ortsveränderung, sondern auch die Übernahme und Ablieferung des Gutes sowie zeitweilige Aufenthalte im Verlauf der Beförderung [...]‘, vgl. § 2 Abs. 2 GGBefG. Die Ware gilt dann als zuge stellt, wenn Sie ihren Bestimmungsort gemäß Beförderungspapier erreicht und eine Übergabe stattgefunden hat. Solange diese Punkte nicht erfüllt sind, gilt der Transport als nicht beendet. Eine temporäre Abstellung von kürzer als 24 Stunden ist möglich, eine dauerhafte Abstellung auf der öffentlichen Infrastruktur (Schienennetz) ist jedoch nicht zulässig. Eine dauerhafte Abstellung ist dann erreicht, wenn eine gewisse Regelmäßigkeit vorliegt, oder die Abstellung eine Dauer von mehr als 24 Stunden erreicht (DB Energie GmbH, 2020).“

Tabelle 19: Vereinfachte Darstellung der typischen Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Tankstellen (E-Mobil BW, Fraunhofer, 2013)

Verfahren	Rahmenbedingungen	Gesetzliche Fristen **	Bisheriger zeitlicher Aufwand*
Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)	Weniger als 3 t Gesamtlagerung	3 Monate	3 – 6 Monate bei gut eingespielten Akteuren
Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG): Einfaches Verfahren	Mehr als 3 t	3 Monate	5 – 9 Monate
Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG): förmliches Verfahren	Mehr als 30 t Gesamtlagerung und/oder On-Site Erzeugung im industriellen Maßstab	7 Monate	5 – 14 Monate
Zusätzlich: Weitere Betreiberpflichten nach Störfallverordnung	Bei Lagerung von mehr als 5 t unter Berücksichtigung weiterer Stoffe mit jeweiligen Gewichtungen		Bisher nur wenige Auflagen

* Inklusive Vorbereitungen, Unterlagenerstellung (bspw. „Gutachterliche Äußerung im Rahmen des Erlaubnisverfahrens nach §13 BetrSichVO“ – meist erstellt durch eine ZÜS) und Nachforderungen

** Ab Einreichung der vollständigen Unterlagen

Bei einer Überschreitung einer Grenze des gelagerten Wasserstoffs von 3 t ist ein Verfahren nach dem BImSchG notwendig. Dieses Verfahren schließt alle anderen Genehmigungen (z. B. Baugenehmigung) ein, d. h. statt einzelner Verfahren und Genehmigungen werden alle Verfahren gebündelt mit einem gemeinsamen behördlichen Ansprechpartner.

Im Vergleich zum Verfahren nach Betriebssicherheitsverordnung hat dieses Verfahren aber auch einen erhöhten Umfang (z. B. zusätzliche Berücksichtigung des Lärm- und Gewässerschutzes). Ferner kann die genannte Bündelung bei Fehlen einzelner Unterlagen auch das komplette Verfahren verzögern. Bei einer „Gesamtlagerung“ von weniger als 30 t Wasserstoff ist das vereinfachte Verfahren möglich.

Bei Überschreitung dieser Grenze oder einer On-site-Erzeugung von Wasserstoff „im industriellen Maßstab“ muss das förmliche Verfahren durchgeführt werden, was zusätzlich eine

Öffentlichkeitsbeteiligung erfordert. Auch dadurch kann es zu einer Verlängerung des Verfahrens kommen.

Für die Bestimmung der „Gesamtlagerung“ für die Auswahl des Verfahrens sind hier Gefahrstoffe (meist aber nicht ausschließlich brennbare und brandfördernde Stoffe) in der Anlage relevant. Die Abgrenzung der Anlage und damit die für die Ermittlung relevanten Gefahrstoffe ist sehr komplex und muss im Einzelfall nach dem Anlagenbegriff der 4. BImSchV geprüft werden. Dabei werden die Mengen nicht direkt addiert, sondern mit den jeweiligen Mengenschwellen aus der 4. BImSchV gewichtet. Hier spielen also ebenso Flüssigkraftstoffe und damit auch Otto-kraftstoffe, Dieselmotorkraftstoffe, Erdgas und LPG eine Rolle, wobei die Mengenschwellen hier höher sind als bei Wasserstoff, was die gemeinsame Lagerung von mehr als 3 t reiner Masse erlaubt, und damit die reine Masse der gemeinsamen Lagerung größer sein darf als 3 t. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass auch Nebeneinrichtungen mit gefährlichen Stoffen direkt mitzählen – eine Sauerstoffnutzung der Elektrolyse mit entsprechender Lagerung würde beispielsweise die Schwelle der Gesamtlagerung erniedrigen.

Ab einer Menge von 5 t „Gesamtvorhandensein“ (also nicht nur Lagerung) im Betriebsbereich (Bedingung: gleiches Gelände, gleicher Betreiber) fällt der gesamte Betriebsbereich zudem unter die Störfallverordnung, was weitere Betreiberpflichten mit sich bringt. Auch hier spielen weitere Stoffe mit den jeweiligen Mengenschwellen aus der 12. BImSchV (die von den Stoffen und den Mengenschwellen der 4. BImSchV abweichen) eine Rolle und werden gewichtet mit hinzugezählt.

Diese Beschreibung stellt eine rechtlich nicht abschließende grobe Übersicht dar, die eine Einzelfallprüfung nicht ersetzt und je nach Standort und Rahmenbedingungen um entsprechende zusätzliche Verfahren und Auflagen erweitert werden muss (E-Mobil BW, Fraunhofer, 2013). Auch während der Lagerung von LH2 treten boil-off-Verluste auf. Diese sind direkt abhängig von der Entnahmefrequenz aus dem LH2-Speicher und dessen Füllgrad.

Tabelle 20: Angenommene Transportmengen bei verschiedenen Transportmodalitäten

	LH2	LH2	GH2	GH2	
Menge H2 pro Container		4 t		1,1 t	
Container pro Lkw und dazugehörige Menge Wasserstoff	1	4 t	1	1,1t	BlmschG Grenze: 3 t
Container pro Zug und dazugehörige Menge Wasserstoff	26	104 t	26	28,6 t	BlmschG Grenze: 3 t
Container pro Schiff und dazugehörige Menge Wasserstoff	33	132 t	33	36,3 t	BlmschG Grenze: 3 t

5.5.1 Lagerung von CGH2 Containern

Die Lagerung von CGH2 Containern ist unter Beachtung der bereits genannten Vorschriften problemlos möglich, da keine Freisetzung von Wasserstoff während der Lagerung erfolgt.

Der Lagerort muss für die Lagerung geeignet sein, und das Personal, das die Container bewegt bzw. betreut, muss nach §12 ArbSchG vom Arbeitgeber in die spezifischen Gefahren eingewiesen worden sein.

Abbildung 28: Druckspeicher (MEGC) für gasförmigen Wasserstoff (NPROXX, kein Datum)



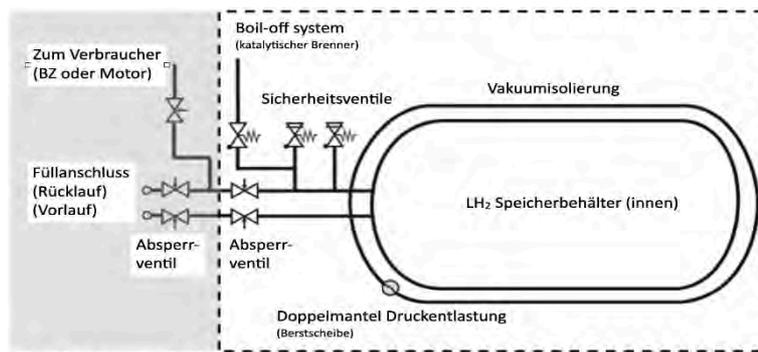
Die lokal zuständige Feuerwehr muss vom Betreiber der Lageranlage bezüglich der spezifischen Eigenschaften und daraus resultierenden Verhaltensweisen bzw. der erforderlichen Rettungs- und Gefahrenabwehrtechniken unterrichtet werden, sofern dieser nicht selbst für die Brandbekämpfung und Gefahrenabwehr auf dem Gelände sorgen kann.

Die derzeit erhältlichen CGH2 Container sind sowohl für alle gängigen Transportmodi als auch für alle Arten der Lagerung (innen/außen) zugelassen und stellen keine erhöhten Anforderungen dar.

5.5.2 Lagerung von LH2 Containern

LH2 wird in speziellen, doppelwandigen und extrem effektiv thermisch isolierten Behältern gelagert. Dies ist aufgrund der tiefen Lagertemperatur von LH2 ($-253\text{ °C} = 20\text{ K}$) erforderlich. Es sind hohe Sicherheitsstandards für die LH2-Speicher zu erfüllen, da bei Versagen der Isolierung (viele Schichten Isolierfolie und Vakuum zwischen Außen- und Innenbehälter) recht schnell eine sehr große Menge Wasserstoff frei werden würde.

Abbildung 29: Schematische Darstellung eines LH2-Behälters (HyResponse, kein Datum)



Diese Behälter sind derzeit noch nicht als Transport-Container verfügbar und werden wohl kurz- und mittelfristig auch nicht verfügbar werden. Hierfür gibt es einige Gründe, die im Folgenden dargestellt werden.

1. Es darf um die LH2-Speicher keine Ex-Zonen geben. Daraus folgt, dass der Boil-off-Wasserstoff entweder:
 - genutzt werden muss (BZ/ICE), oder
 - katalytisch umgesetzt werden muss, oder

2. mit der Außenluft so stark verdünnt werden muss, dass $< 1\%$ UEG besteht.
Lange Standzeiten müssen vermieden werden, um die Menge an abdampfendem LH2 so gering wie möglich zu halten.
3. Alle Personen, die an dem LH2-Container Tätigkeiten ausführen (Befüllen, Entleeren, Inertisieren, Prüfen), müssen über spezifische Kenntnisse bezüglich der Eigenschaften von LH2 verfügen

Der Grund, warum es bereits Transportcontainer für LNG, aber noch nicht für LH2 gibt, liegt in den sehr unterschiedlichen physikalisch-chemischen Eigenschaften von Methan (CH₄) und Wasserstoff (H₂). Speziell der Dampfdruck bzw. der spezifische kritische Punkt der beiden Stoffe liegt in verschiedenen Bereichen, was die Anforderungen an die Konstruktion und den Betriebspunkt der Transportbehälter für LNG und LH2 recht unterschiedlich darstellt.

Folgende Tabelle zeigt, dass der Aufwand für die thermische Isolierung eines LH2-Transportcontainers höher ist als für die eines LNG-Containers.

Abbildung 30: 40-Fuß LNG-Transportcontainer (Foto: Paneuropa Transport GmbH)

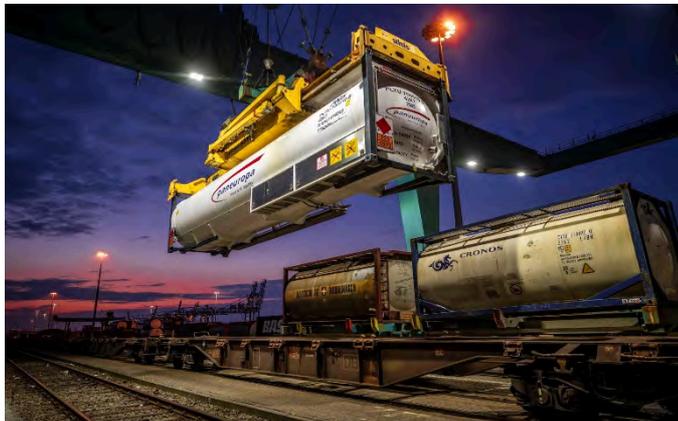


Tabelle 21: Kritische Temperaturen und Drücke von Propan, Methan und Wasserstoff

Medium	Kritische Temperatur (°C)	Kritischer Druck (bar)	Dichte (kg/m ³)
Propan	96,67	42,48	221
Methan	- 82,59	45,99	163
Wasserstoff	- 239,96	13,15	30

Es wird angenommen, dass die Boil-Off-Rate bei größeren Tankkapazitäten abnimmt (von 0,3 auf 0,1 %/d bei einer Erweiterung des Tanks von 300 m³ auf 2.300 m³), da sich das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen verbessert (IRENA, 2022).

Ein 40 Fuß Container mit einem zylindrischen Transportbehälter hat einen Rauminhalt von ca. 54 m³. Hier kann man erkennen, dass die Boil-off-Verluste auf jeden Fall größer als die oben genannten 0,3%/d sein werden. Genaue Werte konnten nicht ermittelt werden. Da der Transport eines Containers inklusive Umschlag und Zwischenlagerung auch längere Zeiträume wie beispielsweise eine ganze Woche in Anspruch nehmen kann, müsste man in diesem Zeitraum mit einem relativ hohen Verlust durch Boil-off rechnen.

Bei einem LH2-Trailerfahrzeug (Lkw) kann das Boil-off-Gas ohne Boil-off Management System direkt über dem Fahrzeug in die Luft abgegeben werden. Hierbei ist zwar keine absolute Sicherheit gegeben, dass es nicht zu einer Zündung (durch Elektrostatik) kommt, jedoch ist der Fahrer des Fahrzeugs dazu angehalten, nicht unter Fußgängerbrücken oder anderen kritischen Bauwerken zum Stehen zu kommen oder das Fahrzeug abzustellen. Diese Anforderung kann beim Einsatz von LH2-Transport-Containern, die per Bahn oder Schiff transportiert werden, nicht eingehalten werden. Dies ist ein wichtiger Grund dafür, dass der unbegleitete Transport von LH2 vorerst als sehr unwahrscheinlich gilt und die Einführung von LH2-Transport-Containern wohl noch einige Jahre nicht erfolgen wird.

5.6 Transport von CGH2-Containern per Lkw

Bei dieser Variante handelt es sich um einen Transportweg, der den grundsätzlich geltenden ADR-Vorschriften unterliegt und bereits seit vielen Jahren praktiziert wird. Es sind keine regulatorischen Herausforderungen zu erwarten.

Da es beim CGH2-Transport im Vergleich zu LH2 keinen Boil-off gibt, können die Container auf allen Wegen (Tunnelverbote für Lkw sind zu beachten) transportiert werden. Für den Bahntransport gelten keine speziellen Vorschriften bezüglich des Transports durch öffentliche Straßentunnel.

Der Transport von CGH2-Containern ist mit dem heutzutage stattfindenden Transport per Lkw-Trailer vergleichbar. Der hauptsächliche Unterschied besteht darin, dass die CGH2-Container vom Auflieger getrennt gelagert werden können und ein Umschlag auf Bahn- und Binnenschiff stattfinden kann, was die Flexibilität in den Transportmodi erweitert.

5.7 Transport von CGH2- und LH2-Containern per Bahn

Beim Transport von CGH2 und LH2 bestehen grundsätzliche Unterschiede bei den Anforderungen an die Behälter, die bereits in vorangegangenen Abschnitten (speziell LH2) eingehend erörtert wurden.

„Für den Wasserstofftransport gelten die nach Gefahrgutbeförderungsgesetz vorgegebenen Anforderungen an die Beförderung von gefährlichen Gütern und die damit verbundenen Pflichten der Beteiligten, vgl. § 2 GGBeFG. Weitere Regelungen, wie z. B. Sondervorschriften oder anderweitige gefahrgutrechtliche und betriebliche Herausforderungen, liegen für den Transport von Wasserstoff auf der Schiene nicht vor.“

Grundsätzlich gelten für Gefahrgüter keine regulatorischen Mengenbeschränkungen im Schienentransport, vorausgesetzt ein Transport des Stoffes ist zulässig. Somit limitieren lediglich die maximale zulässige Radsatzlast von 22,5 Tonnen, [...] und die maximale Länge der Güterzüge von 700 Metern die mögliche zu transportierende Menge. Im gewählten Beispiel könnten somit 50 Container beaufschlagt mit 500 bar Behältern transportiert werden, was einer Menge von bis zu 54 Tonnen Wasserstoff entspricht.

Weiterhin können individuelle Abweichungen zu möglichen Radsatzlasten, Güterzuglängen und Tunnelbeschränkungen die maximal zu transportierende Wasserstoffmenge auf einzelnen Abschnitten beschränken. Die Strecke ist dahingehend vor jeder neuen Route im Hinblick auf individuelle Beschränkungen zu prüfen“ (DB Energie GmbH, 2020).

5.7.1 Transport von CGH2-Containern per Bahn

Alle Wasserstoff-Container, die per Bahn transportiert werden dürfen, sind auch für die Bahn-Tunnelpassage zertifiziert. Da der Bahntransportweg (Schienennetz) strikt von den öffentlichen Straßen getrennt ist, kann in einem Bahntunnel auch kein Stau von privaten Pkw auftreten. Dadurch ist einerseits die Gefahr eines von einem Pkw/Lkw ausgehenden Brand, der auf den Zug einwirken könnte, nicht gegeben.

Abbildung 31: MEGCs für den Transport per Zug (NPROXX, 2021)



Die für den multimodalen Transport zugelassenen verfügbaren Containergrößen und CGH2-Druckstufen sind laut NPROXX:

- 20-Fuß-MEGC 380 bar
- 40-Fuß-MEGC 380 bar
- 10-Fuß-MEGC 500 bar
- 20-Fuß-MEGC 500 bar
- 40-Fuß-MEGC 500 bar
- 20-Fuß-MEGC 640 bar
- 40-Fuß-MEGC 640 bar

Zertifizierung

- ADR: Internationale Bestimmungen zur Beförderung gefährlicher Güter
- DIN EN 12245: Gasflaschen aus Verbundwerkstoffen
- EN 17339
- MEGC
- RID
- ADN
- CSC

5.7.2 Transport von LH2-Containern per Bahn

Aufgrund des Boil-off-Gases, welches von LH2-Containern sicher abgeführt werden muss, ist ein unbegleiteter Transport eher unwahrscheinlich. Bei Bahntransporten kann nicht immer sichergestellt werden, dass ein bestimmter Container nicht doch unter einer Personenbrücke oder neben einem Personenzug zum Stehen kommt. Auch die Durchfahrt von Gefahrgutcontainern durch öffentliche Bereiche wie z. B. Bahnhöfe ist Standard und kann nicht komplett vermieden werden. LH2-Container können daher nur mit einem funktionierenden Boil-off Managementsystem (BOMS) in der Öffentlichkeit bewegt werden.

Grundsätzlich können Gefahrgutcontainer auf allen Strecken der Bahn befördert werden, da der Bahntransport als besonders sicher gilt und Unfälle wesentlich seltener sind als auf der Straße.

Hierzu bemerkt der Allianz pro Schiene e.V. (Allianz pro Schiene, 2010):

„Der Gefahrguttransport auf der Schiene ist statistisch gesehen 40-mal sicherer als auf der Straße. Die Wirtschaft in Deutschland will durchaus Gefahrguttransporte von der Straße auf die Schiene verlagern, häufig fehlt es jedoch an geeigneter Schieneninfrastruktur.“

Speziell bei Bahnstrecken, welche elektrifiziert sind – also eine Oberleitung besitzen – ist die Gefahr durch Funkenbildung zwischen Pantograph und Oberleitung hoch. Dadurch lösen sich, besonders im Winter, auch Teilchen aus der Schleifleiste, welche aus Grafit oder einer Aluminiumlegierung bestehen. Diese können mehrere Sekunden glühend durch die Luft fliegen und als Zündquelle dienen.

Abbildung 32: Gefahrensituationen beim Transport von LH2 (Fotos: Machens)



5.8 Transport von CGH2- und LH2-Containern per Binnenschiff

Aktuell laufen mehrere Projekte, die sich mit Wasserstoff als Kraftstoff für die Binnenschifffahrt beschäftigen (vgl. Kapitel 3.5). Das mit Wasserstoff-Brennstoffzellen ausgestattete Schiff „H2 Barge 1“ stellt ein Beispiel für die CGH2-Anwendung in einem Binnenschiff dar. Allerdings werden in diesem Fall keine CGH2- oder LH2-Container transportiert, sondern das Schiff mit CGH2 angetrieben. Dennoch wird gezeigt, dass grundsätzlich eine Lagerung von CGH2-Containern an Bord von Binnenschiffen problemlos möglich ist. Diese können unter Beachtung der physikalischen Tragfähigkeit ohne Limitierung aufeinander oder nebeneinander angeordnet werden.

Die Beförderung von LH2-Containern ist grundsätzlich nicht möglich, wenn diese nicht über ein sicheres BOMS verfügen. Solche Container sind derzeit nicht verfügbar.

Abbildung 33: Das erste wasserstoffbetriebene Binnencontainerschiff „H2 Barge 1“ in Rotterdam (Future Proof Shipping, 2023)



5.9 Transport von LH2 in Tankschiffen

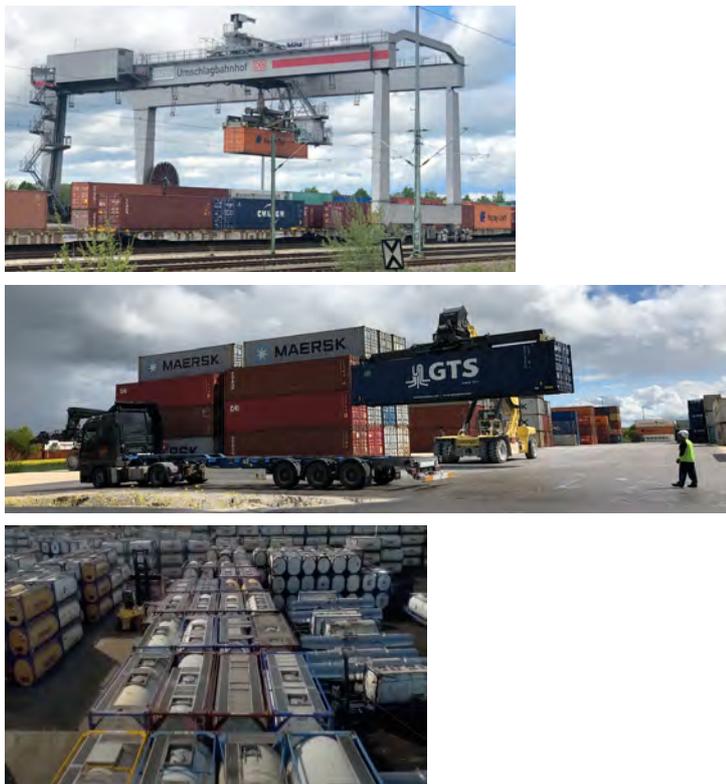
Der Transport von LH2 in speziellen Tankschiffen wird nicht betrachtet, da derartige speziell für den H2-Transport konzipierte Tankschiffe aufgrund ihrer hohen Herstellungskosten bisher nur für den interkontinentalen Transport sehr großer Mengen LH2 eingesetzt werden. In absehbarer Zeit ist es eher unwahrscheinlich, dass LH2 auf Binnenwasserstraßen in Deutschland mit speziellen LH2 Tankschiffen transportiert wird.

5.10 Intermodaler Umschlag von H2-Containern

Beim Umschlag zwischen den verschiedenen Transportmitteln (Bahn, Lkw, Binnenschiff) werden die am jeweiligen Ort des Umschlags vorhandenen Einrichtungen zum Heben und Bewegen der Container eingesetzt. Dies sind Portalkräne, Reach-Stacker (Containerstapler), Gabelstapler und andere Hebezeuge. Zudem werden vermehrt auch autonom fahrende Fahrzeuge zum Transport von Containern auf den Umschlagplätzen eingesetzt. Unfälle sind hier recht selten. Außerdem werden andere Gefahrgutcontainer regelmäßig bewegt, sodass der Umschlag von CGH2 Containern keine Besonderheit darstellt und keine speziellen Handhabungsgeräte oder spezifischen Fähigkeiten des Handlingpersonals benötigt werden. Zugelassene Container können mittels der normalerweise vorhandenen Infrastruktur gehandhabt werden.

Meistens werden die Container nach deren Ankunft am Umschlagort zwischengelagert, bevor schließlich die Beladung des weiterführenden Transportmittels stattfinden kann. Hierbei kann es vorkommen, dass eine bestimmte Menge Container gemeinsam gelagert wird. Für Wasserstoff gibt es keine Einschränkungen bezüglich der Lagermenge bzw. des gemeinsamen Lagers neben oder über anderen Gefahrgut-Containern. LH2-Container ohne sicheres BOMS können nicht auf den allgemeinen Lagerplätzen gelagert werden.

Abbildung 34: Lagerung und Umschlag von Gefahrgut-Containern (Fotos: Machens)



5.11 Einspeisung von CGH₂ in bestehende Erdgaspipelines

Die Einspeisung von Wasserstoff in bestehende Erdgaspipelines ist heutzutage bereits mehrfach durchgeführt worden und ist ein fester Bestandteil der Wasserstoffstrategie Deutschlands und Europas.

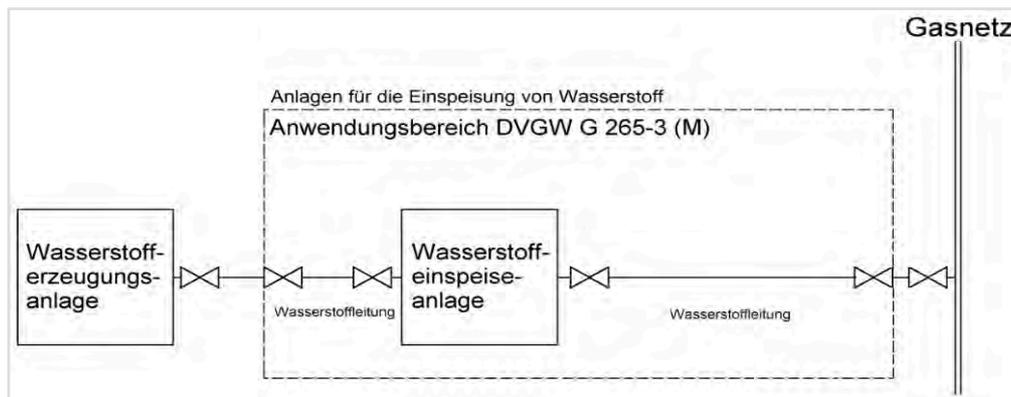
Aus regulatorischer Sicht sind hierbei eine Vielzahl von Fragestellungen zu beachten, die im Rahmen dieser Studie nicht behandelt werden können. Neben der physikalisch-chemischen Wasserstoffverträglichkeit der Pipelines, Dichtungen und anderer Komponenten wie z. B. Durchflusssmesstechnik, sind auch Fragestellungen bezüglich der H₂-Qualität und Gleichmäßigkeit der Durchmischung zu beachten. In der DVGW G265-3 heißt es dazu:

„Zur Vermeidung von wasserstoffinduzierter Spannungsrisskorrosion soll auf den Einsatz von höherfesten Werkstoffen mit Zugfestigkeiten von mehr als 800 N/mm² verzichtet werden.

Hinweise auf geeignete Werkstoffe findet man u. a. im Anhang C des IGC-Doc. 121/04-E, in Teil 2 der TRFL bzw. im DVGW-Arbeitsblatt G 463 oder in der DIN EN ISO 3183. Erforderliche Wanddicken werden nach den Vorgaben der DIN 30690-1 berechnet. Es wird empfohlen, die Anlage so zu errichten und zu betreiben, dass von einer vorwiegend ruhenden Beanspruchung aller Anlagenteile und verbindenden Rohrleitungen ausgegangen werden kann.

Die Permeation von Wasserstoff durch Stahl ist vernachlässigbar. Im Fall von Kunststoffen ist eine Einzelfallbetrachtung erforderlich.“ (DVGW, 2022)

Abbildung 35: Anwendungsbereich der DVGW 265-3 (DVGW, 2022)



Der DVGW ist die maßgebliche Instanz, welche die relevanten regulatorischen Werke erstellt und publiziert. Insbesondere die DVGW 265-3 ist hierbei zu beachten, deren Inhalt in Kapitel 8.3 aufgelistet ist.

Für die Anlage muss ein Sicherheitsdatenblatt „Wasserstoff“ und ein Explosionsschutzdokument bereitgestellt werden. Die Mitarbeiter, die an der Anlage arbeiten und diese warten, sind nach §12 ArbSchG in die spezifischen Gefährdungen durch Wasserstoff einzuweisen.

Die Einspeisung und der Transport von H₂ in Erdgasleitungen ist bereits gut geregelt und daher sind keine besonderen Schwierigkeiten zu erwarten.

5.12 Identifikation von Risiken bei der Zulassung

Risiken bei der Zulassung von Wasserstoffsystemen, die dem Transport dienen, sind nicht zu erwarten. Wasserstoff ist ein seit vielen Jahren bekannter und weltweit bereits intensiv genutzter Grundstoff für die Chemische Industrie und andere Anwendungen, beispielsweise für die Halbleiterindustrie oder zur Kühlung von Generatoren in Kraftwerken.

Es existiert eine klare Einordnung in die UN-Regelung 242 mit den entsprechenden Hinweisen zu:

- Benennung
- Klassifizierung
- Verpackungsvorschriften
- Kennzeichnung
- Mengengrenzen beim Transport

Aufbauend auf diesen UN-Vorschriften sind in allen EU-Mitgliedsstaaten nationale Regularien entstanden bzw. angepasst worden, welche die weltweit geltenden UN-Vorgaben respektieren.

Die Risiken bei der Zulassung von H₂-Transport liegen weniger in den Regularien selbst als in der Unkenntnis und korrekten Anwendung dieser. Behörden, Firmen und Mitarbeiter sind sich häufig nicht der Tatsache bewusst, dass der Transport von Wasserstoff bereits gut geregelt ist, und es herrscht Unsicherheit, welche Regularien angewendet werden müssen und ob weitere Anforderungen erfüllt werden müssen.

Aus dieser Unsicherheit ergeben sich Probleme wie zum Beispiel:

- Generelle Entscheidungsunfähigkeit
- Unsicherheiten in der Zuständigkeit für genehmigungsrechtliche Entscheidungen
- Langwierige Genehmigungsverfahren aufgrund zusätzlich gestellter Anforderungen
- Fehlende Regelung der Zuständigkeiten und Haftungsfragen in Firmen
- Mangelnde Kenntnisse bezüglich der erforderlichen Befähigung der Mitarbeiter
- Unzureichende Vorbereitung auf technische Erfordernisse bei der Handhabung von Wasserstoff
- Fehlende Einschätzungsfähigkeit der wirklichen Gefährdungen und daraus resultierende unnötige bzw. unnötig hohe Anforderungen bezüglich der Sicherheitstechnik
- Unkenntnis bei den zuständigen Feuerwehren und anderen Organisationen
- Einbindung der falschen Partner zur Erarbeitung von funktionierenden Strategien

5.13 Übersicht der Hürden bei Genehmigungen und Zulassungen

Da Wasserstoff bereits seit vielen Jahren in der chemischen Industrie in großen Mengen verwendet wird, existieren auf internationaler Ebene bereits ausreichend viele und recht genaue Vorschriften zu:

- Herstellung (Elektrolyse, Reformierung, Pyrolyse, ...)
- Handhabung (Komprimieren, Abfüllen in Transportbehälter, Anwenden in Prozessen, ...)
- Transport (Pipeline, CGH2-Trailer, LH2 Trailer, CGH2-Container, ...)
- Lagerung (BetrSichV, BlmschG, Störfallverordnung, ...) und
- Zulassung von Transportbehältern
- Sach- und Fachkunde des Personals
- Erteilung der Betriebserlaubnis von Anlagen

Hinsichtlich der Unsicherheiten bezüglich

- Homologations- und Genehmigungsverfahren
- länderübergreifenden Transport und
- erforderlichen Trainings- und Schulungserfordernissen

kann folgendes festgehalten werden:

1. Es besteht die Notwendigkeit, die Zuständigkeiten innerhalb Europas besser zu strukturieren und in den jeweiligen Mitgliedsstaaten dafür zu sorgen, dass H2-Transportbehälter schneller und einheitlicher zugelassen werden können.
2. Es ist erforderlich, dass Mitarbeiter von Behörden und zulassungsrelevanten Institutionen über ein besseres technisches Verständnis für die Eigenschaften von Wasserstoff verfügen, um zu vermeiden, dass sich unnötig hohe Anforderungen, Unsicherheiten und dadurch bedingte erhöhte Kosten bzw. zeitliche Verzögerungen ergeben.
3. Die Industrie sollte erhöhte Anstrengungen unternehmen, um auf Basis Ihrer langjährigen Erfahrung praktikable und akzeptable Vorschläge zu machen, wie der internationale, intermodale Transport von Wasserstoff in der nahen Zukunft gestaltet werden könnte. Geeignete Mittel hierfür sind z. B. das Einbringen von Fachwissen und Arbeitsleistung in europäische Projekte und Gremien, welche der Anpassung der unterschiedlichen Vorgehensweisen und Zuständigkeiten in den EU-Mitgliedsstaaten dienen.
4. Es sollten international anerkannte Trainingsprogramme spezifisch für Wasserstoff entwickelt werden, welche die Angleichung und Anhebung des Qualifikationsniveaus zum Ziel haben.

Diese Punkte sollten in Wasserstoffstrategien der EU eingebunden und auch im internationalen Maßstab stärker beachtet werden, um die zu transportierenden Wasserstoffmengen sicher und mit ausreichender Wachstumsgeschwindigkeit zur Verfügung stellen zu können.

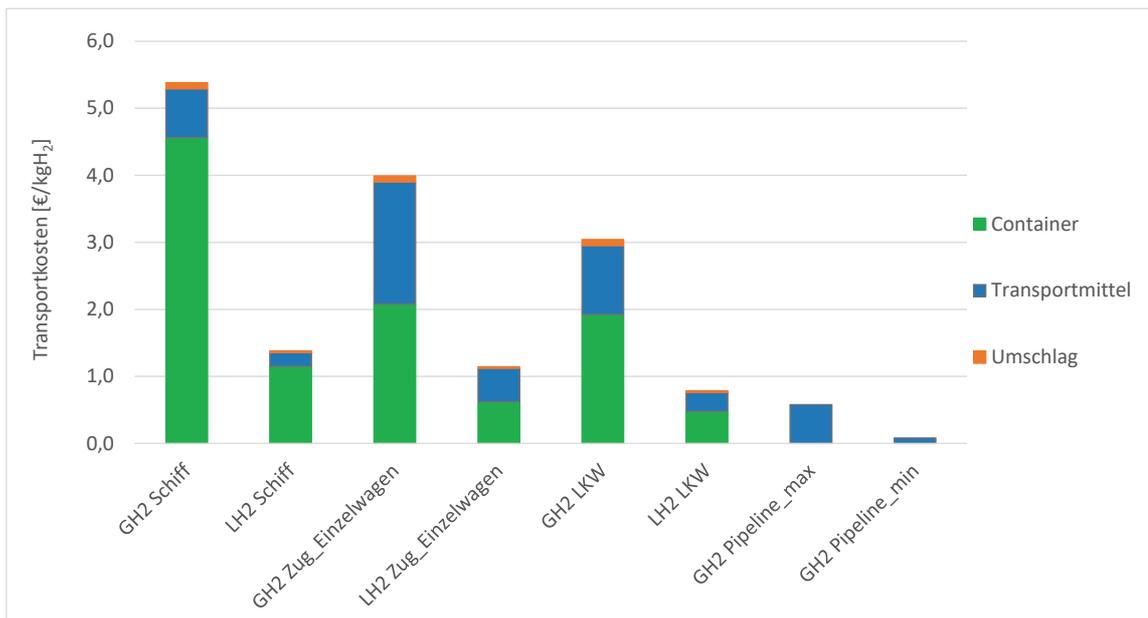
6. Wirtschaftliche Analyse der Wasserstoffbereitstellungsketten

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Analyse der Transportkosten ab Rotterdam bzw. Fredericia. Die Kosten erfassen dabei jeweils die Kosten für die Container, das Transportmittel (Binnenschiff, Güterzug, Lkw) und den Umschlag der Container an den Häfen in Stuttgart und Rotterdam. Annahmen für die Kalkulation sind im Anhang detailliert dargestellt. Für die Kalkulationen der Kosten für den Transport per Güterzug beziehen sich auf den Transport als Einzelwagen. Der Transport als Einzelwagen ist, wie in Kapitel 4.2.2 schon erwähnt, die aus wirtschaftlicher Sicht ungünstigere Variante des Transportes von Containern. Als Vergleichswert zu den drei näher beleuchteten Transportmodi wird noch der Transport per Pipeline dargestellt. Bei den Kostenkalkulationen für den Pipelinetransport entfallen die Kosten für die Container und den Umschlag dieser an den Häfen. Die Kosten für den Pipelinetransport wurden auf Grundlage der Studie „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030“ berechnet (Frithjof Staiß, et al., 2022).

6.1 Rotterdam

Die abgeschätzten Kosten für den Transport sind in Abbildung 36 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Kosten für den LH2-Transport aufgrund der höheren Wasserstoffdichte (~ 4x so hoch) wesentlich geringer sind als beim Transport per GH2. Beim Transport des Wasserstoffs per Schiff werden die höchsten Kosten erreicht, diese betragen 5,4 € (GH2) bzw. 1,4 € (LH2) pro kg Wasserstoff. Durch die lange Umlaufzeit der Binnenschiffe und dem damit verbundenen hohen Bedarf an Containern (vgl. 4.2.4), überwiegen hier die Kosten für die Anschaffung und die Instandhaltung der Container (~ 80 %). Die Kosten für das Binnenschiff liegen bei knapp unter 15 % und die Umschlagskosten sind für ~ 2 % der Gesamtkosten verantwortlich. Wichtig zu erwähnen ist, dass die reinen Kosten für das Transportmittel (blauer Balken) geringer als beim Transport per Zug und Lkw sind. Daraus ergibt sich, dass bei einer Reduktion der Anschaffungskosten für die Container die Kosten für den Transport per Binnenschiff am stärksten sinken.

Abbildung 36: Abgeschätzte Transportkosten von Rotterdam nach Stuttgart in €/kgH₂



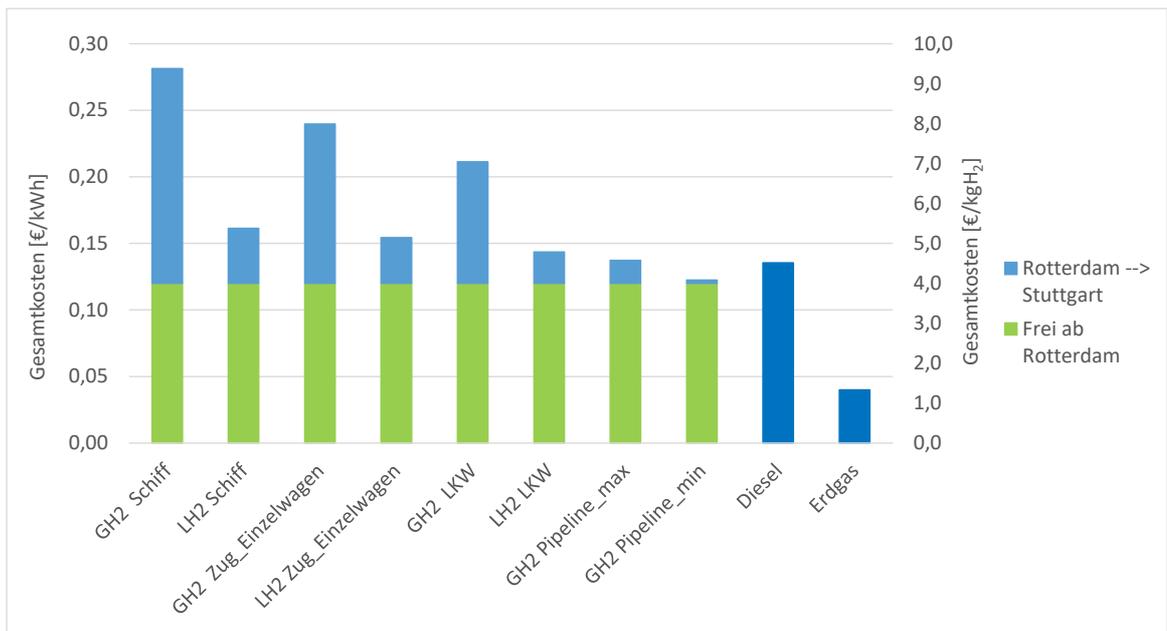
Beim Transport per Zug liegen die Kosten bei 4,0 € (GH2) bzw. 1,1 € (LH2) pro kg Wasserstoff. Kosten für die Anschaffung und die Instandhaltung der Container sind dabei für knapp über 50 % der Gesamtkosten verantwortlich, aber auch die Kosten für den Zug tragen mit ~ 45 % einen großen Teil zu den Gesamtkosten bei. Wohingegen die Kosten für den Umschlag in den Häfen marginal (~ 2 %) sind. Die ermittelten Kosten für den Zugtransport stammen aus einer direkten Antwort der DBcargo und beziehen sich auf den Transport per Einzelwagen. Wie in Kapitel 4.2.2 erwähnt erwähnt, ist der Transport als Ganzzug wirtschaftlicher und schneller, wodurch eine Kostenreduktion durch den Einsatz von Ganzzügen zu erwarten ist.

Beim Transport des Wasserstoffes mit Lkw können die Kosten weiter auf 3,0 € bzw. 0,8 € pro kg Wasserstoff reduziert werden. Die Container sind hierbei für ~ 60 % der Kosten verantwortlich, knapp über ein Drittel der Kosten entfallen auf den Lkw und ~ 3 % auf den Umschlag in den Häfen.

Die Kosten für den Pipelinetransport betragen zwischen 0,1 und 0,6 €/kg Wasserstoff. Die Variation der Kosten kann hierbei darauf zurückgeführt werden, ob der Transport in bestehenden Pipelines durchgeführt werden kann oder ein Pipeline-Neubau nötig ist (Frithjof Staiß, et al., 2022).

Im Folgenden werden nun die anfallenden Kosten für den Transport von Rotterdam nach Stuttgart mit den Kosten frei ab Rotterdam addiert. Diese wurden auf 4 €/kg Wasserstoff festgesetzt, was aus den Ergebnissen von Kapitel 2 hervorgeht. Dabei wurde aufgrund des untersuchten Zeithorizontes dieser Studie vom konservativen Fall ausgegangen, um einer Unterschätzung der Kosten vorzubeugen. Um einen Vergleich zu den fossilen Energieträgern Gas und Diesel zu ermöglichen, wurden alle Werte auf eine kWh umgerechnet. Dafür wurde der Heizwert von Wasserstoff mit 33,3 kWh/kgH₂ verwendet. Als Referenzwert wurde dabei der durchschnittliche Großhandelspreis von 2023 (Januar- Mai) für Diesel mit 0,135 €/kWh (1,35 €/l) verwendet (Statistisches Bundesamt, 2023) und für Erdgas 0,04 €/kWh gewählt, dieser Wert wurde anhand des Preises für Erdgas an der EEX gewählt.

Abbildung 37: Abgeschätzte Gesamtwasserstoffkosten für den Transport über Rotterdam nach Stuttgart in €/kWh



Man erkennt, dass die abgeschätzten Gesamtkosten der Transportoptionen von LH2 in einem ähnlichen Bereich liegen (16 ct/kWh beim Binnenschiff und 14 ct/kWh beim Lkw) und sich ähnliche Preise wie beim Diesel ergeben. Dies gilt auch für den Transport von Wasserstoff per Pipeline hier können die niedrigsten Preise mit ~ 12 ct/kWh erzielt werden. Jedoch sind die Kosten für Wasserstoff im Vergleich zu den Kosten für Erdgas aus heutiger Sicht nicht wettbewerbsfähig. Der Transport von GH2 (außer Pipeline) stellt aus wirtschaftlicher Sicht, aufgrund der deutlich höheren Kosten, keine Alternative zu den fossilen Energieträgern und zum Transport von LH2 dar.

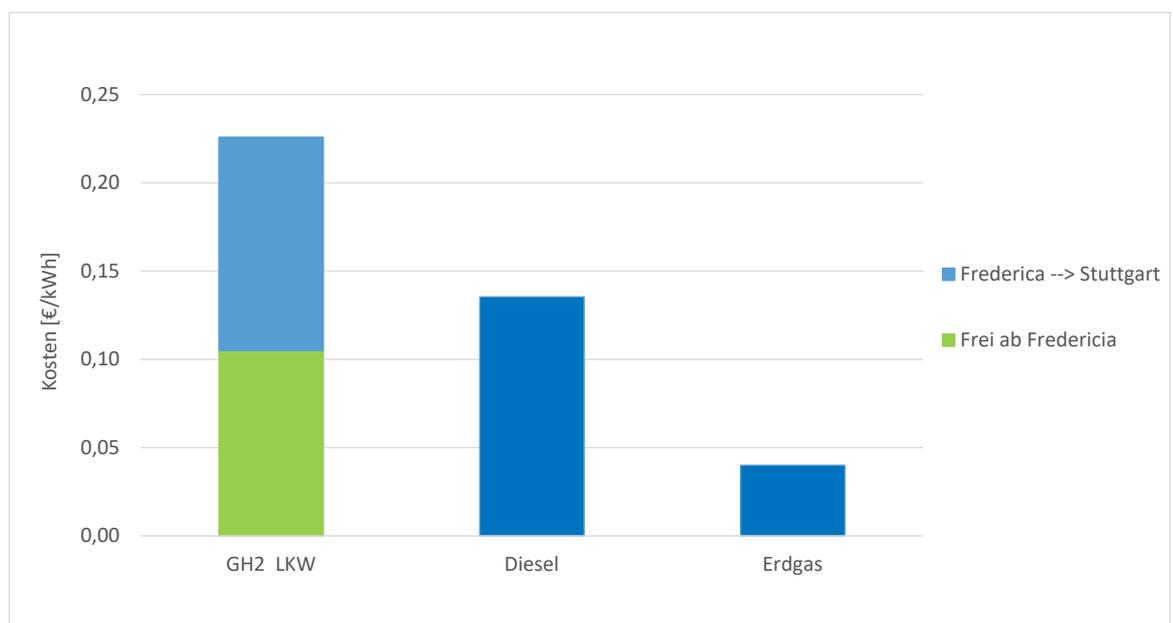
6.2 Fredericia

Für den Wasserstofftransport von Fredericia wird lediglich der Transport von gasförmigem Wasserstoff per Lkw betrachtet, wie in Kapitel 4.2 genauer erläutert. Auf einen Vergleich mit den Kosten für den Pipelinetransport wird dabei verzichtet, da eine Pipelineverbindung zwischen Fredericia und Stuttgart zum aktuellen Stand ausgeschlossen werden kann.

Die Kosten für den Transport per Lkw betragen dabei 4,0 € je kg Wasserstoff, hier entfällt der Großteil der Kosten auf die Container (2,8 €/kgH₂). Die Kosten für den Lkw betragen 1,2 €/kgH₂, wobei auch in diesem Fall die Umschlagskosten mit 0,09 €/kgH₂ sehr gering ausfallen. Damit sind die Kosten ~ 1,0 € mehr als bei der gleichen Transportoption von Rotterdam, was auf die längere Strecke und die damit verbundenen höheren Kosten für Container und Kraftstoff zurückzuführen ist.

Wie beim Transport von Rotterdam werden auch in diesem Fall die Kosten frei ab Fredericia noch addiert und mit fossilen Energieträgern verglichen. Nach Angaben des Herstellers kann der Wasserstoff für ca. 3,5 € je kg abgenommen werden. Wie in Kapitel 6.1 werden die Werte auf eine kWh umgerechnet und mit Diesel und Erdgas verglichen. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Abbildung 38 dargestellt.

Abbildung 38: Abgeschätzte Gesamtwasserstoffkosten für den Transport von Fredericia nach Stuttgart in €/kWh



Da beim Transport ausgehend von Fredericia ausschließlich gasförmiger Wasserstoff zum Transport zur Verfügung steht, bietet sich aus wirtschaftlicher Sicht keine Alternative zu den fossilen Energieträgern Diesel und Erdgas.

7. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aufbau von überregionalen Partnerschaften zur Bündelung der H₂-Nachfrage

Der Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart wird voraussichtlich bereits vor der ab ca. 2032 vorgesehenen Versorgung über die FLOW-Pipeline stark zunehmen. Neben der von terranets bzw vorangetriebenen FLOW-Pipeline, die an der Ostsee beginnt und in ihrem Verlauf nach Süden über eine Reihe an Verknüpfungspunkten zu weiteren H₂-Versorgungskorridoren verfügt, sei es über Pipeline oder andere Transportträger, entwickelt der Rotterdamer Hafen zahlreiche Projekte zur verstärkten Nutzung von Wasserstoff entlang des Rheins, vor allem in Nordrhein-Westfalen. Ebenfalls entlang des Rheins spielt das Projekt RH2INE mit wasserstoffbetriebenen Rheinschiffen eine hervorzuhebende Rolle, in dessen Zuge unter anderem Wasserstofftankstellen in Mannheim und Karlsruhe vorgesehen sind.

Es wird empfohlen, den Hafen Rotterdam sowie die relevanten Projektteilnehmer von RH2INE, aber auch mögliche Interessenten für Wasserstoff entlang des Rheins wie z.B. die Metropolregion Rhein Neckar mit der BASF als herausragendem H₂-Verbraucher oder die Miro Raffinerie in Karlsruhe hinsichtlich einer Kooperation zu kontaktieren. Die Kontaktaufnahme hat zum Ziel, über eine partnerschaftliche Bündelung der H₂-Nachfrage sich an die verschiedenen, bereits in Entwicklung befindlichen H₂-Infrastrukturprojekte anzubinden und so eine Wasserstoffverteilung vom Hafen Rotterdam bis in die Region Stuttgart zu etablieren. Als Vorbild für die koordinierte Vernetzung von H₂-Aktivitäten einschließlich der Bündelung von H₂-Nachfrage und Angebot kann das Land Nordrhein-Westfalen herangezogen werden, die bereits in vielen Bereichen mit dem Hafen Rotterdam bei Aktivitäten rund um den grünen Wasserstoff zusammenarbeitet.

Stärkung und Ausbau regionales Akteursnetzwerk

Zur Generierung und Sicherstellung eines ausreichenden Wasserstoffbedarfs in der Region wird empfohlen, das bereits etablierte Akteursnetzwerk in der Region weiter auszubauen und zu stärken, um über Chancen und Nutzen der Wasserstoffanwendung zu informieren und eine lokale Vernetzung der Wasserstoffanwender weiter voranzutreiben. Dadurch wird die H₂-Nachfrage weiter stimuliert, was planerische Sicherheit für alle Beteiligten ermöglicht.

Sicherstellung der langfristigen H₂-Versorgung

Um eine ausreichende und zuverlässige Versorgung von Wasserstoff für die Region Stuttgart zu gewährleisten, sollten mit den Betreibern der H₂-Transportinfrastruktur möglichst frühzeitig Gespräche aufgenommen werden, um eine Konkretisierung von Abnahmemengen zu ermöglichen und idealerweise bereits in der konkreten Reservierung und/oder Abschlüssen von (Vor-)Vereinbarungen zu garantierten Abnahmemengen münden. Aufgrund der vorhersehbaren Zunahme des Bedarfs in praktisch allen Regionen Europas im Rahmen der Energiewende besteht ansonsten das Risiko, dass sich gerade in der Hochlaufphase regionale Engpässe in der Wasserstoffversorgung ergeben. Hierzu kann beispielsweise eine Koordinationsstelle bei der Wirtschaftsförderung geschaffen werden, die als zentrale Anlaufstelle für die Vernetzung von potenziellen H₂-Abnehmern, H₂-Anbietern und H₂-Infrastrukturbetreibern in der Region dient oder auch die Bündelung der H₂-Nachfrage weiter voranzutreiben. Evtl. kann dies über die Bildung einer Regionalgesellschaft weiter konkretisiert werden, wobei die konkrete Vertragsgestaltung sowie die damit ggf. verbundenen wirtschaftlichen Risiken sorgfältig abzuwägen sind.

Aufbau alternativer H₂-Versorgungsketten als No-regret-Investitionen

Bis zu einer Versorgung der Region Stuttgart per Pipeline sind alternative Infrastrukturen und Transportwege zu etablieren, wobei darauf zu achten ist, dass diese Infrastrukturen auch dann noch sinnvoll genutzt werden können, wenn die Pipelineversorgung besteht, nicht zuletzt aus Gründen der Versorgungsresilienz. Zumal auch davon auszugehen ist, dass nicht alle

Endabnehmer unmittelbar an das zu etablierende H₂-Leitungsnetz angeschlossen werden können, so dass absehbar ein nicht unerheblicher dezentraler Wasserstoffbedarf entsteht, zu dessen Deckung eine geeignete Infrastruktur erforderlich sein wird.

Neben der bereits etablierten Belieferung per Lkw kommt insbesondere der Transport per Bahn in Betracht. Die Wirtschaftlichkeit des Wasserstofftransportes per Zug muss jedoch noch intensiver beleuchtet werden. Bisher fehlen hier konkretere Informationen zum Transport von Wasserstoff in größeren Mengen und insbesondere als Ganzzug. Auch insgesamt befindet sich der Bahntransport von Wasserstoff noch im Anfangsstadium, zudem sind die herrschenden Kapazitätsengpässe im Bahngüterverkehr zu beachten. Ein kontinuierlicher Austausch mit Spediteuren, die in diesem Bereich tätig sind, scheint aktuell die beste Möglichkeit, um hier aktuelle Informationen zu erhalten, um auf die zu erwartende hohe Dynamik in der Entwicklung der Wasserstofflogistik gerade in den nächsten 2 – 4 Jahren reagieren zu können bzw. diese auch mitzugestalten.

Ausbau regionale H₂-Pipeline

Weiterhin sollte der Ausbau der regionalen H₂-GeNeSiS-Pipeline vorangetrieben werden, über die per Ferntransport angelieferter wie auch regional erzeugter Wasserstoff eingespeist werden und an regionale Wasserstoffabnehmer verteilt werden kann. Über die Erschließung bzw. Anbindung weiterer Abnehmer in der Region wird so ein wesentlicher Beitrag zur Stärkung und der wirtschaftlichen Tragfähigkeit des H₂-Marktplatzes im mittleren Neckarraum geleistet.

Zulassung LH₂-Transport auf Schiene und Schiff

Neben dem Transport von gasförmigem Wasserstoff muss der Transport von Flüssigwasserstoff in Containern intensiver beleuchtet werden, da dieser aufgrund der höheren Wasserstoffdichte sowohl kostenseitig als auch in Hinblick auf Umschlagkapazitäten von Vorteil ist. Um zukünftig den Transport von LH₂ in Containern auch auf der Schiene und per Schiff zu ermöglichen, sollte die Entwicklung eines zuverlässigen, genehmigungsfähigen BOMS (Boli-off management system) für LH₂-Container gefördert werden.

Gewährleistung H₂-Reinheit

Je nach Anwendung wird eine unterschiedliche Qualität des Wasserstoffs gefordert. Je nach Herkunft des Wasserstoffs kann es erforderlich sein, dass der Wasserstoff vor Ort noch aufgereinigt wird. Gerade bei Anwendungen, die eine besondere H₂-Reinheit benötigen wie z.B. Brennstoffzellenbetriebene Mobilitätsanwendungen wie schwere Nutzfahrzeuge und Stadtbusse, ist der Absicherung der erforderlichen Reinheit z. B. durch Vorsehen von ausreichenden Reinigungskapazitäten Rechnung zu tragen. Dies ist beim Einsatz von Wasserstoff aus Elektrolyseuren, wie sie für die regionale Erzeugung im Rahmen des H₂GeNeSiS-Projekts zum Einsatz kommen, weniger ein Thema, sondern eher beim H₂-Ferntransport per Pipeline, da hier z. B. Partikelverunreinigungen eine Herausforderung darstellen können.

Schulung und Kompetenzaufbau bei Behörden und Anwendern

Aus genehmigungsrechtlicher Sicht ist es zudem erforderlich, dass Mitarbeiter von Behörden und zulassungsrelevanten Institutionen über ein besseres technisches Verständnis für die Eigenschaften von Wasserstoff und die damit verbundenen Technologien (Erzeugung, Transport, Lagerung und Anwendung) verfügen, um zu vermeiden, dass sich unnötig hohe Anforderungen, Unsicherheiten und dadurch bedingte erhöhte Kosten bzw. zeitliche Verzögerungen ergeben. Die Mitarbeiter der zuständigen Behörden sollten zuständigkeitsgerecht bezüglich der besonderen Eigenschaften von Wasserstoff geschult werden, um ihre Kompetenz in Bezug auf Wasserstoff zu steigern.

Aufbau regionaler H₂-Hubs

Als regionale Umschlagpunkte sollte die Einrichtung spezieller H₂-Hubs gefördert werden. Dort kann H₂ in großen Mengen gelagert und umgeschlagen werden. Die dort vorhandenen Einrichtungen lassen sich durch intensive Nutzung effizienter betreiben und das dort arbeitende Personal ist auf H₂ vorbereitet und entsprechend geschult. Für den einzelnen Anwender handelt es sich bei Wasserstoff in der Regel um eine neue Technologie, für die erst entsprechende Kompetenz aufgebaut werden muss. Auch hierzu sind entsprechende Schulungs- und Unterstützungsangebote zu entwickeln, wofür das vorgeschlagene Akteursnetzwerk einen Ausgangspunkt bilden kann.

8. Anhang

8.1 Weiterführende Informationen zu AP1

8.1.1 Brasilien

Im Folgenden werden Wasserstoffprojekte und geplante Investitionen in Brasilien aufgeführt.

Abbildung 39: Wasserstoffprojekte in Brasilien (Karte: ABH2 (Brasilianischer Wasserstoffverband); Projektkartierung: NIRAS/GIZ im Rahmen des „H2 Brasil“ Programms)



Abbildung 40: Angekündigte Investitionen für Wasserstoffprojekte in Brasilien

Company	Electrolysis Capacity	Quantity of H2 to be produced	Investments
CEARÁ			
Fortescue	2,00 GW	300.000 tons	6,00 Bi US\$
Qair	2,24 GW	296.000 tons	6,95 Bi US\$
EDP	1,25 MW	225 tons	7,00 Mi US\$
ENGIE	100 MW		
Transhydrogen	3,00 GW	500.000 tons	2,00 Bi US\$
AES Brasil	1,00 GW		2,00 Bi US\$
Casa dos Ventos	2,0 GW		4,00 Bi US\$
Total	10,34 GW	1.096.225 tons	20,95 Bi US\$
PORTO DO AÇU – RIO DE JANEIRO			
Fortescue	300 MW	250.000 tons	
SUAPE – PERNAMBUCO			
Qair			3,8 Bi US\$
Casa dos Ventos	2,0 GW		4,00 Bi US\$
RIO GRANDE DO NORTE			
Enterprize Energy	2,00 GW	360.000 tons	
BAHIA			
Unigel	60 MW	10.000 tons	120 Mi US\$
Casa dos Ventos	2,0 GW		4,0 Bi US\$
PIAUI			
Casa dos Ventos	2,0 GW		4,0 Bi US\$
Total BR 10.01.23	18,7 GW	1.716.225 tons	36,87 Bi US\$

Der Bundestaat Ceará in der nordöstliche Region Brasiliens hat seit Februar 2021 Investitionen in Höhe von mehr als 20 Milliarden US-Dollar angekündigt und 22 Absichtserklärungen mit brasilianischen und internationalen Unternehmen unterzeichnet. Folgende Unternehmen haben bereits den Anfang des Betriebs in Pecém Hafen angekündigt: Casa dos Ventos (H₂ und Ammoniak ab 2026), EDP Energias de Portugal (In Dezember 2022 erstes H₂-Molekül in Pecém (1 MW) Skalierung 150 MW - Große Menge Wasserstoff ab 2027), Forstescue (Wasserstoff und Ammoniak ab 2028) und AES Brasil (Wasserstoff ab 2029).

Abbildung 41: Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg (Roland Berger GmbH, 2020)

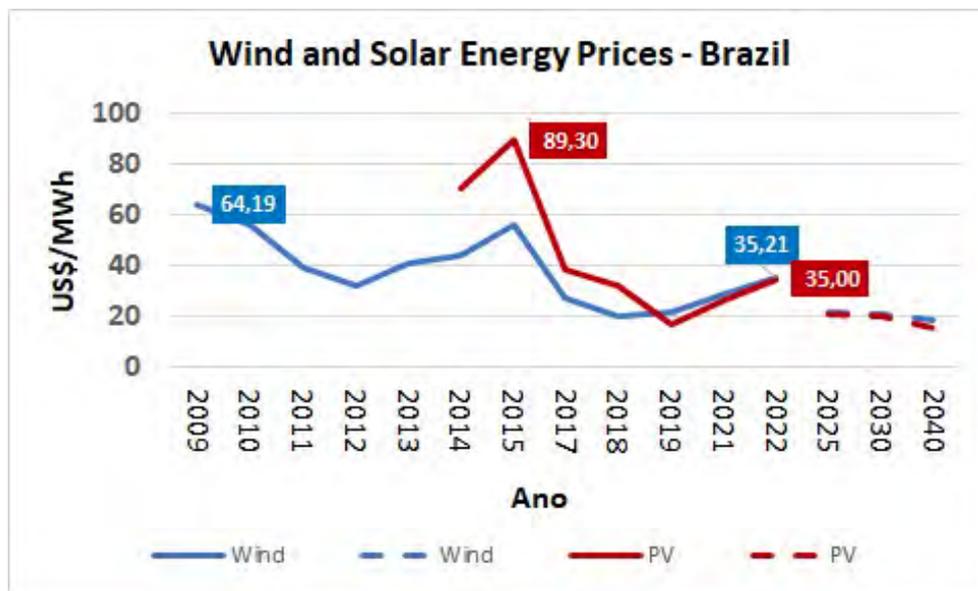


52 % der Unternehmen der Wasserstoffbranche in Baden-Württemberg haben Niederlassungen in Brasilien. Von den Mitgliedern des Hydrogen Councils haben 95 % der Hauptmitgliedsunternehmen und 61 % der fördernden Mitgliedsunternehmen Niederlassungen in Brasilien. Davon sind 3 deutsche Elektrolyseurfirmen in Brasilien tätig: ThyssenKrupp, Siemens Energy und Hytron/Neuman & Esser Group.

Elektrizitätspreise in Brasilien

Die Solar- und Windenergiepreise erreichten 35,00 US\$/MWh bei den letzten Auktionen in Brasilien.

Abbildung 42: Wind- und Sonnenenergiepreise in Brasilien (EPE/MME/ANEEL)



Die folgenden Abbildungen zeigen die Kapazitäten und das Potenzial für Solar- und Windenergie in Brasilien.

Abbildung 43: Kapazität der Sonneneinstrahlung in Brasilien

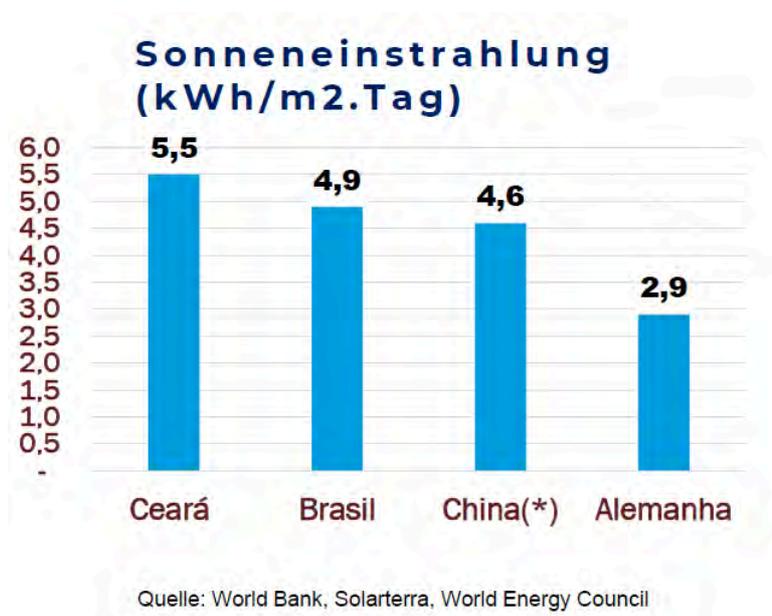
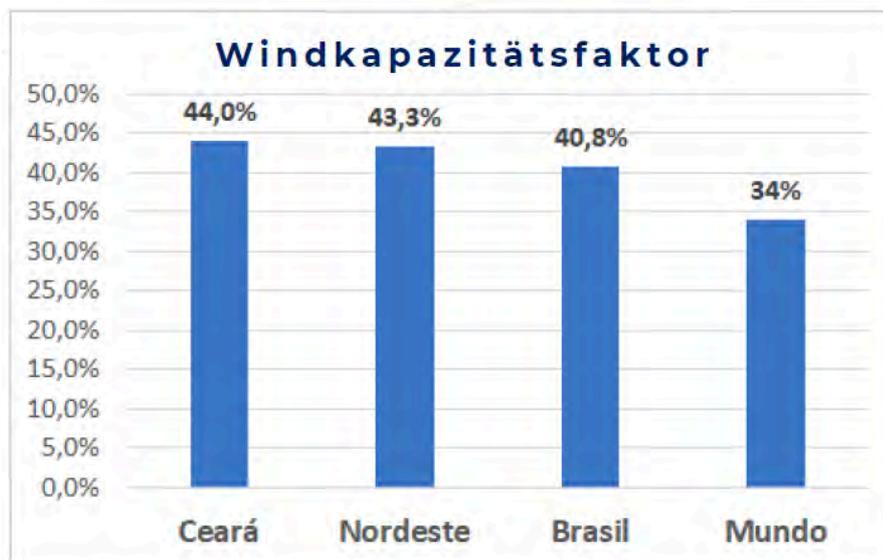


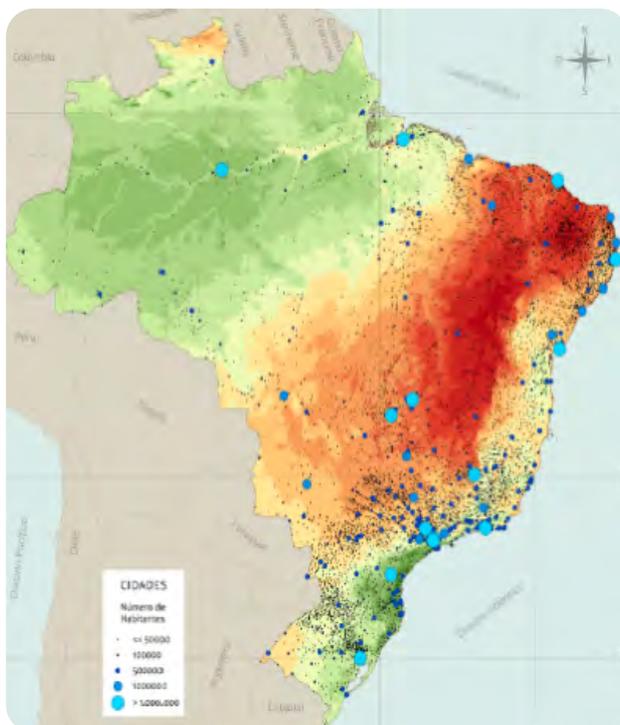
Abbildung 44: Windkapazitätsfaktoren in Brasilien



Quelle: Atlas Eólico und Solar/CE (2019), ONS (2018 a 2020) und IRENA (2018)

Das Potenzial für Solarenergie in Brasilien liegt bei 28.500 GW, in der nordöstlichen Region bei 6.730 GW. Aktuell beträgt die installierte Solar-PV-Kapazität 28,6 GW und entspricht damit nur 1 % des Gesamtpotenzials des Landes.

Abbildung 45: Potenzial für Solarenergie in Brasilien



Das Potenzial für Onshore-Windenergie beträgt in Brasilien 880 GW. In der nordöstlichen Region beträgt das Potenzial 309 GW, was 35,1 % entspricht.

Abbildung 46: Potenzial für Onshore-Windenergie in Brasilien

Für Offshore-Windenergie liegt das Potenzial bei 1.228 GW im gesamten Land. In der nordöstlichen Region beträgt es 681 GW, was einem Anteil von 55.5 % entspricht.

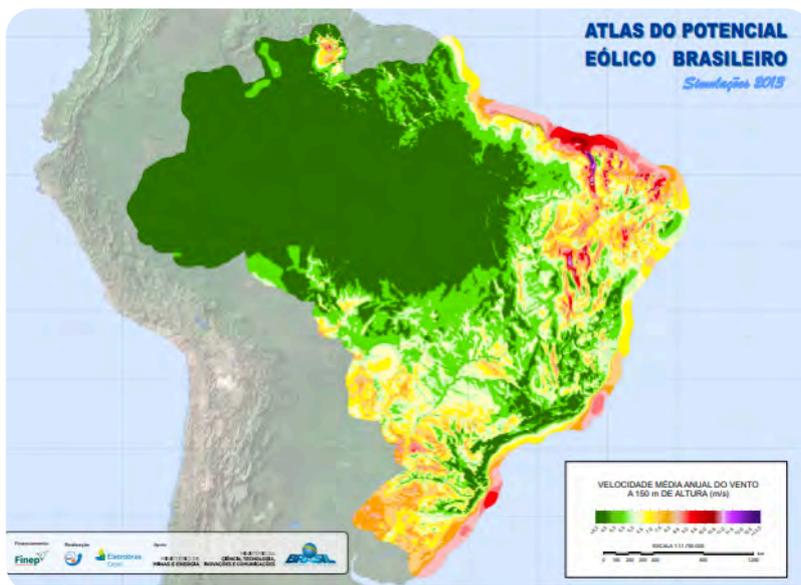
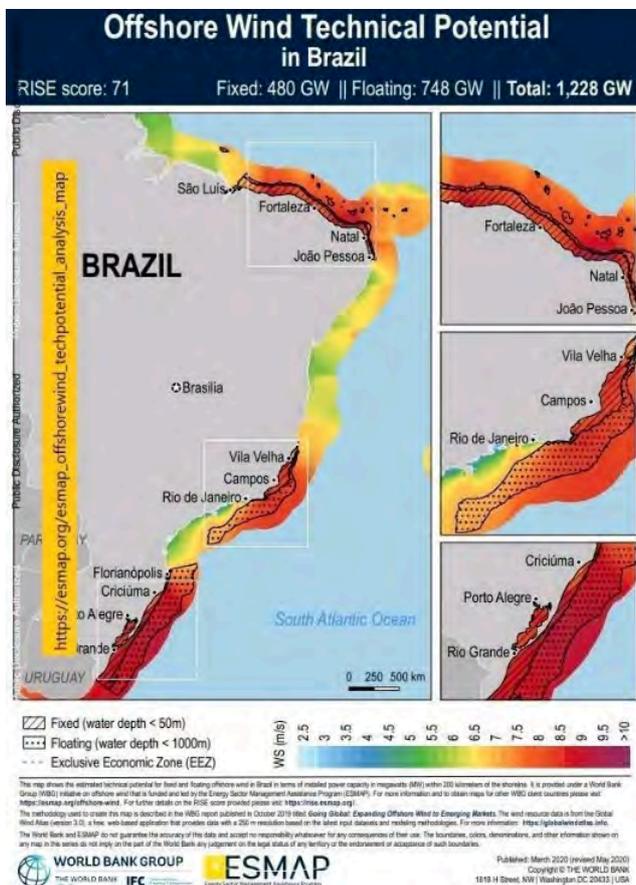
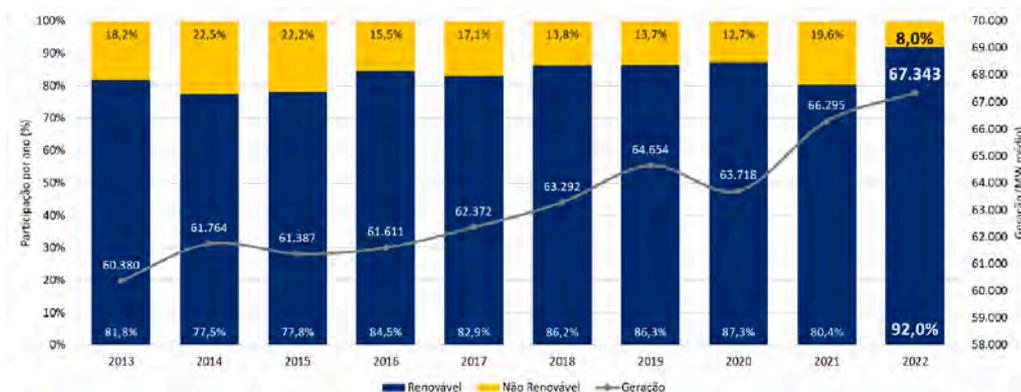


Abbildung 47: Potenzial für Offshore-Windenergie in Brasilien (Weltbank, 2021)

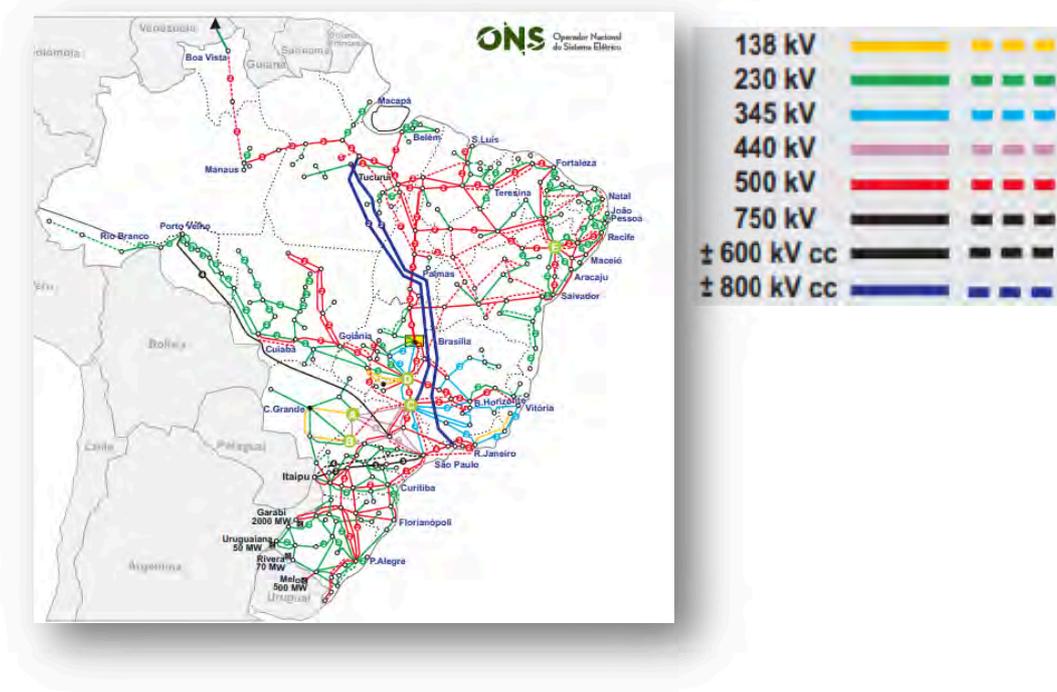


Grüner Wasserstoff CCEE-Zertifizierung – An den europäischen Zertifizierungsprozessen ausgerichtet



Die Erzeugung erneuerbarer Energien hat im Jahr 2022 einen Rekord gebrochen (CCEE). Wasserkraft-, Wind-, Solar- und Biomasseanlagen waren für 92 % der gesamten im Land erzeugten Elektrizität verantwortlich, der höchste Prozentsatz in den letzten 10 Jahren. Das Jahr 2022 präsentierte eine Energieerzeugung von durchschnittlich 67.343 MW; davon 92 % Erneuerbare Energie, in absoluten Werten von 61.970 MW durchschnittliche Zahlen, die aufgrund des neuen Ausbaus der installierten Kapazität aus erneuerbaren Quellen erreicht wurden, zusammen mit einem günstigeren hydroklimatischen Szenario, für die Energiespeicherung und -erzeugung durch hydraulische Quellen statt thermischer Quellen (<https://www.ccee.org.br/pt/web/quest/-/ccee-atuara-como-certificadora-da-energia-usada-para-produzir-hidrogenio-verde-no-brasil>).

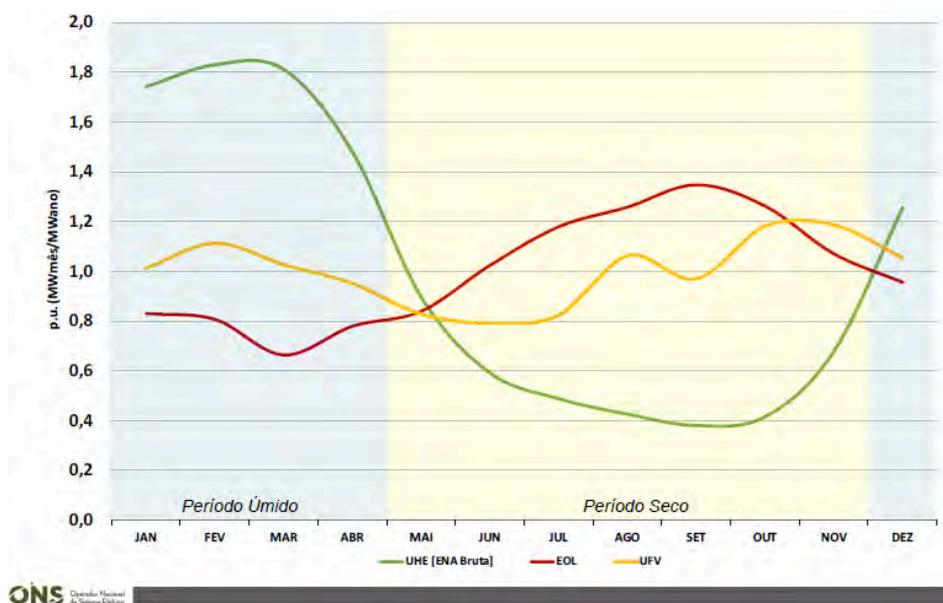
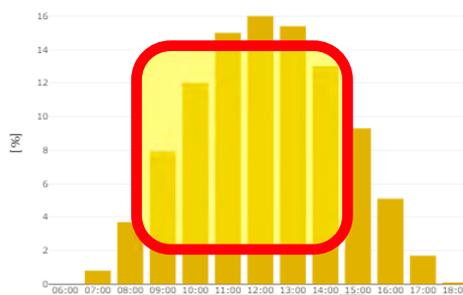
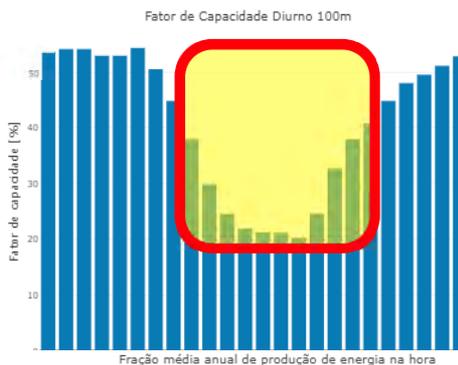
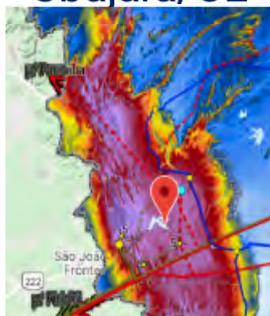
Brasilianische Elektrizitätsnetz (2024)



179.311 km Hochspannungsleitungen

Nordosten – Tägliche und monatliche Komplementarität Wind + Solar

Ubajara/CE



Wenn sich die Wasserkraftwerke auf dem niedrigsten Stand befinden, können Wind- und Solarenergie große Energiemengen in das Netz einspeisen.

Hafen von Pecem - Ceara

Pecém Haffen - Ceará



Partners: Regierung des Bundesstaates Ceará, Pecém Haffen und Industrie Park (CIPP), Industrieverband des Bundesstaates Ceará (FIEC), Bundesuniversität Ceará (UFC).



Angekündigte Investors in Grüner Wasserstoff und Grüner Ammoniak in Ceará



Quelle: SEDET – Ceará Bundesstaat Regierung

Pecém Haffen - Ceará



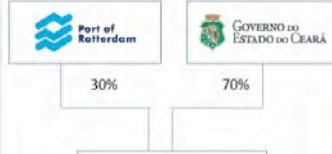
ZPE - Steuerliche Vorteile der Freihandelszone



Lokaler Markt für grünen Wasserstoff im Industriepark Park

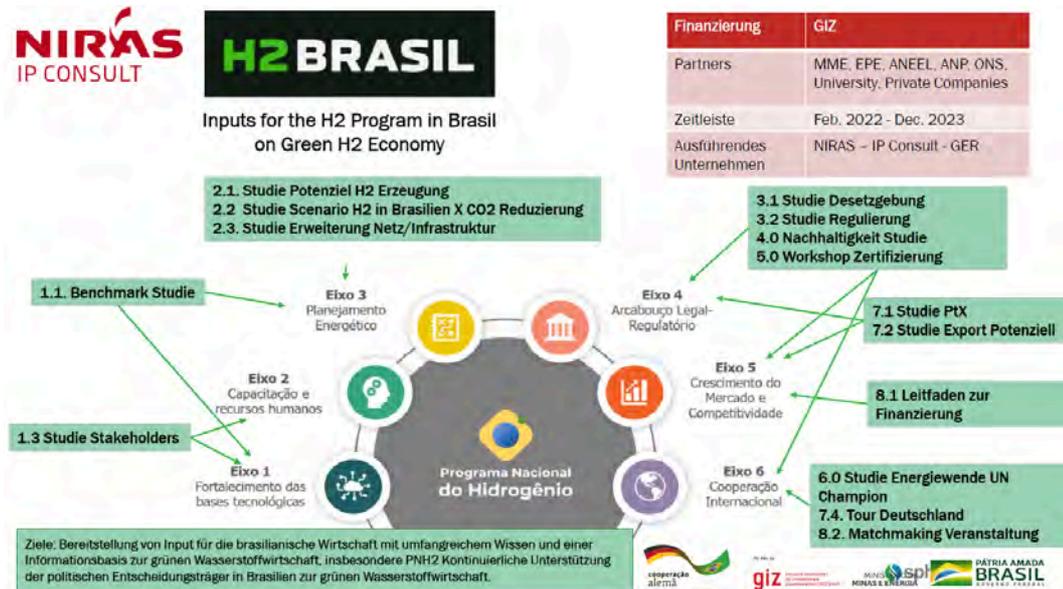


Pecém Offshore-Hafen Produktion und Export von grünem H2 und Derivaten



Joint Venture zwischen Pecém Haffen, die Regierung von Ceará und dem Rottdamer Hafen

Deutsche Brasilien Kooperation H2 Brasil



Um die rechtlichen, institutionellen und technischen Bedingungen für die Entwicklung eines Marktes für grünen Wasserstoff zu verbessern, gliedert sich das Projekt H2Brasil in fünf Komponenten. Um die strukturellen Bedingungen für die Entwicklung des Marktes für grünen Wasserstoff zu verbessern, arbeitet das Projekt Energieplanungsszenarien weiter aus, zeigt Bedarfe im bestehenden Regelwerk auf und wertet die Umsetzung eines Zertifizierungssystems aus. Es führt Studien und Kampagnen zur Bedeutung von grünem Wasserstoff durch und fördert den Wissens- und Erfahrungsaustausch mit Multiplikator*innen und Medienvertreter*innen. Das Projekt unterstützt Universitäten und andere Bildungseinrichtungen dabei, grünen Wasserstoff in ihre Lehrpläne aufzunehmen, sowie die Einrichtung von Forschungsstellen für grünen Wasserstoff, die über eine Lerninfrastruktur für die berufliche Aus- und Weiterbildung im Bereich dieser Technologien verfügen. Ein besonderer Schwerpunkt dabei liegt auf der Genderinklusion. Es fördert innovative Technologien entlang der Wertschöpfungsketten von grünem Wasserstoff und unterstützt Austauschprogramme zwischen brasilianischen und deutschen Universitäten und Forschungsinstituten. Das Projekt unterstützt die Privatwirtschaft dabei, die wirtschaftliche Durchführbarkeit unterschiedlicher Verwendungen von grünem Wasserstoff in der Industrie zu bewerten. Zusätzlich wird die Entwicklung von Finanzierungsinstrumenten für großangelegte Projekte zu grünem Wasserstoff geplant (<https://www.giz.de/de/weltweit/106138.html>).



Deutsche Politiker sind sich einig, dass Brasilien und Chile ein größeres Potenzial haben. Dieses Jahr gab es verschiedener Besucher und Ereignisse.

Besuch Baden-Württemberg Delegation in Ceará (8. Februar 2023)

Am 8. Februar 2023 besuchten Frau Hoffmeister-Kraut und eine Delegation aus Baden-Württemberg die Technologie Institut der SENAI in Ceará zum Thema Import Grüner Wasserstoff unter andere. Folgende Unternehmen waren beteiligt: Internacional Flughafen Baden-Wuerttemberg, JR Agentur/ Reutlinger General-Anzeiger, ARIS GmbH, BABLE, Baden-Wuerttemberg International GmbH, DLR - Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt, e-mobil BW GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Repräsentanz Baden-Württemberg in Brasilien, Repräsentanz Brasilien in Baden-Württemberg, FKFS Stuttgart, Die Grünen Mitglied Landtag de Baden-Württemberg, Naturwissenschaften und Medizin NMI, Institute Management FORUM GmbH, Fraunhofer Institute Chemische Technologien TIC, Kunzmann Projektentwicklungs- und Bauträger GmbH, Mitglied Baden-Württemberg in den Landtag, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus von Baden-Württemberg, Umwelttechnik BW GmbH, VDMA Region Verband Baden-Württemberg und VEGA Grieshaber KG (<https://www.baden-wuerttemberg.de/de/ser-vice/presse/pressemitteilung/pid/hoffmeister-kraut-reist-nach-chile-und-brasilien>).

Gemeinsam grüne Wertschöpfungsketten aufbauen für Wohlstand und Klimaschutz – Habeck besucht Brasilien und Kolumbien

Reise des Vizekanzlers und Bundesministers für Wirtschaft und Klimaschutz Robert Habeck und des Bundesministers für Ernährung und Landwirtschaft Cem Özdemir nach Brasilien und Kolumbien (11. – 16. März 2023)

In Brasilien hat Minister Habeck die 39. Deutsch-Brasilianischen Wirtschaftstage in Belo Horizonte mit eröffnet, die unter dem Motto „Neue Ansätze für Energie, Klima und Digitalisierung“ stattfinden. Minister Habeck hat zudem den politischen Teil der deutsch-brasilianischen gemischten Wirtschaftskommission geleitet und ein deutsches Unternehmen besucht, das in Brasilien Produktionsstätten für Anlagen zur Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff aufbaut. In der brasilianischen Hauptstadt Brasília standen bilaterale Gespräche mit seinen Amtskolleginnen und -kollegen auf der Agenda, Vizepräsident und Minister für Entwicklung, Industrie und Handel Geraldo Alckmin, Außenminister Mauro Vieira, Umwelt- und Klimaministerin Marina Silva sowie Bergbau- und Energieminister Alexandre Silveira, sowie ein Treffen mit Vertreterinnen und Vertretern der Zivilgesellschaft. Zentrale Themen waren dabei die grüne

Transformation der Industrie, eine Intensivierung der Zusammenarbeit in der Energiepolitik mit Schwerpunkt auf grünem Wasserstoff, das Handelsabkommen zwischen der EU und den MERCOSUR-Staaten als Beitrag zu fairen und nachhaltigen Handelsbeziehungen, eine Intensivierung der Zusammenarbeit im Bereich umweltverträgliche Rohstoffgewinnung, -weiterverarbeitung und Kreislaufwirtschaft sowie die Zusammenarbeit beim Klima- und Waldschutz.

Quelle: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230311-habeck-besucht-brasilien-und-kolumbien.html>

Deutsche Energie-Partnerschaften: Habecks globales Netz für grünen Wasserstoff (8. Mai 2023)

Brasilien, Südafrika, Uruguay, Australien: Die Liste der Länder, die Wirtschafts- und Klimaminister Robert Habeck (Grüne) und seine Staatssekretärinnen und -sekretäre in diesen Monaten bereisten, ist lang. Und immer geht es um Partnerschaften, Abkommen und Allianzen zum Hochlauf der Produktion von grünem Wasserstoff. Blanker Klima-Aktionismus? Wohl kaum. Eher eine Notwendigkeit.

Quelle: <https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/energiewende-wasserstoff-deutschland-partner-100.html>

World Hydrogen Summit 2023: Häfen von Rotterdam und Pecém Hafen schließen sich der Zusammenarbeit zwischen Brasilien und den Niederlanden (11. Mai 2023)

Am 10. Mai 2023 haben 27 Parteien, die im Hafen von Rotterdam und im Hafen des brasilianischen Pecém tätig sind, eine Kooperationsvereinbarung unterschrieben. Mit dieser Partnerschaft wollen die Parteien die beidseitige Zusammenarbeit intensivieren, Kenntnisse vertiefen sowie öffentliche und private Initiativen zwischen den Niederlanden und Brasilien fördern. Dabei geht es um Hafententwicklung, Hafenlogistik, Verbindungen zum Hinterland und hafenbezogene Energieprojekte, wie Windenergie auf See und die Produktion von grünem Wasserstoff. Die Kooperation wird dazu beitragen, das ehrgeizige Ziel der Rotterdamer Hafen umzusetzen und eine Vorreiterrolle innerhalb der europäischen Wasserstoffwirtschaft zu erfüllen. Zu diesem Zweck will der Hafen in großem Umfang nachhaltige Energie in Form von grünem Wasserstoff für die europäische Energieversorgung importieren. Die Port of Rotterdam Authority ist Miteigentümer des Hafens von Pecém. Dieser industrielle und logistische Knotenpunkt Nordostbrasilien bietet gute Möglichkeiten für internationale Handelsströme und Investitionen aus Europa. Die Vereinbarung wurde in Anwesenheit von Ministerpräsident Rutte und der niederländischen Wirtschaftsdelegation im Rahmen einer mehrtägigen Reise nach Brasilien im Hafen von Pecém unterzeichnet. Vorher hatten die Parteien während des World Hydrogen Summit & Exhibition 2023 in Rotterdam live in einer Videoübertragung zwischen dem World Port Center in Rotterdam und der Pecém Port Complex Integration Company (CIPP) in Brasilien bereits die Absichtserklärung unterschrieben.

Quelle: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/haefen-von-rotterdam-und-pecem-brasilien-schliessen-sich-der>

8.1.2 Schiffe für den NH₃ Transport

	Schiffskapazität (cbm)	Ladedauer	Max. wöchentliche Fahrten	Max. jährliche Ammoniak-Ausfuhr- menge
VLGC*	160k	48 h	1.7	9.1 Mt
VLGC	80k	30 h	2.7	7.3 Mt
XXX	40k	20 h	4	5.5 Mt

* Very Large Gas Carriers

8.1.3 Chile

Eine Studie für Australia-Latin America Business Council ALABC
60 Grüne Wasserstoffprojekte in Chile:



Quelle: Study für Australia-Latin America Business Council ALABC

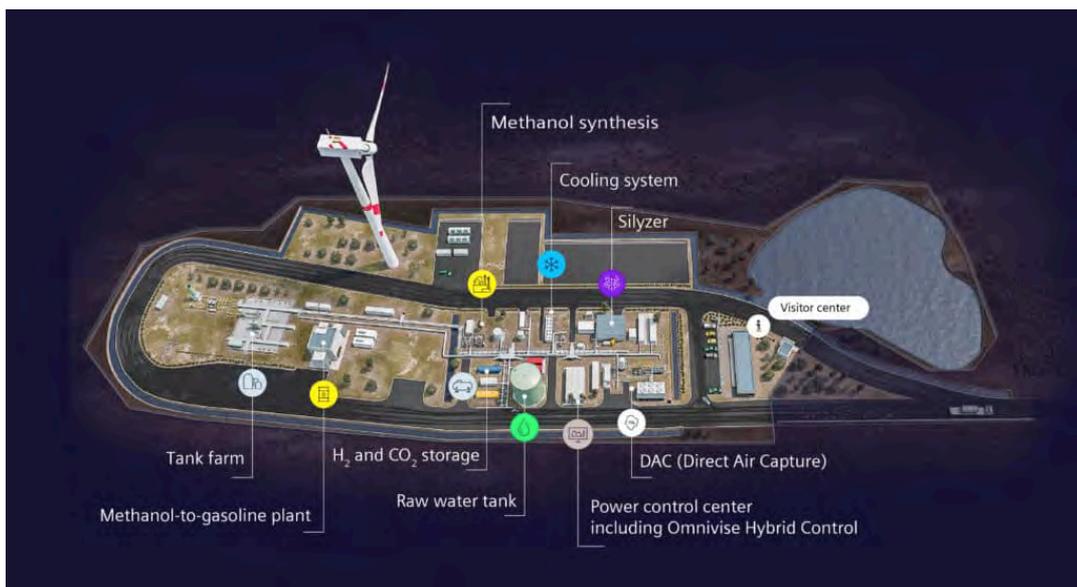
Erneuerbare Energie-Potenzial in Chile



587 GW Concentrated Solar Power / 879 GW Solar PV / 295 GW Onshore Wind / 15 GW Hydro

Das Projekt Haru Oni, das in einem fortgeschrittenen Status steht, ist die erste weltweit integrierte Demonstrationsanlage zur Herstellung von CO2-neutralem E-Fuel. Es wird in Magallanes im Süden von Chile und bei Siemens Energy entwickelt und implementiert zusammen mit mehreren internationalen Unternehmen unter Führung von HIF Global. In der Pilotphase soll die E-Methanol-Produktion zunächst rund 750.000 Liter pro Jahr erreichen. Ein Teil des E-Methanols wird in E-Benzin umgewandelt (130.000 Liter pro Jahr). In zwei Schritten soll die Kapazität bis 2025 auf 55 Millionen Liter E-Benzin pro Jahr und bis 2027 auf über 550 Millionen Liter pro Jahr ausgebaut werden. Das Projekt Haru Oni zeigt die komplette Wertschöpfungskette für Power-to-X vom Wind bis zum E-Benzin. Power-to-X bedeutet, dass Strom – vorzugsweise aus

erneuerbaren Energiequellen – in Wasserstoff oder in wasserstoffbasierte synthetische Kraftstoffe und Rohstoffe umgewandelt wird. In der Pilotphase wird eine Onshore-Windkraftanlage von Siemens Gamesa den Strom erzeugen, um den PEM-Elektrolyseur von Siemens Energy anzutreiben. Als nächstes wird CO₂ aus der Luft abgeschieden und mit dem grünen Wasserstoff zu synthetischem Methanol kombiniert: Die Basis für klimaneutrale Kraftstoffe wie E-Diesel, E-Benzin oder E-Kerosin, die zum Antrieb von Autos, Lastwagen und Schiffen verwendet werden können oder Flugzeuge. In einem dritten Verfahrensschritt werden dann ca. 401 TP2T des Methanols in synthetisches Benzin umgewandelt. Damit erfüllt die Produktionsanlage alle relevanten Nachhaltigkeitskriterien für grüne Kraftstoffe.



Quelle: <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2021/haru-oni.html>

POWER TO LIQUIDS
HIF PROJECT

HIF is expected to yield the world's first industrial-scale plant that will produce synthetic climate-neutral fuels for export.

PRODUCTION
A wind plant will power an electrolyzer which will produce green hydrogen. This will be combined with captured carbon dioxide to produce synthetic methanol. A portion of this methanol will be converted into synthetic gasoline (eGasoline).

PROJECT OWNER AND PARTNERS
PROJECT OWNER: HIF
Team of Companies: SIEMENS ENERGY, ENEL, ENAP, GASCO, PORSCHE, MABANAFT

HOW IT WORKS
Wind energy + Well water + Desal. water → Green hydrogen + CO₂ captured from the air → eMethanol → eGasoline → Applications (Truck, Ship, Car, Plane)

STATUS
Pilot phase started construction and is expected to enter operations by May 2022.
Phase I is currently in development and the environmental assessment is being prepared.

PROJECTIONS

Pilot		Phase I	
131 m ³ eGasoline per year	51 million USD investment	70.000 m ³ eGasoline per year	755 million USD investment
3.4 MW wind energy	2022 expected year for operation start	300 MW wind energy	2024 expected year for operation start

OFFTAKE
PORSCHE is planning to use the eFuels from Chile in pilot projects. These include using eFuels in Porsche's Experience Centers and sports cars.
MABANAFT, the Marquard & Bahls trading division which focuses on oil, announced an MoU highlighting the purchase of up to 500 million liters of carbon neutral eGasoline per year from this project.

LOCATION
Magallanes Region, Chile

GREEN HYDROGEN PROJECT SHEET

SIEMENS ENERGY: Co-developer and technology provider.
ENEL: Renewable power developer.
ENAP: Chilean National Oil company, Infrastructure provider.
GASCO: Co-developer and offtaker.
PORSCHE: Co-developer and offtaker.

Siemens received an 8 million euros grant from the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy to develop this project.

POWER TO AMMONIA
HNH ENERGY PROJECT

The HNH Energy project aims to produce green ammonia on a large scale in Magallanes for export, leveraging abundant wind resources present in the region.

PRODUCTION
 Wind energy is used to power an electrolysis plant, which uses desalinated water to obtain oxygen and hydrogen. Hydrogen will then be combined with nitrogen captured from the air through the Haber-Bosch process to produce green ammonia. The project also contemplates the construction of port infrastructure for export.

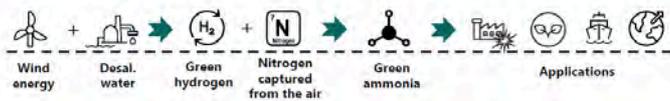
PROJECT OWNER AND PARTNERS
PROJECT OWNER

PARTNER COMPANIES


AUSTRIAENERGY focuses on utility scale energy project development, construction, operation and management, with close to 1 GW developed in Chile, thereof 300 MW in operation and close to 300 MW under construction. It is a partner in the project and the developer.

OKOWIND, its partner, is dedicated to the development and operation of wind, hydro and solar power plants with over 100 MW installed capacity and over 500 MW in development in Europe.

HOW IT WORKS



STATUS
 The project is in a conceptual engineering development stage and holds a lease over the terrain. Wind capabilities are being measured and environmental baselines are being defined.
3,000 million USD
 Total investment, starting operation in **2026**

PROJECTIONS

1,800 MW Wind energy installed capacity	850,000 NH₃ Tonnes green ammonia per year	150,000 H₂ Tonnes of green hydrogen per year for ammonia production
---	--	--

OFFTAKE
 Trammo DMCC, a subsidiary of Trammo, Inc., a global company that markets, trades, transports and distributes key raw materials used in industrial processes and fertilizer production announced an MoU highlighting the purchase the entire output from this project.

LOCATION


POWER TO AMMONIA
AES ANDES PROJECT

Taking advantage of strong winds and solar radiation in Chile, the project aims to produce green ammonia on a large scale for export and maritime transportation fueling.

PRODUCTION
 Using renewable energy and water from a desalination plant, the project will produce green hydrogen through an electrolysis process, which combined with nitrogen captured from the air will be used to produce green ammonia.

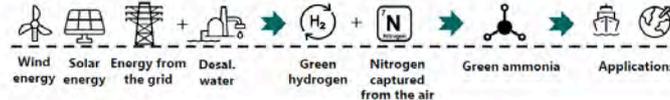
PROJECT OWNER AND PARTNERS
PROJECT OWNER

PARTNER COMPANIES


AES ANDES is a subsidiary of AES Corporation, a global energy company with over 5 GW of installed capacity. For over 2 years, the company has been developing ammonia related initiatives in countries such as Brazil, Argentina and Colombia, as well as Chile.

AES ANDES has a (BBB-) credit rating and over 3.5 GW of installed capacity in Chile. It is a partner in the project and will be the developer and technology provider.

HOW IT WORKS



STATUS
 Studies are being executed to define the right set up for the desalination and production plants. Target markets are being assessed.
1,500 million USD
 Total investment, starting operation in **2025**

PROJECTIONS

800 MW Renewable energy	250,000 NH₃ Tonnes of green ammonia per year	50,000 H₂ Tonnes of green hydrogen per year for ammonia production
-----------------------------------	---	---

OFFTAKE
AES ANDES has signed an MoU with its undisclosed investment grade partner. It is a world-class hydrogen producer and exporter. In the MoU they have committed 100% of the green ammonia production for maritime fuel and international export for a tenor of up to 30 years.

LOCATION


POWER TO AMMONIA
HyEx PROJECT

HyEx seeks to produce green ammonia in the North of Chile for domestic and international consumption, replacing imports.

PRODUCTION
 Using renewable energy and desalinated water, the project will produce green hydrogen through an electrolysis process. Hydrogen will be then combined with nitrogen, captured from the air, and through Haber-Bosch process will produce green ammonia. During the pilot phase, all production will be sent by truck to ENAEX's plant, replacing some of its current imports. The second phase considers large scale ammonia production for ENAEX consumption, export and additional applications.

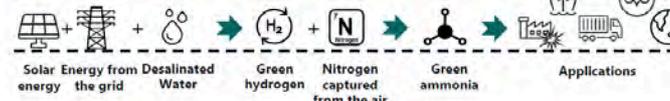
PROJECT OWNER AND PARTNERS
PROJECT OWNER

PROJECT OWNER


ENGIE is a global reference company in low-carbon energy and services, having a Business Unit dedicated to renewable hydrogen since 2018. The current portfolio of renewable H₂ projects under development and in construction is over 70 projects in 10 countries over four continents.

ENAEX is the main ammonium nitrate producer and supplier of comprehensive rock fragmentation services for the mining industry in Latin America. With over 100 years of experience and presence in 10 countries, ENAEX is actively committed to sustainability.

HOW IT WORKS



STATUS
 A feasibility study of the project is being conducted. An environmental impact study is currently being carried out to be presented to the Chilean Environmental Assessment Service by 2021.

PROJECTIONS

Pilot		Industrial Plant	
18,000 Tonnes green ammonia per year	200 million USD investment	700,000 Tonnes green ammonia per year	2,000 million USD investment
26 MW Electrolysis capacity	2025 expected year for operation start	2.0 GW Electrolysis capacity	2030 expected year for operation start

OFFTAKE
ENGIE has a strategic commercial partnership with **ENAEX**, which will utilize 350,000 tonnes of ammonia per year for its ammonium nitrate Prilex plant, replacing the current grey ammonia import. Remaining production will be commercialized in local markets for mining applications and fertilizer production, as well as exported to international off-takers.

LOCATION


POWER TO X ATACAMA HYDROGEN HUB PROJECT

GREEN HYDROGEN PROJECT SHEET

The ATACAMA HYDROGEN HUB project aims to build a large-scale electrolysis facility with export potential in the northern Antofagasta Region.

PRODUCTION
Solar energy is used to power an electrolysis plant, which uses desalinated water to obtain oxygen and hydrogen.

The pilot involves an electrolysis facility and a dedicated off-grid solar PV plant to supply a hydrogen powered freight train. Industrial phase contemplates large scale hydrogen production. It is being considered to include the production of ammonia and/or the liquefaction of hydrogen.

PROJECT OWNER AND PARTNERS

PROJECT OWNER
HUMBOLDT HIDROGENO VERDE (H2V)

PARTNER COMPANIES
COMPLEJO PORTUARIO MEJILLONES

HOW IT WORKS
Solar energy + Desal. water → Green hydrogen → Hydrogen powered freight train → Applications

STATUS
The first phase is in pre-feasibility and conceptual engineering stage. It will request approval from the Environmental Assessment Service during 2021.

PROJECTIONS

Pilot
550 ton green hydrogen per year (metric tons)
10 MW electrolysis capacity
2022

Industrial Phase
110 kton green hydrogen per year (metric tons)
gas pipeline in collaboration with players
2030

18 million USD
Total investment during the first phase

OFFTAKE
The pilot considers the adaptation of an existing train engine to be powered by hydrogen fuel cells. Negotiations with train operators that provide transport to mining facilities within the region are underway.

LOCATION
The industrial phase considers a large scale hydrogen production and aims to foster efficient supply chains such as shared gas pipelines in collaboration with other players to enable large scale exportation.

Atacama Hydrogen Hub
AtacamaHydrogenHub.com

POWER TO AMMONIA ACH – MRP PROJECT

GREEN HYDROGEN PROJECT SHEET

Leveraging their expertise in power generation and hydrogen technologies, Aker and Mainstream have joined forces to develop a large-scale green ammonia project in Chile.

PRODUCTION
Using renewable energy and water from a desalination plant, the project will produce green hydrogen through an electrolysis process, which combined with nitrogen captured from the air will be used to produce green ammonia.

PROJECT OWNER AND PARTNERS

PROJECT OWNER
AKER CLEAN HYDROGEN, MAINSTREAM RECOVERABLE

PARTNER COMPANIES

HOW IT WORKS
Wind energy + Solar energy from the grid + Desal. water → Green hydrogen + Nitrogen captured from the air → Green ammonia → Applications

STATUS
Studies are being executed to define the right set up for the desalination and production plants. Target markets are being assessed.

FINAL PHASE PROJECTIONS

3,000 MW Renewable energy
1 million NH₃ Tons of green ammonia per year
180,000 H₂ Tons of green hydrogen per year to be used for green ammonia production

5,000 million USD
Total investment, starting operation in 2027

OFFTAKE
AKER Clean Hydrogen has signed an MoU with its undisclosed investment grade partner.

LOCATION
Exportation from North of Chile to Chile

POWER TO AMMONIA H1 Magallanes PROJECT

GREEN HYDROGEN PROJECT SHEET

CWP Global is developing the "H1 Magallanes" project in Chile with the assistance of its regional company H1 America with the target to build a world-scale green hydrogen and ammonia production facility. <https://www.cwp.global/>

PROJECT CONCEPT
The project will consist of upstream wind power generation, and downstream green hydrogen & green ammonia production. Ancillary systems will be installed for water desalination, intelligent hydrogen storage, back-up power, ammonia storage and export facilities. The aim is to construct a world-scale ammonia synthesis train which will enable economies of scale and competitive cost.

PROJECT OWNER / DEVELOPER
CWP has 15 years of experience from large-scale renewable power generation projects with a successful track record of over \$3 US bn of financed assets. CWP Global is part of the Green Hydrogen Catapult initiative.

PROJECT STRUCTURE
Wind energy + Desalinated water + Electrolysis → Green hydrogen + Nitrogen captured from the air → Green ammonia → Applications - export to global market

STATUS
Feasibility studies are being executed, as well as environmental screening and wind resource assessment on selected potential sites.

PHASE ONE PRODUCTION CAPACITY

2,200 MW Wind energy installed capacity
1,000,000 NH₃ Tonnes green ammonia per year
170,000 H₂ Tonnes of green hydrogen per year

The projects are expected to start operations in 2028. This first phase is expected to be expanded in tandem with global market growth.

OFFTAKE
CWP Global and its Group team have decades of experience in global commodity trading and are using this know-how to structure long-term bankable ammonia off-take agreements with various partners around the world.

LOCATION
Magallanes

GLOBAL EXPORT MARKETS

The Asian Renewable Energy Hub
10,240 MW
16,800 tpa
150,000 tpa
8,600 tpa

MAINE FUEL, POWER GENERATION, FERTILIZERS

POWER TO TRANSPORT
SELKNAM PROJECT

GREEN HYDROGEN PROJECT SHEET

HOW IT WORKS

Wind energy + Well water + Desal. water → Green hydrogen + Nitrogen captured from the air → Green ammonia → Applications

PRODUCTION
SELKNAM will use the strong winds in Tierra del Fuego Island, with over 60% measured capacity factor, to produce green ammonia for export.
Wind energy is used to power an electrolysis plant to obtain oxygen and hydrogen. Hydrogen will then be combined with nitrogen captured from the air through a Haber-Bosch process, to produce green ammonia.
The project is located on Tierra del Fuego Island and contemplates reusing ENAP existing facilities such as pipelines and the Clarence port for export.

PROJECT OWNER AND PARTNERS
PROJECT OWNER Sociedad de Inversiones Albatros Ltda.
PARTNER COMPANIES

STATUS
The project counts with conceptual engineering and prefeasibility study developed by Engie Impact.
2 billion USD total investment of the project
2026 year operation start

PROJECTIONS
1,150 MW Wind energy
500,000 NH₃ Tonnes of green ammonia per year
85,000 H₂ Tonnes of green hydrogen per year for ammonia production

LAND AND RESOURCE
20,000 hectares of land are in control of the company
Over 60% wind capacity factor has been obtained by 3 measuring towers operating for over one year

OFFTAKE
The SELKNAM project is looking out for partners to establish offtake agreements.

LOCATION
Magallanes Region, Chile

Quelle Projekte: Study für Australia-Latin America Business Council ALABC

8.1.4 Analyse des Wasserstoffträgermediums Carrier

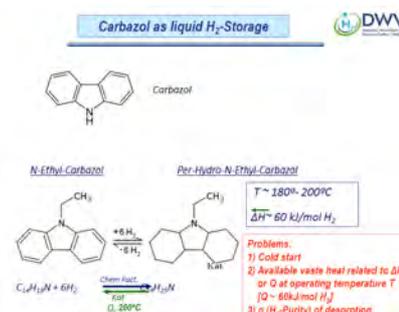
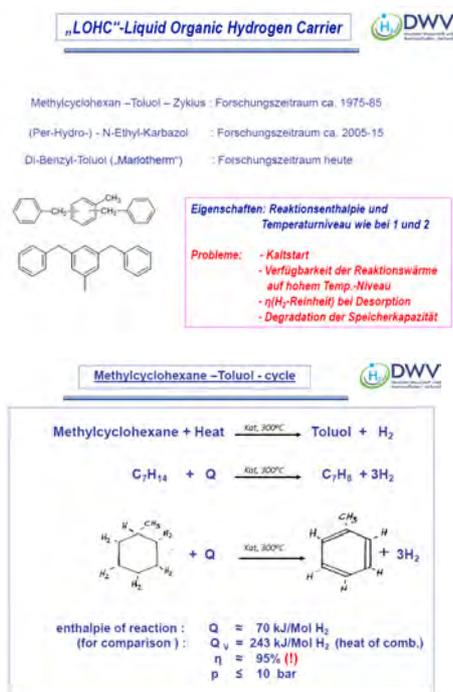
Neben den aktuell vom Hafen priorisierten Varianten werden weitere Entwicklungen beobachtet und auch gefördert. Der Aufbau von Logistikketten mit Ammoniak ist problematisch. Andererseits sind diese aber kontrollierbar und Stand der Technik in der Landwirtschaft.

Net zero can only be achieved with green hydrogen

Green Ammonia	$H_2 + N_2 = NH_3$	Fertiliser	Global demand: 170 million t/a → H ₂ demand: 30 million t/a
Sustainable Aviation Fuel	$H_2 + C = \text{Kerosene}$	Shipping Fuel Aviation Fuel	Global demand: 500 million t/a → H ₂ demand: 90 million t/a
Green Steel	$H_2 + Fe_2O_3 = Fe + H_2O$	Green Steel	Global demand: 2 000 million tons/a → H ₂ demand: 100 million t/a

Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)

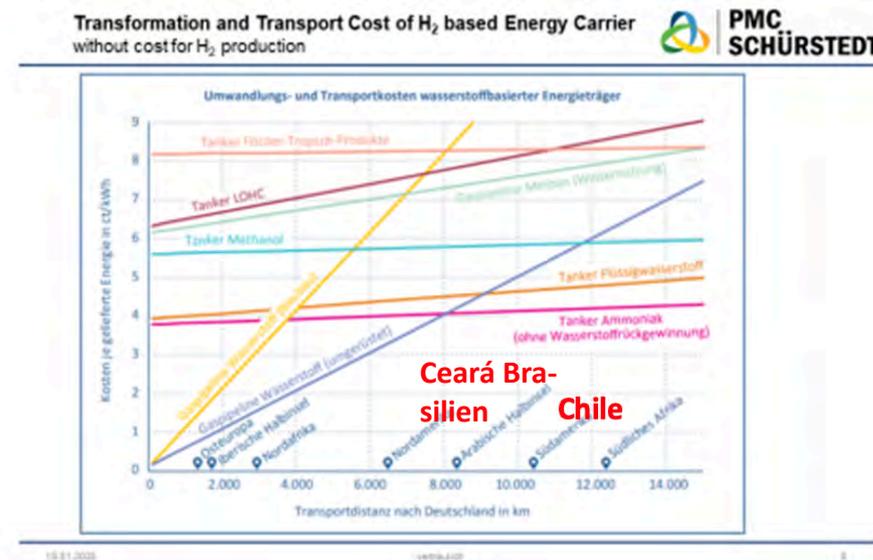
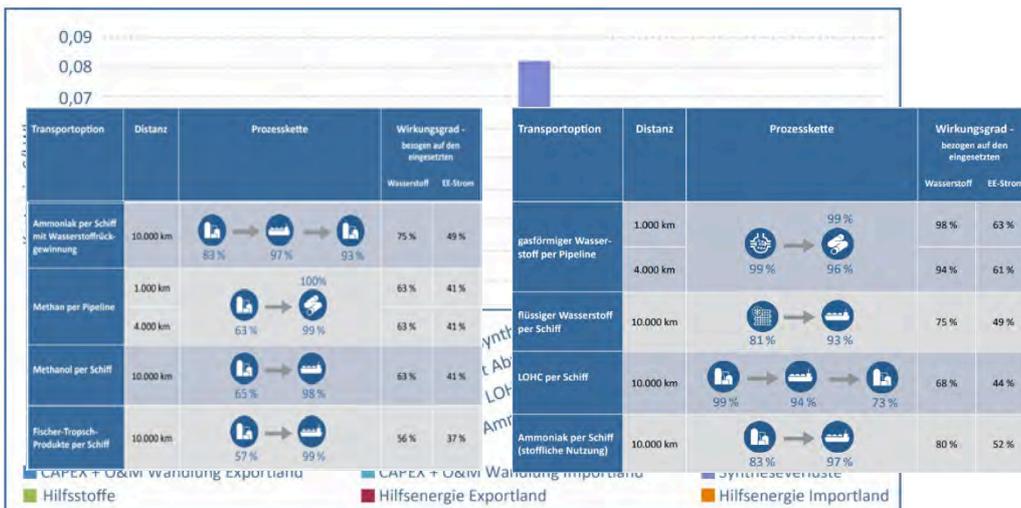
LOHC ist bereits seit mehr als 55 Jahren ein Hoffnungsträger als Carrier von Wasserstoff (siehe drei Varianten aus drei Generationen). Bis heute sind die folgenden Kernprobleme allerdings noch nicht zufriedenstellend gelöst: Versprödung, Lebensdauer und Erfüllung von Qualitätsstandards.



Flüssiger Wasserstoff

Ein Energiesystem für die Dekarbonisierung, das nur aus erneuerbaren Energien und Batteriespeichern besteht, stößt in Bezug auf die Energiemengen, die Kosten der Anlagen und die Anwendungen an Grenzen. Verflüssigter Wasserstoff trägt zu einer Dekarbonisierung bei, insbesondere im Hinblick auf die gemeinsame Verpflichtung, bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen. Australien wird Mittel aus seinem Fonds für strategische internationale Partnerschaften in Höhe von 565,8 Mio. Euro für die bilaterale Partnerschaft zur Dekarbonisierung durch emissionsarme Technologien bereitstellen. Japan wird einen grünen Innovationsfonds in Höhe von 2 Billionen Yen (24,5 Mrd.) einsetzen, um japanische Unternehmen bei Investitionen in Technologien zu unterstützen, die zur Kohlenstoffneutralität beitragen. Dadurch erkennt das Land das Potenzial der internationalen Zusammenarbeit mit einschlägigen Ländern wie Australien an. Japan begrüßt außerdem Australiens Einrichtung des australischen Programms für den Handel mit sauberem Wasserstoff, das mit 150 Mio. Euro gefördert wird, um Projekte zur Entwicklung von Lieferketten für sauberen Wasserstoff (und Wasserstoffderivate wie sauberes Ammoniak) zu unterstützen, wobei der Schwerpunkt zunächst auf dem Export von sauberem Wasserstoff nach Japan liegt.

Darstellung der Wirtschaftlichkeit und der Wirkungsgrade der internationalen Bereitstellungsketten



Effizienz der Umwandlung und des Transports von wasserstoffbasierten Energieträgern / berechnet mit der benötigten Wasserstoffenergie / mit dem benötigten Stromgehalt:

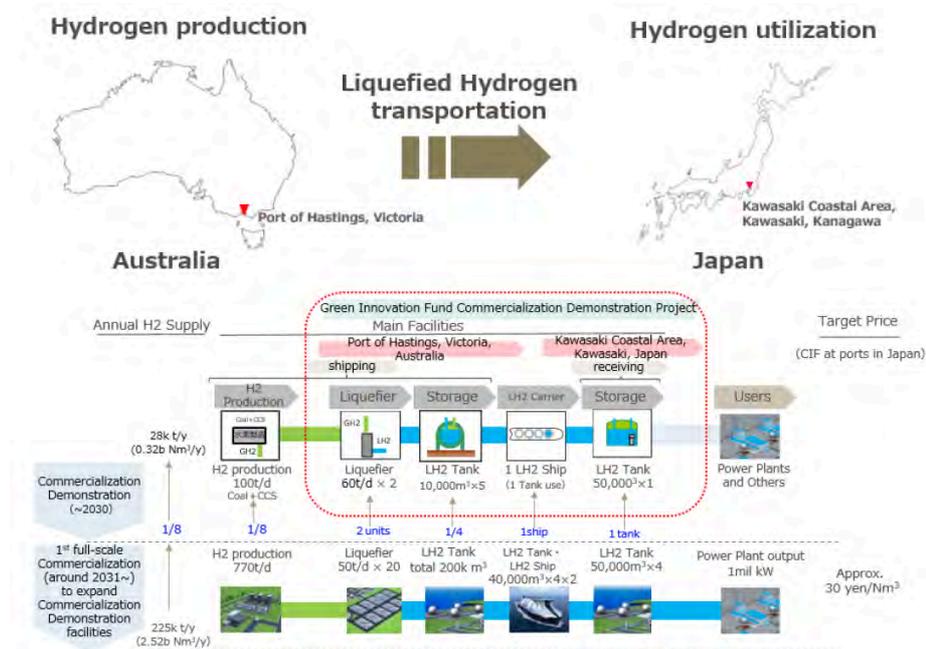
8.1.5 Überblick über die Eigenschaften der verschiedenen H2-Speichermethoden und Rückhaltesysteme (DNV, 2021a)

- H₂ – Die Speicherung von unter Druck stehendem Wasserstoff kann in Zylindern oder Röhren vom Typ I – IV (kurz ihre Beschreibung finden Sie in Kapitel 3). Diese Lagerung kann wahlweise mit einer festen Installation an Bord erfolgen eines Schiffes oder in (Wechsel-) Systemen, 20- oder 40-Fuß-Containern oder in Flaschengestellen.
- LH₂ – Günstiger hinsichtlich der Energiedichte ist flüssiger Wasserstoff, auf – 253 °C gekühlt und wird in isolierte Tanks (oder eventuell Tankcontainer) gespeichert.

- LOHC – Kann in konventionellen Stahltanks gelagert werden, wie sie auch zur Lagerung von Diesel verwendet werden, was die Nutzung vorhandener Infrastruktur ermöglicht (Bunkerschiffe, Anhänger oder Container). Bei Verwendung an Bord eines Schiffes muss LOHC+ (beladen mit H₂) und LOHC- (entladen) separat gelagert werden (unter Verwendung separater Mehrkammer- oder Membrantanks). Nachteile sind die Reinigung nach der Dehydrierung und den für die (De)Hydrierung erforderlichen hohen Temperaturen.
- Methanol – Kann unter Druck (bei einem Druck von 45 – 65 bar) oder in gekühlter Form gelagert werden
- Ammoniak (NH₃) – ein weit verbreitetes Industrieprodukt mit einer gut entwickelten Produktion und einem hohen Reifegrad. Hauptnachteil ist die hohe Toxizität von Ammoniak, die große Umwelt- und Sicherheitsbedenken verursacht.

8.1.6 Kosten LH₂-Transport von Australien nach Japan

08.03.2023 — Im Rahmen des Green Innovation Fund-Projekts "Large-scale Hydrogen Supply Chain Establishment" arbeiten NEDO, Japan Suiso Energy (JSE), Iwatani Corporation (Iwatani) und ENEOS Corporation (ENEOS) an der Durchführung eines Demonstrationsprojekts zur Kommerzialisierung der Lieferkette für Flüssigwasserstoff. Gemeinsam haben sie Machbarkeitsstudien für das Projekt und ausgewählt Standorte durchgeführt: Port of Hastings (Victoria, Australien) als Wasserstoffexportstandort, und die Kawasaki Coastal Area (Kawasaki Ward, Kawasaki City, Präfektur Kanagawa, Japan) als Wasserstoffannahmestelle. Projektziel ist es, Technologien für den Seetransport von Flüssigwasserstoff zu entwickeln, um das Ziel der japanischen Regierung zu erreichen, dass die Kosten der Wasserstoffversorgung bei der Ankunft in Japan im Jahr 2030 bei 30 JPY/Nm³ (0,20 €/Nm³) liegen.



Im Rahmen des Projekts wird die weltweit erste großmaßstäbliche Verflüssigungs- und Transporttechnologie für sauberen Wasserstoff in einer Größenordnung von mehreren zehntausend Tonnen pro Jahr entwickelt. Die integrierte internationale Lieferkette für Flüssigwasserstoff umfasst die vorgelagerte bis zur nachgelagerten Stufe.

Das Projekt befindet sich derzeit im Stadium der technischen Untersuchung für Bau und Betrieb. Der Industriehafen Hastings wurde als potenzieller Standort für die Verschiffung von Wasserstoff ausgewählt, da der in Victoria aus Kohle gewonnene Wasserstoff in unmittelbarer Nähe zu diesem Gebiet kostengünstig und stabil geliefert werden kann, was die Energiesicherheit erhöht. Das Küstengebiet von Kawasaki wurde als potenzieller Standort zur Annahme von Wasserstoff ausgewählt, da es im Keihin-Industriekomplex liegt, in dem ein Anstieg der Wasserstoffnachfrage erwartet wird, aber auch Zugang zur bestehenden Hafeninfrastuktur bietet.

Zusätzlich kommen Großanlagen für Flüssigwasserstoff zum Einsatz, die im Rahmen des Projekts „Entwicklung von Technologien zur Verwirklichung einer Wasserstoffgesellschaft/Entwicklung von Großtechnologien zur Nutzung von Wasserstoff als Energieträger“ entwickelt werden, das ebenfalls NEDO in Zusammenarbeit mit Kawasaki Heavy Industries und weiteren Partnern unterstützt.

Quelle: Kawasaki Heavy Industries “Liquefied Hydrogen Supply Chain Commercialization Demonstration Project selects sites for shipping and receiving liquefied clean hydrogen Aiming to achieve hydrogen supply cost of 30 JPY/Nm³ in 2030” New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan Suiso Energy, Ltd., Iwatani Corporation, ENEOS Corporation, Kawasaki Heavy Industries, Ltd.

8.1.7 Partner H2-Corridor

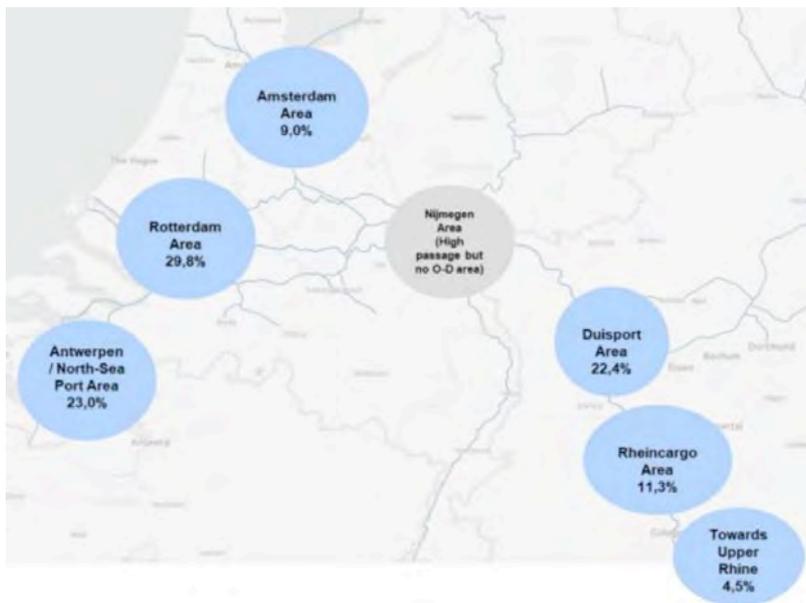
Folgende Unternehmen sind beim H2-Corridor beteiligt: Air Products, Ballard, Blue H Engineering, bp, Concordia Damen, De Vlaamse Waterweg, DFDS, EICB, ENGIE, Eoly Energy, FinCo Fuel, Future Proof Shipping, H2Storage, HTS, INEOS, Linde, Marin, Maritieme Academie Harlingen, Naval Inland Navigation, Nedstack, Gemeente Nijmegen, North Sea Port, NPRC, NPROXX, Port of Duisburg, Port of Amsterdam, Port of Antwerp-Brugge, Provincie Noord Holland, Rotterdam Shortsea Terminal, Samskip, Schenk Tanktransport, Shell, STC, Theo Pouw, UMOE, VT Group, VITRITE Middelburg und Zepp Solutions.

8.1.8 RH2INE-Projekt

Maximale Schiffsgröße auf dem Neckar

Motorschiffe und Schleppkähne				Schubverbände			
Länge [m]	Breite [m]	Tiefgang [m]	Tonnage [t]	Länge [m]	Breite [m]	Tiefgang [m]	Tonnage [t]
95-110	11,4	2,5-2,8	1500-3000	95-110	11,4	2,5-4,5	1600-3000

Prozentualer Energiebedarf in den einzelnen Häfen entlang des Rheines



(*) Die %-Zahlen sind auf die Energie Bedarf/Wasserstoff im Bezug mit den oben genannten Szenarios, die in die einzelne Haltstelle des RH2INE Projektes zum Schiffbetankung gebraucht wird, nach DNV-Studie.

H2 Nachfrage von den einzelnen Städten des RH2INE Projektes

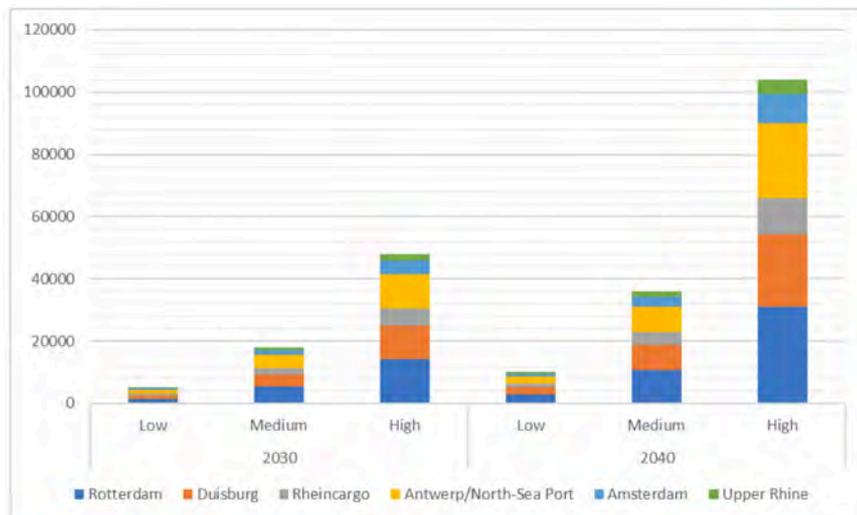


Figure 10: Projected hydrogen demand in different scenarios and in the various port areas in 2030 and 2040 (BCI et al., 2021)

Quelle: RH2INE Kickstart Study

Andere Beispiele von Schiffsgrößen und Schiffsarten, die auf Wasserstoff umgestellt werden:

HTS | Technical Details of H₂ cargo ship

135 m

22,8 m

Main powerplant: 5.2MW
 4 x 1250kW Azimuth Propellers
 2 x 1250kW Bowthrusters
 800 TEU on 6 layers
 Inclusive 100 Reefers

HYDROGEN POWERPACK

SALA PARTICOLARE

DESCRIZIONE	UNITA'
Capacità container (TEU)	800
Capacità container Reefer	100
Capacità container 20' High Cube	100
Capacità container 40' High Cube	100
Capacità container 45' High Cube	100
Capacità container 50' High Cube	100
Capacità container 60' High Cube	100
Capacità container 70' High Cube	100
Capacità container 80' High Cube	100
Capacità container 90' High Cube	100
Capacità container 100' High Cube	100
Capacità container 110' High Cube	100
Capacità container 120' High Cube	100
Capacità container 130' High Cube	100
Capacità container 140' High Cube	100
Capacità container 150' High Cube	100
Capacità container 160' High Cube	100
Capacità container 170' High Cube	100
Capacità container 180' High Cube	100
Capacità container 190' High Cube	100
Capacità container 200' High Cube	100
Capacità container 210' High Cube	100
Capacità container 220' High Cube	100
Capacità container 230' High Cube	100
Capacità container 240' High Cube	100
Capacità container 250' High Cube	100
Capacità container 260' High Cube	100
Capacità container 270' High Cube	100
Capacità container 280' High Cube	100
Capacità container 290' High Cube	100
Capacità container 300' High Cube	100

5. **First NPRC zero-emission 135 m H₂ dry cargo vessel** (m.s. ANTONIE, WEGA-project) for **Nouryon** for 2023 (subsidies secured; Horizon 2020-FCH-JU incl. HRS), with two more vessels to come (planned for 2024/25*)
6. **Second and third NPRC zero-emission 110 m H₂ dry cargo vessels** planned for **Covestro*** = German/Dutch project: first two vessels on the Rhine, targeted to be operational 2023/24 (with potential for another 10, subject to funding being right)
7. **Our goal:** One solid D-NL-EU approach and budget for: research, building 5-6 hydrogen vessels before 2025, share knowledge and research alternatives (H₂ compressed/cryogenic, LOHC, NaBH₄), standardization of technical components, connectivity, HRS and mobile infrastructure, legislation, certification and safety
8. **Investment*:** € 10-12 million per vessel (incl. € 5-6 million for H₂ configuration, incl. 3 x H₂ containers), plus € 3-4 million per HRS

* Still requiring adequate funding

FPS | First vessel in RH2INE

FutureProofShipping

Refit: 110mx 11m vessel from '90-'00,
 Assuming: Rdam-Duisburg, ~ 156 trips/ year

Technically feasible:

- Electrify drivetrain, Fuel Cell: 1200kW, Battery packs: 300kWh
- 40ft swappable containers @300bar (leased)
- Est. H₂ usage 115,000 kg/yr,
- Est. CO₂e reduction 1200 kt/yr

Financially challenging:

- Budget: 7,7 M
- Add. OPEX + cost of capital: ~ € 2,2 M/ yr
- Additional cost/ TEU: ~ 100%

8.1.9 Reinheit des Wasserstoffes (Aussage von Rotterdamer Hafen)

Die Qualitätssicherung des Wasserstoffes liegt nicht in der Verantwortung des Rotterdamer Hafens, sondern ist Aufgabe einer unabhängigen Stelle. Die erforderliche Eingangsqualität der H₂-Pipeline-Infrastruktur wird vom Wirtschaftsministerium in den Niederlanden festgelegt. Der Rotterdamer Hafen erwartet, dass die Reinheit mindestens 99,5 % beträgt. Parteien, die den Wasserstoff in die Pipeline einspeisen, müssen dies einhalten und nachweisen, dass dies sowohl am Einspeisepunkt als auch am Ausspeisepunkt überwacht wird. Wenn die Reinheit von 99,5 % nicht ausreicht, muss der Abnehmer den Wasserstoff mit hoher Wahrscheinlichkeit selbst reinigen, was in Anwendungen für Mobilitätszwecke vermutlich der Fall sein wird. Hier muss in den Abnehmerregionen (z. B. Region Stuttgart) genügend Kapazität für die Reinigung geschaffen werden, da sonst nicht alle möglichen Kunden per Pipeline beliefert werden können.

8.1.10 Aktuelle Flotte nach ZKR-Jahresbericht 2020 „Binnenschifffahrt in Europa“

Die Marktbeobachtung listet 9.785 auf dem Rhein verkehrende Frachtschiffe auf, darunter 7.033 Trockengüterschiffe, 1.433 Flüssiggüterschiffe und 1.319 Schub- und Schleppboote. Der ZKR-Jahresbericht 2019 umfasst mindestens 1.301 Tagesausflugsschiffe, die auf Flüssen und Kanälen (nicht nur auf dem Rhein) betrieben werden, davon 783 in Deutschland, 510 in den Niederlanden und 8 in der Schweiz. Es ist davon auszugehen, dass etwa ein Viertel davon auf dem Rhein verkehrt.

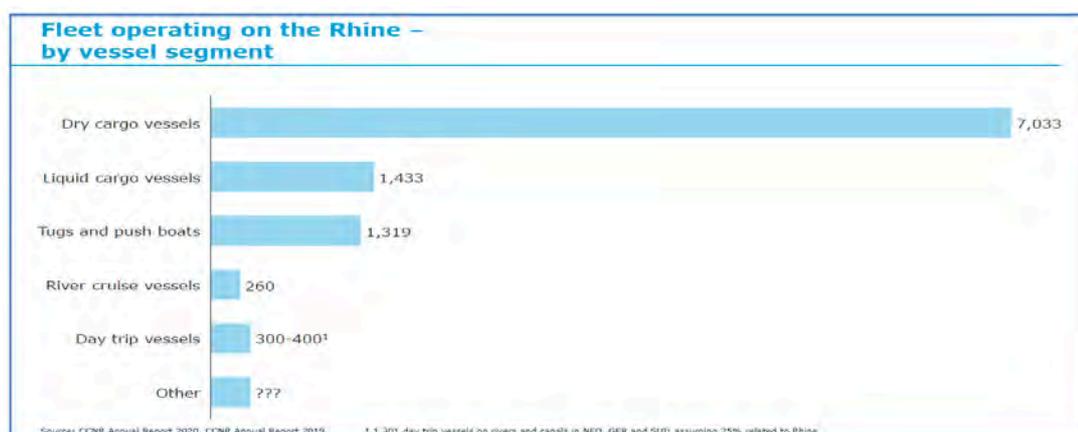


Figure 1: Fleet operating on the Rhine – by vessel segment

Land der Registrierung

Jede weitere Aufschlüsselung der Flotte erfordert Analysen in der IVR „Ships Information System Database“, die 11.643 Schiffe umfasst, die in den folgenden westeuropäischen Ländern registriert sind.

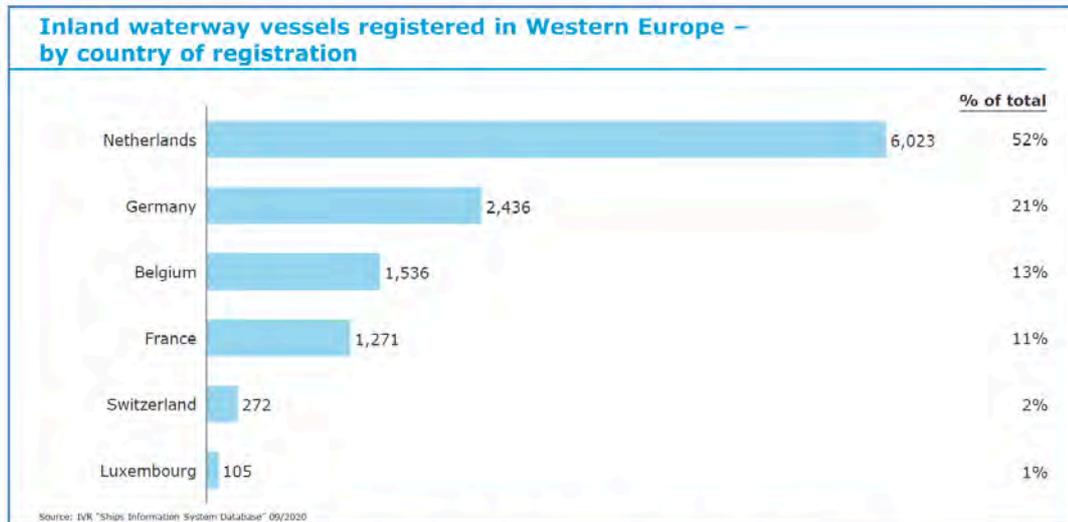


Figure 9: Inland waterway vessels registered in Western Europe – by country of registration

Auf dem Rhein transportierte Waren im Jahr 2019

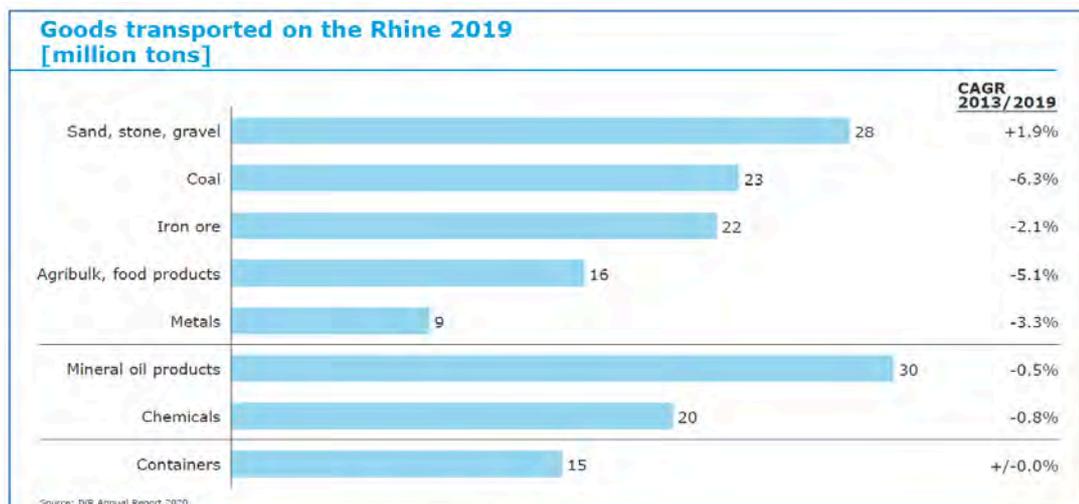


Figure 14: Goods transported on the Rhine 2019 – by type of good

8.2 Weiterführende Informationen zu AP2

Für die Kostenanalyse der Feinverteilung liegen folgende Kostenmodule mit den jeweiligen Angaben zu Grund:

Verdampfer	
Investitionskosten	6000 €/t/Tag
Kapazität	20000 t/Jahr
Auslastung	80%
WACC	4%
Abschreibungszeitraum	10 Jahre
O&M	3% der Anschaffungskosten
Strombedarf	0,6 kWh/kg H ₂
Stromkosten	0,15 €/kWh

LH2 Speicher	
Investitionskosten	25 €/kg
Kapazität	275 t
WACC	4%
Abschreibungszeitraum	20 Jahre
O&M	2% der Anschaffungskosten

GH2 Speicher	
Investitionskosten	500 €/kg
Kapazität	275 t
WACC	4%
Abschreibungszeitraum	20 Jahre
O&M	2% Anschaffungskosten

LH2 Pumpe	
Investitionskosten	30 €/(kg/Tag)
Kapazität	60 t/tag
WACC	4 %
Abschreibungszeitraum	10 Jahre
O&M	2 % der Anschaffungskosten
Strombedarf	0,1 kWh/kgH ₂
Stromkostenf	0,15 €/kWh

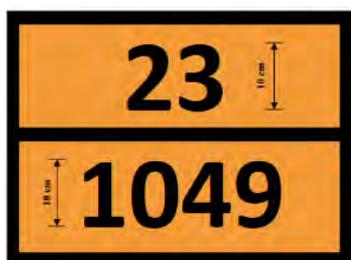
GH2 Kompressor	
Investitionskosten	15.200 €/(t/Tag)
Kapazität	60 t/tag
WACC	4 %
Abschreibungszeitraum	10 Jahre
O&M	2 % Anschaffungskosten
Strombedarf	0,1 kWh/kgH ₂
Stromkosten	0,15 €/kWh

8.3 Weiterführende Informationen zu AP3

Sicherheitshinweise verdichteter Wasserstoff

UN No.	Name and description	Class	Classification code	Packing group	Labels	Special provisions	Limited and excepted quantities		Packaging			Portable tanks and bulk containers	
							3.4	3.5.1.2	Packing instructions	Special packing provisions	Mixed packing provisions	Instructions	Special provisions
(1)	(2)	(3a)	(3b)	(4)	(5)	(6)	(7a)	(7b)	(8)	(9a)	(9b)	(10)	(11)
1049	HYDROGEN, COMPRESSED	2	1F		2.1	660 662	0	E0	P200		MP9	(M)	

- 1: UN-Kennziffer: **UN1049**
- 2: Name: **Wasserstoff, verdichtet**
- 3a: Klasse: 2 (**GAS**)
- 3b: 1F (**Brennbar auch unter – 50°C**)
- 4: Transportverpackung (–)
- 5: Kennzeichnung: **2.1**
- 6: Spezielle Vorkehrungen: 660 (H2 Tank) und 662 (H2 Transport)
- 7a: 0 (keine Mengenbeschränkung)
- 7b: E0 (**Keine Ausnahme für Kleinmengen**)
- 8: Gebinde: P200 (**Röhren, Flaschen und Flaschenbündel, 10a Prüfintervall**)
- 9a: Spezielle Verpackungshinweise (–)
- 9b: Hinweise für gemischte Verpackung: MP9 (**Gemischter Transport zulässig**)
- 10: Bewegbare Tanks und Massentransportbehälter: (**Flaschenbündel**)
- 11: Spezielle Vorkehrungen: (–)



Sicherheitshinweise flüssiger Wasserstoff

UN No.	Name and description	Class	Classification code	Packing group	Labels	Special provisions	Limited and excepted quantities		Packaging			Portable tanks and bulk containers	
							3.4	3.5.1.2	Packing instructions	Special packing provisions	Mixed packing provisions	Instructions	Special provisions
3.1.2		2.2	2.2	2.1.1.3	5.2.2	3.3	3.4	3.5.1.2	4.1.4	4.1.4	4.1.10	4.2.5.2	4.2.5.3
(1)	(2)	(3a)	(3b)	(4)	(5)	(6)	(7a)	(7b)	(8)	(9a)	(9b)	(10)	(11)

2: Name: **Wasserstoff, tiefkalt (kryogen), flüssig**

3a: Klasse: 2 (**GAS**)

3b: 3F (**tiefgekühlte Flüssigkeit**)

4: Transportverpackung (-)

5: Kennzeichnung: **2.1**

6: (-)

7a: 0 (Keine Mengenbeschränkung)

7b: E0 (**Keine Ausnahme für Kleinmengen**)

8: Gebinde: P203 (**Thermisch isolierte Behälter**)

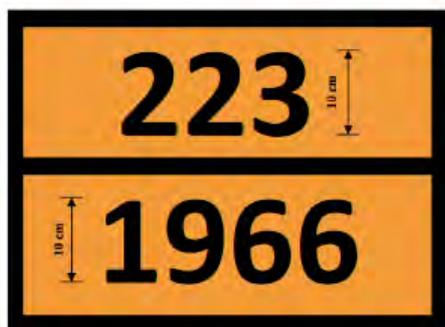
9a: Spezielle Verpackungshinweise (-)

9b: Hinweise für gemischte Verpackung: MP9 (**Gemischter Transport zulässig**)

10: Bewegbare Tanks und Massentransportbehälter: (**LH2 Container: ADR: 6.7.4**)

11: Spezielle Vorkehrungen: (TP5: Max. Füllmenge beachten, TP23: Transport ist genehmigungspflichtig, TP34: Behälter für den Bahntransport müssen einen Crashtest bestehen)

Gefahrentafel in Transportbehältern / Fahrzeugen:



Sicherheitshinweise und Herstellungsweise Ammoniak

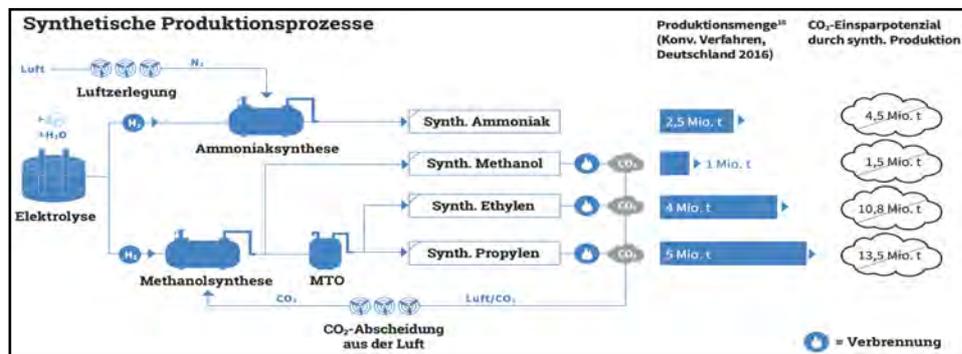


Bild: Produktionskette von synthetischem Ammoniak (NH₃) aus ELY-H₂⁵



Bedeutung der Ziffern auf der Gefahrentafel:

- 2 – Gefahr des Entweichens von Gas durch Druck oder chemische Reaktion 6 – Gefahr durch Giftigkeit oder Ätzwirkung
- 8 – Gefahr durch Ätzwirkung
- 1005: UN Kennziffer für Ammoniak



Bild: Bahnwaggon⁶ für den Transport von 55t NH₃

Inhalt der DVGW G265-3

⁵ DENA PtX Fact sheets 2019

⁶ <https://de.inveho.eu/wagen/zags-103-m3/>

- 1 Anwendungsbereich
- 2 Normative Verweisungen
- 3 Begriffe, Symbole, Einheiten und Abkürzungen
 - 3.1 Wasserstoff
 - 3.2 Wasserstoffangereichertes Erdgas
 - 3.3 Wasserstoffeinspeiseanlage
 - 3.4 Netzanschluss
 - 3.5 Anschlusspunkt
- 4 Allgemeine Anforderungen
 - 4.1 Abstimmungsbedarf und Schnittstellendefinitionen
 - 4.2 Anforderungen an die Beschaffenheit des Wasserstoffs zur Einspeisung in Gasversorgungsnetze
 - 4.3 Anforderungen an die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze im Hinblick auf die Gasbeschaffenheit im Netz
 - 4.4 Herstellung von Wasserstoffeinspeiseanlagen
 - 4.5 Anlagendarstellung am Aufstellungsort
 - 4.6 Explosionsschutz
- 5 Anlagenabgrenzung
- 6 Materialauswahl
- 7 Anforderungen an Wasserstoffeinspeiseanlagen
 - 7.1 Allgemeines
 - 7.2 Überwachung der Raumatmosphäre
 - 7.3 Messtechnischen Anforderungen
- 8 Anforderungen an erdverlegte Rohrleitungen
- 9 Prüfungen und Inbetriebnahme
- 10 Betrieb

Anforderungen für den Transport von Ammoniak

Die Erzeugungsmenge liegt allein in Deutschland bei 2,5 Mt. Für diese Menge ist ein Wasserstoffbedarf von 460.000 t/a allein in Deutschland erforderlich (DENA, 2019).

Der Transport von NH₃ ist Standard und es sind alle Anforderungen an beteiligte Personen und verwendete Technologien sind bereits seit vielen Jahren etabliert.

Dennoch soll ein kurzer Überblick gegeben, jedoch keine tiefe Analyse gemacht werden, da davon ausgegangen wird, dass die logistischen Anforderungen zum Transport von NH₃ gelöst und etabliert sind. Eine Erhöhung der Transportmenge erfordert lediglich eine Erweiterung der technischen und personellen Kapazitäten.

Tabelle 22: Vor- und Nachteile von NH₃ (Ammoniak) als alternativen H₂-Träger

	Vorteil	Nachteil
Transport	Einfach per Schiff oder Pipeline	Gefahrstoff (UN-1005)
Energiedichte	Höher als H ₂	Geringer als Benzin
Gesundheitsgefahren	Vergiftungen sind selten, da Menschen aufgrund des stechenden Geruchs bereits bei geringen Konzentrationen schnell flüchten	NH ₃ ist Gefahrstoff. Giftiges und ätzendes Gas. Wirkt schädlich auf das Ökosystem
THG Potential	Ammoniak ist kein Treibhausgas.	
Herstellung	Etablierte chemische Prozesse	Hoher Energieaufwand
Speicherung	Etablierte Speicher- und Transportketten	Bei Normaldruck gasförmig, sehr korrosiv.
Feuergefahr	Geringer als Heizöl. Geringere Explosionsgefahr	
Umgang	Kritisch, aber vertraut	

Anforderungen nach ADR

Die vorgeschriebene Ausbildung für Fahrer, die gefährliche Güter transportieren, umfasst:

5. Allgemeine Sensibilisierungsschulung: Die Fahrer müssen sich der mit der Beförderung gefährlicher Güter verbundenen Risiken bewusst sein und die grundlegenden Anforderungen der ADR-Vorschriften kennen.
6. Funktionsspezifische Schulung: Die Fahrer müssen für die Ausführung spezifischer Funktionen im Zusammenhang mit der Beförderung gefährlicher Güter geschult werden, z. B. für das Be- und Entladen, die Handhabung und die Notfallmaßnahmen.
7. Schulung zum Sicherheitsbewusstsein: Die Fahrer müssen darin geschult werden, Sicherheitsbedrohungen im Zusammenhang mit der Beförderung gefährlicher Güter zu erkennen und auf sie zu reagieren.
8. Fahrerschulung: Die Fahrer müssen im sicheren Umgang mit gefährlichen Gütern während des Transports geschult werden, einschließlich der ordnungsgemäßen Handhabung und Sicherung der Güter und der Reaktion auf Notfälle wie Auslaufen, Leckagen und Brände.
9. Zusätzlich zu den oben genannten Schulungen müssen die Fahrer von Fahrzeugen, die gefährliche Güter befördern, auch in den spezifischen Anforderungen für die jeweiligen Güter, die sie transportieren, geschult werden, einschließlich der Eigenschaften der Güter, der ordnungsgemäßen Handhabung und der Notfallmaßnahmen.

Nach Abschluss der erforderlichen Schulung muss der Fahrer im Besitz einer gültigen ADR-Fahrerschulungsbescheinigung sein, die er während der Beförderung mit sich führen und den Behörden auf Verlangen vorlegen muss.

Aus Punkt 5 erwächst das Erfordernis, die Fahrer über die spezifischen Gefahren des Transports von H₂ (CGH₂ oder LH₂) zu unterrichten. Diese Pflicht obliegt dem Arbeitgeber.

8.4 Weiterführende Informationen zu AP4

Detailinformationen über die LH2 und GH2 Container (FEU). Eine Reduktion der Anschaffungskosten ist in Zukunft und bei großen Bestellungen zu erwarten.

FEU	Wasserstoffmenge [kg]	Anschaffungskosten [€]	Anschaffungskosten je kg H2 [€/kg]	Leergewicht Container [kg]
GH2 (500 bar)	1.100	1.150.000	1.050	25.650
LH2	4000	1.000.000	250	20.000

	Annahme
Wartungskosten	2 % der Anschaffungskosten
WACC	4 %
Lebensdauer	12 Jahre

Grundlage für die Berechnung der Förderkosten je Container für den Güterzugtransport. Abweichend davon wurde eine Aussage von DBCargo verwendet, die von Kosten von ~ 2000 € je Container für die einfache Fahrt von Rotterdam nach Stuttgart ausgeht.

Preistafel 1 für besondere Frachten des WLV (Tarif 0110 007)									
Für Transporte in einem Wagen mit zwei Achsen				Für Transporte in einem Wagen mit mehr als zwei Achsen und einer Ladelänge bis zu 26,99 m					
Sendungsgewicht in t	bis 21,499	21,500-30,499	jede weitere Tonne kostet	bis 34,499	34,500-44,499	44,500-54,499	54,500-64,499	64,500-74,499	jede weitere Tonne kostet
Entfernung bis km	Wagenpreise in EUR								
100	1301	1596	57	1978	2466	3025	3582	4082	54
150	1557	2058	74	2539	3010	3690	4372	4985	73
200	1759	2500	86	3080	3650	4476	5307	6048	81
250	2068	2933	99	3615	4298	5268	6228	7114	94
300	2288	3236	119	4008	4757	5826	6901	7860	116
350	2585	3666	126	4531	5377	6593	7802	8897	122
400	2783	3945	136	4878	5783	7083	8390	9570	133
450	2933	4151	146	5137	6093	7462	8841	10076	136
500	3126	4431	162	5481	6502	7966	9434	10753	148
550	3309	4697	168	5801	6888	8435	9986	11381	162
600	3483	4937	175	6106	7240	8868	10513	11978	168
650	3654	5175	183	6397	7586	9295	11010	12553	175
700	3821	5407	189	6679	7927	9705	11501	13107	181
750	3944	5584	199	6902	8184	10034	11876	13539	187
800	4031	5712	209	7059	8367	10269	12152	13856	189
850	4117	5841	210	7225	8565	10499	12428	14168	199
900	4208	5965	212	7379	8751	10727	12703	14481	207
950	4302	6096	220	7536	8935	10959	12979	14790	209
1000	4392	6228	223	7698	9129	11193	13240	15106	212
1100	4530	6421	231	7939	9405	11536	13660	15566	220
1200	4710	6671	238	8255	9788	11997	14210	16188	229
1300	4894	6938	244	8567	10160	12454	14749	16813	233

Grundlage für die Kostenrechnung für die Beförderung per Lkw

CAPEX Truck	185.000
Durchschnittsgeschwindigkeit	65 km/h
Dieserverbrauch	30 l/100km
Fahrerlohn	35 €/h
Abschreibungszeitraum	12 Jahre
WACC	4 %
O&M	12 %

Für die Beförderung je Container per Binnenschiff wurden 400 € je Fahrt angenommen, dies basiert auf Grundlage von (Mierka, 2009).

Literaturverzeichnis

- A. Alekseev et al. (2023). *Wasserstoff-Verflüssigung, Speicherung, Transport und Anwendung von flüssigem Wasserstoff*.
- ACE Terminal. (20. Februar 2023). *ACE Terminal and Cepsa sign agreement for green hydrogen and ammonia imports*. Von <https://www.aceterminal.nl/en/newsroom/ace-terminal-and-cepsa-sign-agreement-for-green-hydrogen-and-ammonia-imports> abgerufen
- Air Liquide. (09. Juli 2020). *Air Liquide und der Hafen von Rotterdam starten Partnerschaft zur Förderung wasserstoffbetriebender Lastwagen Infrastruktur*. Von <https://de.airliquide.com/ueber-uns/medien/news/air-liquide-und-der-hafen-von-rotterdam-starten-partnerschaft-zur-forderung-wasserstoffbetriebener-lastwagen-und-infrastruktur> abgerufen
- Allianz pro Schiene. (2010). *Gefahrgut gehört auf die Schiene*.
- Alstom . (22. August 2022). *Weltpremiere: Erstes Netz mit 14 Wasserstoffzügen nimmt in Niedersachsen Betrieb mit Passagieren auf*. Von <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2022/8/weltpremiere-erstes-netz-mit-14-wasserstoffzuegen-nimmt-niedersachsen> abgerufen
- Avilés, C. (2022). *Creación de mecanismos de Inversión en iniciativas de Hidrógeno Verde y sus Derivados*. Rotterdam: Presentation at the World Hydrogen Summit.
- Baden-Württemberg. (01. Februar 2023). *Delegationsreise: Hoffmeister-Kraut reist nach Chile und Brasilien*. Von <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/hoffmeister-kraut-reist-nach-chile-und-brasilien> abgerufen
- BloombergNEF. (5. Mai 2021). *'Green' Hydrogen to Outcompete 'Blue' Everywhere by 2030*. Von <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/> abgerufen
- BloombergNEF. (2022). *Energy Transition Factbook. Prepared for the 13th Clean Energy Ministerial*.
- Bosch. (17. April 2019). *Bosch macht Nikola Trucks zu rollenden Supercomputern*. Von <https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/bosch-macht-nikola-trucks-zu-rollenden-supercomputern-187968.html> abgerufen
- BP Deutschland. (24. März 2021). *Grüner Wasserstoff: bp und Ørsted stehen in den Startlöchern für Bau einer Elektrolyse-Anlage in Lingen*. Von https://www.bp.com/de_de/germany/home/presse/pressemitteilungen/bp-orsted-bau-elektrolyseanlage-lingen.html abgerufen
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (11. März 2023). *Gemeinsam grüne Wertschöpfungsketten aufbauen für Wohlstand und Klimaschutz – Habeck besucht Brasilien und Kolumbien*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230311-habeck-besucht-brasilien-und-kolumbien.html> abgerufen
- Cellcentric . (kein Datum). *Ein neues Unternehmen auf dem Brennstoffzellenmarkt mit über 30 Jahren Erfahrung*. Von <https://cellcentric.net/ueber-uns/> abgerufen
- Daimler Truck. (kein Datum). *GenH2 Truck*. Von <https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/de/instance/ko/GenH2-Truck.xhtml?oid=47469461> abgerufen
- DB Energie GmbH. (2020). *Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz*.

- Demenint, W. (03. April 2023). Personal email communication.
- DENA. (2019). *PtX Factsheet*.
- Deutsche Bahn. (kein Datum). *H2goesrail*. Von <https://nachhaltigkeit.deutschebahn.com/de/massnahmen/wasserstoff/h2goesrail> abgerufen
- DNV. (2021). *RH2INE Kickstart Study - Scenario Building - Sub-study Hydrogen Demand Scenarios*.
- DNV GL. (2020). *Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment*.
- Dr. Ing Can Kreuz; Fa. GasCom. (kein Datum).
- Dr. Michael Spielmann et al. (2010). *Energiebedarfs- und Emissionsvergleich von Lkw, Bahn und Schiff im Güterfernverkehr*.
- DVGW. (2022). *DVGW G 265-3 Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gas- und Wasserstoffnetze - Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb*. Berlin: Beuth Verlag.
- Eig, K. v. (ohne Jahr). First results of RH2INE CEF-study. *RH2INE Global Project: Kickstart IWT*.
- EMCEL. (16. Juli 2017). *Welche Vorteile haben Brennstoffzellen-Züge?* Von <http://emcel.com/de/brennstoffzellen-zuege/> abgerufen
- E-Mobil BW, Fraunhofer. (2013). *Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität*.
- Everfuel. (2023). *Everfuel: HySynergy PtX facility*. Von <https://www.everfuel.com/projects/hysynergy/> abgerufen
- Fraunhofer IAO, ZSW, DLR. (2021). *Wasserstoff- und Brennstoffzellenstrategie für die Region Stuttgart*. Stuttgart: Wirtschaftsförderung Region Stuttgart.
- Fraunhofer IPA, Sphera Solutions GmbH, Prognos AG. (2021). *Voruntersuchung: Dezentrale Wasserstoffherzeugung und -nutzung im industriellen Umfeld für Baden-Württemberg*.
- Fraunhofer ISE, Fraunhofer IAO, Fraunhofer ISI. (2020). *Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg*. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.
- Fraunhofer ISI. (2022). *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia*. Karlsruhe.
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. (2022). *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility under Economic Conditions*.
- Frithjof Staiß, et al. (2022). *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030*.
- Future Proof Shipping. (2023).
- Hafen Rotterdam. (März 2021). *Delta Corridor Connecting Industries*. Von https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/202104id-095_delta_corridor_du.pdf abgerufen
- Hafen Rotterdam. (11. Juli 2022). *Shell beginnt mit dem Bau der größten Anlage für grünen Wasserstoff in Europa*. Von <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/shell-beginnt-mit-dem-bau-der-groessten-anlage-fuer-gruenen> abgerufen
- Hafen Rotterdam. (11. Mai 2023). *Häfen von Rotterdam und Pecém (Brasilien) schließen sich der Zusammenarbeit zwischen Brasilien und den Niederlanden an*. Von <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/haefen-von-rotterdam-und-pecem-brasilien-schliessen-sich-der> abgerufen

- Hafen Rotterdam. (26. Mai 2023). Laufende Wasserstoffprojekte in Rotterdam. Von <https://www.portofrotterdam.com/de/hafen-der-zukunft/energiewende/laufende-projekte/wasserstoff-rotterdam> abgerufen
- Hafen Stuttgart. (2022). *Güterumschlag im Hafen Stuttgart*.
- Herry Consult GmbH. (2021). *Berechnung beihilfefähiger Kosten für den Schienengüterverkehr 2021*. Wien.
- Hessenschau. (14. November 2022). *27 Wasserstoffzüge rollen bald durch Rhein-Main*. Von <https://www.hessenschau.de/wirtschaft/wasserstoffzuege-rollen-bald-durch-rhein-main-rmv-stellvier-regionalbahn-linien-um-v5,rmv-wasserstoff-zugverkehr-taunus-100.html#:~:text=Vier%20Regionalbahn%2DLinien%2027%20Wasserstoffz%C3%BCge%20rh> <https://www.hessen> abgerufen
- HYCC. (kein Datum). *H2-Fifty, Rotterdam* . Von <https://www.hycc.com/de/unsere-projekte/h2-fifty> abgerufen
- Hydrogenious LOHC Technologies. (2023). *Vopak and Hydrogenious LOHC Technologies jointly take hydrogen logistics to the next level*. Von <https://hydrogenious.net/vopak-and-hydrogenious-lohc-technologies-jointly-take-hydrogen-logistics-to-the-next-level/> abgerufen
- HyResponse. (kein Datum). *LECTURE - Safety of hydrogen storage*. Von http://www.hyresponse.eu/files/Lectures/Safety_of_hydrogen_storage_notes.pdf abgerufen
- Industry & Energy. (04. April 2022). *Dutch and German get hydrogen and CCS access through Delta Corridor*. Von <https://www.industryandenergy.eu/ccus/dutch-and-german-get-hydrogen-and-ccs-access-through-delta-corridor/> abgerufen
- IRENA. (2022). *GLobal hydrogen trade to meet 1.5°C climate goal: Part II Technology review of hydrogen carriers*. Abu Dhabi.
- Jörg Bode . (2012). *Wirtschaftsminister Niedersachsen*.
- Kenter, I. (ohne Jahr). Introduction RH2INE. *RH2INE Global Project: Kickstart IWT*.
- Koole terminals. (6. December 2022). *Large-Scale Ammonia Cracker to enable 1 mio. tons of hydrogen imports via port of Rotterdam* . Von <https://koole.com/large-scale-ammonia-cracker-to-enable-1-million-tons-of-hydrogen-imports-via-port-of-rotterdam/> abgerufen
- Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik TU München. (2000). *Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung*.
- Linde Group. (kein Datum). *Tankanlagen zur Versorgung mit verflüssigten Gasen*.
- Ludwig Bölkow Systemtechnik. (1999). hyweb.de .
- M. Reuß et al. (2017). *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model*.
- Mahle. (28. September 2020). *MAHLE und Ballard kooperieren bei Entwicklung von Brennstoffzellen für Nutzfahrzeuge*. Von <https://www.mahle.com/de/news-and-press/press-releases/mahle-und-ballard-kooperieren-bei-entwicklung-von-brennstoffzellen-fur-nutzfahrzeuge-78528> abgerufen
- Mierka, F. (2009). *Systemvergleich von intermodalen Verkehren. Fokus Binnenschiff*. Wien.
- MTCContainer. (kein Datum). *MTCContainer*. Von <https://www.mtcontainer.de/container-service/transport/> abgerufen
- NPROXX. (2021). *NPROXX Hydrogen Business*.

- NPROXX. (kein Datum). *Hydrogen Transport*. Von <https://www.nprox.com/transport-stationary-storage/hydrogen-refuelling-stations/> abgerufen
- Port of Rotterdam. (2020). *Leitlinien zu Rotterdam als Wasserstoffdrehscheibe*.
- Port of Rotterdam. (2022). *Broad industry support for Delta Corridor project*. Von <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/broad-industry-support-for-delta-corridor-project> abgerufen
- Port of Rotterdam. (2022). Machbarkeitsstudie für den Hafen Pecém. unpublished.
- Port of Rotterdam. (11. Juli 2023). *Hydrogen projects in Rotterdam*. Von <https://www.portofrotterdam.com/en/port-future/energy-transition/ongoing-projects/hydrogen-rotterdam> abgerufen
- Prognos, Sphera. (2022). *Analyse der aktuellen Situation des H2-Bedarfes und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg*. Stuttgart: E-mobil BW GmbH.
- RH2INE. (11. Juli 2023). *Towards zero emission transport corridors*. Von <https://www.rh2ine.eu/> abgerufen
- Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence. (kein Datum). *RH2INE*. Von <https://www.rh2ine.eu/> abgerufen
- Roland Berger GmbH. (2020). *Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg*. Von https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/6_Wirtschaft/Ressourceneffizienz_und_Umwelttechnik/Wasserstoff/200724-Potentialstudie-H2-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf abgerufen
- Searoutes SAS. (19. Juli 2023). *app.searoutes.com*. Von <https://app.searoutes.com/> abgerufen
- Shell. (01. Juli 2021). *Shell startet Europas größte PEM-Wasserstoff-Elektrolyse*. Von <https://www.shell.de/ueber-uns/standorte/rheinland/medieninfos-und-downloads/shell-startet-europas-groesste-pem-wasserstoff-elektrolyse.html> abgerufen
- Siemens Energy. (kein Datum). *Haru Oni: Base camp of the future*. Von <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2022/haru-oni.html> abgerufen
- Stam, R., van der Linde, C., & Stapersma, P. (2023). *The Netherlands as a Future Hydrogen Hub for Northwest Europe*. Potsdam: Research Institute for Sustainability (RIFS).
- Statistisches Bundesamt. (2023). *Vorabinformation: Dieselpreis-Information (Großverbraucher) mit Daten bis Mai 2023*.
- SWR. (25. Februar 2022). *Lahn-Eifel-Bahn: 2024 sollen erste Wasserstoffzüge rollen*. Von <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/koblenz/wasserstoffantrieb-lahn-eifel-bahn-100.html#:~:text=In%20zwei%20Jahren%20sollen%20auf,der%20Strecke%20bald%20komplett%20abl%C3%B6sen.> abgerufen
- tarrantes bw. (2023). *Wasserstoff für Baden-Württemberg*. Von <https://www.h2-fuer-bw.de/> abgerufen
- Thyssenkrupp. (kein Datum). *Der Stahl der Zukunft: digital und klimaneutral*. Von <https://www.thyssenkrupp.com/de/stories/nachhaltigkeit-und-klimaschutz/der-stahl-der-zukunft:-digital-und-klimaneutral> abgerufen
- Ulf Bossel, Baldur Eliasson. (kein Datum). *Energy and the hydrogen economy*. Schweiz.
- Umweltbundesamt. (2022). *Ist Wasserstoff treibhausgasneutral*.

- Uniper. (kein Datum). *Wasserstoff für Maasvlakte*. Von <https://www.uniper.energy/de/projekte/wasserstoff-fuer-maasvlakte> abgerufen
- V. Papaioannou et al. (2017). *Analysis of energy usage for RTG cranes*.
- Weltbank. (2021). *Offshore Wind Technical Potential in Brazil*. Von <https://documents1.worldbank.org/curated/en/902341586847107376/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Brazil-Map.pdf> abgerufen
- Wystrach. (2022). *WyCarrier High-pressure transport systems Datenblatt 10/2022*.
- ZDF. (08. Mai 2023). *Deutsche Energie-Partnerschaften - Habecks globales Netz für grünen Wasserstoff*. Von <https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/energiewende-wasserstoff-deutschland-partner-100.html> abgerufen
- ZF. (15. September 2022). *Electrification Fast-Track for Commercial Vehicles: ZF and Freudenberg Announce Fuel Cell Drive Partnership*. Von https://press.zf.com/press/en/releases/release_44160.html abgerufen
- ZSW, ifeu, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Hamburg Institut Research. (2022). *Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040*.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zu erwartender Wasserstoffbedarf in der Region Stuttgart ab 2030.....	11
Abbildung 2: Aktuelle Wasserstoffprojekte im Rotterdamer Hafen (Port of Rotterdam, 2023)	15
Abbildung 3: Koole Ammoniak Terminal (Fotos: Koole)	18
Abbildung 4: LCOH ₂ für 2022 (BloombergNEF, 2022)	19
Abbildung 5: Prognose LCOH ₂ für 2030 (BloombergNEF, 2021).....	20
Abbildung 6: Distanz zwischen den Seehäfen Pecém und Rotterdam (Searoutes SAS, 2023).....	20
Abbildung 7: LCOH Brasilien (Port of Rotterdam, 2022).....	21
Abbildung 8: Distanz zwischen den Seehäfen Valparaíso und Rotterdam (Searoutes SAS, 2023).....	22
Abbildung 9: Prognose LCOH ₂ in Chile (Avilés, 2022)	22
Abbildung 10: Kreislauf LOHC (Hydrogenious LOHC Technologies, 2023).....	23
Abbildung 11: Multimodale Infrastruktur im Rotterdamer Hafen (Demenint, 2023)	24
Abbildung 12: Der Delta-Corridor (Stam, van der Linde, & Stapersma, 2023).....	25
Abbildung 13: RH2INE Projekt (RH2INE, 2023).....	27
Abbildung 14: Zeitplan RH2INE (Eig, ohne Jahr).....	28
Abbildung 15: Wasserstofftankstellen für die Rhein-Binnenschifffahrt (Kenter, ohne Jahr)	28
Abbildung 16: Schematische Darstellung der LH ₂ Bereitstellungskette	35
Abbildung 17: Schematische Darstellung der Bereitstellungskette von gasförmigem Wasserstoff	36
Abbildung 18: Schematische Darstellung der Bereitstellungskette von Ammoniak	37
Abbildung 19: Exemplarischer Umlauf eines Binnenschiffes zwischen Rotterdam und Stuttgart	45
Abbildung 20: Anzahl benötigter Container nach Bedarf und Transportoption für den Transport zwischen Stuttgart und Rotterdam.....	46
Abbildung 21: Übersicht Hafen Stuttgart mit relevanten Bereichen für den Umschlag (Google Earth, Eigene Darstellung)	49
Abbildung 22: Schematische Darstellung der Einspeisung in die H ₂ -GeNeSiS- Pipeline	50
Abbildung 23: Beispielhafter Tunnelbeschränkungscode.....	54
Abbildung 24: Abgabe von unverdünntem H ₂ am Abblasekamin des Fahrzeugs (Foto: Toby Walker)	55
Abbildung 25: CGH ₂ - Trailer (200 bar) von Fa. Linde (Fotos: Machens).....	56
Abbildung 26: LNG- Trailer Fahrzeug beim Betanken einer LNG-Tankstelle (Fotos: Machens)	57
Abbildung 27: H ₂ -Verlust beim Umfüllen vom LH ₂ -Truck in stationäre Speicher (Foto: Linde).....	58
Abbildung 28: Druckspeicher (MEGC) für gasförmigen Wasserstoff (NPROXX, kein Datum).....	61
Abbildung 29: Schematische Darstellung eines LH ₂ Behälters (HyResponse, kein Datum).....	61
Abbildung 30: 40-Fuß LNG-Transportcontainer (Foto: Paneuropa Transport GmbH).....	62
Abbildung 31: MEGCs für den Transport per Zug (NPROXX, 2021).....	64
Abbildung 32: Gefahrensituationen beim Transport von LH ₂ (Fotos: Machens).....	65
Abbildung 33: Das erste wasserstoffbetriebene Binnencontainerschiff „H ₂ Barge 1“ in Rotterdam (Future Proof Shipping, 2023).....	65
Abbildung 34: Lagerung und Umschlag von Gefahrgut-Containern (Fotos: Machens).....	66
Abbildung 35: Anwendungsbereich der DVGW 265-3 (DVGW, 2022)	67
Abbildung 36: Abgeschätzte Transportkosten von Rotterdam nach Stuttgart in €/kgH ₂	70
Abbildung 37: Abgeschätzte Gesamtwasserstoffkosten für den Transport über Rotterdam nach Stuttgart in €/kWh	71
Abbildung 38: Abgeschätzte Gesamtwasserstoffkosten für den Transport von Fredericia nach Stuttgart in €/kWh.....	72
Abbildung 39: Wasserstoffprojekte in Brasilien (Karte: ABH ₂ (Brasilianischer Wasserstoffverband); Projektkartierung: NIRAS/GIZ im Rahmen des „H ₂ Brasil“ Programms).....	77
Abbildung 40: Angekündigte Investitionen für Wasserstoffprojekte in Brasilien	77
Abbildung 41: Potenziale der Wasserstoff – und Brennstoffzellen-Industrie in Baden- Württemberg (Roland Berger GmbH, 2020)	78
Abbildung 42: Wind- und Sonnenenergiepreise in Brasilien (EPE/MME/ANEEL)	79
Abbildung 43: Kapazität der Sonneneinstrahlung in Brasilien.....	79

Abbildung 44: Windkapazitätsfaktoren in Brasilien	80
Abbildung 45: Potenzial für Solarenergie in Brasilien	80
Abbildung 46: Potenzial für Onshore-Windenergie in Brasilien.....	81
Abbildung 47: Potenzial für Offshore-Windenergie in Brasilien (Weltbank, 2021).....	81

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zu erwartender Wasserstoffbedarf in 2030	12
Tabelle 2: Übersicht über aktuelle Projekte auf der Rotterdamer H2 Maasvlakte 2	17
Tabelle 3: Szenarien für den Wasserstoffbedarf der Rhein-Binnenschifffahrt	29
Tabelle 4: Auswahl an Wasserstoff-Aktivitäten in Baden-Württemberg	31
Tabelle 5: Auswahl von Wasserstoff-Aktivitäten in Deutschland	32
Tabelle 6: Übersicht unterschiedlicher Transportmodi	39
Tabelle 7: Verluste entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Binnenschiff in %	40
Tabelle 8: Energiebedarf entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Binnenschiff in kWh/kgH ₂	41
Tabelle 9: Verluste entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Güterzug in %	42
Tabelle 10: Energiebedarf entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Güterzug in kWh/kgH ₂	43
Tabelle 11: Verluste entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Lkw in %	44
Tabelle 12: Energiebedarf entlang der Bereitstellungskette beim Transport per Lkw in kWh pro kg Wasserstoff	44
Tabelle 13: Übersicht über die wichtigsten Parameter der einzelnen Transportmodi	47
Tabelle 14: Umschlagkapazitäten am Hafen Stuttgart und Kapazitätssteigerung bei Transport von gasförmigem Wasserstoff	48
Tabelle 15: Umschlagkapazitäten am Hafen Stuttgart und Kapazitätssteigerung bei Transport von flüssigem Wasserstoff	48
Tabelle 16: Verluste und Energiebedarfe bei der Einspeisung von LH ₂ in die H ₂ -GeNeSiS Pipeline	50
Tabelle 17: Verluste und Energiebedarfe bei der Belieferung eines Wasserstofftankstelle	50
Tabelle 18: Verluste und Energiebedarfe bei der Belieferung eines Industrieunternehmens	51
Tabelle 19: Vereinfachte Darstellung der typischen Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Tankstellen (E-Mobil BW, Fraunhofer, 2013)	59
Tabelle 20: Angenommene Transportmengen bei verschiedenen Transportmodalitäten	60
Tabelle 21: Kritische Temperaturen und Drücke von Propan, Methan und Wasserstoff	62
Tabelle 22: Vor- und Nachteile von NH ₃ (Ammoniak) als alternativen H ₂ -Träger	108



**Wirtschaftsförderung
Region Stuttgart**

**Wirtschaftsförderung
Region Stuttgart GmbH (WRS)**

Geschäftsführer
Michael Kaiser

Friedrichstraße 10
70174 Stuttgart

region-stuttgart.de
wrs.region-stuttgart.de