



FFE

Wasserstoffstudie für die Metropolregion Rhein-Neckar



Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projekträger:



2023

Wasserstoffstudie für die Metropolregion Rhein-Neckar

Identifikation der Wasserstoffbedarfe und
Entwicklung von Versorgungskonzepten

Herausgeber:



Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0

Mail: info@ffe.de

Web: www.ffe.de

Zwischen/Abschlussbericht zum Projekt:

Wasserstoffstudie für die Metropolregion Rhein-Neckar

Identifikation der Wasserstoffbedarfe und Entwicklung von Versorgungskonzepten

Veröffentlicht am:

28.06.2023

Autor:innen:

Stefan, Schmidt

Amanda, Pleier

Fabian, Jetter

Quirin, Strobel

Andrej, Guminski

Quelle Titelbild: Rhein-Neckar

FfE-Nummer:

Metrorrn-01

Projektpartner:

Metropolregion Rhein-Neckar GmbH

Staatliche Rhein-Neckar-

Hafengesellschaft Mannheim mbH



Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



Inhalt

1	Hintergrund und Ziel des Vorhabens	9
2	Transformation und Berechnung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland	11
2.1	Beschreibung des Technologiemiixszenarios für die Transformation	11
2.1.1	Industrie	12
2.1.2	Verkehr	15
2.1.3	Umwandlung	15
2.2	Methodik zur Berechnung des Wasserstoffbedarfs	16
2.2.1	Industrie	16
2.2.2	Verkehr	18
2.2.3	Umwandlung	20
2.3	Wasserstoffbedarf in Deutschland	20
2.3.1	Industrie	21
2.3.2	Verkehr	23
2.3.3	Umwandlung	23
3	Wasserstoffbedarf in der MRN	25
3.1	Identifikation von Standorten mit potenziellem Wasserstoffbedarf	25
3.2	Ermittlung des regionalen Wasserstoffbedarfs	27
3.2.1	Verbrauchergruppe Industrie	28
3.2.2	Verbrauchergruppe Verkehr, Umwandlung und sonstige Verbraucher	31
3.2.3	Wasserstoffbedarf in der MRN	33
4	Erzeugungspotenzial für grünen H ₂	37
4.1	Verfügbares Erneuerbare-Energien-Potenzial	37
4.2	Regionales Erzeugungspotenzial von grünem Wasserstoff	39
5	Versorgungskonzept	42
5.1	Versorgungsoption „Versorgung über European Hydrogen Backbone“	43
5.2	Versorgungsoption „Versorgung über Häfen“	45
5.3	Versorgungsoption „Kombination Elektrolyse, Leitungsanbindung, Hafenimport“	47
5.4	Exkurs: Die Rolle des Hafen Mannheims in einem zukünftigen Versorgungskonzept	48
6	Kostenprognose	51
6.1	Regionale Gestehungskosten	52
6.2	Transportkosten nach Versorgungsarten für den Import	55
6.2.1	Kosten für die Versorgung per Schiff	59

6.2.2	Kosten für die Versorgung über den European Hydrogen Backbone	61
7	Zusammenfassung	65
8	Literatur	67

Abkürzungsverzeichnis

AEL.....	Alkalische Elektrolyse
BWS.....	Bruttowertschöpfung
CAPEX.....	Kapitalkosten
CCU/S.....	Carbon Capture and Utilization/Storage
EE.....	Erneuerbare Energien
HVC.....	High-Value-Chemicals
LCOT.....	levelized cost of transport
MRN.....	Metropolregion Rhein-Neckar
MTA.....	Methanol-to-Aromatics
MTO.....	Methanol-to-Olefins
OPEX.....	Betriebskosten
OSM.....	OpenStreetMap
PV.....	Photovoltaik
PV-Dach.....	Photovoltaik-Dachanlage
PV-FF.....	Photovoltaik-Freiflächenanlage
SOEL.....	Solid-Oxid-Elektrolyse
THG.....	Treibhausgas

1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist die Basis für die Abwendung der drohenden Klimakrise. Neben dem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien wird es in den nächsten Jahren verstärkt darum gehen, fossile Energieträger in Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung mit klimaneutralen Energieträgern zu ersetzen. Wasserstoff aus erneuerbaren Energien kann hier eines der zentralen Bindeglieder darstellen und zugleich ein hohes Wertschöpfungspotenzial bieten.

2020 wurde das vom BMDV geförderte Projekt „H2Rivers“ in der Metropolregion Rhein-Neckar (MRN) gestartet. Dabei geht es um die Integration von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in den Verkehrssektor. Hierzu soll in der MRN eine Wasserstoffinfrastruktur zur Befüllung von Trailern und Anlieferung von Tankstellen entstehen. Darüber hinaus hat sich die MRN zum Ziel gesetzt, den Markthochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen und die Potenziale für Wasserstoff über den Verkehrssektor hinaus aufzuzeigen. Durch die zeitgleiche Analyse und Planung von Wasserstoffbedarfen, -erzeugung und -transportinfrastruktur soll ein Beitrag zur Lösung des bekannten „H₂-Henne-Ei-Problems“ geliefert werden.

Abbildung 1-1 zeigt eine Übersicht der in der Studie bearbeiteten Inhalte inklusive der Vorgehensweise und Ziele in jedem Arbeitspaket. Im ersten Arbeitspaket wurden die Wasserstoffbedarfe in der MRN für die Sektoren Industrie, Verkehr und Umwandlung ermittelt und für einzelne Standorte ausgewiesen. Im zweiten Arbeitspaket wurde das Erzeugungspotenzial für grünen Wasserstoff in der MRN berechnet. Die Berechnung basiert dabei auf dem Erneuerbare Energien Potenzial, welches der Studie „Stromstudie für die Metropolregion Rhein-Neckar - Versorgungssituation bis zum Jahr 2045“ des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme ISE entnommen wurde /ISE-07 22/. Zur Deckung der im ersten Arbeitspaket ermittelten standortscharfen Wasserstoffbedarfe wurden im dritten Arbeitspaket drei Optionen für ein Versorgungskonzept erarbeitet. Die Optionen setzen dabei unterschiedlichen Fokus auf den leitungsgebundenen Import und Import via Binnenschifffahrt an die Häfen der MRN. Im vierten Arbeitspaket wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt, bei welcher die lokalen Wasserstoffgestehungskosten sowie Importkosten abgeschätzt wurden.

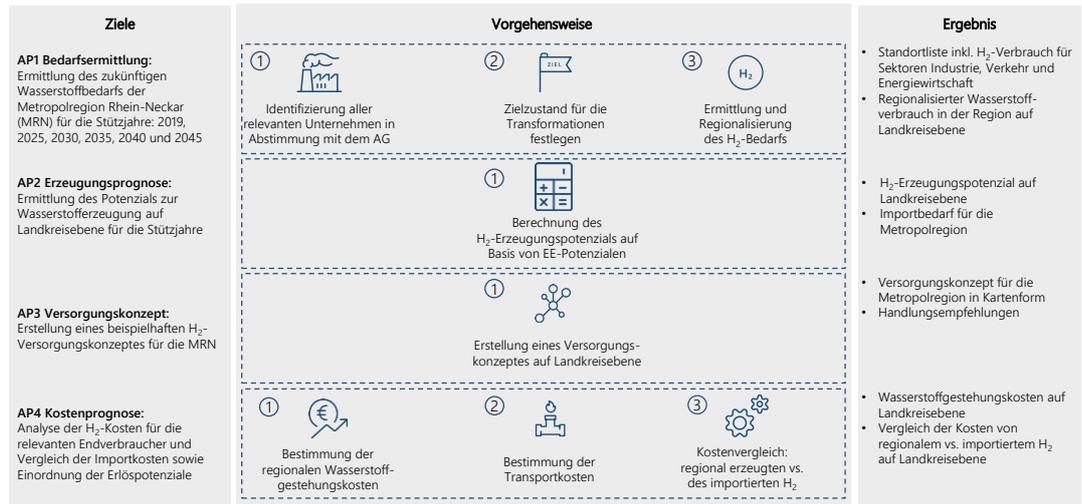


Abbildung 1-1: Übersicht zu den Arbeitspaketen inkl. Ziele, Vorgehensweise und Ergebnis je Arbeitspaket

2 Transformation und Berechnung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland

Um den Wasserstoffbedarf in der Metropolregion Rhein-Neckar bis 2045 für einzelne Standorte ausweisen zu können, wird zunächst ein Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland festgelegt. Die resultierenden Wasserstoffbedarfe der Sektoren Industrie, Verkehr und Umwandlung werden im nächsten mit Hilfe der Regionalisierung (vgl. Abschnitt 3) den Landkreisen in der MRN zugeordnet und für vorgegebene Verbraucher standortscharf ausgewiesen.

2.1 Beschreibung des Technologiemiixszenarios für die Transformation

Das Szenario bildet die Grundlage für die Berechnung der Wasserstoffverbräuche in der Region und beschreibt die Entwicklung über den Status Quo hinaus bis ins Zieljahr. Ziel des Szenarios ist es, eine notwendige Entwicklung und Voraussetzungen für das Zielbild zu charakterisieren. Hierbei ist es wichtig, eine klare Abgrenzung zur Prognose zu ziehen und das Aufzeigen eines möglichen Entwicklungspfades für die Region zu betonen.

Als Status-Quo wird aufgrund der allgemeinen Datenverfügbarkeit und den Auswirkungen der Corona-Krise das Jahr 2019 gewählt. Durch die verschiedenen Entwicklungspläne der Landesregierungen in den drei angrenzenden Bundesländern der MRN muss für das Zieljahr ein Kompromiss gefunden werden. Während Baden-Württemberg sehr ambitionierte Ziele ausweist und bereits 2040 klimaneutral sein möchte, folgt Hessen den Zielen des Bundes und plant die Klimaneutralität ab 2045. Das Land Rheinland-Pfalz hat im Landesklimaschutzgesetz von 2014 die ehemaligen Ziele der Bundesregierungen – Klimaneutralität bis 2050, mindestens aber eine Reduktion der Emissionen um 90 % gegenüber 2050 – übernommen. Im aktuellen Koalitionsvertrag von 2021 wurde das Jahr 2040 von der Landesregierung als neues Ziel definiert. Für die Berechnung der MRN-Studie wird sich stärker an den nationalen Zielen orientiert und das Jahr 2045 für die Klimaneutralität gewählt.

Mit der Zieldefinition wird in einem Szenarioprozess die Parametrierung der Sektoren Industrie, Verkehr und Umwandlung definiert. Hierzu wird auf Basis einschlägiger Literatur und Expertenwissen der FfE der Szenariorahmen definiert und in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein möglichst realistisches Technologiemiix-Szenario für die MRN entwickelt. Als Szenariogrundlage dienen die Narrative aus den bereits abgeschlossenen Projekten „Bayernplan Energie 2040“ /FFE-17 23/ und „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“ /FFE-94 22P/ der FfE, welche auf ähnlichen Szenariobeschreibungen aufgebaut sind.

Im Szenario wird neben der direkten Elektrifizierung von Wärme im Industriesektor und die Bereitstellung von mechanischer Antriebsenergie durch elektrische Energie im Verkehrssektor auch Wasserstoff in sinnvollen Einsatzbereichen als Option gesehen sowie der Einsatz von synthetischen Energieträgern als letzte Möglichkeit der Dekarbonisierung eingesetzt. Grund hierfür ist die höhere systemische Gesamteffizienz dieser Lösungen. Falls technisch möglich, werden fossile Energieträger durch Strom ersetzt, der im Verlauf der Zeit zunehmend aus

regenerativen Energien bereitgestellt wird. Als sinnvolle Einsatzbereiche von Wasserstoff werden im Szenario die nur schwer elektrifizierbaren Bereiche, wie z. B. die Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie gesehen /LIEBR-01 21/. Hier spielt Wasserstoff ab 2030 eine tragende Rolle in der Transformation. Im Verkehrssektor soll Wasserstoff aufgrund der Gewichtsvorteile und dem einfacheren Umgang bei der Betankung hauptsächlich im Schwerlastverkehr eingesetzt werden. Der Einsatz synthetischer Energieträger beschränkt sich auf schwer transformierbare Anwendungen, wie z. B. die Binnenschifffahrt auf dem Rhein und Neckar.

2.1.1 Industrie

Basis für die Untersuchung von Treibhausgasverminderungspfaden für den Industriesektor in der Metropolregion Rhein-Neckar sind Verbrauchsdaten auf Wirtschaftszweig- (WZ) und Prozessebene sowie eine Sammlung von technischen CO₂-Verminderungsoptionen. Der Fokus in diesem Abschnitt liegt insbesondere auf den grundlegenden Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung (BWS) und den Produktionsmengen sowie den szenarioabhängigen Annahmen zur Implementierung von THG-Verminderungstechnologien /FFE-17 23/.

Für die zukünftige Entwicklung des Industriesektors wird durch statistische Werte und zitierbare Literatur die Entwicklung der Bruttowertschöpfung (vgl. Abbildung 2-1) und der Produktionsmengen (vgl. Abbildung 2-2) für die Modellierung festgelegt. Zur konsistenten Abbildung des Projektionsberichtes /BMU-04 21/ und der kurzfristigen Entwicklungen wird bis 2025 eine Steigerung der Wertschöpfung und der Produktionsmengen auf das Vor-Corona Niveau (2019) angenommen, sofern in /BMU-04 21/ keine größere Menge angesetzt wurde oder die Werte von 2020 über denjenigen von 2019 lagen /FFE-17 23/. Grundsätzlich gilt, dass die Entwicklungen zum Zeitpunkt der Studie angenommen werden. Regionale Veränderungen durch Abschaltung von Prozessen oder Abwanderungen von Industrien wurden ausschließlich bei offizieller Bekanntgabe vor dem 31.03.2023 berücksichtigt.

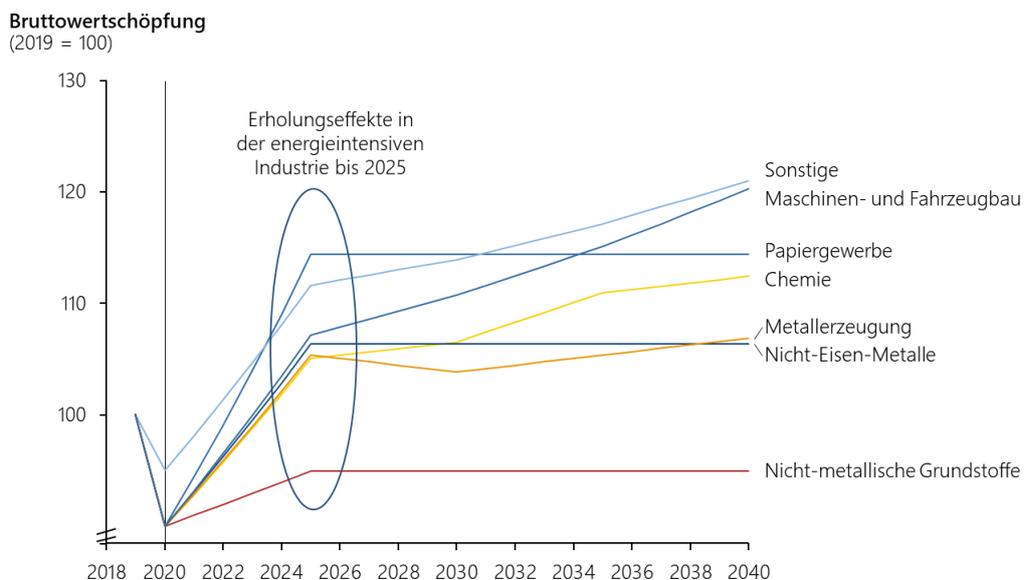


Abbildung 2-1: Bruttowertschöpfungsentwicklung für die betrachteten Wirtschaftszweige in Deutschland

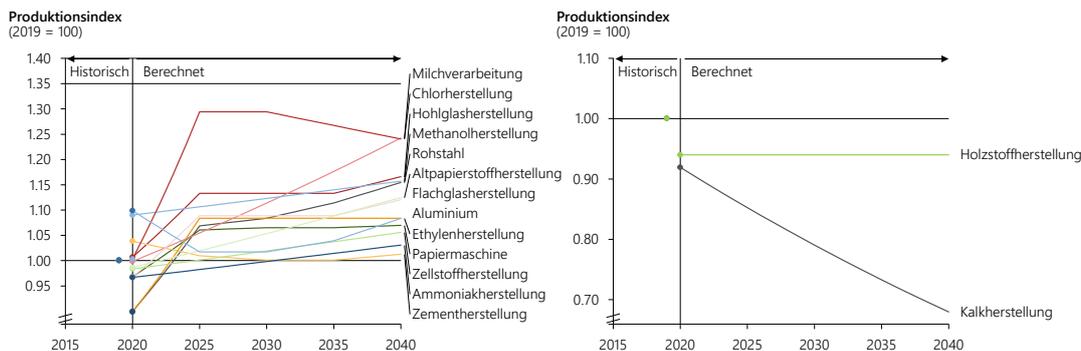


Abbildung 2-2: Entwicklung der Produktionsmengen für die relevanten energieintensiven Prozesse in Deutschland

Für die Transformation der einzelnen Industriezweige werden verschiedene Treibhausgas-Verminderungsmaßnahmen (THG-Verminderungsmaßnahmen) angewendet. Neben der Effizienzsteigerung und der Brennstoffsubstitution spielen auch Energie- und Materialeffizienz sowie CO₂-Abscheidung (Carbon Capture and Utilization/Storage, CCU/S) in ausgewählten Prozessen eine Rolle.

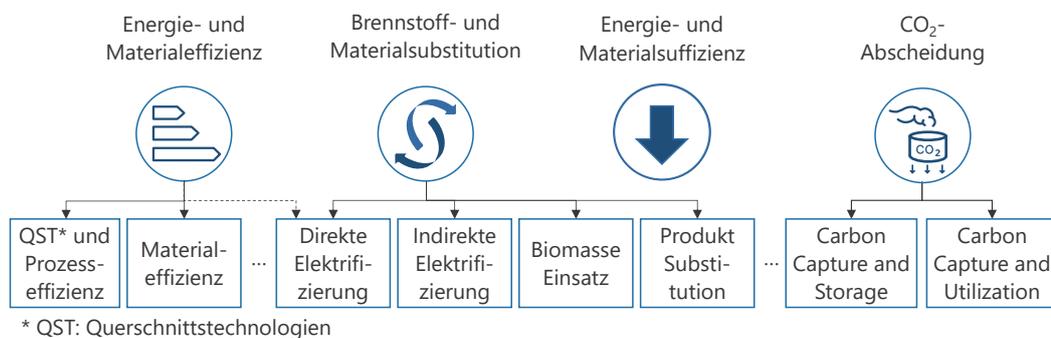


Abbildung 2-3: Übersicht über die THG-Verminderungsoptionen /FFE-24 21/

In der Metropolregion Rhein-Neckar sind nicht alle Industriezweige, welche für die eigentliche Modellierung auf Deutschlandebene relevant sind, vertreten. Daher werden im Folgenden die wichtigsten Industrien für die Region ausführlich beschrieben. Weitere Informationen zu den nicht beschriebenen Prozessen können in folgenden Berichten /FFE-17 23/ und /FFE-94 22P/ der FfE nachvollzogen werden. Der industrielle Endenergiebedarf für die MRN wird hauptsächlich durch die chemische Industrie bestimmt. Weitere wichtige energieintensive Industrien sind die Glasherstellung, Papierindustrie und Zementherstellung.

Die energieintensiven Prozesse der chemischen Industrie setzen sich aus der Ammoniak-, Methanol- und High-Value-Chemicals (HVC)-Herstellung zusammen. Für die Transformation der Ammoniakherstellung wird im Szenario ab 2025 die THG-intensive Dampfreformierung von Erdgas schrittweise durch CO₂-neutralen Wasserstoff als Ausgangsstoff ersetzt. Zusätzlich wird über eine Luftzerlegungsanlage der notwendige Stickstoff für die Ammoniaksynthese bereitgestellt. Die Methanolherstellung bezieht heutzutage ebenfalls das für die Herstellung notwendige Synthesegas über die Dampfreformierung oder die partielle Oxidation (Vergasung) und die anschließende Wassergas-Shift-Reaktion /DECH-02 19/, /IRENA-01 21/. Die dabei entstehenden CO₂-Emissionen werden in dem betrachteten Szenario ab 2025 durch das Power-to-Methanol Verfahren fortlaufend entsprechend des Reinvestitionszyklus

vermieden. Power-to-Methanol nutzt die Wasserelektrolyse und eine entsprechende CO₂-Quelle aus CCU- oder CCS-Technologien zur Erzeugung des notwendigen Synthesegases für die Methanolsynthese. Bei der HVC-Herstellung wird Naphtha, welches aus der Erdölraffinerie stammt, mit Hilfe eines fossil beheizten Steamcrackers zu Olefinen (z. B. Ethylen, Propylen und Butadien) und Aromaten (z. B. Benzol, Toluol und Xylol) verarbeitet. Diese sogenannten Plattformchemikalien sind Grundlage für die Herstellung von Polymeren und Lösungsmitteln. Für die Transformation werden im Szenario ab 2025 die Prozesse Methanol-to-Olefins und Methanol-to-Aromatics (MTO/MTA) als Technologien eingesetzt. Als Ausgangsstoff wird nachhaltiges Methanol in ausreichender Menge benötigt. Ab dem Jahr 2030 wird auf Basis der Deutschen Roadmap Chemie /DECH-02 19/ als weitere Option der elektrische Steamcracker für die Transformation in dem Szenario verwendet. Aufgrund der zukünftigen Technologieverfügbarkeit wird ab diesem Zeitpunkt eine Aufteilung des Reinvestitionsvolumens pro Jahr von 40 % elektrischer Steamcracker und 60 % MTO/MTA angenommen. Die Annahmen der Transformation wurden als ein mögliches Szenario festgelegt und stellen keine konkreten Pfade einzelner Unternehmen dar.

Der Wirtschaftszweig Glas & Keramik ist in der MRN mit der Hohlglasherstellung vertreten. Diese kann mit Hilfe der Oxyhybridwanne und der Elektrowanne dekarbonisiert werden. Während bei der Elektrowanne der Schmelzprozess ausschließlich über Elektroden und elektrische Energie in Gang gesetzt wird, handelt es sich bei der Oxyhybridwanne um eine Mischung aus einer elektrodenbetriebenen Schmelzwanne und dem Einsatz von Wasserstoff zur Unterstützung der Schmelzung und Formung des Glases /DFBE-10 19/, /AGORA-07 19/. Im Szenario für die MRN wird die Oxyhybridwanne aufgrund der früheren Technologiereife ab 2025 eingesetzt. Ab 2030 ergibt sich basierend auf Expertenmeinungen aus der Glasindustrie eine Mischung aus 20 % Oxy-Hybridwanne und 80 % Elektrowanne /FFE-17 23/.

Die größte Herausforderung der Papierproduktion liegt bei der Bereitstellung von Prozesswärme im Trocknungsprozess von Papier oder Karton. Da hauptsächlich Niedertemperatur-Prozesswärme im Bereich von ca. 160 °C notwendig ist, gibt es verschiedene Optionen zur Transformation der Herstellung von Papier oder Zellstoff /NAV-02 19/, /SAUIG-02 21/. Neben dem Einsatz von Biomassekesseln oder Wasserstoff zur Erzeugung von Dampf, kann auch die Direktelektrifizierung eine große Rolle spielen. Als Technologien für die Direktelektrifizierung kommen grundsätzlich Industrierärmepumpen und Elektrodenheizkessel in Frage. Aufgrund des vorhandenen Biomassepotenzials und der Verfügbarkeiten erneuerbarer Abfallstoffe werden ab 2025 pro Jahr 28,5 % der zu transformierenden Produktionsmenge durch Biomassetechnologien ersetzt. Die restlichen 71,5 % werden direkt elektrifiziert. Ab dem Jahr 2030 wird von einer ausreichenden Wasserstoffverfügbarkeit ausgegangen, sodass ab diesem Zeitpunkt 30 % der Transformationsmenge pro Jahr ersetzt werden kann. Die anderen Technologien teilen sich ab diesem Zeitpunkt in 20 % Biomasse und 50 % Direktelektrifizierung auf. Ein weiterer Grund für die Notwendigkeit von Wasserstoff ist laut Aussagen der Papierindustrie die erforderliche Dampfqualität und das Druckniveau bei bestimmten Papiersorten /FFE-17 23/. Eine weitere Rolle in der Metropolregion Rhein-Neckar spielt die Zementherstellung. In etwa 60 % der spezifischen Emissionen des übergeordneten Wirtschaftszweigs sind auf den Prozess der Zementherstellung zurückzuführen. Daher wird es in Zukunft unumgänglich sein, durch eine entsprechende CO₂-Abscheidung die THG-Emissionen in einem möglichst hohen Maße zu reduzieren. Grundvoraussetzung hierfür ist eine entsprechende CO₂-Infrastruktur, um das abgeschiedene CO₂ zu den zukünftigen Senken (Verarbeitung oder Speicherung)

transportieren zu können. In dieser Studie wurde keine nähere Betrachtung einer möglichen CO₂-Infrastruktur durchgeführt. Wie in /GUM-01 21/ und / FFE-21 19/ ausgeführt, können die Drehrohr- und Schachtofen der Zement- und Kalkindustrie mit Mehrstoffbrennern ausgestattet werden. Dies ermöglicht einen sehr variablen Einsatz von gasförmigen, flüssigen und festen Brennstoffen. Aufgrund der Herausforderungen bei den Flammeneigenschaften in den Öfen können diese in Zukunft rein mit Biomasse oder (erneuerbaren) Abfällen betrieben werden /ECRA-01 22P/, /EULA-02 14/. Die bei der Verbrennung von nicht-erneuerbaren Abfällen entstehenden Emissionen können durch die notwendige CO₂-Abscheidung auf ein Minimum reduziert werden. Für das Szenario wird angenommen, dass ab 2025 der Anteil von Biomasse und nicht erneuerbaren Abfällen am spezifischen Brennstoffverbrauch auf 90 % steigt. Wobei hierbei verstärkt auf Biomasse gesetzt wird. Die restlichen 10 % des Endenergiebedarfs werden ab 2030 durch Wasserstoff gedeckt. Zusätzlich wird ab 2030 schrittweise eine CO₂-Abscheidung mit dem entsprechenden spezifischen Endenergiebedarf implementiert.

2.1.2 Verkehr

In den letzten Jahren wurde der Verkehrssektor überwiegend durch Wachstum geprägt. Auf Bundesebene ist die Verkehrsleistung sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr seit der Jahrtausendwende im Mittel gestiegen /BMVI-01 20/, /FFE-17 23/. Im Jahr 2019 hat dieser Sektor in Deutschland 164 Mio. t CO₂-Äq. ausgestoßen, wodurch er nach dem Umwandlungssektor und der Industrie an dritter Stelle der größten Emittenten lag /UBA-18 22/. Um die Transformation hin zur Klimaneutralität auch im Sektor Verkehr umzusetzen, werden konventionelle Kraftstoffe zunehmend durch alternative Technologien ersetzt. Die Transformationsgeschwindigkeit basiert dabei auf den Plänen der Bundesregierung, welche für das Jahr 2030 15 Mio. elektrisch betriebene Pkw in Deutschland vorsieht, sowie ein Verbot von Verbrenner-Pkw ab 2035 /BMWK-01 22/. Zusätzlich zu dem Wechsel von konventionellen Kraftstoffen hin zu alternativen Technologien wird in den kommenden Jahren eine verstärkte Verlagerung von Pkw, Lkw und Flugzeugen (Modal Shift) auf die Schiene geplant. Die Ausprägung dieses Modal Shifts orientiert sich dabei an den Plänen der Bundesregierung für Deutschland. Die Verlagerung auf die Schiene bedingt dabei eine höhere Taktung der Züge, so dass je nach Schienenauslastung regionale Unterschiede in der Ausprägung des Modal Shifts auftreten können. Da der Individualverkehr einen hohen spezifischen Energieverbrauch pro Personenkilometern aufweist, spielt der Modal Shift eine bedeutende Rolle für die Einhaltung der Klimaziele in Deutschland /FFE-17 23/.

2.1.3 Umwandlung

Durch die Transformation des Energiesystems hin zu Erneuerbaren Energien nimmt die Volatilität der Stromerzeugung zu /FFE-17 23/. Demnach werden in Zukunft Flexibilitäten auf der Verbrauchs- sowie auf der Erzeugungsseite benötigt, welche die Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt sicherstellen. Auf der Erzeugungsseite spielt dabei insbesondere die regelbare Stromerzeugung von Gaskraftwerken eine wichtige Rolle. Um mit deren Einsatz die Klimaneutralitätsziele nicht zu gefährden, werden diese in Zukunft mit klimaneutralen Gasen und Wasserstoff betrieben. Die Anwendung von Wasserstoff steht dabei vor allem in den Anfängen des Wasserstoffhochlaufs in Konkurrenz mit dem Wasserstoffeinsatz in der Industrie.

2.2 Methodik zur Berechnung des Wasserstoffbedarfs

Die Methodik soll einen Überblick über die Vorgehensweise bei der Berechnung der Mantelzahlen auf Deutschlandebene geben. Für die spätere Regionalisierung und die Ausweisung des Wasserstoffbedarfs in der Metropolregion Rhein-Neckar werden die Mantelzahlen nach den betrachteten Sektoren Industrie, Verkehr und Umwandlung getrennt in verschiedenen Modellen berechnet.

2.2.1 Industrie

Für die Berechnung des Endenergiesektors Industrie werden aufbauend auf 14 Wirtschaftszweigen die Endenergieverbräuche aufgeteilt nach Brennstoffart und Anwendung berechnet, und anhand des Szenarios (vgl. Abschnitt 0) transformiert. Da es sich um eine Systembetrachtung handelt, müssen im ersten Schritt die Mantelzahlen für ganz Deutschland berechnet werden, welche im Anschluss in der Regionalisierung (vgl. Abschnitt 3.1) auf die einzelnen Landkreise der Metropolregion Rhein-Neckar heruntergebrochen werden. Die zu untersuchenden Industriezweige auf Deutschlandebene setzen sich wie folgt zusammen:

- Metallerzeugung
- Grundstoffchemie
- Verarbeitung von Steinen und Erden
- Glas & Keramik
- Nicht-Eisen-Metalle, -Gießereien
- Papiergewerbe
- Sonst. Chemische Industrie
- Gummi- u. Kunststoffwaren
- Metallbearbeitung
- Maschinenbau
- Fahrzeugbau
- Sonst. verarbeitendes Gewerbe
- Gewinnung von Steinen und Erden
- Ernährung & Tabak

Für die Berechnung der Transformationspfade wird ein an der FfE entwickeltes Transformationstool eingesetzt /FFE-94 22P/. Dieses Tool ermöglicht es ausgehend vom Status Quo 2019 den Endenergieverbrauch für jeden Prozess bzw. Wirtschaftszweig in jährlicher Auflösung bis ins Jahr 2045 zu berechnen.

Die Modellierung des gesamten deutschen Industrieverbrauchs basiert auf der Kenntnis der Technologiestruktur von ca. 80 % des Endenergieverbrauchs. 40 % des Endenergieverbrauchs werden in Form von 19 energieintensiven Prozessen betrachtet, die bottom-up abgebildet werden. Weitere 40 % werden über Querschnittsmaßnahmen adressiert. Die restlichen 20 % können durch vereinfachte Energieträgerumlagen dargestellt werden.

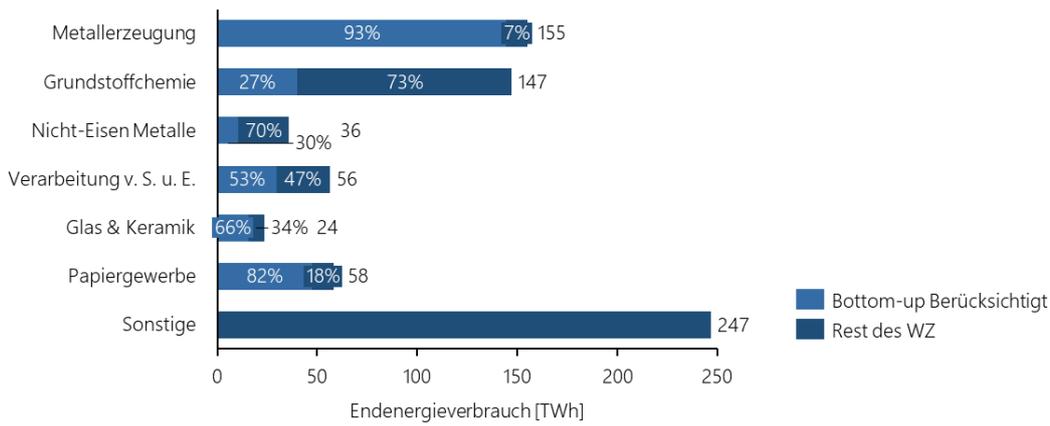


Abbildung 2-4: Anteil des in dem verwendeten Transformationstool betrachteten Endenergieverbrauchs auf Prozessebene

Das eigentliche Transformationstool, welches zur Berechnung des Endenergieverbrauchs in der Industrie verwendet wird, baut sich in mehreren Ebenen auf. Im ersten Schritt wird der spezifische Brennstoffverbrauch mit Hilfe der Energieträgeraufteilung auf die einzelnen Brennstoffe aufgeschlüsselt und durch die Anwendungsverteilung je nach Prozess der entsprechenden Anwendung zugeteilt. Die dafür notwendigen spezifischen Verbräuche der einzelnen Prozesse stammen aus Vorgängerprojekten der FfE /FFE-24 21/, /FFE-144 19/, /GUM-01 21/ und wurden in Zusammenarbeit mit Industrieexperten und einschlägiger Literatur erarbeitet. Anschließend wird jeder berechnete Verbrauch mit der Gesamtproduktionsmengenentwicklung /BMU-04 21/ der Prozesse multipliziert. Als Ergebnis wird der Endenergieverbrauch eines Prozesses aufgeteilt in Anwendung und Energieträger berechnet. Die sogenannte Prozess-Baseline spiegelt dabei die fortlaufende Entwicklung der Prozesse ohne die Transformation einzelner Technologien wider.

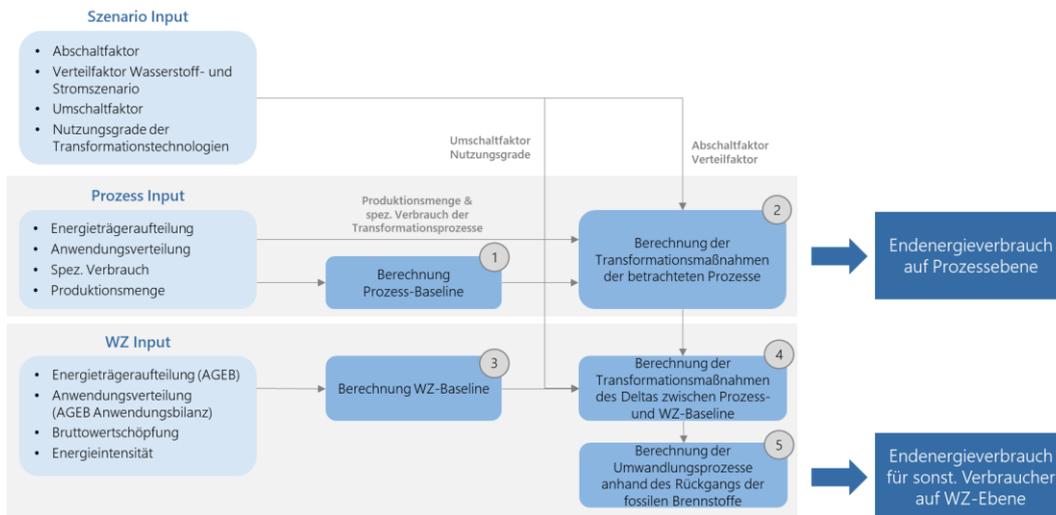


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung des Prozesses zur Berechnung der Mantelzahlen in der Industrie

Für die Berechnung der Transformationsmaßnahmen auf Prozessebene muss zum einen die Abschaltmenge der Produktionskapazität eines Prozesses über den Investitionszyklus bestimmt werden. Zum anderen muss die Abschaltmenge nach einem definierten Prozentsatz

auf die Transformationstechnologien verteilt werden. Die Aufteilung der Technologien bestimmt hierbei das Narrativ des Szenarios. Anschließend wird Schritt 1 für die Transformationstechnologien mit den entsprechenden Produktionsmengen (zuvor berechnete Abschaltmengen) wiederholt. Die Ausgangsprozesse werden dabei um die abgeschaltete Produktionsmenge reduziert. Als Ergebnis werden die Endenergieverbräuche eines Prozesses plus dessen Transformationsprozesse - in Anwendung und Energieträger aufgeteilt - berechnet.

Zur Berechnung der bisher nicht betrachteten Prozesse muss der Endenergieverbrauch und dessen zukünftige Entwicklung auf Wirtschaftszweigebene für die 14 Industriezweige ermittelt werden. Die Berechnung der WZ-Baseline erfolgt über die Entwicklung der Bruttowertschöpfung und die Energieintensität je Wirtschaftszweig /BMU-04 21/, /GUM-01 21/. Diese werden miteinander multipliziert sowie der Endenergieverbrauch über die Energieträgeraufteilung und die Anwendungsbilanz der AGEB /AGEB-04 21/ auf die jeweilige Anwendung und den Energieträger aufgeteilt.

Im nächsten Schritt lassen sich aus der Differenz der Prozess- und WZ-Baseline die nicht betrachteten Prozesse herausrechnen. Diese Differenz wird je nach Anwendung pauschal durch eine vorgegebene Technologie elektrifiziert (z. B. Prozesswärme <100 °C → 100% Wärmepumpe). Hierfür wird der Endenergieverbrauch aller fossilen Energieträger eines Prozesses durch den Nutzungsgrad der Transformationstechnologie geteilt. Je nach Szenario und Anwendung unterscheiden sich die eingesetzten Transformationstechnologien durch den Umschaltfaktor, wodurch unterschiedliche Nutzungsgrade entstehen. Als Ergebnis erhält man den durch die Defossilisierung sinkenden fossilen Endenergieverbrauch der nicht betrachteten Prozesse und Wirtschaftszweige sowie den Endenergieverbrauch der Transformationsenergie-träger, aufgeteilt nach Anwendung und Energieträger.

Aus der Endenergieverbrauchssumme der Prozess-Baseline, der Prozessmaßnahmen, der Maßnahmen der nicht-betrachteten Wirtschaftszweige und der Transformation des Umwandlungssektors errechnet sich das Endergebnis. Dabei gibt die Prozess-Baseline den nicht-transformationsbedingten Endenergieverbrauch wieder.

2.2.2 Verkehr

Die Transformation des Verkehrssektors wird mit dem Modell TraM berechnet, welches den zukünftigen Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern und Energieträgern abbildet. Der grundlegende Modellaufbau basiert dabei auf /FFE-178 20/ und wurde im Rahmen des „Bayernplan Energie 2040“ /FFE-17 23/ erweitert (siehe Abbildung 2-6). Die Parametrierung des Transformationspfades im Modell TraM wird im Folgenden beschrieben.

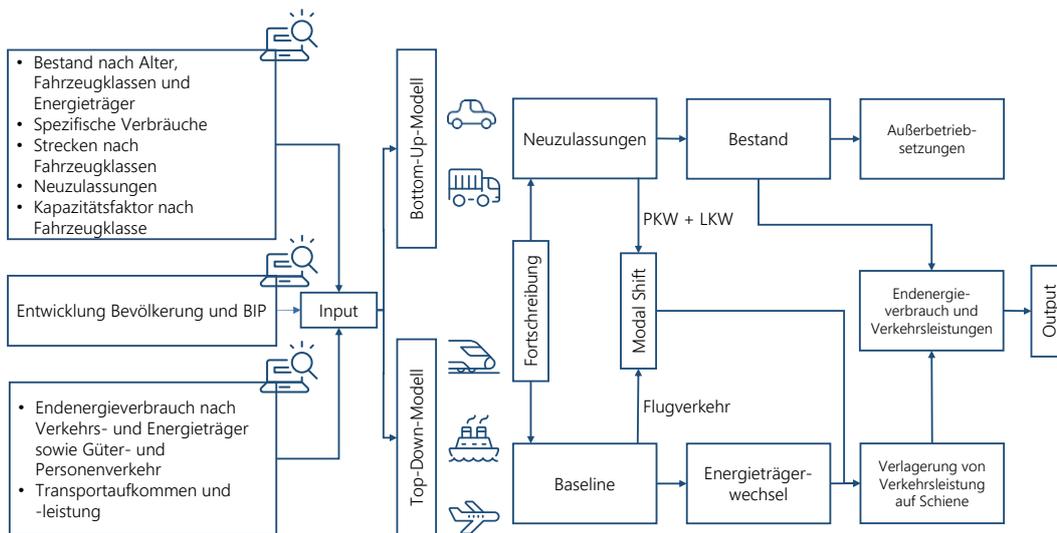


Abbildung 2-6: Modellablauf der Transformationspfade im Sektor Verkehr nach /FFE-17 23/

Zur Modellierung der Endenergiebedarfe für das Basisjahr 2019 werden Zulassungszahlen verschiedener Fahrzeugklassen des Kraftfahrtbundesamtes /KBA-05 22/ und spezifische Verbräuche nach /PICHL-01 22/ herangezogen. Die zukünftige Entwicklung des Individualverkehrs geht mit dem Bevölkerungswachstum einher, wohingegen der Güterverkehr mit dem BIP-Wachstum korreliert. Daher wird für die Bestimmung des zukünftigen Verkehrsaufkommens in Deutschland das Bevölkerungs- und BIP-Wachstum aus /BMU-04 21/ auf die Zieljahre fortgeschrieben und mit dem Verkehrsaufkommen im Jahr 2019 verrechnet. Die von Robert Habeck in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz angekündigte Verlagerung von Verkehrsleistung auf die Schiene geht mit den folgenden Annahmen in die Transformation des Verkehrssektors ein: Die Verkehrsleistung von 4,5 % der Lkw-Neuzulassungen und 12 % der Pkw-Neuzulassungen pro Jahr werden auf die Schiene verlagert (auch Modal Split genannt). Effizienzsteigerungen sind sowohl im elektrifizierten Bahnverkehr (1 % pro Jahr) als auch im Güterverkehr (2,8 % je tkm) berücksichtigt.

In dem gewählten Szenario für die Transformation des Verkehrssektors werden sich sowohl bei leichten Nutzfahrzeugen als auch bei Pkws vor allem batterieelektrische Antriebe durchsetzen. Wasserstoffeinsatz wird hingegen bei großen Lkws über 12 t und Sattelschleppern sowie in der Binnenschifffahrt erwartet. Hier wird aufgrund der hohen Lebensdauer von Schiffen eine Austauschrate von 40 % des Bestands bis zum Zieljahr 2045 angenommen, wovon 25 % mit Brennstoffzellen angetrieben werden. Im Güterverkehr auf der Schiene werden 50 % elektrischer Antrieb und 50 % Wasserstoffeinsatz bis zum Zieljahr 2045 erwartet.

Im Rahmen der Studie wird der Energiebedarf von Müllfahrzeugen gesondert ausgewiesen. Hierbei wird für das Basisjahr die Anzahl der Müllfahrzeuge nach dem Kraftfahrtbundesamt /KBA-05 22/ mit einer Fahrleistung von 25.000 km/a pro Fahrzeug und dem spezifischen Verbrauch von Lkws nach /PICHL-01 22/ bewertet. Die Transformation von Müllfahrzeugen wird anhand der Transformation von mittleren und großen Lkw parametrisiert. Die Transformation von Bussen wird abweichend von der deutschen Betrachtung anhand der Einsatzpläne von Brennstoffzellen-Range-Extendern in den Landkreisen Heidelberg, Ludwigshafen und Mannheim parametrisiert. Hierbei wird angenommen, dass sich alle

Landkreise der MRN bis 2035 entsprechend der Verteilung von batterieelektrischen und brennstoffzellen-betriebenen Bussen der Beispiellandkreise entwickeln und damit keine fossilen Antriebsarten mehr im System sind.

2.2.3 Umwandlung

Zur Abbildung des Einsatzes von Wasserstoff in Gaskraftwerken wird zunächst die Entwicklung der installierten Gaskraftwerksleistung in einem zukünftigen Energiesystem betrachtet. Die benötigte Leistung zur Stromerzeugung wird dabei Berechnungen des FfE-Energiesystemanalyse-Modells ISAaR entnommen. Nach den Einschätzungen von FfE-Expert:innen wird der Einsatz von Wasserstoff erst ab 2035 für realistisch befunden, da dieser in den Anfängen des Wasserstoffhochlaufs mit dem notwendigen frühen Einsatz in der Industrie konkurriert. Daher wird ab 2035 ein Wasserstoffanteil von 7 % in Gaskraftwerken angenommen, welcher bis 2040 auf 43 % und schließlich bis 2045 auf 100 % ansteigt. Hierbei wird der mögliche Zubau von Gaskraftwerken vernachlässigt und nur bestehende Gaskraftwerke in der MRN betrachtet. In der Studie wird außerdem der mögliche Einsatz von Wasserstoff im Heizkraftwerk in Mannheim berücksichtigt, in welchem laut der MVV Energie AG der Einsatz von Wasserstoff nach einer technischen Modifikation möglich wäre /MVV-01 21P/.

2.3 Wasserstoffbedarf in Deutschland

Ausgehend von dem zuvor definierten Szenario (vgl. Abschnitt 2.1) werden mit Hilfe der beschriebenen Methoden die Mantelzahlen auf Deutschlandebene berechnet. Die Wasserstoffbedarfe sind in Abbildung 2-7 für die Sektoren Industrie, Verkehr und Umwandlung zusammengefasst und werden in den folgenden Abschnitten detailliert aufgeführt.

Energetische Wasserstoffbedarfe nach Sektoren

in TWh | Deutschland | Technologiemixszenario | FfE-Daten

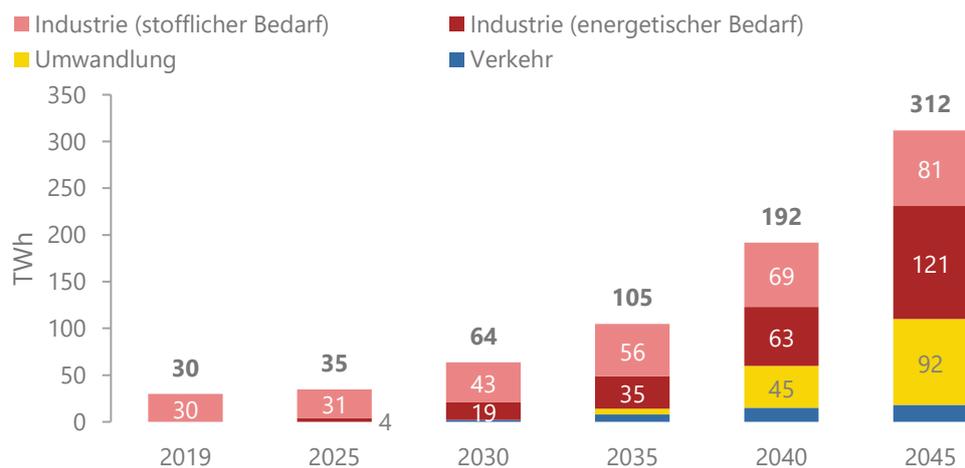


Abbildung 2-7: Entwicklung der energetischen Wasserstoffbedarfe in Deutschland bis 2045 anhand des Technologiemixszenarios

2.3.1 Industrie

Die Ergebnisse auf Deutschlandebene zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs sowie des stofflichen Verbrauchs nach Energieträger. Durch die Transformation konventioneller Energieträger (z. B. Kohle, Öl und Gas) und den vermehrten Einsatz von elektrischer Energie, Wasserstoff und Biomasse wird das Ziel „Klimaneutralität 2045“ erreicht. Nicht transformierbare Energieträger und deren Emissionen, wie z. B. die nicht-erneuerbaren Abfallstoffe in der Kalk- und Klinker-Herstellung, sowie prozessbedingte Emissionen werden durch geeignete CCS oder CCU-Maßnahmen berücksichtigt und durch zusätzlichen Endenergieaufwand kompensiert. Insgesamt sinkt trotz Konjunktur in den Wirtschaftszweigen der Gesamtendenergiebedarf in der Industrie. Dies liegt sowohl an innovativen Verfahrensrouten als auch effizienzsteigernden Maßnahmen (vgl. Abbildung 2-8).

EEV-Entwicklung nach Energieträger

in TWh | Deutschland | Technologiemixszenario | FfE-Daten

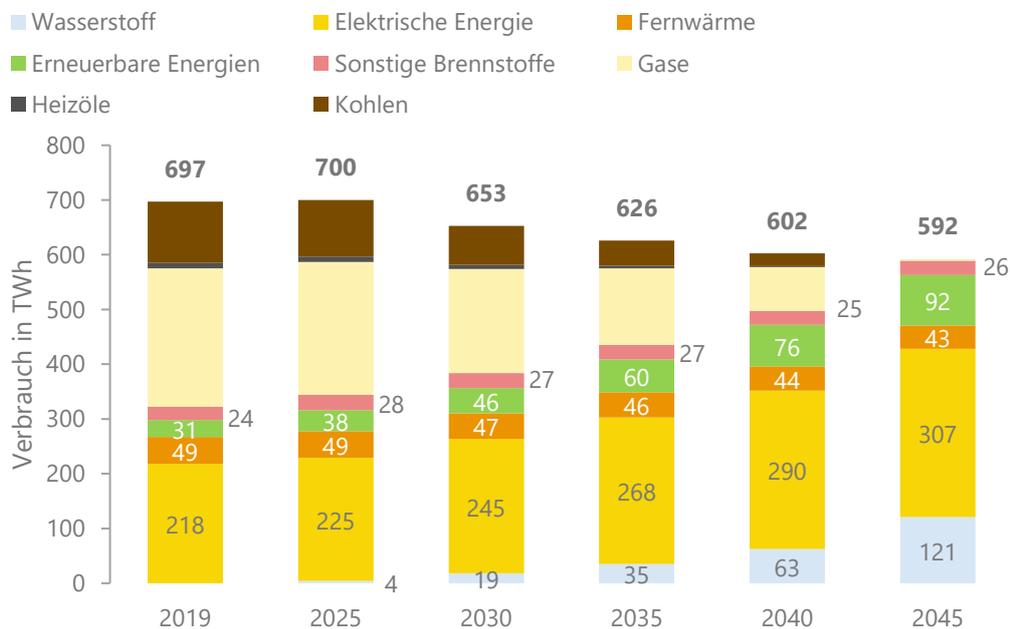


Abbildung 2-8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der deutschen Industrie im betrachteten Technologiemixszenario bis 2045 nach Energieträgern aufgeteilt

Betrachtet man den in Abbildung 2-9 dargestellten energetischen Wasserstoffverbrauch detaillierter, erkennt man den großen Anteil der Metallerzeugung im Jahr 2045. Haupttreiber ist dabei das Direktreduktionsverfahren als Transformationstechnologie der konventionellen Stahlherstellung. Weitere wichtige Verbraucher sind neben der chemischen Industrie und dem Papiergewerbe die nicht-metallischen Grundstoffe, wie z. B. die Hohlglasherstellung. Hier wird Wasserstoff hauptsächlich als Energieträger für die Prozesswärmebereitstellung eingesetzt.

Wasserstoffbedarf nach kum. WZs

in TWh | Deutschland | Technologiemitzenzenario | FfE-Daten

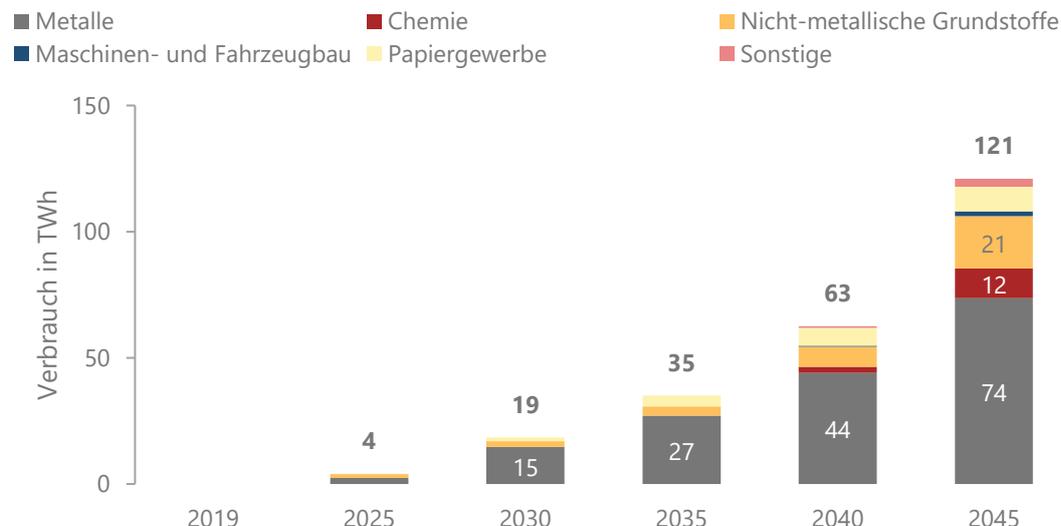


Abbildung 2-9: Entwicklung des energetischen Wasserstoffverbrauchs in der deutschen Industrie nach Wirtschaftszweiggruppen bis 2045 anhand des Technologiemitzenzenarios

Die Entwicklung des stofflichen Verbrauchs (vgl. Abbildung 2-10) zeigt einen deutlichen Anstieg über die Jahre. Vor allem der Bedarf an stofflichem Methanol und stofflichem Wasserstoff für die Methanol-, Ammoniak- und HVC-Herstellung treiben diesen Bedarf nach oben. Durch den Einsatz von elektrischen Steamcrackern ab 2035 in der HVC-Herstellung bleibt bis zum Jahr 2045 ein Anteil an synthetischem Naphtha im System.

Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs

in TWh | Deutschland | Technologiemitzenzenario | FfE-Daten

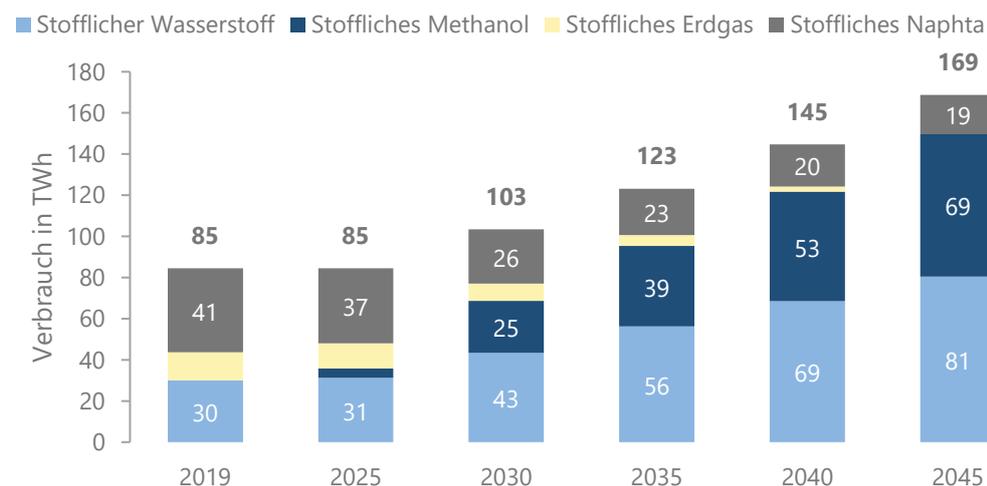


Abbildung 2-10: Entwicklung des nicht-energetischen Verbrauchs in der deutschen Industrie bis 2045 anhand des Technologiemitzenzenarios

2.3.2 Verkehr

Die Entwicklung der Endenergiebedarfe im Sektor Verkehr in Deutschland ist in Abbildung 2-11 abgebildet. Aufgrund des Verbots von Verbrennern ab 2035 werden fossile Brennstoffe bis zum Zieljahr 2045 fast vollständig aus dem System verdrängt und durch elektrische Energie ersetzt. Eine Ausnahme betrifft den Antrieb von Flugzeugen, welcher in dem gewählten Szenario auch im Zieljahr noch durch flüssige Kohlenwasserstoffe (inklusive synthetischer Kraftstoffe) betrieben wird. Insgesamt geht der Endenergiebedarf bis 2045 stark zurück. Dies lässt sich durch die höheren Effizienzen von elektrischen Antrieben erklären, welche die konventionellen Antriebe ablösen. Der Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor steigt in dem Szenario langsam auf 18 TWh im Zieljahr. Der Einsatz ist vor allem im Bereich der Lkws verortet, kleinere Mengen Wasserstoff sind außerdem für Busse, Schiffe und Züge vorgesehen.

Endenergiebedarfe im Sektor Verkehr

in TWh | Deutschland | Technologiemixszenario | FfE-Daten

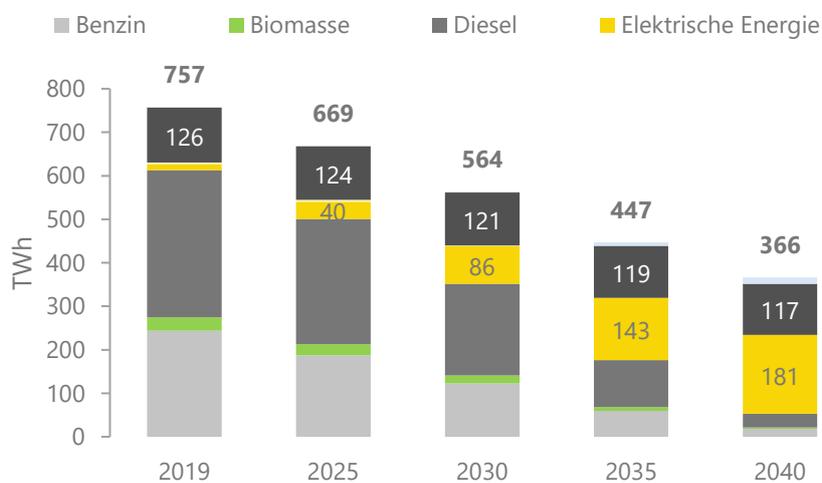


Abbildung 2-11: Entwicklung der Endenergiebedarfe im Sektor Verkehr in Deutschland anhand des Technologiemixszenarios

2.3.3 Umwandlung

Die installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland steigt in dem betrachteten Szenario von 31,4 GW in 2025 bis 76,4 GW im Jahr 2045 an, wohingegen die Volllaststunden nach /FFE-24 21/ von 1346 h/a in 2025 auf 540 h/a im Jahr 2045 zurückgehen. Mit der Parametrierung für den zukünftigen Wasserstoffeinsatz in Gaskraftwerken aus Abschnitt 2.2.3 ergeben sich damit die in Abbildung 2-12 gezeigten Wasserstoffbedarfe im Umwandlungssektor in Deutschland. Diese wurden den Ergebnissen der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ /PROGNOS-01 21/ der Agora Energiewende gegenübergestellt. Demnach wird in der Studie der Agora schon ab 2030 der Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken stattfinden. Nach Einschätzung von FfE-Expert:innen verzögert die frühe Notwendigkeit von Wasserstoff in industriellen Anwendungen allerdings den Einsatz im Umwandlungssektor, sodass der Mengenhochlauf in Gaskraftwerken im Szenario der FfE um fünf Jahre versetzt stattfindet.

Wasserstoffeinsatz in Gaskraftwerken

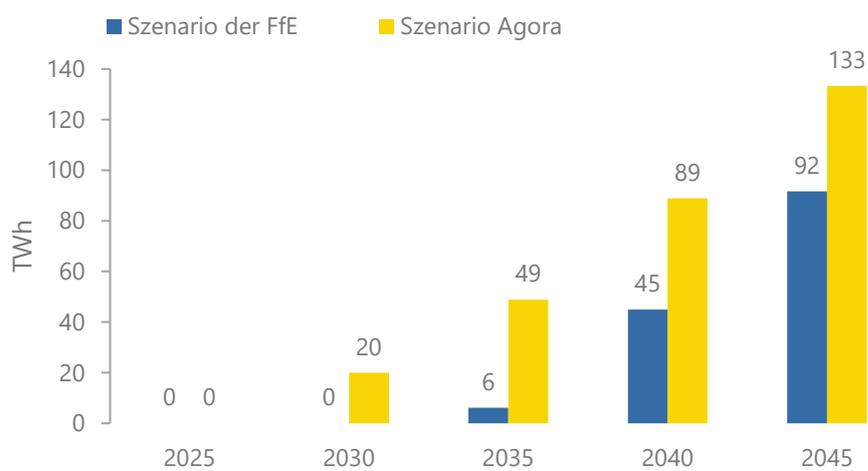


Abbildung 2-12: Wasserstoffeinsatz in Gaskraftwerken in dem in der Studie gewählten Technologiemieszenario und einer Studie der Agora Energiewende im Vergleich

3 Wasserstoffbedarf in der MRN

Ausgehend von dem in Abschnitt 2 aufgezeigten nationalen Szenario, das die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage in Deutschland beschreibt, wird durch die Regionalisierung die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in der MRN ermittelt. Die Herkunft und Erzeugungsart des Wasserstoffs (Farbenlehre des Wasserstoffs) ist hierbei nicht relevant. Die Regionalisierung erfolgt hierbei basierend auf einer Standortliste potenzieller Wasserstoffanwender standortscharf. Die Standortliste wurde im Rahmen der Studie zusammen mit der MRN GmbH und der Hafengesellschaft Mannheim mbH erarbeitet. Der weitere Wasserstoffbedarf, der nicht standortscharf ermittelt wird, wird je Landkreis nach Verbraucherguppen differenziert ausgewiesen.

3.1 Identifikation von Standorten mit potenziellem Wasserstoffbedarf

Als Grundlage für die Standortverortung der Wasserstoffbedarfe je Verbraucherguppe (siehe Abschnitt 3.2) wird eine Standortliste der wichtigsten Industrie-, Verkehrs- und Energiewirtschaftsstandorte innerhalb der MRN erarbeitet. Diese basiert auf der FfE-Industriestandortdatenbank, einschlägiger Recherchen, räumlicher Analysen und auf Informationen der MRN GmbH sowie der Hafengesellschaft Mannheim mbH. Die ermittelten Standorte sowie die für die Regionalisierung verwendeten Kenngrößen werden im Folgenden vorgestellt.

Im Sektor Industrie liegt der Fokus auf den Standorten der energieintensiven Industrie und insbesondere auf Prozessen, bei denen aufgrund von Transformation mit einem hohen energetischen und/oder stofflichen Wasserstoffbedarf gerechnet werden kann. Abbildung 3-1 zeigt dabei für einen potenziellen Wasserstoffbedarf relevante Produktionsstandorte der energieintensiven Industrie in der MRN. BASF ist ein bedeutendes Unternehmen in der Chemieindustrie. Am Unternehmensstandort Ludwigshafen am Rhein werden u. a. Ammoniak, Methanol, Chlor sowie High Value Chemicals hergestellt. Die Papier- und Zellstoffindustrie ist mit sechs Standorten in der MRN vertreten, wobei der Großteil der Produktion in Mannheim und Germersheim erfolgt. Für die Zement- bzw. Klinker- sowie Hohlglasherstellung befindet sich jeweils ein Produktionsstandort in der MRN.

Der Zementstandort im Rhein-Neckar-Kreis stellt allerdings die Klinkerproduktion aufgrund des zu Neige Gehens der Rohstoffvorräte im Steinbruch ein und wird nur noch als Mahlwerk weiterbetrieben /HMA-01 20P/. Dies wird bei der Ausweisung der zukünftigen standortscharfen Wasserstoffbedarfe ebenso berücksichtigt wie die Verminderung der Produktionskapazitäten für Ammoniak in Ludwigshafen /SZ-04 23P/.

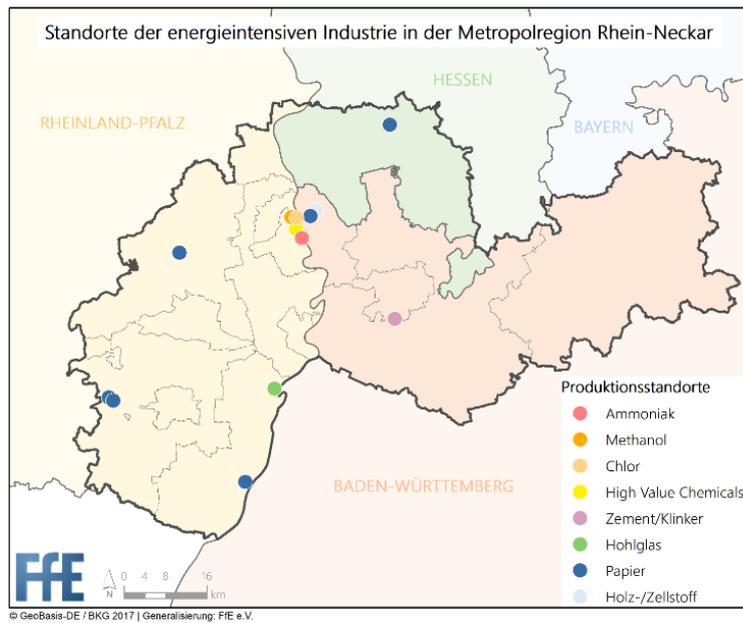


Abbildung 3-1: Für einen zukünftigen Wasserstoffbedarf relevantesten Standorte der energieintensiven Industrie in der MRN

Im Sektor Verkehr werden potenzielle Verbrauchsstandorte im Bereich des Lkw- und Schienenverkehrs sowie der Binnenschifffahrt standortscharf berücksichtigt. Diese sind in Abbildung 3-2 dargestellt. Als potenzielle Nachfragestandorte von Lkws werden Tankstellen entlang von Autobahnen und Bundesstraßen angenommen, die anhand einer räumlichen Analyse mittels GIS basierend auf OpenStreetMap (OSM) ermittelt wurden.

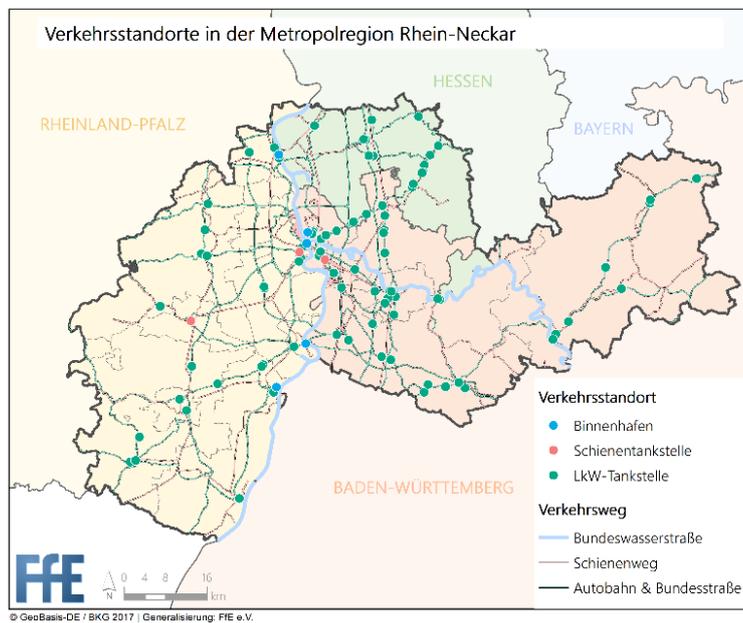


Abbildung 3-2: Verkehrsstandorte in der MRN

Im Umwandlungssektor werden die Gaskraftwerke in Ludwigshafen am Rhein, Worms, Bad Dürkheim, Germersheim und Heidelberg sowie das Heizkraftwerk in Mannheim berücksichtigt. In letzterem wäre laut der MVV Energie AG der Einsatz von Wasserstoff nach einer technischen Modifikation möglich /MVV-01 21P/.

Um den zukünftigen Wasserstoffbedarf am Standort ableiten zu können, bedarf es geeigneter Kenngrößen. Diese sind für jede der standortscharf betrachteten Verbrauchergruppen in Tabelle 3-1 aufgeführt. Eine Beschreibung der darauf aufbauenden Regionalisierungsmethodik folgt in Abschnitt 3.2.

Tabelle 3-1: Kenngrößen je Verbrauchergruppe

Sektor	Verbrauchergruppe	Kenngröße	Quelle
Industrie	Energieintensive Industrie	Produktionsmenge bzw. Stromverbrauch	FfE-Industriedatenbank
Umwandlung	Gaskraftwerk: Rückverstromung Heizkraftwerk Mannheim	Gaseinsatz	Marktstammdatenregister und Recherche
Verkehr	Binnenschifffahrt	Güterumschlag	Regionalstatistik
Verkehr	Lkw-Verkehr	nach Entfernung gewichtete Tankstellen in der Nähe von Autobahnen und Bundesstraßen	Räumliche Analyse basierend auf OpenStreetMap
Verkehr	Schienenverkehr	Schientankstellen und Gleislänge	Deutsche Bahn
Verkehr	Busse	gemeldeter Wasserstoffbedarf einzelner Landkreise	Befragung durch die MRN GmbH
Verkehr	Betriebshof (Abfallentsorgung)	Hausmüllaufkommen (Landkreisebene)	Regionalstatistik
Sonstige	anonym	anonym	Befragung durch die MRN GmbH

3.2 Ermittlung des regionalen Wasserstoffbedarfs

Ausgehend von der zukünftigen nationalen Bedarfsentwicklung (siehe Abschnitt 2) wird die zukünftige regionale Entwicklung von Wasserstoff, Wasserstoffderivaten und Strom innerhalb der MRN im Rahmen der Regionalisierung ausgewiesen. Die Regionalisierung erfolgt für die im Detail betrachteten Verbraucher in Abschnitt 3.1 standortscharf. Der weitere Verbrauch, wird auf Landkreisebene ermittelt. Bis auf wenige Ausnahmen wird die Regionalisierung mittels eines Top-down Ansatzes für ganz Deutschland durchgeführt. Die Verbräuche, die innerhalb der MRN anfallen, werden im Anschluss daran ermittelt. In den folgenden Unterabschnitten wird die der Regionalisierung zugrundeliegende Methodik vorgestellt.

In Abschnitt 4 wird der regionale Stromverbrauch zur Ableitung des Potenzials von grünem Wasserstoff benötigt. Hierfür wird ein auf Landkreisebene regionalisiertes FfE-Szenario (vgl. Abschnitt 2.1) verwendet. Für die Industrie wird der Stromverbrauch gemäß der Entwicklung

aus dem Transformationsmodell verwendet. Daher wird neben der Regionalisierung zu den Bedarfen nach Wasserstoff und Wasserstoffderivaten auch eine Regionalisierung des industriellen Stromverbrauchs durchgeführt.

3.2.1 Verbrauchergruppe Industrie

Die Regionalisierung erfolgt nach einem Verfahren, das im Rahmen der Regionalisierung der industriellen Strom- und Wasserstoffnachfrage für den Netzentwicklungsplan entwickelt wurde /FFE-94 22P/. Hierbei wird ausgehend vom Status quo des regionalen Energieträgerverbrauchs nach Wirtschaftszweig und energieintensivem Prozess die zukünftige regionale Entwicklung der Verbräuche abgeleitet. In Abbildung 3-3 wird die Methodik zur Ermittlung des regionalen Stromverbrauchs für den Status quo aufgezeigt.

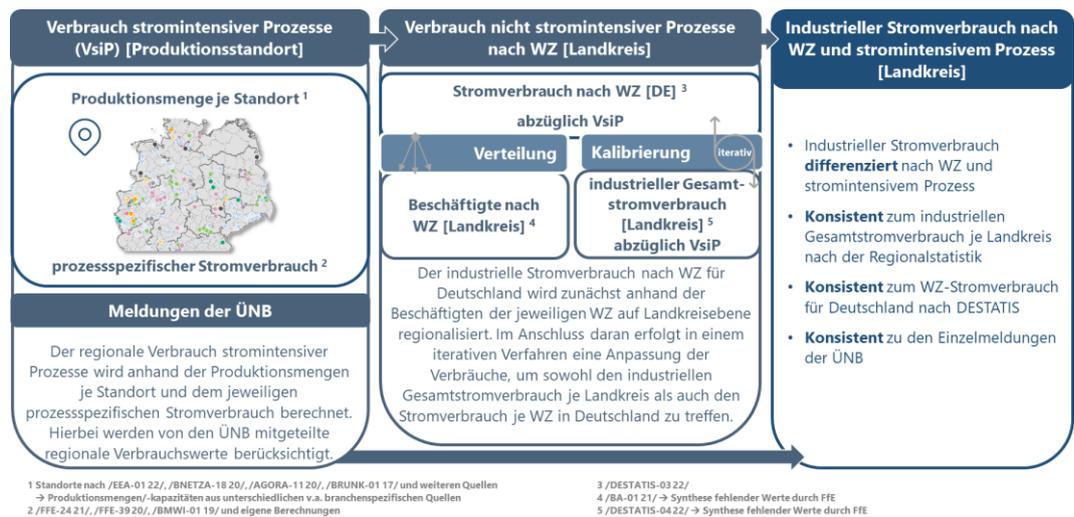


Abbildung 3-3: Methodik zur Regionalisierung des Stromverbrauchs nach Wirtschaftszweig und stromintensivem Prozess

Als Eingangsdaten werden neben den standortscharfen Produktionsmengen der energieintensiven Industrie auf Landkreisebene verfügbare Statistiken zu Beschäftigten nach Wirtschaftszweigen sowie zum industriellen Energieträgerverbrauch eingesetzt. Aus Gründen der Geheimhaltung werden in regionalen Statistiken Werte zum Teil nicht ausgewiesen. Aus der Historie der Statistiken, in denen teilweise die Werte noch verfügbar sind, den Werten auf der nächsthöheren administrativen Ebene (Regierungsbezirk oder Bundesland) sowie den Produktionsstandorten werden in einem iterativen Syntheseverfahren die Lücken in der Statistik gefüllt.

Ähnlich der Methodik zur Ermittlung des „regionalen industriellen Stromverbrauchs nach WZ und stromintensivem Prozess“ (dargestellt in Abbildung 3-3) erfolgt eine solche Erhebung für alle weiteren Energieträger. Die Vollständigkeit der Eingangsdaten (Regionalstatistik-Tabelle 43531-01-02-4, /DESTATIS-04 22/) ist hierbei im Vergleich zum statistisch ausgewiesenen Stromverbrauch in Abhängigkeit vom Energieträger geringer, weshalb die Daten einen höheren Anteil modellierter Verbräuche aufweisen. Die regionale Verteilung des Stromverbrauchs auf die WZ erfolgt wie auch beim Stromverbrauch über die Beschäftigtenzahlen nach WZ sowie den standortscharfen Produktionsmengen mit den jeweiligen spezifischen Energieträgerverbräuchen.

Im Rahmen der Regionalisierung wird der aus den Szenarien resultierende Bedarf an Strom, Wasserstoff und Wasserstoffderivaten auf Landkreisebene ausgewiesen und nach Wirtschaftszweig und den betrachteten Prozessen differenziert. Wie in Abbildung 3-4 dargestellt, berücksichtigt die Regionalisierung verschiedene Verbrauchsentwicklungskategorien, die den seit dem Basisjahr bereits bestehenden Verbrauch sowie die herkömmliche und transformationsbedingte Entwicklung des Energieverbrauchs beschreiben. Die herkömmliche Verbrauchsentwicklung resultiert dabei aus einer steigenden bzw. sinkenden Wirtschaftsleistung sowie steigender Effizienz, wohingegen die transformationsbedingte Verbrauchsentwicklung durch einen Energieträgerwechsel bedingt ist. In Abhängigkeit von der jeweiligen Verbrauchsentwicklungskategorie erfolgt die Regionalisierung ausgehend vom Status quo anhand der dort ermittelten regionalen Strom- und Brennstoffverbräuche der Wirtschaftszweige bzw. der betrachteten Prozesse.



Abbildung 3-4: Schematische Darstellung der Methodik zur Regionalisierung der Verbrauchsentwicklung von Strom, Wasserstoff und Wasserstoffderivaten

Ein geeignetes Kriterium für die Regionalisierung der Verbräuche energieintensiver Prozesse stellen die Produktionsmengen der Produktionsstandorte dar. Die Verwendung des in Abbildung 3-4 aufgeführten Stromverbrauchs als Regionalisierungskriterium - auch für Wasserstoff und Wasserstoffderivate - ist legitim, da der Stromverbrauch der betrachteten Prozesse das Produkt aus Produktionsmenge und prozessspezifischem Stromverbrauch darstellt. Somit besteht hinsichtlich der Gewichtung der Standorte kein Unterschied im Vergleich zur Verwendung der Produktionsmengen.

Die Bedarfe der nichtenergieintensiven Industriezweige werden aufgrund deren Heterogenität nicht standortscharf, sondern auf Landkreisebene nach Wirtschaftszweig differenziert berechnet. Die Regionalisierung des Wasserstoffbedarfs, der keinem energieintensiven Prozess zugeordnet werden kann, wird anhand des Status quo des regionalen Brennstoffverbrauchs abzüglich des Brennstoffverbrauchs der betrachteten Prozesse abgeleitet. Die Regionalisierung des Strombedarfs, der aus der herkömmlichen Entwicklung resultiert, erfolgt anhand des Status quo des regionalen Stromverbrauchs und die Regionalisierung des transformationsbedingten Strombedarfs anhand des Status quo des regionalen Brennstoffverbrauchs, jeweils ohne den Verbrauch der betrachteten Prozesse.

Sofern die Verbräuche gemäß der herkömmlichen Entwicklung negativ sind, werden diese vom Verbrauch des Status quo abgezogen, der ansonsten in vollem Umfang in den zukünftigen Jahren bestehen bleibt.

Das Ergebnis der Regionalisierung des industriellen Wasserstoffbedarfs ist in Abbildung 3-5 je Landkreis flächenspezifisch für verschiedene Stützjahre bis 2045 dargestellt. Zudem ist dort der stützjährliche Wasserstoffbedarf an den Produktionsstandorten von Papier und Hohlglas als Kreiskartogramm abgebildet. Da der Wasserstoffbedarf in der Chemieindustrie in Ludwigshafen und das daraus resultierende Kreiskartogramm im Vergleich zu den Produktionsstandorten außerhalb der Chemieindustrie sehr groß ist, wird dieser zur besseren Vergleichbarkeit der anderen Standorte nicht als Kreiskartogramm dargestellt. Der Verbrauch in der Chemieindustrie ist aber Bestandteil des flächenspezifischen Wasserstoffverbrauchs in der Karte.

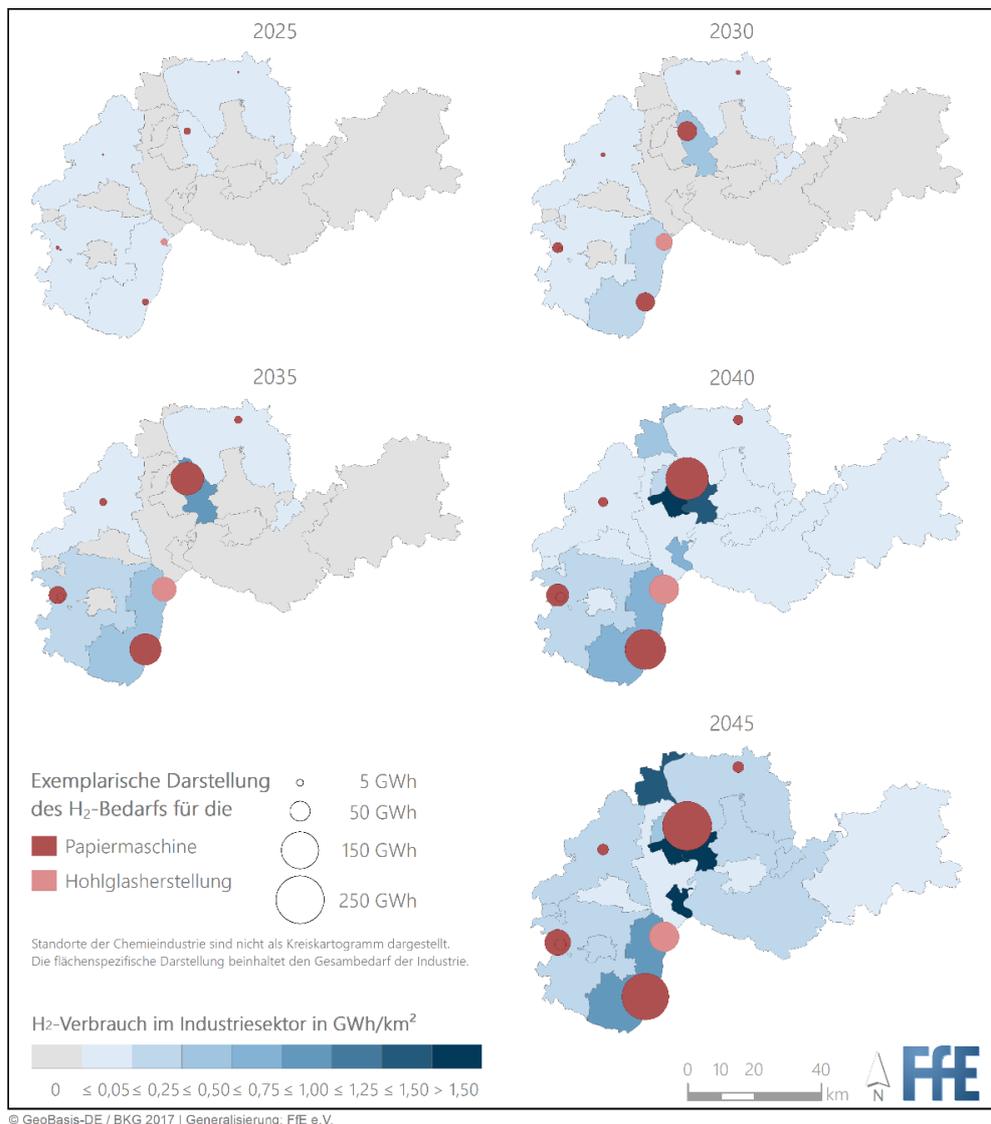


Abbildung 3-5: Flächenspezifischer industrieller Bedarf an Wasserstoff für die energetische Nutzung anhand des Technologiemitzenzenarios und aufbauend auf den Daten der FfE (Standorte zur verbesserten Übersichtlichkeit ohne Kreiskartogramm zur Chemieindustrie in Ludwigshafen)

Der industrielle Wasserstoffbedarf in der MRN beträgt gemäß dem verwendeten Szenario im Jahr 2025 rund 20 GWh und fünf Jahre später bereits ca. 130 GWh. Dieser steigt gemäß der angenommenen Entwicklungen im Szenario bis zum Zieljahr 2045 auf rund 6,3 TWh an, wovon ca. drei Viertel des Bedarfs auf die Chemieindustrie vor allem in Ludwigshafen zurückzuführen sind. Der industrielle Wasserstoffbedarf in der MRN entspricht im Zieljahr 2045 ca. 5 % des Bedarfs der Industrie in Deutschland (121 TWh). Außerhalb der Chemieindustrie wird Wasserstoff in der MRN für die Herstellungsprozesse von Papier (ca. 640 GWh im Jahr 2045) insbesondere in Mannheim und Germersheim und von Hohlglas (ca. 100 GWh im Jahr 2045) ebenfalls in Germersheim nachgefragt. Die dargestellten zukünftigen Wasserstoffbedarfe hängen dabei von verschiedenen Faktoren wie Preis, Verfügbarkeit und Regulatorik ab und können sich daher in der Realität abweichend von dem verwendeten Szenario entwickeln.

Neben dem in Abbildung 3-5 dargestellten energetischen Bedarf von Wasserstoff existiert für die Produktion von Ammoniak, Methanol und HVC ein stofflicher Bedarf an Wasserstoff und Wasserstoffderivaten.

Dieser Bedarf wird im Jahr 2019 basierend auf Annahmen aus Veröffentlichungen und öffentlichen Statistiken auf ca. 12 TWh geschätzt und bleibt trotz der insgesamt steigenden Nachfrage nach Methanol und Wasserstoff für die stoffliche Nutzung im Jahr 2045 in dem verwendeten Szenario auf einem relativ ähnlichen Niveau (ca. 14 TWh). Es wird angenommen, dass sich der Bedarf an Naphta ungefähr halbiert. Hinzu kommt, dass stofflich genutztes Gas (ca. 1.5 TWh) ein Bestandteil des für das Jahr 2019 ausgewiesenen Bedarfs ist, dieses aber transformationsbedingt im Jahr 2045 keine Anwendung mehr findet.

3.2.2 Verbrauchergruppe Verkehr, Umwandlung und sonstige Verbraucher

Die Standortliste mit den erhobenen Kennwerten aus /DESTATIS-04 22/ (siehe Tabelle 3-1) dient als Grundlage für die standortscharfe Verortung der Wasserstoffverbräuche in den Verbrauchergruppen Verkehr, Umwandlung und sonstige Verbraucher. So wird der Wasserstoffbedarf der jeweiligen Verbraucher wie z. B. der Binnenhäfen top-down kenngrößengewichtet auf die Standorte verteilt. In diesem Beispiel ist die Kenngröße der Warenumsatz der jeweiligen Binnenhäfen. Der Wasserstoffbedarf am Standort ergibt sich für die betrachteten Verbraucher demnach wie folgt:

$$H_2\text{-Bedarf}_{\text{Standort Stützjahr}} = \frac{\text{Kenngröße}_{\text{Standort Status quo}}}{\text{Kenngröße}_{\text{Deutschland Status quo}}} \times H_2\text{-Bedarf}_{\text{Deutschland Stützjahr}}$$

Die Regionalisierung des potenziellen Wasserstoffbedarfs von Müllfahrzeugen erfolgt nicht standortscharf, sondern auf Landkreisebene. Das Hausmüllaufkommen dient in diesem Fall als Indikator für die Regionalisierung und ist auf Landkreisebene über die Regionalstatistik verfügbar.

Die Entwicklung der Wasserstoffbedarfe für Busse für die MRN wurde bottom-up auf Landkreisebene berechnet. Hierfür wurde die prozentuale Verteilung von batterieelektrischen und mit Brennstoffzellen betriebenen Bussen anhand der Einsatzpläne von Brennstoffzellen-Range-Extender-Bussen in den Landkreisen Heidelberg, Ludwigshafen und Mannheim parametrisiert. Wegen der Vorreiterposition dieser Landkreise wird eine ähnliche Entwicklung in den restlichen Landkreisen der MRN erwartet und bis 2035 ein linearer Zuwachs von alternativen Antrieben als Ersatz für Diesel-Busse angenommen. Ab 2035 werden demnach

60 % batterieelektrisch-betriebene Busse und 40 % brennstoffzellen-betriebene Busse die bisherige Flotte ersetzen. Die anhand von Zulassungszahlen und weiteren Kenngrößen regionalisierte Anzahl der Busse pro Landkreis wurde im nächsten Schritt auf den Wasserstoffverbrauch von mit Brennstoffzellen betriebenen Bussen multipliziert und somit der Wasserstoffbedarf pro Landkreis ausgewiesen.

Weitere Verbraucher innerhalb der MRN, die im Rahmen einer Befragung einen Verbrauch mitgeteilt haben, werden aus Gründen des Datenschutzes anonym gehalten und deren voraussichtliche zukünftige Wasserstoffbedarfe auf Landkreisebene und nicht standortscharf ausgewiesen. Das Ergebnis der Regionalisierung des Wasserstoffbedarfs ist für den Verkehrssektor in Abbildung 3-6 je Landkreis flächenspezifisch für verschiedene Stützjahre dargestellt. Die Nachfragen der Verbrauchergruppen Lkw, Bahn und Binnenschiff sind zudem am potenziellen Verbrauchsstandort als Kreiskartogramme abgebildet.

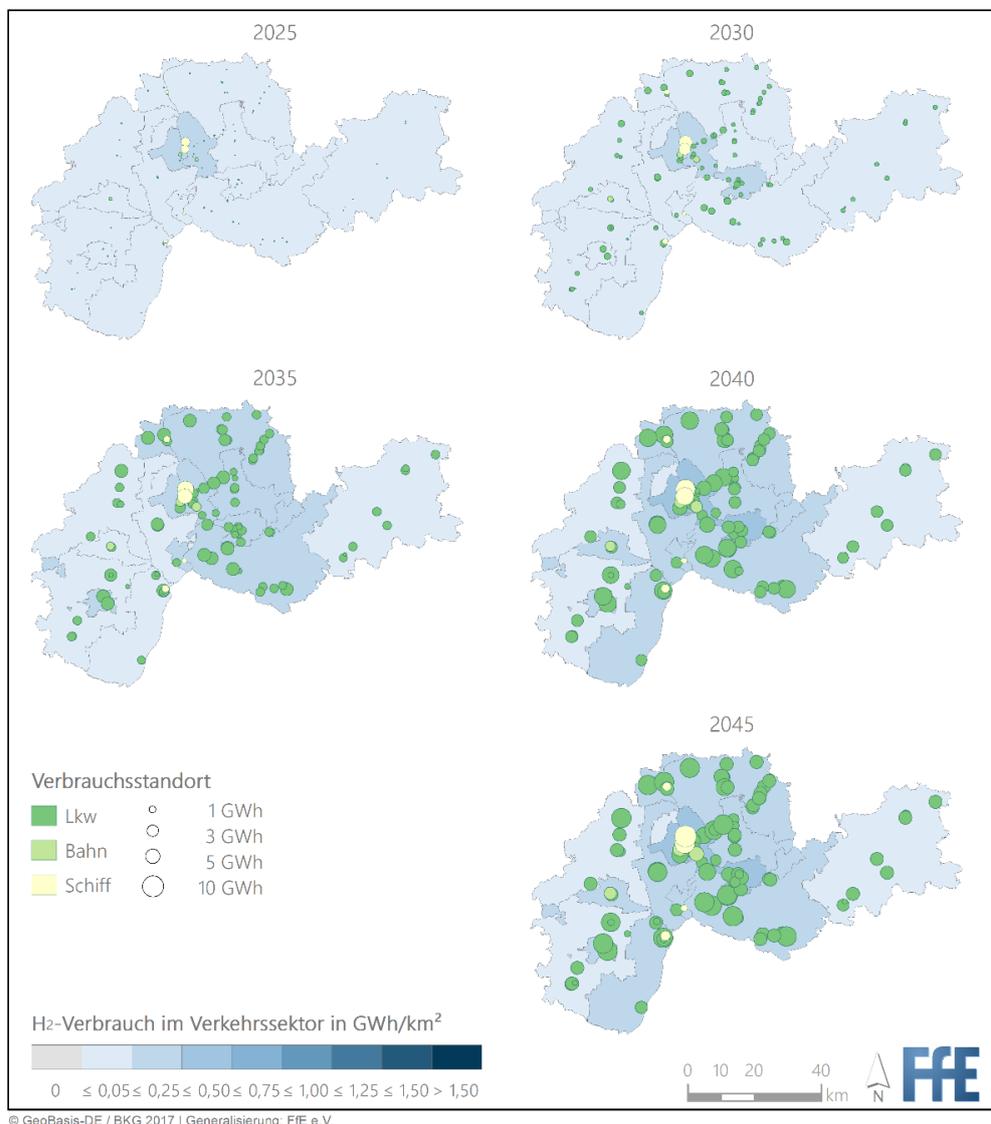


Abbildung 3-6: Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor anhand des Technologiemijszenarios und aufbauend auf den Daten der FfE (ohne Pkws)

Im Jahr 2025 beträgt die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor ca. 50 GWh, insbesondere aufgrund der hohen Motivation, im öffentlichen Nahverkehr bis zum Jahr 2035 das Ziel

Klimaneutralität zu erreichen. Bis 2035 wird auch zunehmend Wasserstoff zum Betanken von Lkws und Binnenschiffen eingesetzt. Insgesamt steigt der Bedarf auf rund 90 GWh an. Im Jahr 2045 erreicht die Nachfrage an Wasserstoff im Verkehrssektor eine Größe von ca. 560 GWh. Dies entspricht ca. 16.800 t Wasserstoff. Ungefähr drei Viertel der Nachfrage entfällt dabei auf den Lkw-Verkehr und verteilt sich v. a. auf die Tankstellen in der Nähe von Autobahnen und Bundesstraßen. Der Einsatz von Wasserstoff in Müllfahrzeugen wird im Jahr 2045 auf ca. 10 GWh geschätzt. Die Nachfrage im Schienenverkehr und in der Binnenschifffahrt konzentriert sich in der MRN auf 3 bzw. 5 Standorte, wohingegen für die übrigen Verkehrsträger in jedem Landkreis mindestens ein Verbrauchsstandort vorliegt. In der Binnenschifffahrt ist die Nachfrage von ca. 25 GWh zu 80 % in Mannheim und Ludwigshafen zu verorten. Die Wasserstoffnachfrage im Bahnverkehr verteilt sich ungefähr gleichmäßig auf die Landkreise Ludwigshafen am Rhein, Mannheim und Neustadt an der Weinstraße.

Im Umwandlungssektor beschränkt sich der Wasserstoffbedarf in der MRN auf die Rückverstromung in Gaskraftwerken und auf den möglichen Einsatz im Heizkraftwerk Mannheim. So beläuft sich die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 auf rund 7 GWh im Umwandlungssektor, davon werden im Gaskraftwerk Ludwigshafen allein 5 GWh eingesetzt.

Eine Zusammenschau der regionalen Ergebnisse aller Sektoren erfolgt im nachfolgenden Abschnitt.

3.2.3 Wasserstoffbedarf in der MRN

Ausgehend von dem Technologiemixszenario, das die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland beschreibt (siehe Abschnitt 2), wurde durch die Regionalisierung (siehe Abschnitt 3.2.1 u. 3.2.2) der zukünftige Wasserstoffbedarf in der MRN ermittelt.

Dieser ist für die einzelnen Sektoren zusammengefasst in Tabelle 3-2 und für die Landkreise innerhalb der MRN in Abbildung 3-7 dargestellt. Aufgrund der Modellierungsmethode ergeben sich für den zukünftigen Wasserstoffbedarf gleichmäßige Entwicklungsschritte. In der Realität können sich durch die Transformation ganzer Anlagenteile durchaus sprunghaftere Entwicklungsschritte ergeben.

Tabelle 3-2: Stützjährlicher Wasserstoffbedarf im Technologiemixszenario nach Sektor in GWh auf Grundlage der FfE-Daten

	Sektor	2025	2030	2035	2040	2045
Energetischer Bedarf	Industrie	20	140	360	1.700	6.300
	Verkehr	50	130	300	470	560
	Umwandlung	-	-	1	3	7
	Sonstige	40	70	170	270	270
Stofflicher Bedarf	Wasserstoff	5.900	5.900	6.100	6.500	7.000
	Naphta	3.900	2.800	2.400	2.200	2.000
	Methanol	500	2.700	4.200	5.700	7.400
	Gas	1.300	900	550	300	-
	gesamt	6.010	6.240	6.931	8.943	14.137

Der energetische Gesamtbedarf des Wasserstoffs in der MRN beläuft sich im Jahr 2025 auf rund 110 GWh. Dieser Bedarf ist zu ca. 40 % auf den Einsatz im ÖPNV zurückzuführen, der szenariobedingt zu großen Teilen durch den Einsatz von grünem Wasserstoff Klimaneutralität bis zum Jahr 2035 anstrebt. Wasserstoff wird zudem in deutlich geringeren Mengen zum Betanken von Binnenschiffen (ca. 4 GWh), Lkws, Zügen und Müllfahrzeugen nachgefragt. Ein weiterer Verbrauch von 40 GWh wurde durch eine Unternehmensbefragung ermittelt und wird aus Gründen des Datenschutzes nicht weiter beschrieben. In der Industrie besteht die Nachfrage nach Wasserstoff transformationsbedingt für die Herstellung von Papier- und Hohlglas.

Bis zum Jahr 2035 steigt der Wasserstoffbedarf um mehr als den Faktor 8 auf ca. 830 GWh an, da Lkws zunehmend mit Wasserstoff betankt werden und Wasserstoff in nun größeren Mengen für die Papier- und Hohlglasherstellung Anwendung findet. Wie in Abbildung 3-7 zu sehen ist, bildet sich Mannheim ab dem Jahr 2035 zu einem Wasserstoffnachfragezentrum heraus. Dies liegt zum einem an der Vorreiterrolle, die neben Ludwigshafen und Heidelberg auch von Mannheim eingenommen wird, Wasserstoff im öffentlichen Busverkehr einzusetzen (bereits ab dem Jahr 2024), zum anderen aber auch an der Nachfrage der ansässigen Papierindustrie sowie den dort existierenden Verbrauchsstandorten Binnenhafen und Schientankstelle.

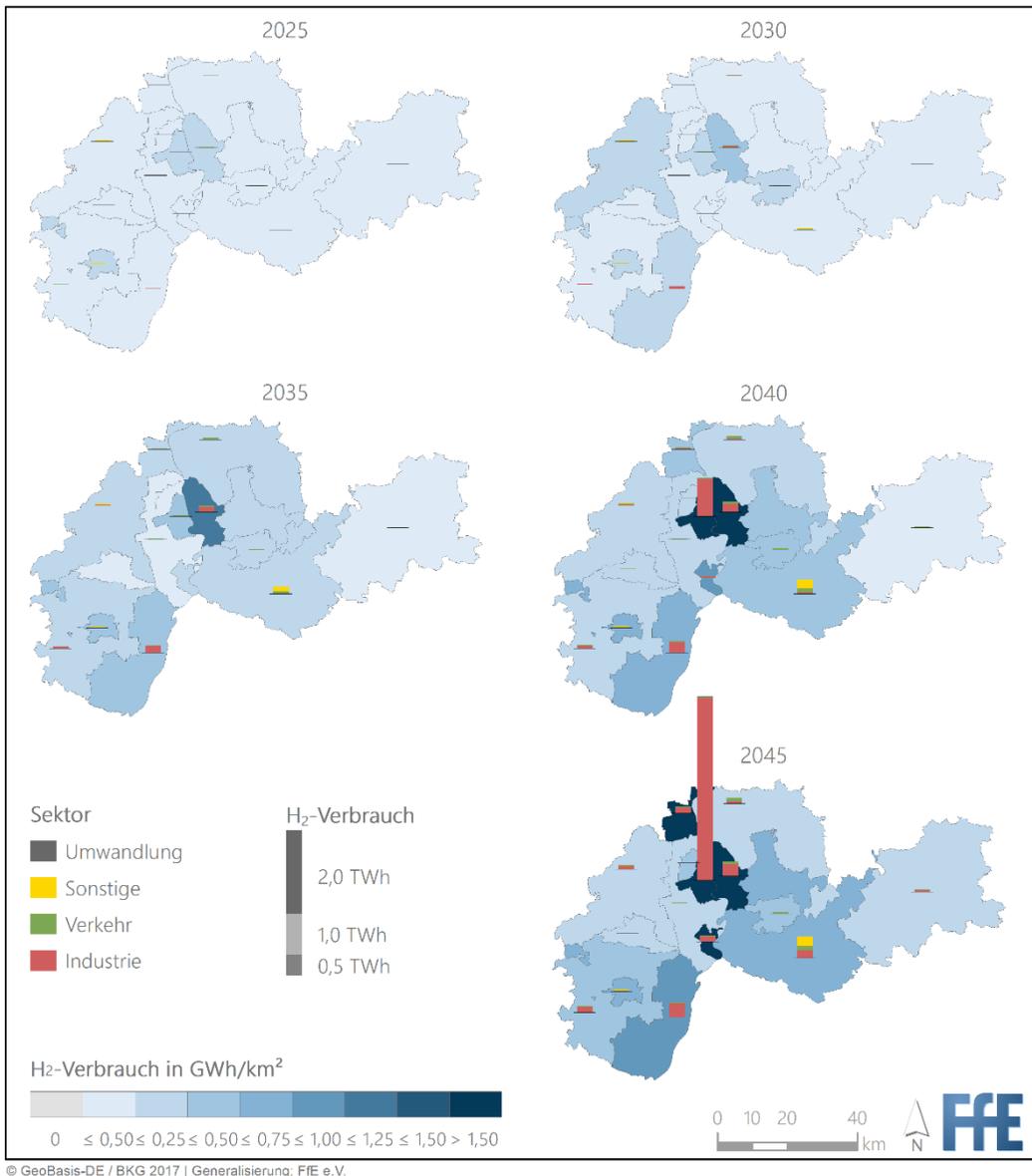


Abbildung 3-7: Bedarf an Wasserstoff für die energetische Nutzung nach Sektoren und anhand des Technologiemixszenarios und aufbauend auf den Daten der FFE

Bis zum Jahr 2045 entwickelt sich in der Industrie auch außerhalb der Papier- und Hohlglasproduktion (vgl. Absatz 3.2.1) in weiteren Wirtschaftszweigen ein Wasserstoffbedarf, insbesondere in der Chemieindustrie. Am Gesamtbedarf an energetisch genutztem Wasserstoff von ca. 7,1 TWh in der MRN im Jahr 2045, hat die Chemieindustrie einen Anteil von ungefähr zwei Dritteln, der v.a. in Ludwigshafen am Rhein zu verorten ist. Ludwigshafen stellt nach den in diesem Szenario abgeleiteten Bedarfen somit im Jahr 2045 mit einem Gesamtbedarf an Wasserstoff für die energetische Nutzung von ca. 4,8 TWh das größte Nachfragezentrum in der MRN dar. Hinzu kommt ein Bedarf an stofflich genutztem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in Höhe von ca. 14,1 TWh, die für die Herstellung von Ammoniak, Methanol und HVC eingesetzt werden. Ein Bedarf an stofflich genutztem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten konnte in dem Szenario innerhalb der MRN ausschließlich in Ludwigshafen ermittelt werden (vgl. Absatz 3.2.1). Für die Betrachtung der Versorgungsoptionen in Abschnitt 5 wird ausschließlich der energetische und stoffliche Wasserstoffbedarf in der Region betrachtet. Der zusätzliche Bedarf an Methanol (7,4 TWh) und synthetischen Naphth (2 TWh) 2045 ist nicht Teil der Studie. Bei der Annahme einer lokalen Produktion dieser Grundstoffe müssten weitere erhebliche Mengen an Wasserstoff und elektrischer Energie bereitgestellt werden.

Neben Ludwigshafen und Mannheim werden die Landkreise Germersheim (390 GWh) insbesondere aufgrund der Nachfrage in der Papier- und Hohlglasherstellung, Worms (180 GWh) und Speyer (160 GWh) unter Berücksichtigung ihrer Fläche als Nachfragezentren identifiziert. Die berechneten Wasserstoffbedarfe basieren dabei nicht auf konkreten Unternehmensprognosen oder -zielen, sondern wurden für das in Abschnitt 2.1.1 beschriebene Technologiemixszenario berechnet.

Info:

Im Kreis Bergstraße wird neben der Studie der FfE eine weitere Studie u. a. zum Wasserstoffbedarf im Landkreis von der EMCEL GmbH erstellt. In einer gemeinsamen Abstimmung wurden die Unterschiede in der Herangehensweise ermittelt. Abweichungen im prognostizierten Wasserstoffbedarf aufgrund einiger Unterschiede in der Methodik, der Parametersetzung und der Datengrundlage zur Bestimmung des Wasserstoffbedarfs in der Prozesswärme und im Verkehrssektor sind zu erwarten. Außerdem betrachtet diese Studie eine steigende Wirtschaftsentwicklung und geht somit von der Steigerung der Produktion aus, was zu einem höheren Wasserstoffbedarf in der Industrie führt.

4 Erzeugungspotenzial für grünen H₂

Zur Dekarbonisierung des aktuellen und zukünftigen Wasserstoffbedarfs in der Metropolregion Rhein-Neckar bedarf es neben des Imports überregional erzeugten Wasserstoffs auch regionaler Kapazitäten. Hierfür ist es notwendig, das verfügbare Potenzial an Erneuerbaren Energien (EE-Potenzial) in der Region zu ermitteln und daraus die verfügbaren Kapazitäten für eine grüne Wasserstoffproduktion abzuleiten. Abbildung 4-1 zeigt das grundlegende Vorgehen in dieser Studie. Anhand des EE-Potenzials und dem Direktstrombedarf in der Region wird das theoretisch verfügbare Stromerzeugungspotenzial volatiler Erneuerbarer Energien und die damit zu generierende Menge an grünem Wasserstoff landkreisscharf ermittelt.

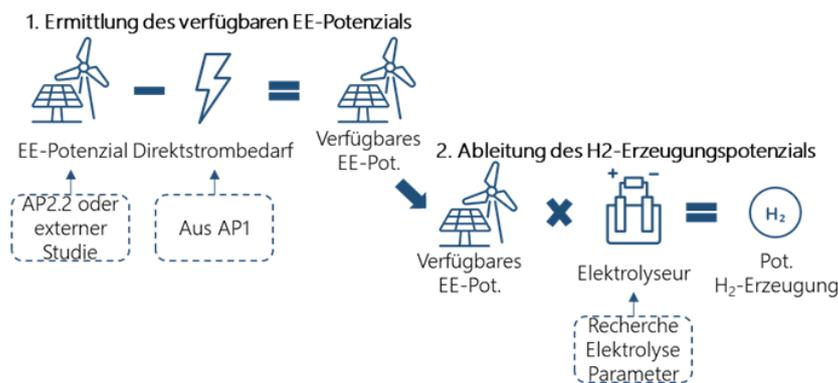


Abbildung 4-1: Schematische Vorgehensweise zur Berechnung des H₂-Erzeugungspotenzials in der MRN

4.1 Verfügbares Erneuerbare-Energien-Potenzial

Das EE-Potenzial für die energetische Nutzung der MRN wurde vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in der Studie „Stromstudie für die Metropolregion Rhein-Neckar - Versorgungssituation bis zum Jahr 2045“ /ISE-07 22/ ausgewiesen und dient als Grundlage für weitere Analysen. In der Studie wurden technologiespezifische Analysen durchgeführt, wobei Onshore-Windkraft und Photovoltaik (PV) auf Dächern (PV-Dach) und Freiflächen (PV-FF) auf GIS-Analysen basieren und für Wasserkraft, Biomasse, Geothermie sowie für Solarthermie Abschätzungen auf Basis existierender Analysen und Statistiken vorgenommen wurden. Für die Technologien Wind und PV werden in der Studie die installierte Leistung und Leistungspotenziale nach folgenden Potenzialkategorien ausgewiesen:

- Technisches Potenzial: maximales Potenzial nach GIS-Analysen
- Verbleibendes Potenzial: technisches Potenzial abzüglich installierter Leistung
- Realistisches Potenzial: abgeleitet aus nationalen Zielen bzw. maximal 2 % der Landesfläche bei PV-FF und Onshore-Wind
- Realistisches verbleibendes Potenzial: realistisches Potenzial abzüglich installierter Leistung

Das realistische Potenzial spiegelt für Onshore-Wind und PV-FF jeweils 25 % und für PV-Dach 40 % des technischen Potenzials wider. Für die weiteren Analysen wird das realistische Potenzial der drei Technologien verwendet.

Die potenzielle Stromerzeugung aus EE-Potenzialen wird anhand landkreisspezifischer Volllaststunden berechnet. Die Volllaststunden von Photovoltaikanlagen stammen aus Erzeugungsgängen, die auf Basis der Strahlungsdaten des Wettermodells CAMS berechnet wurden /FFE-24 21/. Die Berechnung der Wind-Volllaststunden basiert auf zwei Quellen. Das Wettermodell ERA5 liefert vertikal und zeitlich aufgelöste Windgeschwindigkeiten. Aus dem Global-Windatlas werden für ausgewählte Windenergieanlagen die mittleren Volllaststunden aus mehreren Wetterjahren in hoher räumlicher Auflösung bezogen. Die Zeitreihen werden basierend auf den ERA5-Daten berechnet und mit der kleinräumigen Standortgüte nach Global-Windatlas zu einer Zeitreihe kombiniert.

Das realistische EE-Energiepotenzial ist nach Landkreisen und Technologie in der Abbildung 4-2 aufgeschlüsselt. Das Potenzial ist in den ländlich geprägten Landkreisen wie zu erwarten höher als die Potenziale in den städtisch geprägten Landkreisen. In diesen hat das PV-Dach-Potenzial einen hohen Anteil, wohingegen in den ländlicheren Landkreisen Wind und PV-FF-Potenzial überwiegen.

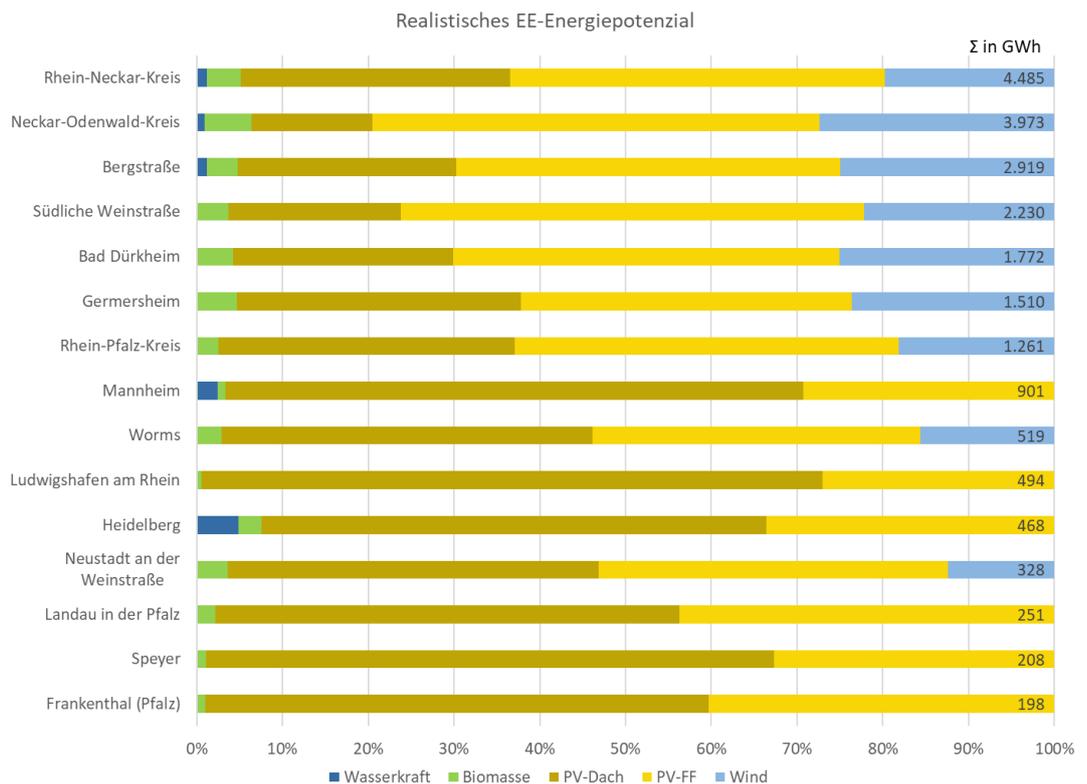


Abbildung 4-2: Technologiespezifische Verteilung des realistischen EE-Energiepotenzials der Landkreise

Auf Basis der vorhandenen realistischen EE-Potenziale wird bilanziell die Stromerzeugung durch Windenergie und Photovoltaik nach Abzug des regionalen Stromverbrauchs berechnet. Dieses sich aus der Summe ergebende theoretische Erzeugungspotenzial wird für die Elektrolyse als potenziell verfügbar betrachtet und nicht nur für den Status quo sondern auch für die zukünftigen Jahre bis 2045 abgeschätzt. Die dafür benötigte Entwicklung des

Stromverbrauchs stammt aus dem fFE-Szenario E.plan /FFE-17 23/ an dem sich auch die Entwicklung des H₂-Verbrauchs dieser Studie orientiert (siehe Abschnitt 2). Für die Industrie wird der Stromverbrauch gemäß der Entwicklung aus dem Transformationsmodell verortet. Das Regionalisierungsverfahren für den Sektor Industrie wird in Abschnitt 3.2.1 beschrieben.

4.2 Regionales Erzeugungspotenzial von grünem Wasserstoff

Das im vorangegangenen Abschnitt 4.1 aus dem realistischen EE-Potenzial berechnete theoretische Erzeugungspotenzial steht im nächsten Schritt zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Metropolregion Rhein-Neckar zur Verfügung. Allerdings werden für die Betrachtung des EE-Potenzials einige Vereinfachungen angenommen, welche eine Ausweisung des realistischen Potenzials verhindern. So wird z. B. die Stromverteilung zwischen den Landkreisen und in die angrenzenden Landkreise der MRN in dieser Studie vernachlässigt. Außerdem werden die jährlichen Erzeugungsprofile und der damit verbundene Speicherbedarf für eine spätere kostenoptimale Wasserstoffproduktion per Elektrolyse nicht berücksichtigt. Daher wird angenommen, dass das verfügbare EE-Potenzial aus Wind- und PV-Anlagen den Landkreisen theoretisch zur regionalen Wasserstoffherstellung anhand von Elektrolyseuren zur Verfügung steht, das Erzeugungspotenzial allerdings für das spätere Versorgungskonzept (vgl. Abschnitt 5) nicht vollständig ausgeschöpft werden kann. Zur Berechnung des theoretischen Erzeugungspotenzial wird folgende Formel angewandt:

$$Pot_{H_2} = Pot_{EE} \times \eta_E \times \frac{P_E}{P_{EE}} \times \frac{VLS_E}{VLS_{EE}}$$

Pot_{EE}	verfügbares EE-Erzeugungspotenzial Strom
Pot_{H_2}	EE-Erzeugungspotenzial H ₂
η_E	Wirkungsgrad Elektrolyseur
P_E	installierte Leistung des Elektrolyseurs
P_{EE}	installierte Leistung der EE-Anlage
VLS_E	Volllaststunden des Elektrolyseurs
VLS_{EE}	Volllaststunden der EE-Anlage

Für die Bestimmung des Wirkungsgrades für Elektrolyse wird die Entwicklung aus /IEA-07 19/ angenommen. Diese unterscheiden sich für die alkalische Elektrolyse (AEL), Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEM) sowie die Solid-Oxide-Elektrolyse (SOEL). Da von einem Mix der Elektrolysetechnologien¹ ausgegangen wird, wird ein gewichteter Mittelwert des Wirkungsgrads genutzt.

¹ 2030: 50 % AEL, 45 % PEM, 5 SOEL; 2045: 35 % AEL, 50 % PEM, 15 % SOEL

Tabelle 4-1: Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrads von Elektrolyse anhand des erwarteten Anteils der Elektrolyse-Methoden AEL, PEM und SOEC

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Gewichteter Wirkungsgrad (% unterer Heizwert)	63,2	65,6	68,0	69,4	71,1	72,4

In einem System aus einer EE-Anlage und einem Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion beschreibt der Auslegungsfaktor das Verhältnis der installierten elektrischen Leistungen der beiden Anlagen. Der Elektrolyseur wird dabei kleiner dimensioniert (Auslegungsfaktor < 1), um die Volllaststunden zu erhöhen und somit eine möglichst hohe Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Die Auslegungsfaktoren werden anhand der Ergebnisse eines Optimierungsmodells, das im Zuge einer Masterarbeit an der FfE entstanden ist, berechnet /MAR-01 22/. Für die Metropolregion Rhein-Neckar wurde für Photovoltaik der Auslegungsfaktor von 0,36 und für Wind von 0,63 bestimmt. Die darauf basierende Erhöhung der Volllaststunden wird durch den Quotienten (VLS_E/VLS_{EE}) abgebildet. Diese Quotienten ergeben sich in der Region für Photovoltaik zu 2,3 und für Wind zu 1,1. Durch die Auslegungsfaktoren und die darauf basierende Erhöhung der Volllaststunden wird eine realistischere Abschätzung der Erzeugungspotenziale erzielt, da die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs einbezogen wird.

Das potenzielle Wasserstoffangebot, das aus dem theoretischen Erzeugungspotenzial generiert werden kann, ist in Abbildung 4-3 für die Landkreise dargestellt. Es handelt sich hierbei um ein theoretisches Potenzial, weswegen auf eine quantitative Beschreibung verzichtet wird. Es ist zu beachten, dass kein importierter Wasserstoff oder Wasserstoff aus importiertem Strom abgebildet ist. Aufgrund der steigenden Elektrifizierung in den Jahren 2040 und 2045 geht in den weniger ländlich geprägten Landkreisen der MRN das Erzeugungspotenzial für Wasserstoff zurück. Da in dieser Analyse allerdings keine Stromübertragungen zwischen den Landkreisen und in die angrenzenden Nachbarregionen betrachtet werden, kann keine Aussage darüber getroffen werden, ob in Zukunft ein Austausch zwischen den Landkreisen mit hohem EE-Potenzial stattfindet. Aufgrund der guten Vermaschung des Stromnetzes kann davon ausgegangen werden, dass dieser Austausch auch in Zukunft möglich ist und bereits bestehende Elektrolyseanlagen, welche vor 2040 installiert werden, mit Erneuerbarer Energie aus Nachbarlandkreisen versorgt werden können.

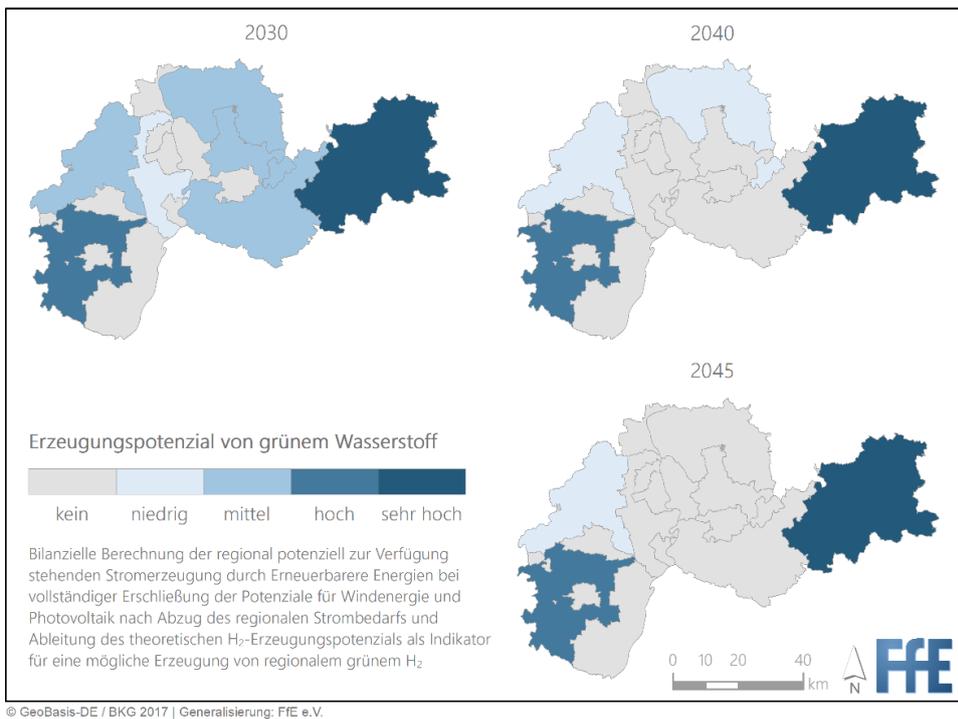


Abbildung 4-3: Qualitative Bewertung des Erzeugungspotenzials von grünem Wasserstoff anhand des Technologiemiixszenarios und aufbauend auf den EE-Potenzialen der Studie des Fraunhofer ISE /ISE-07 22/

Trotz der theoretischen Natur des Erzeugungspotenzials lassen sich aus den Ergebnissen wertvolle Schlussfolgerungen für die MRN ziehen. Grundsätzlich bleibt trotz steigender Elektrifizierung in allen Sektoren weiterhin ein regionaler EE-Stromüberschuss für die Wasserstoffproduktion in der Region bestehen. Gerade in den ländlichen Landkreisen Neckar-Odenwald-Kreis und Südliche Weinstraße ist auch in 2045 ein hohes Erzeugungspotenzial verfügbar. Gerade bei kleineren Bedarfen (Prüfständen, Verkehr und bei Industriestandorten mit niedrigen Verbräuchen) kann es sinnvoll sein, dieses Potenzial zu nutzen und auf eine regionale Erzeugung beim Verbraucher zu setzen. Dies ist möglich, da diese „geringeren“ Mengen bei stark fluktuierender EE-Erzeugung mit niedrigen Kosten zwischengespeichert werden können.

Auch wenn das H₂-Erzeugungspotenzial gerade bei den kleineren Verbräuchen zum Einsatz kommen kann, wird deutlich, dass die MRN besonders für die großen Abnehmer an ein überregionales Netz angeschlossen werden muss. Hintergrund sind die großen Bedarfsmengen und die Anforderung der Versorgungssicherheit (ständige Verfügbarkeit von Wasserstoff) was in diesen Mengen nur über große Speicher (z. B. Kavernenspeicher), welche voraussichtlich nicht in der MRN verfügbar sein werden, gewährleistet ist. Natürlich spielt die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle, weswegen es eine Anbindung per Pipeline oder Schiff an den zukünftigen überregionalen Wasserstoffmarkt braucht (vgl. Abschnitt 5), um weitere möglicherweise günstigere H₂-Quellen zu erschließen (vgl. Kapitel 6).

Um allerdings eine erfolgreiche Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen, bedarf es eines frühzeitigen regionalen Wasserstoffhochlaufs, welcher vor 2030 durch regionale Quellen (bzw. per Binnenschifffahrt) versorgt werden muss (vgl. Abschnitt 5). Hierfür ist der massive Ausbau an Erneuerbaren Energien in der Region essenziell.

5 Versorgungskonzept

Basierend auf den Wasserstoffbedarfen in der MRN werden verschiedene Versorgungsoptionen untersucht. Zunächst werden hierbei die verschiedenen Verbrauchertypen mit ihren spezifischen Anforderungen an eine Wasserstoffversorgung betrachtet. Für Industrieverbraucher mit einem Wasserstoffbedarf von mehr als 6 GWh pro Jahr wird eine Versorgung über Gasleitungen angenommen. Dezentrale kleine Verbraucher wie Tankstellen und Prüfstände oder Industriestandorte mit einem Bedarf von weniger als 6 GWh pro Jahr können per Trailer beliefert werden, da hier die Belieferung durch einen Lkw pro Woche mit flüssigem Wasserstoff ausreichend wäre. Diese Grenze wird für diese Studie festgelegt, da die wöchentliche Belieferung per Trailer als der maximal vertretbare Rahmen für die Versorgung eines Standortes angenommen wird. Für dezentrale Verbraucher mit wenig Wasserstoffbedarf ist außerdem die dezentrale Wasserstoffversorgung per Elektrolyse eine Möglichkeit, da sich hier der Speicherbedarf durch die volatile Erzeugung mit erneuerbaren Energien für den geringen Bedarf in Grenzen hält. Bei Industrieverbrauchern von mehr als 6 GWh Wasserstoffbedarf pro Jahr wären dagegen erhebliche Speicherbedarfe notwendig, um eine zuverlässige und stetige Wasserstoffversorgung sicherzustellen, sodass hier die Option für Elektrolyse vor Ort im Standardfall ausgeschlossen wird. Sollte sich in Zukunft eine großflächige Umwidmung des Gasverteilnetzes auf die Nutzung von Wasserstoff einstellen, könnten auch Standorte mit geringen Bedarfen per Leitung versorgt werden. Diese Option wurde in der vorliegenden Studie nicht explizit ausgewiesen und keine Untersuchung des Erdgasverteilnetzes vorgenommen.

Mit der Zuordnung von Verbrauchertypen zu einer Versorgungsart werden drei Versorgungsoptionen bestimmt, welche jeweils ein potenzielles zukünftiges Versorgungskonzept für die MRN darstellen sollen. In der ersten Option liegt der Fokus auf einer Versorgung über den European Hydrogen Backbone. In der zweiten Versorgungsoption wird die MRN verstärkt über den Import an den Häfen via Binnenschifffahrt versorgt. In der dritten Option werden die beiden Importmöglichkeiten kombiniert und dezentrale Verbraucher durch Elektrolyse versorgt. Eine Zusammenfassung der Transportmengen in den verschiedenen Versorgungsoptionen ist in Abbildung 5-1 aufgeführt. Die Mengen beinhalten sowohl den stofflichen als auch den energetischen Bedarf für Wasserstoff, wobei der stoffliche Bedarf zusätzlich markiert ist. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, wird ab 2030 vor allem der leitungsgebundene Transport eine tragende Rolle spielen, da in allen Versorgungsoptionen große Industrieverbraucher, welche den größten Anteil des Wasserstoffbedarfs in der MRN ausmachen (siehe Abschnitt 2.3.1), per Pipeline versorgt werden. Die Wasserstoffmengen werden dabei in den Anfangsjahren vom stofflichen Bedarf der chemischen Industrie in Ludwigshafen dominiert, wobei die Verminderung der Produktionskapazitäten von Ammoniak in Ludwigshafen bereits beachtet wurde. Vor dem Anschluss an den European Hydrogen Backbone in 2030 könnte per Binnenschifffahrt oder per Trailer Wasserstoff in die MRN importiert werden. Vorausgesetzt wird dabei, dass die technologische Reife der Transportoptionen gegeben ist. Eine weitere Möglichkeit, die Wasserstoffbedarfe der MRN vor 2030 zu decken, stellt die regionale Erzeugung von grünem Wasserstoff dar, welche ab dem Anschluss an den European Hydrogen Backbone durch leitungsgebundene Importe ergänzt werden könnte.

In den folgenden Abschnitten erfolgt eine vertiefte Beschreibung der drei Versorgungsoptionen aus Abbildung 5-1. Diese sollen verschiedene Optionen für den Bedarf einer Infrastruktur in der MRN aufzeigen. Der Markthochlauf und die Verfügbarkeit von technischen Komponenten im Aufbau der Infrastruktur werden hierbei nicht betrachtet.

Übersicht über die Transportmengen in den Versorgungsoptionen

in TWh | MRN | Technologiemixszenario | FfE-Daten

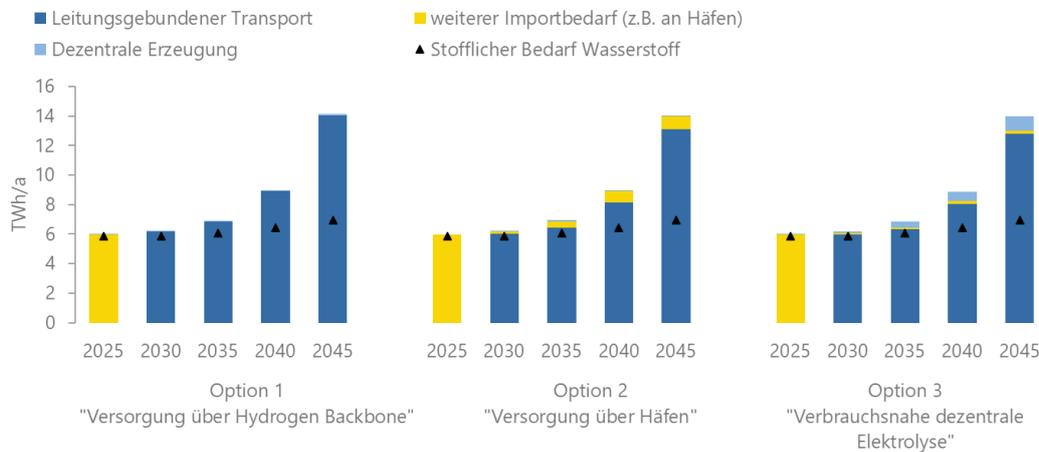


Abbildung 5-1: Transportmengen über Leitung, weiterer Importbedarf (z. B. über Import an Häfen) und dezentrale Erzeugung, aufgetragen für die Stützjahre in den verschiedenen Versorgungsoptionen

5.1 Versorgungsoption „Versorgung über European Hydrogen Backbone“

In der ersten Option liegt der Fokus auf einer Versorgung über den European Hydrogen Backbone (EHB). Dieser wurde von einer Initiative europäischer Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt und stellt ein visionäres europäisches Wasserstoffnetz für die Zieljahre 2030 und 2040 dar /GUI-02 22/. Geplant ist der voraussichtliche Anschluss der MRN über den European Hydrogen Backbone bis 2030. Das Projekt „Flow – making hydrogen happen“ plant die Umstellung bestehender Erdgasleitungen in Rheinland Pfalz ab 2028 /BER-02 22P/. Andere Versorgungsoptionen wie Importe über die Binnenschifffahrt sollten hierbei nicht außer Acht gelassen werden. Sofern die Schiffe zum Transport für Wasserstoff noch nicht zur Verfügung stehen, könnten die Bedarfe auch durch Trailer-Transporte gedeckt werden. Als Anlegestellen für Importe in die MRN kommen in dieser Versorgungsoption die Häfen Mannheim und Ludwigshafen in Frage, welche als Depot und Umschlagplatz für die Weiterverteilung von Wasserstoff per Trailerbelieferungen an dezentrale Verbraucher dienen.

Durch den hohen stofflichen Wasserstoffbedarf in Ludwigshafen (siehe Abschnitt 3.2.1) werden im Jahr 2025 in der ersten Versorgungsoption nach Ludwigshafen knapp 6 TWh/a importiert, wohingegen für die Anlegestelle in Mannheim 50 GWh/a benötigt werden. Für Verbraucher mit großen Distanzen zu den Häfen ist die dezentrale Wasserstofferzeugung per Elektrolyse eine mögliche Option. Insgesamt ist hier für 2025 eine Erzeugung von 50 GWh/a nötig, welche durch das in Abschnitt 4 ausgewiesene regionale Erzeugungspotenzial von grünem Wasserstoff gedeckt werden kann.

Ab 2030 soll die Region an den European Hydrogen Backbone angeschlossen sein. Das schematische Versorgungskonzept der Option „Versorgung über den European Hydrogen Backbone“ ist für das Jahr 2030 in Abbildung 5-2 dargestellt. Im Jahr 2030 sind bereits acht Landkreise der MRN an den European Hydrogen Backbone angeschlossen. Damit ist ein leitungsgebundener Wasserstoffimport in die Region ab 2030 möglich. Große Industrieverbraucher wie die Chemieindustrie in Ludwigshafen oder das Papiergewerbe in Mannheim sind dabei wegen ihres großen Wasserstoffbedarfs per Leitung an den European Hydrogen Backbone angeschlossen. In Abbildung 5-2 sind die großen Industrieverbraucher durch ein Branchensymbol mit Umrandung gekennzeichnet und deren Leitungsanbindung als grüne Verbindung dargestellt. Für die Leitungsanbindung kann dabei größtenteils das bestehende Erdgasverteilnetz zur Nutzung von Wasserstoff verwendet werden. Durch die enge Vernetzung des Verteilnetzes könnten auch nahe gelegene Verbrauchsstandorte mit Bedarf kleiner dem Grenzwert von 6 GWh/a (in Abbildung 5-2 durch Branchensymbole ohne Umrandung gekennzeichnet) per Leitung versorgt werden. Diese Option wurde in der Studie nicht explizit ausgewiesen und keine Untersuchung des Erdgasverteilnetzes vorgenommen. Die Häfen in Worms, Ludwigshafen, Mannheim, Speyer und Germersheim dienen in der Versorgungsoption als Trailer-Depots, welche durch den European Hydrogen Backbone befüllt werden und der Ausgangspunkt für Lkw-Belieferungen zu dezentralen Standorten mit wenig Wasserstoffbedarf sind. Hierfür muss die Leitungsanbindung an den European Hydrogen Backbone erfolgen sowie die Infrastruktur einer Abfüllstation aufgebaut werden. Die Häfen bieten sich als Depot-Standorte an, da sie die benötigten Flächen und Erfahrungen als Logistikzentren sowie eine zentrale Lage in der MRN mit Anschluss zu Wasserstraße, Schiene und Straße innehaben.

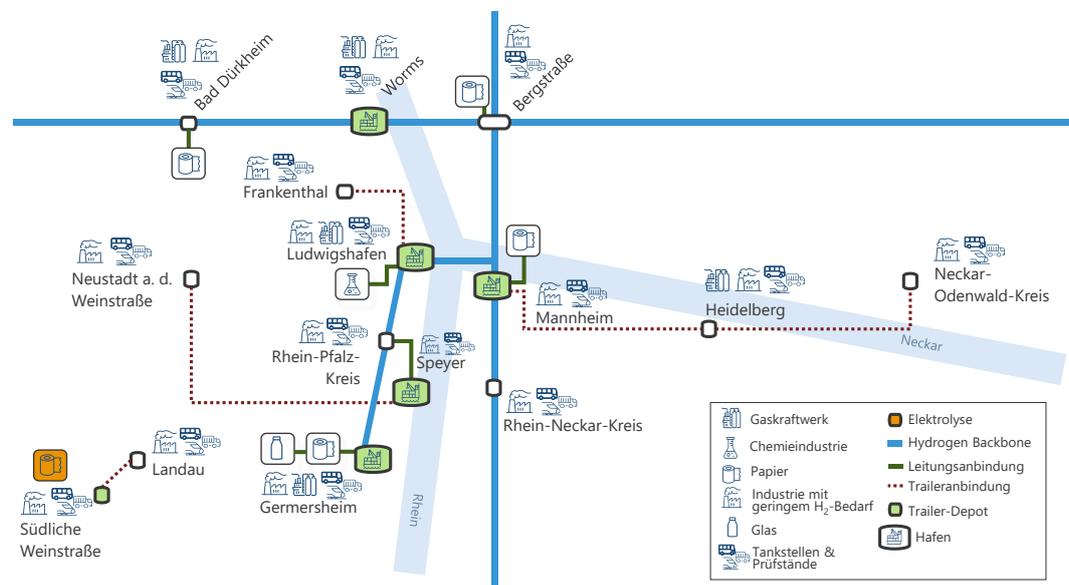


Abbildung 5-2: Versorgungsoption für das Jahr 2030 mit Fokus auf Versorgung über den European Hydrogen Backbone

Einen Sonderfall in der Versorgungsoption stellt der Landkreis Südliche Weinstraße dar. Da dieser in den Plänen des European Hydrogen Backbone erst ab 2040 angeschlossen wird und sich weit entfernt vom geplanten Verlauf des European Hydrogen Backbone befindet, bietet sich eine dezentrale Wasserstofferzeugung per Elektrolyse bei dem Papierstandort im Landkreis als Zwischenlösung bis 2040 an. Dieser Elektrolysestandort kann weiter als Quelle

und Depot für nahegelegene Trailerbelieferungen dienen. Die restlichen Landkreise der MRN werden in dieser ersten Versorgungsoption aber zum überwiegenden Teil durch den European Hydrogen Backbone versorgt. In diesen kann auch regional erzeugter grüner Wasserstoff bei einer Ausschöpfung des in Abschnitt 4 ausgewiesenen Erzeugungspotenzials eingespeist und regional abgenommen werden. Der gesamte leitungsgebundene Transport von Wasserstoff beträgt im Jahr 2030 in der ersten Versorgungsoption ca. 6200 GWh/a für die MRN, welcher bis 2035 auf 6800 GWh/a ansteigt (siehe Abbildung 5-1).

Ab 2040 ist auch der Landkreis Südliche Weinstraße an den European Hydrogen Backbone angeschlossen (siehe Abbildung 5-3), sodass hier keine dezentrale Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse mehr nötig sein wird. Die bestehende Elektrolyseleistung könnte weiterhin genutzt und der steigende Wasserstoffbedarf durch Importe per Pipeline zur Steigerung der Versorgungssicherheit ergänzt werden.

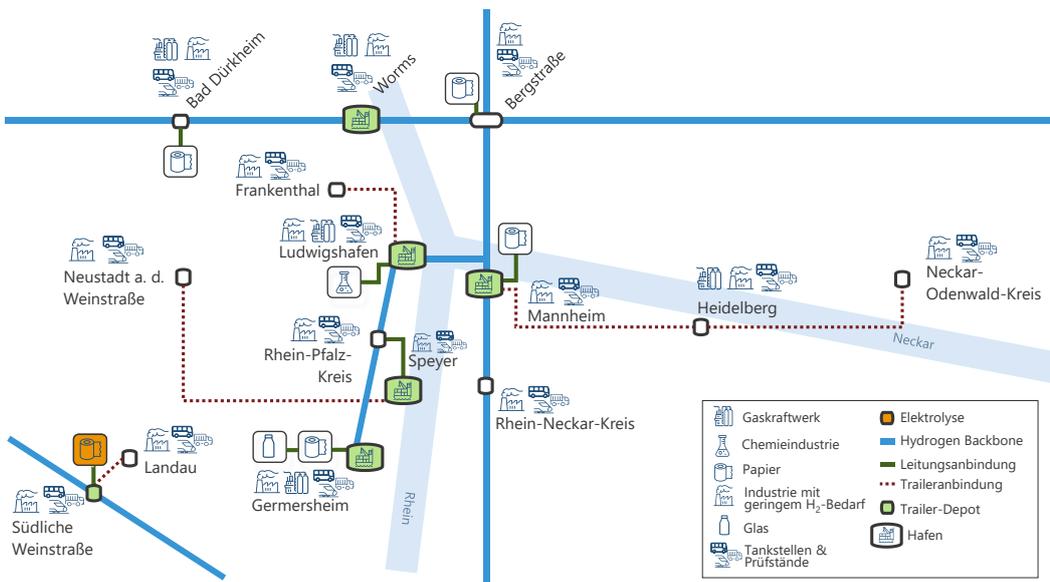


Abbildung 5-3: Versorgungsoption für das Jahr 2040 mit Fokus auf Versorgung über den European Hydrogen Backbone

Der Bedarf über den European Hydrogen Backbone steigt damit in 2040 auf knapp 9 TWh/a an, wovon 830 GWh/a an den Trailer-Depots verortet sind und per Lkw an den Letztverbraucher geliefert werden. Durch den weiter steigenden Wasserstoffbedarf steigt auch der leitungsgebundene Transportbedarf auf 14 TWh/a im Zieljahr 2045, von welchen 870 GWh/a per Trailer an dezentrale Verbraucher transportiert werden.

5.2 Versorgungsoption „Versorgung über Häfen“

In der zweiten Option liegt der Fokus auf dem Import von Wasserstoff über die Häfen in der MRN. Demnach wird die MRN vor 2030 ausschließlich über Schiffsimporte versorgt, sofern die dafür benötigten Schiffe zur Verfügung stehen. Der Importbedarf in 2025 liegt dabei bei knapp 6 TWh/a, welche zum größten Teil am Hafen in Ludwigshafen anlegen, um den stofflichen Wasserstoffbedarf der ansässigen Industrie zu decken. Auch Methanol für die stoffliche Nutzung wird in der Versorgungsoption per Schiff in die MRN importiert. Der energetisch genutzte Wasserstoff von 100 MWh/a wird auf die Häfen in Worms, Mannheim,

Ludwigshafen, Speyer und Germersheim aufgeteilt und füllt deren Trailer-Depots, welche als Ausgangspunkt für Lkw-Lieferungen an dezentrale Verbraucher dienen. Ab 2030 wird die MRN an den European Hydrogen Backbone angeschlossen und der Import an den Häfen durch den leitungsgebundenen Import ergänzt. Das Versorgungskonzept für die Option „Versorgung über Häfen“ ist für das Jahr 2030 in Abbildung 5-4 schematisch abgebildet.

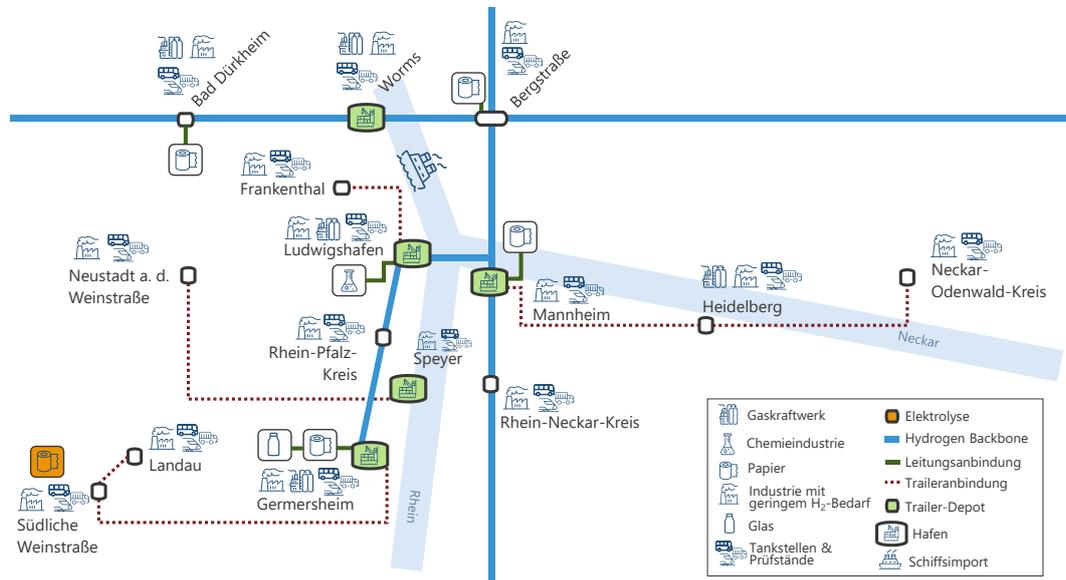


Abbildung 5-4: Versorgungsoption für das Jahr 2030 mit Fokus auf Versorgung über die Häfen in der Region

Mit dem Anschluss an den European Hydrogen Backbone in 2030 werden alle Industriestandorte mit einem Bedarf größer 6 GWh/a per Leitung versorgt. Auch in dieser Option ist der Landkreis Südliche Weinstraße gesondert zu betrachten, da dieser erst 2040 an den European Hydrogen Backbone angeschlossen sein wird. Eine mögliche Zwischenlösung stellt eine Versorgung durch Elektrolyse dar, welche durch leitungsgebundene Importe ab 2040 ergänzt wird. Dezentrale Verbraucher in der MRN, wie zum Beispiel Tankstellen, Prüfstände und Industriestandorte mit geringen Wasserstoffbedarfen, werden in der Versorgungsoption per Lkw aus den Trailer-Depots an den Häfen beliefert. Deren Trailer-Depots werden in dieser Versorgungsoption auch nach 2030 weiterhin über Schiffsimporte befüllt, sodass 2030 ein Umschlag von insgesamt 170 GWh/a nötig ist, welcher bis 2045 auf 880 GWh/a ansteigt. Der Importbedarf an den Häfen ist dabei abhängig von der Ausprägung der Leitungsinfrastruktur. Bei einer großflächigen Umwidmung des Gasverteilnetzes auf den Transport von Wasserstoff wären auch viele kleine Verbraucher an das Leitungsnetz angeschlossen und würden somit als Ziel für Trailer-Belieferungen aus den Depots der Häfen wegfallen. In dieser Studie wird die Option der Umwidmung des Verteilnetzes nicht explizit betrachtet, sondern von Trailerbelieferungen für kleine Verbraucher mit einem Verbrauch von kleiner 6 GWh/a ausgegangen.

Der leitungsgebundene Transportbedarf zur Belieferung der Industriestandorte liegt in dieser Versorgungsoption bei ca. 6 TWh/a in 2030 und steigt auf ca. 13 TWh/a in 2045 an. Ein Teil dieses Wasserstoffbedarfs könnte je nach Ausschöpfung des Erzeugungspotenzials (siehe Abschnitt 4) durch regional erzeugten grünen Wasserstoff gedeckt werden.

5.3 Versorgungsoption „Kombination Elektrolyse, Leitungsanbindung, Hafenimport“

Die dritte Versorgungsoption beschreibt ein Konzept, welches verschiedene Versorgungsarten miteinander kombiniert. Hierbei dienen bis 2030 nur die zwei großen Häfen in Ludwigshafen und Mannheim als Anlegestelle für die Importe. Der Importbedarf in 2025 liegt dabei bei knapp 6 TWh/a, welche zum größten Teil zur Deckung des stofflichen Wasserstoffbedarfs in Ludwigshafen dienen. Nahe gelegene Verbraucher mit einem energetischen Wasserstoffbedarf von weniger als 6 GWh/a werden über die Trailer-Depots der Importhäfen per Lkw versorgt. Verbrauchsstandorte mit größerer Entfernung zu den Importhäfen versorgen sich durch dezentrale Elektrolyse selbst. Auch nach 2030, wenn die Region an den European Hydrogen Backbone angeschlossen sein soll, wird die Elektrolyse an den dezentralen Standorten beibehalten. Das Konzept für 2030 „Kombination Elektrolyse, Leitungsanbindung, Hafenimport“ ist in Abbildung 5-5 schematisch dargestellt.

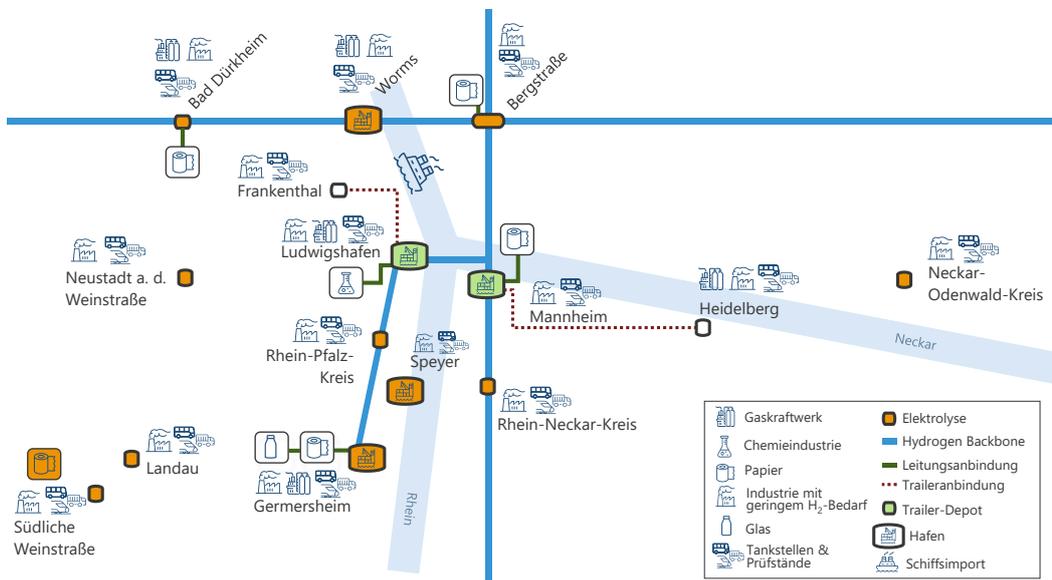


Abbildung 5-5: Kombination der Versorgungsarten in einem Konzept für das Jahr 2030

Der Elektrolysebedarf für regional erzeugten grünen Wasserstoff für dezentrale Verbraucher liegt in dieser Versorgungsoption bei 30 GWh/a im Jahr 2030 und steigt bis zum Jahr 2045 auf 1 TWh/a an. Die Trailer-Depots an den Häfen Ludwigshafen und Mannheim spielen nur noch eine untergeordnete Rolle für die Lkw-Belieferung nahe gelegener Verbraucher, sodass der kumulierte Umschlagbedarf im Jahr 2030 auf 80 GWh/a zurückgeht und bis 2045 auf 280 GWh/a ansteigt. Große Industrieverbraucher mit einem Wasserstoffbedarf größer 6 GWh/a werden ab 2030 per Leitungsanschluss versorgt. Die Transportmengen über Leitungen steigen auf knapp 13 TWh im Jahr 2045 an.

5.4 Exkurs: Die Rolle des Hafens Mannheims in einem zukünftigen Versorgungskonzept

Der Hafen Mannheim stellt einen wichtigen Umschlagplatz in der Metropolregion Rhein-Neckar dar und beeinflusst durch seine Einbindung in den regionalen Wirtschaftsraum wesentlich die Entwicklung der Region in verschiedensten Bereichen. Auch in der Planung einer zukünftigen Versorgung der Region mit Wasserstoff soll daher die Rolle des Hafens mitbetrachtet werden. Im Rahmen dieser Studie wurde zunächst eine Abfrage der Wasserstoffbedarfe von den Anliegern der Hafengesellschaft Mannheim durchgeführt. Zudem wird die Rolle des Hafens in einem zukünftigen Versorgungskonzept genauer beleuchtet. Diese Betrachtung wird am Beispiel des Hafens Mannheims durchgeführt, ist aber auch für weitere Binnenhäfen in der Region generell gültig.

Unter den Anliegern des Hafens Mannheims befinden sich Branchenvertreter der Wirtschaftszweige Baugewerbe, Stahlverarbeitung, Chemie, Logistik, Papier, Entsorgung, Energie und der Lebensmittelindustrie. An die Unternehmen ging eine Abfrage nach dem grundsätzlichen Wasserstoffbedarf des Standorts sowie zugehörige Rahmendaten wie Beschäftigtenzahlen und Flottengröße zur Bestimmung der Höhe des Wasserstoffbedarfs. Unter den befragten Unternehmen meldeten nur wenige einen Bedarf an Wasserstoff. Lediglich einzelne Vertreter aus der Lebensmittelindustrie sowie ein Logistikunternehmen rechnen mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff an ihrem Standort. Für das Logistikunternehmen wird der aktuelle Kraftstoffbedarf sowie die Anzahl und Art der genutzten Fahrzeuge zur Berechnung des Wasserstoffbedarfs herangezogen, welcher sich bis 2045 zu etwa 25 MWh/a entwickeln wird. Für die Unternehmen der Lebensmittelindustrie wird anhand der Beschäftigtenanzahl ein ebenfalls niedriger Bedarf bis zu 160 MWh/a berechnet. Für die Papierfabrik im Hafenbereich wird ein deutlich höherer Wasserstoffbedarf von bis zu 270 GWh/a ausgewiesen und ist daher gesondert zu betrachten. Durch den hohen Verbrauch sollte der Standort in Zukunft per Pipeline mit Wasserstoff versorgt werden, da dies zum jetzigen Zeitpunkt die kostengünstigste Option darstellt. Die benötigten Wasserstoffbedarfe zur Betankung von Binnenschiffen für den Güterverkehr belaufen sich auf 10 GWh/a im Zieljahr 2045. Auch hierfür sollte die Tankstelle am Hafen durch den Anschluss an ein Leitungsnetz versorgt und mit Abfüllstationen ausgestattet werden.

Aufgrund der geringen Wasserstoffbedarfe der restlichen Standorte auf dem Hafengelände könnten diese durch Trailerbelieferungen versorgt werden. Sollte sich in Zukunft eine großflächige Umwidmung des Gasverteilnetzes auf die Nutzung von Wasserstoff einstellen, könnten die Standorte auch per Leitung an den European Hydrogen Backbone angebunden werden. Als Zwischenlösung stellen allerdings Trailer die kostengünstigste Option dar, da nur wenige Lkw-Lieferungen zur Versorgung ausreichen. Sollte in Zukunft der Hafen Mannheim als Umschlagplatz für Wasserstoffimporte per Binnenschifffahrt (siehe Versorgungskonzept 2 in Abschnitt 5.2) und als Depots für Trailerbelieferungen dienen (siehe Abschnitt 5.1 und 5.3), sind die geringen Transportdistanzen und damit niedrigen Transportkosten ein zusätzlicher Vorteil für eine Versorgung per Trailer aus dem Depot.

Durch die Trimodalität des Binnenhafens (Erreichbarkeit über Wasserstraße, Schiene und Straße) ist der Standort als Drehscheibe für den Import und die Wasserstoffverteilung in die MRN und weitere Regionen geeignet. Die benötigte Menge für die Lagerung und den Umschlag von Wasserstoff ist dabei abhängig von der Richtung, in welche sich ein zukünftiges Versorgungskonzept für die MRN entwickeln wird. In den Abschnitten 5.1, 5.2 und 5.3 werden drei Optionen beleuchtet, wie ein solches Konzept und die Rolle der Binnenhäfen für die Versorgung der MRN aussehen könnte.

In allen Optionen spielen Importe per Binnenschifffahrt eine wichtige Rolle in der Versorgung der Region vor 2030, vorausgesetzt die benötigte technische Reife ist vorhanden. Da der Ausbau der europaweiten leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur erst ab 2030 angesetzt wird, ist die Region auf anderweitige Importe und regionale Erzeugung angewiesen. Die Importmengen am Hafen Mannheim belaufen sich dabei auf bis zu 50 GWh/a im Jahr 2025 und erhöhen sich auf bis zu 220 GWh/a im Zieljahr 2045. Sollten die benötigten Schiffe für den Import noch nicht zur Verfügung stehen, müssen diese Importbedarfe anderweitig gedeckt werden. Sobald die Region an den European Hydrogen Backbone angeschlossen ist, stehen die Schiffsimporte in Konkurrenz zu leitungsgebundenen Importen. Je nach Versorgungsoption spielen die Häfen aber weiterhin eine tragende Rolle im Versorgungskonzept der MRN.

In der ersten Versorgungsoption mit dem Fokus auf einer Versorgung über den European Hydrogen Backbone kann der Hafen Mannheim als Standort für Trailer-Depots genutzt werden, welche durch eine leitungsgebundene Versorgung gefüllt würden. Dementsprechend wäre ein Anschlusspunkt an den European Hydrogen Backbone mit Abfüllstationen für Trailer am Standort notwendig. Ausgehend vom Depot können Trailerbelieferungen per Schiene oder Lkw an kleine dezentrale Verbraucher in den Landkreisen Bad Dürkheim, Heidelberg, Mannheim und Neckar-Odenwald ausgehen. Die Umschlagmenge beläuft sich auf etwa 220 GWh/a im Zieljahr 2045. Dies entspricht ca. 35 Trailern pro Woche, sofern die Lieferung in Form von flüssigem Wasserstoff durchgeführt wird. Der Hafen-Standort bietet sich als Depot an, da der Hafen langjährige Erfahrung als Umschlagplatz besitzt und mit entsprechenden Flächen und Genehmigungen ausgestattet ist.

In der zweiten und dritten Versorgungsoption wird die Region zusätzlich zu der Versorgung durch den European Hydrogen Backbone auch nach 2030 durch Importe per Binnenschifffahrt versorgt. Der Hafen Mannheim dient dabei als Anlegestelle für die Importe. Je nach Ausprägung des Leitungsnetzes in der MRN sind die Importbedarfe variabel und können sich auf bis zu 220 GWh/a im Jahr 2045 belaufen. Im Winter könnte der Hafen bei hohen Wasserständen die Versorgungssicherheit gewährleisten und mögliche Ausfälle oder Verzögerungen beim Infrastrukturausbau für leitungsgebundene Importe abfangen. Im Sommer könnten die Trailer in einem Depot am Hafen gelagert werden und dadurch als saisonaler Speicher dienen. Auch in diesen Versorgungsoptionen gehen vom Hafen Mannheim Trailerbelieferungen in benachbarte Landkreise aus. Des Weiteren sind Trailerbelieferungen per Schiff, Bahn oder Lkw zur Weiterverteilung des Wasserstoffs in abgelegene Regionen eine Möglichkeit.

Die Rolle von Binnenschifffahrt in der europäischen Wasserstoffinfrastruktur ist noch nicht abschließend geklärt, kann aber eine gute Ergänzung und Übergangslösung zu einem Pipelinennetz darstellen. Die Häfen in der MRN können hierbei als eine zentrale Anlegestelle von Schiffsimporten sowie durch Weiterverteilung von Wasserstoff per Schiffs-, Bahn- oder Lkw-Transport zur Wasserstoffversorgung der MRN und der Erschließung weiterer Regionen beitragen. Gleichzeitig dient der Hafen zur Betankung der Binnenschiffe, welche einen steigenden Bedarf an Wasserstoff aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.2). Hierfür muss am Hafen die entsprechende Infrastruktur bereitgestellt werden.

6 Kostenprognose

Um das Versorgungskonzept abschließend auch wirtschaftlich einzuschätzen, werden die anfallenden Technologiekosten dargelegt. Die verwendete Methode wurde im Projekt „HyPipe Bavaria – Wasserstoffcluster Ingolstadt“ entwickelt. Anpassungen und Abweichungen werden in den nachfolgenden Beschreibungen thematisiert /FFE-22 23/. Beginnend mit einer umfassenden Literaturrecherche werden die einzelnen Kostenparameter für die regionale Erzeugung und den Import aus den mit dem Auftraggeber vereinbarten Ländern untersucht. Der Fokus liegt ausschließlich auf der Produktion von gasförmigem Wasserstoff (GH_2) mittels erneuerbar erzeugten Stroms (Photovoltaik und Wind). Für den Import von Wasserstoff werden verschiedene Transporttechnologien untersucht. Hierfür werden Technologie- und Kostendaten zu gasförmigem Wasserstoff, flüssigem Wasserstoff (LH_2) sowie den Derivaten Ammoniak (NH_3) und Methanol (CH_3OH) erhoben. Dies beinhaltet Parameter zur (Rück-)Wandlung und Transport via Pipeline, Schiff und Lkw. Anschließend werden die entstehenden Summen der Produktions-, Wandlungs- und Transportkosten bis ins Zielgebiet je Trägerstoff aufsummiert. Fehlende Werte werden durch Erfahrungswerte und Experteneinschätzungen der FfE ergänzt. Wichtig ist an dieser Stelle zu erwähnen, dass bei solch einer vereinfachten Produktionskostenabschätzung keine politischen Einflussnahmen mit abgebildet werden können. Auch Marktmechanismen und die Nutzung von nicht-erneuerbarem Strom in anderen Ländern zur Wasserstoffherzeugung werden außen vor gelassen. Hierbei geht es lediglich darum, eine erste Indikation für die Abschätzung nachfolgend aufgelisteter Kosten vorzugeben, welche die „Basis“ der Wasserstoffkosten darstellen:

- Kosten der nachhaltigen Stromgestehung je Technologie (Photovoltaik und Wind)
- Technologiekosten der Wasserstoffherzeugung (insbesondere Elektrolyse)
- Kompression des gasförmigen H_2 zum Weitertransport, bzw. (Rück-)Wandlung des H_2 in flüssige Form oder die untersuchten Derivate
- Transport des jeweiligen Energieträgers mit der korrespondierenden Technologie bis an den Zielort

Der Ansatz besteht somit aus einer Gestehungskostenberechnung, die anschließend nach Bedarf mit einer (Rück-)Wandlung und dem Transport in die Zielregion beaufschlagt wird. Hierbei werden die Kosten aus Investitionskosten (CAPEX) und fixen Betriebskosten (OPEX) zusammengesetzt und anschließend annuiert sowie auf die jährlich produzierte (Gestehungskosten), gewandelte (Wandlungskosten) oder transportierte (Transportkosten) Menge Wasserstoff bezogen. Die Inflation wird nicht berücksichtigt. Die resultierende Summe ergibt die jeweilige Kostenabschätzung für das Zielgebiet /FFE-22 23/.

6.1 Regionale Gestehungskosten

Das in Abschnitt 5.3 beschriebene Versorgungskonzept „Kombination Elektrolyse, Leitungsanbindung, Hafenimport“ beinhaltet eine dezentrale Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Der Ansatz zur Berechnung der regionalen Gestehungskosten von grünem Wasserstoff basiert auf der nachhaltigen Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vor Ort. Die einzuhaltenden Potenzialgrenzen jedes Landkreises zur Stromerzeugung wurden in Abschnitt 4 - Erzeugungspotenzial für grünen H₂ - ermittelt. Die benötigten Wasserstoffmengen der einzelnen Landkreise und deren Bezugsart werden in Abschnitt 3 - Wasserstoffbedarf in der MRN - ausgewiesen.

Bei der Berechnung der Gestehungskosten werden die nachfolgend beschriebenen Annahmen getroffen. Die Stromerzeugungsanlagen werden direkt mit den Elektrolyseuren gekoppelt, womit sich die Wasserstoffproduktion an der erneuerbaren Stromproduktion orientiert. Es werden keine Batteriespeicher betrachtet und somit wird keine zeitliche Verschiebung der Wasserstoffproduktion ermöglicht. Die Elektrolyseure werden mit dem in Abschnitt 4.2 - Regionales Erzeugungspotenzial von grünem Wasserstoff - beschriebenen Auslegungsfaktor, d. h. 0,36 für die Kopplung mit PV-Anlagen und 0,63 für die Kopplung mit Windenergieanlagen, dimensioniert, um eine höhere Volllaststundenzahl bei der Elektrolyse zu erreichen und infolgedessen eine wirtschaftlichere Erzeugung zu gewährleisten.

Bei der regionalen Produktion von Wasserstoff wird für die Elektrolyse eine Parameterkombination verwendet, die sich aus über die Jahre variierenden Anteilen der Technologien AEL, PEM und SOEC zusammensetzt (siehe Abschnitt 4.2 – Regionales Erzeugungspotenzial von grünem Wasserstoff). Diese Zusammensetzung wird entsprechend für die Berechnung der Kosten- und Technologieparameter angewendet. Die resultierenden Werte, sowie die verwendeten Daten zu Photovoltaik- und Windkraftwerken, sind in Tabelle 6-1 aufgeführt /FIS-01 22P/, /MAR-01 22/. Die Anlagen zur Stromerzeugung, welche für die Elektrolyse benötigt werden, werden bei dieser Betrachtung neu errichtet. Aus diesem Grund fließen Investitions- und Betriebskosten mit ein. Hierbei werden die jeweiligen Technologiekosten des Basisjahres über die Jahre stetig verringert, indem Lernkurven angewendet werden. Der allgemein angenommene Zins zur Berechnung des Annuitätenfaktors beträgt 3,5 % und wird mit dem jeweiligen Risikofaktor des betrachteten Landes addiert.

Tabelle 6-1: Verwendete Kosten und Lebensdauern für PV- und Windanlagen sowie die berechneten Kosten für die Elektrolysekombination /FIS-01 22P/, /MAR-01 22/

Parameter	Technologie	2025	2035	2045
CAPEX [€/MW]	PV	626.382	552.327	523.946
	Wind	1.339.130	1.260.911	1.199.265
	Elektrolyse	771.815	555.182	494.541
OPEX [€/MW/a]	PV	12.528	11.047	10.479
	Wind	34.817	32.784	31.181
	Elektrolyse	26.172	19.045	16.678
Lebensdauer [a]	PV		25	
	Wind		25	
	Elektrolyse		20	

Die dezentral zu produzierenden Wasserstoffmengen aus Abschnitt 3 - Wasserstoffbedarf in der MRN - werden in Abschnitt 5.3 den einzelnen Landkreisen im Rahmen eines Versorgungskonzepts zugeordnet. Zusätzlich wird die Entwicklung dieser Bedarfe in fünf-Jahres-Schritten bis ins Jahr 2045 durch ein Szenario beschrieben. Ausgehend von diesen Kennzahlen wird anhand des über die Zeit variierenden Elektrolyseurwirkungsgrads die dafür benötigte elektrische Energiemenge landkreisscharf berechnet. Da jeder Landkreis ein individuelles Ausbauverhältnis der erneuerbaren Stromproduktion besitzt, d. h. eine unterschiedliche Zusammensetzung aus Wind-, PV-Dach- und PV-Freiflächenausbau, wird dieses Ausbauverhältnis je Landkreis bestimmt und unter Beachtung der verfügbaren Potenzialgrenzen bis ins Zieljahr als konstant angenommen. Die für die grüne Wasserstoffproduktion erforderliche zusätzliche Stromerzeugung wird anschließend mit Hilfe dieses landkreisspezifischen Ausbauverhältnisses der Erzeugungsanlagen und den korrespondierenden landkreis- und technologiespezifischen Volllaststunden (vgl. Abschnitt 4 - Erzeugungspotenzial für grünes H₂) aus dem Basisjahr bestimmt. Die angenommenen spezifischen Volllaststundenzahlen werden in der Fortschreibung ebenfalls nicht variiert. Aus dieser Ausbaukombination ergeben sich anschließend die Stromkosten für das jeweilige Jahr des Zubaus, welche in die Kosten der Wasserstoffproduktion einfließen. Abschließend wird die notwendige Leistung der Elektrolyse je Stromerzeugungstechnologie (Wind, PV-Dach und PV-Freifläche) mittels dem zuvor genannten Auslegungsfaktor bestimmt und infolgedessen an deren Produktion gekoppelt. Letztendlich werden die an unterschiedliche Anlagen gekoppelten Strom- und Elektrolysekosten zu einem landkreisspezifischen Gestehungspreis verschnitten, wobei die Gewichtung anhand der produzierten Mengen erfolgt. Abschließend wird der gewichtete Mittelwert über diese Kosten gebildet, um einen repräsentativen Kostenwert für die Metropolregion Rhein-Neckar zu generieren.

Des Weiteren wird in den auf 2025 folgenden Stützjahren bedarfsorientiert in den einzelnen Landkreisen zugebaut. Anlagen, die 2025 erbaut werden, sind auch im Zieljahr des Betrachtungszeitraums noch in Betrieb (vgl. geringste Technologielebensdauer in Tabelle 6-1, i.e. 20 Jahre, Elektrolyseur). Deshalb wird zunächst ein Ausbau für das Jahr 2025 errechnet. Anschließend wird für die Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 der jeweils zusätzlich notwendige Ausbau an Strom- und Elektrolyseproduktion bestimmt. Dazu wird die im vorhergehenden Absatz beschriebene Vorgehensweise angewendet, wobei die Kostenparameter entsprechend der Prognosen variiert werden.

Somit wird je nach Bedarfsänderung mit „neuen“ Technologiekosten zugebaut. Die Wasserstoff-Gestehungskosten ab dem Stützjahr 2030 und folgend setzen sich infolgedessen aus dem landkreisspezifischen Verhältnis des „Technologiealters“ zusammen, d. h. aus dem anhand der Produktionsmengen gewichteten Verhältnis der Kosten der bestehenden und neu gebauten Anlagen.

Beispiel:

Bei einer beispielhaften Produktionsmengen zusammensetzung im Jahr 2030 aus 40 MWh Wasserstoff, produziert durch Elektrolyseanlagen, die im Jahr 2025 erbaut wurden, und 60 MWh H₂ aus Anlagen, die 2030 zugebaut wurden, setzen sich die final ausgewiesenen Produktionskosten in diesem Landkreis folgendermaßen zusammen:

$$0,4 * \text{Kosten}_{2025} + 0,6 * \text{Kosten}_{2030}.$$

Abschließend wird der gewichtete Mittelwert über alle Landkreise für jedes Stützjahr gebildet, um einen repräsentativen Jahreswert für die Metropolregion Rhein-Neckar zu generieren. Im Jahr des ersten Zubaus von Elektrolysekapazitäten ergibt die Abschätzung der minimalen, gemittelten Gestehungskosten ca. 4,25 €/kg_{H₂} und fällt bis zum Jahr 2045 auf ca. 3,20 €/kg_{H₂}. Entscheidend für diese Kostenentwicklung ist der starke Anstieg des Wasserstoffverbrauchs. Infolgedessen wird in jedem Stützjahr viel Erzeugung mit reduzierten Anlagenkosten zugebaut, was sich positiv auf die anhand der gewichteten Produktionsmenge verschnittenen Kosten auswirkt. Anschließend flacht die Kurve etwas ab, was mit einem geringeren Bedarfsanstieg und somit weniger intensivem Ausbau zu begründen ist. Da die Lernraten und demnach die Technologiekostenreduktion linear fortgeschrieben werden, ist die Veränderung der Steigung mit dem Zubau zu erklären. Wichtig ist an dieser Stelle, dass eine Variation des Wasserstoffbedarfs oder der Rahmenparameter zu einem anderen Ausbau der Stromerzeugung und/oder der Elektrolysekapazität führen kann, womit durchaus ein abweichendes Ergebnis der Kostenanalyse erfolgen kann. Der in dieser Studie dargestellte Ansatz inklusive Ergebnis dient demnach als Orientierung, die anhand eines möglichen Versorgungskonzepts erarbeitet wurde. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass der Verbrauch und die Produktion dieses Wasserstoffs in der Realität i. d. R. zeitlich entkoppelt stattfindet oder ggf. transportiert werden muss. Falls H₂-Speicher, -Transport oder gar eine zeitliche Entkopplung von Strom- und Elektrolyseproduktion notwendig ist, würden zusätzliche Kosten hinzukommen. Außerdem wird darauf hingewiesen, dass EE-Anlagen auch die Möglichkeit hätten, ihren Strom am Markt zu verkaufen. Entsprechend konkurriert der Strombezug des Elektrolyseurs auch mit dem am Strommarkt vorhandenen Preis, der i. d. R. höher ist.

6.2 Transportkosten nach Versorgungsarten für den Import

Zur Versorgung der Metropolregion Rhein-Neckar mittels Importen aus den vereinbarten Ländern wird ein anderer Ansatz zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten verwendet. Mit Hilfe eines von der FfE entwickelten Simulationsmodells können Gestehungskosten für gasförmigen Wasserstoff in jedem Land der Welt berechnet werden /MAR-01 22/. Die Basis der erhobenen Input-Daten stammt aus dem Jahr 2020. In diesem modellbasierten Optimierungsansatz werden anhand eines Rasters (50 x 50 km) mit spezifischen Wetterdaten (MERRA 2) die kostenoptimalen Wasserstoffgestehungskosten für jede einzelne Rasterzelle errechnet. Der verwendete Strom wird vor Ort durch eine kostenoptimale Kombination von PV- und Windenergie erzeugt. Die errechneten Gestehungskosten werden um einen länderspezifischen Risikoaufschlag ergänzt, um potenzielle Unsicherheiten in politisch instabilen Ländern für Investitionen mit zu bewerten /MAR-01 22/. Mit Hilfe dieses Modells wurden die Gestehungskosten für die vereinbarten Vertreter aus Europa und Übersee errechnet, d. h. Frankreich, Spanien, Norwegen, Rumänien, Ukraine², Chile, Kanada, Marokko, Vereinigte Arabische Emirate und Australien.

Im nächsten Schritt werden die zu erwartenden Gestehungskosten in den relevanten Ländern aus der Literatur für das Jahr 2050 recherchiert und anhand dieser Entwicklung von 2020 bis 2045 interpoliert /FFE-113 20/, /IRENA-04 22/.

Abbildung 6-1 zeigt die berechneten Kostenbereiche für die Wasserstoffproduktion in den untersuchten Ländern, die je nach Beschaffenheit der einzelnen Zellen entstehen. Die Ergebnisse zeigen somit die minimal und maximal möglichen Gestehungskosten. Das bedeutet nicht, dass bei größeren Spannweiten im allgemeinen teurere Kosten zu erwarten sind. Lediglich, dass die Beschaffenheit zur Produktion in diesem Land stark variiert. In Australien, Kanada, Chile, Frankreich, Marokko und Deutschland können in beiden Stützjahren die geringsten Kosten erzielt werden. Am Beispiel Kanada ist aber auch das zuvor beschriebene Phänomen zu erkennen. Dort finden sich ebenfalls deutlich schlechter geeignete Landabschnitte zur Produktion von Wasserstoff, was zu dieser großen Spannweite führt. Der entgegengesetzte Extremfall sind die Vereinigten Arabischen Emirate. Hier ist die geringste Ausdehnung des Balkens zu erkennen, womit die Kosten der Gestehung sehr nah beieinander und zusätzlich im unteren Bereich liegen, was für günstige Konditionen im ganzen Land spricht.

Für die Berechnung der Importkosten in die Metropolregion Rhein-Neckar wird der Durchschnitt jedes Landes als konservative Schätzung verwendet. Das führt in dieser Analyse dazu, dass in Ländern mit einer großen Kostenspannweite, wie beispielsweise in Kanada, im Umkehrschluss auch höhere Kosten aus der Berechnung des Durchschnitts resultieren. Somit können durchaus günstigere Kosten erzielt werden. Allerdings wird eine Unterschätzung hierdurch vermieden, da nicht immer ausreichend Erzeugungspotenzial in den optimalen Landstrichen verfügbar ist. An dieser Stelle ist nochmals zu betonen, dass zusätzliche Einflüsse

² Betrachtung und Daten gelten für das vereinbarte Basisjahr 2019. Bewertungen sind auf Grund des aktuellen Kriegsgeschehen schwierig. Dennoch wird davon ausgegangen, dass die Ukraine generell auch zukünftig viel Potential besitzt. Deshalb erfolgt eine theoretische Mitbetrachtung.

wie Marktmechanismen, Politik und Steuern nicht einbezogen werden. Es muss also davon ausgegangen werden, dass ein tatsächlicher H₂-Preis höher ist. Es kann auch kein Vergleich zu politisch motivierten Aussagen, wie den von den USA ausgerufenen „1 \$/kgH₂“, getätigt werden. In dieser Analyse werden Technologiekosten auf wissenschaftlicher Basis errechnet, weshalb die Kostenspanne jedes Landes als konservative Schätzung verwendet wird.

Gestehungskosten inkl. Finanzierungsrisikoindex

Entwicklung je Land | in €/kgH₂

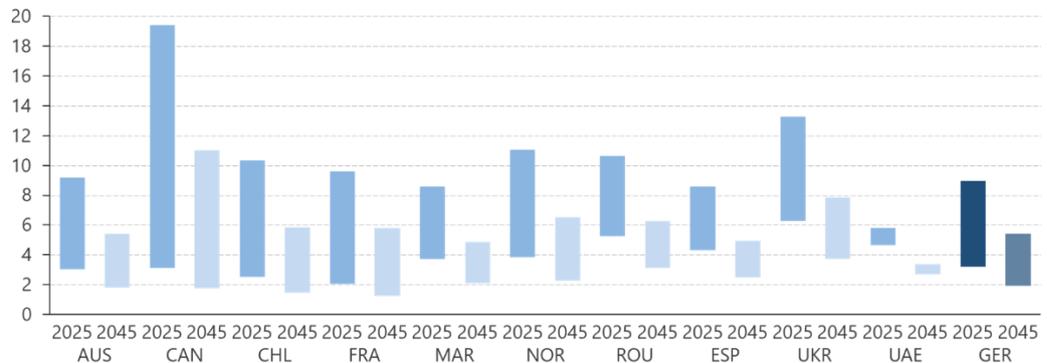


Abbildung 6-1: Kostenspannen der simulierten Gestehungskosten für gasförmigen Wasserstoff in den Jahren 2025 und 2045. Abgebildet sind die Länder Australien, Kanada, Chile, Frankreich, Marokko, Norwegen, Rumänien, Spanien, Ukraine, Vereinigte Arabische Emirate und Deutschland

Ausgehend von der Gestehung müssen anschließend die optionalen Kosten der potenziellen Wandlung in ein Derivat bzw. der Verflüssigung oder der Konditionierung (d. h. Kompression von GH₂ vor Pipelineeintritt) sowie die Kosten der korrespondierenden Transporttechnologie einkalkuliert werden. Die korrespondierenden Parameter werden aus der Literatur bestimmt /FFE-19 22/, /UONS-01 21/, /IEA-06 19/, REUS-01 19/.

In Bezug auf Ammoniak werden zusätzlich Kosten für die Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff berücksichtigt, da diese Energieträgerform am Zielort nachgefragt wird (vgl. Verminderung der Produktionskapazitäten für Ammoniak in Ludwigshafen, Abschnitt 3.2.1). Lediglich Methanol wird auf Grund des stofflichen Bedarfs in der chemischen Industrie nicht rückgewandelt. Die Wandlungen werden zentral vorgenommen, das bedeutet, dass gasförmiger Wasserstoff, falls notwendig, an einem Produktionsstandort modifiziert und in dieser Form so weit wie möglich transportiert wird. Somit werden mehrfache Umwandlungen beim Wechseln der Transporttechnologie (z. B. Schiff → Lkw) vermieden. Lediglich bei der Versorgungsoption über den European Hydrogen Backbone mit aus Übersee importiertem Wasserstoff wird die Rückwandlung nach der Anlandung im europäischen Hafen (Rotterdam/Ravenna) vorgenommen, um anschließend gasförmigen H₂ in das Pipelinennetz einspeisen zu können.

Um die Transportdistanzen via Pipeline zu ermitteln, wurde der European Hydrogen Backbone digitalisiert und anhand dieser vorgesehenen Pipelinerouten eine Strecke errechnet. Im Fall eines Schifftransports wird zunächst ein generischer Aufschlag für einen Lkw-Transport innerhalb des Produktionslandes angenommen, um die Abweichung von Produktionsstätte und Exporthafen abzudecken. Anschließend erfolgt der Transport mittels Schiff bis an den Zielhafen, wobei die Schiffsrouten mit Hilfe von shiptraffic.net errechnet werden /STN-01 23/. Es wird ausschließlich die Distanz vom Starthafen bis nach Ludwigshafen verwendet, da auf Grund der geringen distanzabhängigen Transportkosten via Schiff (Bereich von 10^{-5} €/kg*km) ein vernachlässigbarer Kostenunterschied für den Transport zu den alternativen Häfen in der MRN entsteht. Zusätzlich kann eine derart genaue Vorhersage eine Scheingenauigkeit suggerieren, was hierdurch vermieden wird. Es handelt sich um eine Indikation für prognostizierte Kosten, die von mehreren Unsicherheiten behaftet ist.

Bei der Auswahl der Häfen in den jeweiligen Exportländern wird nicht die kürzeste Route nach Europa gewählt, um einen realistischen Transportweg zu simulieren und Variationen abzudecken. Zusätzlich verfügen die verwendeten Ausgangshäfen, soweit möglich, über bereits bestehende Liquefied-Natural-Gas-Infrastruktur. Die angenommenen Häfen sind:

- Frankreich – Dunkerque
- Spanien – Bilbao
- Norwegen – Risavika
- Rumänien – Constantza
- Ukraine – Odessa
- Chile – Quintero
- Marokko – Jorf Lasfar
- Kanada – Québec, Rabaska
- Australien – Darwin
- Vereinigte Arabische Emirate – Abu Dhabi

Da im Versorgungskonzept überregionale Transporte nur über Schiff und Pipeline abgewickelt werden, wird für die Bestimmung der regionalen Lkw-Distanzen ausgehend von den Häfen Mannheim, Worms, Speyer, Germersheim und Ludwigshafen (Anlandepunkte) via Google Maps eine Distanz ins Zielgebiet ermittelt.

Ab dem Jahr 2030, mit der geplanten Fertigstellung der ersten Ausbaustufe des European Hydrogen Backbone, wird angenommen, dass die europäischen Produktionsstandorte an dieses angeschlossen sind.

In Summe kann so eine Einschätzung zu den minimal anfallenden Kosten, bestehend aus Produktions-, Wandlungs-/ Konditionierungs- und korrespondierenden Transportkosten gegeben werden. Nachfolgend erfolgt die Beschreibung des Ansatzes zur Berechnung der Transportkosten in €/kg_{H2}*km (levelized cost of transport, LCOT). Abbildung 6-2 zeigt beispielhaft die Zusammensetzung der LCOT für den Schifftransport. Für Lkw wurde dieselbe Methode angewendet.

$$LCOT_{Schiff} = \underbrace{\sum_i \frac{AF * CAPEX_i + OPEX_i}{Kap_i}}_{\text{Distanzunabhängig}} + \frac{\overbrace{AF * CAPEX_{Schiff} + OPEX_{fix,Schiff}}^{\text{Schiffskosten}} + \frac{a}{2 * s + t_{B,E}} * 2 * s * TK}{\underbrace{\frac{a}{2 * s + t_{B,E}}}_{\text{Anzahl Fahrten}} * \underbrace{Kap_{Schiff} * t_{avail,Schiff}}_{\text{Transportierte Menge}}}$$

a	Anzahl Tage im Jahr	AF	Annuitätenfaktor	$CAPEX_i$	Investitionskosten Anlage i
$CAPEX_{Schiff/Lkw}$	Investitionskosten Schiff/ Lkw	Kap_i	Kapazität Anlage i	$Kap_{Schiff/Lkw}$	Kapazität Schiff/ Lkw
$LCOT_{Schiff/Lkw}$	Lkw-/ Schifftransportkosten	$OPEX_i$	Betriebskosten Anlage i	$OPEX_{fix,Schiff/Lkw}$	Fixe Betriebskosten Schiff/ Lkw
$t_{avail,Schiff/Lkw}$	Lkw-/ Schiffsverfügbarkeit	s	Transportdistanz	$t_{B,E}$	Be- und Entladedauer
v	Geschwindigkeit	TK	Treibstoffkosten		

Abbildung 6-2: Berechnungsformel für die LCOT für den Trägerstoff Ammoniak per Schiff /FFE-19 22/

Im Allgemeinen besteht jede Formel zur Berechnung (siehe Abbildung 6-2) der LCOT aus zwei Termen. Der erste Term beschreibt die distanzunabhängigen Kosten. Dies sind CAPEX und OPEX der von der Transportdistanz unabhängigen Anlagen, welche zur Konditionierung, Um- und Rückwandlung oder für Im- und Exportterminals anfallen. Die Im- und Exportterminals werden an Häfen errichtet und dienen als Pufferspeicher der großen Mengen, die beim Be- und Entladen der Schiffe anfallen. Im Falle des Pipelinetransports entspricht dies der ersten Verdichtung beim Pipelineeintritt. Die distanzunabhängigen Kosten werden anschließend ins Verhältnis zur transportierten H₂-Menge gesetzt und aufsummiert. Hierbei werden die unterschiedlichen Anlagen durch die Variable i indiziert.

Der zweite Term setzt sich aus dem Verhältnis der Kosten der Transporttechnologie (CAPEX + OPEX) und der transportierten H₂-Menge zusammen. Bei den Betriebskosten der Schiffe und Lkws kommen Treibstoffkosten hinzu. Lediglich beim Transport von flüssigem Wasserstoff werden keine Treibstoffkosten angesetzt, sondern der Wasserstoff aus den unvermeidbaren Verdampfungsverlusten zum Antrieb verwendet. Mit Hilfe der Annuitätenmethode werden die Investitionskosten auf die Lebensdauer der Technologie aufgeteilt und anschließend ins Verhältnis zur durchgesetzten Jahresmenge gesetzt /FFE-19 22/.

Im Falle der Pipeline wurden Kosten für einen Neubau recherchiert /REUS-01 19/, /IEA-06 19/. Da im European Hydrogen Backbone von einer Kombination aus Umwidmung und Neubau ausgegangen wird und letzteres deutlich kostenintensiver als die Umwidmung von Pipelines ist, wurde ein Faktor basierend auf den Daten des European Hydrogen Backbone bestimmt, der den Unterschied zwischen Neubau- und Umwidmungskosten abbildet /GUI-02 22/. Dieser Faktor wird auf die berechneten Kosten angewendet, um sowohl Neubau-, als auch Umwidmungskosten bestimmen zu können. Anschließend wird das Verhältnis von

Neubau/Umwidmung aus dem European Hydrogen Backbone verwendet, um aus den zwei errechneten Kostenparametern wiederum einen verschnittenen, finalen Wert zu generieren. Die verwendeten Kosten für die (Rück-)Wandlung und den Transport je Technologie sind in Tabelle 8-1 aufgeführt.

6.2.1 Kosten für die Versorgung per Schiff

Abbildung 6-3, Abbildung 6-4 und Abbildung 6-5 zeigen die resultierenden Importkosten für flüssigen Wasserstoff, Ammoniak und Methanol bis in die Zielregion bestehend aus folgenden Komponenten:

- Produktion im Exportland
- Wandlung in ein Derivat/ Verflüssigung
- Pauschaler Aufschlag für Transport bis zum Hafen
- Schiffstransport bis Zielregion
- Lkw-Transport bis zum Ort des Bedarfs
- Rückwandlung

Die ausgewiesenen Mittelwerte der Gesamtkosten beinhalten somit auch einen Verschnitt über die Kosten dieser Lkw-Transportdistanzen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden die Kosten für Importe über Schiffe aus den europäischen Ländern ebenfalls bis ins Jahr 2045 errechnet, auch wenn der Import über eine Pipeline ab 2030 wahrscheinlicher ist. Allerdings wären im Fall des Imports von Ammoniak über Schiffe, ohne Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff, durchaus eine realistische Annahme. Zum Aufbau einer Ammoniakinfrastruktur über Pipelines wurden bei der Datenerhebung zu dieser Studie keine Veröffentlichungen gefunden und es wird kein zukünftiger Aufbau angenommen. Der Import von Ammoniak ohne anschließende Rückwandlung in GH_2 kann mit Hilfe der nachfolgend präsentierten Ergebnisse und in Tabelle 8-1 angegebenen Werte abgeschätzt werden, indem die Kosten der Rückwandlung von den Gesamtkosten subtrahiert werden.

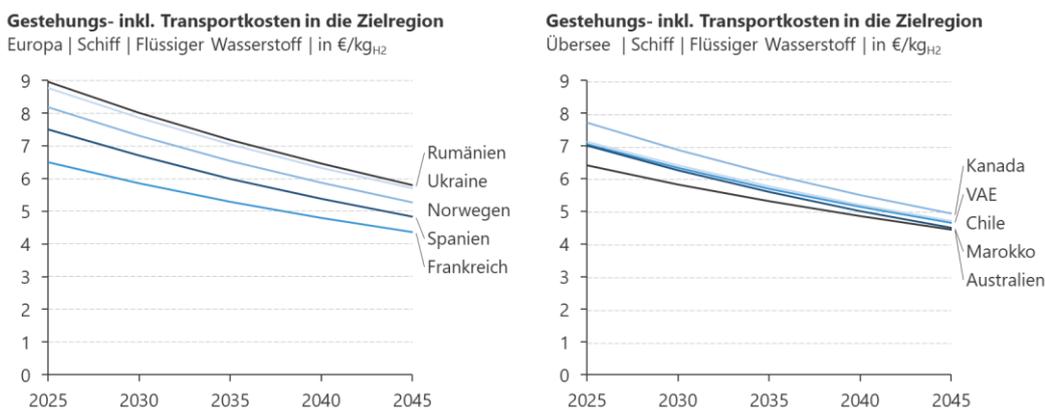


Abbildung 6-3: Mittelwerte der Importkosten via Schiff in die MRN mit anschließender Verteilung über Lkws zu den Verbrauchsorten für flüssigen Wasserstoff inklusive Verdampfung am Zielort.

In Bezug auf flüssigen Wasserstoff (Abbildung 6-3) ist erkennbar, dass die Kosten aus den Überseeregionen vor allem im Jahr 2025 etwas geringer sind und näher beieinander liegen. Dennoch zeigt sich Spanien und hauptsächlich Frankreich als durchaus wettbewerbsfähig. Australien erweist sich als günstigste Option aus Übersee. Die günstige Beschaffenheit zur

Produktion von Wasserstoff wird ersichtlich, da ähnliche Kosten wie beim Import aus Frankreich erzielt werden, trotz des extremen Transportdistanzunterschieds. Im Vergleich hierzu weist Kanada die höchsten Kosten auf, wobei die hohen durchschnittlichen Gesteungskosten eine Rolle spielen. Hier gibt es einerseits sehr gute, aber auch sehr schlechte Regionen zur Wasserstoffproduktion.

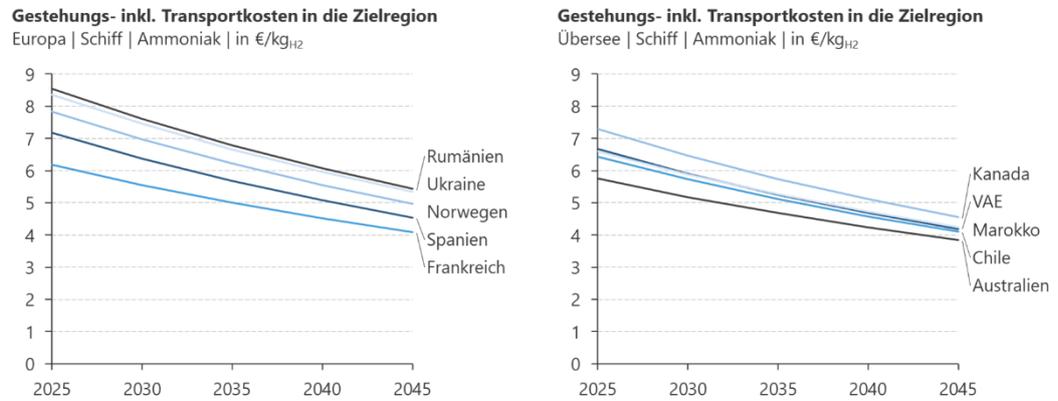


Abbildung 6-4: Mittelwerte der Importkosten via Schiff in die MRN mit anschließender Verteilung über Lkws zu den Verbrauchsorten für Ammoniak inklusive Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff am Zielort.

Abbildung 6-4 stellt die Ergebnisse für den Import in Form von Ammoniak dar. Auch hier sind die Kosten aus den Überseeregionen vor allem im Jahr 2025 etwas geringer, nähern sich aber bis 2045 an. Wiederum weisen Spanien und vor allem Frankreich als europäische Vertreter die günstigste Kostensumme auf. Auch Australien ist erneut als günstigste Option der Überseeregionen zu nennen. Allgemein sind die Kosten von flüssigem Wasserstoff und Ammoniak in sehr ähnlichen Bereichen, wobei erneut zu betonen ist, dass dies keinesfalls die final zu erwartenden Kosten sind. Die Gesamtkosten umfassen lediglich die Technologiekosten und dienen als Indikation für die Entwicklung der Wasserstoffkosten in der Zukunft.

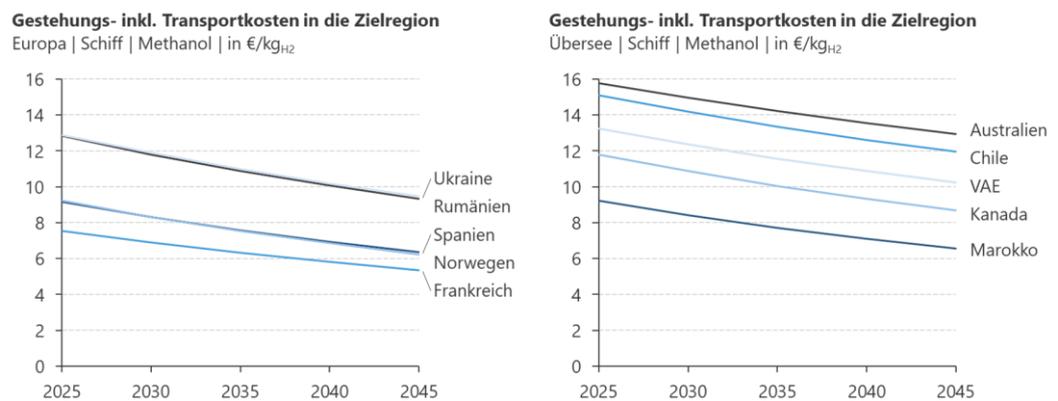


Abbildung 6-5: Mittelwerte der Importkosten via Schiff und anschließender Verteilung über Lkws in die jeweiligen Zielgebiete für Methanol. Es erfolgt keine Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff

Die Kosten für Methanol, dargestellt in Abbildung 6-5, werden ebenfalls auf Grund der Vergleichbarkeit pro kg Wasserstoff angegeben. Somit ergeben sich für die Überseeoptionen deutlich höhere Ergebnisse. Dies kann auf den geringeren Masseanteil des Wasserstoffs von nur ca. 12,6 % je Methanol Molekül zurückgeführt werden, wodurch sich der Transport verteuert. Auch ist im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff und Ammoniak die Wandlung deutlich teurer (ca. das 2,3-Fache von LH_2 und ca. das 4,4-Fache von NH_3 , womit diese inklusive Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff günstiger sind – vgl. Tabelle 8-1). Dies kann mit der Technologiereife und der schlechten Datenverfügbarkeit zu dieser Technologie begründet werden, welche sich auf Pilotanlagen in eher kleineren Dimensionen beziehen.

6.2.2 Kosten für die Versorgung über den European Hydrogen Backbone

Zur Abschätzung der minimalen Kosten, die bei einem Anschluss der Zielregion an den European Hydrogen Backbone entstehen, werden wiederum einige Annahmen getroffen. Die untersuchten europäischen Länder sind ab 2030 an den European Hydrogen Backbone angeschlossen, womit eine Pipelineverbindung nach Deutschland besteht. Die Transportdistanz von einem generischen Zentrum des Exportlandes bis in die Zielregion wird über den European Hydrogen Backbone abgeschätzt. Im Falle des Bezugs von Wasserstoff aus Übersee wird wiederum die Wandlung in Ammoniak oder flüssigen Wasserstoff vor Ort und Transportpauschalen bis zum Exporthafen veranschlagt. Anschließend wird das Derivat per Schiff nach Rotterdam bzw. Ravenna gebracht, wo eine zentrale Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff stattfindet, welcher dann in den European Hydrogen Backbone eingespeist und bis an den Zielort transportiert wird. In der Metropolregion Rhein-Neckar werden die Mengen entweder am Anschlussort per Leitung an den Verbrauchsstandort transportiert oder per Lkw zu ihrem Ziel gebracht. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde entschieden, nur den Mittelwert der Kosten darzustellen, der sich für den Pipelinetransport des Fernleitungsnetzes bis zu den Anschlussorten ergibt (siehe Abbildung 6-6 und Abbildung 6-7). Der Weitertransport via Lkw führt bei diesen verhältnismäßig kurzen Distanzen zu geringen Abweichungen des gewichteten Mittelwerts. Diese geringen Abweichungen, welche durch die relativ kurzen Transportdistanzen in der Metropolregion Rhein-Neckar entstehen, können bei Bedarf durch die angegebenen Parameter in Tabelle 8-1 abgeschätzt werden.

Die nachfolgend in Abbildung 6-6 dargestellten Importkosten für gasförmigen Wasserstoff über den European Hydrogen Backbone bestehen aus folgenden Komponenten:

Speisung des European Hydrogen Backbone mit Produktion in Europa:

- Produktion im Exportland
- Kompression für Pipelineeintritt
- Transport über Pipeline bis ins Zielgebiet

Speisung des European Hydrogen Backbone mit Importen aus Übersee:

- Produktion im Exportland
- Wandlung in Ammoniak/ Verflüssigung
- Pauschaler Aufschlag für Transport bis zum Hafen
- Schiffstransport bis Rotterdam/ Ravenna
- Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff
- Kompression für Pipelineeintritt
- Transport über Pipeline bis ins Zielgebiet

Die in Abbildung 6-6 dargestellten Importkosten zeigen den Vorteil Frankreichs, der sich aus der Kombination von günstigen Produktionsstandorten sowie der geographischen Nähe zur Zielregion ergibt. Im Resultat stehen deutlich die geringsten Kosten. Hierdurch wird die Problematik des Transports über weite Strecken von Wasserstoff unterstrichen, welche auf Grund der geringen volumetrischen Energiedichte hohe Kosten verursacht. Spanien ist trotz der größten angenommenen Transportdistanz die zweitgünstigste Option, was mit der geringen Produktionskostenspanne und infolgedessen einem niedrigen Kostendurchschnitt begründet werden kann (vgl. Abbildung 6-1). Rumänien und die Ukraine sind die teuersten Optionen. Hier schlägt die Kombination von langem Transportweg und den höheren minimalen Gestehungskosten sowie einer relativ großen Spannweite zu Buche.

Gestehungs- inkl. Transportkosten in die Zielregion
Europa | Pipeline | GH₂ | in €/kg_{H₂}

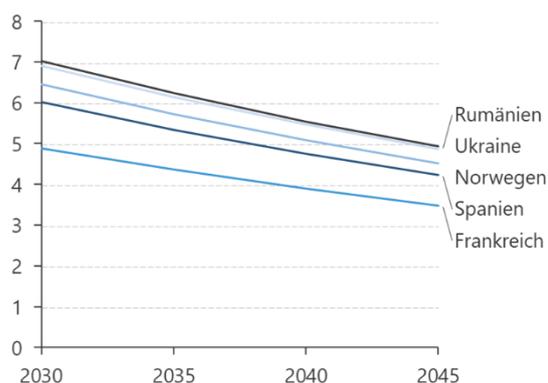


Abbildung 6-6: Mittlere Kosten für Produktion von GH₂ und anschließenden Pipelinetransport bis in die Metropolregion Rhein-Neckar

Abbildung 6-7 vergleicht die Speisung des European Hydrogen Backbone mit aus Übersee importiertem flüssigem Wasserstoff und Ammoniak. Im Allgemeinen sind die Kosten für Ammoniak etwas günstiger. Das liegt einerseits an den geringeren Im- und Exportterminalkosten, da hier ein geringerer technischer Aufwand notwendig ist (Kryotechnik bei LH₂). Andererseits sind die spezifischen Transportkosten für NH₃ niedriger.

Wiederum weist Australien die geringsten Kosten auf, gefolgt von Chile und Marokko. Kanada schließt erneut das obere Kostensegment ab. Allerdings ist kaum ein Unterschied zu den Kosten der Überseeimporte aus Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4 erkennbar. Der Wechsel der Transporttechnologie für die Distanz von Rotterdam bzw. Ravenna bis in die MRN auf Pipeline führt somit in diesem Fall nicht wirklich zu einem Kostenunterschied. Das kann zum einen damit begründet werden, dass dennoch die kosten- und energieintensive Wandlung

sowie Rückwandlung vorgenommen werden muss. Zum anderen sind die mit der Pipeline überbrückten Distanzen im Vergleich zu den Seewegen eher klein. Generell weist der Transport per Schiff eine niedrige Steigung der distanzabhängigen Kosten in Abhängigkeit von der zurückgelegten Distanz auf. Hauptkostentreiber ist die Anschaffung der Schiffe und die dafür notwendige Infrastruktur /FFE-19 22/.

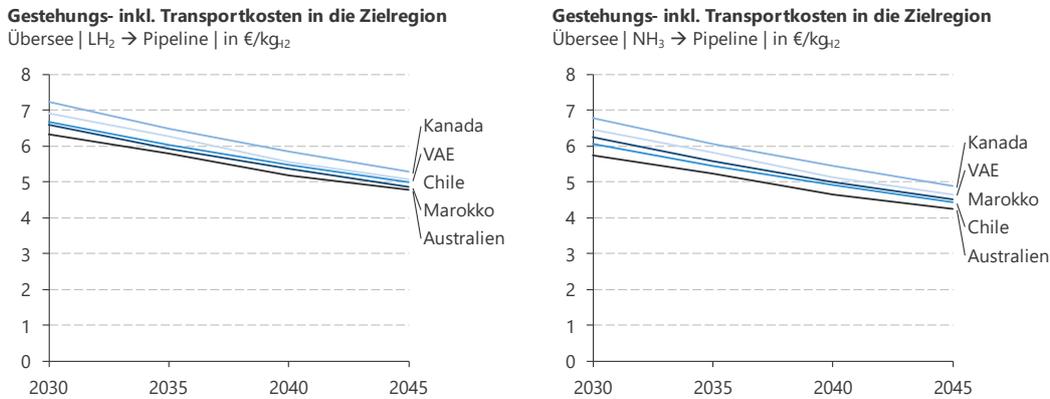


Abbildung 6-7: Mittlere Kosten für Speisung des EHB durch Importe aus Übersee. Nach der Anlandung in den zentralen Häfen erfolgt eine Rückwandlung in GH₂ sowie die Einspeisung in den European Hydrogen Backbone

Beim Vergleich der Kosten aus regionaler Erzeugung (Abschnitt 6.1) und der Prognose aus diesem Abschnitt ist erkennbar, dass die regionale Erzeugung durchaus ein ähnliches Kostenniveau wie beispielsweise die Produktion in Frankreich inklusive Transport über ein Pipelinennetz erreichen kann. Allerdings wurde, wie zuvor erwähnt, der Transport bzw. die Speicherung des Wasserstoffs bei der regionalen Erzeugung vernachlässigt. Somit sind die Standortvorteile bei der Produktion in Ländern wie Frankreich, Spanien oder Australien durchaus erkennbar.

Abschließend kann infolgedessen zusammengefasst werden, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in der MRN durchaus wettbewerbsfähig sein kann. Die Herstellung am Verbrauchsort ohne notwendige Wandlung und/oder Transport bietet gerade im Zeitraum vor 2030 einen gewissen Vorteil. Zusätzlich können nicht benötigte Mengen vermarktet und beispielsweise nach Anschluss der Region an den European Hydrogen Backbone im Jahr 2030 in diesen eingespeist werden.

Australien und Frankreich erweisen sich auf Grund dieser Analyse als günstigste Optionen. Die kurze Distanz zwischen Frankreich und dem Zielgebiet sorgt für die Zeit vor 2030 für die geringsten Gesamtkosten der betrachteten europäischen Exporteure. Bis zum Zieljahr 2040 erreichen die Kosten ein ähnliches Niveau wie bei der regionalen Produktion. Somit sind Standortvorteile auf Grund von klimatischen Bedingungen klar erkennbar. Allerdings muss erneut betont werden, dass die errechneten Kosten nicht den zu erwartenden Kosten entsprechen. Die Abbildung der Technologiekosten mit Hilfe von vereinfachten Annahmen und Mittelwerten führt nicht zu einer Vorhersage, sondern lediglich zu einer Abschätzung der minimalen Kosten, die einerseits durch Abweichungen der angenommenen Parameter variieren können, andererseits durch Marktmechanismen, Steuern, etc. einen weiteren Aufschlag, der in dieser Studie nicht betrachtet wurde, erfahren können. Insbesondere bei Betrachtung von Marktpreisen auf Stromseite können sich alternative Schlussfolgerungen ergeben, da Gestehungskosten von Strom aus EE-Anlagen deutlich niedriger als diese Preise

sein können. Die Folge daraus wäre, dass EE-Anlagen zunächst Strom einspeisen würden. Als Strombezugskosten für die Wasserstoffproduktion müsste daraufhin der gegebene Marktpreis angenommen werden.

Eine Speisung des European Hydrogen Backbone empfiehlt sich nach Betrachtung der Ergebnisse eher mit einer europäischen Produktion. Die nicht auftretenden Wandlungskosten führen zu einem Kostenvorteil. Derivate, die von Übersee nach Europa verschifft und anschließend wieder in GH_2 gewandelt werden, benötigen den Aufbau von zwei verschiedenen Infrastrukturen, wodurch sich kein sichtbarer Technologiekostenvorteil ergibt.

In Bezug auf Australien sind bei Importen über Schiffe in Form von beispielsweise Ammoniak geringere Gesamtkosten zu erwarten als bei einer Anlandung in Ravenna und anschließender Speisung des European Hydrogen Backbone. Hier ergeben sich insbesondere vor 2030 die geringsten Gesamttechnologiekosten bei einem vollständigen Transport über Schiffe. Die enormen Standortvorteile können ebenfalls deutlich erkannt werden, da aufgrund der langen Distanzen ähnliche Kostenniveaus erreicht werden wie bei einem Import aus Frankreich. Im Allgemeinen ist der Unterschied in Bezug auf diese Kostenanalyse zwischen den betrachteten Ländern nicht sehr groß. Infolgedessen ergibt sich eine breite Verfügbarkeit an interessanten Optionen. Zusätzlich soll betont werden, dass in dieser Betrachtung eine Auswahl an Ländern getroffen wurde. Somit kann nicht ausgeschlossen werden, dass andere Länder weniger oder eher attraktiv für eine Energiepartnerschaft sind. Ein Beispiel wären hierfür diejenigen Länder, mit denen die Bundesregierung bereits eine Energiepartnerschaft geschlossen hat, welche allerdings nicht in dieser Analyse betrachtet wurden.

7 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der H₂-Bedarfsuntersuchung zeigen, dass bereits heute große Mengen an Wasserstoffderivaten in stofflicher Form in der Metropolregion eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 3.2.1). Diesen auf konventionellen Energieträgern basierenden Bedarf gilt es, in Zukunft durch CO₂-neutrale Energieträger zu ersetzen. Hierbei spielt die Erzeugungsart durch z. B. die Elektrolyse (Grüner Wasserstoff) oder die Dampfreformierung mit anschließender Abscheidung von CO₂ durch Carbon Capture (Blauer Wasserstoff) keine Rolle. Zusätzlich werden durch die Transformation große Mengen an energetisch genutztem Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Verkehr und Umwandlung bis ins Jahr 2045 hinzukommen (vgl. Abschnitt 3.2). Die Herausforderung für die Metropolregion besteht darin, diese großen Mengen in Zukunft durch überregionalen Import oder regionale Produktion bereitzustellen. Im Kontext der gesamtdeutschen Betrachtung nimmt die MRN durch die großen Industrieverbraucher mit einigen anderen Regionen eine Sonderrolle in Deutschland ein und weist einen deutlich überdurchschnittlichen Bedarf an Wasserstoff und dessen Derivaten auf. Als qualitativer Vergleich lassen sich die zukünftigen Wasserstoffbedarfsmeldungen aus dem Netzentwicklungsplan Gas der Fernnetzbetreiber heranziehen /FNB-01 22/.

Zur Versorgung der Region ist die MRN in Zukunft insbesondere auf eine Leitungsinfrastruktur angewiesen. Viele Industriestandorte erwarten einen stetigen hohen Wasserstoffbedarf (vgl. Abschnitt 3), sodass sich die variable Erzeugung aus Elektrolyseuren schwierig gestaltet und Trailerbelieferungen einen zu großen Transportaufwand darstellen würden. Eine Anbindung an den European Hydrogen Backbone ist daher in allen beschriebenen Versorgungsoptionen (vgl. Abschnitt 5) notwendig, um eine stetige Versorgung gewährleisten zu können. Für dezentrale Verbraucher mit wenig Wasserstoffbedarf kommen dagegen sowohl Eigenerzeugung per Elektrolyse als auch die Belieferung per Trailer infrage, da hier generell die benötigten Speicherkapazitäten am Standort gewährleistet werden können. Inwiefern auch dezentrale Verbraucher an ein Leitungsnetz angeschlossen werden könnten, hängt von der Erschließung und Umwidmung des bestehenden Erdgasverteilnetzes für eine Nutzung von Wasserstoff ab.

Die Binnenhäfen können insbesondere in der Zeit bis zum Anschluss des European Hydrogen Backbones eine wichtige Rolle in der Versorgung der Metropolregion spielen. Als Überbrückung bis zu einem Anschluss ab 2030 können diese als Anlagehäfen für Wasserstoffimporte dienen. Auch nach einem Anschluss an den European Hydrogen Backbone stellen die Häfen einen geeigneten Standort als Depot und für den Umschlag bezüglich Trailer-Belieferungen an dezentrale Verbraucher dar.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine elementare Aufgabe für die Wirtschaft und Gesellschaft in der Metropolregion. Neben den großen Mengen an Direktstrom für die Transformation der Industrieprozesse, die Dekarbonisierung des Verkehrs und die Wärmeversorgung der privaten Haushalte, stellt die lokale Produktion durch Elektrolyse eine weitere Option dar, wie Wasserstoffbedarfe für dezentrale Verbraucher auch ohne Leitungsanschluss versorgt werden können. Insbesondere die ländlich geprägten Landkreise der Region weisen hierfür ein hohes Potenzial auf (vgl. Abschnitt 4). Um dieses auszuschöpfen, müssen der Ausbau für Erneuerbare Energien in der MRN stark vorangetrieben werden. Mit

dem Ausbau eines regionalen Leitungsnetzes würde somit auch eine teilweise Versorgung der Region mit regional erzeugtem grünem Wasserstoff ermöglicht werden. Das regionale Leitungsnetz kann perspektivisch mit dem Anschluss an den European Hydrogen Backbone erweitert werden und Importe für größere Mengen Wasserstoff ermöglichen.

Durch die Analyse der Technologiekosten, die bei einer regionalen Wasserstoffproduktion bzw. einem Import in die Region mindestens anfallen, kann eine erste wirtschaftliche Tendenz zu einem Versorgungsszenario abgegeben werden. Die regionale Erzeugung kann durchaus ein ähnliches Kostenniveau erreichen wie die durchschnittliche Produktion aus den untersuchten Exportländern. Von Vorteil ist hierbei die dezentrale Erzeugung, ohne notwendigen Transport und die damit verbundenen potenziellen Wandlungskosten. Vor allem vor dem Jahr 2030, ohne ein bestehendes Pipelinennetz, kann die regionale Erzeugung somit eine wichtige Ergänzung darstellen. Allerdings muss betont werden, dass aufgrund der Rechnung mit einem durchschnittlichen Gestehungswert durchaus geringere Kosten beim Import erzielt werden können. Um allerdings keine Scheingenauigkeit oder zu günstige Kosten zu suggerieren, wurde entschieden, nicht mit einem der Kosten-Extrema zu rechnen. Auch die Produktion ausreichender Mengen kann ein limitierender Faktor sein, da hier eine Szenarioentwicklung angenommen wurde.

Mit einem Anschluss an den European Hydrogen Backbone sind demnach möglicherweise große Mengen zu vergleichsweise geringen Kosten beziehbar. Bezogen auf die Technologiekosten stellt der Transport über die Pipeline die attraktivste Variante dar. Insbesondere durch den teilweisen Aufbau des European Hydrogen Backbone auf einem umgerüsteten Erdgasnetz werden teure Neubautrassen vermieden und die Akzeptanz in der Bevölkerung gesteigert. Zusätzlich wird bei dieser Transporttechnologie keine (Rück-)Wandlungsinfrastruktur benötigt, wodurch Kostenvorteile zu erwarten sind. Ebenfalls gilt es zu betonen, dass die (Rück-)Wandlung der Derivate energieintensive Prozesse einbeziehen, wozu zusätzliche Mengen an regenerativ erzeugtem Strom notwendig sind. Dies wurde in dieser Studie nicht betrachtet. Jedoch muss insbesondere vor 2030, ohne Anschluss an den European Hydrogen Backbone, die Versorgung mit Wasserstoff sichergestellt werden. Hierfür stellen die Häfen und Importe über Schiffe in Kombination mit dezentraler Elektrolyse eine Option dar.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass Deutschland und die Region mit den Annahmen zum moderaten Technologiemit-Szenario in weiten Teilen der Industrie, dem Verkehr und der Umwandlung bis ins Jahr 2045 durch Erneuerbare Energien klimaneutral werden kann. Lediglich in schwer transformierbaren Bereichen, wie z. B. der Binnenschifffahrt, müssen synthetische Energieträger über das Jahr 2045 hinaus eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.3). Wasserstoff spielt hierbei gerade in der MRN in den untersuchten Sektoren eine tragende Rolle. Der Weg hin zu einer klimaneutralen Region mit Wasserstoffversorgung wird allerdings mit großen Anstrengungen verbunden sein und je später die Transformation stattfindet, desto höhere Kosten entstehen am Ende für die Industrie und die Gesellschaft.

8 Literatur

- AGEB-04 21 Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021.
- AGORA-07 19 Joas, Fabian et al.: Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, Wuppertal: Agora Energiewende, 2019.
- BMU-04 21 Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.
- BMVI-01 20 Verkehr in Zahlen 2020/2021 - 49. Jahrgang; Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2020.
- BMWK-01 22 Eröffnungsbilanz Klimaschutz. Berlin: BMWK, 2022.
- DECH-02 19 Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. München, Frankfurt: Dechema, 2019.
- DESTATIS-04 22 Jahreserhebung über die Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe - Energieverbrauch, Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (Tabelle: 43531-01-02-4); Düsseldorf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2022.
- DFBE-10 19 Ireson, R. et al.: Alternative Fuel Switching Technologies for the Glass Sector – Final Report – BEIS Industrial Fuel Switching Phase 2. UK: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019.
- ECRA-01 22P The ECRA Technology Papers 2022 – State of the Art Cement Manufacturing – Current Technologies and their Future Development. Duesseldorf, Germany: European Cement Research Academy, 2022.
- EULA-02 14 Stork, Michiel et al.: A Competitive and Efficient Lime Industry – Cornerstone for a Sustainable Europe. Brüssel: European Lime Association, 2014.
- FFE-113 20 Pichlmaier, Simon et al.: Integration of Renewable Energies through the Production of Hydrogen under Investigation of Disruptive Developments in Investment Costs: A Techno-economic Evaluation. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbh, 2020.
- FFE-144 19 Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht – Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems – Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-144-19
- FFE-17 23 Kigle, Stephan: Bayernplan Energie 2040 – Wege zur Treibhausgasneutralität – Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.
- FFE-178 20 Curtailment (German Districts): <http://opendata.ffe.de/dataset/curtailment-german-districts/>; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
- FFE-19 22 Wendlinger, Christian et al.: Kostenbewertung von Wasserstofftransportoptionen als Basis für die modellgestützte Analyse der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur. München: FfE, 2022.
- FFE-22 23 von Roon, Serafin: HyPipe Bavaria – Wasserstoffcluster Ingolstadt. München: FfE, 2023.
- FFE-24 21 Guminski, Andrej et al.: eXtremOS Summary Report – Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021.
- FFE-94 22P Jetter, Fabian: Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung. München: FfE, 2022.
- FIS-01 22P Fistas, Alexandros: Technologische und wirtschaftliche Potenziale durch zukünftige Innovationen in der Wasserstoffherstellung. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München (TUM) - TUM School of Management: München, 2022.
- FNB-01 22 Fernleitungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 - Zwischenstand. Berlin, 2022.

- GUI-02 22 van Rossum, Rik: European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht, NL: Guidehouse, 2022.
- GUM-01 21 Guminski, Andrej: CO2 Abatement in the European Industry Sector - Evaluation of Scenario-Based Transformation Pathways and Technical Abatement Measures. Unpublished Doctoral Dissertation. Submitted to Technische Universität München (TUM), Main Supervisor Wagner, Ulrich: München, 2021.
- HMA-01 20P Pressemitteilung: HeidelbergCement stellt Klinkerproduktion in Leimen ein. In www.heidelbergmaterials.com/de/pi-15-09-2020. (Abruf am 2023-5-26); Heidelberg: Heidelberg Materials AG, 2020.
- IEA-06 19 IEA G20 Hydrogen report: Assumptions. Paris: IEA, 2019.
- IEA-07 19 The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Paris: International Energy Agency, 2019.
- IRENA-01 21 Innovation Outlook: Renewable Methanol. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- IRENA-04 22 IRENA: Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal - Part III - Green Hydrogen Cost and Potential. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022. ISBN: 978-92-9260-432-5.
- ISE-07 22 Längle, Sven: Stromstudie für die Metropolregion Rhein-Neckar - Versorgungssituation bis zum Jahr 2045. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2022.
- KBA-05 22 Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen 1. Januar 2022; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2022.
- LIEBR-01 21 Liebreich, Michael: The Clean Hydrogen Ladder [Now updated to V4.1]. In: <https://www.liebreich.com/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v4-1/>. (Abruf am 2022-03-29); London: Liebreich Associates©, 2021.
- MAR-01 22 Martínez Pérez, Miguel: Modelling of Global Levelized Cost of Hydrogen under Use of an Open-Source Modelling Environment. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München (TUM) - Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme (ENS): München, 2022.
- NAV-02 19 Gogin, Hélène: Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor - Branchensteckbrief der Papierindustrie. Köln: Navigant Energy Germany GmbH, 2019.
- PICHL-01 22 Pichlmaier, Simon: Ecological Assessment of Scenarios for the Energy Supply of the German Transport Sector. Dissertation. Herausgegeben durch die Technische Universität München (TUM): München, 2022.
- PROGNOS-01 21 Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Langfassung). Berlin: Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.
- REUS-01 19 Reuß, Markus: Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur. Dissertation. Herausgegeben durch RWTH Aachen, geprüft von Stolten, Detlef und Moser, Albert: Aachen, 2019.
- SAUIG-02 21 Borgnäs, Kajsa et al.: Branchenausblick 2030+: Papier- und Zellstoffindustrie. Berlin: Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, 2021.
- STN-01 23 shiptraffic: shiptraffic. In <http://www.shiptraffic.net/>. (Abruf am 2023-5-16); California: n.a., 2023.
- SZ-04 23P Chemie - Ludwigshafen am Rhein - BASF will Teil der Ammoniak-Produktion stilllegen. In [dpa:230222-99-692467/3](https://www.dpa.de/230222-99-692467/3). (Abruf am 2023-5-26); München: Süddeutsche Zeitung GmbH, 2023.
- UBA-18 22 Trendtabellen THG nach Sektoren; Dessau-Roßlau: Umwelt Bundesamt, 2022.

UONS-01 21

Daiyan, Rahman: The Case for an Australian Hydrogen Export Market to Germany: State of Play Version 1.0 - Working paper for consultation. Sydney, Australia: University of New South Wales, 2021. DOI: <http://doi.org/10.26190/35zd-8p21>.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Übersicht zu den Arbeitspaketen inkl. Ziele, Vorgehensweise und Ergebnis je Arbeitspaket.	10
Abbildung 2-1:	Bruttowertschöpfungsentwicklung für die betrachteten Wirtschaftszweige in Deutschland ..	12
Abbildung 2-2:	Entwicklung der Produktionsmengen für die relevanten energieintensiven Prozesse in Deutschland	13
Abbildung 2-3:	Übersicht über die THG-Verminderungsoptionen /FFE-24 21/	13
Abbildung 2-4:	Anteil des in dem verwendeten Transformationstool betrachteten Endenergieverbrauchs auf Prozessebene.....	17
Abbildung 2-5:	Schematische Darstellung des Prozesses zur Berechnung der Mantelzahlen in der Industrie	17
Abbildung 2-6:	Modellablauf der Transformationspfade im Sektor Verkehr nach /FFE-17 23/.....	19
Abbildung 2-7:	Entwicklung der energetischen Wasserstoffbedarfe in Deutschland bis 2045 anhand des Technologiemijszenarios	20
Abbildung 2-8:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der deutschen Industrie im betrachteten Technologiemijszenario bis 2045 nach Energieträgern aufgeteilt.....	21
Abbildung 2-9:	Entwicklung des energetischen Wasserstoffverbrauchs in der deutschen Industrie nach Wirtschaftszweiggruppen bis 2045 anhand des Technologiemijszenarios	22
Abbildung 2-10:	Entwicklung des nicht-energetischen Verbrauchs in der deutschen Industrie bis 2045 anhand des Technologiemijszenarios	22
Abbildung 2-11:	Entwicklung der Endenergiebedarfe im Sektor Verkehr in Deutschland anhand des Technologiemijszenarios	23
Abbildung 2-12:	Wasserstoffeinsatz in Gaskraftwerken in dem in der Studie gewählten Technologiemijszenario und einer Studie der Agora Energiewende im Vergleich.....	24
Abbildung 3-1:	Für einen zukünftigen Wasserstoffbedarf relevantesten Standorte der energieintensiven Industrie in der MRN.....	26
Abbildung 3-2:	Verkehrsstandorte in der MRN.....	26
Abbildung 3-3:	Methodik zur Regionalisierung des Stromverbrauchs nach Wirtschaftszweig und stromintensivem Prozess.....	28
Abbildung 3-4:	Schematische Darstellung der Methodik zur Regionalisierung der Verbrauchsentwicklung von Strom, Wasserstoff und Wasserstoffderivaten	29
Abbildung 3-5:	Flächenspezifischer industrieller Bedarf an Wasserstoff für die energetische Nutzung anhand des Technologiemijszenarios und aufbauend auf den Daten der FfE(Standorte zur verbesserten Übersichtlichkeit ohne Kreiskartogramm zur Chemieindustrie in Ludwigshafen)	30
Abbildung 3-6:	Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor anhand des Technologiemijszenarios und aufbauend auf den Daten der FfE (ohne Pkws)	32
Abbildung 3-7:	Bedarf an Wasserstoff für die energetische Nutzung nach Sektoren und anhand des Technologiemijszenarios und aufbauend auf den Daten der FfE	35
Abbildung 4-1:	Schematische Vorgehensweise zur Berechnung des H ₂ -Erzeugungspotenzials in der MRN.	37
Abbildung 4-2:	Technologiespezifische Verteilung des realistischen EE-Energiepotenzials der Landkreise....	38
Abbildung 4-3:	Qualitative Bewertung des Erzeugungspotenzials von grünem Wasserstoff anhand des Technologiemijszenarios und aufbauend auf den EE-Potenzialen der Studie des Fraunhofer ISE /ISE-07 22/	41

Abbildung 5-1:	Transportmengen über Leitung, weiterer Importbedarf (z. B. über Import an Häfen) und dezentrale Erzeugung, aufgetragen für die Stützjahre in den verschiedenen Versorgungsoptionen.....	43
Abbildung 5-2:	Versorgungsoption für das Jahr 2030 mit Fokus auf Versorgung über den European Hydrogen Backbone.....	44
Abbildung 5-3:	Versorgungsoption für das Jahr 2040 mit Fokus auf Versorgung über den European Hydrogen Backbone.....	45
Abbildung 5-4:	Versorgungsoption für das Jahr 2030 mit Fokus auf Versorgung über die Häfen in der Region 46	
Abbildung 5-5:	Kombination der Versorgungsarten in einem Konzept für das Jahr 2030.....	47
Abbildung 6-1:	Ergebnis der Technologiekostenprognose für regional produzierten Wasserstoff aus Elektrolyse, gekoppelt mit Wind- und Photovoltaikanlagen (Die Technologiekostensumme enthält weder Speicherung noch Transport und stellt lediglich die Produktion dar) Fehler! Textmarke nicht definiert.	
Abbildung 6-2:	Kostenspannen der simulierten Gestehungskosten für gasförmigen Wasserstoff in den Jahren 2025 und 2045. Abgebildet sind die Länder Australien, Kanada, Chile, Frankreich, Marokko, Norwegen, Rumänien, Spanien, Ukraine, Vereinigte Arabische Emirate und Deutschland (als Referenz farblich hervorgehoben)	56
Abbildung 6-3:	Berechnungsformel für die LCOT für den Trägerstoff Ammoniak per Schiff /FFE-19 22/	58
Abbildung 6-4:	Mittelwerte der Importkosten via Schiff in die MRN mit anschließender Verteilung über Lkws zu den Verbrauchsorten für flüssigen Wasserstoff inklusive Verdampfung am Zielort.	59
Abbildung 6-5:	Mittelwerte der Importkosten via Schiff in die MRN mit anschließender Verteilung über Lkws zu den Verbrauchsorten für Ammoniak inklusive Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff am Zielort.....	60
Abbildung 6-6:	Mittelwerte der Importkosten via Schiff und anschließender Verteilung über Lkws in die jeweiligen Zielgebiete für Methanol. Es erfolgt keine Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff.....	60
Abbildung 6-7:	Mittlere Kosten für Produktion von GH ₂ und anschließenden Pipelinetransport bis in die Metropolregion Rhein-Neckar	62
Abbildung 6-8:	Mittlere Kosten für Speisung des EHB durch Importe aus Übersee. Nach der Anlandung in den zentralen Häfen erfolgt eine Rückwandlung in GH ₂ sowie die Einspeisung in den European Hydrogen Backbone	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Kenngrößen je Verbrauchergruppe.....	27
Tabelle 3-2:	Stützzährlicher Wasserstoffbedarf im Technologiemieszenario nach Sektor in GWh auf Grundlage der FfE-Daten	34
Tabelle 4-1:	Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrads von Elektrolyse anhand des erwarteten Anteils der Elektrolyse-Methoden AEL, PEM und SOEC	40
Tabelle 6-1:	Verwendete Kosten und Lebensdauern für PV- und Windanlagen sowie die berechneten Kosten für die Elektrolysekombination /FIS-01 22P/, /MAR-01 22/	53
Tabelle 8-1:	Resultierende Kosten für die verschiedenen Wasserstoff (bzw. Derivat) Transportoptionen	73

Anhang

Tabelle 8-1: Resultierende Kosten für die verschiedenen Wasserstoff (bzw. Derivat) Transportoptionen

Technologie	Energieträger	2020	2025	2035	2045
Distanzunabhängig		[€/kg_{H2}]			
Wandlung	LH ₂	0,69967	0,68236	0,64900	0,61727
	NH ₃	0,37176	0,36256	0,34484	0,32798
	CH ₃ OH	1,6640	1,62281	1,54347	1,46801
Rückwandlung	LH ₂	0.02666	0.02600	0.02473	0.02352
	NH ₃	0.62049	0.60513	0.57555	0.54741
Importterminal	LH ₂	0.31959	0.31168	0.29644	0.28195
	NH ₃	0.02868	0.02797	0.02660	0.02530
Exportterminal	LH ₂	0.33975	0.33134	0.31514	0.29973
	NH ₃	0.03265	0.03184	0.03028	0.02880
Verdichtung Pipelineeintritt	GH ₂	0.09640	0.09592	0.09496	0.09402
Distanzabhängig		[€/(kg_{H2}*km)]			
Lkw	LH ₂	0.00026	0.00025	0.00024	0.00023
	NH ₃	0.00039	0.00038	0.00037	0.00035
	CH ₃ OH	0.00200	0.00195	0.00185	0.00176
	GH ₂	0.00159	0.00155	0.00147	0.00140
Schiff	LH ₂ ³	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003
	NH ₃ ²	0.00002	0.00002	0.00001	0.00001
	CH ₃ OH	0.00045	0.00044	0.00042	0.00040
Pipeline	GH ₂	0.00031	0.00031	0.00031	0.00031

³die Kosten je Kilometer sind so gering, dass auf Grund von Rundung auf die fünfte Nachkommastelle keine Veränderung in dieser Tabelle erkennbar ist. Die Berechnung erfolgte mit der akkuraten Werten.