

Wasserstoff-Verteiloptionen 2035

Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff

Studie im Auftrag von »HySupply – Deutsch-Australische Machbarkeitsstudie
zu Wasserstoff aus erneuerbaren Energien«

Impressum

Wasserstoff-Verteilooptionen 2035

Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff

Projektleitung

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Gulbener Straße 23, 03046 Cottbus

Autoren

Dr. Thorsten Spillmann, thorsten.spillmann@ieg.fraunhofer.de;

Dr. Christoph Nolden, christoph.nolden@ieg.fraunhofer.de;

Prof. Dr. Mario Ragwitz, mario.ragwitz@fraunhofer.de;

Natalia Pieton, natalia.pieton@ieg.fraunhofer.de;

Philipp Sander, philipp.sander@ieg.fraunhofer.de;

Liane Rublack, liane.rublack@ieg.fraunhofer.de

Förderung

Diese Studie wurde im Rahmen des Projekts »HySupply - Deutsch-Australische Machbarkeitsstudie zu Wasserstoff aus erneuerbaren Energien« in Auftrag gegeben. Gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03EW0027.

Verbundpartner im Projekt HySupply

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften

Karolinenplatz 4, 80333 München

BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

Breite Str. 29, 10178 Berlin

Bildrechte

Deckblatt: [istock.com/Willy Photograph](https://www.istock.com/Willy)

Zitierempfehlung

Spillmann, T.; Nolden, C.; Ragwitz, M.; Pieton, N.; Sander, P.; Rublack, L. (2024): Wasserstoff-Verteilooptionen 2035. Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff. Cottbus: Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG.

DOI: <https://doi.org/10.24406/publica-2438>

Veröffentlicht

Januar 2024

Disclaimer

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

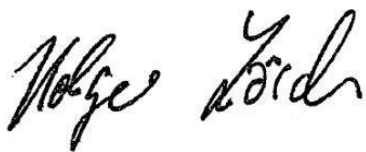
Vorwort

Gut drei Jahre lang untersuchte das durch das BMBF finanzierte Projekt HySupply von acatech und BDI die Machbarkeit einer deutsch-australischen Wasserstoffbrücke und brachte dabei deutsche und australische Stakeholder aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft zusammen. Das Projekt hat gezeigt: Erzeugung und Transport von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten von Australien nach Deutschland sind technisch, ökonomisch und rechtlich möglich.

Neben Studien zu Angebot und Nachfrage, Importwegen und Zertifizierungsmöglichkeiten für grünen Wasserstoff war es vor allem die Delegationsreise nach Australien im Mai 2022, die als Meilenstein und zentrales Element zum Erfolg des Projektes beigetragen hat. Diese Delegationsreise unter Leitung von Bundesministerin Bettina Stark-Watzinger mit Expertinnen und Experten aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft führte zu einem tiefen Verständnis der Anforderungen und Chancen in beiden Ländern. Die aus HySupply entstandenen neuen Partnerschaften und die Weiterentwicklung bestehender Kooperationen bilden den Grundstein für eine Lieferkette für erneuerbaren Wasserstoff zwischen Australien und Deutschland. Insgesamt acht bilaterale Memorandums of Understanding sind aus HySupply hervorgegangen.

Die vorliegende Studie beleuchtet nun den letzten Wegabschnitt, um Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate von Australien über die Importhubs bis zu den Endverbrauchern in Deutschland zu transportieren. Erstmals werden die zahlreichen nationalen Verteiloptionen von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten umfangreich analysiert und verglichen. Hiermit leistet die Studie wichtige Orientierungshilfe für politische Entscheidungsträger und Entscheidungsträgerinnen. Wir sollten uns dabei stets die Wechselwirkungen zwischen Ausgestaltung und Anforderungen der inländischen Verteilung sowie internationalen Transportinfrastrukturen und Logistikketten vor Augen halten. Die Studie vom Fraunhofer IEG greift somit eine der drängendsten Fragen für einen erfolgreichen Wasserstoffmarkthochlauf auf, zu einer Zeit, in der wichtige Entscheidungen zur nationalen Wasserstoffinfrastruktur anstehen.

Wir danken sämtlichen Projektbeteiligten sowie dem Team vom Fraunhofer IEG für die vielen intensiven und konstruktiven Beiträge und ihr großes Engagement für die deutsch-australische Zusammenarbeit. Nun gilt es, die hervorragenden Ergebnisse von HySupply in die Umsetzung zu bringen. Dafür brauchen wir erneut die Unterstützung von Ihnen allen – lassen Sie es uns gemeinsam anpacken!



Holger Lösch
Stellvertretender Hauptgeschäftsführer BDI



Prof. Dr. Robert Schlögl
Präsident Alexander von Humboldt-Stiftung

Executive Summary

Deutschland ist zur Deckung der erwarteten Wasserstoffnachfrage neben der inländischen Produktion mittel- bis langfristig auf Wasserstoffimporte angewiesen. Neben dem pipelinebasierten Import von Wasserstoff aus europäischer Herstellung wird dem Import von Derivaten über den Seeweg große Bedeutung beigemessen. Zum einen können Derivate als Trägermedium fungieren, aus denen der Wasserstoff in einem Dehydrierungsprozess herausgelöst und in molekularer Form eingesetzt wird. Zum anderen können importierte Derivate als Rohstoff oder Energieträger eingesetzt werden. Dabei können sie neue Anwendungen erschließen (bspw. Ammoniak als Brennstoff) oder bislang fossile Produkte ersetzen und im Wettbewerb mit existierenden, inländischen Produktionen stehen. In der vorliegenden Studie werden erstmals alle wesentlichen Wasserstoffderivate und Transportoptionen zwischen Importhub und Verbrauchern flächendeckend und umfassend analysiert, bewertet und verglichen. Ziel ist es, das komplexe Set an Versorgungsoptionen aufzuzeigen und zu vergleichen.

Der Fokus der Studie liegt auf dem Jahr 2035. Damit wurde ein Datum gewählt, bis zu dem zum einen die Fertigstellung des von den Fernleitungsnetzbetreibern beantragten Wasserstoff-Kernnetzes zu erwarten ist und das zum anderen das in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie formulierte Zielbild 2030 einschließt, nach dem von einem Gesamtwasserstoffbedarf in Deutschland von 95 bis 130 TWh ausgegangen wird. Für das Fokusjahr 2035 wurde eine techno-ökonomische Modellierung möglicher Transport- und Versorgungsrouten durchgeführt. Die Studie schließt mit einem Ausblick auf das Jahr 2045.

Im Ergebnis zeigt sich, dass bei Bedarf an molekularem Wasserstoff die Versorgung über Pipelines die kostengünstigste Variante darstellt. Kleinere Verbraucher, die voraussichtlich bis 2035 nicht ans Wasserstoffkernnetz angeschlossen werden können, lassen sich per Schiff und insbesondere per Bahn beliefern. Die mit einem Vollzug transportierbare Wasserstoffmenge übersteigt den täglichen Bedarf von 95 % der in der Studie berücksichtigten Standorte um ein Vielfaches.

An Standorten, an denen eine Verwendung von Wasserstoffderivaten angestrebt wird, zeigt die Studie, dass der direkte Derivatimport Kostenvorteile gegenüber der inländischen Herstellung in Kombination mit importiertem Wasserstoff aufweist. Dies trifft auf industrielle Anwendungen zu, wie die Herstellung von Ammoniak und petrochemischen Basischemikalien, ebenso wie den Bezug synthetischer Fluggastturbinenkraftstoffe. Hier stellen alle drei Verkehrsträger – Pipeline, Güterzug und Binnenschiff – relevante Versorgungsoptionen dar, wobei der größte Anteil der identifizierten Energiebedarfe schiffsgebunden transportiert wird. Insgesamt weisen die Versorgungsketten dieser drei Transportoptionen nur geringe Kostendifferenzen auf.

Auf Basis der Schlussfolgerungen aus den Analyseergebnisse lassen sich eine Reihe von Handlungsempfehlungen ableiten, die in Kapitel 6 detaillierter dargestellt sind:

- 1) Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes sollte weiterverfolgt werden, wobei Dimensionierung und Topologie laufend zu überprüfen sind und die Einbindung von Speichern bei der Planung stärker berücksichtigt werden muss.
- 2) Der gezielte Aus- und Neubau von Bahnstrecken ist essenziell und die Entwicklung des Bahnnetzes zum Hochleitungsnetz sollte forciert werden.
- 3) Die erwartete Importstrategie muss möglichst zeitnah veröffentlicht werden und richtungsweisende Entscheidungen über Import versus inländische Produktion beinhalten.
- 4) Importierte Wasserstoffderivate sollten zunächst stofflich genutzt werden und erst danach als Wasserstoffträger zur Dehydrierung dienen.
- 5) Langfristig sollten auch Produktpipelines bei der Verteilung von Wasserstoffderivaten berücksichtigt und deren Planung frühzeitig in Angriff genommen werden.
- 6) Beim Import kohlenstoffhaltiger Wasserstoffderivate müssen Nachhaltigkeitskriterien über den Aufbau eines internationalen Zertifizierungssystems sichergestellt werden.
- 7) Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen sollten gemeinsam und unter Berücksichtigung beidseitiger Wechselwirkungen geplant und aufgebaut werden.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|------------|---|-----------|
| 1 | Einleitung | 6 |
| 1.1 | Methodik | 7 |
| 1.2 | Aufbau der Studie | 8 |
| 2 | Technologieübersicht zu Wasserstofftransport und -Anwendung | 9 |
| 2.1.1 | Wasserstofftechnologien..... | 9 |
| 2.1.2 | Molekularer Wasserstoff | 10 |
| 2.1.3 | Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) | 11 |
| 2.1.4 | Ammoniak..... | 12 |
| 2.1.5 | Methanol..... | 13 |
| 2.1.6 | Fischer-Tropsch-Produkte | 14 |
| 2.1.7 | Zusammenfassende Darstellung der Konversionstechnologien | 15 |
| 2.2 | Transporttechnologien | 16 |
| 2.2.1 | Pipeline..... | 16 |
| 2.2.2 | Schiennetz und Wasserstraßen | 17 |
| 3 | Bedarf und Bezugsmöglichkeiten von Wasserstoff im Jahr 2035 | 20 |
| 3.1 | Die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Kontext der Energiewende | 20 |
| 3.2 | Detailbetrachtung der identifizierten Anwendungsfälle im Jahr 2035 | 21 |
| 3.2.1 | Wasserstoff zur Herstellung von Ammoniak | 22 |
| 3.2.2 | Wasserstoff in der Stahlindustrie | 22 |
| 3.2.3 | Wasserstoff zur Herstellung organischer Basischemikalien..... | 23 |
| 3.2.4 | Wasserstoffeinsatz für den Flugverkehr | 25 |
| 3.2.5 | Wasserstoff zur Bereitstellung von Prozesswärmebereitstellung | 26 |
| 3.3 | Bezugsmöglichkeiten von Wasserstoff im Jahr 2035 | 27 |
| 4 | Versorgungskettenanalyse | 30 |
| 4.1 | Beschreibung der betrachteten Versorgungsketten | 30 |
| 4.2 | Ergebnisse | 31 |
| 4.2.1 | Infrastrukturelle Abdeckungsgrade..... | 31 |
| 4.2.2 | Kostenspannen der betrachteten Versorgungsketten | 32 |
| 4.2.3 | Untersuchung der Anwendungsfälle..... | 33 |
| 4.2.4 | Kostenoptimale Versorgungsketten | 43 |
| 5 | Zusammenfassung und Diskussion | 45 |
| 6 | Handlungsempfehlungen und Ausblick | 49 |
| 7 | Abbildungsverzeichnis | 52 |
| 8 | Literaturverzeichnis | 54 |
| A | Anhang | 58 |

1 Einleitung

Emissionsfrei hergestelltem Wasserstoff (H₂) kommt sowohl als Energieträger als auch als Grundstoff für die Industrie eine zentrale Rolle für die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 zu. Als Brennstoff bietet er die Möglichkeit, bislang fossil betriebene Wärmeerzeugungsprozesse mit einer treibhausgasneutralen Alternative zu ersetzen. Wasserstoff und darauf basierende synthetische Kraftstoffe sind eine viel diskutierte Option zur emissionsfreien Energieerzeugung für Mobilitätsanwendungen. Wasserstoff nimmt schon heute eine wichtige Rolle als industrieller Grundstoff ein, die durch neuartige Anwendungen, wie der wasserstoffbasierten Direktreduktion von Eisen zur Stahlerzeugung, weiter an Relevanz gewinnt. In einer vergleichenden Metaanalyse relevanter Energiesystemstudien im europäischen Raum und Deutschland (Wietschel et al. 2021) wurden mehrere »no-regret«-Anwendungen für Wasserstoff identifiziert, in denen fast alle Studien dessen Einsatz aufgrund mangelnder wirtschaftlicher, technischer Alternativen ausweisen. Dabei handelt es sich um den internationalen Flug- und Seeverkehr, den Einsatz als Grundstoff zur treibhausgasneutralen Herstellung von Stahl, Ammoniak und Basischemikalien sowie langfristig die Rückverstromung von Wasserstoff zur Abdeckung von Lastspitzen in der Strom- und Wärmeversorgung.

Die Relevanz von Wasserstoff für die Transformation des deutschen Energiesystems wird in der im Jahr 2020 veröffentlichten ersten Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020) unterstrichen. Mit deren Fortschreibung im Juli 2023 wurden die ursprünglichen Ziele, fünf Gigawatt elektrolytische Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2030 zu errichten und bis spätestens 2040 nochmals zu verdoppeln, weiter verschärft (BMWK 2023): Bis 2030 sollen zehn Gigawatt Elektrolysekapazität aufgebaut werden. Nach Einschätzung der Bundesregierung reicht dies voraussichtlich aus, um 30 bis 50 Prozent des dann anfallenden deutschen Wasserstoffbedarfs zu decken. Der restliche Bedarf soll durch Importe gedeckt und hierfür eine gesonderte Importstrategie entwickelt werden. Für die inländische Versorgung ist der Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur vorgesehen, die bis 2030 alle großen Erzeugungs-, Import- und Speicherzentren mit den relevanten Abnehmern verbinden soll. Ein wesentlicher Schritt zur Realisierung dieses Vorhabens erfolgte im November 2023 mit der Übermittlung des Antragsentwurfs für das Wasserstoff-Kernnetz durch die Vereinigung der Gasfernleitungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (FNB Gas 2023).

In der Wasserstoffstrategie wird für den Import zumindest bis 2030 vor allem dem schiffsbasierten Transport von Derivaten eine hohe Bedeutung beigemessen, kurzfristig insbesondere in Form von Ammoniak, der mittel- bis langfristig durch grünes Methan, synthetisches Methanol, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) und flüssigen Wasserstoff ergänzt werden kann. Zur Sicherung von Importoptionen werden strategische Energiepartnerschaften geschlossen und Bezugsmöglichkeiten aus potenziellen Exportländern wie Australien und den Staaten der MENA-Region sondiert. Die Quantifizierung des Importpotenzials von grünem Wasserstoff und die Bewertung geeigneter Transportoptionen sind ebenfalls Gegenstand zahlreicher Studien (Di Lullo et al. 2022; Johnston et al. 2022; Michael Moritz et al. 2023; Moritz Raab et al. 2021; Staiß et al. 2022a). Die Studien unterscheiden sich hinsichtlich der betrachteten Wasserstoffderivate und Transporttechnologien sowie dem Detaillierungsgrad der abgebildeten Vorketten. Allen Studien gemein ist, dass die inländische Weiterverteilung im Importland nicht näher betrachtet wird.

Mit dem Ziel, das Bild in dieser Hinsicht zu vervollständigen, setzt die vorliegende Studie den Fokus auf die Möglichkeiten der Weiterverteilung von importiertem Wasserstoff von den Grenzübergangspunkten hin zu den Endverbrauchern. Auf Grundlage der für den Fernstreckenverkehr zur Verfügung stehenden Verkehrsträger wurden hierzu Versorgungsketten aufbereitet und einer techno-ökonomischen Analyse zugeführt. In diesem Zusammenhang sollen drei Fragen beleuchtet werden:

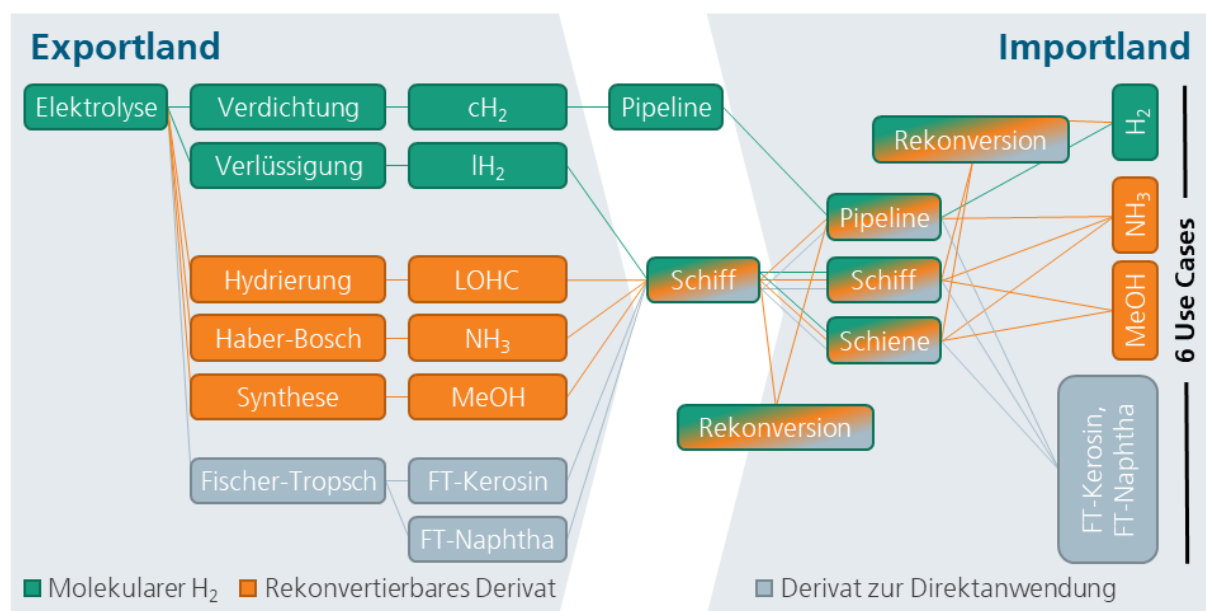
- Inwieweit und unter welchen Umständen ist ein Transport von Wasserstoffderivaten zusätzlich zum Transport von elementarem Wasserstoff über das Wasserstoff-Kernnetz sinnvoll?
- Welche Implikationen lassen sich aus den Möglichkeiten der nationalen Wasserstoffverteilung für eine Importstrategie ableiten?
- Welche Nutzungskonkurrenzen für bestehende Transportinfrastrukturen können entstehen?

1.1 Methodik

Die im Rahmen der Studie durchgeführte Analyse ist in drei Schritte gegliedert. Zunächst wird der Lösungsraum definiert und anschließend die Wasserstoffbedarfe der betrachteten Anwendungsfälle bestimmt. Im dritten Schritt erfolgen in einer techno-ökonomischen Modellierung die Berechnungen der Kosten für Import, Umwandlung und Transport.

Definition des Lösungsraums: Zunächst wurden ausgehend von den in Betracht gezogenen Wasserstoffimportformen indikative Anwendungsfälle (Use Cases) definiert und der Lösungsraum möglicher Versorgungsketten abgeleitet. Insgesamt wurden sieben verschiedene Wasserstoffimportformen unterschieden. Für komprimierten Wasserstoff wurde ein pipelinegebundener Import aus dem europäischen Ausland angenommen. Anknüpfend an die Vorarbeiten aus dem HySupply-Projekt, wurde für die übrigen Importformen eine schiffsgebundene Anlandung an den deutschen Seehäfen und dem Rotterdamer Hafen untersucht. Der Einsatz von Wasserstoffprodukten wurde in sechs Anwendungsfälle unterteilt. Abbildung 1 zeigt eine kompakte Übersicht der betrachteten Versorgungsketten.

Abbildung 1: Betrachtete Technologieoptionen



Quelle: eigene Darstellung

Ermittlung des Wasserstoffbedarfs in den Use Cases: Für die Studie wurde das Stichjahr 2035 als Fokusjahr gewählt. Es stellt ein Datum dar, zu dem das von den FNB beantragte Wasserstoffkernnetz vorhanden sein sollte und das das in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie formulierte Zielbild 2030 einschließt, in dem von einem Gesamtwasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh ausgegangen wird. Auf Grundlage bestehender Szenarioanalysen und verfügbarer branchenspezifischer Detailinformationen wurde der Wasserstoffbedarf in den verschiedenen Use Cases definiert und mit dem Entwicklungsstand der inländischen Erzeugung abgeglichen. Das Ergebnis ist ein regionalisiertes Bild der potenziell durch Importe abzudeckenden Nachfrage nach Wasserstoffprodukten.

Techno-ökonomische Modellrechnung: Die verschiedenen Versorgungsketten werden in ein techno-ökonomisches Modell überführt, das die Kostenbestandteile für Import, Konversion und Transport abbildet. Eine vergleichende Analyse erlaubt die Identifikation der kostengünstigsten Versorgungsoption eines Standorts und eine Ableitung von Schlussfolgerungen für die verschiedenen Anwendungsfälle. Es handelt sich hierbei um eine Betrachtung der systemischen Kosten für die unterschiedlichen Versorgungsketten. Diese ist von einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung zu unterscheiden, die anstelle von Kosten nach Möglichkeit auf Marktpreisen beruht und Margen beinhalten.

1.2 Aufbau der Studie

Die vorliegende Studie ist in fünf inhaltliche Teile aufgeteilt.

- Im sich anschließenden Kapitel 2 werden die relevanten Elemente der untersuchten Versorgungsketten anhand ihrer für die Modellierung relevanten Charakteristika beschrieben. Darunter fallen die für die Herstellung und Konversion benötigten Verfahren und die für den Transport benötigten Infrastrukturen.
- In Kapitel 3 werden die für die Analyse zugrunde gelegten Wasserstoffbedarfe hergeleitet und anhand der definierten Use Cases näher beschrieben.
- Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Modellrechnungen werden im darauffolgenden 4. Kapitel diskutiert.
- In Kapitel 5 werden die wesentlichen Schlussfolgerungen der Studie zusammenfassend diskutiert.
- Die zentralen Handlungsempfehlungen werden in Kapitel 6 formuliert und ein Ausblick auf das Jahr 2045 gegeben.

2 Technologieübersicht zu Wasserstofftransport und -Anwendung

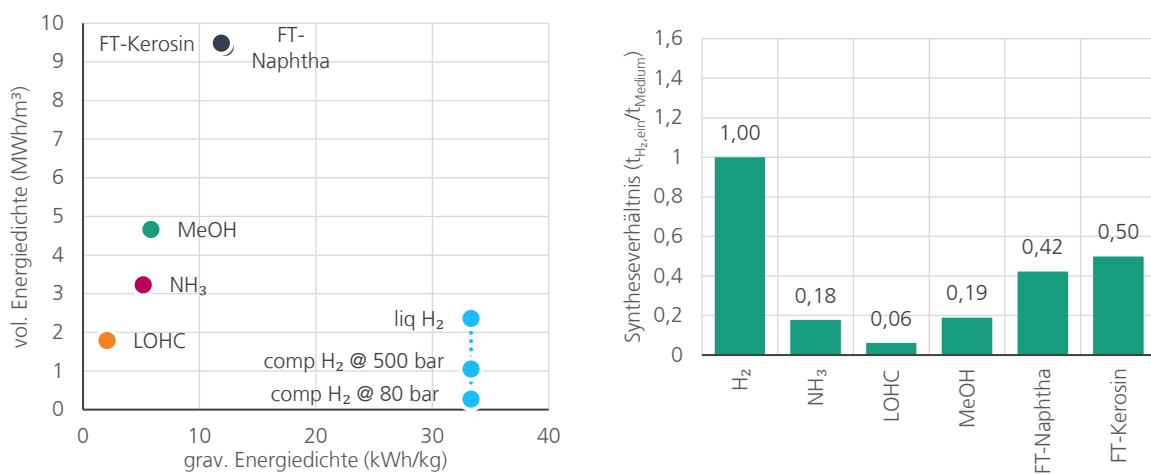
2.1.1 Wasserstofftechnologien

Wasserstoff gehört mit einem Massenanteil von knapp 0,9 % zu den neun am häufigsten vorkommenden chemischen Elementen in der Erdhülle und kommt fast ausschließlich chemisch gebunden, am häufigsten in Form von Wasser vor. Von keinem Element sind mehr Verbindungen bekannt. Insbesondere ist Wasserstoff Bestandteil fast aller chemischen Substanzen in der organischen Chemie, zu der auch wichtige Energieträger wie Erdöl, Erdgas und Methan zählen.

Wasserstoff ist das chemische Element mit der geringsten Atommasse. Das häufigste Isotop besteht lediglich aus einem Proton und einem Elektron und ist besonders klein. Zwar liegt Wasserstoff unter Normalbedingungen als molekularer Wasserstoff vor, doch kann es – bei Pipelines bspw. an Fehlstellen an der Innenwand – zur Bildung von atomarem Wasserstoff kommen. Mit diesen Eigenschaften gehen in Hinblick auf seine Speicherung, den Transport und seine Energiedichte einige Herausforderungen einher. Er diffundiert durch einige Kunststoffe wie bspw. Polyethylen und kann bei einigen Übergangsmetallen Materialversprödung verursachen. Der Effekt, dass atomarer Wasserstoff zu einer Reduzierung der Bindungsenergie des Metallgitters führt, lässt sich durch den Einsatz von bestimmten Stahllegierungen (z. B. CrNi-Stahl) reduzieren. Lediglich an fehlerbehafteten Stellen kann es zu Versprödung des Materials kommen. An Innenwänden sowie Schweißnähten ist der Einfluss von Wasserstoff hingegen gering. Dennoch sind eine kontinuierliche Beobachtung und Analyse der Materialzustände durch interne und externe Inspektionsgeräte zu empfehlen, um Risiken frühzeitig begegnen zu können. Beim Aufbau des von den Fernleitungsnetzbetreibern geplanten Wasserstoffkernnetzes soll deshalb Stahl verwendet werden, der gegen Versprödung unempfindlicher ist. Bei vorhandenen Leitungen erfolgt eine technische Prüfung auf Wasserstoffeignung und ggf. erforderliche technische Anpassungen (Siemens Energy et al. 2020).

Abbildung 2: Eigenschaften von Wasserstoff und seinen Derivaten

Vergleich volumetrischer und gravimetrischer Energiedichten (links) sowie der Syntheseverhältnisse (rechts) der verschiedenen Derivate



Quellen: eigene Darstellung auf Grundlage von (Staiß et al. 2022a)

Wasserstoff weist bezogen auf eine Masseinheit einen hohen Energiegehalt auf. Aufgrund der geringen Massendichte ist der Energiegehalt je Volumeneinheit unter atmosphärischen Bedingungen jedoch sehr gering. Die volumetrische Energiedichte lässt sich durch Kompression steigern. In Abbildung 2 ist

der Zusammenhang zwischen gravimetrischer und volumetrischer Energiedichte für ausgewählte Wasserstoffaggregatzustände, Derivate und für LOHC dargestellt. Der vermeintliche gravimetrische Vorteil von Wasserstoff wird beim Transport noch dadurch relativiert, dass die Masse der zur Speicherung benötigten Behälter ein Vielfaches der des transportierten Wasserstoffs betragen kann.

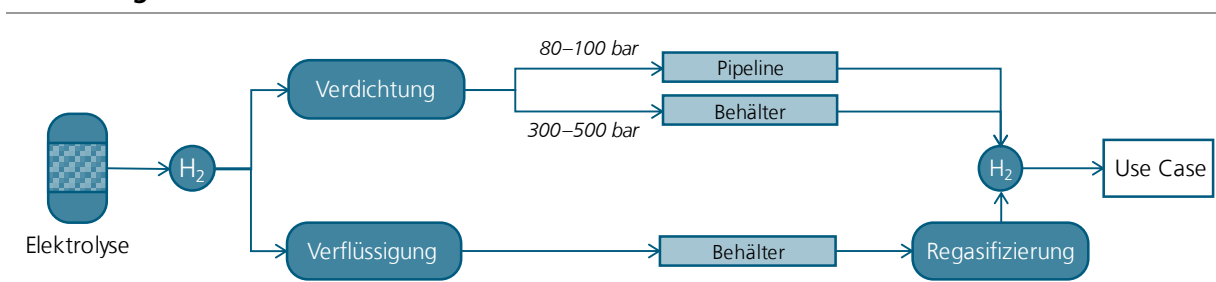
Wasserstoff kann über unterschiedliche Pfade transportiert werden. Als molekularer Wasserstoff sind der komprimierte Zustand sowie die Verflüssigung möglich. Alternativ kann der Transport chemisch gebunden in Form eines Derivates (NH_3 – Ammoniak, SNG – Synthetisches Erdgas, MeOH – Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte) oder mit Hilfe eines Wasserstoffträgermaterials (LOHC) erfolgen. Die zu transportierenden Produkte können flüssig oder gasförmig mit Schiffen, in Pipelines oder per Bahn transportiert werden. Durch unterschiedliche Prozessrouten, Aggregatzustände, Aufwertungsrouten, Anwendungsfälle und (vorhandene) Transportinfrastrukturen können sich unterschiedliche potenzielle Transportpfade ergeben. In dieser Studie wurden für den nationalen Transport theoretische 147 Versorgungskettenpermutationen betrachtet (vgl. Kapitel 4.2). Welche Form sich für den Transport von Wasserstoff im Speziellen anbietet, hängt stark von den zu transportierenden Mengen, vom Anwendungsfall und insbesondere davon ab, ob vor Verwendung dehydriert werden muss.

2.1.2 Molekularer Wasserstoff

Molekularer Wasserstoff kann auf verschiedene Weise hergestellt werden. Die einzelnen Technologien unterscheiden sich teilweise erheblich im Treibhausgas-Fußabdruck sowie im Technologischen Reifegrad (TRL). Langfristig verspricht die Produktion mittels Wasserelektrolyse die kostengünstigste Technologie zu sein, um Wasserstoff treibhausgasneutral unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen herzustellen. Mittelfristig kann auch die konventionelle Herstellung aus Erdgas durch Dampfreformierung in Kombination mit CO_2 -Abscheidung und -Sequestrierung (blauer Wasserstoff) von Relevanz sein, um die für den Markthochlauf benötigten Wasserstoffmengen bereitzustellen. Die langfristige Relevanz dieser Technologieoption ist aufgrund der mit der Sequestrierung einhergehenden Effizienzeinbußen und dem Bedarf an ausreichenden CO_2 -Speicherkapazitäten umstritten. Perspektivisch könnten auch Pyrolyseverfahren und thermochemische Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff aus Biomasse und biogenen Abfällen eingesetzt werden. Deren TRL hinkt insbesondere im großindustriellen Maßstab jedoch noch deutlich hinterher.

Zum Transport wird molekularer Wasserstoff je nach Transportalternative auf bis zu 500 bar komprimiert oder verflüssigt. In Abbildung 3 sind einer Wasserelektrolyse nachgelagerte Transportoptionen exemplarisch dargestellt.

Abbildung 3: Prozesskette Wasserstoff



Quelle: eigene Darstellung

2.1.2.1 Herstellung

Molekularer Wasserstoff wird in Deutschland bereits heute mit etwa 55 TWh p.a. in großen Mengen durch Dampfreformierung aus Erdgas (grauer Wasserstoff) hergestellt (BMWK 2023) und vor allem als chemischer Grundstoff eingesetzt. Bei dem Prozess fallen große Mengen CO_2 an. Die spezifischen Emissionen liegen je nach eingesetzter Technologie und Anlageneffizienz zwischen 370 und 460 g CO_2 -äq./ kWh H_2 , sodass zur Herstellung der 55 TWh zwischen 20 und 25 Mt CO_2 -äq./ a emittiert werden (DIHK 2020; Riemer et al. 2022).

Durch Abscheidung des bei der Herstellung anfallenden Kohlenstoffdioxids können die Treibhausgasemissionen deutlich reduziert werden. Dieser sogenannte blaue Wasserstoff wird als Interimslösung diskutiert. Ein Projekt zum Import von blauem Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland wird aktuell von RWE und Equinor verfolgt (Geinitz 2023).

Langfristig wird vor allem elektrolytisch hergestelltem grünen Wasserstoff hohe Bedeutung beigemessen. Derzeit gibt es zwei den Markt bestimmende Technologien bei der Wasserelektrolyse. Die alkalische Elektrolyse mit einem geschätzten Marktanteil von 70 % (IEA 2022) die etabliertere Technologie. Ihre Vorteile liegen in geringen Kosten und einer langen Lebensdauer.

Zur Vermeidung von Schäden werden alkalische Elektrolysezellen konventionell in möglichst konstanter Anlagenfahrweise betrieben, was im Hinblick auf die fluktuierende erneuerbare Energieerzeugung zu Nachteilen führen kann.

Protonenaustausch-Membran-Elektrolyse (PEM) bieten den Vorteil, wesentlich flexibler betrieben werden zu können, weshalb sie insbesondere gut mit volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kombiniert werden können (PwC 2020).

2.1.2.2 Aufbereitung

Die Art der Aufbereitung von Wasserstoff ist abhängig von der bezweckten Anwendung. Für den pipelinegebundenen Transport wird dieser auf ein Druckniveau von 80 bar komprimiert und eingespeist (hysolutions 2023). Für den containergebundenen Transport erfolgt eine stärkere Kompression, um eine höhere volumetrische Energiedichte zu erzielen. Hierfür werden sog. Transport Multiple-Element Gas Container (MEGC) als Druckbehälter eingesetzt, die eine Speicherung von Wasserstoff bei Drücken von 300 bar bis perspektivisch 700 bar zulassen. Der Vorteil der höheren Energiedichte geht mit dem Nachteil eines erhöhten Energieaufwandes einher, der auf die stärkere Kompression zurückzuführen ist sowie erhöhten investitionsabhängigen Kosten für die benötigten Kompressoren. Für die techno-ökonomische Analyse wurde von einem Druckniveau von 500 bar ausgegangen.

Eine höhere volumetrische Energiedichte kann durch die Verflüssigung von Wasserstoff erzielt werden. Hierfür wird der gasförmige Wasserstoff bei einem Druck von 1,85 bar auf eine Temperatur von circa -253 °C abgekühlt (Ishimoto et al. 2020). Mit der Verflüssigung von Wasserstoff ist ein deutlich höherer Energieaufwand und eine komplexere Anlagentechnik verbunden als mit der Komprimierung. Dies schlägt sich in höheren investitionsabhängigen Kosten und Betriebskosten nieder. Für die energetische Verwendung muss flüssiger Wasserstoff in einer Verdampfungsanlage wieder in den gasförmigen Zustand gebracht werden. Die in dieser Studie unterstellten Konversionskosten sind in Abbildung 8 zusammengefasst.

2.1.3 Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)

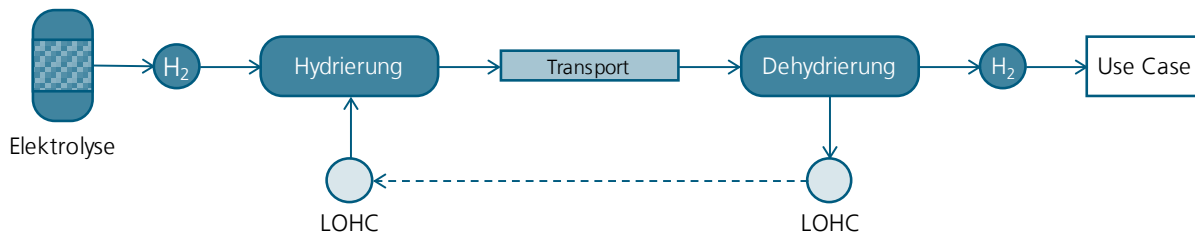
Die Bindung von Wasserstoff in einem organischen Trägermedium bietet die Möglichkeit, Wasserstoff in flüssiger Form speicher- und transportierbar zu machen. Bei diesem Vorgang werden Kohlenstoff-Doppelbindungen eines Mediums (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) mit Wasserstoff gesättigt. Der Prozess der Hydrierung ist reversibel, sodass sich der eingelagerte Wasserstoff in einer Umkehrreaktion (Dehydrierung) wieder herauslösen lässt.

Je nach eingesetzter Trägerflüssigkeit lassen sich zwischen 5 und 8 % Wasserstoff binden. Die volumetrische Energiedichte steigt im Vergleich zu komprimiertem Wasserstoff deutlich an. Auch die Handhabbarkeit steigt im Vergleich zu komprimiertem Wasserstoff. Allerdings liegt die Energiedichte im hydrierten Zustand mit ca. $1,9\text{ kWh/l}$ (Dibenzyltoluol) etwa um den Faktor 5 unter der von Diesel. Da zur Dehydrierung nicht unerheblich Energie aufgewendet werden muss, sinkt die Nettoenergiedichte noch einmal deutlich. Bei der Dehydrierung handelt es sich um einen endothermen Prozess, der bei Temperaturen von $250\text{--}300\text{ °C}$ verläuft. Zwar lässt sich die Dehydrierung grundsätzlich auch mittels Hochtemperaturabwärme durchführen, bleibt aber dennoch ein wesentlicher Kostentreiber (Rudolph 2023).

2.1.3.1 Herstellung und Rekonversion

Die exotherme Hydrierung findet im Temperaturbereich von 100 bis 250 °C und unter Drücken von 10 bis 50 bar statt und weist einen spezifischen Strombedarf von 430 kWh_{el}/t_{H₂} auf. Die Dehydrierung des Trägermediums ist ein energieintensiver endothermer Prozess. Er findet in einem Temperaturbereich zwischen 100 bis 400 °C statt und hat einen spezifischen Strom- und Wärmebedarf von 950 kWh_{el}/t_{H₂} und 11,2 MWh_{th}/t_{H₂}. (Staiß et al. 2022b)

Abbildung 4: Prozesskette LOHC



Quelle: eigene Darstellung

2.1.4 Ammoniak

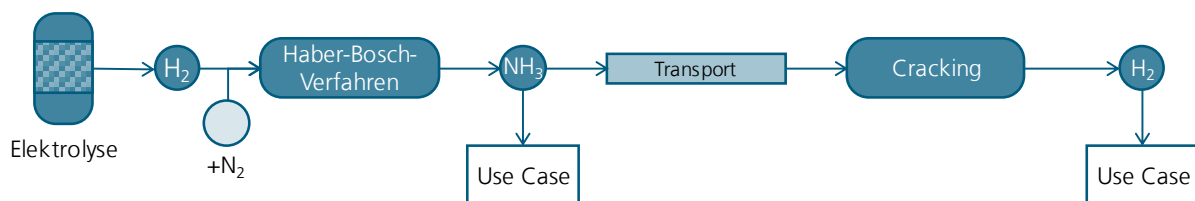
Ammoniak (NH₃) ist eine der weltweit am häufigsten produzierten Chemikalien. Die chemische Verbindung aus Wasserstoff und Stickstoff wird insbesondere als Ausgangsstoff für die Herstellung stickstoffbasierter Düngemittel eingesetzt.

Importierter, grüner Ammoniak kommt sowohl als Wasserstoffträger als auch zur Substitution der inländischen Nachfrage in Betracht. Da Ammoniak bereits ein gehandeltes Gut ist, existieren etablierte Logistikketten, die einen vergleichsweise schnellen Hochlauf begünstigen können. Gleichzeitig sind die Produktionsstätten in der Regel Teil eines hochintegrierten Anlagenparks. In welchem Ausmaß und zu welchen Kosten eine Umstellung erforderlich ist, wurde im Rahmen der vorliegenden Studie nicht näher betrachtet. Im Vergleich zu kohlenstoffhaltigen Derivaten bietet er zudem den Vorteil, dass bei der Herstellung keine Kohlenstoffquelle benötigt wird und bei Anwendung oder Dehydrierung kein CO₂ anfällt. Aus den genannten Gründen wird Ammoniak als Wasserstoffträger in Betracht gezogen.

Da es sich bei Ammoniak um einen toxischen Stoff handelt, müssen vergleichsweise hohe Sicherheitsstandards eingehalten werden (UBA 2021).

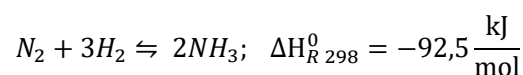
2.1.4.1 Herstellung

Abbildung 5: Prozesskette Ammoniak



Quelle: eigene Darstellung

Die Herstellung geschieht heute im industriellen Maßstab zum weitaus größten Teil (ca. 90 % der Welterzeugung) aus Wasserstoff und Stickstoff nach dem Haber-Bosch-Verfahren (EE Energy Engineers et al. 2023). Die chemische Reaktion ist exotherm und erfolgt bei einem Druck von 100 bis 250 bar und Temperaturen von 400 bis 500 °C:



Der für die Reaktion notwendige Stickstoff wird in der Regel per Luftabscheidung gewonnen. Der Haber-Bosch-Prozess weist einen spezifischen Strombedarf von 1,5 MWh_{el}/t_{H₂} auf (Staiß et al. 2022b).

2.1.4.2 Rekonversion durch Cracking

Um den im Ammoniak gebundenen Wasserstoff zurückzugewinnen, muss dieser in einem energieintensiven Prozess bei Temperaturen um 900 °C gecrackt werden. Kleinskalige Anlagen mit einer Wasserstoffproduktionskapazität von 1–1.500 kg H₂/d werden bereits heute in der Metallverarbeitung eingesetzt und weisen einen hohen TRL zwischen 8–9 auf (Spatolisano et al. 2023). Cracking-Prozesse zur großskaligen Rekonversion von Ammoniak hingegen befinden sich noch in der Erprobungsphase. Die Inbetriebnahmen erster europäischer Pilotanlagen sind für die nächsten Jahre geplant, die den Weg zu industriellen Großanlagen ebnen sollen. Im Dezember 2023 wurde von AFC Energy die erste modulare Cracking-Anlage mit einer Kapazität von 400 kg H₂/d in Betrieb genommen (AFC Energy 2023). Am Seehafen von Antwerpen wird ebenfalls Pilotprojekte für den Aufbau von Ammoniak-Rekonversionskapazitäten durchgeführt, die im Laufe des Jahres 2024 in Betrieb genommen werden soll (Ammonia Energy Association 2023). Vergleichbare Vorhaben finden am Hafen von Rotterdam statt, wo eine Voruntersuchung aus dem Jahr 2023 zusätzlich die technische und ökonomische Machbarkeit einer großindustriellen Cracking-Anlage mit einer Kapazität von 3.000 t H₂/d bestätigt hat (Fluor 2023). Für den Cracking Prozess wird sowohl thermische als auch elektrische Energie benötigt. Für die im Rahmen dieser Studie vorgenommene Modellierung wurden spezifische Verbrauchswerte von 950 kWh_{el}/t_{H₂} Strom und 6,65 MWh_{th}/t_{H₂} Wärme angenommen (Staiß et al. 2022b). Potenziell lassen sich Energieaufwand und Prozesskosten durch eine geeignete Prozessintegration des Crackers reduzieren, indem der Prozess durch Hochtemperaturabwärme betrieben oder unterstützt wird.

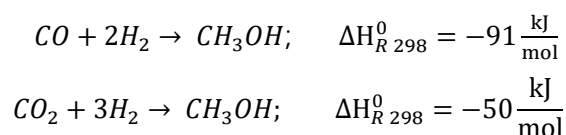
2.1.5 Methanol

Methanol (CH₃OH oder MeOH) ist ein einwertiger Alkohol und zählt mit einer globalen Jahresproduktion von mehr als 100 Millionen Tonnen zu den weltweit am meisten hergestellten organischen Chemikalien. Methanol dient in der chemischen Industrie als Rohstoff, bspw. bei der Produktion von Formaldehyd, Ameisensäure und Essigsäure. Daneben gewinnt Methanol als Energieträger zunehmend an Bedeutung. Des Weiteren kann es als Grundstoff zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt werden. Dabei wird Methanol in einem ersten Schritt zu Olefinen umgesetzt und dann weiter oligomerisiert wird (Atsonios et al. 2023). Auf dieses Verfahren wird in dieser Studie nicht weiter eingegangen und der Fokus stattdessen auf das Fischer-Tropsch-Verfahren gelegt (vgl. Abschnitt 2.1.6).

2.1.5.1 Herstellung

Vorteile von Methanol sind hierbei der geringe Speicheraufwand des in flüssigem Zustand vorliegenden Methanols bei einer hohen volumetrischen Energiedichte. Die volumetrische Energiedichte ist höher als bei LOHC oder Ammoniak, jedoch geringer im Vergleich zu Kerosin oder Naphtha. Da Methanol bei Umgebungsbedingungen flüssig vorliegt, ergeben sich kurze Betankungs- bzw. Entnahmezeiten für Speicher sowie Transporttechnologien. Dies führt dazu, dass Kosten für den Transport und die Speicherung gesenkt werden können (Schluter 2019).

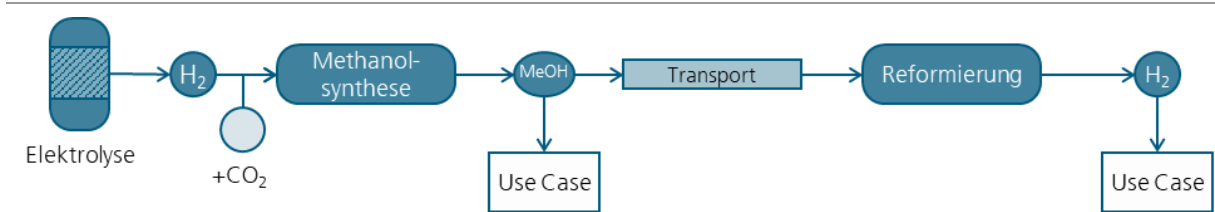
Abbildung 6 zeigt die Prozesskette von Wasserstoffherstellung bis Rekonversion aus Methanol auf. In dem exothermen Prozess wird Wasserstoff unter Zugabe von Kohlenstoffmonoxid (CO) oder Kohlenstoffdioxid (CO₂) zu Methanol synthetisiert. Dabei ist die Reaktionsenthalpie bei Nutzung von CO₂ als Edukt etwa halb so hoch wie bei der Nutzung von CO. Dies bedeutet, dass im CO₂-basierten Prozess etwa halb so viel Wärme abgeführt werden kann:



Dabei werden Temperaturen von 230 bis 250 °C sowie ein Druck von 80 bar benötigt (Schorn et al. 2021). Des Weiteren hat der Prozess einen Strombedarf von 1,2 MWh_{el}/t_{H₂} (Staiß et al. 2022b).

Vorteile von Methanol sind hierbei der geringe Speicheraufwand des in flüssigem Zustand vorliegenden Methanols bei einer hohen volumetrischen Energiedichte. Die volumetrische Energiedichte ist höher als bei LOHC oder Ammoniak, jedoch geringer im Vergleich zu Kerosin oder Naphtha. Da Methanol bei Umgebungsbedingungen flüssig vorliegt, ergeben sich kurze Betankungs- bzw. Entnahmezeiten für Speicher sowie Transporttechnologien. Dies führt dazu, dass Kosten für den Transport und die Speicherung gesenkt werden können (Schluter 2019).

Abbildung 6: Prozesskette Methanol

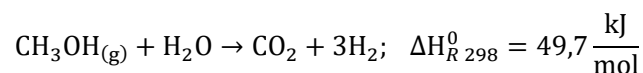


Quelle: eigene Darstellung

Nachteilig an dem Verwendungsprozess von Methanol ist bislang die geringe Energieeffizienz, die bei der Rekonversion von Methanol zu Wasserstoff weiter gesenkt wird. Es existieren jedoch vielversprechende Ansätze, Methanol zur Langzeitspeicherung von Strom einzusetzen und dabei das CO₂ im Kreislauf zu halten (Brown 2023).

2.1.5.2 Rekonversion durch Reformierung

Die Rekonversion von Methanol zu Wasserstoff verläuft endotherm, weshalb zusätzlich Energie während der Reaktion aufgenommen wird. Um den gebundenen Wasserstoff wieder freizusetzen, wird Methanol mithilfe eines Methanol-Reformers unter Zufuhr eines Brennstoffes und Wasserdampf wieder in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid rückgewandelt (Iulianelli et al. 2014):



Die Rückgewinnung von Wasserstoff aus Methanol wurde als mögliche Lösungsoption in der Modellierung mitbetrachtet. Im Vergleich zu anderen Technologien, steht sie aber aktuell nicht im Fokus in der Diskussion um großskalige Wasserstoffrückgewinnungsoptionen.

2.1.6 Fischer-Tropsch-Produkte

Die Fischer-Tropsch-Synthese wurde bereits in den 1940er Jahren relevant, als die Rohölpreise ihren Höhepunkt erreichten und FT-Kraftstoffe eine wirtschaftliche Alternative darstellten (Dieterich 2020). Im Verfahren der Fischer-Tropsch-Synthese wird kohlenstoffhaltiges Synthesegas in ein Produktgemisch verschiedener flüssiger Kohlenwasserstoffverbindungen umgesetzt. Ähnlich dem fossilen Rohöl wird dieses als Syncrude bezeichnete Zwischenproduktgemisch in nachgelagerten Aufbereitungsprozessen zu unterschiedlichen Fischer-Tropsch-Produkten weiterverarbeitet. Durch den Einsatz treibhausgasneutraler Kohlenstoffquellen, insbesondere aus Biomasse oder CO₂-Abscheidung aus der Luft, können auf Grundlage dieses Verfahrens synthetische Kraftstoffe oder Öle hergestellt werden, um in Verkehrsanwendungen oder als chemische Rohstoffe verwendet zu werden. Im Kontext der Energiewende sind vor allem zwei Fischer-Tropsch-Produkte von Relevanz: Zum einen kann synthetisches Naphtha (FT-Naphtha) eine Alternative darstellen, um Basischemikalien wie Aromaten und Olefine nicht mehr rohölbasiert herzustellen. Zum anderen gelten Synthetische Flugturbinenkraftstoffe als zentrale Lösungsoption zur Defossilisierung des Mittel- und Langstreckenflugverkehrs. Gegenüber dem Methanol-to-Jet-Verfahren weist die Fischer-Tropsch-Herstellungsrouten von Flugturbinenkraftstoffen gewisse Vorteile auf, weshalb sich diese Studie auf die Betrachtung von FT-Kerosin beschränkt:

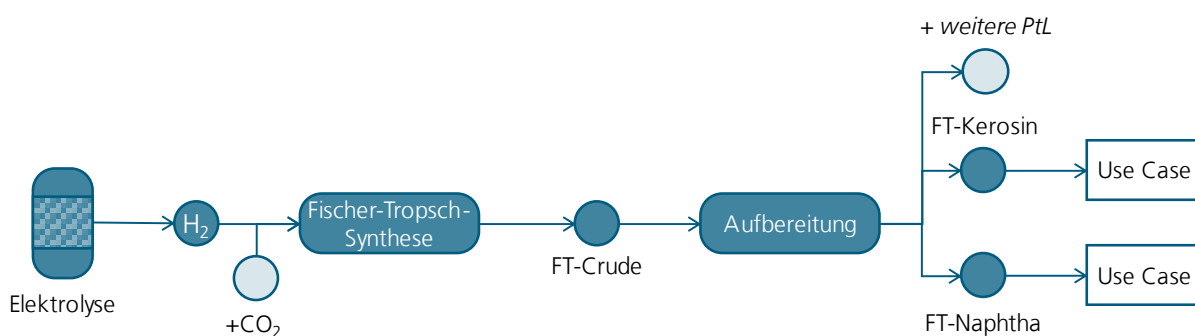
- Syncrude ist dem fossilen Rohöl sehr ähnlich. Daher könnten bestehende Raffinerieinfrastrukturen zur Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen und Naphtha weitergenutzt werden.
- Die Fischer-Tropsch-Synthese wird bereits kommerziell in den Verfahren Biomass-to-Liquid (BtL), Gas-to-Liquid (GtL) und Coal-to-Liquid (CtL) eingesetzt (UBA 2016).

- Synthetisches FT-Kerosin ist bis zu einer 50 %igen Beimischung zu Flugzeugtreibstoff ASTM-zugelassen und kann daher direkt beigemischt werden (UBA 2016).

2.1.6.1 Produktion

Die Reaktionen zur Erzeugung, Umsetzung des Synthesegases zu FT-Crude finden bei Temperaturen von etwa 150 bis 350 °C und Drücken von 1 bis etwa 25 bar statt. Das Verfahren hat einen spezifischen Energieverbrauch von 704 kWh_{el}/t_{H₂}. Das FT-Crude wird in nachgelagerten Anlagen zu Kraftstoffen und Naphtha weiterverarbeitet (Staiß et al. 2022b).

Abbildung 7: Prozesskette Fischer-Tropsch-Produkte

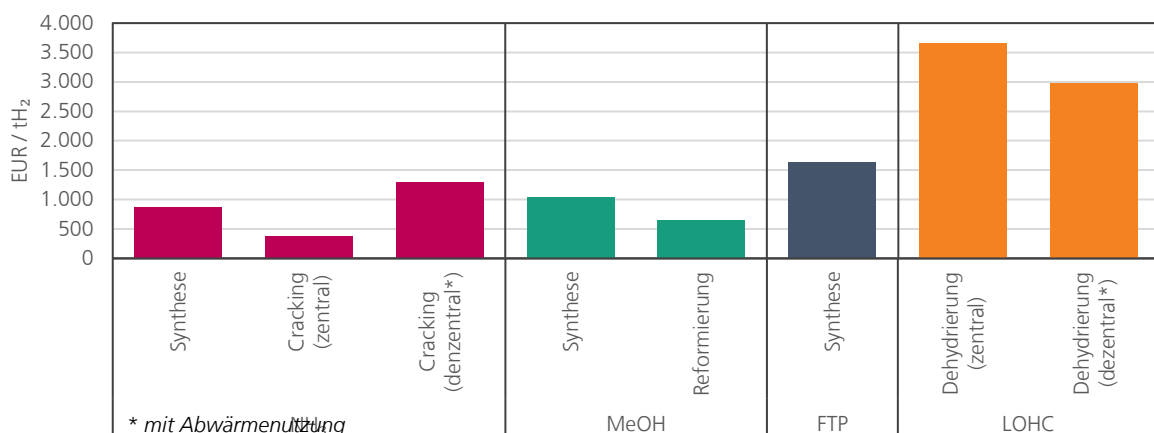


Quelle: eigene Darstellung

2.1.7 Zusammenfassende Darstellung der Konversionstechnologien

In der folgenden Abbildung 8 sind die für Modellierung relevanten Konversionskosten für die unterschiedlichen Derivate aufgeführt. Diese umfassen die Rekonversionsprozesse sowie die Syntheseprozesse solcher Derivate, die einer direkten Nutzung zugeführt werden können. Die Kosten entstammen der Studie (Staiß et al. 2022b). Bei der dezentralen Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak und LOHC wird angenommen, dass eine Kostenreduktion durch die Nutzung von Abwärmepotenzialen möglich ist.

Abbildung 8: Modellannahmen Konversionskosten



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (Sens et al. 2024; Staiß et al. 2022a)

2.2 Transporttechnologien

Für die Untersuchung der Versorgungsoptionen potenzieller Wasserstoffnachfragestandorte mit importiertem Wasserstoff wurden die überregionalen Transportnetzwerke verschiedener Verkehrsträger aufbereitet:

- Rohrleitungen des Wasserstoffkernnetzes
- Rohrleitungen für den Transport von Rohöl und Petroprodukten
- Wasserwege der Binnenschifffahrt
- Schienennetz für den Güterverkehr

Der Fokus der Analyse lag in der Bewertung überregionaler Transportoptionen. Eine regional hochaufgelöste Betrachtung zur Wasserstoffversorgung der jeweiligen Standorte konnte im Rahmen der Studie nicht vorgenommen werden. Dieser Schwerpunktsetzung folgend, wurde die Möglichkeit des Wasserstofftransports in umgestellten Gasverteilnetzen nicht betrachtet. Ebenso wurde der straßengebundene Wasserstofftransport mittels Lastkraftwagen nicht analysiert, da dieser vor allem für kurze Distanzen Vorteile gegenüber anderen Verkehrsträgern aufweist und für längere Transportdistanzen als weniger geeignet eingeschätzt wird.

Die in der Studie betrachteten Wasserstoffverbraucher wurden hinsichtlich ihrer Versorgungsmöglichkeit über das Wasserstoffkernnetz untersucht. Dazu wurde ein Korridor von 20 km um die Leitungen herum angenommen, innerhalb dessen ein Anschluss zu einem vergleichsweise frühen Zeitpunkt möglich sein könnte. Für den Anschluss bzw. die Verteilung auf der »letzten Meile« wird auf Verteilnetzstrukturen zurückgegriffen werden müssen oder es sind zusätzliche Investitionen für Leitungsneubauten notwendig. Beide Varianten wurden nicht im Detail berücksichtigt.

2.2.1 Pipeline

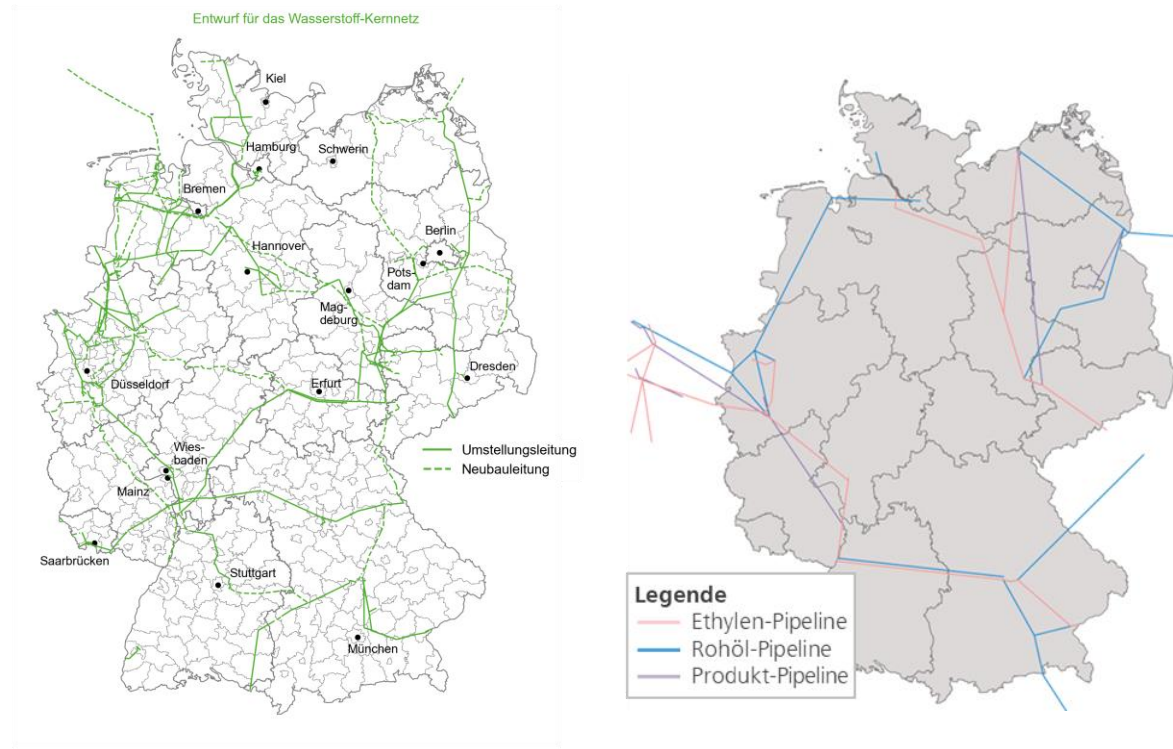
Für den pipelinegebundenen Transport von komprimiertem Wasserstoff wurde der im November 2023 veröffentlichte Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz der FNB Gas zugrunde gelegt (FNB Gas 2023). Die Gesamtlänge des angepassten Entwurfs beträgt rund 9.700 km und besteht zum überwiegenden Teil aus umgestellten Erdgasleitungen (ca. 60 %). Die Einspeise- bzw. Ausspeisekapazitäten betragen rund 100 GW bzw. 87 GW. Das Netz wurde in Abgleich mit den Trassenverläufen des Erdgasnetzes (ENTSOG 2021) digitalisiert und um Anknüpfungspunkte an das europäische Wasserstoffbackbone-Netz (EHB 2022) ergänzt.

Für den Transport von Fischer-Tropsch-Produkten wurde unterstellt, dass diese ohne weiteren Anpassungsbedarf über die entsprechenden Produktpipelines transportiert werden können. Für den leitungsgebundenen Transport der übrigen Derivate wären die entsprechenden Pipelines neu zu errichten. Für diesen Fall wurde unterstellt, dass dies entlang der bestehenden Trassen für Rohöl- und Produktpipelines erfolgen würde. Das zugrundeliegende Pipeline-System wurde aus einer Studie des petrochemischen Systems in Deutschland und Westeuropa entnommen (Scholz et al. 2023) und um die Trassenverläufe der Rohölpipelines (MWV 2021) ergänzt. Das Pipelinesystem verbindet die Grenzübergangspunkte für Rohöl und Petroprodukte mit den Raffineriestandorten und petrochemischen Clustern in Deutschland. Die beiden betrachteten Pipelinesysteme sind in Abbildung 9 dargestellt.

Als Kriterium für die Anbindung eines Nachfragestandorts an die Pipeline wurde in der Modellierung eine maximale Entfernung zwischen Standort und Trasse von 20 km festgelegt. Die Kosten für den pipelinegebundenen Transport setzen sich aus den investitionsabhängigen Kosten zur Errichtung der Leitungen und Verdichterstationen sowie den betriebsbedingten Kosten zusammen und sind vom jeweiligen Rohrdurchmesser sowie der Durchsatzmenge abhängig. Die Methodik zur Kostenberechnung ist der Studie von (Staiß et al. 2022a) entnommen. Es wurde mit einem einheitlichen Kostensatz gerechnet, der sich auf einen Rohrdurchmesser von 1016 mm und eine im Jahr 2035 durchschnittliche Auslastung von 57 % bezieht, die in weiten Teilen des Netzes schwierig zu erreichen sein wird. Wie aus den Ausführungen weiter unten in Abschnitt 3.2 ersichtlich, konzentriert sich ein Großteil der identifizierten Wasserstoffnachfrage jedoch auf eine bestimmte Region, in der von einer überdurchschnittlichen Netzauslastung ausgegangen werden kann.

Für die Umrüstung von Erdgaspipelines zur Wasserstoffnutzung wurden 10 % der Investitionskosten für Neubauleitungen angenommen. Die spezifischen Transportkosten sind in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 9: Pipelinenetze für den Transport von Wasserstoff, Rohöl und Petroprodukte



Quelle: (FNB Gas 2023)

Quellen: eigene Darstellung auf Basis von (Scholz et al. 2023) und (MWV 2021)

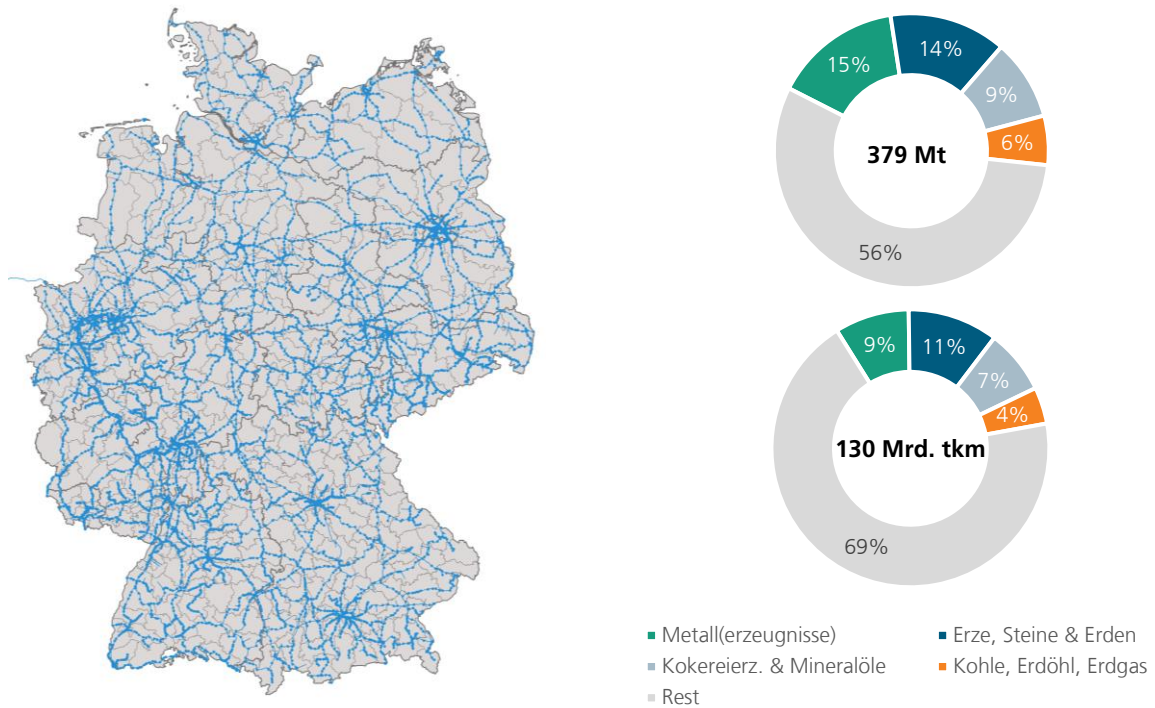
2.2.2 Schienennetz und Wasserstraßen

Wasserstoff und Wasserstoffderivate lassen sich containerbasiert über die Schiene oder den Wasserweg transportieren.

Die Streckenverläufe sind öffentlich zugänglichen Datenquellen entnommen. Für das Schienennetz wurden die aktuellen Datensätze Stand Oktober 2019 für das Streckennetz und die Betriebsstellen aus dem Datenportal der Deutschen Bahn (DB 2020) verwendet. Das Netz der Bundeswasserstraßen ist den Geodatendiensten der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt entnommen (GDWS 2021). Für die Aufbereitung der Containerhafenstandorte wurden Datenquellen zu Binnenhäfen mit Schwergutumschlag, Binnenhäfen mit kombiniertem Güterverkehr und Logistikhäfen verschritten (Explortal Logistics 2023; GDWS 2021).

In Bezug auf das Verkehrsaufkommen also auch die Verkehrsleistung stellen Eisenbahnen nach dem lastwagenbasierten Straßengüterverkehr den mengenmäßig zweitwichtigsten Verkehrsträger dar (destatis 2022). Abbildung 10 zeigt das aktuelle Schienennetz zusammen mit der Güterverkehrsstruktur dieses Verkehrsträgers. Im Jahr 2021 wurden insgesamt 379 Mt Produkte über die Schiene transportiert. Die mengenmäßig bedeutendste Produktgruppe sind Metalle und Metallzeugnisse, gefolgt von Erzen, Steinen und Erden. Mit einem Anteil von insgesamt 15 % spielt auch der Transport von Energieträgern in Form von Kokerei- und Mineralölzeugnissen sowie Kohle, Erdöl und Erdgas eine bedeutende Rolle.

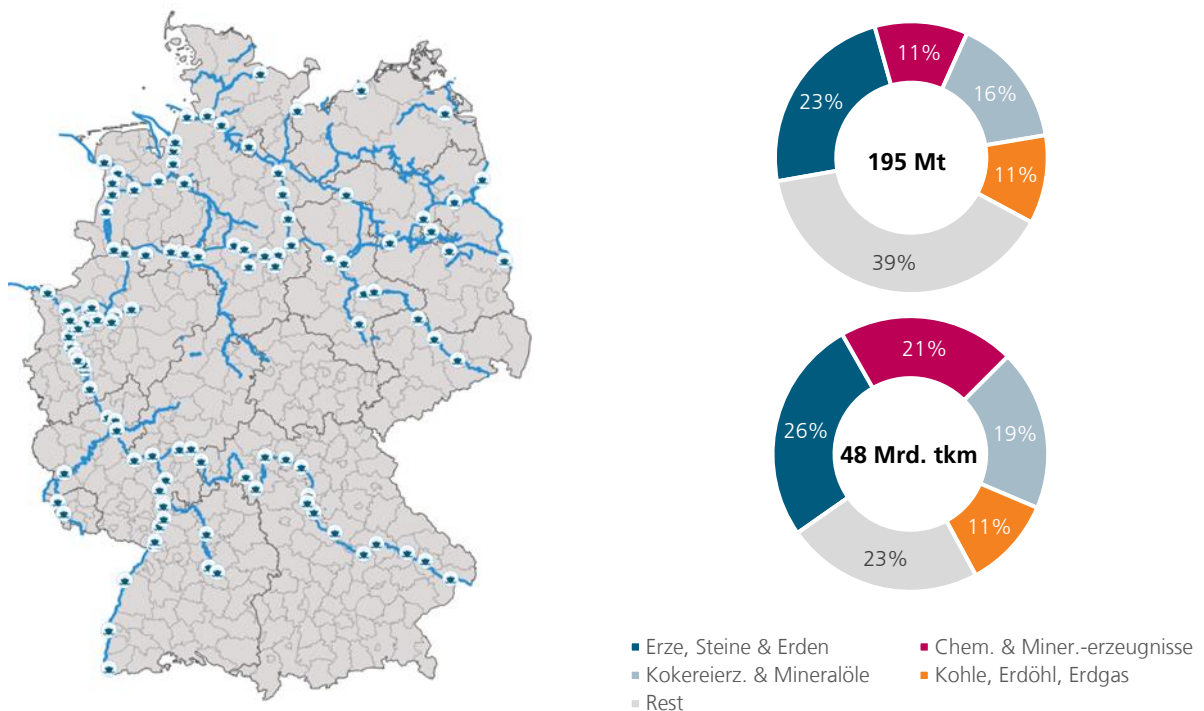
Abbildung 10: Güterverkehrsaufkommen und -leistung auf dem Schienennetz 2021



Quellen: eigene Darstellung auf Basis (DB 2020)

Quellen: eigene Darstellung auf Basis (destatis 2022)

Abbildung 11: Güterverkehrsaufkommen und -leistung in der Binnenschifffahrt 2021



Quellen: eigene Darstellung auf Basis (Explortal Logistics 2023; GDWS 2021)

Quellen: eigene Darstellung auf Basis (destatis 2022)

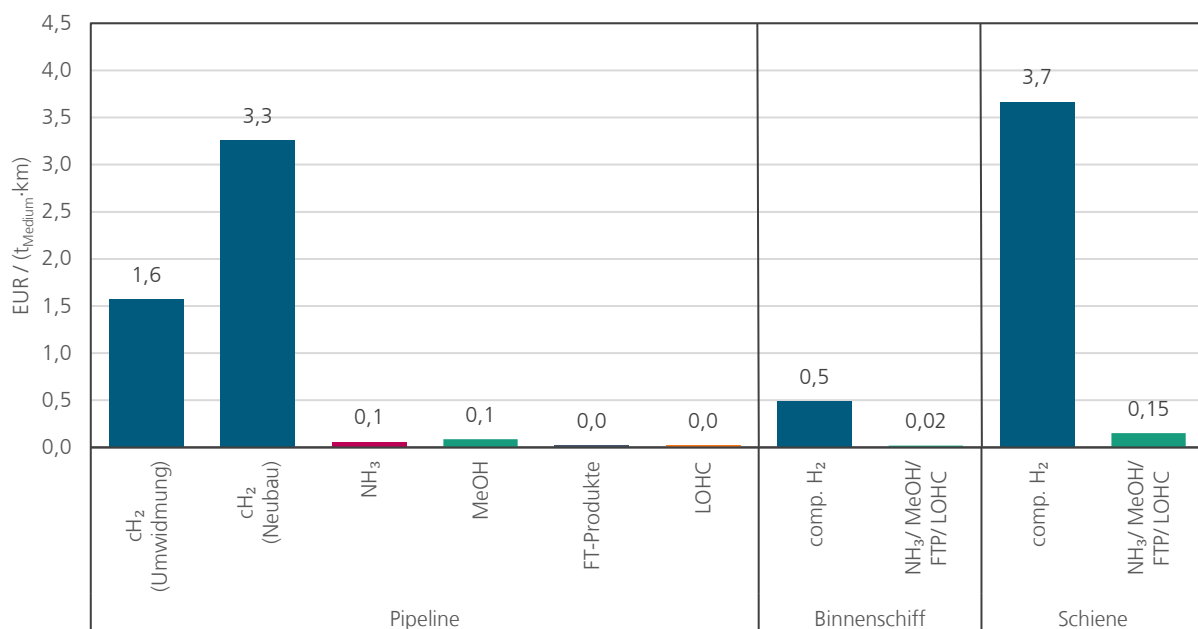
Das Verkehrsaufkommen in der Binnenschifffahrt ist etwa halb so groß wie das im Schienengüterverkehr (Abbildung 11). Mit einem Anteil von 27 % stellt der Transport von Energieträgern in Form von Kokerei- und Mineralölzeugnissen sowie Kohle, Erdöl und Erdgas die mengenmäßig bedeutsamste Gütergruppe dar. Nahezu ein Viertel des Verkehrsaufkommens geht auf den Transport von Erzen, Steinen und Erden zurück. Mit einem Anteil von 11 % hat der Transport von chemischen und mineralischen Erzeugnissen ebenfalls einen hohen Stellenwert.

Die spezifischen Transportkosten wurden aus der verkehrswirtschaftlichen Vergleichsstudie von (PLANCO Consulting et al. 2007) abgeleitet und mit 15 ct/tkm für den Schienengütertransport bzw. 2 ct/tkm für die schiffsgebundenen Transport beziffert. Beim Schienengüterverkehr ist hierbei ein Einzelwagentransport unterstellt. Bei größeren Wasserstofftransportmengen an einen Nachfragestandort könnte auch eine Ganzzuglieferung in Betracht kommen, bei dem die spezifischen Transportkosten um etwa einen Faktor von 3–5 niedriger liegen.

Als Kriterium für die Versorgung eines Standorts über die jeweilige Infrastruktur wurde eine maximale Distanz von 20 km zwischen Standort und nächstgelegenen Umschlagspunkt (Güterbahnhof, Binnenhafen) festgelegt.

Die der Modellierung zugrundeliegenden distanzabhängigen spezifischen Transportkosten je Tonnenkilometer Medium sind zusammenfassend in Abbildung 12 dargestellt. Aufgrund der geringen Masendichte sind die spezifischen Transportkosten von komprimiertem Wasserstoff höher als die der übrigen Derivate. Im Gegensatz zu dem Derivatetransport per Kesselwagen stellt im Falle des schiffs- und schienengebundenen Transports von komprimiertem Wasserstoff der beladene MEGC-Container das zu transportierende Gut dar, sodass hierbei das beträchtliche Eigengewicht des Behälters mitberücksichtigt wurde. Bei einem Gesamtgewicht eines beladenem 500 bar MEGC-Containers von rund 28 t gehen lediglich rund 4 % auf die Wasserstoffladung zurück (DB Energie 2020).

Abbildung 12: Zusammenfassende Darstellung der Transportkosten für die Modellierung



Quelle: eigene Berechnung auf Grundlage von (DB Energie 2020; PLANCO Consulting et al. 2007; Staiß et al. 2022a)

3 Bedarf und Bezugsmöglichkeiten von Wasserstoff im Jahr 2035

Die zeitliche Entwicklung und das Ausmaß des Wasserstoffhochlaufs sind nach heutigem Stand noch mit beträchtlichen Unsicherheiten behaftet. Dies bezieht sich einerseits auf die Verfügbarkeit von treibhausgasneutralem Wasserstoff, also auf die Sicherstellung ausreichender Bezugsoptionen aus inländischer, inner- und außereuropäischer Erzeugung. Andererseits unterliegt die Wasserstoffaufnahmefähigkeit des Marktes der Dynamik in der Transformation des Endenergieverbrauchs, die von betriebswirtschaftlichen Faktoren und Anlagenerneuerungszyklen abhängig ist.

Die Analysen in der vorliegenden Studie bauen auf den gesamtsystemischen Analysen auf nationaler bzw. europäischer Ebene auf, die im Rahmen des Projekts »Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland« (im Folgenden »Langfristszenarien« genannt) im Auftrag des BMWK erarbeitet wurden (Sensfuß et al. 2021). In dem Projekt wurden mehrere Dekarbonisierungspfade mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunktsetzungen modelliert. Im Ergebnis liegen verschiedene, in sich konsistente Energieangebot- und -nachfrageentwicklungen vor, die einen Lösungsraum für eine zielkonforme Transformation des Energiesystems aufspannen.

3.1 Die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Kontext der Energiewende

Die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist in Abbildung 13 für zwei Szenarien dargestellt. Die schraffierten Säulen zeigen einen Defossilisierungspfad mit einem Fokus auf die direkte Elektrifizierung auf (Langfristszenario T45-Strom). Die ausgefüllten Säulen stellen einen wasserstofffokussierten Defossilisierungspfad dar (Langfristszenario T45-H₂).

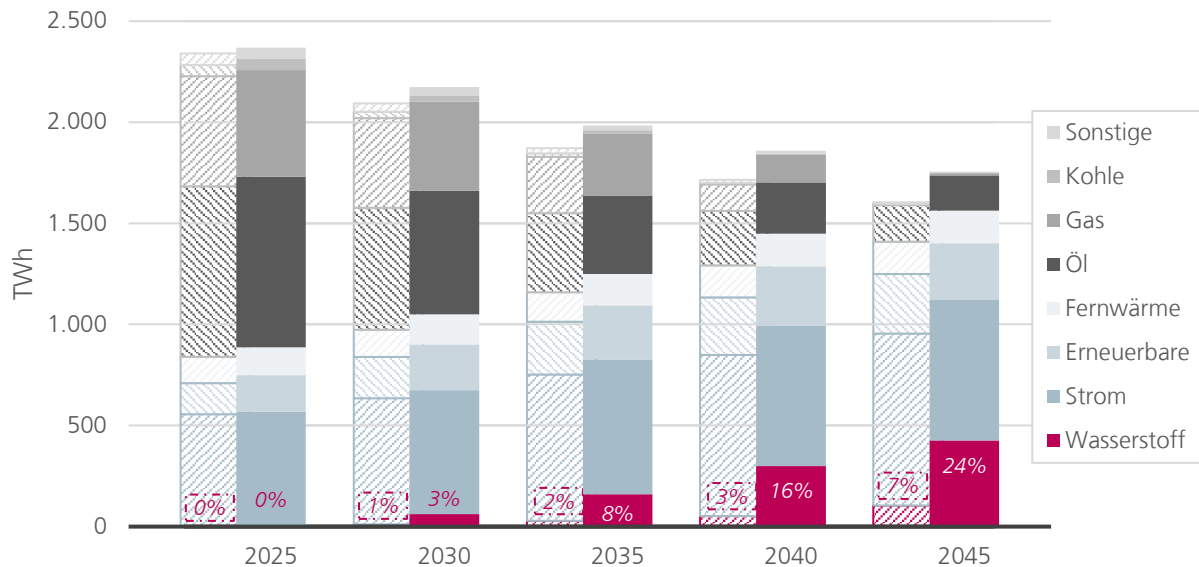
Beiden Szenarien ist ein ausgeprägter Rückgang im Verbrauch fossiler Energieträger gemein: So reduziert sich der Energieverbrauch von Mineralölprodukten bis 2035 um rund 54 % gegenüber dem Jahr 2025. Im gleichen Zeitraum reduziert sich der Gasverbrauch um 41-49 % und der Kohleeinsatz um 69-71 %.

Gleichzeitig zeigt der Vergleich der beiden Szenarien die Spannweite der möglichen Wasserstoffnachfrage auf: Im Jahr 2035 unterscheidet sich der absolute Wasserstoffbedarf um einen Faktor über fünf, im Jahr 2045 in etwa um einen Faktor vier. Der Unterschied geht zum einen auf unterschiedliche Anwendungsfelder zurück (bspw. Wasserstoff zur Gebäudeenergieversorgung oder bestimmte Mobilitätsanwendungen) und zum anderen auf unterschiedliche Diffusionstiefen (Wasserstoffanteil am Energieeinsatz zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme).

Mit dem Ziel, ein möglichst robustes Bild der Wasserstoffnachfrage im Fokusjahr 2035 zugrunde zu legen, fokussiert sich die vorliegende Studie auf solche Anwendungen, für die in beiden Szenarien ein Wasserstoffeinsatz zu verzeichnen ist. Eine Einordnung der unterstellten Wasserstoffnachfragen in die Bandbreiten des durch die Szenarien aufgespannten Lösungsraums ist in Abbildung 14 gegeben.

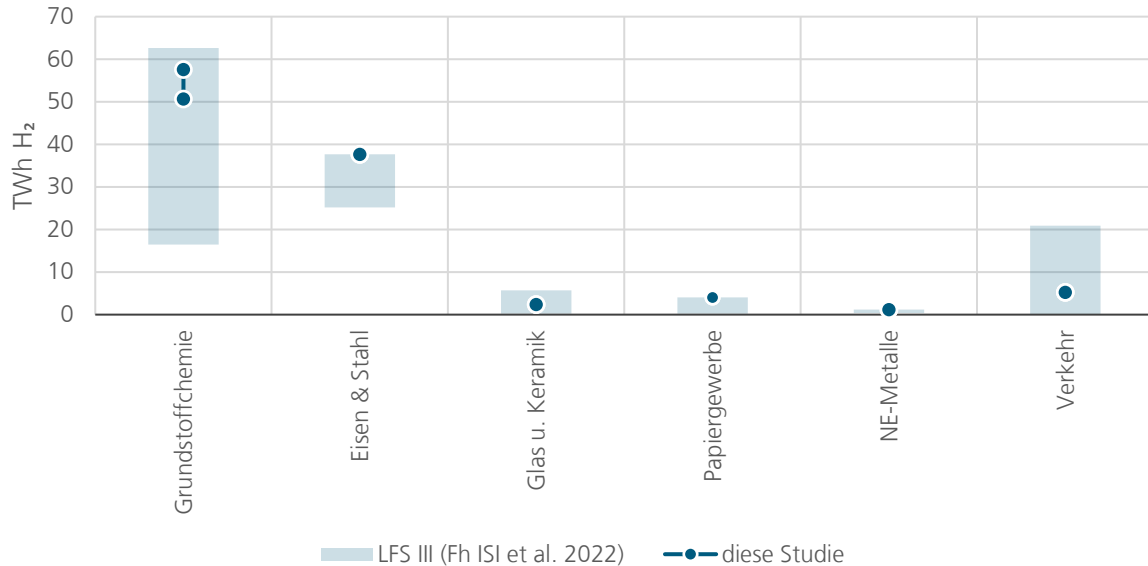
Abbildung 13: Szenarien zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Vergleich strom- (schraffiert) und wasserstoff-fokussierter (ausgefüllt) Dekarbonisierungspfade



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Sensfuß et al. 2021)

Abbildung 14: Einordnung der in dieser Studie unterstellten grünen Wasserstoffnachfrage im Jahr 2035



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Sensfuß et al. 2021)

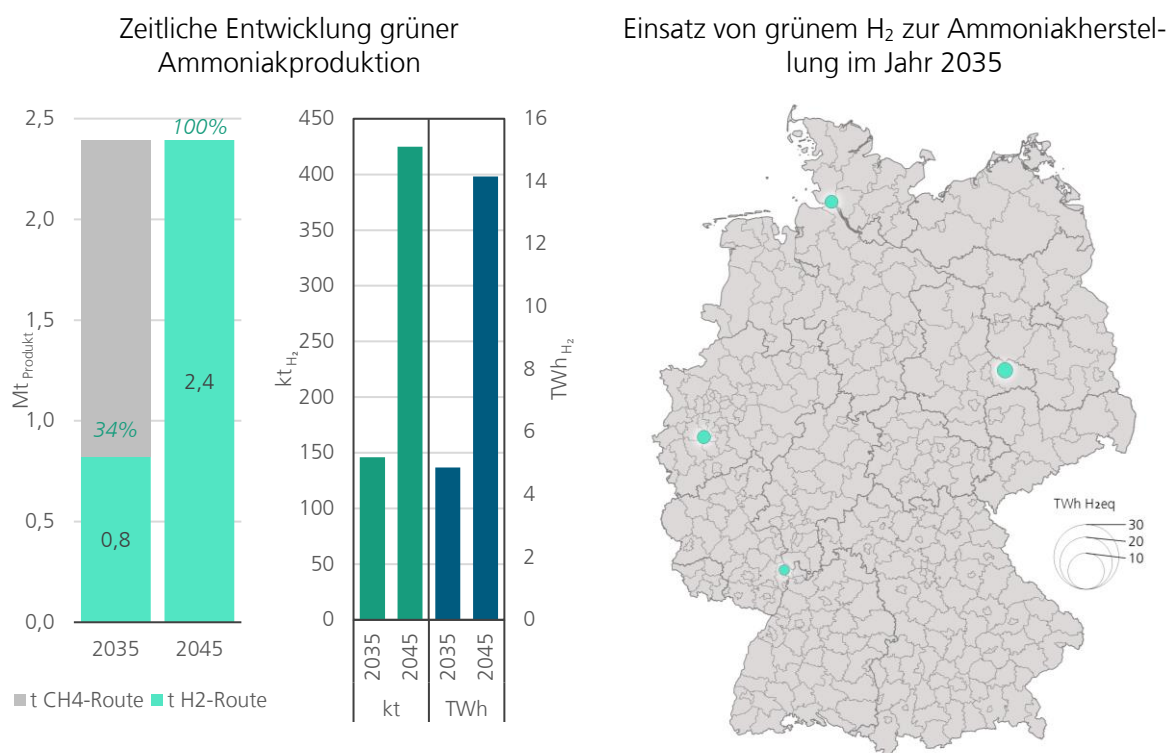
3.2 Detailbetrachtung der identifizierten Anwendungsfälle im Jahr 2035

Auf Basis der in Betracht gezogenen Anwendungsprozesse, wurden fünf verschiedene Use Cases definiert, anhand derer die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und seinen Derivaten analysiert werden sollen. Hierbei handelt es sich zum einen um Anwendungsfälle, die Wasserstoff oder dessen Folgeprodukte als Rohstoff für Herstellungsprozesse einsetzen und zum anderen um solche, die Wasserstoff als Brennstoff zur Energiebereitstellung nutzen. Die in Betracht gezogenen Use Cases werden im Folgenden näher beschrieben.

3.2.1 Wasserstoff zur Herstellung von Ammoniak

Die Produktion von Ammoniak und dessen Weiterverarbeitung in stickstoffbasierte Düngemittel ist eine der Hauptanwendungen für den heutigen Wasserstoffeinsatz. Die Herstellung von Ammoniak erfolgt an vier Standorten in Deutschland. Für die Quantifizierung der zukünftigen Bedarfsmengen an grünem Wasserstoff wurden die Entwicklungen aus dem Abschlussbericht des Chemistry4Climate-Vorhabens (Chemistry4Climate et al. 2023) zugrunde gelegt und mit den Entwicklungen der Langfrist-szenarien verglichen. Nach der Stilllegung einer der sechs Produktionsanlagen im Februar 2023, wird zukünftig mit einem jährlichen Produktionsvolumen von etwa 2,5 Mt gerechnet. Für die Modellierung wird unterstellt, dass 34 % davon im Jahr 2035 klimaneutral hergestellt werden. Dies entspricht einem Bedarf an grünem Wasserstoff in Höhe von rund 5 TWh, der bis 2045 auf rund 14 TWh ansteigt.

Abbildung 15: Bedarfsentwicklung von grünem Wasserstoff zur Ammoniakherstellung



Quellen: eigene Berechnung auf Basis von (Agora Industrie et al. 2022; Chemistry4Climate et al. 2023; Sensfuß et al. 2021)

3.2.2 Wasserstoff in der Stahlindustrie

Im Jahr 2021 wurden 40,2 Mt Rohstahl in 35 Anlagen in Deutschland hergestellt. Etwa 70 % davon wird koksbasiert über die Hochofen-Konverter-Route und die restlichen 30 % als Sekundärstahl über das Elektrostahl-Verfahren erzeugt (WVStahl 2022). Inklusive Weiterverarbeitungsstandorte verteilt sich die Stahlindustrie auf insgesamt 120 emissionshandlungspflichtige Anlagen in Deutschland. Mit mehr als 35,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten Direktmissionen im Jahr 2021 ist die Stahlindustrie einer der Hauptemittenten der deutschen Industriesektoren (DEHSt 2023b). Etwa 88 % des Energieverbrauchs in der Stahlindustrie geht auf den Einsatz fossiler Energieträger zurück, der Großteil davon auf Kohle (Schlemme et al. 2020).

Für die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Stahlproduktion gibt es drei Entwicklungsdimensionen: Zum einen kann durch die Maximierung der Wiederverwertung von Stahlschrott der Sekundärstahlanteil erhöht und damit der Energie- und Stoffeinsatz in der Stahlherstellung reduziert werden. Des Weiteren kann die koksbasierte Reduktion des Eisenerzes im Hochofen-Konverterverfahren durch ein wasserstoffbasiertes Direktreduktionsverfahren substituiert und somit der stoffliche Einsatz fossiler Energieträger umgangen werden. Wird zusätzlich der Prozesswärmebedarf bei der

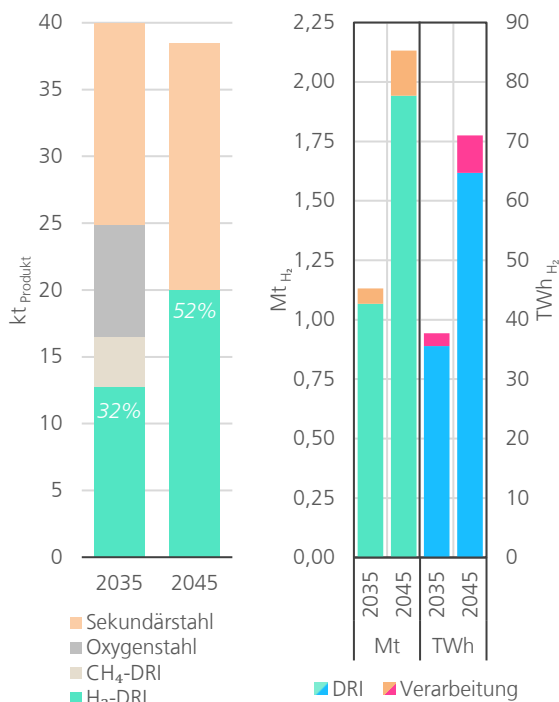
Stahlherstellung und -weiterverarbeitung durch alternative Energieträger bereitgestellt, lässt sich der Produktionsprozess gänzlich defossilisieren.

Die im Rahmen dieser Analyse unterstellte Entwicklung ist in Abbildung 16 dargestellt und basiert auf der Szenariovariante T45-H₂ der Langfristszenarien (Fleiter et al. 2022). Im Jahr 2035 erfolgt ca. 41 % der Rohstahlerzeugung über das Direktreduktionsverfahren, 32 % durch den direkten Einsatz von grünem Wasserstoff. Die Sekundärstahlproduktion macht mengenmäßig etwa 38 % aus. Bis 2045 steigt der Anteil gemäß der Szenario-Annahmen auf 48 % an, die restlichen 52 % werden wasserstoffbasiert erzeugt. Zusammen mit dem Einsatz von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung entspricht dies einem Wasserstoffeinsatz für die Stahlerzeugung und -verarbeitung von 38 TWh im Jahr 2035 bzw. 71 TWh im Jahr 2045.

Für die vorliegende Studie mussten die angenommenen Gesamt-Wasserstoffbedarfe auf die einzelnen Anlagenstandorte heruntergebrochen werden. Bei dieser Allokation wurde auf Arbeiten von (Neuwirth et al. 2022) zurückgegriffen, die das theoretische technische Potenzial für den Wasserstoffeinsatz für verschiedene Anwendungen in der Grundstoffindustrie in Deutschland standortscharf bestimmt haben. Die in dieser Studie durchgeführten Analysen nutzen dieselbe Datenbank zu Industrieprozessen und -standorten wie die Langfristszenarien, führen jedoch aufgrund abweichender Annahmen hinsichtlich unterstellter Produktionsmengen und technologischen Diffusionsgraden zu unterschiedlichen absoluten Verbrauchswerten verglichen mit der Szenarioanalyse.

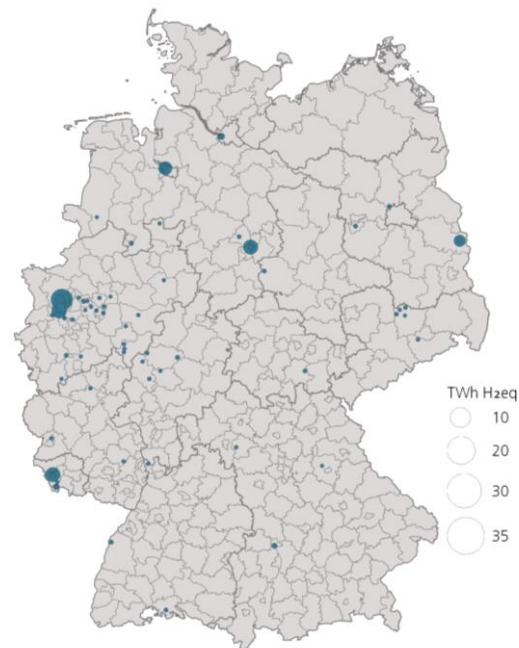
Abbildung 16: Wasserstoff zur Stahlerzeugung und -verarbeitung in Deutschland

Zeitliche Entwicklung der Stahlerzeugung und -verarbeitung



Quelle: Sensfuß et al. (2021)

Einsatz von grünem H₂ zur Stahlerzeugung und -verarbeitung im Jahr 2035



Quellen: eigene Darstellung auf Basis von (Fleiter et al. 2022) und (Neuwirth et al. 2022)

3.2.3 Wasserstoff zur Herstellung organischer Basischemikalien

Wie die Stahlindustrie ist auch die Chemieindustrie ein CO₂-Großemittent mit 17,2 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten Direktmissionen im Jahr 2021 (DEHSt 2023b). Knapp die Hälfte dieser Emissionen (47 %) gehen auf die Herstellung organischer Grundchemikalien zurück, 27 % auf die oben beschriebene Herstellung von Ammoniak. Die Herstellung organischer Grundstoffchemikalien umfasst die

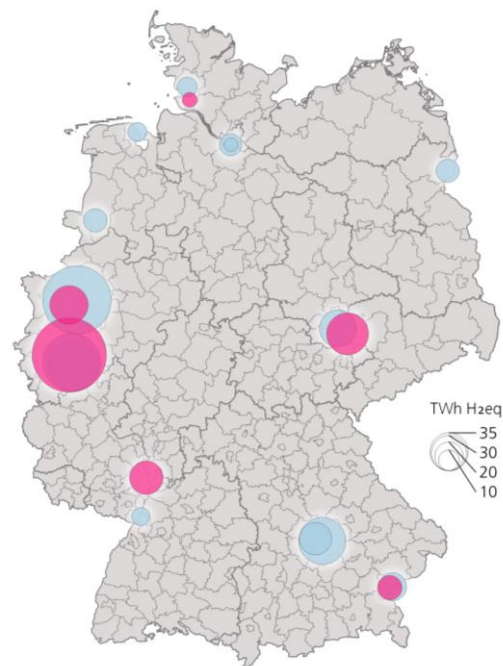
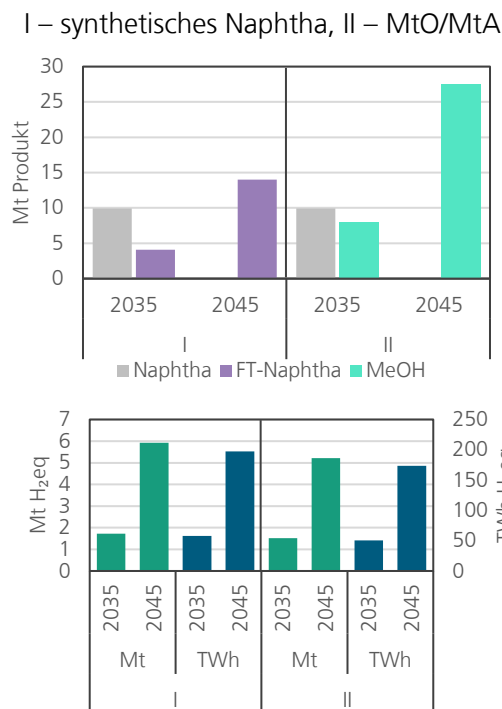
Produktion von Olefinen und Aromaten, die heute erdöl-basiert mit Naphtha als wesentlichem Rohstoff hergestellt werden. In einer Studie von (Scholz et al. 2023) wird das deutsche Produktionssystem für organische Grundstoffe untersucht und sechs petrochemische Produktionscluster definiert, die den wesentlichen Teil der Herstellungskapazitäten abdecken. Für die Umstellung auf eine treibhausgasneutrale Produktion sind vor allem zwei Defossilisierungsrouten möglich. Zum einen ist die Substitution des heute erdölbasierten Rohstoffs durch synthetisches Naphtha möglich, das über das Fischer-Tropsch-Verfahren hergestellt werden kann. Eine weitere Option ist eine Methanol-basierte Herstellung über die Methanol-To-Olefins bzw. Methanol-To-Aromats-Routen.

Im Abschlussbericht des Chemistry4Climate-Vorhabens (Chemistry4Climate et al. 2023), werden die mit diesen Herstellrouten einhergehenden Wasserstoffbedarfe quantifiziert und eine zeitliche Entwicklung vorgegeben. Abbildung 17 zeigt diese zeitliche Entwicklung auf. In der Naptha-Route (I) wird im Jahr 2035 knapp 30 % des Naphthabedarfs in Form von synthetischem Naphtha gedeckt. Bis zum Jahr 2045 wird die gesamte Menge von rund 14 Mt Naphtha synthetisch hergestellt. Bei der Methanol-Route (II) erfolgt ein vergleichbarer Rückgang im Bedarf von erdöl-basiertem Naphtha auf knapp 10 Mt im Jahr 2035 und 0 Mt im Jahr 2045. Im Vergleich zu Naphtha sind jedoch höhere Mengen an Methanol als Feedstock notwendig, um den gleichen Output zu generieren. Die mit der Herstellung von synthetischem Naphtha und Methanol einhergehenden Wasserstoffverbräuche sind in dem unteren Diagramm auf der linken Seite wiedergegeben.

Abbildung 17: Wasserstoff in der petrochemischen Industrie in Deutschland

Zeitliche Entwicklung zweier möglicher Defossilisierungsrouten in der Petrochemie

Einsatz von FT-Naphtha (Route I) bzw. zu dessen Herstellung benötigtem grünem H₂ im Jahr 2035



Quellen: Chemistry4Climate et al. (2023)

Quellen: eigene Darstellung auf Basis von Chemistry4Climate et al. (2023), (DEHSt 2023a), (Scholz et al. 2023), (LAK 2023) und (en2x 2023)

Für die Modellierung wurde unterstellt, dass die inländische Herstellung der alternativen Feedstocks (Fischer-Tropsch-Naphtha oder Methanol) an den heutigen Raffineriestandorten stattfinden wird. Für die Regionalisierung wurde der Umwandlungsausstoß von Rohbenzin gemäß der Energiebilanzen der Bundesländer (LAK 2023) auf Grundlage der atmosphärischen Destillationskapazitäten (en2x 2023) auf die Raffineriestandorte verteilt. Auf der rechten Seite in Abbildung 17 sind die Bedarfe an Fischer-

Tropsch-Naptha (dunkel) an den Petrochemiestandorten und alternativ die Wasserstoffnachfrage (blau) an den Raffineriestandorten dargestellt.

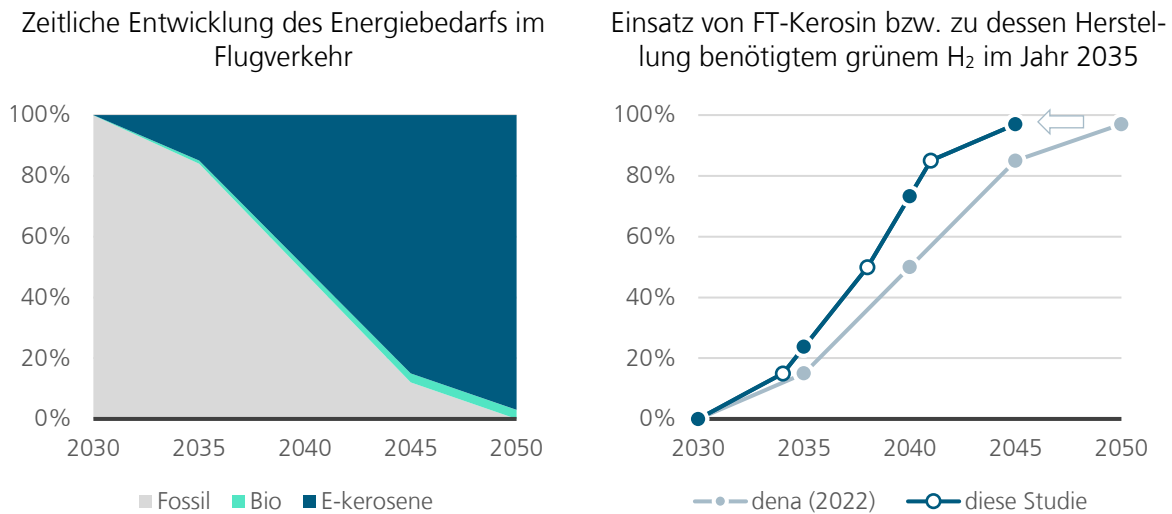
3.2.4 Wasserstoffeinsatz für den Flugverkehr

Mit einem globalen CO₂-Ausstoß von knapp 1 Gt im Jahr 2019 (dena 2022), geht ein wesentlicher Emissionsanteil auf die Verkehrsluftfahrt zurück. Nachhaltigen CO₂-neutralen Fluggasturbinenkraftstoffen (Sustainable Aviation Fuels – SAF) kommt eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung dieses Anwendungsfeldes zu. Während elektrische und wasserstoffbetriebene Antriebe für Kurz- bis Mittelstreckenflüge noch eine Lösungsoption darstellen, stehen vor allem für Mittel- bis Langstreckenflüge wenige bis keine Alternativen zum Kerosin-betriebenen Flugverkehr zur Verfügung.

Nachhaltige Fluggasturbinenkraftstoffe können entweder biogenen Ursprungs sein oder synthetisch hergestellt werden. Im Rahmen der vorliegenden Analyse wurde die Herstellung auf Basis des Fischer-Tropsch-Verfahrens betrachtet. Ausgehend von der Entwicklung des Kerosinbedarfs entsprechend des T45-H₂-Szenarios der Langfristszenarien wurde eine Annahme hinsichtlich des Anteils synthetischen Kerosins getroffen.

In einer Studie zur möglichen Rolle von synthetischem Kerosin in den Jahren 2030 bis 2050 wurde die in Abbildung 18 dargestellte Entwicklung angenommen, nachder synthetisches Kerosin im Jahr 2035 15 % des Gesamtkerosinbedarfs ausmacht. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser Anteil auf 97 %. Um die Konsistenz mit dem Erreichen des nationalen Netto-Null-Ziels bis 2045 herzustellen, wurde der Hochlaufpfad um fünf Jahre gestaucht, sodass sich der im rechten Diagramm darstellte Hochlaufpfad einstellt: Im Jahr 2035 liegt der Bedarf an Fischer-Tropsch-Kerosin bei 24 %. Im Jahr 2045 beträgt er 97 %.

Abbildung 18: Entwicklung der Anteile von synthetischem Kerosin am Gesamtverbrauch

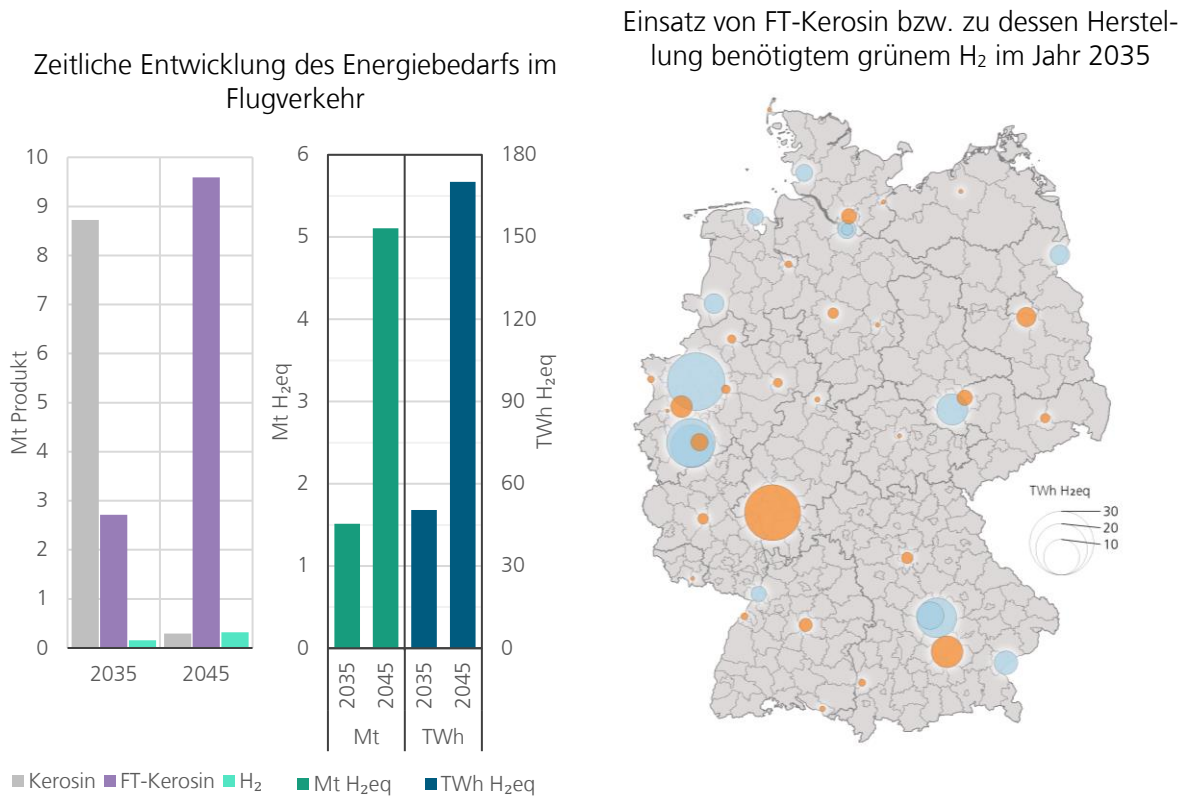


Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (dena 2022)

Die resultierenden Nachfragewerte sind in Abbildung 19 dargestellt. Im Jahr 2035 beträgt die Nachfrage nach Kerosin an den deutschen Flughäfen 11 TWh, wovon 2,7 TWh auf synthetisches Kerosin zurückgeht. Bis 2045 geht der Kerosinverbrauch insgesamt auf 10 Mt zurück, der Anteil synthetischen Kerosins steigt auf 95 % an. Zusätzlich ergibt sich aus den Szenarienrechnungen noch ein gewinger Bedarf an reinem Wasserstoff. Auf der rechten Seite sind die Möglichkeiten eines Wasserstoffeinsatzes im Jahr 2035 dargestellt. Die Verbrauchswerte für FT-Kerosin wurden auf die Flughäfen anhand der Anzahl der jährlichen Flugzeugbewegungen insgesamt vor Pandemiebeginn gemäß der ADV-Monatsstatistik (ADV 2018) verteilt. Es wurde unterstellt, dass die inländische Herstellung synthetischen Kerosins an den heutigen Raffineriestandorten stattfinden wird. Für die Regionalisierung wurde der Umwandlungsausstoß von Fluggasturbinenkraftstoffen gemäß der Energiebilanzen der Bundesländer

(LAK 2023) auf Grundlage der atmosphärischen Destillationskapazitäten (en2x 2023) auf die Raffineriestandorte verteilt.

Abbildung 19: Wasserstoff zur Herstellung von synthetischem Kerosin in Deutschland



Quellen: eigene Annahmen basierend auf (Sensfuß et al. 2021) und (dena 2022)

Quellen: eigene Darstellung auf Basis von (ADV 2018; en2x 2023; LAK 2023; Sensfuß et al. 2021)

3.2.5 Wasserstoff zur Bereitstellung von Prozesswärmebereitstellung

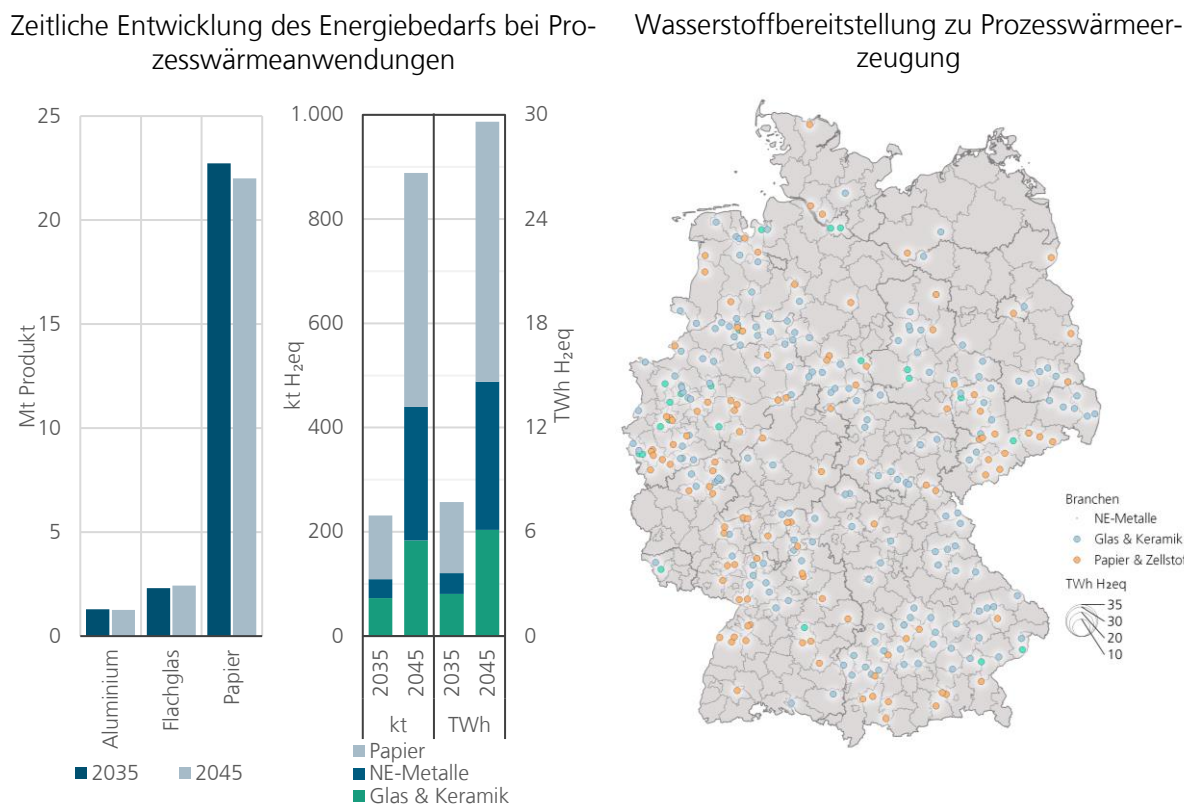
Als letzter Anwendungsfall wird der Einsatz von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung betrachtet. Grundsätzlich kommen zur Prozesswärmeerzeugung in Abhängigkeit des zu bedienenden Temperaturniveaus verschiedene Dekarbonisierungstechnologien in Betracht. Wasserstoff wird insbesondere für Hochtemperaturanwendungen als vielversprechende Dekarbonisierungslösungsoption diskutiert, weil nur bestimmte direktelektrische Verfahren oder biomassebasierte Feuerungstechnik als Alternativen infrage kommen.

Konkret wurden in der vorliegenden Analyse die folgenden Hochtemperaturanwendungen betrachtet: Herstellung von Glas und Keramik sowie die Herstellung von Sekundäraluminium und anderen Nichteisenmetallen. Bei der Glasherstellung wurden die 68 Nachfragestandorte aus der Anlagenliste (DEHSt 2023a) den Unterbranchen Flach-, Behälter- oder Spezialglas zugeordnet. Für die jeweiligen Unterbranchen wurden Wasserstoffbedarfsmengen und ihre Entwicklung aus der Studie Roadmap Dekarbonisierung der Glasindustrie (Leisin et al. 2022) entnommen, mit den Ergebnissen aus den Langfristszenarien (Fleiter et al. 2022) abgeglichen und anhand der Direktemissionswerte auf die Standorte verteilt. Ähnlich wurde bei den Nichteisenmetallen vorgegangen, wo die 35 Anlagen den Unterbranchen Aluminium-, Zink- und Kupferproduktion zugeordnet wurden und die Brennstoffeinsätze anhand der Verteilung der Emissionswerte auf Standorte allokiert wurden. Die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs wurde aus den Szenario-Analysen der Langfristszenarien abgeleitet.

Zusätzlich zu den Hochtemperaturanwendungen wurde die Papierindustrie als Beispiel für den Wasserstoffeinsatz zur Prozessdampferzeugung betrachtet. Hierfür wurde die in den Langfristszenarien modellierte Entwicklung auf Basis der technischen Potenzialwerte von (Neuwirth et al. 2022) auf die

Standorte verteilt. Abbildung 20 gibt die Entwicklung der Produktionsmengen indikativer Produkte dieses Anwendungsfeldes zusammen mit den damit einhergehenden Wasserstoffbedarfsmengen wieder. Die Darstellung auf der rechten Seite zeigt die räumliche Verteilung der H₂-Nachfragen.

Abbildung 20: Wasserstoff zur sonstigen Prozesswärmeerzeugung in Deutschland



Quellen: FNB 2023(Fleiter et al. 2022)

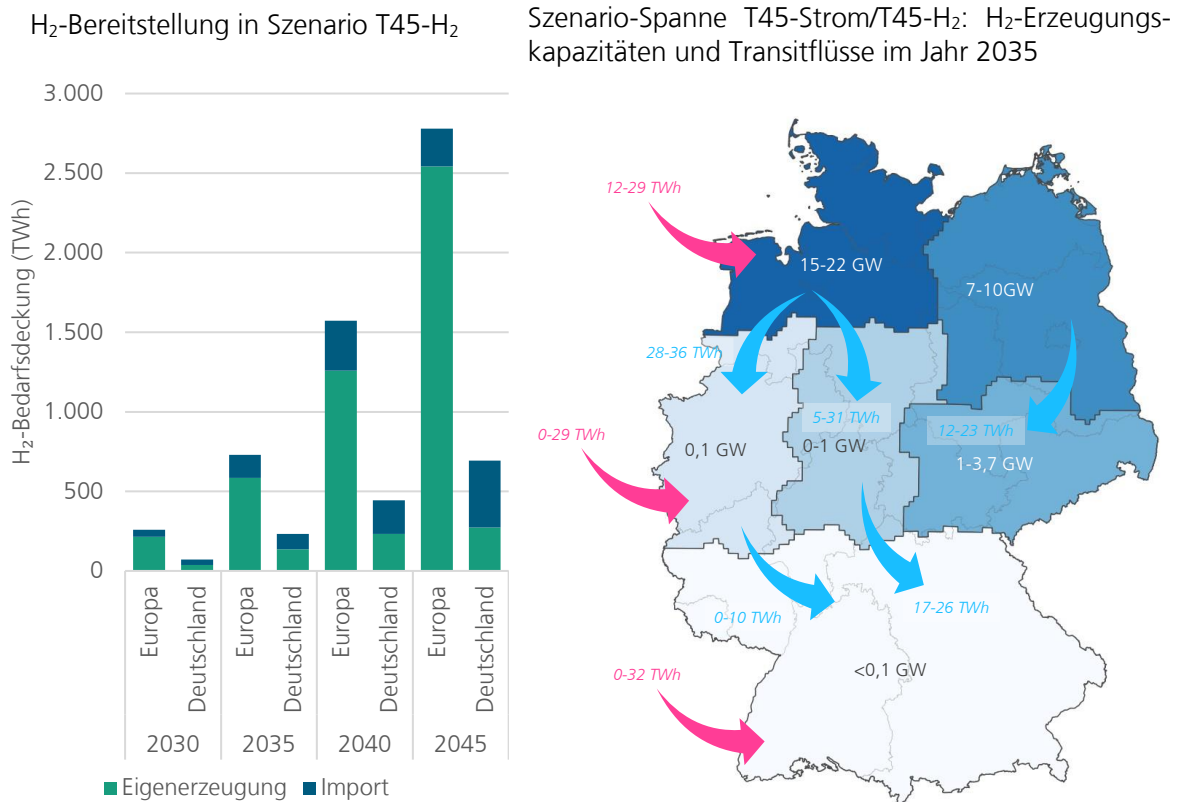
Quellen: eigene Darstellung auf Basis (DEHSt 2023a; Fleiter et al. 2022; Neuwirth et al. 2022)

3.3 Bezugsmöglichkeiten von Wasserstoff im Jahr 2035

Neben der inländischen Erzeugung von Wasserstoff sind die Bezugsmöglichkeiten von Wasserstoff aus dem inner- und außereuropäischen Ausland wichtige Zielgrößen für den Markthochlauf von Wasserstoff und der Realisierung resilienter Versorgungsoptionen.

Die Analysen der Langfristszenarien kamen zum Schluss, dass die europäischen Erzeugungspotenziale ausreichen, um den Eigenbedarf an Wasserstoff weitestgehend zu decken (Abbildung 21 links): Die Importquote von Wasserstoff bleibt dauerhaft unter 20 % und sinkt im Jahr 2045 unter 10 %. Wasserstofftransitströme wurden zwischen den modellierten europäischen Regionen abgeleitet. Ein Vergleich der strom- und wasserstoff-fokussierten Szenarien (T45-Strom und T45-H₂) zeigt große Spannen in der Erzeugungsleistung sowie den Transitflüssen, sodass schlussgefolgert werden muss, dass die regionale Wasserstoffherzeugung stark von den Bedarfsverhältnissen abhängt, insbesondere dem Ausmaß und der Nutzbarmachung von Überschussstrommengen. Die Ergebnisse der Metaanalyse der Szenariorechnungen sind im rechten Teil von Abbildung 21 dargestellt. Für Deutschland zeigen die Langfristszenarien für das Jahr 2035 einen pipelinegebundenen Wasserstoffimport aus dem westlichen europäischen Ausland auf und innerhalb Deutschlands Transitflüsse von den nördlichen Bundesländern in die südlichen und von Westen nach Osten.

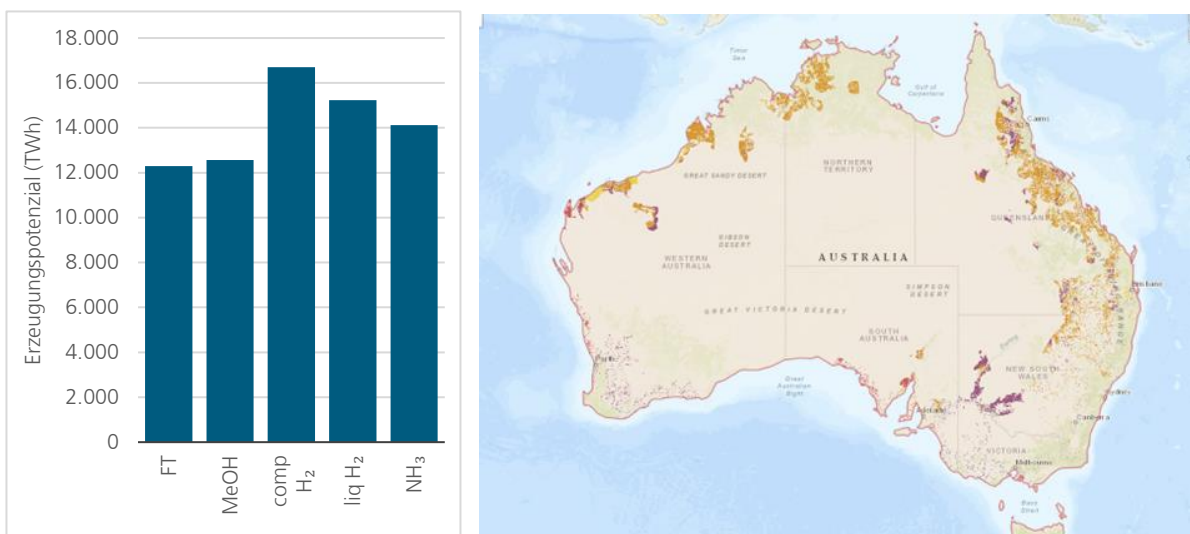
Abbildung 21: Szenarische Wasserstofferzeugung in Europa und Deutschland



Quellen: Langfristszenarien III (Fh ISI et al. 2023)

Entgegen der Analyseergebnisse der Langfristszenarien geht die Nationale Wasserstoffstrategie von signifikanten Mengen schiffsgebundener Wasserstoffimporte aus, um die großen Erzeugungspotenziale in sonnenreichen Regionen in den deutschen Markt zu bringen. Verschiedene Analysen befassen sich mit der Quantifizierung des globalen Produktionspotenzials und möglicher Export- und Importmengen.

Abbildung 22: PtX-Erzeugungspotenziale in Australien

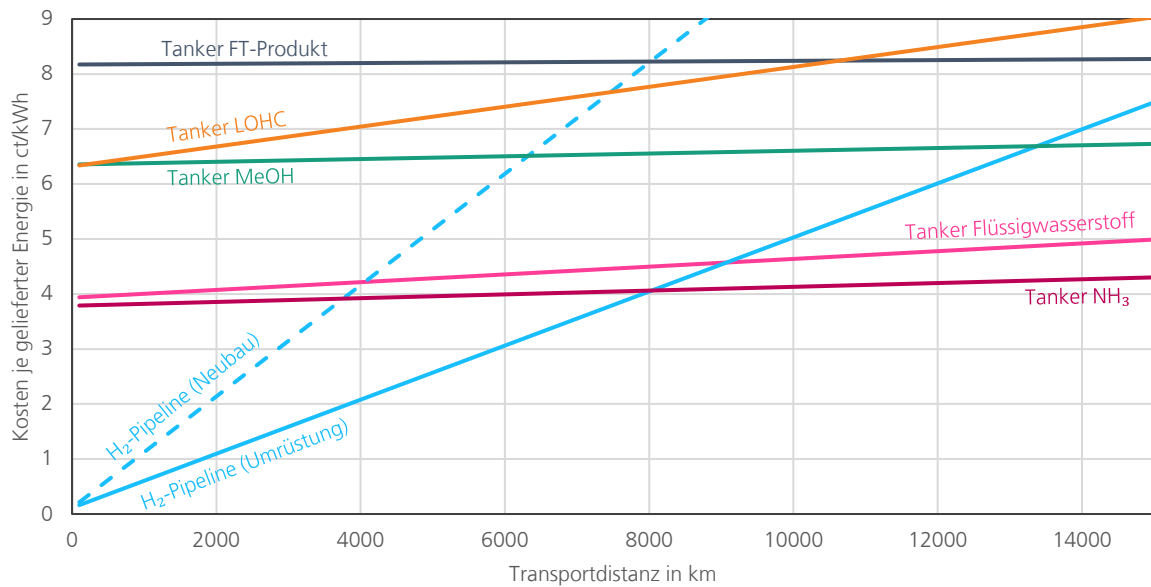


Quellen: PtX-Atlas (Fraunhofer IEE 2023)

Im PtX Atlas des Fraunhofer IEE sind die Produktionspotenziale verschiedener Länder in einem Online-Tool aufbereitet (PtX-Atlas (Fraunhofer IEE 2023)).

Optionen für den Import Wasserstoff und Wasserstoffderivaten aus verschiedenen Regionen der Welt wurde in einer im Rahmen des Projekts Energiesysteme der Zukunft untersucht und die Kosten für die Herstellung und den Import über kurze und lange Distanzen in einem detaillierten Kostenmodell distanzabhängig abgebildet (Abbildung 23).

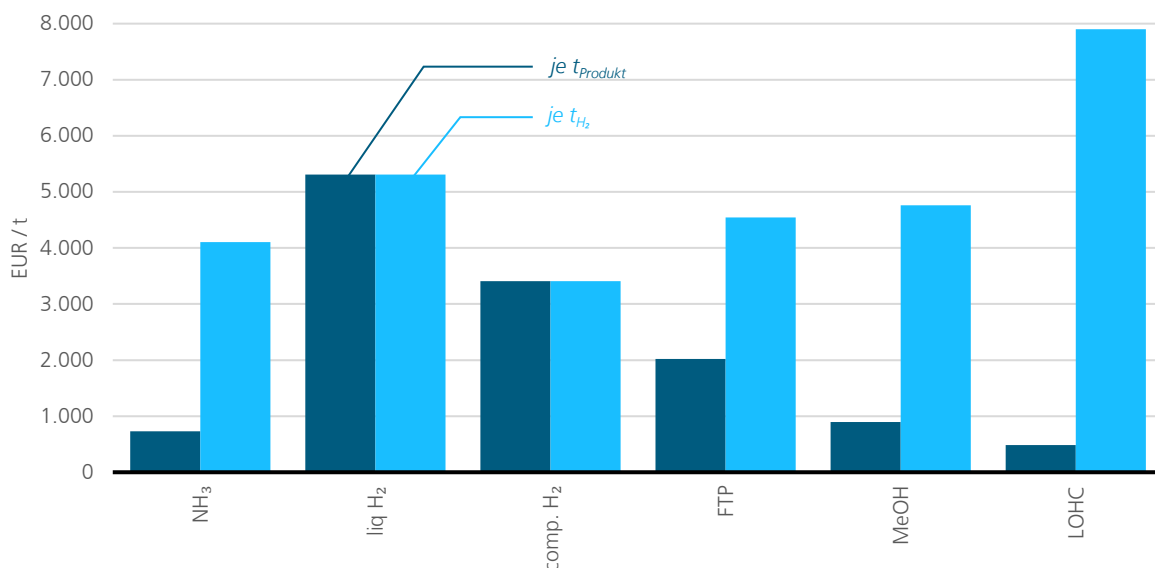
Abbildung 23: Distanzabhängige Wasserstoffbezugskosten



Quellen: (Staiß et al. 2022a)

Für die vorliegende Analyse wurde das von (Staiß et al. 2022a) vorgeschlagene Tool verwendet, um Grenzübergangpreise für die verschiedenen Wasserstoffimportform zu bestimmen. Anknüpfend an die vorangegangenen Arbeiten im Rahmen des HySupply-Vorhabens, wurde für die Berechnung ein Export aus Australien unterstellt. Die Kosten für den Import von komprimiertem Wasserstoff wurden aus den Langfristszenarien abgeleitet. Die resultierenden Grenzübergangpreise sind zusammenfassend in dargestellt.

Abbildung 24: Darstellung angenommener Importkosten für die Modellrechnung



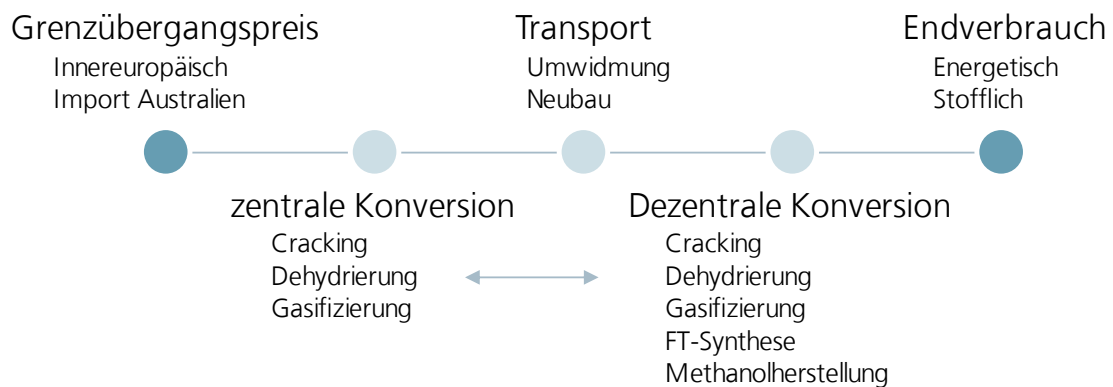
Quelle: eigene Darstellung auf Basis (Staiß et al. 2022b)

4 Versorgungskettenanalyse

4.1 Beschreibung der betrachteten Versorgungsketten

Die oben beschriebenen Technologien und Infrastrukturen wurden zu Versorgungsketten zusammengeführt, die Bezugs- und Einsatzmöglichkeiten der verschiedenen Wasserstoffderivate anhand einheitlicher ökonomischer Kenngrößen darstellen und vergleichbar machen. Das dabei verwendete Kostenmodell ist in Abbildung 25 dargestellt. Ausgehend von dem unterstellten Grenzübergangspreis werden verschiedene Permutationen möglicher Versorgungsoptionen eines Anwendungsfalls untersucht, der entweder Wasserstoff als Energieträger verwendet oder eine stoffliche Verwendung von Wasserstoff oder eines Derivates darstellt. Die untersuchten Permutationen unterscheiden sich dahingehend, ob eine etwaige Konversion zentral oder dezentral erfolgt und welche Transportinfrastrukturen genutzt werden.

Abbildung 25: Kostenmodell zur Bewertung der Versorgungsketten



Quelle: eigene Darstellung

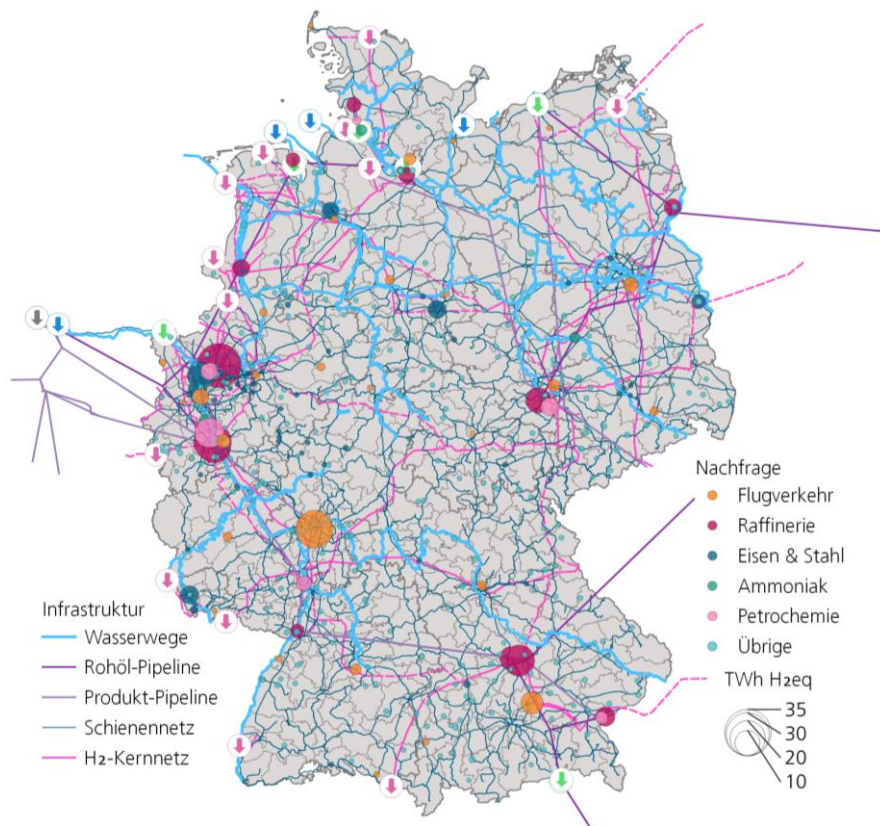
Das untersuchte Gesamtsystem ist in Abbildung 26 dargestellt und setzt sich aus in Tabelle 1 zusammengefassten Ausprägungen der oben genannten Kategorien zusammen.

Tabelle 1: Kategorien der modellierten Versorgungskettenausprägungen

| Importform | Zentrale Konversion | Transportform | Dezentrale Konversion | Use Case |
|-----------------|---------------------------------|--------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| cH ₂ | Rekonversion in cH ₂ | H ₂ -Pipeline | Rekonversion in cH ₂ | Ammoniakherstellung |
| lH ₂ | keine | Produktpipeline | Derivatherstellung | Stahlerzeugung |
| LOHC | | Schiff | keine | Petrochemie |
| NH ₃ | | Schiene | | Flugverkehr |
| MeOH | | | | Sonstige Prozesswärme |
| FTP | | | | |

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 26: Gesamtdarstellung des analysierten Versorgungsnetzes und Verteilung der Nachfragestandorte



Quelle: eigene Darstellung

4.2 Ergebnisse

Insgesamt wurden 147 Versorgungskettenpermutationen definiert, die einer vergleichenden Analyse zugeführt wurden. Dafür wurde ausgehend von den möglichen Grenzübergangspunkten die kürzesten bzw. kostengünstigsten Verbindungsmöglichkeiten zu den einem Anwendungsfall zugeordneten Standorten identifiziert und auf diese Weise die anfallenden Transportkosten bestimmt. In Summe mit den je nach untersuchtem Fall auftretenden Konversionskosten ergeben sich auf diese Weise die Gesamtkosten einer Versorgungsoption. Die Ergebnisse der vergleichenden Analyse werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert.

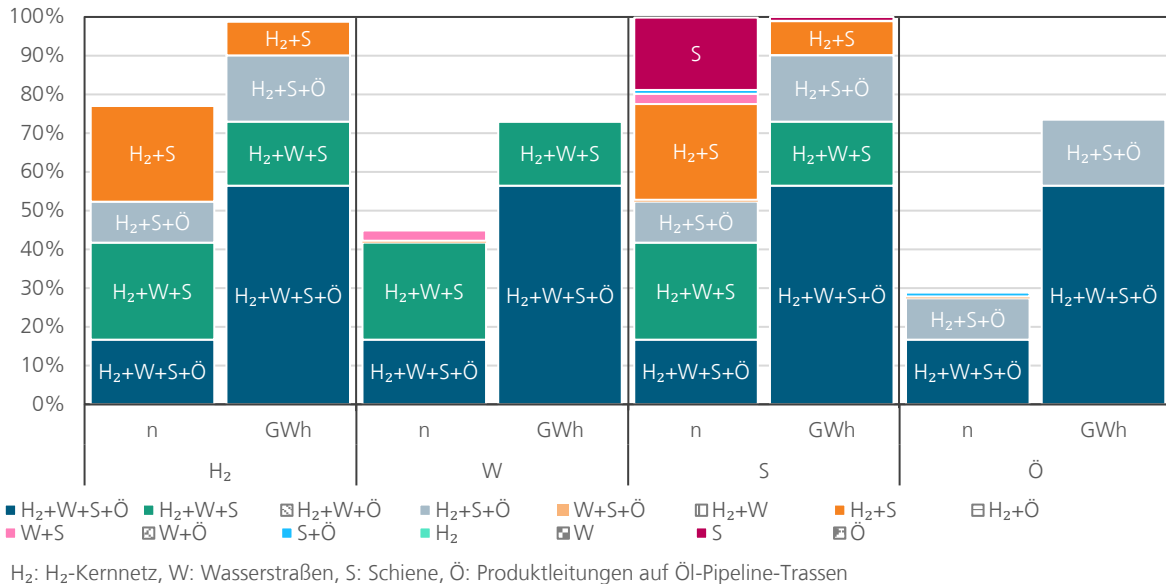
4.2.1 Infrastrukturelle Abdeckungsgrade

Die modellierten Infrastrukturen weisen in Summe einen hohen Versorgungsgrad in Bezug auf die 543 betrachteten potenziellen Wasserstoffnachfragestandorte auf. In Abbildung 27 sind die Anteile der Standorte sowie die Anteile des Energiebedarfs in Form von Wasserstoffäquivalenten dargestellt, die vom Wasserstoff-Kernnetz (H_2), den Binnenwasserstraßen (W), dem Schienennetz (S) und den Öl-Pipeline-Trassen erschlossen werden. In Bezug auf die Anzahl der Standorte weist das Öl-Pipelinennetz mit knapp 29 % den geringsten Abdeckungsgrad auf, während Wasserstraßen mit knapp 45 % fast die Hälfte der Standorte versorgen könnten. Das Wasserstoffkernnetz deckt mit 77 % über drei Viertel der Standorte ab. Die restlichen Standorte sind über das Schienennetz erschlossen.

Die Anteilsverhältnisse ändern sich bedeutsam, wenn der energetische Wasserstoffbedarf als Bezugsgröße zugrunde gelegt wird. Da ein Großteil des für das Jahr 2035 unterstellten Wasserstoffbedarfs in den petrochemischen Clustern bzw. den Raffineriestandorten verortet ist, weist das Öl-Pipelinennetz trotz der vergleichsweise geringen Anzahl angeschlossener Standorte einen hohen energetischen

Abdeckungsgrad von knapp 75 % auf und liegt damit auf demselben Niveau wie die Wasserstraßen. Die Abdeckungsgrade des Wasserstoff-Kernetzes und des Schienennetzes liegen bei nahezu 100 %.

Abbildung 27: Abdeckungsgrad der betrachteten Infrastrukturen



Quelle: eigene Darstellung

Farblich in der Graphik dargestellt sind die Anteile der Standorte bzw. des Wasserstoffbedarfs, die durch mehr als eine Infrastruktur versorgt werden können. In dunkelblau sind die Verbraucher dargestellt, die durch alle vier betrachteten Infrastrukturen erreichbar sind. Insgesamt können 28-53 % der Standorte (auf die 73-90 % des Wasserstoffbedarfs entfallen) durch drei oder mehr Infrastrukturen abgedeckt werden.

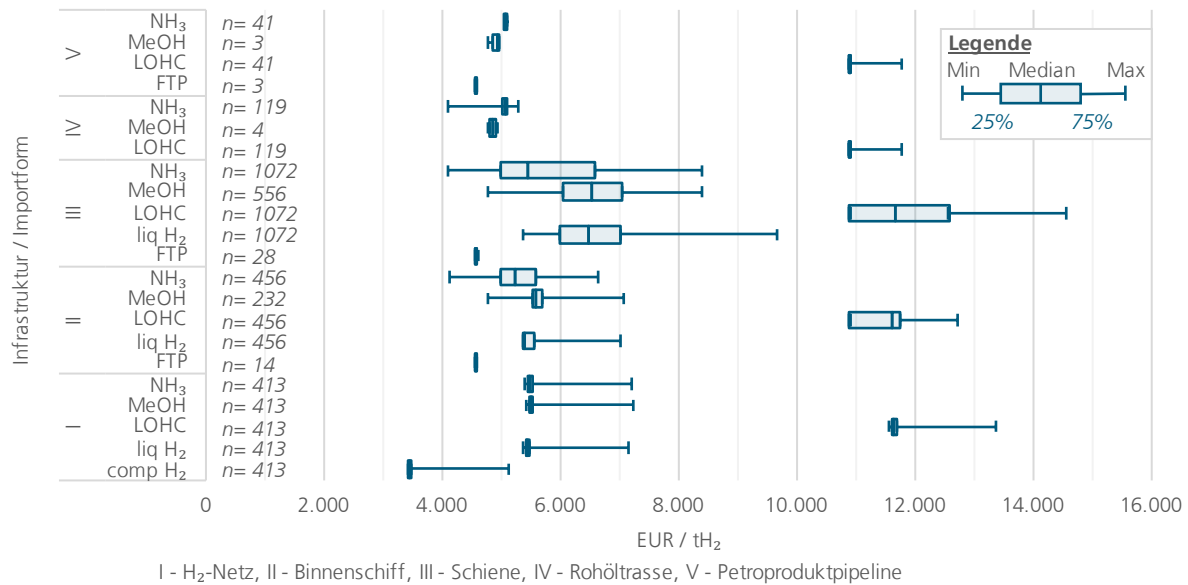
4.2.2 Kostenspannen der betrachteten Versorgungsketten

Abhängig von den Konversionsschritten, die erforderlich sind, um den Wasserstoff in Form seines Endverbrauchs bereitzustellen, ergeben sich je nach Importform und betrachteter Transportinfrastruktur unterschiedliche Kostenspannen, die in Abbildung 28 dargestellt sind. Hier ist die Spannweite der Daten durch den Abstand der jeweiligen Antennenspitzen (Whisker) gegeben. Der Kasten gibt den Interquartilsabstand wieder, in dem 50 % der Datenwerte verortet sind. Es ist zu erkennen, dass teilweise bedeutsame Unterschiede in den Kostenspannen der verschiedenen Optionen bestehen, sowohl in Bezug auf das Kostenniveau als auch hinsichtlich der Varianz innerhalb der dargestellten Kategorien. Die Versorgungsketten, die gasförmigen Wasserstoff als Ausgangsstoff nehmen und pipelinegebunden weitertransportieren (Kategorie I – cH₂), weisen die niedrigsten Gesamtkosten und eine sehr geringe Wertestreuung um einen Median von knapp 3.500 EUR/t_{H₂} auf. Die Systemkosten für den pipelinegebundenen Transport von Wasserstoff, der aus Flüssigwasserstoff, Ammoniak oder Methanol rückkonvertiert wurde (Kategorien I, IV, V – lH₂, MeOH, NH₃), liegen im Mittel um 40-60 % über diesem Niveau.

Importierte Fischer-Tropsch-Produkte weisen aufgrund der begrenzten Anzahl der betrachteten Nachfragestandorte eine vergleichsweise geringe Kostenspreizung auf. Die spezifischen Kosten liegen im Mittel bei rund 4.600 EUR/t_{H₂} und somit nur unwesentlich über den in der Modellierung unterstellten Importkosten.

Das Kostenniveau der modellierten LOHC-basierten Versorgungsketten liegt deutlich über dem der Alternativen. Dies ist insbesondere auf die wesentlich höheren Importkosten zurückzuführen und den vergleichsweise hohen Energieaufwand für die Dehydrierung. Dadurch werden die Vorteile der günstigen spezifischen Transportkosten kompensiert.

Abbildung 28: Boxplot der Kostenspannen in den analysierten Versorgungsketten



Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt zeigt sich eine deutlich ausgeprägtere Kostenspreizung beim containergebundenen Transport gegenüber dem Transport in Rohrleitungen. Dies spiegelt sich sowohl in der Spannweite der dargestellten Daten als auch dem mit der Größe der Kästen dargestellten Interquartilsabstand wider. Dies impliziert einen größeren Einfluss der distanzabhängigen spezifischen Transportkosten auf die Gesamtkosten der Versorgungskette.

4.2.3 Untersuchung der Anwendungsfälle

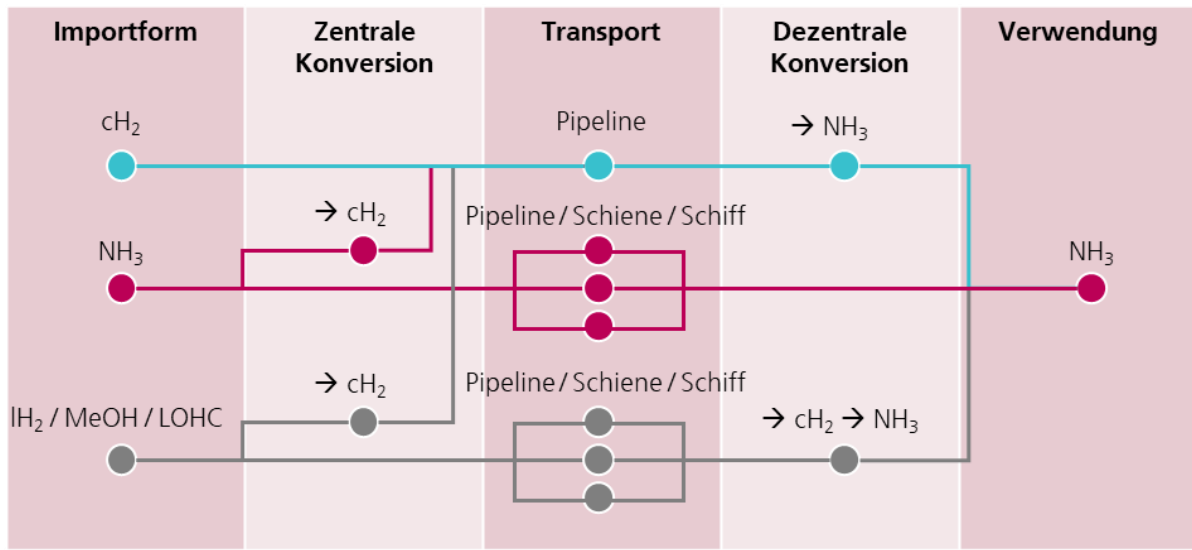
Die im vorangehenden Abschnitt beschriebenen Kostenspannen geben eine erste Indikation hinsichtlich potenziell vorteilhafter Versorgungsoptionen. Sie lassen jedoch keine unmittelbaren Rückschlüsse hinsichtlich der komparativen Vorteile der verschiedenen Versorgungsketten zu. Hierfür ist eine detailliertere Betrachtung der unterschiedlichen Use Cases erforderlich, die im Folgenden näher beschrieben wird.

4.2.3.1 Ammoniak

Für den Anwendungsfall Ammoniak wurden 27 Versorgungsketten modelliert (Abbildung 29). Die unterschiedlichen Möglichkeiten der Standortversorgung werden diskutiert, indem die kostengünstigsten Optionen nach Importform und nach Infrastruktur verglichen werden.

Im linken Diagramm in Abbildung 30 sind die günstigsten Optionen aufgezeigt, um die betrachteten Standorte über eine ausgewählte Infrastruktur zu versorgen. Ein Vergleich über die verschiedenen Kategorien zeigt ein vergleichbares Kostenniveau aller Optionen im Bereich von 4.100-4.400 EUR/tH₂. Die türkis gefärbten runden Symbole in der ersten Kategorie beschreiben den Transport von komprimiertem Wasserstoff per Pipeline. Die rötlich gefärbten Symbole in der darauffolgenden Kategorie geben den Transport von Ammoniak per neu zu errichtender Produktpipeline wieder. Die Kosten dieser beiden Kategorien liegen im Mittel 2 % bzw. 5 % über dem Niveau der günstigsten Option des schienegebundenen Transports von Ammoniak. Während alle fünf Standorte über einen Anschluss an das Wasserstoff- und das Schienennetz besitzen, befindet sich ein Standort in nicht ausreichender Nähe zu bestehenden Öl-Pipelines, deren Trassenverläufe eine maßgebliche Restriktion für den etwaigen Verlauf neuer Ammoniak-Pipelines darstellen. Nur drei Standorte sind in ausreichender Hafennähe, um über den Wasserweg versorgt zu werden.

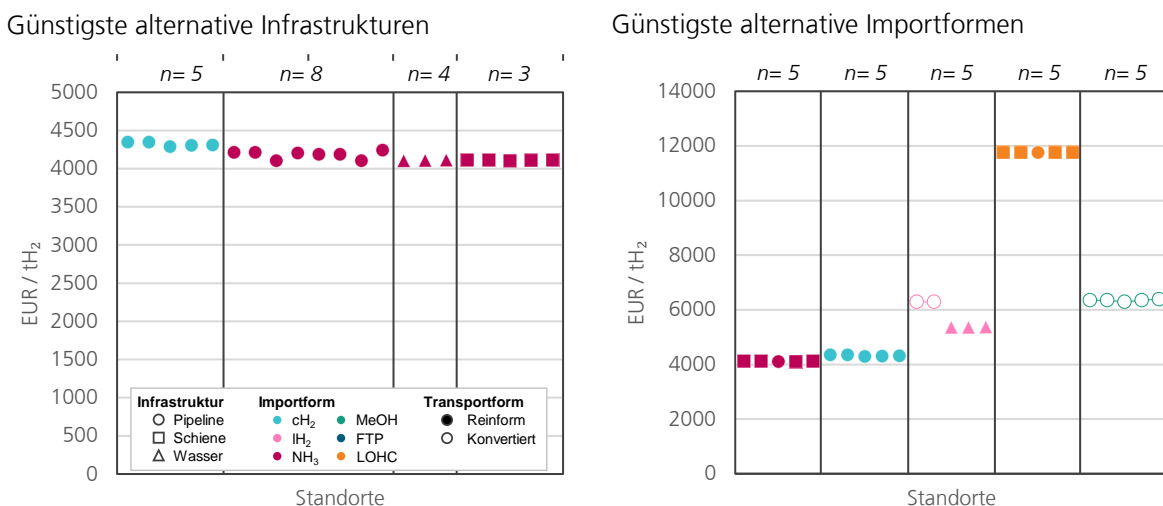
Abbildung 29: Schematische Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für NH₃



Quelle: eigene Darstellung

Im rechten Diagramm in Abbildung 30 sind die günstigsten Optionen aufgezeigt, um die betrachteten Standorte mittels einer ausgewählten Importform zu versorgen. Die Versorgung durch importiertem Ammoniak, Wasserstoff in komprimierter und flüssiger Form, LOHC und Methanol (Kategorien im Diagramm von links nach rechts) ist für alle Standorte möglich. Wie schon im vorherigen Absatz beschrieben, ergeben sich geringfügige Mehrkosten (+5 %) bei der Ammoniakproduktion am Standort auf Basis von importiertem cH₂ gegenüber der direkten Verwendung von importiertem NH₃. Werden andere Importformen zugrunde gelegt, steigen die Systemkosten auf ein höheres Niveau aufgrund des zusätzlich erforderlichen Konversionsschritts. Im Falle von LOHC fallen die vergleichsweise deutlich höheren Importkosten zusätzlich stark ins Gewicht. Eine Übersicht über die gesamte Kostenspanne der modellierten Optionen ist im Anhang A 1 angegeben.

Abbildung 30: Use Case Ammoniak: Versorgungsalternativen



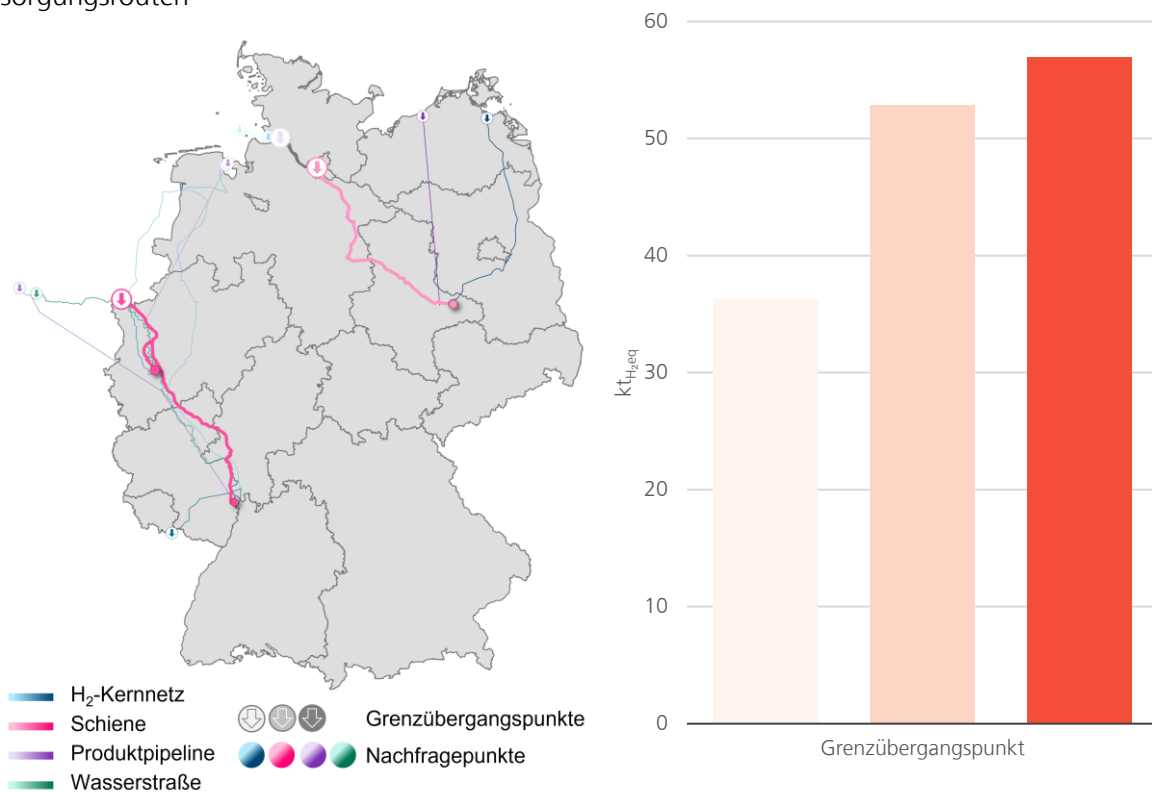
Quellen: eigene Darstellung

Die inländischen Verteiloptionen für den Anwendungsfall von Ammoniak sind in Abbildung 31 kartographisch aufbereitet. Die kostenminimalen Versorgungswege sind durch eine höhere Linienstärke gegenüber alternativen Infrastrukturen hervorgehoben. Importierter Ammoniak kommt über die Seehäfen in Rotterdam und Brunsbüttel/ Hamburg in das inländische Verteilsystem und wird auf dem Schienenweg zu den Endverbrauchsstandorten transportiert. Im Falle von importiertem komprimiertem

Wasserstoff kommen noch zwei weitere Grenzübergangspunkte näher an den Produktionsstandorten im Südwesten und Nordosten des Landes hinzu.

Abbildung 31: Infrastruktursystem für Ammoniak

Kostenminimale (*fett*) und alternative (*dünn*) Versorgungsroutes



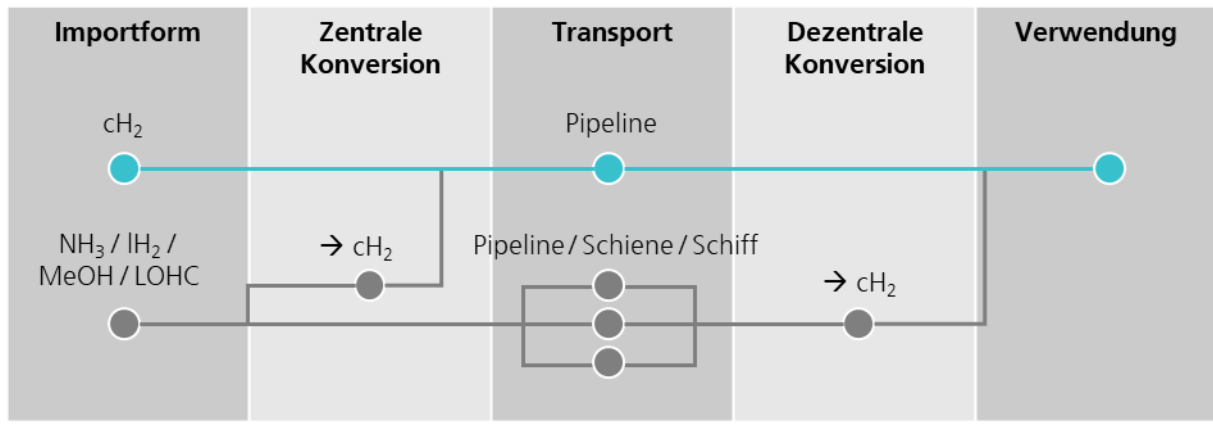
Quellen: eigene Darstellung

4.2.3.2 Stahlerzeugung und -bearbeitung

Für den Anwendungsfall Stahlerzeugung und -bearbeitung wurden 27 Versorgungsketten modelliert. Der Anwendungsfall verteilt sich auf 12 Standorte, an denen Direktreduktionsanlagen aufgebaut werden und weitere 103, an denen Stahl und Eisenmetalle anderweitig hergestellt und weiterverarbeitet werden. Sowohl in Direktreduktionsanlagen als auch in der weiteren Metallherstellung und -verarbeitung wird molekularer Wasserstoff für den Produktionsprozess eingesetzt – entweder stofflich als Reduktionsmittel oder als Energieträger zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme. Beide Fälle weisen die gleiche Versorgungskette auf (Abbildung 32).

Im linken Diagramm in Abbildung 33 ist die Anzahl der Standorte, die durch eine ausgewählte Infrastruktur erreichbar sind, dargestellt und welche Importform von Wasserstoff zur kostenminimalen Versorgungskette führt. Etwa 83 % der identifizierten Standorte, darunter alle potenziellen Direktreduktionsanlagen, sind durch das Wasserstoffkernnetz abgedeckt. Drei Viertel der Standorte sind an die Bundeswasserstraßen angebunden. Nur etwa 2 % der Standorte befinden sich nahe an den Trassenverläufen bestehender Ölpipelines und könnten somit über neu errichtete Produktpipelines erschlossen werden. Der pipeline-gebundene Transport von komprimiertem Wasserstoff liegt mit einem Niveau von etwa 3.500 EUR/t_{H₂}, etwa 30 % unter dem mittleren Niveau der Ammoniaktransportoptionen. In allen vier Infrastrukturkategorien ist die Spreizung der Kostenwerte sehr gering.

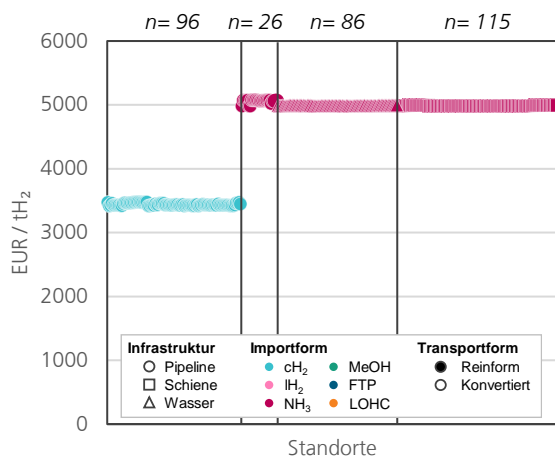
Abbildung 32: Schematische Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für Stahl



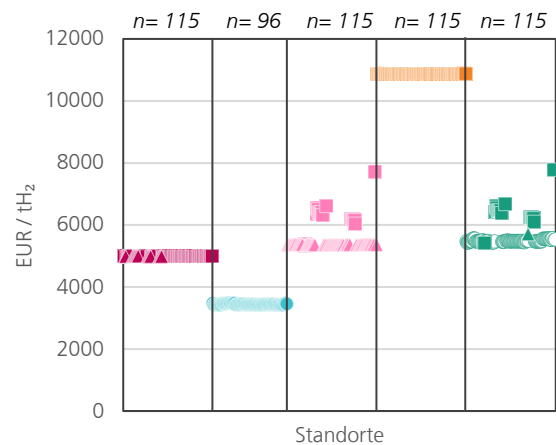
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 33: Use Case Stahl: Versorgungsalternativen

Günstigste alternative Infrastrukturen



Günstigste alternative Importformen



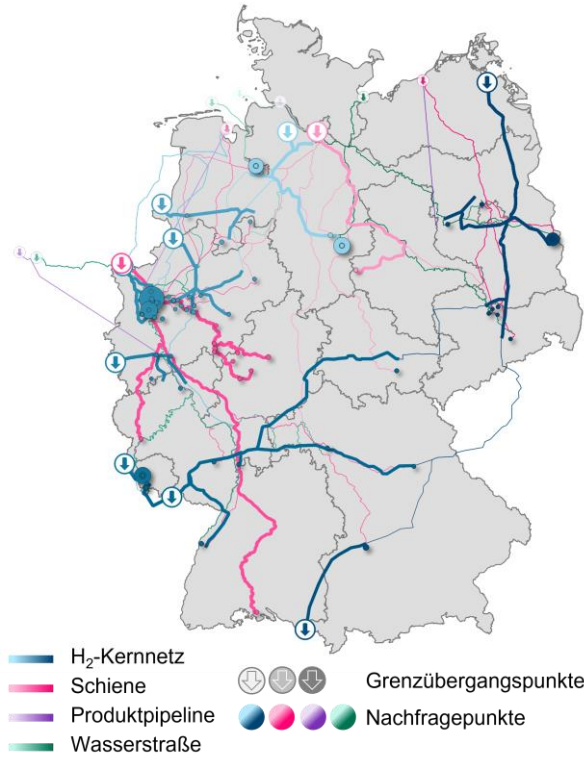
Quellen: eigene Darstellung

Im rechten Diagramm werden die verschiedenen Importformen von Wasserstoff einander gegenübergestellt. Die spezifischen Versorgungskosten steigen bei Wasserstoffimporten in Form von Flüssigwasserstoff und MeOH mit jeder Kategorie geringfügig an. Die Kategorien Flüssigwasserstoff und Methanol weisen eine deutlich höhere Spreizung in den minimalen Standortversorgungskosten auf als andere Importformen. Die Kosten in der Kategorie LOHC liegen deutlich über den Alternativen. Eine Übersicht über die gesamte Kostenspanne der modellierten Optionen ist in Anhang A 1 angegeben.

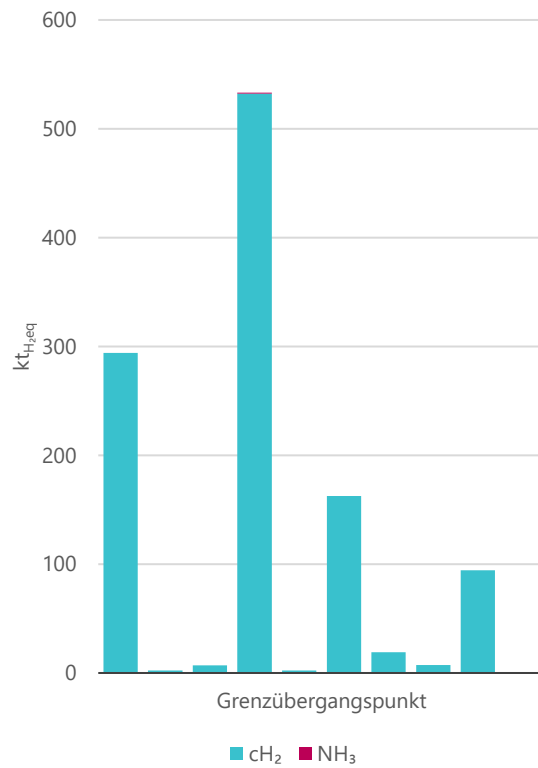
Das resultierende kostenminimale Versorgungssystem ist in Abbildung 34 dargestellt. Gut 83 % der Standorte werden über das Wasserstoffkernnetz versorgt. Dadurch werden etwa 99 % des Wasserstoffbedarfs abgedeckt. Der restliche Bedarf der übrigen Standorte wird über schienengebundenen Transport abgedeckt. Der Großteil der modellierten Wasserstoffflüsse erfolgt über westlich gelegene Grenzübergangspunkte zu den Endverbrauchsstandorten. Knapp die Hälfte der Wasserstoffmengen gehen über einen Grenzübergangspunkt zwischen den Niederlanden und dem Ruhrgebiet.

Abbildung 34: Infrastruktursystem für Stahl

Kostenminimale (fett) und alternative (dünn) Versorgungsrouten



Produktmengen an den Grenzübergangspunkten

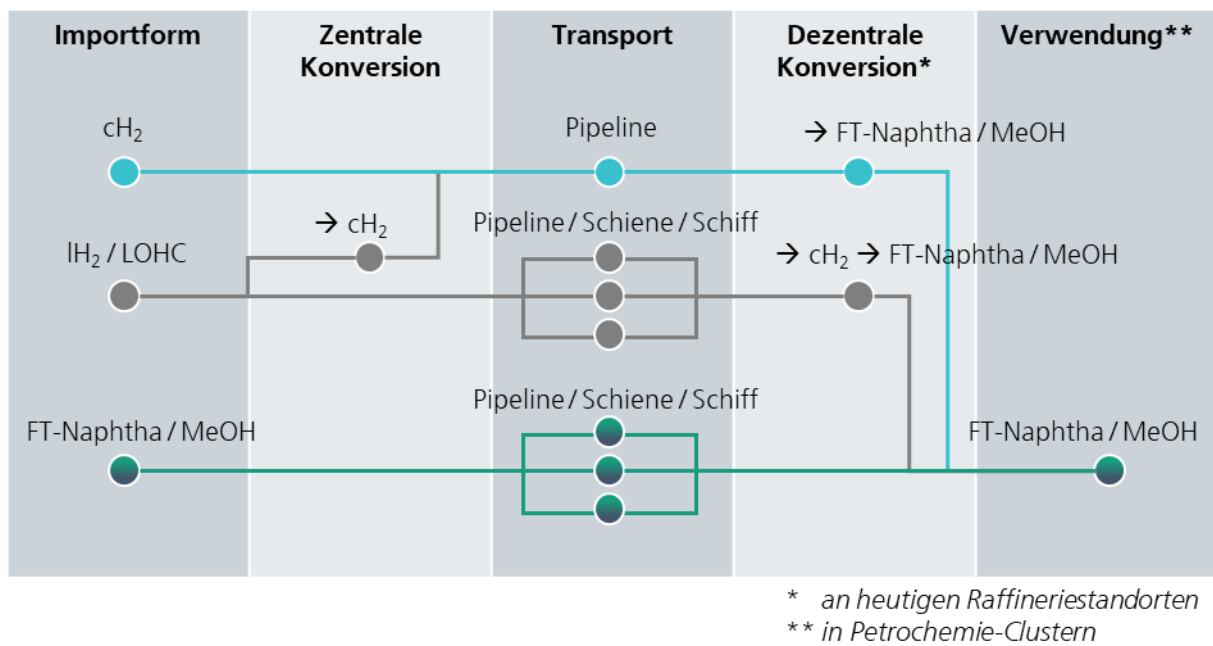


Quellen: eigene Darstellung

4.2.3.3 Petrochemische Grundstoffindustrie

Für die Herstellung von Basischemikalien wurden 54 verschiedene Versorgungsketten modelliert. Die Zahl ist höher als bei den anderen Anwendungsfällen, da hier eine direkte stoffliche Nutzung von synthetischem Naphtha ebenso wie von Methanol erfolgen kann, abhängig von der unterstellten Prozessroute (vgl. Abschnitt 3.2.3). Die modellierten Versorgungskettenpermutationen sind schematisch in Abbildung 35 dargestellt. In diesem Anwendungsfall werden die beiden Alternativen heimische Produktion versus Import von synthetischem Naphtha bzw. Methanol zur Herstellung von Basischemikalien an den betrachteten Petrochemieclustern verglichen, wobei die heimische Produktion mit einem erheblichen Wasserstoffeinsatz an den Raffineriestandorten verbunden ist.

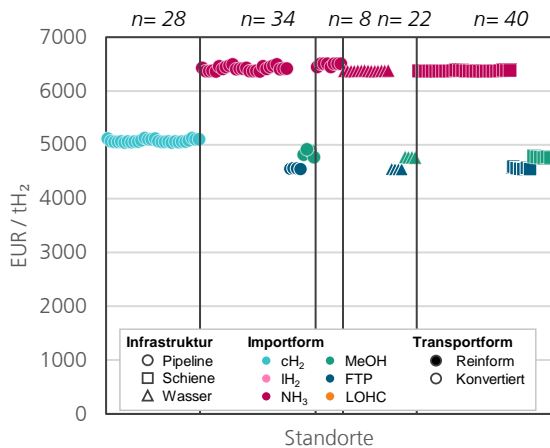
Abbildung 35: Schematische Darstellung der 54 modellierten Versorgungsketten für Petrochemie



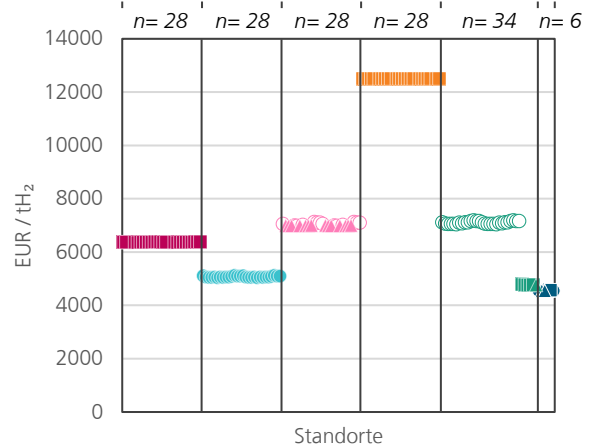
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 36: Use Case Petrochemie: Versorgungsalternativen

Günstigste alternative Infrastrukturen



Günstigste alternative Importformen



Quellen: eigene Darstellung

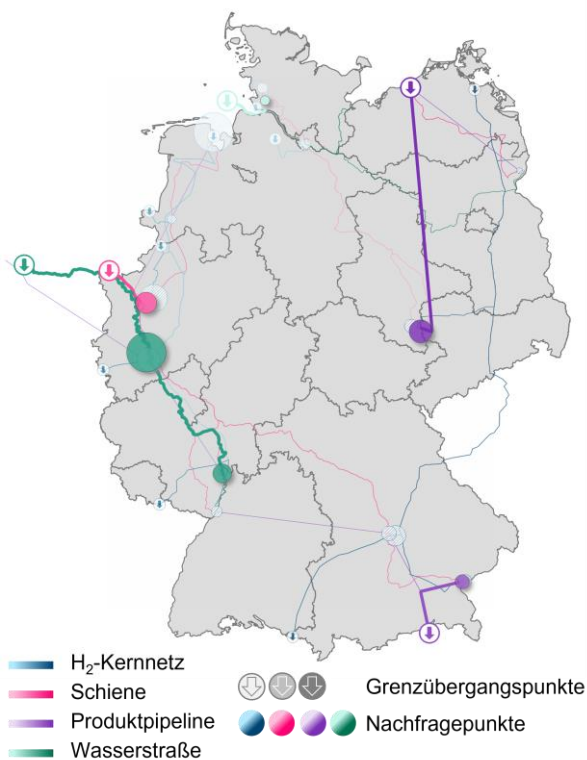
Analog zu den vorangegangenen Abschnitten sind in Abbildung 36 die kostengünstigsten Versorgungsoptionen je unterstellter Infrastruktur (links) und Wasserstoffimportform (rechts) dargestellt. Es zeigt sich, dass in diesem Anwendungsfall jedes Derivat eine vergleichsweise homogene Kostenstruktur aufweist, sodass die Werte unabhängig von unterstellter Transportinfrastruktur nur geringfügig um das mittlere Kostenniveau streuen. Der direkte Einsatz von importiertem Methanol und synthetischem Naphtha ist durch die ausgefüllten grünen und dunkelblauen Symbole wiedergegeben. Es zeigt sich eine klare, wenn auch geringe Differenz im Kostenniveau, sodass synthetisches Naphtha die Versorgungskette mit den geringsten Kosten aufweist. Die übrigen Kategorien zeigen die Kosten für den Wasserstoffeinsatz in Raffinerien zur inländischen

Herstellung von Methanol und synthetischem Naphtha auf. Hier ist mit mittleren Mehrkosten in Höhe von etwa 10 % gegenüber dem Direktbezug die pipelinegebundene Standortversorgung mit komprimiertem Wasserstoff die günstigste Option. Die anderen Derivate weisen deutlich höhere Mehrkosten auf.

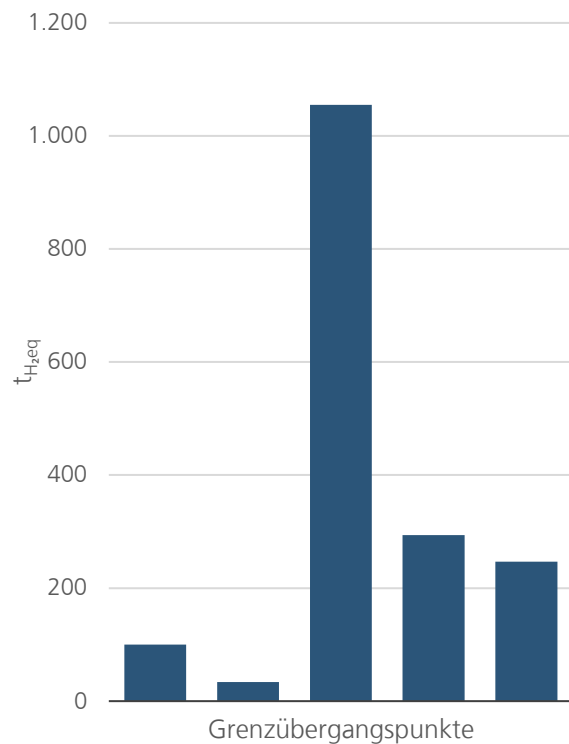
Das resultierende Infrastruktursystem ist in Abbildung 37 dargestellt. Die modellierten Importströme verteilen sich auf fünf Grenzübergangspunkte, wobei über 60 % des importierten synthetischen Rohbenzins über einen einzelnen Grenzübergangspunkt via Binnenwasserstraßen an zwei Chemiecluster transportiert wird.

Abbildung 37: Infrastruktursystem für Petrochemie

Kostenminimale (fett) und alternative (dünn) Versorgungsrouten



Produktmengen an den Grenzübergangspunkten



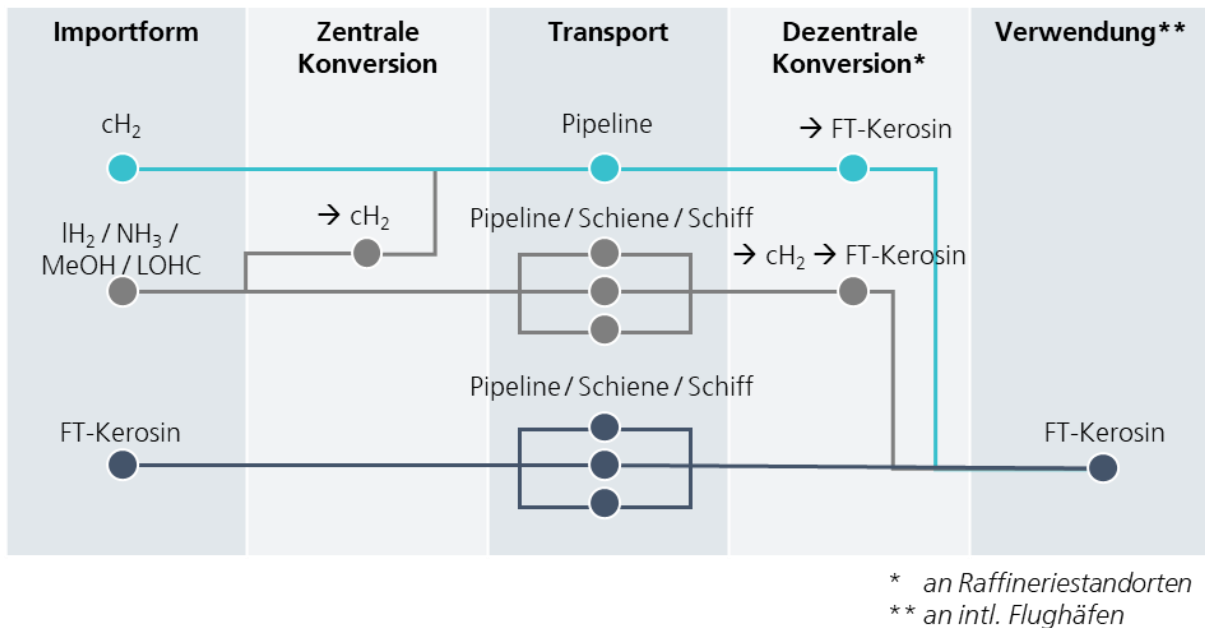
Quellen: eigene Darstellung

4.2.3.4 Synthetische Flugturbinenkraftstoffe

Ähnlich wie beim Anwendungsfall der Petrochemie wird in diesem Abschnitt die Versorgung der Flughäfen mit importiertem, synthetischem Kerosin mit dessen inländischer Herstellung an den Raffineriestandorten verglichen (Abbildung 38).

Ähnlich wie beim vorherigen Anwendungsfall, weist auch hier jedes Derivat eine vergleichsweise homogene Kostenstruktur auf und eine geringe Sensitivität hinsichtlich der unterstellten Transportinfrastruktur. Die dunkelblau gefärbten Symbole stellen die direkte Verwendung von importiertem synthetischem Kerosin an den Nachfragestandorten dar. Die übrigen Datenpunkte beziehen sich auf die Bereitstellung von Wasserstoff für die inländische Produktion von FT-Kerosin an den Raffineriestandorten. Die türkis eingefärbten runden Datenpunkte stellen den Transport von komprimiertem Wasserstoff über das Wasserstoff-Kernnetz dar, das alle 13 betrachteten Raffineriestandorte abdeckt. Ein Vergleich des Niveaus dieser Werte mit dem der dunkelblauen Datenpunkte, zeigt dass die direkte Verwendung des importierten Derivats um etwa 10 % geringere Kosten aufweist als die inländische Herstellung.

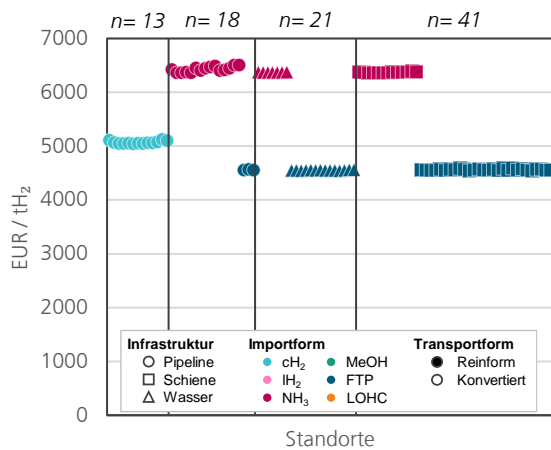
Abbildung 38: Schem. Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für FT-Kerosin



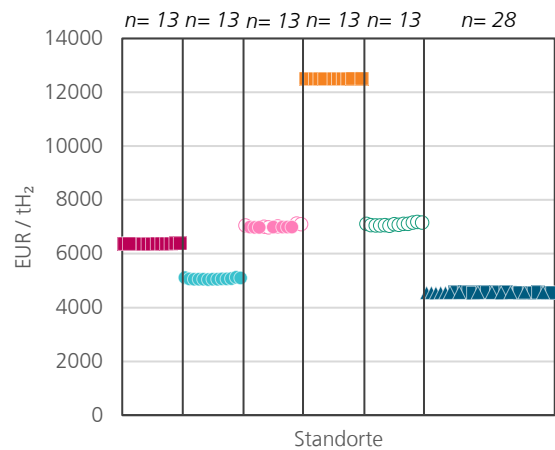
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 39: Use Case FT-Kerosin: Versorgungsalternativen

Günstigste alternative Infrastrukturen



Günstigste alternative Importformen

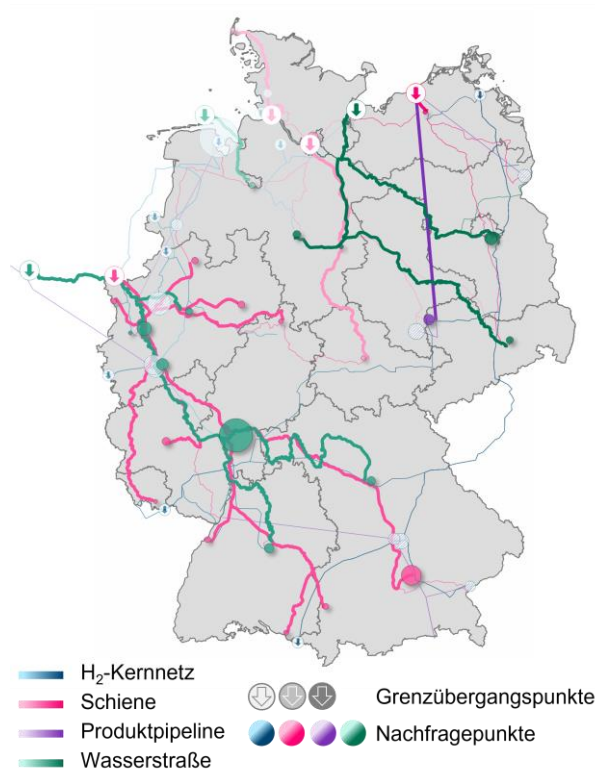


Quellen: eigene Darstellung

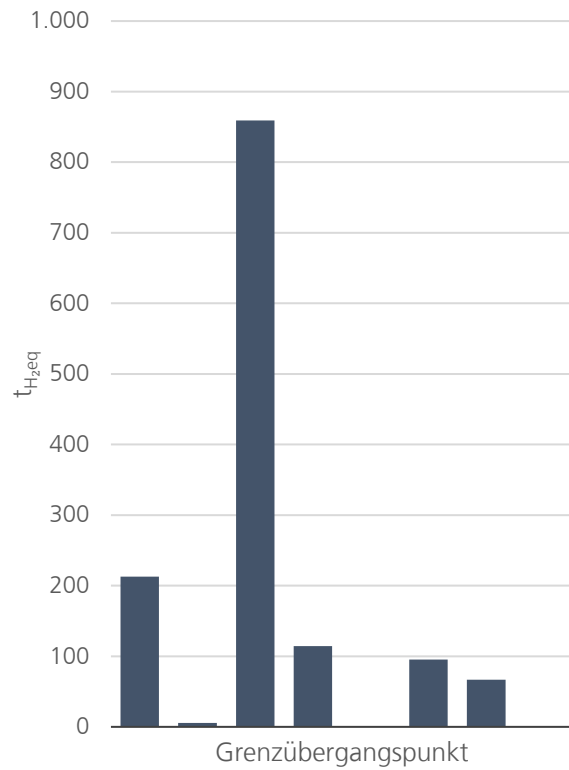
Abbildung 40 zeigt das resultierende kostenminimale Infrastruktursystem. Etwa 50 % der Standorte sind am besten durch das Schienennetz mit Grenzübergangspunkten verbunden. Rund 46 % über Wasserwege. Letztere decken jedoch knapp drei Viertel des volumenmäßigen Transportaufkommens ab. Knapp 80 % der modellierten Importmöglichkeiten verteilen sich auf nur zwei Grenzübergangspunkte.

Abbildung 40: Infrastruktursystem für FT-Kerosin

Kostenminimale (fett) und alternative (dünn) Versorgungsrouten



Produktmengen an den Grenzübergangspunkten



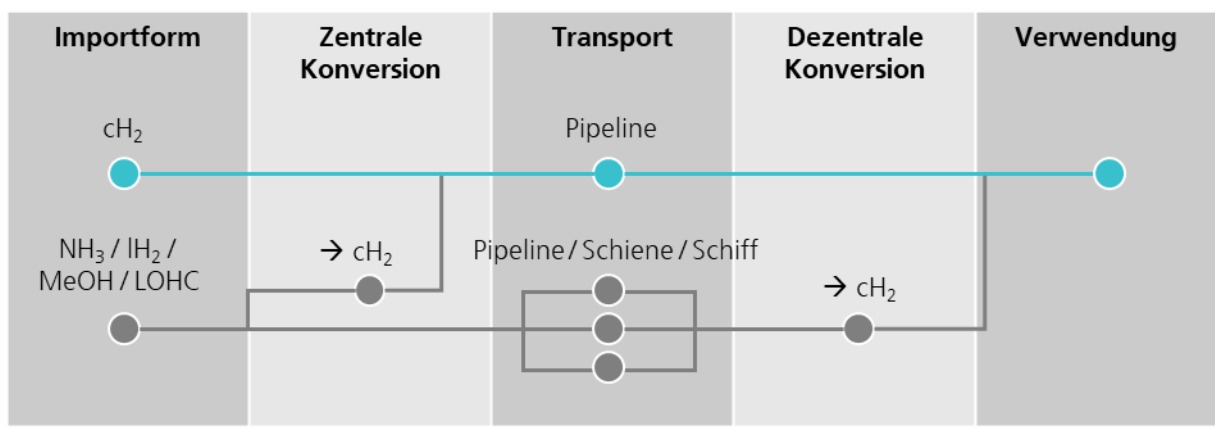
Quellen: eigene Darstellung

4.2.3.5 Übrige Anwendungen von molekularem Wasserstoff

Neben den oben aufgeführten Anwendungen kommt Wasserstoff zur Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme und zu einem geringen Teil als Flugturbinentreibstoff zum Einsatz. Die hierfür zugrunde gelegten Versorgungsketten sind identisch mit denen des in Abschnitt 4.2.3.2 beschriebenen Anwendungsfalles Stahl.

Abbildung 42 zeigt die kostenminimalen Versorgungsketten der 403 betrachteten Standorte je festgesetzter Infrastruktur (links) und Wasserstoffimportform (rechts) dar. Das in der ersten Kategorie im linken Diagramm dargestellte Wasserstoff-Kernnetz deckt 71 % der Standorte ab, während Produktpipelines und Wasserstraßen in Reichweite von etwa einem Drittel der Standorte sind. Die übrigen Standorte werden über das Schienennetz erschlossen. Der pipelinegebundene Transport von Wasserstoff über das Kernnetz tut sich als kostengünstigste Option heraus gefolgt von den Derivaten Ammoniak, Methanol und Flüssigwasserstoff.

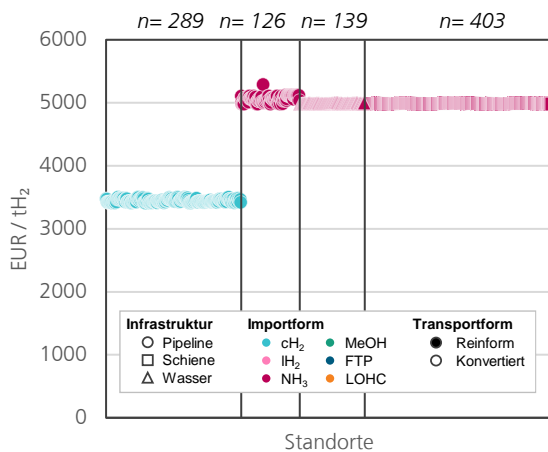
Abbildung 41: Schematische Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für Übrige Anwendungen



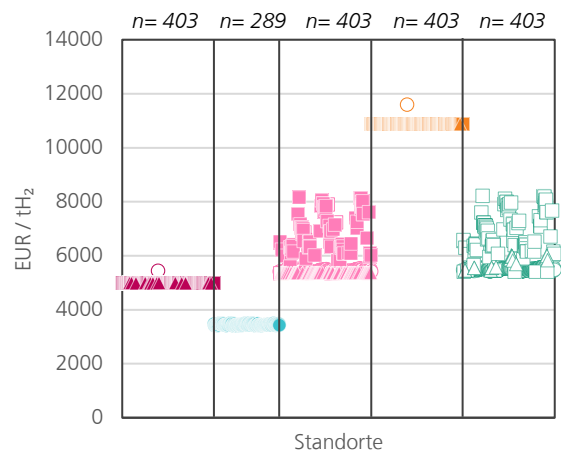
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 42: Use Case übrige Anwendungen: Versorgungsalternativen

Günstigste alternative Infrastrukturen



Günstigste alternative Importformen

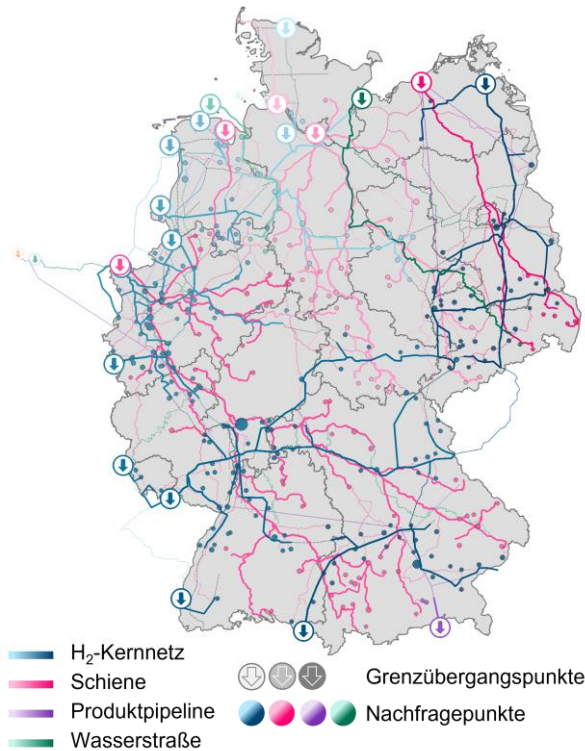


Quellen: eigene Darstellung

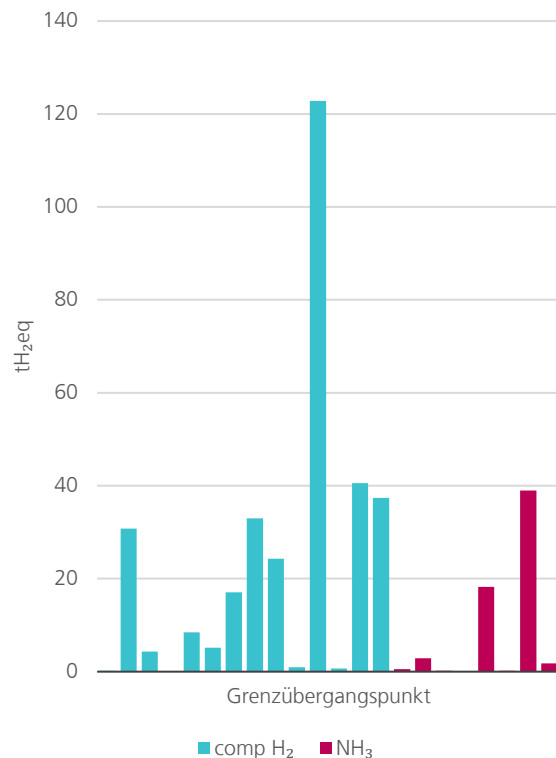
Abbildung 43 zeigt das Infrastruktursystem für die übrigen Anwendungen. Aufgrund der großen regionalen Verteilung kommen alle zur Verfügung stehenden Grenzübergangspunkte zum Tragen, wobei über 80 % der Wasserstoffmengen über nur fünf Hubs fließen. Bei etwa einem Sechstel der importierten Energiemengen handelt es sich um Ammoniak.

Abbildung 43: Infrastruktursystem für übrige Anwendungen

Kostenminimale (fett) und alternative (dünn) Versorgungsrouten



Produktmengen an den Grenzübergangspunkten



Quellen: eigene Darstellung

4.2.4 Kostenoptimale Versorgungsketten

Die im vorangegangenen Abschnitt 4.2.3 identifizierten kostenoptimalen Versorgungsketten der verschiedenen Use-Cases lassen sich zu einem Gesamtbild zusammenführen. In Abbildung 44 ist das sich ergebende Versorgungsnetzwerk auf der linken Seite kartographisch dargestellt. Die verschiedenen Transportinfrastrukturen sind farblich hervorgehoben und in Abhängigkeit der günstigsten Grenzübergangspunkte schattiert. Es ist zu erkennen, dass nahezu alle Standorte über das H₂-Kernnetz in Kombination mit dem Schienentransport versorgt werden.

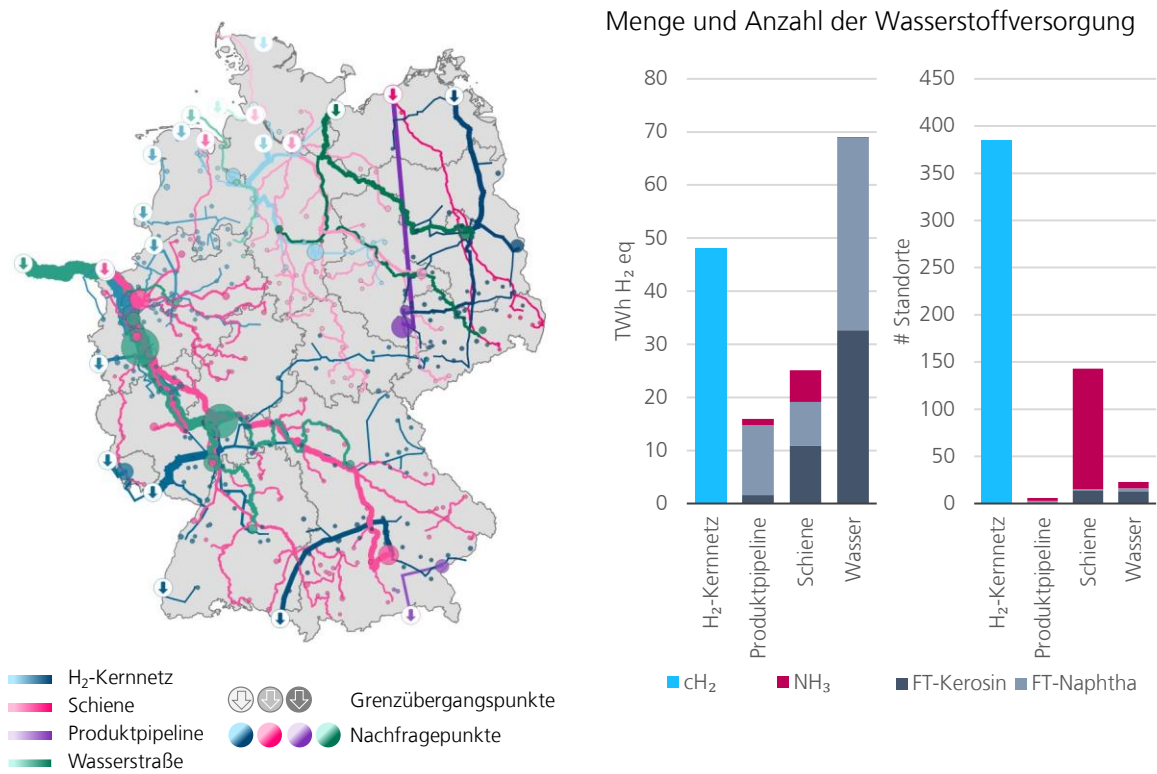
Beim pipelinegebundenen Transport über das H₂-Kernnetz erfolgen die Wasserstoffimporte über alle Grenzübergangspunkte. Die schienengebundenen Importe erfolgen über vier Grenzübergangspunkte. Die Schwerpunkte stellen jedoch die westlichen Grenzübergangspunkte in Richtung Ruhrgebiet dar.

Eine quantitative Einordnung der transportierten Mengen und der Anzahl der angebotenen Standorte ist auf der rechten Seite von Abbildung 44 dargestellt. Mit einem Anteil von rund 70 % wird der Großteil der im Modell erfassten Standorte über das H₂-Kernnetz erschlossen. Die zweitwichtigste Transportoption stellt das Schienennetz dar, über das 26 % der Standorte versorgt werden. Der Anteil der Binnenschiffe liegt bei rund 4 %.

Werden die transportierten H₂-Energien in der Form von Wasserstoffäquivalenten (TWh_{H₂eq}) betrachtet, ändern sich die Anteilsverhältnisse bedeutsam: Mit einem Anteil von 30 % nimmt der pipelinegebundene H₂-Transport die zweitgrößte Kategorie ein. Über alternative Infrastrukturen werden große Mengen der Derivate FT-Naphtha, FT-Kerosin und NH₃ transportiert, die zusammen ein energetisches Äquivalent von 110 TWh_{H₂eq} Wasserstoff ausmachen (70 %). Der Großteil der Nachfrage nach synthetischem Kerosin wird per Binnenschiff bedient. Dies entspricht einem Energiebedarf von rund 33 TWh_{H₂eq} (21 %). Mit etwa 7 TWh_{H₂eq} FT-Kerosin geht etwa ein Sechstel dieses Bedarfs auf den größten Flughafenstandort in Frankfurt zurück. Alle übrigen Flughafenstandorte beziehen FT-Kerosin über

die Schiene, bis auf einen, der per Pipeline versorgt wird. Auch im Fall von synthetischem Naphtha erfolgt der Großteil der Versorgung per Binnenschiff (36 TWh_{H₂eq} bzw. 63 %). Mit einem Anteil von etwa 23 % (13 TWh_{H₂eq}) ist der Transport via Produktpipeline die zweitwichtigste Versorgungsoption, gefolgt vom schienenengebundenen Transport (8 TWh_{H₂eq} bzw. 14 %).

Abbildung 44: Kostenoptimale Versorgungsketten



Quellen: eigene Darstellung

5 Zusammenfassung und Diskussion

Die vorgelegte Studie analysiert, bewertet und vergleicht erstmals flächendeckend und umfassend alle wesentlichen Wasserstoffderivate und Transportoptionen zwischen Importhafen/ Grenzübergangspunkt und Verbrauchern. Es wurden 543 Nachfragestandorte in Deutschland verschiedenen Anwendungsfällen zugeordnet und hinsichtlich der Versorgungsmöglichkeiten mit Wasserstoff bzw. dessen Derivaten untersucht. Die Studie erhebt dabei explizit nicht den Anspruch, alle möglichen Wasserstoffnachfragemengen und -standorte abzubilden. Stattdessen wurde der Fokus nicht zuletzt zur räumlichen Verortung auf energieintensive Wasserstoffnachfrageprozesse gelegt. Die Auswahl der zugrunde gelegten Anwendungen erfolgte in Anlehnung an bestehende Szenarioanalysen zur Energiesystemtransformation. Betrachtet wurden solche Anwendungen, die einen nennenswerten Wasserstoffeininsatz unabhängig vom unterstellten Entwicklungsszenario aufweisen, namentlich die Herstellung von Ammoniak, Stahl, petrochemischen Basischemikalien und synthetischen Fluggasturbinenkraftstoffen sowie die Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme in der Metallbearbeitung und der Herstellung von Glas und Keramik. Aus den Szenarioanalysen wurden branchenspezifische Wasserstoffnachfragewerte abgeleitet und anhand geeigneter Kenngrößen regionalisiert. Als möglicher Anwendungsfall mit einer breiten regionalen Verteilung wurden auch Standorte der Papierindustrie als weitere Wasserstoffnachfrager berücksichtigt. Nach Einschätzung der Autoren ergibt sich so ein indikatives Bild von der räumlichen Verteilung der wesentlichen Wasserstoffnachfrager, das eine geeignete Grundlage für die in dieser Studie angestrebten Analysen darstellt.

Der Fokus der Betrachtungen liegt auf dem Jahr 2035. Der Anspruch der Studie besteht darin, die Rollen und Bedeutungen der einzelnen Transportoptionen zu untersuchen sowie zu bewerten, insbesondere in der Zeit des ersten Markthochlaufs. Zudem soll aufgezeigt werden, welche Versorgungsoptionen für eine flächendeckende Versorgung am vielversprechendsten sind – insbesondere an Standorten, die nicht im unmittelbaren Korridor des Kernnetzes (20 km um die geplanten Pipelines herum) liegen.

Die einzelnen Versorgungsketten decken gasförmigen und flüssigen Wasserstoff, Ammoniak, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte ab, berücksichtigen Binnenschifffahrt, Bahntransport und bei der leitungsgebundenen Infrastruktur Wasserstoff- sowie Produkt-Pipelines. Des Weiteren enthalten sie Umwandlungsprozesse/ -anlagen (bspw. das Cracken von Ammoniak); neben der Nachfrage nach molekularem Wasserstoff werden auch Bedarfe an bzw. Einsatzmöglichkeiten von Derivaten berücksichtigt.

Die regionale Nachfrage wurde in einem GIS-basierten Modell über verschiedene Infrastrukturzweige mit den relevanten Importstandorten bzw. Pipeline-Grenzübergangspunkten verbunden. Ausgehend von den Wasserstoffimportformen (gasförmiger sowie flüssiger Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, Fischer-Tropsch-Produkt und LOHC) und der prozessspezifischen Nutzungsart (direkte Derivatverwendung oder Einsatz von molekularem Wasserstoff) bildet das Modell je nach Infrastruktur (Wasserstoffnetz, Produktpipeline, Binnenschiff, Schiene) und relevanter Konversionstechnologie (zentral, dezentral) verschiedene Versorgungsketten kostenseitig ab. Für die ökonomische Bewertung der verschiedenen Versorgungsoptionen wurden Kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten sowie spezifische Transport- und Umwandlungskosten angenommen, deren Summe die standortspezifischen Gesamtbereitstellungskosten je Versorgungskette darstellen. Die kostenoptimale Transportroute wurde durch die Anwendung GIS-basierter Pfadanalyseroutinen identifiziert und in das Versorgungskettenmodell integriert.

Es zeigt sich ein komplexes System, das ein umfangreiches Set an Transport- und Versorgungsoptionen umfasst. Vor allem für die Hochlaufphase nehmen neben dem Wasserstoff-Kernnetz weitere Transportoptionen, insbesondere per Bahn und Binnenschiff eine wesentliche Rolle ein, während das Produktpipeline-System noch auf eine sehr begrenzte Abnehmerstruktur begrenzt ist. Es zeigt sich, dass die benötigten Transportinfrastrukturen grundsätzlich verfügbar sind, deren Nutzung für den Wasserstofftransport aber eine komplexe Koordinationsaufgabe darstellt.

Die in der Studie modellierten Bereitstellungskosten variieren zwischen 3.400 EUR/t_{H₂eq} und 16.000 EUR/t_{H₂eq}. Mit einem Kostenanteil zwischen 41 % und 100 % stellen die Importkosten die

dominierende Kostenkomponente dar. Die inländischen Transportkosten stellen mit einem mittleren Kostenanteil von 5 % in den meisten Fällen einen untergeordneten Kostenfaktor dar. Ein Großteil (85 %) der betrachteten Standorte weisen eine vergleichsweise geringe jährliche Nachfrage von unter 150 GWh_{H₂eq} auf. Mit dem Fortschritt des Wasserstoffmarkthochlaufs sinkt dieser Anteil auf 78 % im Jahr 2045 ab. Etwa 11 % der Standorte weisen eine jährliche Nachfrage von über 500 GWh_{H₂eq} auf. Hierunter fallen die industriellen Großanwendungen in der Herstellung von Basischemikalien und Stahl sowie dem Einsatz von Ammoniak und synthetischen Fluggastkraftstoffen.

Aus der modellhaften Betrachtung lassen sich eine Reihe von Schlussfolgerungen ableiten hinsichtlich der Relevanz alternativer Infrastrukturen für den Derivatetransport und den Wechselwirkungen zwischen Wasserstoffimportoptionen und inländischer Marktentwicklung.

1) Die beantragte Ausgestaltung des Wasserstoff-Kernetzes deckt die identifizierte potenzielle Wasserstoffnachfrage im Jahr 2035 nahezu vollständig ab.

Sämtliche identifizierten Standorte potenzieller Wasserstoffgroßnachfrager im Jahr 2035 werden durch das Wasserstoff-Kernetz erreicht. Einige Standorte, die eine geringere Wasserstoffnachfrage aufweisen, haben keine unmittelbare Verbindung zum Wasserstoff-Kernetz. In allen identifizierten Fällen bestehen jedoch alternative Versorgungsmöglichkeiten über andere Verkehrsträger. Insgesamt deckt das Wasserstoff-Kernetz 77 % der identifizierten Standorte und über 99 % der berücksichtigten Wasserstoffnachfrage ab.

2) Der Transport von Wasserstoff(-derivaten) per Binnenschiff oder Bahn stellt in vielen Fällen eine mögliche Alternative oder Ergänzung zur pipelinegebundenen Standortversorgung dar.

Inwieweit und für welche Anwendungsfälle ein Transport von Wasserstoffderivaten zusätzlich zum Transport von molekularem Wasserstoff über das Wasserstoff-Kernetz sinnvoll erscheint, hängt im Wesentlichen vom nachgefragten Wasserstoff bzw. seinem Derivat ab.

An den Standorten, an denen rein molekularer Wasserstoff nachgefragt wird und eine direkte Derivateverwendung nicht in Frage kommt, stellt die leitungsgebundene Versorgungsmöglichkeit per Pipeline die kostengünstigste Option dar, vorausgesetzt, dass eine Anschlussoption gegeben ist. Dies trifft auf knapp Dreiviertel der Standorte zu, auf die rund 32 % des Gesamtbedarfs entfallen. An den übrigen Standorten mit Nachfrage nach molekularem Wasserstoff, die bis 2035 aber nicht ans Wasserstoffkernetz angeschlossen werden können, kann die Versorgung per Bahn und in einigen Fällen per Binnenschiff erfolgen. Dabei zeigt der Kostenvergleich zwischen Bahn und Binnenschiff keine eindeutige Präferenz. Vielmehr liegen die Bereitstellungsgesamtkosten des schiffsbasierten und schienengebundenen Transports in etwa gleich auf. Ein Vergleich der Wasserstoffbedarfe im Jahr 2035 mit den Transportkapazitäten der verschiedenen Infrastrukturen zeigt, dass die Wasserstoffmengen, die sich mit einem dezidierten Ganzzug oder Binnenschiff in Form von Ammoniak transportieren lassen, den täglichen Bedarf an über 90 % der betrachteten Standorte um ein Vielfaches übersteigen. Insofern stellen diese Verkehrsträger insbesondere für die Hochlaufphase valide Optionen dar. Auch langfristig ließen sich im Jahr 2045 über 80 % der identifizierten Wasserstoffnachfragen auf diese Weise abdecken.

Das Schienennetz erscheint aufgrund des hohen Abdeckungsgrades als eine für viele Standorte mögliche Alternative zur pipelinebasierten Wasserstoffversorgung. Insbesondere während der kurz- bis mittelfristigen Markthochlaufphase, in der noch vergleichsweise geringe Mengen an Wasserstoff zum Einsatz kommen und ein Großteil des Gasnetzes noch für die Versorgung mit Erdgas benötigt wird, kann der schienengebundene Transport eine flexible Möglichkeit zur Standortversorgung darstellen. Innerhalb des Bahnnetzes existiert ein Wettbewerb um freie Trassen, die eine Voraussetzung dafür sind, dass beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft auf die Schieneninfrastruktur in Ergänzung zum Wasserstoffkernetz zurückgegriffen werden kann. Zwar bewegt sich das Bahnnetz insbesondere auf den Hauptverkehrsachsen nahe der Belastungsgrenze, doch versprechen zwei Entwicklungen für Entspannung zu sorgen: Im September 2023 haben der Bund und die Deutsche Bahn ein umfassendes

Infrastrukturprogramm für das Schienennetz vorgelegt, in dem die Sanierung hochbelasteter Netzabschnitte und ein damit verbundener Ausbau zu einem Hochleistungsnetz mit einer Länge von 9.000 Kilometern bis zum Jahr 2030 vorgesehen ist (DB 2023). Zum anderen versprechen sinkende Bedarfe an fossilen Energieträgern vor allem bei Steinkohle und erdölbasierten Kraftstoffen trotz eines steigenden Gesamtgüteraufkommens benötigte Trassen freizumachen, die zum Transport von Wasserstoff und insbesondere Wasserstoffderivaten genutzt werden können.

Um die tatsächliche Umsetzbarkeit der Standortversorgung durch alternative Infrastrukturen zu gewährleisten, sind darüber hinaus noch weitere Fragen zu klären.

- Notwendige Bedingung ist eine ausreichende Verfügbarkeit importierbarer Wasserstoffderivate. Hier kann eine diversifizierte Importstrategie eine Grundlage bieten, um einen entsprechenden Hochlauf zu ermöglichen und zu fördern.
- Darüber hinaus ist zu beachten, dass es sich bei Wasserstoff und mit Ausnahme von LOHC bei allen Derivaten um Gefahrgüter handelt, für die insbesondere für den containerbasierten Transport hohe Sicherheitsauflagen bestehen. Zwar existieren für Derivate wie Ammoniak oder Methanol bereits heute etablierte Logistikketten, jedoch ist davon auszugehen, dass die logistischen Herausforderungen bei einem großskaligen innerdeutschen Transport zunehmen werden.
- Nicht zuletzt erfordert der Einsatz von Derivaten als Wasserstoffträgermedien die anwenderseitige Investition in die erforderliche Rekonversionsanlage. Die Wirtschaftlichkeit einer derartigen Investitionsentscheidung ist aus heutiger Sicht noch mit großen Unsicherheiten behaftet. So hängt sie unter anderem von dem Verhältnis der Bezugskosten importierter Derivate zu jenen alternativer Energieträger ab.
- Da viele der Rekonversionstechnologien noch vergleichsweise geringe technologische Reifegrade aufweisen, besteht auch ein gewisses First-Mover-Risiko, welches die Investitionsentscheidung zusätzlich hemmt. Hier könnten geeignete Förderinstrumente (bspw. Carbon Contracts for Difference) Abhilfe schaffen.

3) Die stoffliche Verwendung importierter Derivate kann gegenüber der inländischen Erzeugung aus importiertem Wasserstoff mit ökonomischen Vorteilen verbunden sein.

Ein differenzierteres Bild hinsichtlich der komparativen Kosten ergibt sich an den Standorten, die Wasserstoff zur Produktion von Ammoniak oder zur Herstellung von Basischemikalien und synthetischen Kraftstoffen einsetzen. Hier zeigt der Vergleich, dass eine direkte Verwendung importierter Derivate an den Endverbrauchsstandorten unter den getroffenen Annahmen Kostenvorteile aufweist. Hierbei ist der Hinweis wichtig, dass es sich nicht um gesamtwirtschaftliche oder um eine betriebswirtschaftliche (marktpreisbasierte), sondern eine systemische (kostenbasierte) Betrachtung handelt.

- An den fünf betrachteten Ammoniaksynthesestandorten erweist sich der Bahntransport als die günstigste Option, wobei die Bereitstellung per Schiff zu vergleichbaren Kosten möglich ist.
- An den betrachteten petrochemischen Standorten zeigt sich, dass die Bereitstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha und Methanol jeweils per Pipeline, per Schiene und über das Wasser zu nahezu gleichen Kosten möglich ist. Bei der standortspezifischen Betrachtung wird deutlich, dass zwar acht von 40 Standorten über eine Produktpipeline erreicht werden können, Bahn und Wassertransport aber die günstigsten Optionen bieten.
- Auch bei der Nachfrage nach FT-Kerosin weist die direkte Derivatverwendung einen Kostenvorteil auf. Dabei stellen die Bahn und die Binnenschifffahrt synthetisches Kerosin zu etwa gleich hohen Kosten bereit.

Abhängig vom betrachteten Anwendungsfall liegen die Kosten für die inländische Herstellung der zu verwendenden Derivate unter den getroffenen Annahmen um 5–10 % (EU-Import) bzw. 40–55 % (AUS-Import) über jenen der Direktverwendung, abhängig davon, ob ein Wasserstoffimport aus dem europäischen Ausland oder aus Übersee unterstellt wird. Da der Import aus Übersee containergebunden in Form von Derivaten erfolgt, spiegeln die damit einhergehenden höheren Mehrkosten neben den höheren distanzabhängigen Transportkosten auch den systemischen Effizienzverlust wider, der mit dem zusätzlich erforderlichen Konversionsschritt einhergeht. Es ist allerdings auch anzumerken, dass bei Standorten mit einem hohen Maß an Prozessintegration, zusätzliche Kosten bei einer

Umstellung auf einen direkten Derivatebezug entstehen können, die in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt wurden.

Dem möglichen mit dem direkten Derivatebezug einhergehenden komparativen Kostenvorteil steht ein Rückgang in der regionalen Wertschöpfung sowie eine mögliche Einbuße an Unabhängigkeit durch die Verlagerung eines Teils der Wertschöpfungskette in das exportierende Ausland gegenüber. Neben techno-ökonomischer Aspekte sind hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit der Verwendung importierter Derivate als Rohstoff folglich weitere Aspekte wie regionale, sozio-ökonomische Auswirkungen oder strategische Gesichtspunkte (bspw. Versorgungssicherheit) zu berücksichtigen. Diese stellen wichtige Gesichtspunkte in der Ausgestaltung einer Wasserstoffimportstrategie dar.

4) Eine abgestimmte Entwicklung von H₂- und CO₂-Transportinfrastrukturen birgt ein relevantes Synergiepotenzial.

Grundsätzlich stellt sich bei allen kohlenstoffhaltigen Wasserstoffderivaten die Frage nach einer klimaneutralen Kohlenstoffquelle, die im Rahmen dieser Studie nicht tiefergehend behandelt wurde. Bei beiden Pfaden (Import von kohlenstoffhaltigen Derivaten versus inländische Produktion) wurde aus Konsistenzgründen CO₂-Luftabscheidung als Kohlenstoffquelle angenommen. Diese Technologie kann überall eingesetzt werden und bedarf keiner CO₂-Transportinfrastruktur, ist jedoch aufgrund der geringen atmosphärischen CO₂-Konzentration ineffizient. Aufgrund der höheren Strompreise führt diese Annahme zudem zu einer Schlechterstellung inländischer Produktionsstätten.

Die Nutzung konzentrierter, bilanziell treibhausgasneutraler Kohlenstoffquellen biogenen Ursprungs bieten das Potenzial, den Prozess effizienter und kostengünstiger zu gestalten und könnte ein Standortvorteil für die inländische Herstellung synthetischer Energie- und Rohstoffe darstellen. Da zur Erreichung des Nettonullziels eine Abscheidung unvermeidbarer CO₂-Emissionen notwendig sein wird, ist der hierfür erforderliche Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur nur in begrenztem Maße mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten verbunden. Eine abgestimmte Entwicklung von H₂- und CO₂-Transportinfrastrukturen birgt somit ein relevantes Synergiepotenzial.

Hinsichtlich der Importe kohlenstoffhaltiger Derivate ist ein internationales Zertifizierungssystem notwendig, um die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien bei der Herstellung synthetischer Energieträger sicherzustellen.

5) Die Nachnutzungsmöglichkeit bestehender Infrastrukturen wird durch den erforderlichen Weiterbetrieb geschmälert.

Es existieren deutliche Anreize, existierende und für die Erdgasversorgung nicht mehr benötigte Pipelines in den Aufbau des Kernnetzes einzubeziehen und auf den Transport von Wasserstoff umzustellen. Durch eine Leitungsumstellung lassen sich zwischen 70 % und 90 % der investitionsabhängigen Kosten einsparen. Allerdings muss die Versorgung mit Erdgas noch für eine lange Übergangszeit sichergestellt werden, was die Möglichkeiten einer frühzeitigen Einbindung existierender Erdgasleitungen schmälert. Neben den aufzubauenden Wasserstoffinfrastrukturen rücken CO₂-Infrastrukturen auch zunehmend in den Fokus. Dadurch ergeben sich kurz- bis mittelfristig weitere Konkurrenzen um und langfristig weitere Perspektiven für bestehende Infrastrukturen.

Daraus leitet sich insbesondere für die Hochlaufphase eines Wasserstoffmarktes der Bedarf nach einer flexiblen Interimslösung ab, die zusätzliche Transportkapazitäten bereitstellen kann, ohne signifikante Stranded Investments hervorzurufen. Dies kann durch eine effektive Nutzung der Verkehrsträger Schiene und Binnenschiff erreicht werden.

6 Handlungsempfehlungen und Ausblick

Um den Einsatz von Wasserstoff als Defossilisierungsoption des Energiesystems sowie zur Transformation von Industrieprozessen zu ermöglichen, werden mittel- bis langfristig neben der inländischen Erzeugung Wasserstoffimporte eine wichtige Rolle spielen. Neben dem pipelinebasierten Import von komprimiertem Wasserstoff aus dem europäischen Ausland wird auch dem schiffsbasierten Transport von Derivaten über weitere Distanzen eine hohe Bedeutung beigemessen. Dabei können Derivate als Trägermedium eingesetzt werden, aus denen der Wasserstoff nach erfolgtem Import in einem Dehydrierungsprozess wieder herausgelöst wird, um anschließend in molekularer Form eingesetzt zu werden. Darüber hinaus können importierte Derivate auch unmittelbar als Rohstoff oder Energieträger eingesetzt werden und potenziell im Wettbewerb mit der inländischen Produktion stehen. Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Versorgungsoptionen, die sich durch die verschiedenen Importformen von Wasserstoff ergeben, aufzuzeigen und zu vergleichen.

Im Ergebnis ist die Wasserstoffversorgung über Pipelines unter den getroffenen Annahmen die kostengünstigste Variante, wenn molekularer Wasserstoff benötigt wird. Kleinere Verbraucher, die molekularen Wasserstoff benötigen und bis 2035 nicht mit einem Netzanschluss rechnen können, lassen sich prinzipiell per Schiff und insbesondere per Bahn beliefern. Die Wasserstoffmenge, die sich mit einem Vollzug transportieren lässt, übersteigt den täglichen Bedarf an 95 % der betrachteten Standorte um ein Vielfaches. An Standorten, an denen eine Verwendung von Wasserstoffderivaten angestrebt wird, zeigt die Studie auf, dass der direkte Derivatimport Kostenvorteile gegenüber der inländischen Herstellung in Kombination mit importiertem Wasserstoff aufweist. Hier stellen alle drei Verkehrsträger – Pipeline, Güterzug und Binnenschiff – relevante Versorgungsoptionen dar, wobei der größte Anteil der identifizierten Energiebedarfe schiffsgebunden transportiert wird. Insgesamt weisen die Versorgungsketten dieser drei Transportoptionen jedoch nur geringe Kostendifferenzen auf.

Aus den Analyseergebnissen lassen sich eine Reihe von Handlungsempfehlungen ableiten:

1) Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes sollte weiterverfolgt werden, wobei Dimensionierung und Topologie laufend zu überprüfen sind und die Einbindung von Speichern bei der Planung stärker berücksichtigt werden muss.

Der leitungsgebundene Pipeline-Transport stellt im Falle der Nachfrage nach molekularem Wasserstoff die kostengünstigste Variante dar. Insofern ist der Vorschlag der FNB zum Aufbau des Kernnetzes zu begrüßen. Topologie und Dimensionierung sollten laufend überprüft und in Analogie zu Netzentwicklungsplänen fortlaufend aktualisiert werden. Dabei sind insbesondere die getroffenen Annahmen über abzudeckende maximale Ein- und Ausspeiseleistungen zu überprüfen. Des Weiteren sollte eine verbesserte Berücksichtigung von Speichermöglichkeiten in die Berechnungen integriert werden. Beide Aspekte bilden wesentliche Elemente des Netzplanungsprozesses und wirken sich unmittelbar auf die Netzauslastung aus, die wiederum die zu erhebenden Netzentgelte stark beeinflusst.

2) Der gezielte Aus- und Neubau von Bahnstrecken ist essenziell und die Entwicklung des Bahnnetzes zum Hochleistungsnetz sollte forciert werden.

Zur flächendeckenden Versorgung mit Wasserstoff stellt der schienengebundene Transport ein wichtiges Rückgrat dar. Da trotz sinkenden Transportmengen bei Kohle und Mineralölprodukten mit einer insgesamt steigenden Auslastung des Schienennetzes zu rechnen ist, sollte der gezielte Aus- und Neubau von Bahnstrecken forciert und die Entwicklung zum Hochleistungsnetz verfolgt werden.

Das Schienennetz erscheint aufgrund des hohen Abdeckungsgrades als eine für viele Standorte mögliche Alternative zur pipelinebasierten Wasserstoffversorgung. Um dieses Potenzial realisieren zu können, ist es essenziell, dass an dem im September 2023 vorgestellten Infrastrukturprogramm festgehalten wird und die geplanten Streckenerneuerungen zum Ausbau zu einem Hochleistungsnetz konsequent verfolgt werden. Wenn ein großskaliger multimodaler innerdeutscher Transport

von Wasserstoffprodukten angestrebt wird, ist eine detailliertere Risikoanalyse und die Erstellung eines entsprechenden Konzepts zum Umgang mit den damit einhergehenden logistischen Herausforderungen erforderlich.

3) Die erwartete Importstrategie muss möglichst zeitnah veröffentlicht werden und richtungsweisende Entscheidungen über Import versus inländische Produktion beinhalten.

Die in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie angekündigte Importstrategie sollte möglichst zeitnah ausgearbeitet und publiziert werden. Sie sollte Aufschluss über grundlegende Fragen geben und insbesondere grundlegende Entscheidungen über das Verhältnis zu inländischen Produktionskapazitäten für Wasserstoffderivate beinhalten. Dabei sind sozio-ökonomische Auswirkungen, strategische Gesichtspunkte wie bspw. Versorgungssicherheit sowie weitere industriepolitische Aspekte zu berücksichtigen.

Ferner ist eine diversifizierte Importstrategie notwendig, die ausreichende Mengen verschiedenartiger Wasserstoffprodukte einbezieht. Eine explizite Differenzierung in die verschiedenen Produkte und ihre Nachfrage ist nicht nur für potenzielle Exporteure weltweit ein wichtiges Signal, sondern auch für eine frühzeitige Identifikation von Engpässen im Hochlauf der entsprechenden Transportinfrastrukturen wichtig. Die Ausgestaltung geeigneter Förderinstrumente kann benötigte Investitionsanreize unterstützen und einen frühzeitigen Aufbau benötigter Infrastrukturen ermöglichen.

4) Importierte Wasserstoffderivate sollten zunächst stofflich genutzt werden und erst danach als Wasserstoffträger zur Dehydrierung dienen.

Wenn Wasserstoffderivate als Wasserstoffträger zur Dehydrierung genutzt werden, kann der zusätzliche Konversionsschritt zu gesamtsystemischen Effizienzeinbußen und im Zuge dessen zu höheren Gesamtkosten führen. Deshalb sollten importierte Derivate insbesondere in der Markthochphase in erster Linie stofflich verwendet werden. Mögliche Auswirkungen auf die inländischen Produktionskapazitäten und etwaige daraus resultierende Konflikte mit industriepolitischen Zielsetzungen sind dabei zu berücksichtigen.

5) Langfristig sollten auch Produktpipelines bei der Verteilung von Wasserstoffderivaten berücksichtigt und deren Planung frühzeitig in Angriff genommen werden.

Bei der gezielten Versorgung mit Fischer-Tropsch-Naphtha und Methanol spielen Produktpipelines im Zeitraum bis 2035 eine untergeordnete Rolle. Dennoch könnten sie langfristig und bei entsprechend hohen zu transportierenden Mengen als Transportmöglichkeit berücksichtigt werden. Deren Planung ist frühzeitig anzugehen. Bestehende Produktpipelines (bspw. für Erdöl) sollten als Nachnutzungsmöglichkeit in Betracht gezogen werden.

6) Beim Import kohlenstoffhaltiger Wasserstoffderivate müssen Nachhaltigkeitskriterien über den Aufbau eines internationalen Zertifizierungssystems sichergestellt werden.

Die Sicherstellung langfristig nachhaltiger und klimaneutraler Kohlenstoffquellen ist ein kritischer Gesichtspunkt bei kohlenstoffhaltigen Wasserstofflieferketten. Die Nutzung inländischer, bilanziell treibhausgasneutraler Kohlenstoffquellen biogenen Ursprungs bietet das Potenzial, regionale Kohlenstoffkreisläufe zu schließen und somit den Herstellungsprozess kohlenstoffhaltiger Wasserstoffderivate effizienter und potenziell kostengünstiger zu gestalten. Zur Verhinderung von Carbon leakage ist die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien bei der Herstellung synthetischer Energieträger im außereuropäischen Ausland sicherzustellen. Dazu bedarf es eines entsprechenden Zertifizierungssystems.

7) Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen sollten gemeinsam und unter Berücksichtigung beidseitiger Wechselwirkungen geplant und aufgebaut werden.

Die sich abzeichnende Notwendigkeit, neben dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes auch geschlossene Kohlenstoffkreisläufe über den Aufbau eines CO₂-Netzes zu ermöglichen, macht eine abgestimmte Entwicklung beider Infrastrukturen notwendig. Dies ist insbesondere auf gegenseitige Wechselwirkungen sowie eine Konkurrenzsituation bei der Weiternutzung existierender Infrastrukturen zurückzuführen. Die gemeinsame Planung erlaubt das Heben von Synergiepotenzialen und stellt einen deutlichen Effizienzgewinn in Aussicht.

Ausblick auf den Zeitraum von 2035 bis 2045

Es ist davon auszugehen, dass der Wasserstoffeinsatz in den Jahren nach 2035 noch bedeutsam zunehmen wird und die Bedarfsmengen im Jahr 2045 deutlich über denen im Jahr 2035 liegen werden. In den in Abschnitt 3.1 vorgestellten Entwicklungsszenarien ist der Endenergieverbrauch von Wasserstoff im Jahr 2045 ca. drei- bis viermal höher als im Jahr 2035 (abhängig vom unterstellten Szenario). Hinzukommt ein höherer stofflicher Einsatz von Wasserstoff als Industriegrundstoff sowie ein Bedarf an Wasserstoff zur Erzeugung von Strom und Fernwärme.

Für den Zeitraum nach 2035 ist davon auszugehen, dass es technische Fortschritte im Umgang und der Speicherung von Flüssigwasserstoff zum einen erlauben, Wasserstoff in verflüssigter Form, auch über weitere Entfernungen, bspw. per Hochseeschiff, zu transportieren. Zum anderen könnten explizite Anwendungsfälle für den Einsatz von Flüssigwasserstoff entstehen. Beides ist mit Auswirkungen auf die zu planenden und aufzubauenden Infrastrukturen verbunden und deshalb im Planungsprozess zu berücksichtigen. Zum Transport größerer Wasserstoffmengen über weite Entfernungen sind die beiden Transportoptionen Flüssigwasserstoff und Ammoniak kostenseitig vergleichbar. Aus heutiger Sicht ist es schwierig abzuschätzen, welche Technologie sich langfristig gegen die andere behaupten und sich durchsetzen kann. Mit einer expliziten Nachfrage nach Flüssigwasserstoff könnte es einen zusätzlichen Anreiz geben, auf den Transport von Flüssigwasserstoff zu setzen, da der Regasifizierungsprozess eingespart werden könnte und sich bei Ammoniak zusätzlich zum Cracken noch die Verflüssigung anschließen würde. Wie groß der Bedarf an flüssigem Wasserstoff ausfällt, ist nicht eindeutig abschätzbar. Galt bspw. der Schwerlastverkehr lange Zeit als potenzieller Nachfrager, zeigen neuere Entwicklungen, dass Batterien zunehmend auch in schweren Nutzfahrzeugen eingesetzt werden, was die Nachfrage nach Flüssigwasserstoff langfristig drücken könnte. Darüber hinaus sind die Potenziale einer direkten energetischen Verwendung von Derivaten wie Ammoniak oder Methanol als Energieträger bspw. zur Prozessdampferzeugung noch offen. Auch dies kann Auswirkungen auf die benötigte Infrastruktur haben und sollte bei der Planung berücksichtigt werden.

Mit der Bedarfszunahme an Wasserstoff und anderen alternativen Energieträgern geht der Rückgang im Verbrauch fossiler Energieträger einher. Dadurch werden zunehmend Infrastrukturen und Verkehrsträger frei, die für den Transport von Wasserstoffprodukten genutzt werden können.

Dies trifft insbesondere auf die heute Erdgas transportierenden Gasnetze zu: Mit einer Gesamtlänge an Fernleitungen von ca. 40.000 km ist es etwa viermal so groß wie das aktuell vorgeschlagene Wasserstoff-Kernnetz und erschließt weite Teile Deutschlands. Eine weitergehende Umstellung auf Wasserstoff erscheint hierbei als prinzipiell sinnvolle Option für die Weiternutzung, ist jedoch mit einigen Herausforderungen behaftet. So muss die Umstellung im Einklang mit den Erneuerungszyklen der verschiedenen Nachfrager erfolgen, sodass Leitungsstränge zum geeigneten Zeitpunkt auf den Wasserstoffbetrieb umgestellt werden und gleichzeitig die Erdgasversorgung der übrigen Standorte gewährleistet werden kann. Darüberhinaus ist bei der Auslegung auf eine ausreichende Auslastung zu achten, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen.

Alternative Infrastrukturen wie Binnenschiffe und der schienengebundene Transport werden mit hinreichender Wahrscheinlichkeit während der Hochlaufphase eine wichtige ergänzende Rolle zum Wasserstoffnetz spielen. Darüber hinaus könnten sie aber auch langfristig die Versorgung an kleineren Wasserstoffverbrauchsstandorten sicherstellen. Dies könnte auch in kombinierter Form erfolgen. Während in der Hochlaufphase davon auszugehen ist, dass die Verkehrsträger Binnenschiff und Schiene die Transportkette zwischen Importhub und Abnehmer jeweils nahezu vollständig abdecken, könnten sich langfristig auch multimodale Transportketten entwickeln, bei denen verschiedene Verkehrsträger und Infrastrukturen monbiniert werden.

Produktpipelines stellen eine effiziente Option dar, um große Energiemengen in Industrieballungsgebiete oder zu Chemieclustern zu transportieren. Deren Bedeutung für Wasserstoffderivate wie Ammoniak, synthetisches Naphtha oder Methanol könnte mit steigenden Bedarfen wachsen. Während dieser Möglichkeit kurz- bis mittelfristig noch genehmigungsrechtliche Hürden und Akzeptanzfragen im Wege stehen, stellt sie aus Sicht der Autoren langfristig eine sinnvolle, ergänzende Versorgungsoption dar, insbesondere wenn sie abgestimmt mit entsprechenden Entwicklungen in den europäischen Nachbarländern erfolgt.

7 **Abbildungsverzeichnis**

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 1: | Betrachtete Technologieoptionen..... | 7 |
| Abbildung 2: | Eigenschaften von Wasserstoff und seinen Derivaten | 9 |
| Abbildung 3: | Prozesskette Wasserstoff | 10 |
| Abbildung 4: | Prozesskette LOHC | 12 |
| Abbildung 5: | Prozesskette Ammoniak..... | 12 |
| Abbildung 6: | Prozesskette Methanol | 14 |
| Abbildung 7: | Prozesskette Fischer-Tropsch-Produkte | 15 |
| Abbildung 8: | Modellannahmen Konversionskosten | 15 |
| Abbildung 9: | Pipelinenetze für den Transport von Wasserstoff, Rohöl und Petroprodukte | 17 |
| Abbildung 10: | Güterverkehrsaufkommen und -leistung auf dem Schienennetz 2021..... | 18 |
| Abbildung 11: | Güterverkehrsaufkommen und -leistung in der Binnenschifffahrt 2021 | 18 |
| Abbildung 12: | Zusammenfassende Darstellung der Transportkosten für die Modellierung..... | 19 |
| Abbildung 13: | Szenarien zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs | 21 |
| Abbildung 14: | Einordnung der in dieser Studie unterstellten grünen Wasserstoffnachfrage im Jahr 2035..... | 21 |
| Abbildung 15: | Bedarfsentwicklung von grünem Wasserstoff zur Ammoniakherstellung..... | 22 |
| Abbildung 16: | Wasserstoff zur Stahlerzeugung und -verarbeitung in Deutschland..... | 23 |
| Abbildung 17: | Wasserstoff in der petrochemischen Industrie in Deutschland..... | 24 |
| Abbildung 18: | Entwicklung der Anteile von synthetischem Kerosin am Gesamtverbrauch | 25 |
| Abbildung 19: | Wasserstoff zur Herstellung von synthetischem Kerosin in Deutschland..... | 26 |
| Abbildung 20: | Wasserstoff zur sonstigen Prozesswärmeerzeugung in Deutschland..... | 27 |
| Abbildung 21: | Szenarische Wasserstofferzeugung in Europa und Deutschland | 28 |
| Abbildung 22: | PtX-Erzeugungspotenziale in Australien..... | 28 |
| Abbildung 23: | Distanzabhängige Wasserstoffbezugskosten..... | 29 |
| Abbildung 24: | Darstellung angenommener Importkosten für die Modellrechnung..... | 29 |
| Abbildung 25: | Kostenmodell zur Bewertung der Versorgungsketten | 30 |
| Abbildung 26: | Gesamtdarstellung des analysierten Versorgungsnetzes und Verteilung der Nachfragestandorte..... | 31 |
| Abbildung 27: | Abdeckungsgrad der betrachteten Infrastrukturen | 32 |
| Abbildung 28: | Boxplot der Kostenspannen in den analysierten Versorgungsketten | 33 |
| Abbildung 29: | Schematische Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für NH ₃ | 34 |
| Abbildung 30: | Use Case Ammoniak: Versorgungsalternativen | 34 |
| Abbildung 31: | Infrastruktursystem für Ammoniak | 35 |
| Abbildung 32: | Schematische Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für Stahl | 36 |
| Abbildung 33: | Use Case Stahl: Versorgungsalternativen | 36 |
| Abbildung 34: | Infrastruktursystem für Stahl | 37 |

| | |
|--|----|
| Abbildung 35: Schematische Darstellung der 54 modellierten Versorgungsketten für Petrochemie..... | 38 |
| Abbildung 36: Use Case Petrochemie: Versorgungsalternativen | 38 |
| Abbildung 37: Infrastruktursystem für Petrochemie | 39 |
| Abbildung 38: Schem. Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für FT-Kerosin | 40 |
| Abbildung 39: Use Case FT-Kerosin: Versorgungsalternativen | 40 |
| Abbildung 40: Infrastruktursystem für FT-Kerosin | 41 |
| Abbildung 41: Schematische Darstellung der 27 modellierten Versorgungsketten für Übrige Anwendungen | 42 |
| Abbildung 42: Use Case übrige Anwendungen: Versorgungsalternativen | 42 |
| Abbildung 43: Infrastruktursystem für übrige Anwendungen | 43 |
| Abbildung 44: Kostenoptimale Versorgungsketten | 44 |
| Abbildung 45: Kostenspannen der 27 modellierten Versorgungsketten zur Herstellung von grünem Ammoniak | 58 |
| Abbildung 46: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten zur Herstellung und Bearbeitung von Stahl | 58 |
| Abbildung 47: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten für die petrochemische Industrie | 59 |
| Abbildung 48: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten zur Bereitstellung von synthetischen Flugturbinenkraftstoffen | 59 |
| Abbildung 49: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten zur Bereitstellung von Wasserstoff für die übrigen Anwendungen..... | 60 |

8 Literaturverzeichnis

ADV (2018)

ADV-Monatsstatistik 12/2018. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Deutscher Verkehrsflughäfen.

AFC Energy (Hrsg.) (2023). *AFC Energy announces First Ever »International– UK« Ammonia Cracking Demonstration*. Online verfügbar unter <https://www.afcenergy.com/news/press-releases/afc-energy-announces-first-ever-international-uk-ammonia-cracking-demonstration>.

Agora Industrie; FutureCamp; Wuppertal Institut; Ecologic Institut (2022)

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie. Agora Energiewende.

Ammonia Energy Association (2023)

Ammonia cracking technologies gather traction across Europe. Online verfügbar unter <https://www.ammoniaenergy.org/articles/ammonia-cracking-technologies-gather-traction-across-europe/>.

Atsonios, K.; Li, J.; Inglezakis, V. J. (2023) Process analysis and comparative assessment of advanced thermochemical pathways for e-kerosene production. In: *Energy*, 278, S. 127868.

BMWi (2020)

Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BMWK (2023)

Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023. Berlin.

Chemistry4Climate; DECHEMA e.V.; FutureCamp Climate GmbH (2023)

Chemistry4Climate - Abschlussbericht 2023. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Chemistry4Climate.

DB (2020)

Datenportal der Deutschen Bahn. Online verfügbar unter <https://data.deutschebahn.com/dataset/>, zuletzt geprüft am 04.12.2023.

DB Energie (2020)

Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz. Im Auftrag der LandesEnergieAgentur Hessen GmbH (LEA).

DEHSt (2023a)

Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2022. Stand 02.05.23. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt.

DEHSt (2023b)

Treibhausgasemissionen 2022. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2022). Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt.

dena (2022)

E-Kerosene for Commercial Aviation. From Green Hydrogen and CO2 from Direct Air Capture – Volumes, Cost, Area Demand and Renewable Energy Competition in the United States and Europe from 2030 to 2050. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.

destatis (2022)

Verkehr in Zahlen 2022/2023. 51. Jahrgang. Flensburg.

Deutsche Bahn (Hrsg.) (2023). *Bund und Deutsche Bahn bringen größtes Infrastrukturprogramm für die Schiene auf den Weg*. Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.deutschebahn.com/de/presse/presse-regional/pr-stuttgart-de/aktuell/presseinformationen/101_pm-Hochleistungsnetz-Deutschland-11731216.

- Di Lullo, G.; Giwa, T.; Okunlola, A.; Davis, M.; Mehedi, T.; Oni, A. O.; Kumar, A. (2022) Large-scale long-distance land-based hydrogen transportation systems: A comparative techno-economic and greenhouse gas emission assessment. In: International Journal of Hydrogen Energy, 47 (83), S. 35293–35319.
- DIHK (2020)
Wasserstoff - DIHK Fakten-Papier. Berlin.
- EE Energy Engineers; TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG; HydroHub (2023)
Ammoniak als Energieträger für die Energiewende. Eine Kurzstudie der EE Energy Engineers und der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG im Auftrag des Weltenergieat – Deutschland e.V. Berlin.
- EHB (2022)
European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries.
- en2x (2023)
Statistischer Jahresreport 2021. Berlin: WaterstofNet.
- ENTSOG (2021)
The European Natural Gas Network (Capacities at cross-border points on the primary market) - 2021. ENTSOG.
- Explortal Logistics (2023)
Binnenhäfen in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.explortal-logistics.net/logistische-knoten/binnenhaefen>, zuletzt geprüft am 04.12.2023.
- Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Manz, P.; Neuwirth, M.; Herbst, A.; Lotz, T. (2022)
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien 2045 - Industriesektor (Webinar Industrie). Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Technische Universität Berlin. Online verfügbar unter https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFSIII_Webinar16.11.2022_Industrie_final.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2023.
- Fluor (2023)
Large-Scale Industrial Ammonia Cracking Plant.
- FNB Gas (2023)
Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz. Berlin.
- GDWS (2021)
Geodatendienste. Online verfügbar unter https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/service/karten/02_Geodatendienste_Geoanwendungen/01_Geodatendienste_NEU/Geodatendienste_node.html#doc1232544bodyText1, zuletzt geprüft am 04.12.2023.
- Geinitz, C. (05.01.2023)
Norwegen will Deutschland mit Wasserstoff versorgen. In: Frankfurter Allgemeine Zeitung. Online verfügbar unter <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/norwegen-will-deutschland-mit-wasserstoff-versorgen-18580233.html#:~:text=Die%20norwegische%20Equinor%2C%20die%20fr%C3%BCher,2038%20sind%2010%20Gigawatt%20geplant.,> zuletzt geprüft am 04.12.2023.
- hysolutions (2023)
Wasserstoff-Transport. Online verfügbar unter <https://www.hysolutions.de/wasserstoff-in-der-industrie/wasserstoff-transport/>, zuletzt geprüft am 04.12.2023.
- IEA (2022)
Global Hydrogen Review 2022. Paris: International Energy Agency.
- Ishimoto, Y.; Voldsund, M.; Nekså, P.; Roussanaly, S.; Berstad, D.; Gardarsdottir, S. O. (2020)
Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan:

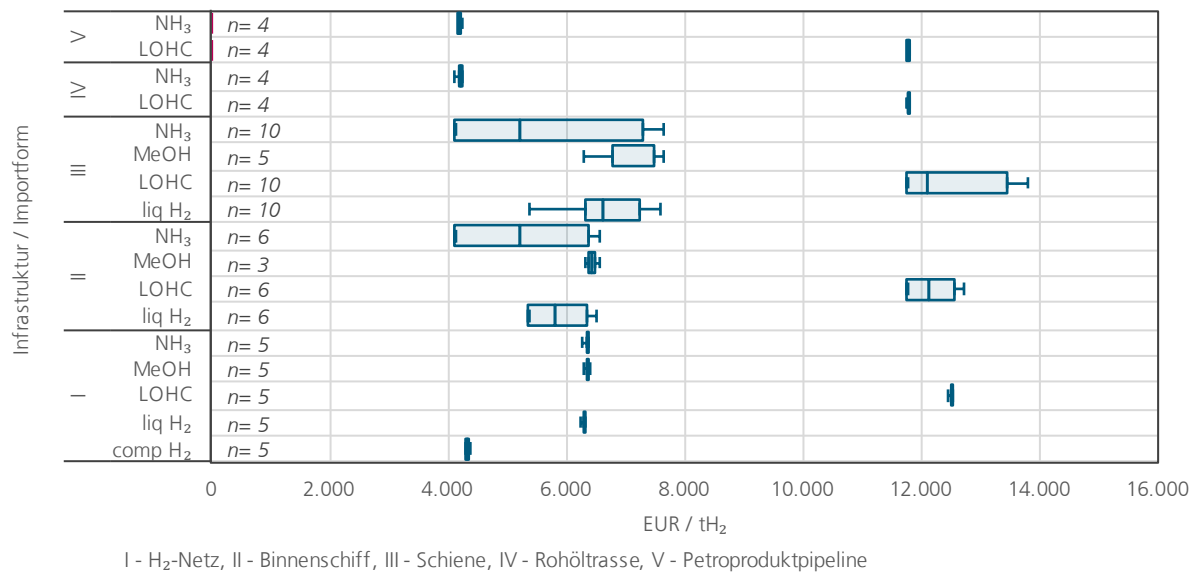
- Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. In: International Journal of Hydrogen Energy, 45 (58), S. 32865–32883.
- Iulianelli, A.; Ribeirinha, P.; Mendes, A.; Basile, A. (2014) Methanol steam reforming for hydrogen generation via conventional and membrane reactors: A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 29, S. 355–368.
- Johnston, C.; Ali Khan, M. H.; Amal, R.; Daiyan, R.; MacGill, I. (2022) Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia. In: International Journal of Hydrogen Energy, 47 (47), S. 20362–20377.
- LAK (2023)
Energiebilanzen der Länder. Online verfügbar unter <https://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/>.
- Leisin, M.; Radgen, P. (2022)
Glas 2045- Dekarbonisierung der Glasindustrie. Eine Roadmap vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung für den BV Glas. Stuttgart, Düsseldorf: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart.
- Michael Moritz; Max Schönfish; Simon Schulte (2023) Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities. In: International Journal of Hydrogen Energy, 48 (25), S. 9139–9154.
- Moritz Raab; Simon Maier; Ralph-Uwe Dietrich (2021) Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media. In: International Journal of Hydrogen Energy, 46 (21), S. 11956–11968.
- MWV (2021)
Mineralölversorgung mit Pipelines. Berlin.
- Neuwirth, M.; Fleiter, T.; Manz, P.; Hofmann, R. (2022) The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany. In: Energy Conversion and Management, 252, S. 115052.
- PLANCO Consulting; bfG (2007)
Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße. Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse.
- PwC (2020)
The dawn of green hydrogen. Maintaining the GCC's edge in a decarbonized world.
- Riemer, M.; Wachsmuth, J.; Pfluger, B.; Oberle, S. (2022)
Welche Treibhausgasemissionen verursacht die Wasserstoffproduktion? Vergleich der Treibhauswirkungen verschiedener Wasserstoffherstellungsprozesse entlang der Wertschöpfungskette. Veröffentlichung im Rahmen des Forschungsvorhabens »Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz« (FKZ 3720435030). Dessau-Roßlau.
- Schlemme, J.; Schimmel, M.; Achtelik, C. (2020)
Energiewende in der Industrie. Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie.
- Schluter, R. (2019)
Methanol to H2 Supply Systems (MHSS). Fuel Cell Mobility. Element 1 Corp.
- Scholz, A.; Schneider, C.; Saurat, M.; Theisen, S. (2023)
Das petrochemische System in Deutschland und Westeuropa. Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, den Niederlanden und Belgien. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt »Green Feedstock for a Sustainable Chemistry – Energiewende und Ressourceneffizienz im Kontext der dritten Feedstock-Transformation der chemischen Industrie«. Wuppertal Institut.
- Schorn, F.; Breuer, J. L.; Samsun, R. C.; Schnorbus, T.; Heuser, B.; Peters, R.; Stolten, D. (2021)
Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations. In: Advances in Applied Energy, 3, S. 100050.

- Sens, L.; Neuling, U.; Wilbrand, K.; Kaltschmitt, M. (2024) Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty-vehicles in 2030 and 2050 – A techno-economic well-to-tank assessment of various supply chains. In: International Journal of Hydrogen Energy, 52, S. 1185–1207.
- Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C.; Franke, K.; Deac, G.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea; Pia, M. (2021) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe.
- Siemens Energy; Nowega GmbH; Gascade Gastransport GmbH (2020) White Paper Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende. Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis.
- Spatolisano, E.; Pellegrini, L. A.; Angelis, A. R. de; Cattaneo, S.; Roccaro, E. (2023) Ammonia as a Carbon-Free Energy Carrier: NH₃ Cracking to H₂. In: Industrial & Engineering Chemistry Research, 62 (28), S. 10813–10827.
- Staiß, F.; Adolf, J.; Ausfelder, F.; Erdmann, C.; Hebling, C.; Jordan, T.; Klepper, G.; Müller, T.; Palkovits, R.; Poganietz, W.-R.; Schill, W.-P.; Schmidt, M.; Stephanos, C.; Stöcker, P.; Wagner, U.; Westphal, K.; Wurbs, S.; Fishedick, M. (2022a) Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030.
- Staiß, F.; Schmidt, M.; Stephanos, C.; Stöcker, P.; Wurbs, S. (2022b) Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Materialband. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.
- UBA (2016) Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt UBA.
- UBA (2021) Ammoniak (R-717). Natürliche Kältemittel in stationären Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/natuerliche-kaeltemittel-in-stationaeren-anlagen/kaeltemittel/ammoniak-r-717#undefined>, zuletzt geprüft am 09.12.2023.
- Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A.; Hank, C.; Sternberg, A.; Herkel, S.; Kost, C.; Ragwitz, M.; Herrmann, U.; Pfluger, B. (2021) Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus.
- WVStahl (2022) Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2022. Berlin: Wirtschaftsvereinigung Stahl WVStahl.

A Anhang

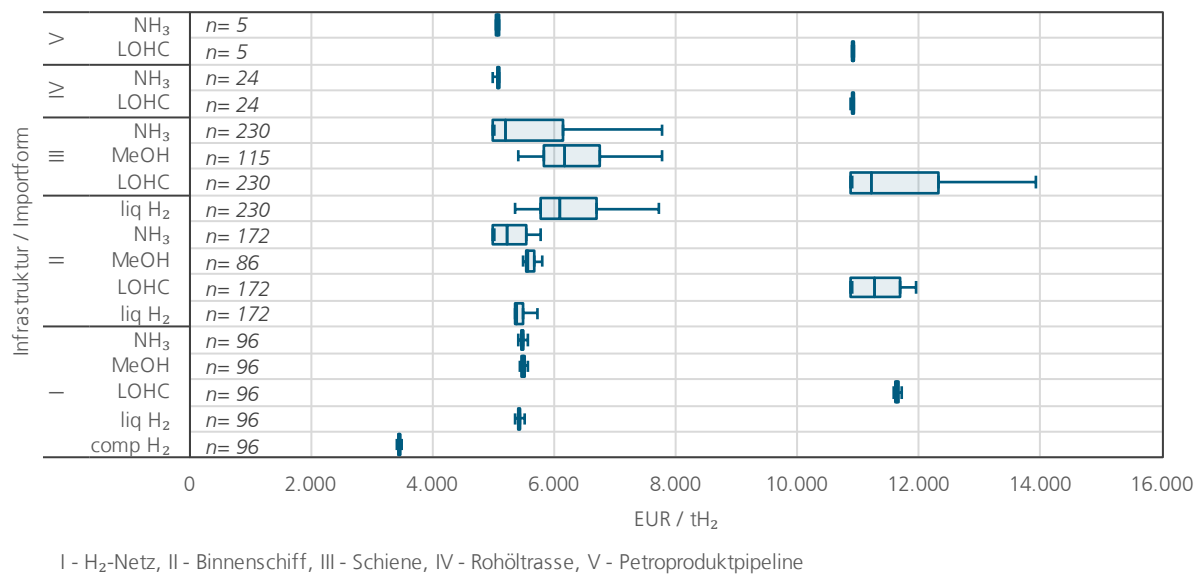
A 1 Kostenspannen in den Use Cases

Abbildung 45: Kostenspannen der 27 modellierten Versorgungsketten zur Herstellung von grünem Ammoniak



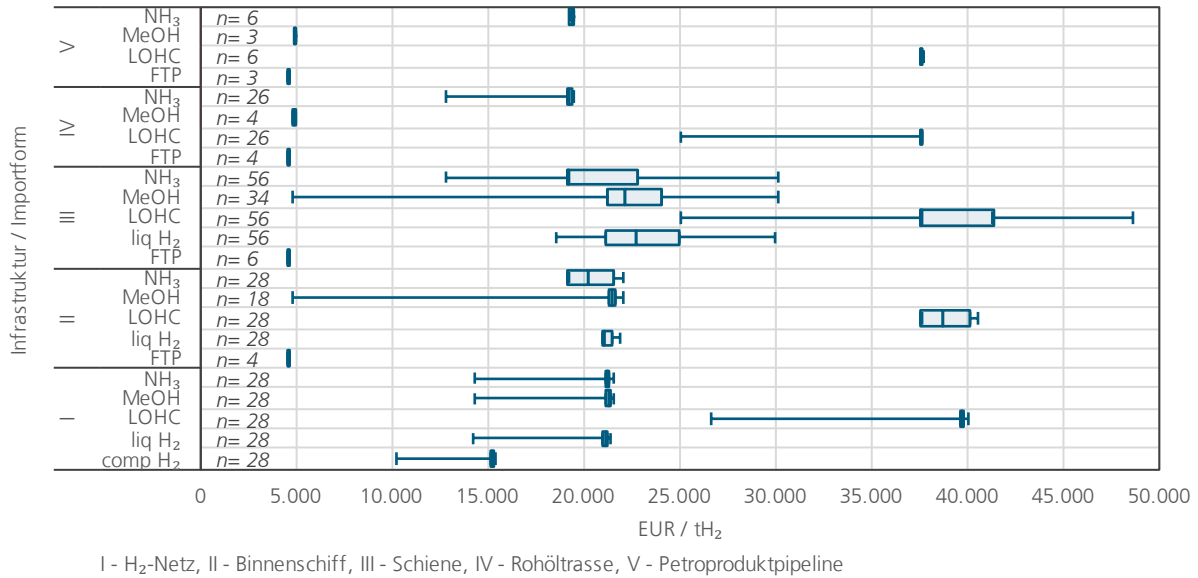
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 46: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten zur Herstellung und Bearbeitung von Stahl



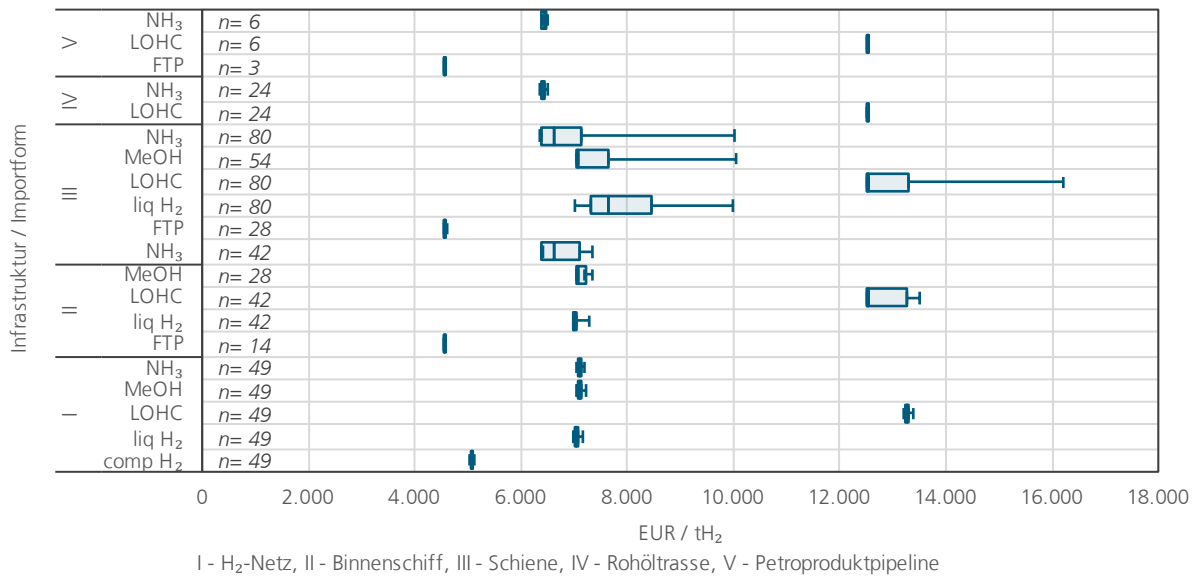
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 47: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten für die petrochemische Industrie



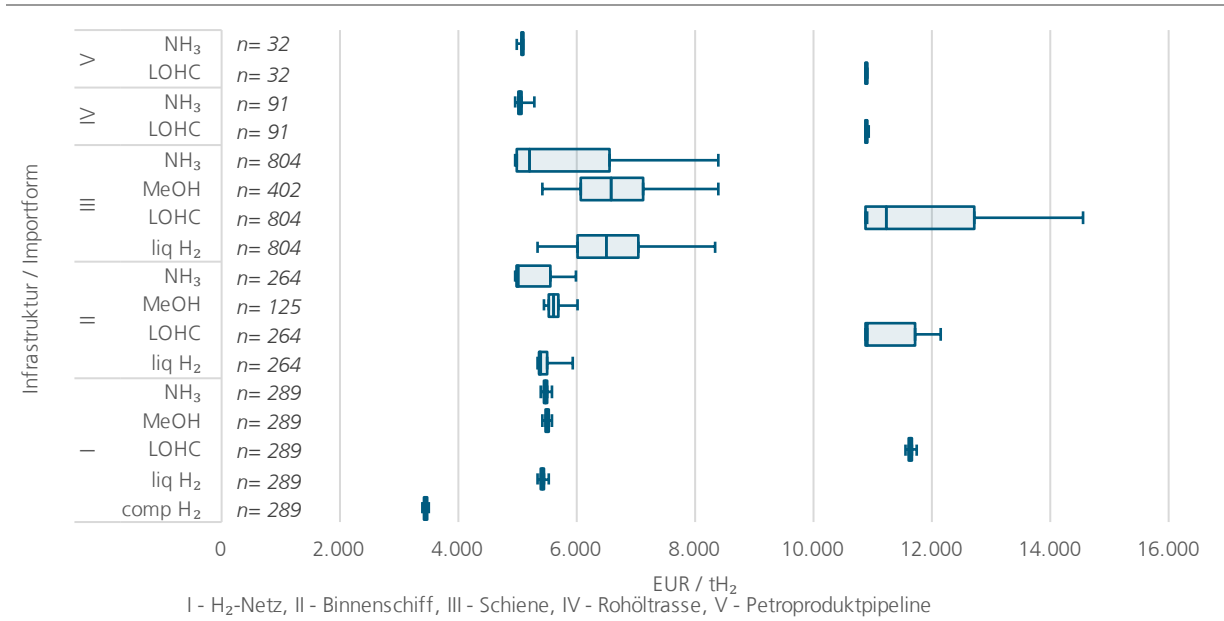
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 48: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten zur Bereitstellung von synthetischen Flugturbinenkraftstoffen



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 49: Kostenspannen der modellierten Versorgungsketten zur Bereitstellung von Wasserstoff für die übrigen Anwendungen



Quelle: eigene Darstellung

A 2 Grundlegende Modellannahmen

Wasserstoffimport

| generische Annahmen | | Preis (€/kWh) |
|----------------------------------|--|-----------------------------|
| WACC | | 8% |
| Auslastung | | 57% |
| Wasserstoffherzeugung | | Kosten (€/tH ₂) |
| H ₂ -Gestehungskosten | | 2.900 |
| Hilfsenergie | | Preis (€/kWh) |
| Strom Exportland | | 0,045 |
| Strom Deutschland | | 0,15 |
| Wärme Deutschland | | 0,1 |

| Exportregion | Iberische Halbinsel | Australien | Australien | Australien | Australien | Australien | Australien |
|-----------------|--|-----------------------------|-----------------|-----------------------------|-------------|-------------|-----------------------------|
| Transportmedium | H ₂ | NH ₃ | LH ₂ | CH ₃ OH | FT-Produkt | FT-Produkt | LOHC |
| Transportmittel | H ₂ -Gaspipeline Neubau, 1016mm | Produkten-/Chemikalietanker | TK-Tanker | Produkten-/Chemikalietanker | Rohöltanker | Rohöltanker | Produkten-/Chemikalietanker |

| Parameter | Einheit/ggf. Anmerkung | Iberische Halbinsel | Australien | Australien | Australien | Australien | Australien | Australien |
|-------------------------------|---------------------------|---------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Distanz | km | 1400 | 25300 | 25300 | 25300 | 25300 | 25300 | 25300 |
| WACC | %/a | 8% | 8% | 8% | 8% | 8% | 8% | 8% |
| Kosten H ₂ | €/t | 2900 | 2900 | 2900 | 2900 | 2900 | 2900 | 2900 |
| Kosten Hilfsstrom | €/kWh | 0,045 | 0,045 | 0,045 | 0,045 | 0,045 | 0,045 | 0,045 |
| Kosten Hilfsstoffe | €/t | | 55 | | 145 | | 145 | |
| CAPEX + O&M Wandlungsanlagen | €/t_H ₂ _ein | 16,62 € | 395,56 € | 922,97 € | 395,56 € | 525,41 € | 525,41 € | 680,36 € |
| Hilfsenergie | €/t_H ₂ _ein | 20,92 € | 67,50 € | 360,00 € | 54,00 € | 31,70 € | 31,70 € | 1.283,85 € |
| Hilfsstoffe | €/t_H ₂ _ein | - € | 254,76 € | - € | 1.055,11 € | 999,58 € | 999,58 € | 1.960,28 € |
| Transport | €/t_H ₂ _ein | 472,12 € | 486,16 € | 1.127,71 € | 357,06 € | 87,70 € | 87,70 € | 1.073,94 € |
| Kosten frei Landesgrenze | €/t_H ₂ _ein | 509,66 € | 1.203,97 € | 2.410,68 € | 1.861,73 € | 1.644,39 € | 1.644,39 € | 4.998,42 € |
| | €/kWh_H ₂ _ein | 0,02 € | 0,04 € | 0,07 € | 0,06 € | 0,05 € | 0,05 € | 0,15 € |
| Gesamtkosten | €/t_Medium | 3.410 € | 729 € | 5.311 € | 899 € | 2.020 € | 2.020 € | 487 € |
| (inkl. H ₂ -Basis) | €/kWh_geliefert | 0,102 € | 0,141 € | 0,159 € | 0,154 € | 0,172 € | 0,172 € | 0,237 € |
| | €/t_H ₂ _ein | 3.410 € | 4.104 € | 5.311 € | 4.762 € | 4.544 € | 4.544 € | 7.898 € |

Wasserstoffumwandlung

| generische Annahmen | | Preis (€/kWh) |
|------------------------------|--|--------------------|
| WACC | | 8% |
| Auslastung | | 57% |
| Gestehungskosten Hilfsstoffe | | Kosten (€/tMedium) |
| CO ₂ | | 145 |
| N ₂ | | 55 |
| Hilfsenergie | | Preis (€/kWh) |
| Strom Deutschland | | 0,15 |
| Wärme Deutschland | | 0,1 |

| | | NH ₃ -Synthese | NH ₃ -Cracking (dezentral) | NH ₃ -Cracking (zentral) | MeOH-Synthese | MeOH-Reformierung | FT-Synthese | LOHC-Dehydrierung (dezentral) | LOHC-Dehydrierung (zentral) |
|---|----------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Umwandlung | | | | | | | | | |
| Parameter | Einheit/ggf. Anmerkung | | | | | | | | |
| Lebensdauer | a | 20 | 20 | 20 | 20 | | 20 | 20 | 20 |
| spez. Investition | mio. €/(t_H ₂ _ein*a) | 15 | 8,8 | 8,8 | 15 | | 17,3 | 16,7 | 16,7 |
| O&M Kosten | %Inv./a | 3% | 3% | 3% | 3% | | 5% | 3% | 3% |
| Strombedarf Deutschland | kWh_ellt_H ₂ _ein | 1.500 | 950 | 950 | 1.200 | | 705 | 950 | 950 |
| Wärmebedarf Deutschland | kWh_thlt_H ₂ _ein | 0 | 0 | 6.650 | 0 | | 0 | 0 | 11.220 |
| Hilfsstoff | Einheit | N ₂ | - | - | CO ₂ | | CO ₂ | - | - |
| Bedarf Hilfsstoff | t/t_H ₂ _ein | 4,63 | 4,63 | 4,63 | 7,28 | | 6,89 | 0,00 | 0,00 |
| spez. Kosten Hilfsstoff | €/t | 55 | 0 | 0 | 145 | | 145 | 0 | 0 |
| spez. Energiebedarf | kWh/t | 60 | 0 | 0 | 1800 | | 1800 | 0 | 0 |
| Kostenrechnung bezogen auf den Wasserstoffinput | | | | | | | | | |
| CAPEX + O&M Wandlungsanlagen | €/t_H ₂ _ein | 395,56 € | 232,06 € | 232,06 € | 395,56 € | | 525,41 € | 440,39 € | 440,39 € |
| Hilfsenergie | €/t_H ₂ _ein | 225,00 € | 142,50 € | 807,50 € | 180,00 € | | 105,68 € | 142,50 € | 1.264,50 € |
| Hilfsstoffe | €/t_H ₂ _ein | 254,76 € | 0,00 € | 0,00 € | 1.055,11 € | | 999,58 € | 2.393,95 € | 1.960,28 € |
| Gesamt | €/t_H₂_ein | 875,31 € | 374,56 € | 1.039,56 € | 1.630,67 € | 650,00 € | 1.630,66 € | 2.976,84 € | 3.665,16 € |