

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur

Markus Eduard Reuß

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 467

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-414-0

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
 Zentralbibliothek, Verlag
 52425 Jülich
 Tel.: +49 2461 61-5368
 Fax: +49 2461 61-6103
 zb-publikation@fz-juelich.de
 www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2019

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 467

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2019)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-414-0

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/),
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand am Institut für Energie- und Klimaforschung – Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3) der Forschungszentrum Jülich GmbH. Am Zustandekommen und Gelingen dieser Arbeit sind einige Personen beteiligt, denen ich hiermit danken möchte.

Ich danke meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten für die Möglichkeit an seinem Institut in einem hochspannenden Themenfeld der Energiewende forschen zu können. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser vom Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft danke ich für die Übernahme des Korreferats. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Günther Schuh vom Institut gilt mein Dank für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Bei meinem Abteilungsleiter Herrn Dr.-Ing. Martin bedanke ich mich für die fachliche Unterstützung und stets motivierende Förderung. Großer Dank gebührt meinem Gruppenleiter Dr. Thomas Grube, der für meine fachlichen, methodischen, organisatorischen und persönlichen Fragen stets ein offenes Ohr hatte.

Auch allen anderen Kollegen und Mitdoktoranden des Instituts und insbesondere aus der Technoökonomischen Energiesystemanalyse möchte ich mich für die vielen konstruktiven Diskussionen während und nach der Arbeitszeit bedanken. Insbesondere gilt mein Dank dabei meinen langjährigen Bürokollegen Leander Kotzur, Lara Welder, Timo Kannengießer, Chloe Syranidou und Severin Ryberg, dass sie alle meine Marotten aushielten und mit Freude zu jeglicher Art der Problemlösung beitrugen. Des Weiteren danke ich Julian Reul, Sandra Jestrovic und Paris Dimos, dass sie unter meiner Betreuung Ihre Abschlussarbeiten angefertigt haben und somit zum Gelingen dieser Arbeit wesentlich beigetragen haben.

Vielen Dank an alle Jugend-, Schul- und Studienfreunde, die meinen Weg seit Jahren begleiten und stets für mich da sind, auch wenn man länger nichts voneinander gehört hat. Der größte Dank gilt meiner Familie, die mich stets unterstützt und gefördert hat. Insbesondere bedanke ich mich bei meiner Mutter Christel Reuß und meinem Vater Dr. Thomas Reuß. Das doppelte Korrekturlesen hat wesentlich zur textlichen Qualität der Arbeit beigetragen. Zum Abschluss danke ich meiner Frau Julia, die mit mir alle kleineren und größeren Hindernisse des täglichen Lebens meistert und mir jeden Tag aufs Neue Kraft, Liebe und Freude schenkt.

Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur

von *Markus Reuß*

Kurzfassung

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors stellt eine der größten Herausforderungen der Energiewende nach dem Pariser Klimaabkommen dar. Sektorenkopplung in Kombination mit einem Wechsel der Antriebstechnologie hin zu Fahrzeugen mit Batterie- oder Brennstoffzellenantrieb bietet eine potenzielle Lösung. Für die Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeuge sind jedoch viele unterschiedliche Technologien sowie Kombination aus diesen verfügbar.

Ziel dieser Arbeit ist es, eine Bewertung von Wasserstoffinfrastrukturoptionen zur Versorgung des Mobilitätssektors mit Wasserstoff durchzuführen und dabei relevante Technologien für zukünftige Versorgungssysteme für eine auf Wasserstoff basierte Mobilität in unterschiedlichen Regionen zu identifizieren. Des Weiteren gilt es, den Einfluss regionaler Rahmenparameter auf die Technologieauswahl zu erarbeiten sowie Schlussfolgerungen hinsichtlich der Übertragbarkeit von Ergebnissen zu liefern.

Um diese Ziele zu erreichen, wurde in einem ersten Schritt ein techno-ökonomisches Bewertungsmodell entwickelt, das in abstrakter Weise unabhängig von regionalen Besonderheiten Anwendungsgebiete von Technologieoptionen identifizieren kann. Der größte Anwendungsbereich fällt dabei auf die Speicherung per Salzkaverne, der Transmission per Pipeline zu einem Hub und der anschließenden Distribution per GH_2 -Trailer an die Tankstelle. Ein hoher Wasserstoffabsatz begünstigt dabei effiziente, aber investitionsintensive Systeme wie Salzkaverne und Pipeline.

In einem zweiten Schritt wurde das Modell um GIS-basierte Verfahren erweitert, um regionale Infrastrukturen analysieren zu können. Diese wurden auf die Länder Deutschland, Frankreich und Japan angewandt und für drei Marktdurchdringungsszenarien analysiert (25 %, 50 % und 75 %).

Die individuellen Rahmenbedingungen jedes Landes besitzen stets Einfluss auf die Technologieauswahl. Insbesondere geologische Großspeicher sowie Transmissionspipelines stellen allerdings Schlüsseltechnologien für Wasserstoffversorgungssysteme dar. Flüssigwasserstofftransport per LKW ist die günstigste Alternative zum Pipelinetransport und kann bei Fehlen geologischer Großspeicher zur günstigsten Technologieoption werden. Die vielversprechende LOHC-Technologie benötigt für den Logistikeinsatz zur Versorgung einer 700 bar Mobilität weiteren Forschungsbedarf, insbesondere in der Bereitstellung CO_2 -armer Wärme für die Dehydrierung.

Für alle untersuchten Technologiepfade bieten Brennstoffzellenfahrzeuge CO_2 -arme Mobilität, wobei bei hohen Wasserstoffumsätzen die kostengünstigste Option mit den niedrigsten CO_2 -Emissionen einhergeht.

Techno-Economic Analysis of Hydrogen Infrastructure Alternatives

by *Markus Reuß*

Abstract

The decarbonisation of private transportation remains a challenge to tackle climate change. The utilization of green hydrogen for fuel cell electric vehicles offers a solution for that issue, but the hydrogen supply chain from production to refueling has lots of technological alternatives.

The research objective of this work is to evaluate hydrogen infrastructure alternatives to supply the mobility sector with hydrogen and identify relevant technologies for that application in different regions. Furthermore, the influence of regional boundary conditions on the technology selection has to be investigated while drawing conclusions about the transferability of the given results.

To achieve these objectives, a techno-economic model for the evaluation of various hydrogen supply chains was developed. Hence, different application areas depending on transportation distance and hydrogen demand were identified. The biggest area was occupied by hydrogen storage in salt cavern, transmission via pipeline and distribution by gaseous compressed hydrogen in trailer. An increasing hydrogen demand favors efficient, but cost-intensive systems like salt caverns or pipelines.

In a second step, the techno-economic model was expanded by additional GIS based methods to implement regional features into the analysis. Afterwards, the model was applied on Germany, France and Japan for three different stock shares of fuel cell electric vehicles (25 %, 50 %, and 75 %).

The individual regional features of each country have always impact on the final technology selection. Nevertheless, geological storage formations and transmission pipelines are identified as key technologies for future hydrogen supply systems. Liquid hydrogen is cost-competitive if geological storage options like salt caverns are not available. Meanwhile, the promising LOHC technology requires further research especially regarding the CO₂-lean heat supply of the dehydrogenation.

Finally, all investigated hydrogen supply chains enable CO₂-lean mobility with fuel cell electric vehicles. The most important factor remains the production of hydrogen with low greenhouse gas emissions.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation.....	2
1.2	Zielsetzung und Vorgehensweise.....	3
2	Stand der Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen	7
2.1	Auswahlkriterien.....	7
2.2	Überblick über Modellierungsansätze.....	8
2.2.1	Analytischer Ansatz	8
2.2.2	Mathematischer Ansatz	8
2.2.3	Zeitliche und räumliche Auflösung	9
2.3	Anwendungsübersicht.....	10
2.3.1	Systemdesign von räumlich aufgelösten Wasserstoffinfrastrukturen	10
2.3.2	Technologiemotivierte Analysen	14
2.4	Eingrenzung und Ableitung eines geeigneten Modellansatzes	17
2.5	Zusammenfassung.....	19
3	Technologien von Wasserstoffinfrastrukturen	21
3.1	Speichermethoden zur Wasserstoffkonditionierung.....	21
3.1.1	Komprimierter gasförmiger Wasserstoff	23
3.1.2	Flüssigwasserstoff	23
3.1.3	Liquid Organic Hydrogen Carriers.....	24
3.1.4	Metallhydride	25
3.1.5	Vergleich, Diskussion und Auswahl von Speichermethoden	25
3.2	Technologien eines Wasserstoffversorgungssystems	26
3.2.1	Wasserstoffproduktion mithilfe der Elektrolyse.....	26
3.2.2	Konditionierungstechnologien	27
3.2.3	Speicherung	33
3.2.4	Transport	36
3.2.5	Tankstellen	41
3.2.6	Technologieübersicht.....	46
3.3	Zusammenfassung.....	47
4	Modellvorstellung Supply Chain Model.....	49
4.1	Technologiemodule	49
4.2	Supply Chain Setup.....	51
4.3	Zusammenfassung.....	52
5	Abstrakte Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen	55
5.1	Szenariodefinition.....	55
5.1.1	Ökonomische Rahmenbedingungen des Energiesystems	55

5.1.2	Technische Rahmenbedingungen.....	58
5.2	Modulweise Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen.....	58
5.2.1	Produktion	58
5.2.2	Konditionierungstechnologien	59
5.2.3	Lagerung	60
5.2.4	Transport	61
5.2.5	Betankung	64
5.3	Pfadanalyse	65
5.3.1	Ergebnisse des Basisszenarios	66
5.3.2	Parametervariation.....	70
5.4	Zusammenfassung und Diskussion.....	76
6	Methoden zur Konzeption räumlich aufgelöster Infrastrukturen	79
6.1	Räumlich aufgelöste Bestimmung von Wasserstoffquellen.....	80
6.2	Räumlich aufgelöste Nachfragemodellierung und -verteilung	81
6.3	LKW Routenmodellierung	83
6.3.1	Modellansatz.....	84
6.3.2	Analyse verschiedener Zielgrößen zur Routenfindung	84
6.4	Pipelinemodellierung	88
6.4.1	Kandidatennetze sowie Kostenfaktoren	88
6.4.2	Ableitung geeigneter Methoden zur Topologie- und Flussbestimmung ...	90
6.4.3	Durchmesserselektion unter Berücksichtigung des Druckverlustes.....	93
6.5	Räumlich aufgelöste Bestimmung von Hubs	95
6.5.1	Pipeline-Transmission und GH ₂ -Trailer-Distribution	96
6.5.2	Pipeline-Transmission und -Distribution	97
6.6	Zusammenfassung und Diskussion.....	99
7	Räumlich aufgelöste Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen	101
7.1	Länderauswahl.....	101
7.2	Szenariendefinition.....	104
7.2.1	Deutschland.....	105
7.2.2	Frankreich.....	106
7.2.3	Japan.....	109
7.2.4	Diskussion der Annahmen und Einordnung in die Literatur	112
7.3	GIS-basierte Analyse des Wasserstofftransports	116
7.3.1	Deutschland.....	116
7.3.2	Frankreich.....	118
7.3.3	Japan.....	120
7.3.4	Länderübergreifender Vergleich der GIS-basierten Ergebnisse	122
7.3.5	Diskussion und Einordnung in die Literatur	124
7.4	Ergebnisse der techno-ökonomischen Pfadanalyse	127

7.4.1	Deutschland.....	128
7.4.2	Frankreich.....	132
7.4.3	Japan.....	136
7.4.4	Länderübergreifender Vergleich der techno-ökonomischen Analyse.....	140
7.4.5	Diskussion und Einordnung in die Literatur	143
7.5	Abschätzung des Kostenreduktionspotenzials einer Optimierung.....	148
7.5.1	Optimierungspotenzial zwischen Pipeline und Trailer-Distribution.....	149
7.5.2	Optimierungspotenzial LKW Transport.....	151
7.5.3	Diskussion	153
7.6	Exkurs: Wasserstoffimport nach Deutschland	154
7.7	Zusammenfassung.....	158
8	Diskussion	161
8.1	Technologiespezifische Diskussion	161
8.2	Diskussion regionsspezifischer Analysen	163
9	Zusammenfassung.....	165
9.1	Ziel der Arbeit und Vorgehensweise	165
9.2	Methoden und Modelle	165
9.3	Ermittlung der Technologieparameter	166
9.4	Ergebnisse der abstrakten Analyse	166
9.5	Ergebnisse der regionalen Analyse	167
9.6	Schlussfolgerungen.....	168
A	Mathematische Modelle der Transportmodelle.....	171
A.1	Lineares Flussmodell zur Zuweisung von Quelle und Senke.....	171
A.2	Gemischt-ganzzahliges Flussproblem	171
B	Techno-ökonomische Analyse des 25 % und 50 % Szenarios.....	173
B.1	Deutschland	173
B.2	Frankreich	174
B.3	Japan	176
C	Nomenklatur	179
D	Abbildungsverzeichnis	181
E	Tabellenverzeichnis	187
F	Literaturverzeichnis	189

1 Einleitung

Die gemittelte Oberflächentemperatur der Erde steigt seit Beginn der Industrialisierung stetig an und führt zu einer im erdgeschichtlichen Vergleich extrem schnellen Veränderung des globalen Klimas. Die Ursache dieses Klimawandels wird in stark steigenden anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen wie Kohlenstoffdioxid (CO₂) oder Methan gesehen [1]. Der Großteil der anthropogenen Treibhausgase entsteht bei der Verbrennung von konventionellen Energieträgern wie Kohle, Öl oder Gas zur Bereitstellung von Energie in Form von Strom, Wärme oder Bewegung [2]. Wetterextreme, Hungersnöte sowie steigende Meeresspiegel sind erwartete Folgen dieses Wandels. Die Weltgemeinschaft sieht im Klimawandel eine der großen Herausforderungen des Jahrhunderts und hat bereits 1990 mit dem Kyoto-Protokoll [3] erste Maßnahmen zur Eindämmung der Treibhausgasemissionen eingeleitet. 2015 entstand im Rahmen des Pariser Klimaabkommens der erste Klimavertrag. Er ist am 04. November 2016 in Kraft getreten. Darin erklären die Nationen ihr Ziel, den Anstieg der globalen Temperatur auf 1,5°C im Vergleich zur Vorindustrialisierung zu beschränken und bis zur zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts treibhausgasneutral zu sein [4].

Auch die deutsche Bundesregierung hat Ziele zur Minderung von Treibhausgasemissionen definiert [5]. Verglichen mit 1990 sind bis 2030 55 %, bzw. bis 2050 80 % - 95 % weniger Treibhausgase zu emittieren. Schlüsselemente des Übergangs zu einem nachhaltigen Energiesystem über alle Sektoren sind der Umstieg auf erneuerbare Energien sowie Maßnahmen zur Effizienzsteigerung. Dieser Übergang wird in Kombination mit dem Kernenergieausstieg auch „Energiewende“ genannt. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) [6] ist eines der maßgeblichen politischen Instrumente der deutschen Bundesregierung für die Umsetzung der „Energiewende“. Seit dessen Einführung 1999 ist der Einsatz erneuerbarer Stromerzeugung aus Sonne und Wind in Deutschland auf einen Anteil von 40,6 % der Nettostromerzeugung im Jahr 2018 angestiegen [7]. Aufgrund des zunehmenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien steigt jedoch der Bedarf an Speicher- und Flexibilitätsoptionen für die Überbrückung von zeitlichen sowie räumlichen Differenzen [8, 9].

Zudem darf die Energiewende nicht auf eine „Stromwende“ reduziert werden [10]. Im Klimaschutzplan 2050 [5] vom 14.11.2016 sind bis zum Jahr 2030 spezifische Minderungsziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft vorgegeben, die auf eine Minderung von CO₂-Emissionen um 54 – 56 % abzielen. Im Verkehrssektor sind Treibhausgasreduzierungen zwischen 40 und 42 % geplant. Angesichts der bis 2016 zweiprozentigen Steigerung von CO₂-Emissionen gegenüber 1990 [11] sowie der noch immer vorhandenen Fokussierung auf konventionelle Kraftstoffe steht insbesondere dieser Sektor vor großen Aufgaben. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der aktuellen Diskussion um die lokale Immissionssituation in urbanen Räumen [12] scheint eine Elektrifizierung des Individualverkehrs unumgänglich. Batteriebetriebene Fahrzeuge stehen dabei derzeit im Fokus der Öffentlichkeit. Allerdings sind auch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge lokal emissionsfrei. Erneuerbar produzierter Wasserstoff bietet dabei die Möglichkeit, die Herausforderungen der Energiewende und der Verringerung lokaler Schadstoffkonzentrationen zugleich anzugehen: großtechnische Speicherung saisonal fluktuierender erneuerbarer Energien auf der einen, sowie emissionsfreie Mobilität auf der

anderen Seite [13]. Zwischen der Herstellung mittels Elektrolyse und der Bereitstellung von Wasserstoff an einer Tankstelle besteht jedoch eine zeitliche und räumliche Lücke, die über Infrastrukturlösungen zur Speicherung und zum Transport geschlossen werden muss.

1.1 Motivation

In der Abteilung Verfahrens- und Systemanalyse des Instituts für elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3) des Forschungszentrum Jülich wurde die technische Machbarkeit einer pipelinebasierten Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung von 75 % des deutschen PKW-Verkehrs nachgewiesen [14]. Unter der Voraussetzung eines massiven Ausbaus an erneuerbaren Energien bis 2050 zeigt sich, dass eine wasserstoffbasierte Mobilität mit bis zu 75 %-Brennstoffzellenfahrzeugen zu 100 % aus netzseitig nicht nutzbarem erneuerbarem Strom (negativen Residuallasten) in Deutschland realisierbar und ökonomisch konkurrenzfähig ist [13]. Die gesamte Versorgungskette ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Zur großtechnischen Speicherung des fluktuierend erzeugten Wasserstoffs sowie zur Vorhaltung einer strategischen Reserve wurden dabei Salzkavernen betrachtet. Mit der Speicherung in Salzkavernen sowie der Nutzung von Pipelines für den Transport bleibt Wasserstoff entlang der gesamten Kette im gasförmigen Zustand.

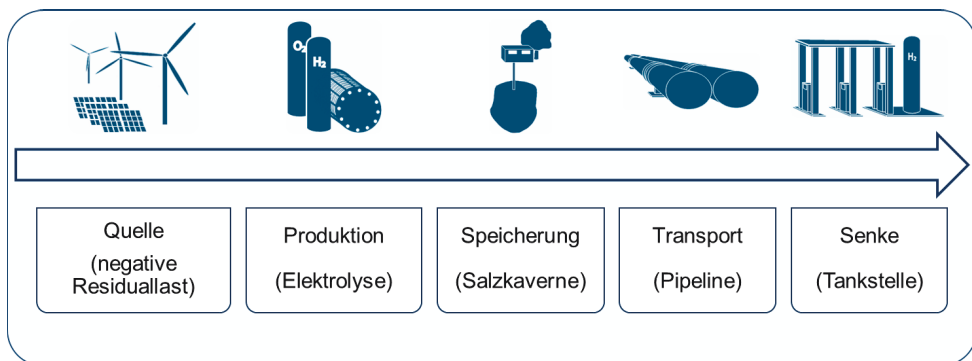


Abbildung 1.1: Untersuchte Wasserstoffversorgungskette am IEK-3 [13].

Neben einer Pipeline-/Kavernenlösung sind jedoch noch andere Infrastrukturtechnologien sowohl zur großtechnischen Speicherung als auch zum Transport realisierbar. Dazu zählen etablierte Technologien wie Flüssigwasserstoff [15], aber auch vielversprechende neu entwickelte Verfahren wie flüssige Kohlenwasserstoffträger.

Der Einsatz von Wasserstoff ist nicht auf den PKW-Sektor begrenzt. Brennstoffzellenbusse oder –züge kommen genauso wie die chemische Industrie als weitere Anwendungsgebiete für erneuerbaren Wasserstoff in Frage. Aus Sicht der Infrastruktur stellt der PKW-Sektor allerdings wegen der dezentral verteilten Nachfrage an Tankstellen die größte Herausforderung dar, die den höchsten Detaillierungsgrad erfordert. Ergebnisse des PKW-Sektors erlauben somit Rückschlüsse auch auf andere Anwendungsgebiete. Umgekehrt ist dies nur in Teilen möglich ist.

Deutschland ist dabei nicht der einzige potenzielle Markt für Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeuge. Insbesondere Japan, Südkorea, Kalifornien sowie das Vereinigte

Königreich, Frankreich und Spanien haben sich Ziele gesetzt, um die Brennstoffzellenmobilität zu fördern und Synergieeffekte einer länderübergreifenden Umsetzung einer Wasserstoffwirtschaft auszuschöpfen. Allerdings besitzt jede Region eigene politische, geografische sowie ökonomische Rahmenbedingungen, die entscheidend für die Auswahl einer Technologie sein können bzw. deren Einsatz entgegenstehen. Daher sind Rückschlüsse von Ergebnissen nationaler Analysen auf andere Länder nur begrenzt möglich. Ein vereinheitlichter und übertragbarer systemanalytischer Lösungsansatz bietet die Möglichkeit, länderübergreifende Analysen durchzuführen und Synergieeffekte sowie Schlüsseltechnologien zu identifizieren. Ein solcher Ansatz ist aus der Literatur bisher nicht bekannt.

1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Ziel dieser Arbeit ist es, eine Analyse und Bewertung räumlich hoch aufgelöster Wasserstoffinfrastrukturen zur Versorgung des PKW-Verkehrs mit Wasserstoff durchzuführen. Dabei sollen die aus heutiger Sicht im Zeitrahmen bis 2050 anwendbaren Technologien berücksichtigt werden. Folgende Forschungsfragen sollen beantwortet werden:

- Welche Technologien sind für zukünftige Wasserstoffversorgungssysteme relevant?
- Wie können Versorgungssysteme für eine definierte Region dimensioniert werden?
- Welchen Einfluss haben regionsspezifische Rahmenbedingungen auf die Technologieauswahl?
- Inwieweit sind Ergebnisse und Schlussfolgerungen auf andere Regionen übertragbar?

Zur Beantwortung dieser Fragen sind unterschiedliche Versorgungspfade sowie Technologiekombinationen zum Aufbau eines komplexen Wasserstoffversorgungssystems hinsichtlich technologiespezifischer sowie regionsspezifischer Rahmenbedingungen zu bewerten.

In einem ersten Schritt gilt es, die relevanten Rahmenbedingungen aus der Literatur zu identifizieren und eine geeignete Bewertungsmethode sowie -kriterien abzuleiten. Gängige Bewertungskriterien sind hierbei die verursachten Kosten, Treibhausgasemissionen und der Primärenergiebedarf. Die wichtigsten Rahmenbedingungen für die Infrastruktur sind der Gesamtabsatz an Wasserstoff, die Transportentfernung sowie die Speicherkapazität des Großspeichers. In Einklang damit ist eine Übersicht nötig, welche Technologien überhaupt für die Bewertung in Frage kommen.

Aufbauend auf der abgeleiteten Bewertungsmethode und den zu berücksichtigenden Technologien wird in einem zweiten Schritt das Supply Chain Modell entwickelt, das Technologien sowie deren Kombinationen bewerten kann. Ausgehend davon wird die Relevanz einzelner Technologien abgeleitet, indem mögliche Technologiekombinationen mithilfe der Bewertungsmethode über die Variation von Rahmenparametern analysiert werden. Daraus lassen sich Anwendungsgebiete von Technologiekombinationen identifizieren sowie die generelle Anzahl an Technologiekombinationen verringern.

In einem dritten Schritt wird das Supply Chain Model um eine räumliche Auflösung erweitert. Dies ermöglicht abschließend die Analyse räumlich aufgelöster Wasserstoffinfrastrukturen in unterschiedlichen Ländern.

Abbildung 1.2 zeigt dazu die Struktur dieser Arbeit auf. Kapitel 2 gibt zunächst eine Übersicht über bestehende Bewertungsansätze zur Abbildung von Wasserstoffinfrastruktur. Dabei werden relevante Literaturquellen kurz erläutert und deren Vorteile sowie Grenzen dargestellt. Im Anschluss folgen eine Eingrenzung der Arbeit sowie die Ableitung eines geeigneten Modellansatzes zur Bearbeitung der Zielsetzung.

Kapitel 3 beschreibt Verfahren zur Speicherung und Konditionierung von Wasserstoff sowie die daraus resultierenden relevanten Technologien einer Wasserstoffinfrastruktur. Die Konditionierung von Wasserstoff nimmt dabei eine wichtige Rolle ein, die in Abschnitt 3.1 ausführlich adressiert wird. Abschnitt 3.2 vertieft die einzelnen Aspekte der Versorgungskette Produktion, Speicherung, Transport und Verteilung sowie die zugehörigen Technologien und diskutiert deren techno-ökonomischen Rahmenparameter. Dabei liegt der Fokus neben der Auswahl von Parametern auch auf der Diskussion von Entwicklungspotenzialen, die einzelnen Technologien in der Literatur zugesprochen werden.

Aufbauend auf den Schlussfolgerungen aus Kapitel 2 sowie den ausgewählten Technologien aus Kapitel 3 wird in Kapitel 4 ein Versorgungskettenmodell (engl: Supply Chain Model) erläutert, welches das Kernelement dieser Arbeit darstellt. Dieses ermöglicht die Analyse unterschiedlicher Technologiepfade zur Versorgung einer Brennstoffzellenmobilität basierend auf 700-bar-Fahrzeugtanks mit Wasserstoff aus CO₂-armer Produktion in der Elektrolyse.

Kapitel 5 wendet das Supply Chain Model aus Kapitel 4 unter Berücksichtigung der Technologien aus Kapitel 3 an. Dazu legt Abschnitt 5.1 zunächst den Szenariorahmen fest, der exogen vorgegeben wird. Abschnitt 5.2 analysiert einzelne Module der Wasserstoffversorgungskette und zeigt auf, welche Parameter den größten Einfluss besitzen. So lassen sich einzelne Technologiekombinationen bereits ausschließen. Die Zusammenführung der einzelnen Module des Infrastrukturmodells ermöglicht die Pfadanalyse vergleichbarer Versorgungspfade, die in Abschnitt 5.3 folgt. Diese Pfadanalyse zeigt Einsatzgebiete von Versorgungsketten auf und analysiert die einzelnen Versorgungspfade hinsichtlich ihrer Kosten sowie CO₂-Emissionen und den Primärenergiebedarf. Anschließend werden in Unterabschnitt 5.3.2 die Abhängigkeiten einzelner Rahmenparameter untersucht und die Grenzen der Modellierung diskutiert.

In Kapitel 6 wird das Supply Chain Model aus Kapitel 4 aufbauend auf den Schlussfolgerungen aus Kapitel 5 zur Anwendung auf nationale Infrastrukturen um einen detaillierten räumlich-aufgelösten Wasserstofftransport mithilfe von Geo-Informationen-Systemen (GIS) erweitert. Dabei wird ein geeigneter Ansatz zum Design eines Pipelinesystems anknüpfend an vorherige Arbeiten am IEK-3 von Krieg [14] und Robinius [13] abgeleitet und eine LKW-Routenoptimierung als Konkurrenztechnologie zur Pipeline neu berücksichtigt. Zuletzt wird ein Clusteralgorithmus eingebunden, um eine regionsübergreifende Vergleichbarkeit zu erzielen.

Kapitel 7 wendet das weiterentwickelte Supply-Chain Modell auf unterschiedliche Nationen an und vergleicht diese untereinander sowie mit bestehenden Analysen der Literatur. In Abschnitt 7.5 wird zudem auf Optimierungspotenziale zwischen den Technologien eingegangen, die für zukünftige Arbeiten berücksichtigt werden sollten.

Kapitel 8 diskutiert die Ergebnisse der vorherigen Kapitel zusammenhängend und zeigt, welche Schlussfolgerungen aus dieser Arbeit gezogen werden können, bevor in Kapitel 9 eine Zusammenfassung der Ergebnisse erfolgt.

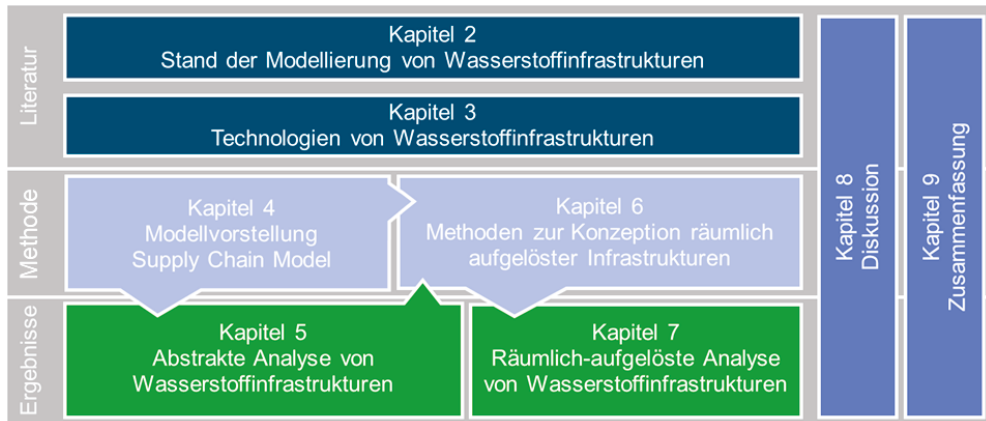


Abbildung 1.2: Struktur der Arbeit

2 Stand der Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen

Gemäß der Zielsetzung dieser Arbeit wird ein Modell entwickelt, das anhand spezifischer Rahmenparameter die Bewertung von Wasserstoffinfrastrukturen erlaubt. Dieses Kapitel hat das Ziel, den Stand der Literatur hinsichtlich der Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen zu erfassen und auf dieser Basis einen geeigneten Modellansatz abzuleiten. Dazu werden zunächst in Abschnitt 2.1 die Auswahlkriterien für die Modellierung festgelegt. Abschnitt 2.2 gibt eine Übersicht über existierende methodische Ansätze zur Abbildung von Wasserstoffinfrastrukturen in einem Energiesystem. Abschnitt 2.3 geht anschließend auf konkrete Anwendungen dieser Modelle ein und erläutert und analysiert deren Ergebnisse sowie die Vor- und Nachteile des gewählten Ansatzes. In Abschnitt 2.4 wird schließlich ein Modellierungsansatz dieser Arbeit abgeleitet, erläutert und diskutiert. Abschnitt 2.5 fasst die Ergebnisse des Kapitels zusammen.

2.1 Auswahlkriterien

Bezugnehmend auf die Zielsetzung in Abschnitt 1.2 sollen in dieser Arbeit unterschiedliche Technologieoptionen abgebildet und in ein nationales Energiesystem eingebunden werden. Dabei liegt der Fokus auf der Analyse unterschiedlicher Regionen sowie der Abbildung einer Bandbreite an Technologien. Das wesentliche Kriterium, ob eine Technologie einen relevanten Marktanteil erringen kann, ist die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem aktuellen Stand der Technik, was im Rahmen dieser Arbeit über eine Kostenberechnung umgesetzt wird. Aufgrund der politisch gewünschten Veränderung des Energiesystems zu mehr Nachhaltigkeit und weniger Treibhausgasemissionen stehen neben der Kostenanalyse jedoch auch die ökologischen Auswirkungen in Form von Treibhausgasemissionen sowie Primärenergiebedarf im Fokus. Dies soll Lösungen vermeiden, die zwar ökonomisch schlüssig sind, jedoch nicht die geforderten Einsparungen an Energie und Treibhausgasen ermöglichen. Deshalb werden die **Bewertungskriterien** im Rahmen dieser Arbeit mit Kosten, CO₂-Emissionen sowie dem Primärenergiebedarf festgelegt.

Für den Modellansatz ergeben sich zudem folgende Anforderungen:

Das Modell muss in der Lage sein, die Bewertungskriterien verschiedener **Technologien mit unterschiedlichen Aufgaben**, wie Transport und Speicherung, detailliert abzubilden. Dabei gilt es, verschiedene Technologien mit der gleichen Aufgabe vergleichbar abzubilden, ohne auf relevante Eigenheiten einzelner Technologien zu verzichten.

Zudem muss das Modell den **Vergleich** von Technologien und **Technologiepfaden** ermöglichen, sowohl gegenüber dem Stand der Technik von Wasserstoffinfrastrukturen als auch dem Einsatzgebiet Mobilität. Dabei ist insbesondere auf die Konsistenz des Vergleichs sowie auf Vollständigkeit zu achten.

Zuletzt ist das Ziel, dass das Bewertungsmodell auf **unterschiedliche Länder** angewandt werden kann. Dies bedingt eine Flexibilität der Inputdaten und verlangt eine länderübergreifende Vergleichbarkeit. Zur Abbildung eines Landes ist eine räumliche Auflösung zudem unumgänglich.

2.2 Überblick über Modellierungsansätze

Zur Infrastrukturmodellierung gibt es bereits eine Reihe an Ansätze, die unterschiedlich klassifiziert werden können [16, 17]. Bolat und Thiel [18] unterscheiden dabei nach Systemgröße/-grenze, Zielsetzung, analytischem Ansatz, mathematischem Ansatz und dem Datenbedarf (räumliche/zeitliche Auflösung). In Abbildung 2.1 ist diese Einteilung schematisch dargestellt. Ausgehend von der Zielsetzung sollte die Auswahl des analytischen und mathematischen Ansatzes erfolgen. Die Systemgröße bestimmt demgegenüber die räumliche und zeitliche Auflösung. Der analytische und mathematische Ansatz sowie die räumliche und zeitliche Auflösung werden im Folgenden kurz erläutert und unter Berücksichtigung der Zielsetzung diskutiert.

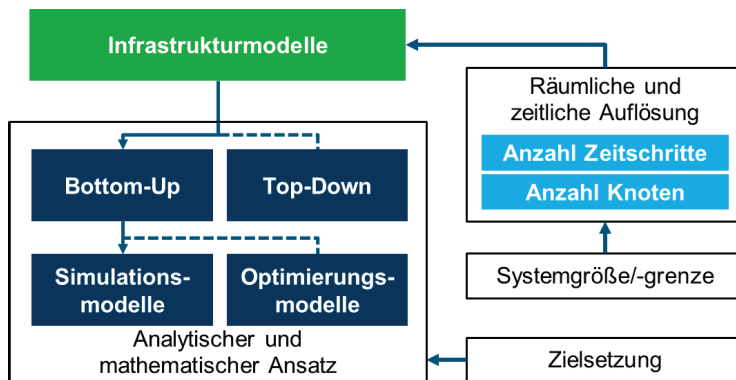


Abbildung 2.1: Übersicht der Einteilungsmöglichkeiten von Infrastrukturmodellen. Eigene Darstellung nach Bolat und Thiel [18]

2.2.1 Analytischer Ansatz

Die klassische Unterteilung von Infrastrukturmodellen erfolgt nach deren analytischem Ansatz und teilt diese in Bottom-Up und Top-Down Modelle ein [17, 19]. Top-Down Modelle haben eine makroökonomische Sichtweise und versuchen, den Einfluss von Technologien auf eine gesamte Volkswirtschaft oder einen Sektor des Energiebereichs zu quantifizieren. Dadurch lassen sich insbesondere makroökonomische Effekte energiepolitischer Maßnahmen und die Interaktion zwischen Markt und Teilhabern sehr gut abbilden - allerdings auf Kosten technischer Detailtiefe. Demgegenüber liegt die Stärke von Bottom-Up Modellen darin, einzelne Technologien detailliert zu modellieren und so deren Stärken und Schwächen abbilden zu können. Die Ableitung makroökonomischer Effekte fällt dabei jedoch zumeist schwer.

Rückgreifend auf die Auswahlkriterien aus Abschnitt 2.1 liegt der Fokus dieser Arbeit auf Analyse und detaillierter Abbildung von Technologieoptionen. Daher wird ein Bottom-Up Ansatz verfolgt. Ansätze aus dieser Gruppe werden im Folgenden weiter unterteilt.

2.2.2 Mathematischer Ansatz

Der mathematische Ansatz von Bottom-Up Modellen bestimmt die Lösungsfindung des Modells. Für das Design und den Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen sind nach Bolat und

Thiel [18] Optimierungs- und Simulationsmodelle gängige Praxis. Hiremath et al. [20] fassen die Unterschiede zwischen Optimierung und Simulation sehr treffend zusammen:

„The output of an optimization model should be the best way of accomplishing a goal, rather than a prediction. So instead of being “what if” tools, they are “how to” tools.” [20]

Demnach sind Optimierungsmodelle am besten geeignet, um den besten Weg („how to“) zu einem gegebenen Ziel zu erreichen. Zur Potenzialanalyse („what if“) von Technologien sowie der Abschätzung von variablen Rahmenbedingungen und Szenarien eignen sich eher Simulationsmodelle.

2.2.2.1 Optimierungsmodelle

Optimierungsmodelle zeichnen sich durch die detaillierte Beschreibung einzelner technischer Systemkomponenten des Energiesystems aus. Sie optimieren eine Zielfunktion zur Entwicklung des am besten passenden Systems unter Einhaltung definierter Einschränkungen (Constraints) wie beispielsweise ausgeglichener Energiebilanzen. Beispiele für die Optimierungsmodelle, die Wasserstoff und Sektorkopplung berücksichtigen, sind nach Bolat und Thiel [18] Modelle aus der MARKAL/TIMES Familie des Energy Technology Systems Analysis Programs (ETSAP) der IEA [21, 22] oder auch BALMOREL [23-27]. Zur Lösung solcher Modelle werden Optimierungsalgorithmen wie lineare oder gemischt-ganzzahlige Programmierungen, Fuzzy Sets oder stochastische/heuristische Ansätze verwendet. Je nach Methode sind dafür sowohl kommerzielle (zum Beispiel Gurobi [28]) als auch open-source Solver (zum Beispiel SCIP [29]) erhältlich, die zur Lösung eingesetzt werden können. Für nationale oder globale Systemgrenzen gilt jedoch, dass vereinfachende Annahmen getroffen werden müssen, um die Lösbarkeit des mathematischen Problems zu erhalten. Insbesondere die Abbildung von nichtlinearen Zusammenhängen wird mit zunehmender Systemgröße schwieriger.

2.2.2.2 Simulationsmodelle

Simulationsmodelle nutzen exogen vorgegebene Szenarien, um ein Systemverhalten zu untersuchen. Dabei liegt der Fokus auf der Darstellung von Konsequenzen gewisser Entscheidungen [18]. Die Simulation ermöglicht es, ein Gesamtsystem in mehrere Teilmodelle (Module) zu unterteilen und diese sequentiell zu lösen. Diese Module können je nach Zielsetzung auch Optimierungsmodelle beinhalten. Dies erlaubt die Nutzung spezifizierter Methoden zur möglichst realistischen Modellierung von Technologien. Das PRIMES [30] Modell, das zur Szenarienentwicklung der EU verwendet wird, stellt ein Beispiel für ein Simulationsmodell dar. Auch die Gruppe der H2A Spreadsheet Modelle [31-33], die im Rahmen des Hydrogen Analysis (H2A) Projects entstanden ist, gehört zu den Simulationsmodellen. Diese berechnen abhängig vom vorgegebenen Szenario die Kosten für jeden Baustein einer Wasserstoffversorgungskette.

2.2.3 Zeitliche und räumliche Auflösung

Wie in Abschnitt 1.1 beschrieben wird der Infrastrukturaufwand wesentlich durch die zeitliche und räumliche Diskrepanz zwischen Quelle und Senke bestimmt. Die räumliche Auflösung ist dabei für die Bestimmung der Transportkosten essentiell, die zeitliche Auflösung für die Kapazitätsbestimmung von Wasserstoffspeichern. Während in Optimierungsmodellen die

zeitliche und räumliche Auflösung aufgrund der Vergrößerung des Lösungsraumes einen begrenzenden Faktor für die Lösbarkeit darstellt, sind Simulationsmodelle flexibel an das Szenario anpassbar und die zeitliche wie örtliche Komponente über Teilmodelle abbildbar. Wesentliches Kriterium für die Implementierung von zeitlich und räumlich aufgelösten Modellen ist dabei die Verfügbarkeit von validen Inputdaten.

2.3 Anwendungsübersicht

Neben dem Modellansatz ist die Analyse vergleichbarer Anwendungsfälle von Infrastrukturmodellen nötig, um die vorliegende Arbeit einzuordnen und bereits verfügbare Erkenntnisse zu nutzen. Dabei unterscheidet diese Arbeit zwischen Modellen mit der Berechnung des Systemdesigns von räumlich aufgelösten Versorgungssystemen und techno-ökonomischen Analysen zur Abbildung der Versorgungskette oder deren Teilaspekte. Dazu werden im folgenden Abschnitt die relevanten Analysen jedes Anwendungsfalles aufgezeigt und kurz erläutert.

2.3.1 Systemdesign von räumlich aufgelösten Wasserstoffinfrastrukturen

Zur Einbindung von Wasserstoff in ein räumlich aufgelöstes Energiesystem sind zahlreiche Studien vorhanden. Dabei steht zumeist die Erarbeitung des kostenoptimalen Gesamtsystems im Vordergrund, weshalb oftmals Optimierungsmodelle eingesetzt wurden. Zur Abbildung realitätsnaher Transportentfernungen werden diese räumlich über GIS aufgelöst.

2.3.1.1 *GermanHy (2009)*

Die GermanHy-Studie [26] von 2009 wurde von der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) in Auftrag gegeben, um das Potenzial von Wasserstoff bis 2050 abzuschätzen. Im Fokus der Analyse stand der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr. Basierend auf der bereits vorhergehenden Analyse im Rahmen des HyWays-Projektes [27] wurde gezeigt, dass Brennstoffzellen-PKW in Abhängigkeit der politischen Unterstützung sowie des technologischen Fortschritts Marktanteile über 70 % erreichen können. Dies würde dazu führen, dass im Jahr 2050 bis zu 40 % des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor mittels Wasserstoff gedeckt wird.

Neben einer Bedarfsanalyse wurde zudem auch eine Infrastrukturanalyse mittels des MOREHyS-Modells [24, 25] durchgeführt. Dieses Modell wurde am Fraunhofer ISI im Rahmen der Arbeit von Ball [34] entwickelt und von Seydel [25] erweitert. Dieses GIS-basierte Optimierungsmodell berücksichtigt sowohl Pipeline- als auch LKW-Transport von Wasserstoff unter einem exogen vorgegebenen Wasserstoffbedarf. Eine der wesentlichen Erkenntnisse bezüglich der Transportoption war, dass „sowohl gasförmiger als auch flüssiger Wasserstoff für eine wirtschaftliche Verteilung benötigt werden.“ [26] „Dabei wird sich über der Zeit der Fokus vom Flüssigwasserstoff hin zum Druckwasserstoff-Pipelinetransport verschieben.“ [26] Wie Abbildung 2.2 zeigt, spielt demnach Onsite-Produktion, d.h. die Produktion von Wasserstoff an der Tankstelle kaum eine Rolle. Dies deckt sich allerdings nicht mit den Ergebnissen von Seydel [25], der für das Jahr 2015 noch 80% Onsite-Tankstellen implementiert, deren Anteil bis 2050 allerdings auf unter 5% der Tankstellen fallen.

Der Produktionsmix wurde mit einer Mischung aus erneuerbaren Energien sowie Braunkohlevergasung mit Carbon Capture & Storage (CCS) festgelegt. Insgesamt berechnete die Studie einen Wasserstoffbedarf für 2050 von 5,4 Mio. t_{H_2} . Durch die Vielzahl an Komponenten, deren Kostenparameter als gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell implementiert wurden, sowie die räumliche Auflösung mussten bei der Modellierung Kompromisse zur Erhaltung der Performance eingegangen werden. So wurde beispielsweise auf die Berücksichtigung von Druckverlusten beim Pipelinetransport sowie die Implementierung von Wasserstoffspeichern verzichtet. Zudem ist der Wasserstofftransport auf den Transport zwischen Hauptregionen begrenzt, um die Transportmöglichkeiten zu verringern.

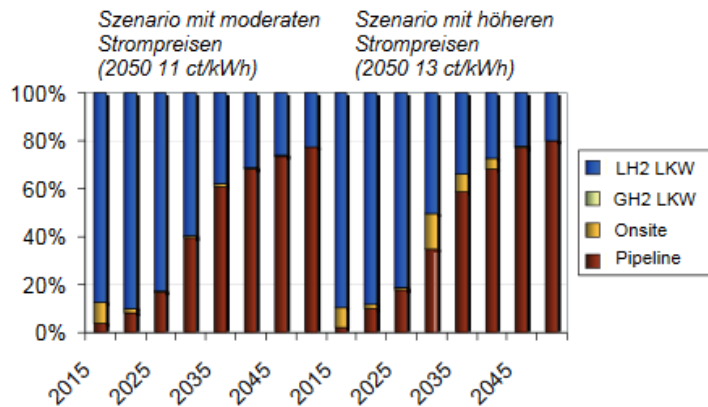


Abbildung 2.2: Entwicklung der Transportoptionen (relativ) von 2015 bis 2050 für zwei Strompreisvarianten nach GermanHy [26]

2.3.1.2 Krieg (2012)

Krieg [14] entwirft ein flächendeckendes Wasserstoffversorgungssystem für ein Szenario mit 75 % Marktanteil von Brennstoffzellenfahrzeugen am Fahrzeugbestand in Deutschland. Dabei liegt der Fokus auf der technischen Machbarkeit des Systems. Zur Wasserstoffproduktion setzt Krieg einen Mix aus Braunkohlevergasung und Elektrolyse von Windstrom an. Die Speicherung des Wasserstoffs wird auf eine strategische Reserve von 90 Tagen gesetzt. Seinen Berechnungen zufolge wäre für den reinen saisonalen Ausgleich des Windstromangebots eine Speicherkapazität von 48 Tagesproduktionen nötig. Für den Transport von der Produktionsstätte zur Tankstelle wird mithilfe des Dijkstra-Algorithmus [35] ein Pipelinenetz berechnet, das den Wasserstoffbedarf von 5,4 Mio. t_{H_2} an 9860 Tankstellen decken kann. Der Gesamtbedarf wurde der GermanHy-Studie entnommen. Das Pipelinenetz wird dabei in ein Transmissions- und Distributionsnetz eingeteilt nach einem Quelle-zu-Hub-zu-Senke Konzept. Abbildung 2.3 zeigt das flächendeckende Versorgungssystem von Krieg. Die Gesamtwasserstoffkosten an der Tankstelle berechnet Krieg mit 3,07 – 5,30 EUR/kg $_{H_2}$ für Wasserstoff aus Kohlevergasung und 5,36 EUR/kg $_{H_2}$ für Wasserstoff aus Windstrom-Elektrolyse.

Die berechnete Pipeline von Krieg beinhaltet dabei keine Berechnung des Druckverlustes und nur eine Abschätzung einer Rekompensation. Die dafür benötigte Energie ist somit nicht nachweisbar. Zudem fokussiert sich Krieg nur auf eine Transport- und Speichertechnologie.

Er beschreibt zwar Alternativen, zeigt aber nicht, welche Vor- und Nachteile diese großtechnisch bringen würden. Die zeitliche Auflösung dieses Modells beträgt dabei ein Jahr, wohingegen die Pipelineinfrastruktur koordinatenscharf bis zur Tankstelle dargestellt wurde. Das Modell ist somit von einer hohen räumlichen Auflösung ohne zeitliche Fluktuationen gekennzeichnet.

2.3.1.3 Robinius (2015)

Robinius [13] befasst sich mit dem Gas- und Strommarktdesign eines rein erneuerbar basierten Energiesystems. Dabei simuliert er zunächst ein räumlich aufgelöstes erneuerbares Stromsystem, das dominiert wird von 170 GW Onshore- und 60 GW Offshore-Windkraftleistung. Eine erzeugungskostenoptimale Verteilung ohne Berücksichtigung der Strominfrastruktur führte dazu, dass diese zusätzliche Leistung überwiegend in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern installiert wird. Somit entstehen dort auch hohe netzseitig nicht nutzbare Stromleistungen, welche über das Stromnetz wegen Begrenzungen im Netz oder fehlendem Bedarf nicht abgeführt werden können. Diese zeitlich (1 Stunde) und räumlich aufgelösten Überschussenergien führen auf Landkreisebene zu 293 TWh_{el} (ohne Speicher). Diese nutzt Robinius zur Produktion von 2,93 Mio. t_{H₂} Wasserstoff mittels 28 GW_{el} Elektrolyse, die 5300 Volllaststunden erreicht. Basierend auf den Modellen von Krieg simuliert auch Robinius ein Pipelinennetz zur Versorgung von nun 9968 Tankstellen bei einem Marktanteil von Brennstoffzellenfahrzeugen von 75 %. Die spezifischen Wasserstoffkosten liegen dabei bei 5,6 EUR/kg_{H₂} bzw. 0,17 EUR/kWh_{H₂} bzw. 0,035 EUR/km. Robinius zeigte so, dass auch ein rein auf erneuerbaren Energien basiertes Wasserstoffsystem konkurrenzfähig zur heutigen Mobilität sein kann. Die rechte Seite von Abbildung 2.3 stellt das Wasserstoffpipelinennetz mit 15 Elektrolyseurstandorten im Norden und der flächendeckenden Verteilung nach Robinius [13] dar. Wie auch Krieg [14] berücksichtigt Robinius eine strategische Reserve zur Wasserstoffspeicherung, nimmt hierbei allerdings 60 Tage als Reservezeitraum an. Der Ausgleich der saisonalen Speicher wird zu 18 Tagen berechnet.

Die Unterschiede der Gesamtmenge an Wasserstoff (5,4 Mio. t_{H₂} bei Krieg bzw. GermanHy gegenüber 2,93 Mio. t_{H₂} bei Robinius) sind auf die unterschiedlichen Annahmen des spezifischen Wasserstoffverbrauchs sowie der angenommen sozioökonomischen Entwicklung zurückzuführen. Zudem ist bei GermanHy für die Berechnung des Kraftstoffverbrauchs des Verkehrssektors neben dem Individualverkehr über PKW auch der Güterverkehr berücksichtigt. Bei Robinius wurde lediglich der Individualverkehr untersucht.

Analog zu Krieg bietet die Pipelineberechnung keine Druckverlustberechnung, wodurch die Energiebilanz nicht gänzlich geschlossen wird. Der Fokus liegt dabei eindeutig auf der Produktion des Wasserstoffs.

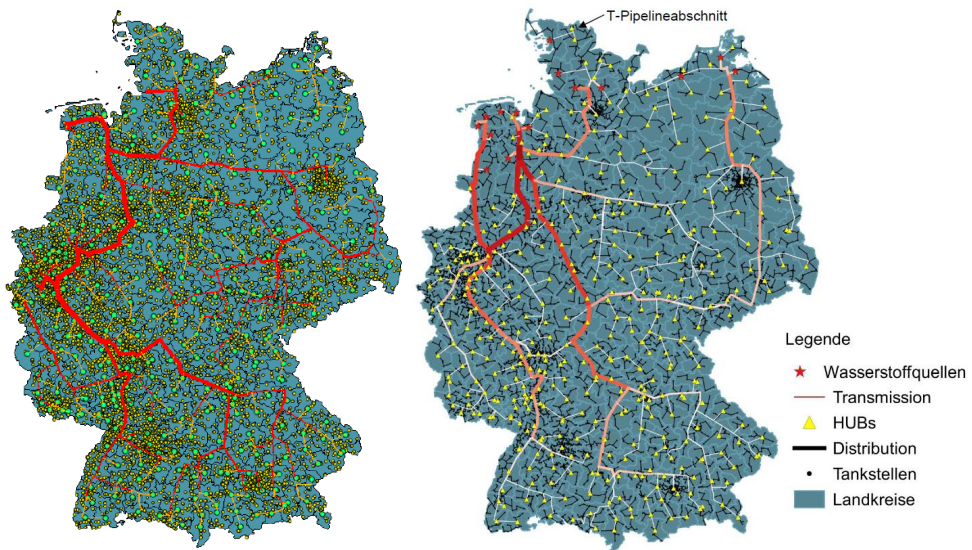


Abbildung 2.3: Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland nach Krieg [14] (links) und Robinus (rechts) [13]. Legende links: Pipeline (rote und gelbe Linien), Hubs (grüne Punkte), Tankstellen (gelbe Punkte)

2.3.1.4 Weitere Studien

Neben den bisher genannten sind weitere ähnliche Studien verfügbar. Besonders hervorzuheben sind die Arbeiten von Almansoori et al. [36-39], Agnolucci et al. [40-43] sowie Samsatli et al. [44, 45], die eine Wasserstoffinfrastruktur für das Vereinigte Königreich berechnen. Diese nutzen räumlich aufgelöste gemischt-ganzzahlige Optimierungsprogramme, um die Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur darzustellen sowie ein unabhängiges Wasserstoffsystem zu entwickeln. Samsatli et al. [44, 45] legen den Fokus auf die Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in Form von Windenergie. Um dies detailliert abzubilden, wird neben der räumlichen auch eine zeitliche Auflösung eingebunden und somit auch die Speicherung modelliert. Auf die Abbildung von Speichern wird sowohl bei Almansoori als auch bei Agnolucci verzichtet. Stattdessen binden sie mehrere Produktionsoptionen ein. De-Léon Almaraz [46] untersucht den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf Flüssigwasserstoff als multikriterielle Optimierung für Frankreich. Dabei bindet sie neben den Kosten auch CO₂-Emissionen und Risikofaktoren in die Zielfunktion mit ein. Ochoa Biqué und Zondervan [47] erweiterten die Studie von Almansoori und Betancourt-Torcat [39] um einen Versorgungspfad, der rein auf erneuerbaren Energien basiert. Die berechneten Kosten des Gesamtpfades sind allerdings aufgrund eines Rechenfehlers in der Elektrolyse um 2,4 USD/kg zu hoch.

Allen Studien ist gemein, dass die finalen Ergebnisse und auch das methodische Vorgehen vollkommen von der Produktionstechnologie bestimmt sind. Der Transport wird eingebunden, um die Bilanz jeder räumlichen Subregion zu schließen, und nicht zur Konzeption eines realen Netzwerkes. Umwefaktoren für den Transport von Gütern auf einem LKW oder für die Berücksichtigung von dicht besiedelten Gebieten für die Pipelineverlegung wurden dabei nicht berücksichtigt. Almansoori und Betancourt [39] sowie Ochoa Biqué und Zondervan [47] berücksichtigen Schienentransport, ohne die Schieneninfrastruktur abzubilden, die ein

erhebliches Hindernis für die reale Umsetzung darstellen kann. Die Distribution des Wasserstoffs innerhalb einer Subregion wird weder bei Almansoori und Betancourt [39], Ochoa Biqué und Zondervan [47] noch Agnolucci et al. [40-43] berücksichtigt, wobei Agnolucci et al. zumindest die Tankstellenkosten innerhalb einer Region hinzufügt. Samsatli et al. [44, 45] schätzen die Distributions- und Tankstellenkosten zwar ab, erhalten aber unrealistisch hohe Werte für die Distributionskosten im Vergleich zu den Kosten für Produktion, Speicherung und Transmission. Demnach verursachen die Distribution und Betankung 78 % der finalen Kosten. Robinius [13] berechnet zum Vergleich Kosten für die Distribution und Tankstelle von unter 37%, Seydel [25] unter 20 %.

André et al. [48, 49] zeigen die iterative Entwicklung eines Pipelinenetzwerkes für eine Versorgung von 74,5 % des französischen PKW-Verkehrs mit Wasserstoff. Dabei verwenden sie einen Algorithmus, um die Pipelinekosten zu minimieren. Die Produktion, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff wurde dabei allerdings nicht berücksichtigt.

2.3.2 Technologiemotivierte Analysen

Neben Energiesystemoptimierungen gibt es auch Analysen zu einzelnen Abschnitten der Wasserstoffversorgungskette, die vergleichenden Charakter haben und eher abstrakt angesetzt sind. Dabei steht im Fokus, unter welchen Voraussetzungen die Vorteile einer speziellen Technologie zur Geltung kommen.

2.3.2.1 H2A Modelle (2010)

Die H2A Spreadsheet Modelle sind im Rahmen des Hydrogen and Fuel Cells Program des U.S. Department of Energy (DOE) entstanden. Dazu zählen das Hydrogen Refueling Station Analysis Model (HRSAM), das Hydrogen Delivery System Analysis Model (HDSAM), sowie das H2A Production Model. Diese berechnen abhängig vom vorgegebenen Szenario die Kosten für jeden Baustein einer Wasserstoffversorgungskette. Aufgeteilt nach Produktion, Verteilung und Betankung lassen sich die Kosten individuell sehr detailliert berechnen. Über jährlich stattfindende Kontrollen sind die technologischen Rahmenparameter sehr aktuell gehalten sowie eng mit der Industrie abgestimmt [15, 50]. Insgesamt liegt der Schwerpunkt dabei auf der Abbildung von aktuellen Kosten des Versorgungssystems und einer detaillierten Cashflow-Analyse. Durch die Verwendung von Excel als Berechnungsbasis sind die Modelle leicht nachzuvollziehen und erlauben die einfache Anwendung und Einsicht. Allerdings ist die Anwendung klar auf konkrete Anwendungsfälle beschränkt und nicht auf komplexe Systeme und Netzwerke anwendbar.

Das H2A Production Model [33] berücksichtigt die Wasserstofferzeugung aus Biomasse, Elektrolyse, Kohlevergasung, Erdgasreformierung sowie sich entwickelnder Technologien wie photo-elektrochemischer Wasserspaltung. Das HDSAM [32] fokussiert sich auf komprimierten oder flüssigen Wasserstofftransport in LKWs oder gasförmig per Pipeline. Das HRSAM [31] nimmt diese Transportoptionen auf und legt die dazugehörigen Tankstellensysteme aus.

2.3.2.2 Yang & Ogden (2007)

Yang & Ogden [51] untersuchten unterschiedliche Transportoptionen in Abhängigkeit von Entfernung und täglichem Bedarf an Wasserstoff. Dabei wurden komprimierter oder flüssiger Transport in LKWs oder Pipelinetransport berücksichtigt. Das in Abbildung 2.4 dargestellte

Ergebnis der Analyse zeigt, dass sich der Druckwasserstofftransport per LKW nur für kleine Umsätze und Entfernungen ökonomisch rechnet, Flüssigwasserstoff für größere Entfernungen sinnvoll ist und Pipelinetransport ab einem Bedarf von etwa 10 t_{H₂}/d eine Rolle spielen kann. In gleicher Weise wurde auch die Distribution von einem Sammelpunkt am Rand einer theoretischen Stadt zur Tankstelle untersucht.

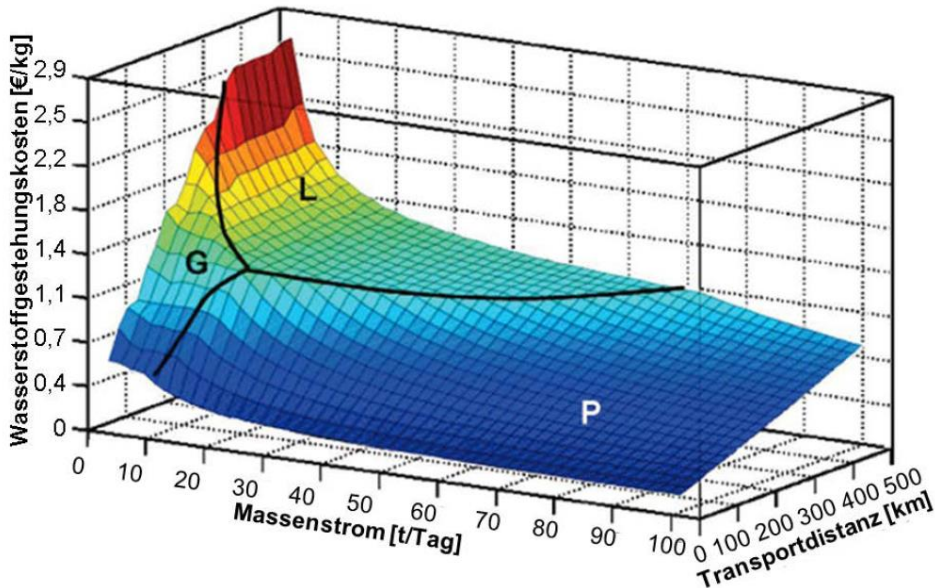


Abbildung 2.4: Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung [13]. Mit G = gasförmiger Transport via Lkw, L = flüssiger Transport via Lkw und P = gasförmiger Transport via Pipeline, in Anlehnung an Krieg[14] und Yang und Ogden [51]. Wechselkurs Dollar zu Euro mit 1,4 USD/EUR für das Jahr 2011.

Der Vorteil dieser Herangehensweise ist eine abstrakte Analyse zur Identifizierung von Anwendungsgebieten einzelner Technologien. Dies ermöglicht bereits eine Abschätzung, welche Technologien für neue Planungen eingesetzt werden können. In Ihrer Analyse betrachten Yang & Ogden [51] allerdings lediglich die einzelnen Kettenglieder. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass sich der energetische Ein- und Ausgangszustand des Wasserstoffs zwischen den Technologien unterscheidet. Dies verringert die Vergleichbarkeit der Analyse.

2.3.2.3 JEC Well-to-Wheel Report (2014)

Der Well-to-Wheel Report [52] des Konsortiums JEC aus dem Joint Research Center (JRC), EUCAR und CONCAWE stellt einen Technologievergleich zwischen unterschiedlichen Fahrzeugantriebstechnologien dar. Der Fokus liegt dabei auf den technologiespezifischen Treibhausgasemissionen, angegeben als CO₂-Äquivalent-Emissionen sowie dem Primärenergiebedarf. Um einen konsistenten Vergleich zu erreichen, besteht die Analyse aus zwei Teilen. Zum einen aus einer Well-to-Tank Analyse [53], in der die CO₂-Emissionen sowie der Energiebedarf für die Treibstoffbereitstellung analysiert werden. Zum anderen aus einer Tank-to-Wheel Analyse [54] zur Bestimmung von Energiebedarf und CO₂-Emissionen jeder Antriebstechnologie im Fahrzeug.

Die Brennstoffzellentechnologie ist dabei nur eine der untersuchten Antriebstechnologien. Trotzdem hat die Studie viele unterschiedliche Bereitstellungstechnologien und -optionen für Wasserstoff untersucht, wie in Abbildung 2.5 ersichtlich wird. Dabei zeigt sich, dass aufgrund der lokalen Emissionsfreiheit von Brennstoffzellenfahrzeugen die Umweltauswirkungen von der Wasserstoffbereitstellung dominiert werden. Dementsprechend bieten vor allem die erneuerbaren Wasserstoffproduktionsoptionen wie Windstromelektrolyse oder Biomassevergasung signifikante Potenziale zur Minderung der Treibhausgasemission (<25 g/km) sowie des Primärenergiebedarfs [52]. Kohlevergasung sowie Erdgasdampfpreformierung in Kombination mit CCS sind lediglich als Zwischenlösung denkbar ($25 - 50$ g/km) [52]. Zur Einordnung der Emissionen dient eine Verordnung der EU-Kommission: Ab 2020 dürfen alle neuen Modelle eines Herstellers im Mittel nur noch 95 g/km Tank-to-Wheel ausstoßen. Bis 2030 soll dieser Wert zudem um 30 % sinken [55].

Die Analyse des JEC berücksichtigt eine Vielzahl an Technologien und ermöglicht einen sehr breit angelegten Vergleich. Allerdings liegt ihr Fokus rein auf den CO_2 -Emissionen sowie dem Primärenergiebedarf. Die Kosten der Treibstoffbereitstellung wurden nicht berücksichtigt.

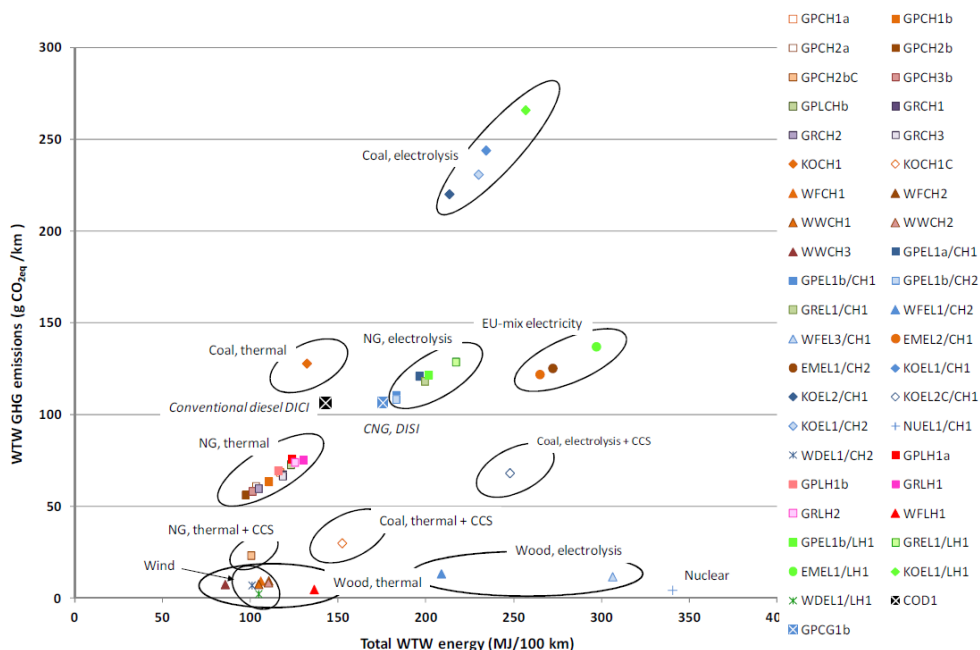


Abbildung 2.5: Resultierende Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen. Quelle: JEC Well-to-Wheel Analysis [52].

2.3.2.4 Weitere Studien

Neben den genannten Arbeiten sind noch die Untersuchungen von Teichmann [56-58], Stolzenburg [59, 60] und Moroz et al. [61] zu nennen, die ebenfalls Technologien gegenüberstellen und Vergleiche zwischen unterschiedlichen Teilen einer Prozesskette durchführen und somit einen technologischen Fokus besitzen. Dabei handelt es sich allerdings um spezifische Anwendungsfälle von einzelnen Technologien. Teichmann [56-58] zeigt

mögliche Anwendungsfelder der LOHC-Technologie, berücksichtigt für den Stand der Technik allerdings veraltete Vergleichswerte. Gleiches gilt für Moroz et al. [61] und deren Analysen zu Metallhydriden. Stolzenburg [59] fokussiert sich auf den Aufbau eines Wasserstoffversorgungssystems mit Elektrolyse, Salzkaverne und anschließendem Transport per Trailer. Dabei geht er allerdings nicht auf alternative Pfade für diese Versorgungskette ein. Die Ergebnisse stellen eine Machbarkeitsstudie dar, die so nicht direkt auf andere Anwendungsgebiete übertragbar ist.

2.4 Eingrenzung und Ableitung eines geeigneten Modellansatzes

Die Studie GermanHy [26] weist dem Verkehrssektor das größte Nutzungspotenzial für Wasserstoff zu. Aus systemanalytischer Sicht benötigt der PKW-Bereich dabei durch die stark dezentralisierte Nachfrage an Tankstellen die höchste räumliche Auflösung und stellt somit die größte Herausforderung für die Modellierung innerhalb des Verkehrssektors dar. Diese Arbeit beschränkt sich daher auf die Konzeption von Wasserstoffinfrastrukturen für den Individualverkehr mit Brennstoffzellen-PKW. Die zu entwickelnden Methoden und Modelle sind allerdings auch auf eine Versorgung der Industrie oder des Güterverkehrs sowie den öffentlichen Nahverkehr übertragbar, da sich die räumliche Auflösung verringert und die Problemgröße sinkt.

Nach der JEC-Well-to-Wheel Studie [52] kann vor allem erneuerbar produzierter Wasserstoff die Treibhausgasemissionen signifikant senken. Dabei hat insbesondere die Elektrolyse das Potenzial, unterschiedliche Sektoren miteinander zu koppeln und Synergieeffekte zu schaffen, solange CO₂-armer Strom genutzt wird [13]. Biomasse sowie solarthermische oder solarchemische Wasserstofferzeugung sind ebenfalls CO₂-arme Wasserstoffquellen. Die Biomasse ist allerdings aufgrund der Nutzungskonkurrenz zur Lebensmittelproduktion begrenzt verfügbar und als Kohlenstoffträger gerade für die Petrochemie sowie die Erzeugung von Flüssigkraftstoffen bevorzugt einsetzbar. Die solarthermische bzw. solarchemische Produktion ist demgegenüber noch auf einer niedrigeren technologischen Reife sowie in Deutschland durch die vergleichsweise niedrige solare Einstrahlung nicht wettbewerbsfähig. Deshalb wird in dieser Arbeit ausschließlich aus Elektrolyse erzeugter Wasserstoff berücksichtigt.

Anknüpfend an die Anforderungen aus Kapitel 2.1 muss das Modell verschiedene Technologien mit deren wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen abbilden können. Zudem muss das Modell den Vergleich von Technologien und Technologiepfaden ermöglichen. Für einen konsistenten Vergleich zwischen Technologiepfaden ist eine adäquate Abbildung vergleichbarer Ein- und Ausgangszustände nötig, die über die Produktion und die Betankung abgebildet werden. In allen betrachteten Szenarien wird mit der Elektrolyse eine einheitliche Produktionstechnologie verwendet. Der Endzustand ist stets der Tank eines Brennstoffzellenfahrzeugs. Davon ausgehend wird der Fokus dieser Arbeit auf die Untersuchung verschiedener Speicher-, Konditionierungs- und Transporttechnologien gelegt. Um diese Technologien adäquat abzubilden, ist die Verwendung eines Bottom-Up Ansatzes erforderlich.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen unterschiedliche, vorbestimmte Technologiepfade verglichen werden. Das Ziel ist es, Technologiekombinationen nebeneinander zu betrachten, um

Synergieeffekte zu erkennen. Dabei liegt der Fokus nicht auf der Ableitung eines optimalen Zustandes, sondern auf der Identifikation von konkurrierenden Technologien einzelner Kernelemente sowie innerhalb von Versorgungsketten als Ganzes. Zudem soll die Anwendung an unterschiedliche Länder flexibel erfolgen können, was eine Variabilität des Detailgrades erfordert. Der Vorteil des Optimierungsmodells läge in der parallelen Darstellung unterschiedlicher Technologien für eine Aufgabe. Dafür müssten gerade im Detaillierungsgrad wie zum Beispiel in der Abbildung von Kostenkurven zur Erhaltung der Performance erhebliche Vereinfachungen getroffen werden. Ein Simulationsmodell ermöglicht die Nutzung nichtlinearer Kostenelemente sowie einen freien Detaillierungsgrad von Teilmodellen, bietet allerdings nicht mehr den einen optimalen Pfad. Darauf aufbauend bietet sich ein Simulationsmodell als mathematischer Ansatz mehr an als ein Optimierungsmodell.

Die Bewertung unterschiedlicher Technologien unter Berücksichtigung von Klimaschutzzielen erfordert die Analyse von sowohl ökonomischen als auch ökologischen Parametern. Dies bedeutet, dass die spezifischen Kosten der Wasserstoffbereitstellung sowie die ökologischen Auswirkungen in Form von Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen jeder Technologie untersucht werden sollen.

Der Ansatz von Yang und Ogden [51] erfüllt die Anforderungen im Rahmen dieser Arbeit teilweise, da sie unterschiedliche Technologien für den Transport von Wasserstoff untersuchen und die jeweiligen Anwendungsgebiete erfassen. Allerdings sind die untersuchten Technologien nicht vollständig vergleichbar, da keine geschlossenen Pfade analysiert wurden. Zudem fehlt eine Betrachtung von ökologischen Parametern, und die Endenergiezustände sind nicht gleich. Dies wurde hingegen bei der Well-to-Tank Analyse des JEC [53] beachtet. Hierbei sind jeweils vergleichbare Prozessketten analysiert sowie CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf einbezogen worden. Allerdings fehlen hierbei eine ökonomische Betrachtung sowie eine Variabilität der Inputparameter.

Ziel dieser Arbeit ist es neben der technologischen Relevanz, auch die Auswirkungen regionsspezifischer Rahmenbedingungen zu analysieren und die Schlussfolgerungen auf Übertragbarkeit zu überprüfen. Dazu ist es nötig, neben der Identifikation von Einsatzgebieten von Technologien auch konkrete Anwendungen zu analysieren und regionsspezifische Rahmenbedingungen wie eine räumliche Auflösung abzubilden. Seydel [25], De-Léon Almaraz [46], Moreno-Benito et al. [43] sowie Almansoori und Betancourt-Torcat [39] fokussieren sich auf die reine Entwicklung eines Transportnetzwerkes über ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell. Speichersysteme werden dabei nicht berücksichtigt. Lediglich Welder et al. [62] sowie Samsatli et al. [63] berücksichtigen sowohl eine zeitliche als auch räumliche Auflösung in deren Modellen, da die Wasserstoffproduktion aus fluktuierenden erneuerbaren Energien endogen berechnet wird. Krieg [14] und Robinius [13] geben jeweils eine Speicherkapazität vor, die zur Abdeckung der saisonalen Speicherung sowie einer strategischen Reserve dient. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf den Technologien im Anschluss an die Produktion. Deshalb muss die Speicherkapazität mitberücksichtigt werden. Um allerdings die Flexibilität und die Anwendbarkeit des Modells auf andere Länder mit niedriger Datenlage zu erhalten, wird der Speicherbedarf analog zu Robinius und Krieg konservativ vorbestimmt. Somit gehen die Kosten für die Speicherung nicht verloren, eine detaillierte, zeitlich aufgelöste Erzeugungszeitreihe wird jedoch nicht benötigt.

Seydel [25], Moreno-Benito et al. [43] sowie Almansoori und Betancourt-Torcat [39] optimieren zwischen unterschiedlichen Transportoptionen. Dadurch sinken die Gesamtkosten eines Transportsystems, da für jede Transportverbindung die jeweils günstigste Technologie eingesetzt werden kann. Dieses zusätzliche Kostenreduktionspotenzial ist durch das Gegenüberstellen von Technologien, wie es im Rahmen dieser Arbeit vorgesehen ist, nicht berücksichtigt. Dieses entstehende Kostenreduktionspotenzial gilt es mithilfe geeigneter Methoden im Anschluss an die Modellierung abzuschätzen, um die Differenz zwischen den Kosten des günstigsten Technologiepfades und dem Kostenoptimum quantifizieren zu können.

Darauf aufbauend wird für die Ableitung von relevanten Wasserstofftechnologien in einem Energiesystem 2050 ein neuer Ansatz auf der Einbeziehung von Funktionalitäten der Modelle von Yang und Ogden [51] und der Well-to-Tank Analyse des JEC [53] entwickelt. Dieser ist gekennzeichnet durch:

- Variable Kernannahmen: Die wichtigsten Kenngrößen für die Kosten von Speicherung und Transport sind der Wasserstoffumsatz, die Speicherkapazität und die Transportentfernung. Der Umsatz bezieht sich auf alle Komponenten der Kette und beeinflusst die investitionsbedingten Kosten durch Skalierungseffekte. Die Speicherkapazität sowie die Transportentfernung sind jeweils nur für Speicher- und Transporttechnologien relevant.
- Vollständig geschlossene Pfade: Maßgeblich für den Vergleich von Technologiekombinationen sind gleiche Anfangs- und Endzustände. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit über die Einschränkung der CO₂-armen Produktion aus Elektrolyse und dem Endzustand des betankten Brennstoffzellenfahrzeugs umgesetzt.
- Ökonomische und ökologische Ausgabegrößen: Die vergleichende Bewertung der Pfade erfolgt anhand spezifischer Wasserstoffkosten, den damit einhergehenden CO₂-Emissionen sowie dem Primärenergiebedarf.

Durch den Aufbau als Simulationsmodell lassen sich einzelne Aspekte, wie eine räumliche Auflösung zur Abbildung von Regionsspezifika erweitern und ergänzen. Aus dieser Herangehensweise wird das Grundmodell dieser Arbeit entwickelt, das in Kapitel 4 detailliert erläutert wird und der Identifikation von relevanten Technologien dient. Zur Erweiterung des Simulationsansatzes werden im Kapitel 6 zusätzliche Methoden vorgestellt, die es ermöglichen, das techno-ökonomische Modell um den räumlichen Aspekt zu erweitern.

Im Rahmen dieser Arbeit soll das Modell auf spezifische Szenarien angewendet werden und so den Infrastrukturbedarf je Szenario darstellen. Der Transformationspfad hin zu diesem Szenario ist dabei nicht inbegriffen.

2.5 Zusammenfassung

Zur Dimensionierung eines Wasserstoffversorgungssystems existiert eine Bandbreite an unterschiedlichen Modellansätzen, Modellen sowie Anwendungsfällen. Um die Auswahl des Modells passend zur Zielsetzung aus Abschnitt 1.2 durchzuführen, wurden Auswahlkriterien definiert. Zunächst sind die Bewertungskriterien mit Kosten, CO₂-Emissionen sowie dem Primärenergiebedarf festgelegt worden. Das Modell muss zudem einzelne Technologien

entsprechend der Aufgabe bewerten können, sowie einen konsistenten und vollständigen Vergleich von Technologiepfaden ermöglichen. Schließlich ist eine Anwendbarkeit auf unterschiedliche Länder mit räumlicher Auflösung vorzusehen.

Bisherige Studien lassen sich in technologie-motivierte Pfadanalysen [15, 51, 52, 56] und volkswirtschaftlich motivierten räumlich-aufgelösten Systemoptimierungen oder -simulationen [13, 14, 25, 39, 43, 46, 63] einteilen. Ziel dieser Arbeit ist es jedoch, eine Bandbreite an Technologien in einem volkswirtschaftlichen Rahmen bewerten zu können, was die Abbildung beider Aspekte verlangt. In der Literatur fehlt es allerdings an Ansätzen, um die technologische Relevanz innerhalb eines volkswirtschaftlichen Rahmens abzubilden. Um diese Lücke zu schließen, wird eine Schnittstelle zwischen technologie-motivierten Pfadanalysen und räumlich aufgelösten Systemanalysen benötigt.

Bezugnehmend auf die Zielsetzung dieser Arbeit, die mit der Entwicklung, Analyse und Bewertung räumlich aufgelöster Infrastrukturen festgelegt wurde, ist die Entwicklung eines Simulationsmodells abgeleitet worden. Dieses soll Potenziale und Grenzen von Technologien aufzeigen. Das zu entwickelnde Grundmodell wird dabei als Pfadanalyse unterschiedlicher Technologiepfade aufgesetzt, das über variable Kernannahmen die spezifischen Kosten, CO₂-Emissionen sowie den Primärenergiebedarf berechnen kann. Für die Entwicklung des Modells wird zunächst das Wissen über alle Technologien benötigt, die nach dem aktuellen Stand der Forschung in Frage kommen. Dazu erfolgt in Kapitel 3 die Darstellung potenzieller Wasserstofftechnologien. Bezugnehmend auf den in diesem Kapitel abgeleiteten Modellansatz wird in Kapitel 4 das daraus entwickelte Modell dargestellt. Im Rahmen einer Erweiterung um GIS-basierte Methoden kann das Modell bei Bedarf mit einer räumlichen Auflösung versehen werden. Diese ist in Kapitel 6 erläutert.

3 Technologien von Wasserstoffinfrastrukturen

Dieses Kapitel dient der Auswahl der zu betrachtenden Technologien einer Wasserstoffinfrastruktur sowie der Identifikation relevanter techno-ökonomischer Parameter. Kernelemente einer Versorgungskette bilden analog zu Abbildung 1.1 die Produktion, die großtechnische Speicherung, der Transport sowie die Betankung des Wasserstoffs. Jedes dieser Kernelemente besitzt unterschiedliche Möglichkeiten der technologischen Umsetzung, die von der jeweiligen Speichermethode bestimmt werden. Ein weiteres Kernelement sind deshalb Konditionierungstechnologien, die als Bindeglied zwischen den anderen Kernelementen dienen.

Abschnitt 3.1 erläutert dazu die aktuell relevanten und in der Literatur diskutierten Speichermethoden unter Einbeziehung thermodynamischer Eigenschaften von Wasserstoff.

In Abschnitt 3.2 werden anschließend die einzelnen Bausteine einer Versorgungskette dargelegt und relevante Technologien vorgestellt sowie die benötigten techno-ökonomischen Parameter diskutiert. Dies ist nötig, um grundlegende Spezifikationen der Technologien zu kennen, die in die anschließende Modellierung eingepflegt werden müssen.

Abschnitt 3.3 fasst die wesentlichen Erkenntnisse dieses Kapitels zusammen.

3.1 Speichermethoden zur Wasserstoffkonditionierung

Wasserstoff ist unter Standardbedingungen (298,15 K, 1 bar) ein geruchloses, ungiftiges und leicht flüchtiges Gas [64]. Der Heizwert beträgt 33,32 kWh/kg_{H₂}, allerdings stellt die geringe Dichte von 0,089 kg_{H₂}/m³ unter Standardbedingungen einen großen Nachteil dar, was zu einer volumetrischen Energiedichte von lediglich 2,69 kWh/m³ führt. Diesel als vergleichbarer Energieträger hat beispielsweise einen Heizwert von 9.700 kWh/m³. Für einen konkurrenzfähigen Einsatz und eine praktikable Handhabung als Energieträger ist es somit unumgänglich, die Dichte für Speicherung und Transport technisch zu erhöhen, da hohe Volumina stets mit höheren Kosten verbunden sind. Dazu gibt es viele Optionen. In dieser Arbeit werden physikalische und chemische Speichermethoden basierend auf der Einteilung von Zhang et al. [65] in Abbildung 3.1 berücksichtigt.

Physikalische Speicherung bezeichnet die Speicherung von molekularem Wasserstoff ohne Dissoziation über die Änderung der thermodynamischen Zustandsgrößen Temperatur und Druck. Dies sind die am häufigsten angewandten Speichermethoden für Wasserstoff. Dabei ist zwischen komprimiertem gasförmigem Wasserstoff (GH₂) und flüssigem tiefkaltem Wasserstoff (LH₂) zu unterscheiden. Bei der chemischen Speicherung geht der Wasserstoff eine chemische Bindung mit einem Trägerstoff ein. Abbildung 3.1 zeigt einen Überblick über dessen Subgruppen, die nach Zhang et al. [65] eingeteilt werden in Sorptionsspeicher, Metallhydridspeicher und chemische Hydride. Während Wasserstoff bei Sorptionsprozessen über schwache Bindungsenergien (<10 kJ/mol) wie beispielsweise van-der-Waals-Kräfte angelagert wird und dabei meist in molekularer Form bestehen bleibt, sind chemische Hydride mit höheren Bindungsenergien verbunden, bei denen der Wasserstoff dissoziiert und ein neues Molekül entsteht. Wegen der nur schwachen Wechselwirkung bei Sorptionsprozessen,

sind hohe Speicherdichten nur bei niedrigen Temperaturen erreichbar. Sorptionsprozesse sind daher ein Grenzfall zwischen physikalischer und chemischer Speicherung [66] und werden von manchen Autoren eher der physikalischen Speicherung zugeordnet [66, 67].

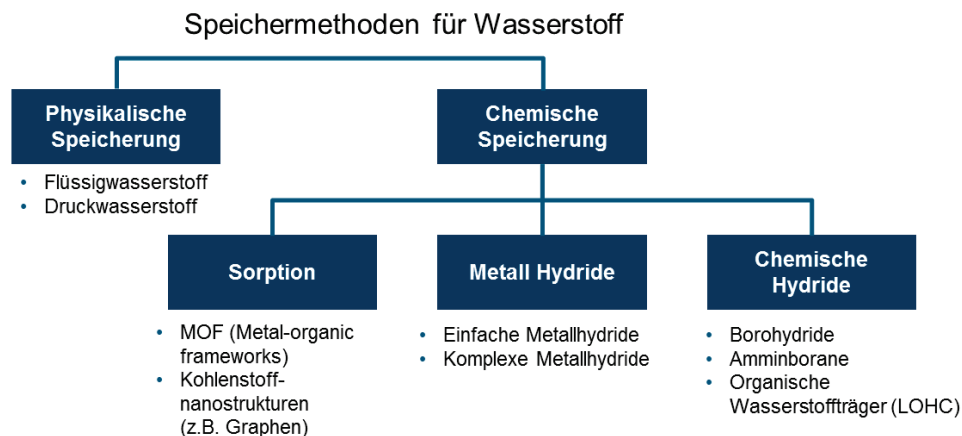


Abbildung 3.1: Übersicht über Wasserstoffspeichermethoden. Eigene Darstellung nach Zhang et al. [65].

Während die Hydrierung (Anlagerung von Wasserstoff) Wärme freisetzt und eine exotherme Reaktion darstellt, wird zur Dehydrierung thermische Energie benötigt (endotherm). Je nachdem, ob ein Trägerstoff nach der Beladung zurückgeführt oder verloren geht, wird zusätzlich von regenerierbaren oder nicht-regenerierbaren Trägerstoffen gesprochen [67]. Leon [68, S. 81-128] sowie Eberle [66] listen eine Vielzahl an möglichen chemischen Speichermethoden neben der Kompression und Verflüssigung auf. Viele dieser Ansätze sind ursprünglich für die Speicherung von Wasserstoff als mobiler Onboard-Speicher von Brennstoffzellenfahrzeugen entwickelt. Beim Einsatz von alternativen Speichermethoden in der Logistik – insbesondere der großtechnischen Speicherung und der Speicherung für den Transport von Wasserstoff – gelten jedoch andere Rahmenbedingungen als im mobilen Bereich. Zunächst ist das erlaubte Kostenniveau für die Logistik wesentlich niedriger. Zudem spielt neben dem Volumen auch das Systemgewicht eine höhere Rolle. Dadurch sind viele alternative Technologien, die auf chemischer Speicherung basieren, für den Logistikeinsatz nicht geeignet bzw. nie vorgesehen gewesen, wie zum Beispiel Metal-Organic-Frameworks. Deshalb werden in dieser Arbeit nur Technologieoptionen diskutiert, die sich in der Wissenschaft als Kandidaten für die großtechnische Speicherung oder den Wasserstofftransport geeignet gezeigt haben. Dazu zählen Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) [56, 58, 69-71] sowie leichte Metallhydride [61]. Nichtregenerierbare chemische Hydride wie Ammoniak oder Harnstoff [72, 73] werden im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da diese zum einen erhebliche Nachteile in Bezug auf den Gesamtwirkungsgrad besitzen und sich zum anderen aufgrund ihrer Nichtregenerierbarkeit mehr zum Einsatz im Fahrzeug statt zur reinen Wasserstofflogistik eignen. Zudem ist speziell bei Ammoniak auf die Toxizität hinzuweisen, die gerade bei der Betrachtung als zukünftiger Energieträger als kritisch zu sehen ist.

3.1.1 Komprimierter gasförmiger Wasserstoff

Basierend auf den thermischen und kalorischen Zustandsgleichungen steigt mit zunehmendem Druck die Dichte von Gasen. Die ideale Gasgleichung beschreibt dieses Verhalten idealisiert.

$$pv = R_m T \quad \text{Gl. 1}$$

wobei p den Druck, v das spezifische Volumen, R_m die massenspezifische Gaskonstante sowie T die Temperatur darstellt. Abbildung 3.2 zeigt den Verlauf der Dichte bzw. Energiedichte mit zunehmendem Druck. Bei Drücken bis 50 bar verhält sich Wasserstoff noch annähernd als ideales Gas. Steigt der Druck weiter an, verhält sich die Dichte nicht mehr linear, sondern flacht signifikant ab. Dieses Realgasverhalten wird im Rahmen dieser Arbeit über die Stoffdatenbank von CoolProp [74] abgebildet.

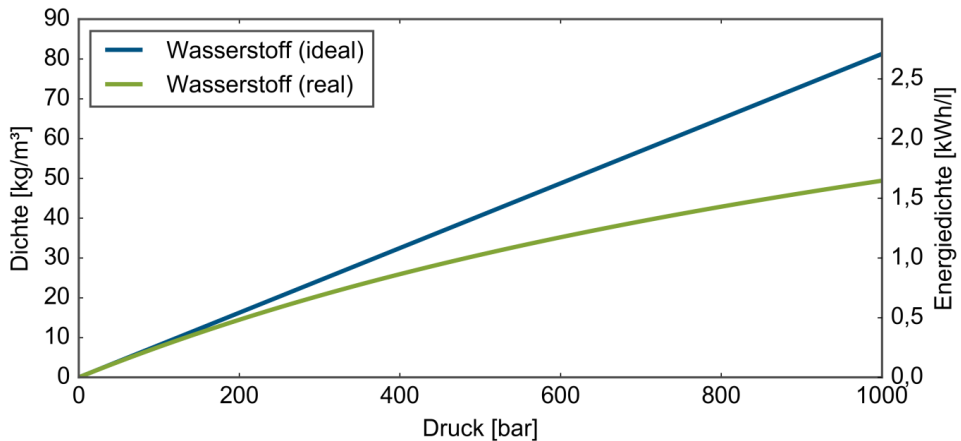


Abbildung 3.2: Dichte von Wasserstoff in Abhängigkeit des Drucks bei $T = 298,15$ K. Eigene Darstellung nach Bell et al. [74].

3.1.2 Flüssigwasserstoff

Die Verflüssigung von Wasserstoff ist ein komplexes Verfahren. Dies liegt an drei wesentlichen Aspekten:

- Der Siedepunkt von Wasserstoff bei Umgebungsdruck liegt bei $-252,76$ °C [64] (Ammoniak: $-33,59$ °C, Methan: $-161,65$ °C). Durch den niedrigen Siedepunkt erhöht sich der Kühlbedarf, da neben der Verdampfungsenthalpie zusätzlich die sensible Wärme abgeführt werden muss.
- Gleichzeitig weist Wasserstoff bei Umgebungstemperatur einen negativen Joule-Thomson Effekt auf. Das führt dazu, dass sich Wasserstoff bei Drosselung erwärmt, anstatt sich abzukühlen. Dadurch sind herkömmliche Verflüssigungsverfahren, die bei anderen Gasen eingesetzt werden, nicht verwendbar. Der Wasserstoff muss zunächst mit externen Kühlkreisläufen gekühlt werden. Erst bei Temperaturen unterhalb von -71 °C weist Wasserstoff einen positiven Joule-Thomson Effekt auf [64].

- Die dritte Besonderheit liegt in der Kernspinkonfiguration des Wasserstoffmoleküls. Allgemein gibt es zwei Isomere: ortho bezeichnet gleich gerichteten Spins der beiden Wasserstoffatome, para den gegen gerichteten Spin. Dies hat besondere Bedeutung für die Verflüssigung, da sich die Zusammensetzung der Spins in einem Gleichgewicht befindet, das abhängig von der Temperatur ist. Während Wasserstoff bei Umgebungstemperatur zu 75 % im ortho-Zustand vorliegt, liegt das Gleichgewicht am Siedepunkt bei annähernd 100 % Para-Wasserstoff. Durch die exotherme Umwandlung von ortho zu para entsteht zusätzliche Wärme, die aus dem System abgeführt werden muss [64].

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen beträgt der theoretische minimale Strombedarf der Wasserstoffverflüssigung nach Krasae-in [75] 2,89 kWh/kg_{H₂}, was einer Exergieeffizienz von 100 % und bereits 8,7 % des unteren Heizwerts von Wasserstoff entspricht. Heutige Wasserstoffverflüssigungsanlagen arbeiten allerdings deutlich ineffizienter im Bereich von 9,6 – 14,45 kWh/kg_{H₂} [75]. Neuere Anlagenkonzepte mit höherem Umsatz wie die Anlage des IdealHy Projektes [60] könnten bei einem spezifischen Strombedarf von 6,78 kWh/kg_{H₂} betrieben werden. Dies entspricht allerdings immer noch etwa 20 % des Energiegehalts des Wasserstoffs und somit eines beträchtlichen Zusatzenergiebedarfs.

3.1.3 Liquid Organic Hydrogen Carriers

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) sind flüssige organische Trägerstoffe für Wasserstoff, die insbesondere in jüngerer Vergangenheit zunehmend Aufmerksamkeit gewinnen [57, 76-80]. Dabei wird Wasserstoff reversibel an ungesättigte, aromatische Kohlenstoffringe in einer katalytischen chemischen Reaktion gebunden. Abbildung 3.3 zeigt dies schematisch.

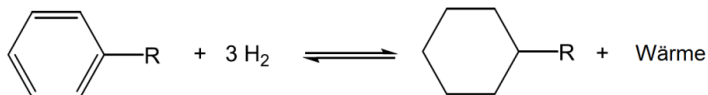


Abbildung 3.3: Systematische Darstellung der Hydrier- und Dehydrierreaktion von aromatischen Liquid Organic Hydrogen Carriers.

Welche Wasserstoffmenge gespeichert werden kann und wieviel Energie für die Freisetzung benötigt wird, hängt individuell vom genutzten LOHC ab. Es gibt dabei viele verschiedene LOHC, die je nach Anforderung eingesetzt werden können. Teichmann [56] hat die vielversprechendsten LOHC untersucht und nach den Einsatzgebieten Mobilität, Energietransport und stationäre Speicherung unterschieden. Sowohl für den Energietransport als auch für stationäre Speicherung besitzt das industriell eingesetzte Wärmeträgeröl Marlotherm SH bzw. Dibenzyltoluol (DBT) sehr gute Eigenschaften und ist anderen Aromaten überlegen. Im beladenen Zustand (Perhydro-Dibenzyltoluol, DBT-18) weist es eine Speicherkapazität von 6,2 Gew.-% Wasserstoff auf [56]. Die Enthalpiedifferenz zwischen DBT-0 und DBT-18 liegt bei 65,4 kJ/mol_{H₂} [81] bzw. 9,08 kWh/kg_{H₂}. Aufgrund begrenzter Verweilzeiten des LOHC in den jeweiligen Hydrier- bzw. Dehydrierreaktoren bei adäquater Systemdynamik sind nach Eypasch et al. [80] lediglich 90 % der maximalen Kapazität be- und entladbar. Somit verbleiben 10 % des gespeicherten Wasserstoffs ungenutzt im LOHC. Die Kosten von Dibenzyltoluol liegen heute im Bereich von 4 EUR/kg_{DBT}. Bei einem

größtechnischen Umsatz sind allerdings Kosten unter 2,50 EUR/kg_{DBT} vorstellbar [56]. Bezogen auf die Speicherkapazität von Wasserstoff sind dies Investitionen von etwa 45 EUR/kg_{H₂} (bzw. 72 EUR/kg_{H₂}). Die Verluste an LOHC, die durch die Zersetzung des Trägermaterials bei der Be- und Entladung des LOHC sowie der Langzeitspeicherung entstehen, werden nicht berücksichtigt.

3.1.4 Metallhydride

Die Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden nutzt als Trägermaterial ein Metall, in dessen Gitterstruktur dissoziierte Wasserstoffatome in Abhängigkeit von Druck und Temperatur eingelagert werden können [82]. Für den stationären Einsatz bzw. zum Wasserstofftransport eignen sich lediglich Leichtmetalle wie Magnesium, Aluminium oder Nickel bzw. deren Legierungen, da deren Hydride einen höheren Massenanteil an Wasserstoff aufweisen und im Hinblick auf Anschaffungspreis sowie Speicherkapazität deutliche Vorteile gegenüber Schwermetallen haben. Metallhydridspeicher stellen dabei Feststoffspeicher dar, die ein zusätzliches Containment benötigen, das dem Speicherdruck standhält sowie die entstehende bzw. benötigte Wärme der Hydrierung/Dehydrierung an das Speichermetall weiterleiten kann. Moroz et al. [61] zeigt, dass deren entwickelte Mg-Mg₂Ni Legierung bis zu 7 Gew.-% Wasserstoff aufnehmen kann und zur Wasserstoffspeicherung sowie zum Transport ökonomisch konkurrenzfähig ist. Die dabei verwendeten Kostenabschätzungen sind jedoch nicht transparent und einsehbar. McClain et al. [83] forschen an Metallhydrid Slurries, bei denen ein Metallhydridpulver wie MgH₂ in leichtem Mineralöl als Suspension vorliegt. Der Vorteil liegt dabei in der Handhabung als Fluid, wodurch das Slurry gepumpt werden kann. Aufgrund der Vermischung mit einem Öl sinkt jedoch die massebezogene Speicherkapazität des Slurries auf unter 4 %. Die Enthalpiedifferenz bei der Wasserstofffreisetzung beträgt 75 kJ/mol_{H₂} (10,4 kWh_{th}/kg_{H₂}). Die Kosten eines solchen Slurries liegen nach McClain [83] bei etwa 60 \$₂₀₁₅/kg_{H₂} (~55 EUR/kg_{H₂} bei einem Wechselkurs \$/EUR von 1,1).

3.1.5 Vergleich, Diskussion und Auswahl von Speichermethoden

Nach aktuellem Stand der Technik wird Wasserstoff für die Logistik komprimiert oder verflüssigt [64]. LOHC sowie Metallhydride haben ebenfalls das Potenzial, Anwendungsfelder zu erschließen. Für die LOHC Technologie sind bereits erste Prototypen im industriellen Maßstab für die Logistik entwickelt [76] und veröffentlichte Kostenabschätzungen für ein scale-up verfügbar [57, 58, 80]. Dem gegenüber sind die industriellen Anwendungen für Metallhydride lediglich in der stationären Speicherung zu finden. Der Einsatz von Metallhydrid-Slurries scheint zwar interessant, bietet jedoch bei einem Vergleich mit einem DBT-basiertem LOHC-System in keinem relevanten Parameter Vorteile. DBT benötigt weniger Energie zur Dehydrierung, kostet weniger in der Anschaffung und besitzt eine höhere Speicherdichte. Dies zeigt Abbildung 3.4. Enthalpiedifferenz, Preis und Speicherdichte sprechen eindeutig für die Anwendung von LOHC.

Basierend auf diesen Erkenntnissen werden im Rahmen dieser Arbeit GH₂, LH₂ sowie LOHC als mögliche Speichermethoden untersucht. Für neue regenerative Trägerstoffe gelten die vorgestellten Kenngrößen von DBT als Gradmesser.

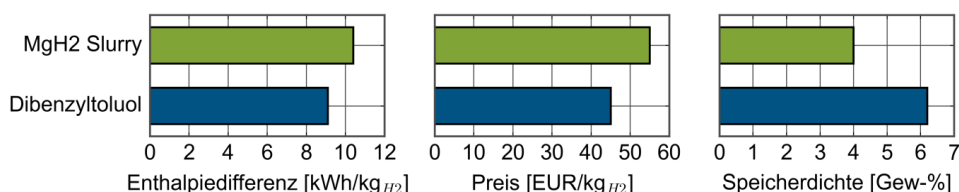


Abbildung 3.4: Vergleich zwischen dem LOHC Dibenzyltoluol (DBT) [56] und MgH₂ Slurry [83].

3.2 Technologien eines Wasserstoffversorgungssystems

Während sich die Speichermethode mit der Erhöhung der Energiedichte des Wasserstoffs befasst, haben Infrastrukturtechnologien einen jeweiligen Einsatzzweck innerhalb einer Versorgungskette. Die besteht aus vier Aspekten: Produktion, Speicherung, Transport, Betankung. Um unterschiedliche Speichermethoden in jedem Aspekt zu ermöglichen, sind zudem Konditionierungstechnologien erforderlich, die einen Wechsel zwischen den ausgewählten Methoden GH₂, LH₂ und LOHC ermöglichen. Zur späteren Analyse werden zudem techno-ökonomische Eigenschaften aller zu berücksichtigenden Technologien benötigt.

In diesem Kapitel werden dazu zunächst die Technologien erklärt und anschließend die techno-ökonomischen Parameter diskutiert und ausgewählt.

3.2.1 Wasserstoffproduktion mithilfe der Elektrolyse

Für die Wasserstoffproduktion wird im Rahmen dieser Arbeit lediglich Wasserstoff aus Elektrolyse berücksichtigt, wie in Unterabschnitt 2.4 erläutert. Dabei wird Wasser mittels zweier Teilreaktionen gespalten, die durch einen ionenleitenden Elektrolyten getrennt sind. Die Elektrolyse lässt sich dabei je nach verwendetem Elektrolyten in die alkalische Elektrolyse, saure bzw. PEM (Protonaustauschmembran, engl. proton exchange membrane) Elektrolyse und die keramische bzw. Festoxid-Elektrolyse (SOEC, engl: Solid Oxide Electrolysis Cell) einteilen. Detaillierte Informationen zu diesen Technologien finden sich unter anderem in Carmo et al. [84] und der Shell Wasserstoffstudie [85].

Während die alkalische Elektrolyse technisch ausgereift und kommerziell seit 100 Jahren eingesetzt wird, ist die PEM-Technologie zwar am Markt erhältlich, aber bisher nur in kleinen Leistungsklassen kommerziell einsetzbar [85]. Die SOEC arbeitet bei hohen Temperaturen von 600°C - 1000°C und ist eine vielversprechende Technologie aufgrund eines theoretischen Wirkungsgradvorteils gegenüber Niedertemperaturtechnologien wie PEM und alkalisch. Sie befindet sich jedoch seit längerem auf einer niedrigeren technologischen Reife [86].

Für Nutzung von negativen Residuallasten wurden besonders die alkalische und PEM-Elektrolyse vielfach gegenübergestellt und bezüglich ihrer Vor- und Nachteile bewertet [13, 87, 88]. Die PEM-Technologie hat nach Smolinka et al. [88] langfristig ein höheres Kostensenkungspotenzial sowie eine höhere Effizienz. Zudem besitzt die alkalische Elektrolyse eine untere Teillastgrenze bei 10-20 %, die bei der PEM-Technologie mit 0-5 % deutlich geringer ist. Insbesondere für die Kopplung mit fluktuierender Stromerzeugung aus

erneuerbaren Energie stellt dies einen großen Vorteil dar. Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb nur die PEM-Technologie berücksichtigt und im Folgenden als Elektrolyse bezeichnet.

Der Investitionsbedarf für Elektrolyseanlagen ist abhängig von Wirkungsgrad, Druckniveau sowie der Leistungsgröße. Smolinka et al. [88] geben an, dass der spezifische Investitionsbedarf von Elektrolysesystemen bis 100 Nm³/h (~500 kW) deutlich sinken, da die Aufwand der Peripherie dort überwiegt. Höhere Leistungsklassen als 500 kW haben demgegenüber nur noch marginale Kostenreduktion zu verzeichnen. Lediglich Skaleneffekte durch höhere Stückzahlen lassen den spezifischen Investitionsbedarf bei hohen Leistungen sinken. Saba et al. [89] untersuchten Kostenabschätzungen der vergangenen 30 Jahre und zeigten, dass die Kosten der PEM Technologie bis 2030 zwischen 330 EUR/kW_{el} und 793 EUR/kW_{el} erwartet werden. Robinius [13] wählte für großtechnische Elektrolysesysteme im Jahr 2050 500 EUR/kW_{el} für Druckelektrolyseure mit 30 bar Ausgangsdruck und 70 % Wirkungsgrad (LHV) bei einer installierten Gesamtleistung von 28 GW. LBST [90] ermittelt mit einem Lernkurvenansatz bis 2050 einen spezifischen Investitionsbedarf von 241 EUR/kW_{el} bei einer installierten Elektrolyseleistung von annähernd 1 TW. Unter Berücksichtigung der heutigen installierten Leistung von etwa 1 GW scheint dieser Wert sehr optimistisch. Im Rahmen dieser Arbeit werden für die Elektrolyse spezifische Investitionen von 500 EUR/kW_{el} angenommen. Der System-Wirkungsgrad der Elektrolyse liegt bei Inbetriebnahme nach DOE [91] 2015 bei etwa 73 % - bezogen auf LHV - , bis 2020 liegt das Ziel jedoch bei 75 %. Durch Degradation während der Nutzungszeit verliert der Stack allerdings bis zu 10 %. Diese Arbeit berücksichtigt daher einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 70 % bzw. 47,6 kWh/kg_{H2} über eine Abschreibungsdauer von 10 Jahren. Die Betriebskosten O&M werden mit 3 % der Investitionen pro Jahr abgeschätzt. Tabelle 3.1 fasst alle Parameter der Elektrolyse zusammen.

Tabelle 3.1: Techno-ökonomische Parameter der Elektrolyse.

System	Ausgangs- druck	Investitions- kosten	Abschreibung	O&M	Strombezug	Wasserbezug
	bar	EUR/kW _{el}	a		kWh _{el} /kg _{H2}	m ³ /kg _{H2}
Elektrolyseur	30	500	10	3 %	47,6	0,01

3.2.2 Konditionierungstechnologien

Zur Nutzung der Speichermethoden aus Abschnitt 3.1 sind Konditionierungstechnologien nötig, die einen Wechsel der Speichermethode ermöglichen. Eine Übersicht über diese Konditionierungstechnologien zeigt Tabelle 3.2.

Tabelle 3.2: Übersicht über Konditionierungstechnologien.

Technologie	Eingangszustand	Ausgangszustand
Kompressor	GH ₂ , p=p ₁	GH ₂ , p=p ₂ > p ₁
Verflüssigung	GH ₂ , p=30 bar	LH ₂ , p=1 bar
Hydrierung	GH ₂ ; p=30 bar	LOHC (beladen); p=1 bar
Dehydrierung	LOHC (beladen); p=1 bar	GH ₂ ; p=2 bar
Verdampfung	LH ₂ ; p=p ₁	GH ₂ ; p=p ₁
Pumpe	LH ₂ oder LOHC (beladen); p=p ₁	LH ₂ oder LOHC (beladen); p=p ₂ >p ₁

3.2.2.1 Kompressor

Der Kompressor ist für die Kompression von gasförmigem Wasserstoff zuständig. Die technische Arbeit w_t , die für die Verdichtung vom Ausgangsdruck p_1 zum Enddruck p_2 aufgebracht werden muss, ist ableitbar aus dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik für offene Systeme:

$$w_{t,12} = (h_2 - h_1) - q_{12} \quad \text{Gl. 2}$$

$$(h_2 - h_1) = \int_{T_1}^{T_2} c_p(T) dT \quad \text{Gl. 3}$$

$$q_{12} = T(s_2 - s_1) \quad \text{Gl. 4}$$

Dabei stellt $h_{1,2}$ die spezifische Enthalpie, q_{12} die Wärmeabgabe an die Umgebung, c_p die spezifische Wärmekapazität und $s_{1,2}$ die spezifische Entropie dar. Für die Berechnung der Enthalpien und Entropien sind unterschiedliche Gleichungen verfügbar, die das Realgasverhalten aus Abbildung 3.2 einbeziehen. Im Rahmen dieser Arbeit wird dabei auf die Stoffdatenbank von CoolProp [74] zurückgegriffen. Um einen Verdichtungsprozess zu beschreiben, kann eine isotherme (Gl. 5) oder isentrope Zustandsänderung (Gl. 6) zu Grunde gelegt werden.

$$w_{t,12}^{\text{isotherm}} = (h_{2,T_2=T_1} - h_1) - T(s_{2,T_1=T_1} - s_1) \quad \text{Gl. 5}$$

$$w_t^{\text{isentrop}} = (h_2 - h_1) \quad \text{Gl. 6}$$

Diese beiden Prozesse beschreiben den minimalen (isothermen) bzw. maximalen (isentropen) Energieaufwand für die Verdichtung, je nachdem, ob während der Verdichtung gekühlt werden kann oder nicht. Eine mehrstufige Verdichtung mit Zwischenkühlung bietet dabei die Möglichkeit, den Prozess der isothermen Verdichtung anzunähern und somit Energie einzusparen. Abbildung 3.5 stellt die benötigte technische Arbeit der verschiedenen Zustandsänderungen dar und zeigt, dass insbesondere für hohe Druckdifferenzen eine mehrstufige Verdichtung zu deutlicher Energieeinsparung führen kann.

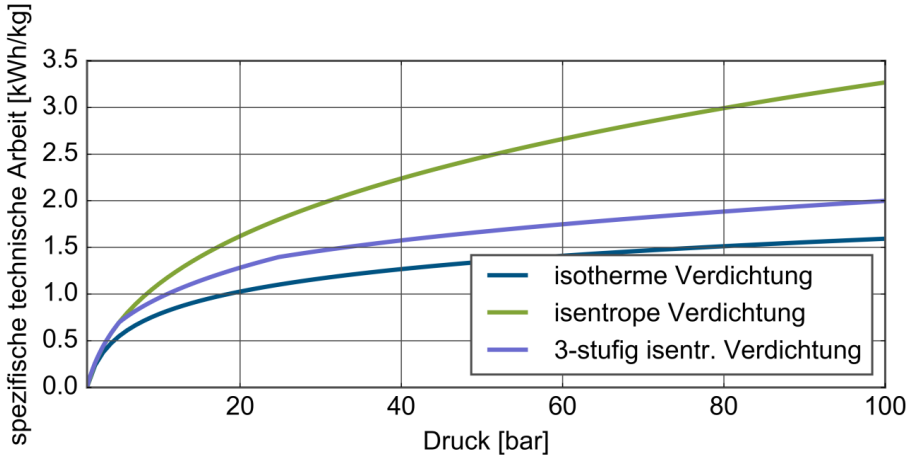


Abbildung 3.5: Vergleich der spezifischen technischen Arbeit für isotherme, isentrope und dreistufige isentrope Verdichtung basierend auf einem Eingangsdruck von 1 bar. Eigene Darstellung nach Bell et al. [74].

Für weitere Berechnungen der technischen Arbeit wird eine isentrope Verdichtung zu Grunde gelegt. In der Realität arbeiten Verdichter jedoch nicht reversibel. Deshalb ist zudem ein isentroper Wirkungsgrad η_{is} zu berücksichtigen, um die reale technische Arbeit zu erhalten. Für die Umsetzung dieser technischen Arbeit sind verschiedene Technologien wie Kolben- oder Turboverdichter verfügbar. Eine detaillierte Übersicht darüber ist in einer Reihe an Referenzen zu finden [14, 15, 68]. Eine relativ neue Entwicklung stellt der ionische Kompressor dar, der höhere isentrope Wirkungsgrade über bessere Wärmeabfuhr im Kolben verspricht [92].

In dieser Arbeit werden elektrisch angetriebene Verdichter verwendet. Dabei muss zunächst die elektrische Energie w_{el} über einen Elektromotor in mechanische Energie umgewandelt werden, welche anschließend die technische Arbeit verrichtet. Bei jedem Konditionierungsschritt fallen zusätzliche Verluste an, die über einen mechanischen (η_{mech}) und elektrischen Wirkungsgrad η_{el} beschrieben werden können. Die elektrische Antriebsleistung P_{el} ergibt sich anschließend über den Massenstrom $\dot{m}$ des verdichteten Gases.

$$P_{el} = \dot{m} \frac{w_t^{isentrop}}{\eta_{is} * \eta_{mech} * \eta_{el}} \quad \text{Gl. 7}$$

Der Nexant Report [15] gibt für Wasserstoffverdichter für jeden Wirkungsgrad eine Bandbreite an empirischen Werten. Für großtechnische Verdichter wird in dieser Arbeit η_{mech} mit 95 % angesetzt, η_{is} zu 88 % abgeschätzt und η_{el} mit der empirisch bestimmten Skalierungsfunktion des Nexant Reportes in Abhängigkeit des Logarithmus der mechanischen Leistung P_{mech} berechnet:

$$\eta_{el} = 8 * 10^{-5} x^4 - 0,0015 x^3 + 0,0061 x^2 + 0,0311 x + 0,7617; \quad x = \log(P_{mech}) \quad \text{Gl. 8}$$

Die Anschaffungskosten eines Kompressors werden in Abhängigkeit der installierten Leistung P_{el} abgeschätzt. Ähnliche Ansätze finden sich bei Yang & Ogden [51] oder Beccali [93].

Nexant Report [15] teilt die Kosten zudem in Materialkosten auf und multipliziert diesen Wert anschließend mit einem Installationsfaktor. Darauf aufbauend wird für diese Arbeit ein Basiskostenwert von 15.000 EUR/kW festgesetzt bei einem Skalierungsfaktor von 0,6089. Je nach Einsatzzweck werden zusätzliche Installationsfaktoren berücksichtigt, die in Tabelle 3.3 dargestellt sind. Darin inbegriffen sind zusätzliche Kosten für Engineering, Landerwerb oder auch Stellplätze sowie Abfüllanlagen für GH₂-Trailer Terminals.

$$15.000 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}} * x^{0,6089} * f_{\text{inst}} \quad \text{Gl. 9}$$

Tabelle 3.3: Verwendete Installationsfaktoren für Kompressoren in Abhängigkeit des Einsatzgebietes.

Einsatzgebiet	Installationsfaktor
Kompression für Speicherung (Kaverne oder Hochdrucktank)	2,0
Kompression für Pipeline	2,5
Kompression für GH ₂ -Trailer (inklusive Stellplätze etc.)	3,0

3.2.2.2 Verflüssigung

Wasserstoffverflüssigungsanlagen sind komplexe verfahrenstechnische Anlagen, die mit hohen Anschaffungskosten verbunden sind und – wie in Unterabschnitt 3.1.2 beschrieben – einen erheblichen Energiebedarf haben. Abbildung 3.6 zeigt, dass sich die Investitionen dieser Anlagen in techno-ökonomische Analysen der vergangenen zehn Jahre stark verändert haben. Dabei werden insbesondere große Anlagen im 300 t_{H₂} pro Tag-Maßstab mit deutlich höheren Investitionen bewertet, als noch vor zehn Jahren.

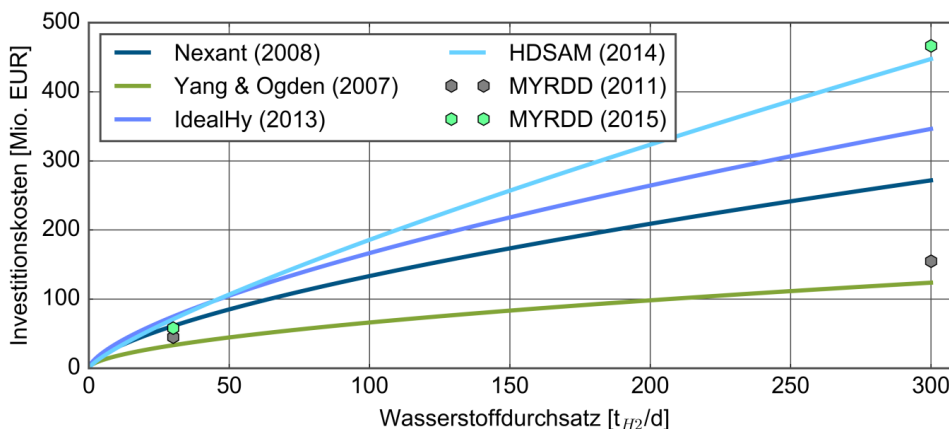


Abbildung 3.6: Literaturannahmen zu den Kosten von Wasserstoffverflüssigungsanlagen von 2007 bis 2015. Quellen: [15, 32, 51, 60, 94]; Der Wechselkurs wurde dabei einheitlich mit einem Umrechnungsfaktor USD/EUR von 1,2 angenommen.

Im Multi-Year Research & Development Plan (MYRDD) [94] des DOE ist dies besonders auffällig mit einer Verdreifachung der Investition von 2011 zu 2015. Dort wird erklärt, dass die

neuen Annahmen von 2015 in enger Kooperation mit der Industrie angefertigt wurden, anders als die Annahmen von 2011.

Die Ursache kann beispielsweise in der Energieeffizienz liegen. Heutige Anlagen liegen bei einem Energiebedarf von 12-15 kWh_{el}/kg_{H₂}. Über neue Verflüssigungsprozesse wird erwartet, dass sich der Energiebedarf verringert. Der größte Energiebedarf entsteht allerdings bei der Kompression. Somit rührt ein niedriger Strombedarf aus der Verringerung der Leistungsaufnahme der Kompressoren, die zu niedrigeren Anlagenkosten führt. Dabei ist allerdings nicht mitberücksichtigt, dass sich das Anlagendesign komplexer gestaltet.

Der IdealHy Report [60] modellierte eine hocheffiziente Verflüssigungsanlage von 40 und 50 t_{H₂} pro Tag Bottom-Up und zeigt dabei, dass die realen Kosten deutlich höher liegen, als in vorherigen Vereinfachungen abgeschätzt wurde.

Bezüglich des Energiebedarfes setzt der Nexant Report [15] deutlich sinkende spezifische Stromkosten für größere Anlagen an. IdealHy [60] geht allerdings von einem gleichbleibenden Strombedarf von 6.76 kWh_{el}/kg_{H₂} für die Anlagengröße 40 und 50 t_{H₂} pro Tag an. Zudem zeigt IdealHy, dass sich ein Teillastbetrieb einer Verflüssigungsanlage negativ auf die Effizienz der Anlage auswirkt.

Verglichen mit den Abschätzungen des MYRDD [94] bzw. von HDSAM [32] stellt IdealHy die detaillierteste Analyse dar. Deshalb werden für diese Arbeit die techno-ökonomischen Parameter von IdealHy [60] zugrunde gelegt. Eine Anpassung des Energiebedarfs im Teillastbetrieb wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

3.2.2.3 *Hydrierung und Dehydrierung von LOHC*

Der Energiebedarf für die Hydrierung bzw. Dehydrierung hängt vom jeweiligen Trägerstoff ab. Das in dieser Arbeit ausgewählte Dibenzyltoluol benötigt für die Dehydrierung nach Müller et al. [81] 65,4 MJ/mol_{H₂} bzw. 9,08 kWh_{th}/kg_{H₂}. Die Dehydriertemperatur beträgt bei atmosphärischem Druck etwa 300°C [56]. Diese Wärme muss über einen zusätzlichen Energieträger bereitgestellt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird zunächst davon ausgegangen, dass Erdgas zur Wärmebedarfsdeckung verwendet wird. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Unterunterabschnitt 5.3.2.4 werden jedoch auch andere Energieträger untersucht. Unter Berücksichtigung eines feuerungstechnischen Wirkungsgrads bei der Verbrennung von Erdgas von 80 % und einer Wärmeübertragereffizienz von 97 % [80] ergibt sich ein spezifischer Erdgasbedarf von 11.7 kWh_{NG}/kg_{H₂}. Bei der Hydrierung wird zunächst ein höherer Druck von über 30 bar benötigt, um den Wasserstoff anzulagern. Dabei muss dem System Wärme bei etwa 150°C entzogen werden, was 8.8 kWh_{th}/kg_{H₂} Wärme entspricht. Diese Wärme ist nicht per se verloren, sondern kann zum Beispiel einem Schwimmbad zur Verfügung gestellt werden [56]. Neueste Entwicklungen von Jorschick et al. [95] zeigen, dass durch eine Druckerhöhung die Hydriertemperatur weiter gesteigert werden kann und somit die Abwärme der Hydrierung in Kombination mit einem Wärmespeicher zur Dehydrierung genutzt werden kann. Dieses Konzept wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht weiterverfolgt und die Hydrierwärme wird nicht als mögliche Einnahmequelle angesetzt.

Die katalytische Hydrierung von LOHC ist nach Teichmann [56] vergleichbar mit anderen großtechnischen Chemieprozessen und –anlagen wie der Dearomatisierung von Diesel oder

dem Härten von Fetten und Ölen. Die Dehydrierung ist aktuell jedoch noch eine recht junge Technologie, die großtechnisch noch kaum Vergleichsprozesse besitzt. Zur Abschätzung der Investitionen zeigt Abbildung 3.7 Investitionssummen, die in Teichmann [56], McClain [83] sowie Reuß et al. [71] zu finden sind. In dieser Arbeit werden die Kosten von Reuß et al. verwendet [71], da diese für LOHC-Anlagen in dieser Größenordnung abgeleitet wurden, während Teichmann Größenordnungen von 1 MW_{H₂} (~720 kg_{H₂}/d) bzw. McClain Anlagen zur Hydrierung bzw. Dehydrierung von MgH₂-Slurry abschätzt. Die Betriebskosten solcher Anlagen werden mit jährlich 3 % der Investitionssumme abgeschätzt.

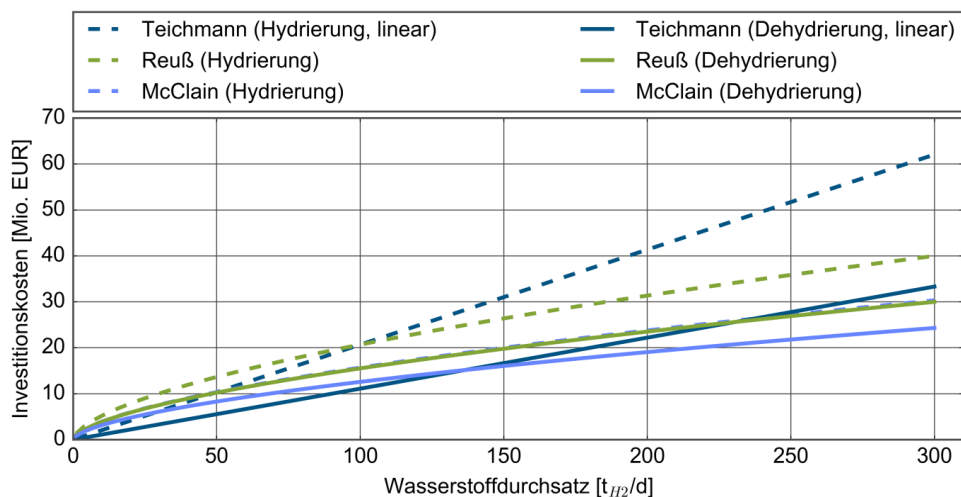


Abbildung 3.7: Abschätzung der Investition in Hydrier- bzw. Dehydrieranlagen zur Be- und Entladung von LOHC. Quellen: Teichmann et al [56], McClain et al. [83] und Reuß et al. [71]. Kosten von Teichmann wurden für Anlagen > 1 MW bzw. 720 kg/d linearisiert.

3.2.2.4 Sonstige Komponenten und Parameterübersicht

Neben den vorgestellten Komponenten sind zudem Verdampfer sowie die Pumpen nötig, um die Bilanz zu schließen (siehe Tabelle 3.2). Diese haben allerdings bezüglich Kosten und Energiebedarf keinen essenziellen Beitrag. Die Abschätzung der techno-ökonomischen Parameter basiert dabei auf den Nexant Report [15] sowie Loh et al. [96] bzw. Reuß et al. [71]. In Tabelle 3.4 sind alle gewählten techno-ökonomischen Parameter der Konditionierungstechnologien zusammengefasst.

Tabelle 3.4: Techno-ökonomische Parameter der Konditionierungstechnologien. x bezeichnet die gewünschte Leistungsgröße in kW_{el} (Kompressor) oder t_{H_2} pro Tag. Der Installationsfaktor f_{inst} für Kompressoren ist Tabelle 3.3 zu entnehmen.

System	Kostenfunktion	Abschreibez Zeitraum	O&M	Energiebezug/-freisetzung			Verluste
				Strom	Erdgas	Wärme	
	EUR	a	1/a	$\frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	$\frac{\text{kWh}_{\text{NG}}}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	$\frac{\text{kWh}_{\text{th}}}{\text{kg}_{\text{H}_2}}$	
Verflüssiger	$105 \text{ Mio. EUR} * \left(\frac{x}{50 \frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}} \right)^{0,66}$	20	4 %	6,78	0	0	1,65 %
Hydrierung	$40 \text{ Mio. EUR} * \left(\frac{x}{300 \frac{\text{t}}{\text{d}}} \right)^{0,66}$	20	3 %	0,37	0	-8,8	1 %
Dehydrierung	$30 \text{ Mio. EUR} * \left(\frac{x}{300 \frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}} \right)^{0,66}$	20	3 %	0,37	11,7	0	1 %
Kompressor	$15.000 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}} * x^{0,6089} * f_{\text{inst}}$	15	4 %	berechnet	0	0	0,5 %
Verdampfer	$3.000 \text{ EUR} * \frac{x}{\frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}}$	10	3 %	0,6	0	0	0
LH ₂ Pumpe	$30.000 \text{ EUR} * \frac{x}{\frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}}$	10	3 %	0,1	0	0	0
LOHC Pumpe	$500 \text{ EUR} * \frac{x}{\frac{\text{t}_{\text{H}_2}}{\text{d}}}$	10	3 %	0,1	0	0	0

3.2.3 Speicherung

Während sich Abschnitt 3.1 mit der Speichermethode befasst hat, um die Energiedichte zu erhöhen, dient dieser Abschnitt der technischen Umsetzung der Lagerung sowie der unterschiedlichen Typisierung von Speichern. Im Folgenden wird die Lagerung mithilfe von Druckgas-, Flüssigwasserstoff- und LOHC-Speichern erläutert.

3.2.3.1 Druckgasspeicher

Zur Druckgasspeicherung wird ein Behälter benötigt, der dem Differenzdruck aus Gas- und Umgebungsdruck standhalten kann. Dieser Behälter besitzt einen minimalen und maximalen zulässigen Druck, der über die Differenzdichte des Gases die maximale Masse an einspeicherbarem Gas beschreibt (Arbeitsgas). Abhängig vom minimalen Druck bleibt stets eine gewisse Menge Gas im Containment, das als Kissengas bezeichnet wird. Je nach Größeneinheit gibt es unterschiedliche Konzepte.

Für kleinskalige Speicher wie in einem Fahrzeug oder zur stationären Speicherung von Wasserstoff an einer Wasserstofftankstelle werden zylinderförmige Druckbehälter eingesetzt. Diese werden in vier Typen aufgeteilt [97-99]. Basis aller vier Typen ist ein gasdichter Druckbehälter (Liner), der aus Metall (Typ I-III) oder Kunststoff (Typ IV) besteht. Für die notwendige Festigkeit wird dieser Liner zudem teilweise (Typ II) oder vollständig (Typ III) von einem harzgetränkten Kunststofffasernetz umgeben. Bei Typ IV ist der Liner aus einem nicht-metallischen Werkstoff und ebenfalls wie Typ III mit einer harzgetränkten Endlosfaser umhüllt [99, S. 98]. Heute sind diese Behälter aus Verbundmaterial noch teurer als Stahlflaschen. Durch die Änderung des Materials, der Gewichtseinsparung sowie durch Massenproduktion

bieten nach Abschätzung des DOE [94, 100] insbesondere Typ IV Behälter erhebliche Kostenreduktionspotenziale auf bis zu 500 EUR/kg_{H₂} für Niederdrucktanks (~160 bar) bzw. 600 EUR/kg_{H₂} für Hochdrucktanks bis 1000 bar. Vergleichbare Kosten liegen heute noch im Bereich zwischen 1000 und 2000 EUR/kg_{H₂}.

Zu mittelskaligen Druckspeichern für Industrieanwendungen findet sich in Tietze et al. [97, 101] eine detaillierte Übersicht. Dabei zeigt sich, dass oberflächennahe Großspeicher nur begrenztes Potenzial zur Kosteneinsparung gegenüber Kompositbehältern aufweisen. Gashalter oder Kugeltanks erlauben wegen ihrer Größe nur niedrige Speicherdrücke bis zu 10 bar. Die dabei niedrige Dichte des Wasserstoffs führt zu hohen Volumina und somit wiederum zu hohen spezifischen Investitionen. Lediglich Röhrenspeicher besitzen ein gewisses Potenzial zur Verringerung der Investitionen aufgrund niedriger Durchmesser und somit höheren Maximaldrücken von bis zu 100 bar. Basierend auf der Berechnung von Schöler [102] werden solche Röhrenspeicher zu 250 EUR/kg_{H₂} abgeschätzt. Neue Konzepte wie Spannbetonspeicher oder Windturbinenspeicher haben zwar ein erhebliches Kostensenkungspotenzial, sind jedoch in ihrem Entwicklungsstand noch auf einer niedrigen technologischen Reife [97, 101].

Zur großskaligen Speicherung werden geologische Unterspeicher eingesetzt. Diese unterteilen sich in Porenspeicher, wie ausgeförderte Öl- und Gasfelder oder Aquifere, und Hohlraumspeicher, wie Salz- oder Felskavernen. Die HyUnder Studie [86] hat diese zur Speicherung von Wasserstoff untersucht und Salzkavernen als bevorzugte Technologie im Hinblick auf Dichtigkeit, Reinheit, Betriebsdynamik und Kosten identifiziert.

Bei Porenspeichern ist die Verunreinigung mit Gasen eine noch ungelöste Herausforderung. Zudem sind keine schnellen Lastwechsel möglich und es besteht ein hoher Kissengasbedarf. Felskavernen benötigen hohe Investitionen zur Aushöhlung und haben zudem nur begrenzte Vorkommen. Lediglich Salzkavernen sind nach dem aktuellen Stand der Technik sinnvoll einsetzbar. [86]

Daher werden im Rahmen dieser Arbeit lediglich Salzkavernen berücksichtigt. Geologische Hintergrundinformationen sind PlanDelyKad [87] zu entnehmen.

Die Kostenberechnung der Kavernen basiert auf der Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“ [59], die eine Modellkaverne der Größe 500.000 m³ für eine Investition von 92.600.000 EUR berechnet. Dabei wird jedoch auch der Kompressor in den Investitionsaufwand der Kaverne mit eingebunden, der im Rahmen dieser Arbeit einzeln ausgewiesen wird. Zudem sinken die spezifischen Investitionskosten beim Bau von mehreren Kavernen an einem Standort, da die Investition in die obertägige Infrastruktur nur einmal getätigt werden muss. Somit ergeben sich einmalige Investitionen von 23 Millionen EUR in die obertägige Infrastruktur zuzüglich 38,8 Millionen EUR für jede Kaverne, die gebaut werden soll. Eine detaillierte Kostenaufschlüsselung ist in Tabelle 3.1 aufgelistet bzw. in der Studie [59] nachzulesen.

Tabelle 3.5: Auslegung Modellkaverne und Ableitung der Kosten nach Stolzenburg [59].

Rahmenparameter	Wert	Einheit	Investitionen	Wert	Einheit
Erstellung Kaverne	60	EUR/m ³	Erstellung Kaverne	30	Mio. EUR
Kavernenvolumen	500.000	m ³	Kissengas	5,6	Mio. EUR
Wasserstoffkosten Kissengas	2,381	EUR/kg _{H2}	Trocknungsanlage	2,4	Mio. EUR
Minimaldruck	58	bar	Druckreduzierung	0,5	Mio. EUR
Maximaldruck	175	bar	Messstation	0,3	Mio. EUR
fixe Betriebskosten (O&M)	2 %		Summe pro Kaverne	38,8	Mio. EUR
Kissengas	2.352	t	Obertage einmalig	23	Mio. EUR

3.2.3.2 Flüssigwasserstofftanks

Aufgrund des niedrigen Siedepunktes von 20 K ist es nicht sinnvoll, Flüssigwasserstoff aktiv zu kühlen. Um den flüssigen Zustand beizubehalten, ist es daher unumgänglich die Lagerbehälter zu isolieren. Derartige Behälter werden besonders im Raumfahrtbereich seit vielen Jahren eingesetzt und sind eine ausgereifte Technologie [97]. Dabei ist es technisch nicht möglich, den Wärmestrom vollständig zu unterbinden. Deshalb verdampfen trotz Isolierung geringe Mengen des flüssigen Wasserstoffs. Sie werden über ein Überdruckventil abgelassen, um den Behälter annähernd drucklos betreiben zu können. Dieser Vorgang wird „Boil-Off“ genannt [64]. Mit zunehmender Speichergröße sinkt der spezifische Boil-Off aufgrund eines niedrigeren Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnisses. Während kleine Speicher mit 60 m³ Speichervolumen noch etwa 0,4 % Wasserstoff pro Tag verlieren, liegt die Boil-Off Rate des heute größten Speichers der NASA mit 3000 m³ bei etwa 0,07 % pro Tag. Für zukünftige Speicher im Bereich von 100.000 m³ sinkt diese sogar auf unter 0,01 % pro Tag und wäre dabei annähernd vernachlässigbar [103]. Dabei werden allerdings sowohl höhere Volumina als auch alternative Isolationsmaterialien verwendet.

Durch die drucklose Lagerung hat allein die Isolierung einen wichtigen Einfluss auf die Kosten solcher Behälter. Im MYRD&D [94] werden für eine Speichergröße von 3.500 m³ 6,6 Millionen US-\$ angesetzt, was spezifischen Investitionen von 26,6 \$/kg_{H2} entspricht. Dabei wird kurzfristig (2020) kein nennenswertes Einsparpotenzial gesehen. Krewitt und Schmid [103] empfehlen zudem eine Kostendegression mit zunehmender Speichergröße. Im Rahmen dieser Studie wird analog zu Reuß et al. [71] ein Wert von 25 EUR/kg_{H2} angesetzt, welcher der größten heute verfügbaren Anlage von 3000 m³ entspricht. Eine Kostenreduktion für größere Speicher wird nicht berücksichtigt. Der Boil-Off wird als 0,03 % pro Tag angesetzt, um weitere Entwicklungen gerade hinsichtlich des Isolationsmaterials zu berücksichtigen.

3.2.3.3 LOHC-Speicher und Parameterübersicht

Die Lagerung von LOHC erfolgt in konventionellen Tanks zur Lagerung von Mineralölprodukten und erfordert keine technischen Besonderheiten. Der wesentliche Kostentreiber liegt im LOHC-Material selbst. Das untersuchte DBT kostet nach Unterabschnitt 3.1.3 45 EUR/kg_{H2}. Die zusätzlichen Kosten für den Behälter werden mit 5 EUR/kg_{H2} abgeschätzt. Somit ergibt sich ein spezifischer Gesamtpreis von 50 EUR/kg_{H2}.

In Tabelle 3.6 findet sich eine Zusammenfassung der techno-ökonomischen Annahmen zu Speichersystemen. Dabei fällt auf, dass sowohl GH₂-Behälter (GH₂-Tank) als auch Röhrenspeicher (GH₂-Tube) um den Faktor 5 bis 20 teurer sind, als LOHC oder LH₂-Speicher. Die Abschreibungsdauer wurde für technische Speicher auf 20 Jahre angesetzt, für geologische Speicher auf 30 Jahre. Die Betriebskosten O&M sind in allen Technologien auf 2 % gesetzt.

Tabelle 3.6: Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien; Die Speichergröße x entspricht der Anzahl an Kavernen mit einem Volumen von 500.000 m³ oder der Kapazität in kg.

System	Druck- grenzen	Investitionen	Abschreibung	Verlust	O&M
	bar	EUR	Jahre	1/d	1/Jahr
GH₂-Kaverne	58-175	$23 \text{ Mio. EUR} + 38.8 \text{ Mio. EUR} * \frac{x}{\text{Kaverne}}$	30	0	
GH₂-Tank	15-500	$500 \text{ EUR} * \frac{x}{\text{kg}}$	20	0	
GH₂-Tube	20-100	$250 \text{ EUR} * \frac{x}{\text{kg}}$	20	0	2 %
LH₂-Tank	1	$25 \text{ EUR} * \frac{x}{\text{kg}}$	20	0,03 %	
LOHC-Tank	1	$50 \text{ EUR} * \frac{x}{\text{kg}}$	20	0	

3.2.4 Transport

Der großtechnische Transport von Wasserstoff erfolgt nach aktuellem Stand der Technik über gasförmigen Wasserstoff per Pipeline oder flüssigen bzw. komprimierten Wasserstoff auf der Straße mittels Sattelzügen. Für größere Entfernungen sind zudem auch Schiffs- und Schienenverkehr als Transportmedium denkbar. Diese sind jedoch gebunden an Schienennetz oder Flusssanbindung und für die Versorgung von Tankstellen mit zusätzlichen Umladungen verbunden. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Optionen daher aufgrund der zunehmenden Komplexität nicht weiter betrachtet.

3.2.4.1 Pipeline

Eine Pipeline bietet die Versorgung mit Wasserstoff über eine Rohrleitung. 2016 wurden weltweit 4542 km Pipelinenetz überwiegend von Gasversorgern betrieben [104]. Aufgrund der Anfangsinvestitionen eignen sich Pipelinesysteme erst ab einem gewissen Durchsatz an Wasserstoff. Nach Yang und Ogden [51] liegt der kritische Durchsatz bei 20 t/Tag. Bei Pipelinesystemen wird oftmals zwischen Transmissions- und Distributionsnetz unterschieden. Krieg [14] diskutiert unterschiedliche Konzepte – Hub-to-Hub bzw. Hub-to Point – zur Versorgung von Tankstellen mittels Pipeline. Beim Hub-to-Hub Konzept werden Wasserstoffquellen mit einem zentralen Übergabepunkt verbunden und von dort entweder mittels Pipeline oder LKW weiter transportiert. Hub-to-Point beschreibt eine Transmissionspipeline von der direkt mittels Stichleitungen die Distributionspipeline angeschlossen wird. Dabei werden Druckstöße der Distributionspipeline allerdings direkt an die Transmissionspipeline übertragen [14]. Der Übergabepunkt, der die Trennung zwischen beiden Logistikebenen festlegt und somit die Aufgabenverteilung zwischen Transmission und Distribution bestimmt, muss dabei vorher festgelegt werden. Krieg [14] setzt diese Übergangspunkte in den Flächenschwerpunkt von Landkreisen und somit politischen

Grenzen. Yang & Ogden [51] sowie HDSAM [32] berücksichtigen in diesem Zusammenhang eine Kombination aus Transmissionspipeline und Distribution per GH_2 -Trailer. Die Übergabepunkte wurden sowohl bei Yang & Ogden [51] als auch in HDSAM [32] an den Rand des Nachfrageschwerpunktes gesetzt. Dabei sind jedoch einzelne Städte untersucht worden und kein System aus Nachfrageregionen.

Treibende Kraft einer Rohrströmung ist die Druckdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsdruck der Rohrleitung. Je nach Strömungsverhalten tritt entlang des Rohres ein Druckverlust auf. Dieser ist nach dem Darcy-Weisbach-Ansatz [105] nicht-linear und abhängig von Reynoldszahl, Strömungsgeschwindigkeit, Fluidichte, Rohrdurchmesser sowie Rohrreibungszahl. Detaillierte Hintergründe finden sich in den entsprechenden Lehrbüchern von Mischner et al. [105], Spurk und Aksel [106] oder Junge [107]. Zur Bestimmung des Pipelinedurchmessers vereinfachen Seydel [25], Baufumé [35], Krieg [14] und Yang und Ogden [51] den Druckverlust und schätzen Strömungsgeschwindigkeit ab. Krieg [14] geht dabei von einer Rekompresseion von 30 auf 100 bar alle 250 km analog zum Erdgasnetz aus. Den Energiebedarf sowie die Investitionen in Kompressoren implementiert er in eine Kostenfunktion für Wasserstoffpipelines. Der benötigte Energiebedarf ist dabei allerdings nicht mehr ausweisbar und eine damit verbundene Analyse der Treibhausgase sowie des Primärenergiebedarfs wäre unvollständig. Zudem zeigen Robinius et al. [108], dass eine Vereinfachung des Druckverlustes zu Unzulässigkeiten und einer fehlerhaften Auslegung führen kann.

Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb ein Ansatz gewählt, der keine Rekompresseion benötigt. Dies bedeutet, dass ein maximaler Druckabfall von Quelle zu Senke nicht überschritten werden darf. Dies geschieht über ein Druckverlustmodell, das mittels der Weymouth-Gleichung [105] eine stationäre und isotherme Gasströmung berechnet. Die Implementierung dieses Modells erfolgt über ein Python Modell, das von Robinius et al. [108] entwickelt wurde, um ein Pipelinenetzwerk mit Baumstruktur in einer gemischt-ganzzahliger Optimierung lösen zu können. Im Rahmen der technologieorientierten Analyse von Kapitel 5 wird dabei lediglich der Druckverlust einer Pipeline berechnet. In Abschnitt 6.4 werden die Vorteile des gewählten Modells detaillierter erläutert und auf ein Pipelinenetzwerk angewandt. Die zu Grunde liegenden Gleichungen sind Robinius et al. [108] zu entnehmen.

Die Investition von Pipelines haben zwei wesentliche Treiber [51]: Zum einen die Materialkosten des Rohres und zum anderen die Verlegekosten. Bei kleinen Durchmessern dominieren die Verlegekosten, bei großen die Materialkosten. Krieg [14] beschreibt ausführlich, welche Besonderheiten für den Betrieb von Wasserstoffpipelines bestehen. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Kostenfunktion von Mischner et al. [105] verwendet, die von Erdgaspipelines abgeleitet wurde. Um zusätzliche Kosten für die Kompatibilität mit Wasserstoff zu berücksichtigen, werden 5 % auf die Kosten aufgeschlagen. Eine Gegenüberstellung der Pipelinekosten von Krieg und Mischner et al. findet sich in Abbildung 3.8. Aufgrund der pauschalen Abschätzung von Rekompresseion liegen die Kosten von Krieg deutlich über denen von Mischner et al. Dabei gilt jedoch zu berücksichtigen, dass mit dem gewählten Ansatz bei langen Pipelines größere Durchmesser gewählt werden, um den Druckverlust zu begrenzen.

Die Länge einer Pipeline ist nicht direkt mit der Luftlinienentfernung von Quelle zu Senke gleichzusetzen, da unzugängliches Gelände auf dieser Luftlinie liegen könnte. Seydel [25] sowie Krieg [14] setzen deshalb Umwegfaktoren ein, um die zusätzliche Entfernung abzuschätzen. In der Literatur wird zudem in Transmissions- und Distributionspipeline unterschieden, um die unterschiedlichen Verlegekosten für städtische Gebiete zu berücksichtigen [25, 51]. Die gewählten Faktoren werden jedoch erst in der Szenariendefinition von Abschnitt 3.1 und Abschnitt 6.4 definiert.

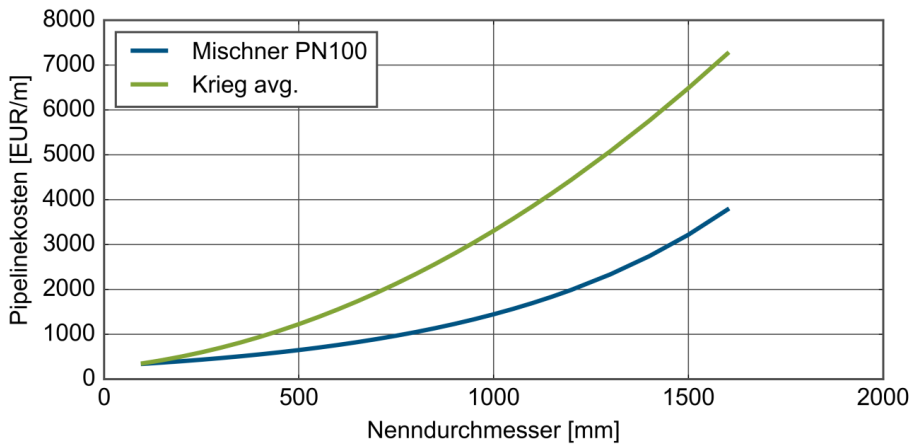


Abbildung 3.8: Vergleich der Investitionen von Pipelinesystemen nach Mischner et al. [105] mit 5 % Kostenaufschlag und Krieg [14]. Krieg berücksichtigt die Investitionskosten der Rekompresseion von Wasserstoff alle 250 km von 30 auf 100 bar.

Die Betriebskosten O&M werden basierend auf Mischner et al. [105] mit 5 EUR/(m*a) abgeschätzt. Der Abschreibungszeitraum wird auf 40 Jahre gesetzt. Tabelle 3.7 fasst die techno-ökonomischen Parameter nochmals zusammen.

Tabelle 3.7: Übersicht der gewählten techno-ökonomischen Parameter für Pipelines. d=Durchmesser in mm.

	Investition	Maximaldruck	Minimaldruck	Abschreibungszeit	O&M
	EUR/m	bar	bar	a	EUR/(m*a)
Pipeline	$292,152 * e^{\frac{0,0016 * d}{mm}}$	100	70	40	5

3.2.4.2 Straßentransport

Der Straßentransport stellt einen mobilen technischen Speicher auf einem Sattelaufleger (Trailer) dar, wie er in Unterabschnitt 3.2.3 beschrieben wurde. Die Wasserstoffkapazität des Trailers ist dabei dessen wichtigste Kenngröße sowohl für dessen Kosten als auch für die ökologischen Auswirkungen. Diese ist durch das zulässige Gesamtgewicht (zGG) des Sattelzugs limitiert. Sattelzüge gehören zur größten Nutzfahrzeugklasse N3 [109] und haben ein zGG von bis zu 44 t. Nach Abzug des Eigengewichts der Zugmaschine bleiben etwa 28,5 t an maximaler Zuladung [56], welche für den Wasserstoff und den Trailer aufgewandt werden kann. Grundsätzlich stellen Sattelzüge eine eigene Fahrzeugklasse, wobei sie in

vergleichbarer Literatur [25, 56, 110] vereinfacht als LKW bezeichnet werden. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird der Sattelzug daher ebenfalls als LKW definiert, wobei der LKW die Zugmaschine und als Trailer den Auflieger bezeichnet.

Die Abschätzung der Kosten für die Zugmaschine basiert auf den Annahmen von Teichmann [56, 57]. Dabei beträgt die Investition 160.000 EUR bei Wartungskosten (O&M) von 12 % pro Jahr. Standardmäßig wird ein dieselbetriebener LKW angenommen. Die Shell-Nutzfahrzeugstudie [109] gibt einen durchschnittlichen Verbrauch von 34,5 l_{Diesel}/100 km, erwartet aber, dass bis 2040 im Trend-Szenario 27 % weniger Verbrauch über Effizienzsteigerungen erreicht werden können. Dabei sind etwa 10,6 % Einsparungen auf die Optimierung des Motors und 16% auf die Aerodynamik und Digitalisierung zurückzuführen. Zur konservativen Abschätzung werden 20 % Einsparung angenommen, was 27,6 l_{Diesel}/100 km entspricht.

Zur weiteren Senkung der Treibhausgasemissionen sind auch andere Antriebstechnologien denkbar. Brennstoffzellenantriebe mit erneuerbar produziertem Wasserstoff (80 %-Wind) bieten dabei das größte Einsparpotenzial [109]. Coop [111] setzt für die Wasserstofflogistik in der Schweiz einen Brennstoffzellen-LKW ein bei einem Verbrauch von 7,5 – 8 kg_{H₂}/100 km. Die möglichen Verbesserungen der Aerodynamik gelten dabei unabhängig vom Antriebsstrang. Allerdings sind auch bei der Brennstoffzelle noch Effizienzsteigerungen möglich. Zur Konsistenz werden daher auch für diesen Antrieb insgesamt Effizienzsteigerungen von 20 % angenommen, was zu einem Verbrauch von 6 kg_{H₂}/100 km führt.

Die zulässige Maximalgeschwindigkeit von LKW über 7,5 t liegt nach §3 StVO auf Autobahnen und Kraftfahrstraßen in Deutschland bei 80 km/h, auf Landstraßen bei 60 km/h und innerhalb von Ortschaften bei 50 km/h. Die reale Durchschnittsgeschwindigkeit ist jedoch aufgrund von Staus, Anfahrzeiten, Ampeln und Verkehrsführung deutlich niedriger. Teichmann schätzt für Fahrten von 50 km Entfernung eine Geschwindigkeit von 50km/h ab bzw. 35 km/h für 20 km Entfernung. Demir & Dincer [112] setzen die Durchschnittsgeschwindigkeit auf 58 km/h, Yang & Ogden [51] auf 50 km/h. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Geschwindigkeit von 50 km/h angesetzt, wenn keine Unterscheidung zwischen Autobahn und Landstraße/Ortschaft möglich ist. Für die LKW-Routen Optimierung in Abschnitt 6.3 wird für Autobahnen eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 60 km/h und auf allen anderen Straßen 30 km/h angesetzt. In Deutschland gilt seit dem 01. Januar 2005 eine LKW-Maut, die eine streckenbezogene Straßenbenutzungsgebühr darstellt und auf Autobahnen sowie stark befahrenen Bundesstraßen gilt, um die Kosten der Infrastrukturinstandhaltung auf die Nutzer umzulegen. Nach den Langfristszenarien des BMWi [113] bleibt diese Maut bis 2050 auf heutigem Niveau bei 0,15 EUR/km, was im Rahmen dieser Arbeit ebenfalls verwendet wird.

Es wird davon ausgegangen, dass nur ein Fahrer je LKW eingesetzt wird. Dieser verursacht Lohnkosten in Höhe von 35 EUR pro Stunde und kann sämtliche Be- und Entladevorgänge alleine durchführen [56]. Bei 220 Arbeitstagen pro Jahr und maximal 9 Stunden Fahrzeit pro Tag ergeben sich 1980 Betriebsstunden pro Jahr. Eine Vergleichsrechnung ausgehend von einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung einer Sattelzugmaschine von etwa 100.000 km pro

Jahr [114] mit der gewählten Durchschnittsgeschwindigkeit von 50 km/h ergeben 2.000 Betriebsstunden.

Tabelle 3.8: Übersicht der techno-ökonomischen Parameter der Zugmaschine. Brennstoffzellen-LKW (BZ-LKW): Abschätzung nach thinkstep und prognos [115] bis 2030 30 % Mehrkosten des Antriebes im Vergleich zu Diesel-LKW

	Investition	Abschreibungszeit	Auslastung	O&M	Treibstoffbedarf	
					Diesel	Wasserstoff
	EUR	a	h/a	1/a	$I_{\text{diesel}}/100 \text{ km}$	$\text{kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$
Diesel-LKW	160.000	8	2.000	12 %	27,6	0
BZ-LKW	210.000	8	2.000	12 %	0	6

Der Trailer-Transport von GH_2 erfolgt aktuell überwiegend im Tube-Trailer, bei dem Wasserstoff in zylinderförmigen Großflaschen (Typ I) bei ~ 200 bar gespeichert wird. Aufgrund des hohen Eigengewichts der Stahlflaschen ist die mögliche Wasserstoffspeicherkapazität auf 200-300 kg pro Trailer begrenzt [85]. Wie in Unterunterabschnitt 3.2.3.1 erläutert, wurden in den letzten Jahren im Kompositbehälterbau große Fortschritte gemacht. Dadurch entstand in den letzten Jahren der Trend zur Verwendung von Container-Trailern, bei denen Typ IV-Flaschen bei Drücken bis zu 500 bar verwendet werden. Dadurch kann die Kapazität von GH_2 Transporten deutlich auf bis zu 1100 kg/Trailer gesteigert werden [85, 116]. Allerdings steigen damit auch die Investition in den Trailer auf bis zu 1.200.000 USD pro Trailer [116]. Stolzenburg [59] geht davon aus, dass bis 2030 durch Kostendegression der Typ IV Behälter der Investitionsbedarf für 500 bar-Trailer auf 380.000 EUR bei einer Arbeitsgasmenge von 1t_{H_2} sinken können. Dies würde einer kapazitätsbezogenen Speicherinvestition von 380 EUR/ kg_{H_2} entsprechen. Verglichen mit den DOE Zielen für Druckspeicher bis 2020 von 600 EUR/ kg_{H_2} ist dies sehr optimistisch. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher von 500 bar-Trailern mit 1100 kg Kapazität bei Kosten von 660.000 EUR ausgegangen, was 600 EUR/ kg_{H_2} entspricht.

Für den Transport von Flüssigwasserstoff werden LH_2 -Trailer benutzt, die aufgrund der höheren Dichte des flüssigen Wasserstoffs bis zu 4.500 kg fassen [94]. Das DOE [94] gibt 2015 dabei Gesamtkosten von 865.260 USD an. Die IEA [117] gibt für 4000 kg Speicherkapazität 750.000 USD an. Reuß et al. [71] nehmen 860.000 EUR für einen 4300 kg Trailer an. Dieser Wert wird im Rahmen dieser Arbeit verwendet. Der Wasserstoff, der während des Transport aufgrund des Wärmeeintrags verdampft, darf nicht während des Transports abgelassen werden, sondern entweicht bei der Entladung des Wasserstoffs an der Tankstelle [15]. Dies führt heute noch zu einem hohen Wasserstoffverlust von bis zu 6 % beim Abladen des Wasserstoffs [15]. Auch das U.S. Drive Team [118] spricht von 5 % Verlust pro Abladevorgang, nennt aber zudem weitere Maßnahmen wie die Nutzung eines Kompressors, um den verdampften Wasserstoff an der Tankstelle betanken zu können. Dies ist jedoch stark von der ökonomischen Umsetzbarkeit abhängig. Analysen des Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL) [119] erläutern, dass diese Verluste kaum im Transport, sondern vor allem in der Umfüllung begründet sind. Der verdampfte, aber noch kalte Wasserstoff im leeren Behälter der Tankstelle wird beim Befüllen aus dem Trailer zum Druckausgleich abgelassen,

während gleichzeitig im Trailer ein Unterdruck entsteht, dem über gesteuerte Wärmezufuhr entgegengewirkt wird. Diesen Vorgang bezeichnet das LLNL als „worst-case“ Szenario, wobei Verluste bis 10 % auftreten können. Stattdessen schlägt es vor, eine zusätzliche Gasleitung anzubringen. Sie soll den verdampften kalten Wasserstoff aus dem leeren Behälter der Tankstelle in den Trailer führen. Eine derartige Maßnahme könnte beinahe sämtliche Verluste des Transports kostengünstig vermeiden. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine großtechnische Umsetzung einer Wasserstoffinfrastruktur für das Jahr 2050 untersucht. Deshalb wird angenommen, dass genug ökonomische Anreize vorliegen, um Verluste beim Umfüllen zu minimieren. Daher wird der Verlust beim Umfüllen vernachlässigt.

Der Transport von LOHC erfolgt in konventionellen Mineralöl-Trailern, die aktuell bereits zum Transport von Diesel oder Benzin verwendet werden [56]. Die Gesamtkapazität beträgt bei 28,5 t maximaler Zuladung und 6,2 Gew-% Wasserstoff etwa 1800 kg. Aufgrund eines begrenzten Dehydriergrades von 90 % verbleiben etwa 10 % des Wasserstoffs im LOHC und werden somit zurücktransportiert. Diese 10% werden als eine Art Kissengas betrachtet, die bei jedem Hydrier- und Dehydrierzyklus im LOHC verbleiben. Die reale Nutzlast liegt somit bei 1620 kg. Die Kosten des Wasserstoffs, der ständig gebunden bleibt, werden kostenseitig nicht mitberücksichtigt. Da sich im Trailer stets LOHC befindet, werden die Kosten des LOHC (~80.000 EUR) auf den Trailer (~70.000 EUR) aufgeschlagen, wodurch Gesamtkosten des Trailers von 150.000 EUR entstehen.

Tabelle 3.9 fasst alle ökonomischen Parameter zusammen. Die Ladezeiten beschreiben den Zeitaufwand für Be- oder Entladen.

Tabelle 3.9: Übersicht der techno-ökonomische Parameter von Sattelzug-Anhängern (Trailer). Verluste durch Verdampfung des LH₂ treten bei der Umfüllung an der Tankstelle auf und werden dort angerechnet.

	Druck-niveau	Investition	Abschreibung	Auslastung	O&M	Nutzlast (Gesamtlast)	Ladezeit
	Bar	EUR	a	h		kg	h
GH₂-Trailer	15 – 500	660.000 EUR	12	2.000	2 %	1.100 (1.200)	1,5
LH₂-Trailer	1	860.000 EUR	12	2.000	2 %	4.300 (4.500)	3
LOHC-Trailer	1	150.000 EUR	12	2.000	2 %	1.620 (1.800)	1,5

3.2.5 Tankstellen

Die Verteilung von Wasserstoff für den Einsatz im Straßenverkehr erfolgt über Tankstellen. Zum 20.04.2018 sind in Deutschland 43 öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen in Betrieb und weitere 37 in der Realisierungsphase [120]. Eine flächendeckende Tankstelleninfrastruktur ist maßgeblich für eine erfolgreiche Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen in den Massenmarkt. Dies stellt jedoch eine der größten ökonomischen Hürden dar: Niedrige Fahrzeugzahlen bewirken eine massive Unterauslastung [109]. Um diese zu umgehen, entstand bereits 2002 die Clean Energy Partnership (CEP), ein Konsortium aus Technologie-, Mineralöl- und Energiekonzernen, das als Initiative des deutschen Bundesverkehrsministerium absatzunabhängig eine Initialinfrastruktur für

Wasserstoff aufbauen wollte, gefördert durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). 2015 gründete sich zudem die H₂MOBILITY GmbH, welche den zentral gesteuerten Ausbau von Wasserstofftankstellen und deren Betrieb von der CEP übernimmt. H₂MOBILITY hat das Ziel ausgegeben, 100 Tankstellen bis 2018 bzw. 400 Tankstellen bis 2023 aufzubauen. Diese Initialinfrastruktur soll dazu dienen, den flächendeckenden Zugang in Metropolregionen zu gewährleisten und die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ermöglichen. [120]

3.2.5.1 *Regulatorische Rahmenbedingungen*

Im Zuge der Standardisierung von Tanksystemen für Brennstoffzellenfahrzeuge einigten sich Automobilhersteller auf die 700 bar Druckwasserstoffbetankung für PKW [121, 122]. Lediglich BMW entwickelt noch an LH₂ betankten Fahrzeugen. Eine Änderung des Tanksystems würde die Schwierigkeiten bei der Erschaffung einer Initialinfrastruktur allerdings wieder neu beginnen lassen, weshalb sich eine mittelfristige Änderung der Betankungsart als sehr unwahrscheinlich darstellt. Daher wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass zukünftige Brennstoffzellenfahrzeuge mit 700 bar Druckwasserstoff betrieben und betankt werden.

Für den Betankungsvorgang von 700 bar Drucktanks ist in der SAE Norm J2601 [121] festgelegt, in welchen Zeiten bzw. Betankungsraten die Betankung durchzuführen ist. Besonderheit bei der Betankung ist die zwingend nötige Vorkühlung des Wasserstoffs auf -40°C. Aufgrund des negativen Joule-Thomson Effektes bei der Entspannung des Wasserstoffs in den Fahrzeugtank erhitzt sich der Wasserstoff. Dabei darf die Temperatur jedoch 85°C nicht überschreiten.

3.2.5.2 *Technischer Aufbau von Wasserstofftankstellen*

Das technische System der Wasserstofftankstelle lässt sich in fünf Aspekte unterteilen: Anlieferung, Massenspeicher, Kompression, Hochdruckspeicher und Betankung. Je nach Anlieferung unterscheiden sich die technischen Systeme und Komponenten. Die Anlieferung erfolgt nach Unterabschnitt 3.2.3 über Pipeline oder LKWs als GH₂, LH₂ oder LOHC. Im Rahmen dieser Arbeit werden fünf Tankstellensysteme untersucht. Diese sind in Abbildung 3.9 dargestellt.

- **GH₂ (Speicher):** Wasserstoff wird über einen GH₂-Trailer angeliefert und in einen stationären Speicher überströmt, dessen Kapazität dem maximalen Tagesabsatz entspricht. Anschließend komprimiert ein Verdichter den Wasserstoff auf etwa 1000 bar. Aufgrund der hohen Verdichtungsverhältnisse werden Kolben- oder Membranverdichter eingesetzt. Linde betreibt in seinen Tankstellen einen 5-stufigen ionischen Verdichter, der anstelle eines Kolbens eine ionische Flüssigkeit verwendet und somit einen besseren Wärmetransport sowie niedrige Verunreinigung gewährleistet [92]. Der Hochdruck (HD)-Speicher dient als Puffer, um die 700 bar Betankung in drei Minuten durchzuführen sowie die benötigte Leistungsgröße des Verdichters zu begrenzen und dessen Auslastung zu erhöhen [123]. Zwischen HD-Speicher und Zapfsäule wird der Wasserstoff auf -40 °C gekühlt und anschließend in den Fahrzeugtank geführt. Dies entspricht der Standardkonfiguration, in der aktuell die Tankstellen gebaut werden [64, 122]. Einige Studien [31, 124] berücksichtigen zudem auch eine Booster Betankung anstatt einer Hochdruckspeicherung. Wegen der

höheren spezifischen Kosten wird dieses Konzept im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt [125].

- **GH₂ (Pipeline):** Wie GH₂ (Speicher), nur erfolgt die Anlieferung über eine Pipeline. Um Lastspitzen im Pipelinenetz zu vermeiden wird ein Halbtageesspeicher installiert.
- **GH₂ (Trailer):** Wie GH₂ (Speicher), nur wird auf einen Massenspeicher verzichtet. Stattdessen verbleibt der Trailer an der Tankstelle und dient als Massenspeicher. Elgowainy et al. [126] sowie Reddi et al. [127] zeigten, dass diese Strategie deutliche Einsparungen für das finale Tankstellendesign ermöglicht, da die Leistungsgröße des Kompressors deutlich reduziert werden kann. Detailliertere Informationen sind den entsprechenden Publikationen zu entnehmen.
- **LOHC:** Eine LOHC-Tankstelle existiert aktuell noch nicht, würde allerdings einen lokalen Dehydrierer benötigen, welche den Wasserstoff aus dem LOHC vor der Kompression freisetzt, siehe Unterunterabschnitt 3.2.2.3. Diese wird im Rahmen dieser Arbeit als kontinuierlich angenommen, um die Leistungsgröße gering zu halten, und benötigt somit einen zusätzlichen Halbtageesspeicher, vergleichbar zu GH₂ (Pipeline).
- **LH₂:** Bei LH₂-Anlieferung wird der Wasserstoff flüssig gespeichert. Eine Kryopumpe bringt den Wasserstoff auf den benötigten Druck von 1000 bar. Die benötigte Kälteleistung für die Vorkühlung kann dabei aus der Verdampfungsenthalpie gewonnen werden.[92]

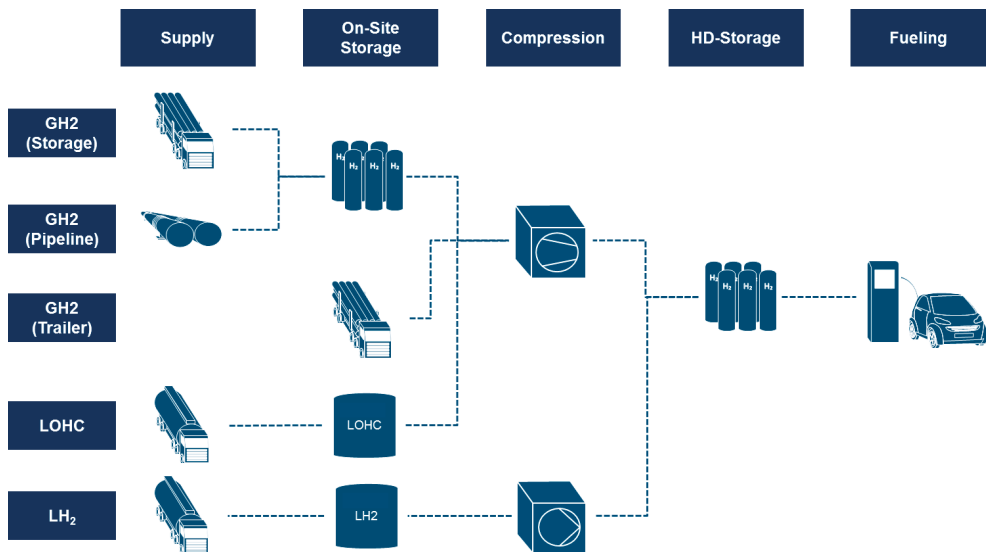


Abbildung 3.9: Darstellung der fünf unterschiedlichen Wasserstofftankstellensysteme

3.2.5.3 Ökonomische Rahmenbedingungen

Aktuelle Wasserstofftankstellen werden zumeist auf eine kleine Kapazität mit einer Zapfsäule ausgestattet, da der Wasserstoffabsatz sehr gering ist. Für den Fall einer Wasserstoffmobilität ist es jedoch zwingend erforderlich, die Tankstellen in ihrer Größe und ihrem maximalen Wasserstoffumsatz zu skalieren. H₂MOBILITY veröffentlichte eine Übersicht zu deren geplanten Tankstellengrößen. Diese sind in Tabelle 3.10 dargestellt. Die größte Tankstelle (L)

wird dabei mit 1000 kg/d angesetzt. Krieg [14] ging in seiner Analyse noch von 1500 kg/d aus. Melaina et al. [128] berücksichtigen Tankstellen bis zu einer Größe von 3000 kg/d.

Tabelle 3.10: Leistungsspezifikationen verschiedener Größen von Wasserstofftankstellen basierend auf H2 MOBILITY [122].

Kategorie	Größe der Wasserstofftankstelle			
	XS	S	M	L
Anzahl Zapfpistolen	1	1	2	4
Maximale Anzahl an Tankvorgängen pro Tag	10	38	75	180
Maximaler Wasserstoffabsatz pro Tag [kg/d]	80	212	420	1000

Für die techno-ökonomische Bewertung und Auslegung von Wasserstofftankstellen entwickelten Elgowainy et al. HRSAM [31]. Im Rahmen dieser Arbeit wurde das HRSAM auf den europäischen Einsatz und geltende Normen der SAE J2601 [121] unter Anpassung der Kostenannahmen und der Implementierung der Stoffdatenbank CoolProp [74] adaptiert [125]. Dies erlaubt die techno-ökonomische Modellierung von aktuellen Wasserstofftankstellensystemen. Diese Kostenanalysen sind essentiell, um das Skalierungsverhalten verschiedener Tankstellenkonzepte zu verstehen.

Aufgrund der aktuell allerdings geringen Anzahl an vorhandenen Tankstellensystemen und der damit einhergehenden Einzelanfertigung ist mit dem geplanten Ausbau an Tankstellensystemen weltweit bereits von einer großen Kostenreduktion durch Standardisierung auszugehen [64]. Bonhoff [129] spricht dabei für 2023 bereits von einer Reduzierung von 1 Million EUR auf 600.000 EUR pro Tankstelle für den Aufbau von 400 Tankstellensystemen in Deutschland, allerdings ohne Installation. Der Hydrogen Council [130] gibt das Ziel aus, die Kosten einer L-Tankstelle (1000 kg/d) von 3 Millionen US-\$ bis 2030 auf 1 Million US-\$ zu senken, was einer Kostenreduktion von 60 % entsprechen würde. Methodisch können solche Effekte über Lernraten abgebildet werden. [131]

Melaina et al. [128] schlägt die Nutzung eines kombinierten Ansatzes aus Lernrate und Skalierung zur Abschätzung von Tankstellenkosten vor. Für die Kostenabschätzung in dieser Arbeit wurde dieser Ansatz übernommen und die Ziele von Bonhoff [129] als Vergleichswerte für eine GH₂ (Speicher) Tankstelle gesetzt.

$$I_1 = 1,3 * 600.000 \text{ EUR} * \gamma * \left(\frac{C_1}{212 \frac{\text{kg}}{\text{Tag}}} \right)^\alpha * (1 - \beta)^{\log_2 \left(\frac{C_1 * n}{212 \frac{\text{kg}}{\text{Tag}} * 400} \right)} \quad \text{Gl. 10}$$

Dabei stellt C_1 die gewünschte Tankstellenkapazität, n die Anzahl zu installierender Tankstellen, β die Lernrate, α den Skalierungsfaktor und γ einen Multiplikator für den Tankstellentyp dar. β wird exogen vorgegeben und n wird endogen im Modell bestimmt. Aufgrund begrenzter Informationen zu weltweit installierten Tankstellengrößen und -entwicklungen, wird angenommen, dass die Entwicklung eines nationalen Szenarios linear zur weltweiten Entwicklung fortschreitet. Zur Bestimmung der Parameter α und γ werden

die Investitionen für die fünf zu untersuchenden Tankstellenkonfigurationen mit dem Modell von Jestrovic berechnet. Ausgehend von einer heutigen Tankstelleninvestition von 1.000.000 EUR und 30 % Installationszuschlag ergeben sich je nach Anlieferungsart die Werte aus Tabelle 3.11. In Abbildung 3.10 sind die Ergebnisse dargestellt. Die Konfiguration des Tankstellensystems „GH₂ (Trailer)“ besitzt dabei den niedrigsten Investitionsbedarf. Die LOHC-Tankstelle ist aufgrund des Investitionsbedarfs in die Dehydriereinheit die teuerste Option. Von einer größeren Tankstelle profitiert „LH₂“ am meisten, was aus den niedrigen spezifischen Speicherkosten von LH₂ resultiert. Bei Betrachtung des Energiebedarfs in Tabelle 3.11 wird deutlich, dass das Tankstellensystem „LOHC“ deutlich mehr Energie benötigt als „GH₂“ bzw. „LH₂“. Dies liegt am Wärmebedarf der Dehydrierung, aber auch am niedrigen Dehydrierdruck von 2 bar. Die Annahmen für Verluste und Strombedarf wurden in Reuß et al. [71] ausführlich diskutiert.

Tabelle 3.11: Techno-ökonomische Annahmen für Wasserstofftankstellen.

	α	γ	Abschreibungs- zeit	O&M	Energiebezug		Verlust	β
					Strom	Erdgas		
			a	1/a	kWh _{el} /kg _{H₂}	kWh _{NG} /kg _{H₂}		
GH₂ (Pipeline)	0,7	0,8	10	5 %	2	0	0,5 %	0,06
GH₂ (Speicher)	0,75	1	10	5 %	2	0	0,5 %	
GH₂ (Trailer)	0,7	0,6	10	5 %	1,6	0	0,5 %	
LH₂	0,6	0,9	10	5 %	0,6	0	3 %	
LOHC	0,66	1,4	10	5 %	4,4	11,7	0,5 %	

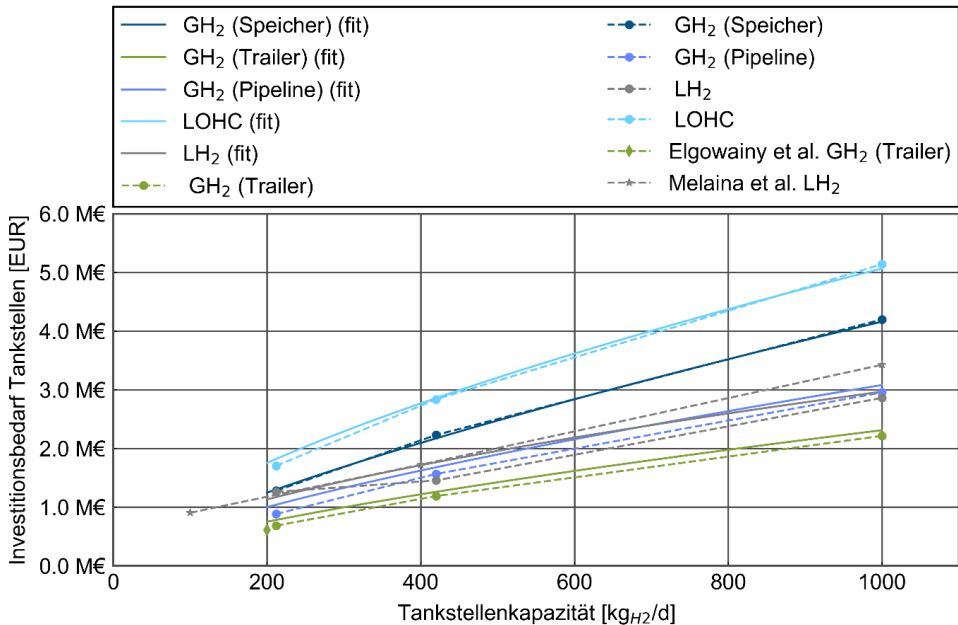


Abbildung 3.10: Vergleich zwischen angesetzten Kosten für Wasserstofftankstellen. Quellen: Bottom-Up Analyse im Rahmen dieser Arbeit [125], Elgowainy et al. [126] und Melaina et al. [128] für das Vergleichsjahr 2017.

3.2.6 Technologieübersicht

Zusammenfassend ist in Abbildung 3.11 eine Übersicht der für den Fortgang der Arbeit relevanten Technologien aufgezeigt. Zur Wasserstoffproduktion wird lediglich die PEM-Elektrolyse berücksichtigt. Für die saisonale Speicherung von Wasserstoff werden insgesamt drei GH₂-Speichertechnologien zur Abbildung von klein- mittel- und großskaligen Speichern abgebildet, sowie LH₂ und LOHC Tanks. Für den Transport werden Pipelines für den GH₂- und LKWs für den GH₂-, LH₂- oder LOHC-Transport berücksichtigt. Abhängig vom Anlieferungszustand und der Betriebsart entstehen daraus fünf Tankstellentypen, die gemäß dem in dieser Arbeit gewählten Vorgehen stets 700 bar-Wasserstofftanks befüllen können. Die Konditionierungstechnologien sind für den Wechsel zwischen den drei Speichermethoden GH₂, LH₂ und LOHC zuständig und als Bindeglied bzw. Konnektoren zwischen den jeweiligen Kernelementen Produktion, Speicherung, Transport und Betankung zu sehen.

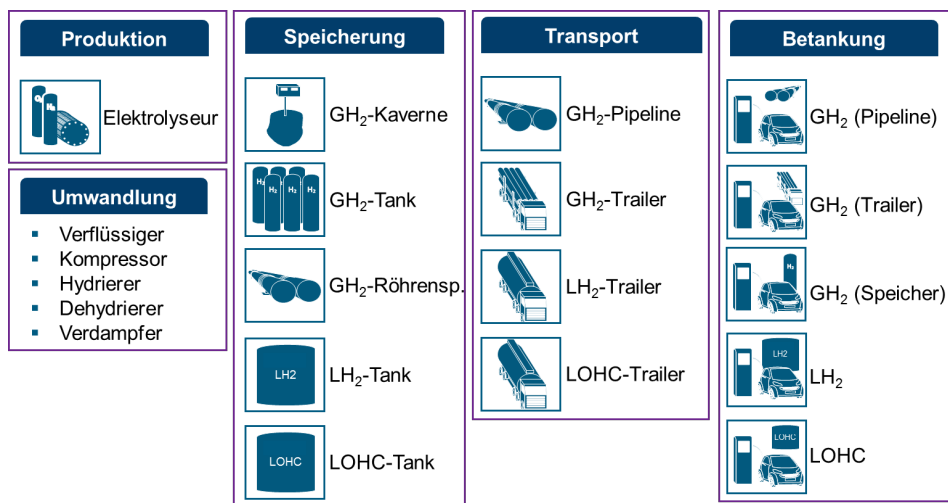


Abbildung 3.11: Technologieübersicht verwendeter Komponenten.

3.3 Zusammenfassung

Zur Erhöhung der Energiedichte von Wasserstoff sind mehrere Speichermethoden denkbar. Speziell für den Einsatz in der Wasserstofflogistik eignen sich nach aktuellem Stand GH₂, LH₂ und hydrierbare Trägerstoffe. LOHC stellen unter den Trägerstoffen die aus heutiger Sicht vielversprechendste Option dar. Für neue Trägerstoffe in Zukunft gilt die LOHC-Technologie als Gradmesser. Dabei bilden eine hohe Speicherdichte (>6,2 Gew-%), günstige Trägermaterialkosten (<2,5 EUR/kg_{H₂}) und eine niedrige Enthalpiedifferenz (<65 kJ/mol) die relevanten Rahmenparameter, die ein neuer Trägerstoff erreichen sollte.

Unterabschnitt 3.2.2 legt den Fokus auf die Konditionierung zwischen den Speichermethoden GH₂, LH₂ und LOHC. Dabei zeigt sich, dass der Investitionsbedarf von Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff in der Vergangenheit sehr optimistisch abgeschätzt wurde. Bezüglich der LOHC-Technologie ist zu beachten, dass für die Hydrierung von LOHC bereits heute vergleichbare Anlagen im großindustriellen Maßstab eingesetzt werden, für die Dehydrierung jedoch bisher lediglich Prototyp-Anlagen existieren.

Für die technische Lagerung von GH₂ sind unterschiedliche Größenordnungen vorstellbar. Insbesondere kleinskalige Systeme haben bei Kompositbehältern in den vergangenen Jahren deutliche Fortschritte gemacht. Davon profitieren sowohl GH₂-Trailer Systeme als auch Speicherkomponenten an der Tankstelle. Dennoch ist eine großtechnische, geologische Speicherung von GH₂ aus ökonomischer Sicht vorzuziehen.

Die Übersicht über Wasserstofftankstellen zeigt, dass je nach Anlieferungsart unterschiedliche Kosten an der Tankstelle entstehen. LOHC benötigen an der Tankstelle einen komplexen Aufbau zur Versorgung von Fahrzeugen mit 700 bar Drucktanks, da der Wasserstoff zunächst bei niedrigem Druck freigesetzt wird und anschließend auf annähernd 1000 bar komprimiert werden muss. Dies spiegelt sich sowohl im Investitionsbedarf als auch im Energiebedarf wieder.

Aufbauend auf diesen Erkenntnissen greift das Supply Chain Model aus Kapitel 4 auf die techno-ökonomischen Daten der Einzeltechnologien jedes Kernelementes aus diesem Kapitel zurück. Diese sind in den folgenden Tabellen aufgelistet:

- Die **Produktionsdaten** liegen in Tabelle 3.1.
- Die Daten der **Großspeicher** liegen in Tabelle 3.6.
- Der **Transport** ist in drei Untertabellen aufgeteilt. Für die Berechnung der Pipeline wird Tabelle 3.7 genutzt, für die Modellierung des LKW-Transportes dient Tabelle 3.8 zur Abbildung der Zugmaschine und Tabelle 3.9 zur Abbildung des Trailers.
- Tabelle 3.10 ermöglicht die Berechnung der **Tankstelle**.
- Die **Konditionierungstechnologien** sind in Tabelle 3.4 aufgelistet, wobei die Installationsfaktoren des Kompressors in Tabelle 3.3 stehen.

4 Modellvorstellung Supply Chain Model

In diesem Kapitel wird das Supply Chain Model vorgestellt, das als Grundmodell dieser Arbeit dient. Basierend auf den Erkenntnissen der Literaturübersicht aus Kapitel 2 sowie den Technologien aus Kapitel 3 ist das Ziel des Modells, unterschiedliche Versorgungspfade zu analysieren und die einzelnen Kettenglieder Produktion, Speicherung, Transport und Betankung flexibel zusammenschalten zu können.

Dazu besitzt das Modell zwei Basiskomponenten: das Supply Chain Setup sowie die Technologiemodule. Die Technologiemodule stellen dabei die Kernelemente dar, welche über das Supply Chain Setup modular zusammengeschaltet werden können, je nachdem welche Versorgungskette untersucht werden soll. In Abschnitt 4.1 werden zunächst die Technologiemodule erläutert, die zur Berechnung der spezifischen Kosten sowie des Energiebedarfs einzelner Technologien nötig sind. Abschnitt 4.2 legt das Supply Chain Setup dar und zeigt beispielhaft den Aufbau einer Versorgungskette.

4.1 Technologiemodule

Die techno-ökonomische Modellierung berücksichtigt eine energetische sowie ökonomische Bewertung. Insgesamt sind sechs Technologiemodule vorgesehen, die zum Aufbau einer Versorgungskette im Rahmen dieser Arbeit benötigt werden:

- Import
- Produktion
- Speicherung
- Transport
- Betankung
- Konversion (Konnektor)

Jedes Technologiemodul ermöglicht die Ausweisung der spezifischen Wasserstoffkosten (*TOTEX*), der Gesamtinvestitionen $Invest_{Total}$ sowie des Energiebedarfs des jeweiligen Moduls. Dies ist in Abbildung 4.1 schematisch dargestellt. Eingabeparameter jedes Moduls sind der durchschnittliche Tagesumsatz, die bisher angefallenen Kosten der Versorgungskette sowie die Technologie, die betrachtet werden soll (zum Beispiel Pipeline). Zur Abbildung der zeitlichen und örtlichen Auflösung dienen die Speicherkapazität in Tagen sowie die Transportentfernung in Kilometer als variable Inputkomponenten in das Speicher- bzw. Transportmodul. Zur detaillierten Berechnung greift das Modell auf zwei Datensätze zurück: Zum einen die Szenarioannahmen, die technologieunabhängig für das gesamte Modell gelten, und zum anderen die Technologiedatenbank, in der die jeweiligen technologiespezifischen Kenngrößen gespeichert sind.

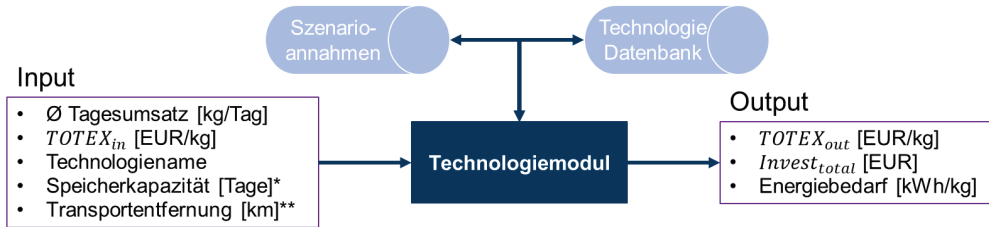


Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau der Technologiemodule. *Nur Speichermodule; **Nur Transportmodule.

Die spezifischen Kosten setzen sich dabei aus kapitalgebundenen Kosten ($CAPEX$) für die Abschreibung von Investitionen, fixen Betriebskosten ($fixOPEX$) für Betrieb und Wartung (OM) sowie variablen Betriebskosten ($varOPEX$) für den Energiebedarf bzw. Arbeitsleistung von Personen zusammen. Zur Berücksichtigung von Investitionen, die über mehrere Jahre abgeschrieben werden, wird die Annuitätenmethode angewandt, bei der die Anfangsinvestitionen in gleichbleibende, jährliche Zahlungen über die Abschreibungsdauer umgewandelt werden [132]. Der Annuitätsfaktor AF wird aus dem anzusetzenden Kapitalkostensatz $WACC$ (engl: Weighted Average Cost of Capital) sowie der Abschreibungsdauer n berechnet.

$$AF = \frac{(1 + WACC)^n \cdot WACC}{(1 + WACC)^n - 1} \quad \text{Gl. 11}$$

Zur Abschätzung der Gesamtinvestition sind technologiespezifische Berechnungsansätze in Abhängigkeit der Leistungsgröße nötig, da sich Kostenfunktionen je nach Technologie ändern. Diese sind in Abschnitt 3.2 für jede Technologie aufgelistet. Der Aufbau als Simulationsmodell ermöglicht hierbei die Verwendung von nichtlinearen Kostenfunktionen.

$$Invest_{Total} = f(\text{Leistungsgröße}) \quad \text{Gl. 12}$$

Die fixen Betriebskosten werden als prozentualer Anteil der Gesamtinvestitionen abgeschätzt [13, 14, 56]. Die variablen Betriebskosten sind gleichzusetzen mit den jährlichen Energiekosten abhängig vom spezifischen Energieverbrauch je Einheit Wasserstoff und den spezifischen Bezugskosten des Energieträgers i und ergeben sich aus der Summe aller Energieträger. Die verwendeten Energieträger sind im Rahmen dieser Arbeit kontinuierlicher Netzstrom, fluktuierender erneuerbarer Strom (durch räumliche Nähe zur Erzeugungsanlage), Diesel, Erdgas und Wasserstoff.

$$\text{jährliche Energiekosten} = (\text{jährl. } H_2 - \text{Umsatz}) * \sum (\text{Bezugskosten}_i * \text{Verbrauch}_i) \quad \text{Gl. 13}$$

Zur Berechnung des $TOTEX$ werden abschließend die jährlichen Kosten addiert und über den jährlichen Wasserstoffumsatz heruntergebrochen.

$$TOTEX_{out} = \frac{(Invest_{Total} * AF + Invest_{Total} * OM + \text{jährliche Energiekosten})}{\text{jährlicher } H_2 - \text{Umsatz}} \quad \text{Gl. 14}$$

Jedes Modul ist dabei als eigenständig anzusehen und bezieht somit Wasserstoff zu den Kosten $TOTEX_{in}$. Im Fall von Wasserstoffverlusten werden diese als zusätzliche Energiekosten berücksichtigt. Die Gesamtkosten des Wasserstoffs nach dem Modul sind als Summe aus $TOTEX_{in}$ und $TOTEX_{out}$ zu sehen. Gewinnmargen und Steuern werden nicht berücksichtigt.

Die Technologiemodule Speicherung und Transport sind jeweils so aufgebaut, dass sie eine zusätzliche Abhängigkeit von der Speicherkapazität beziehungsweise der Transportentfernung besitzen. Die Abhängigkeit des Speichermoduls von der Kapazität ist dabei analog zu Tabelle 3.6 umgesetzt. Die Transportentfernung beeinflusst demgegenüber das Transportmodul in zwei Schritten: Zum einen wirken sich die Transportentfernungen direkt auf den Dieselverbrauch von LKWs, siehe Tabelle 3.8, sowie der Investitionsbedarf des Pipelinesystems aus Tabelle 3.7 aus. Zum anderen entsteht jedoch noch eine indirekte Beeinflussung des Pipelinesystems, da mit höheren Transportentfernungen der Druckverlust steigt, siehe Unterabschnitt 3.2.4.1.

Beide Größen werden dabei aus Sicht des Modells exogen vorgegeben.

4.2 Supply Chain Setup

Das Supply Chain Setup setzt aus den sechs Technologiemodulen eine vollständige Versorgungskette zusammen, die anschließend mit unterschiedlichen Technologien analysiert werden kann. Abbildung 4.2 zeigt den allgemeinen Aufbau solch einer Versorgungskette. Um zu berücksichtigen, dass produzierter Wasserstoff zum Teil ohne Zwischenspeicherung direkt genutzt werden kann und so den Energiebedarf der Ein- und Ausspeicherung nicht beansprucht, ist ein Bypass implementiert, der eine vorgegebene Menge des Wasserstoffs direkt weiterleitet.

Abbildung 4.2 zeigt dabei viele Konnektoren, die im Supply Chain Setup generell mit vorgegeben sind und zum Verständnis der Struktur sowie zur Vergleichbarkeit beitragen. Der Konnektor bzw. das Konversionsmodul dient dabei als Schlüsselement. Je nach zu untersuchender Technologie für Speicher und Transport setzt das Supply Chain Model die Konnektoren. Dabei werden allerdings nicht alle Positionen besetzt. Um dies besser zu veranschaulichen, sind in Abbildung 4.3 zwei Beispiele dargestellt: Links ist ein Pfad basierend auf GH_2 mit einer Salzkaverne, der Transmission per Pipeline sowie der Distribution per Trailer aufgelistet, rechts ein Pfad basierend auf LOHC. Im GH_2 -Pfad wird nach der Elektrolyse sowie zur Ausspeicherung aus der Kaverne kein Kompressor benötigt, sondern nur zur Einspeicherung sowie nach dem Bypass. Der LOHC-Pfad benötigt demgegenüber weder Ein- noch Ausspeicherung, da 100% des produzierten Wasserstoffs hydriert werden muss. Durch den LKW-Transport nach der Speicherung wird zudem keine Distribution benötigt, wodurch auch der Konnektor zwischen Transmission und Distribution entfällt. Neben der Verschaltung dient das Supply Chain Setup zudem als Output-Manager und damit als Schnittstelle zur Analyse der Ergebnisse der Technologiemodule.

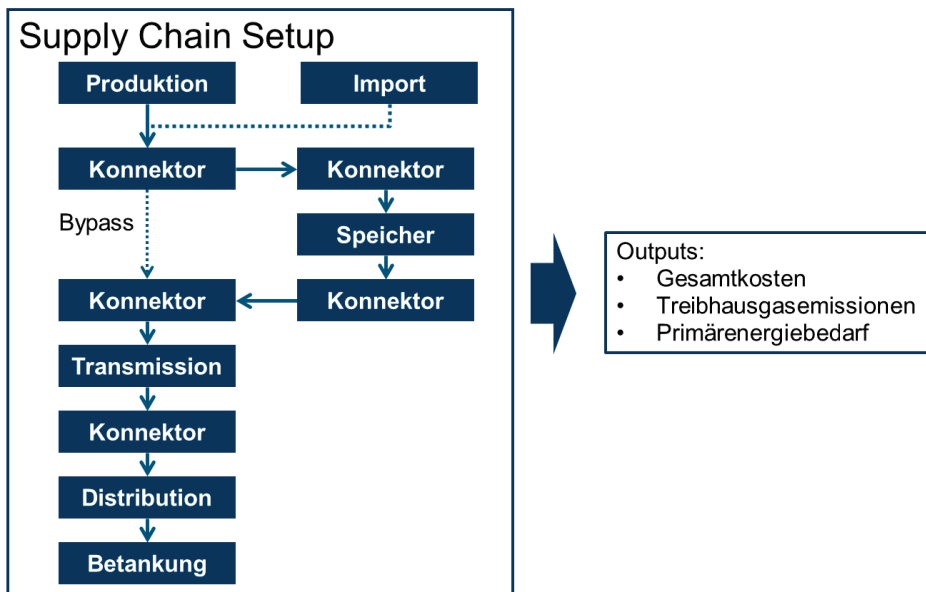


Abbildung 4.2: Beispielhafter Aufbau eines Versorgungspfad für Wasserstoffinfrastrukturen.

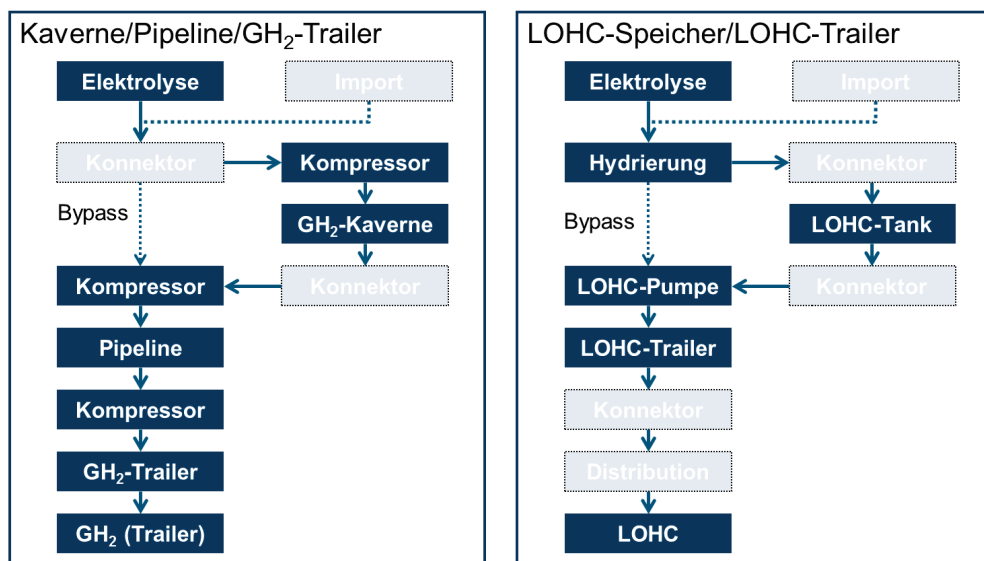


Abbildung 4.3: Beispiele für das Supply Chain Setup. Links: GH₂-Pfade basierend auf GH₂-Kaverne, Transmission per Pipeline und Distribution per GH₂-Trailer. Rechts: LOHC-Pfad basierend auf LOHC-Tank zur Speicherung und LOHC-Trailer Transport.

4.3 Zusammenfassung

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Literaturanalyse in Kapitel 2 sowie der Auswahl der Technologien in Kapitel 3 wurde ein Supply Chain Model entwickelt, das modular aufgebaut und flexibel auf unterschiedliche Technologiepfade anwendbar ist. Es besteht aus zwei Teilen:

den Technologiemodulen, in denen die detaillierte techno-ökonomische Berechnung der Teilaspekte einer Versorgungskette durchgeführt wird, sowie dem Supply Chain Setup, welches die Versorgungskette basierend auf den zu untersuchenden Technologien für einen konsistenten Vergleich zusammenstellt. Die variablen Inputdaten sind dabei die Speicherkapazität, der Wasserstoffumsatz sowie die Transportentfernung. Wie sich diese variablen Inputparameter auf die spezifischen Kosten, CO₂-Emissionen und den Primärenergiebedarf auswirken, wird in Kapitel 5 ausführlich analysiert.

Der Aufbau als Simulationsmodell ermöglicht, dass das Modell zur Anwendung auf konkrete Volkswirtschaften um räumlich aufgelöste GIS Verfahren erweitert werden kann, siehe Kapitel 6. Mit dem Supply Chain Model und der räumlichen Erweiterung lassen sich die beiden Ansätze aus der Literatur verbinden und Parallelen zu beiden ziehen. Die Anwendung dessen erfolgt anschließend in Kapitel 7.

5 Abstrakte Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen

Dieses Kapitel dient der Ableitung von Anwendungsfeldern einzelner Technologien sowie sinnvoller Kombinationen. Dazu wird das Supply Chain Model aus Kapitel 4 unter Berücksichtigung der relevanten Technologien aus Kapitel 3 angewandt. Diskrete Rahmenbedingungen wie Transportentfernungen und Wasserstoffumsatz werden nicht vorgegeben, sondern variiert, um Einsatzgebiete einzelner Technologien zu identifizieren. Dies stellt somit keinen konkreten Anwendungsfall hinsichtlich einer Region, sondern eine abstrakte Analyse dar.

Abschnitt 5.1 legt zunächst den Szenariorahmen fest, der exogen vorgegeben wird und anschließend für das gesamte Kapitel gültig ist. Abschnitt 5.2 analysiert einzelne Module der Wasserstoffkette – Produktion, Speicherung, Transport, Betankung und Konditionierung - bezüglich ihrer spezifischen Kosten und zeigt auf, welchen Einfluss unterschiedliche Rahmenbedingungen auf diese besitzen. Dies erlaubt sowohl einen tieferen Einblick in die Funktionalität des Modells als auch die Prüfung des Ansatzes auf Plausibilität.

Die Zusammenführung der einzelnen Technologiemodule des Infrastrukturmodells ermöglicht eine Pfadanalyse vergleichbarer Versorgungsketten, die in Abschnitt 5.3 erfolgt. Diese Pfadanalyse zeigt Einsatzgebiete von Versorgungsketten auf und analysiert die einzelnen Versorgungspfade anhand ihrer spezifischen Kosten, CO₂-Emissionen sowie des Primärenergiebedarfs. Anschließend werden in Unterabschnitt 5.3.2 die Abhängigkeiten einzelner Rahmenparameter untersucht und die Grenzen der Modellierung diskutiert.

Abschnitt 5.4 fasst die Ergebnisse des Kapitels zusammen und diskutiert diese.

5.1 Szenariodefinition

Dieser Abschnitt legt das übergeordnete Szenario fest, das alle Technologiemodule umrahmt. Dabei liegt allen getroffenen Annahmen und Preisen das Jahr 2018 zu Grunde. Das Zieljahr ist 2050. Inflation wird nicht berücksichtigt. Das System zur Wasserstoffversorgung ist eingebunden in ein Energiesystem 2050, von dem es Energie in Form von Strom, Gas oder auch Kraftstoffen wie Diesel bezieht. Im Rahmen dieses Abschnittes wird das Szenario vom deutschen Energiesystem bzw. auf Deutschland bezogenen Vorarbeiten abgeleitet.

5.1.1 Ökonomische Rahmenbedingungen des Energiesystems

Als Grundlage für die Analysen in diesem Unterabschnitt dient das Energiekonzept von Robinius [13] bzw. Robinius et al. [133], das in Unterabschnitt 2.3.1.3 beschrieben wurde. Demnach stehen für das Jahr 2050 293 TWh_{el} als Stromüberschuss zur Verfügung, der netzseitig nicht genutzt werden kann. Dieser entsteht allerdings nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt, sondern zu Zeiten, in denen besonders viel Wind- und Solarstrom erzeugt wird. Mit zunehmender installierter Elektrolyseleistung sinkt dadurch die Auslastung der Anlagen. Laut Robinius [13] können 28 GW Elektrolyse bei 5300 Volllaststunden installiert werden. Konkurrierende Speichersysteme und Optionen zur flexiblen Nutzung von Überschussstrommengen sind bei dieser Analyse nicht berücksichtigt worden. Als konservative Abschätzung wurden deshalb Stromkosten von 0,06 EUR/kWh für den

Stromüberschuss angesetzt, was etwa den Stromgestehungskosten einer Wind-Onshore Anlage entspricht. Dieser Rahmen wird für diese Arbeit übernommen.

Neben den Stromkosten für Überschuss werden in dieser Arbeit zudem die Kosten für den Bezug von Strom aus dem Stromnetz berücksichtigt. Dieser fällt beispielsweise an der Tankstelle an. Das statistische Amt der europäischen Union (Eurostat) weist halbjährliche die europaweiten Strompreise nach Verbrauchsmenge aus [134]. Zudem unterteilt Eurostat die Preise in drei Kategorien:

- ohne Steuern und Abgaben,
- ohne rückerstattbare Steuern und Abgaben,
- inklusive aller Steuern und Abgaben

Eine Abschätzung der Stromkosten für 2050 ist aufgrund des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien mit deutlicher Ungenauigkeit versehen, da sich neben den Erzeugungskapazitäten der Erneuerbaren auch die Reservekapazität konventioneller Kraftwerke verändern und der Netzausbau zusätzliche Kosten verursachen wird.

Nach der „Energierferenzprognose“ von prognos, EWI und GWS [135] steigt der Großhandelspreis an der Strombörse je nach Szenario bis 2050 zwischen 70 % und 75 %. Davon wäre insbesondere die stromkostenintensive Industrie betroffen, deren Preise sich laut der Studie um bis zu 89 % steigern. Unter volkswirtschaftlichen Aspekten kann dies zu einer Abwanderung dieser Industriesparten führen, falls die Preise nicht in allen umliegenden Ländern gleichmäßig steigen [135]. Das Basisszenario der Langfristszenarien des BMWi [113] geht von einer durchschnittlichen Strompreissteigerung für die Industrie von 27,8 % aus (2010: 0,097 EUR/kWh; 2050: 0,124 EUR/kWh). Dabei wird jedoch nicht nach Abnahmemenge unterschieden. Sämtliche Prognosen in diesem Bereich sind aber abhängig von der Entwicklung des Marktmodells im Stromsystem. Das BMWi [136] hat erkannt, dass die aktuellen Trends des Strommarktes wie wachsende Erzeugung aus fluktuierender erneuerbarer Energie, Sektorkopplung und Rückgang fossiler Erzeugung eine Modernisierung des Strommarktes erfordern. Dabei werden zeitlich wie räumlich differenzierte Preissignale diskutiert, um Anreize für Flexibilitätsoptionen zu schaffen. Derartige Änderungen können großen Einfluss auf die finale Preisbildung haben. Daher ist eine Abschätzung eines zukünftigen Strompreises stets mit großen Unsicherheiten verbunden.

Diese Arbeit legt die Strompreise ohne Steuern und Abgaben vom ersten Halbjahr 2017 von Eurostat für Deutschland zu Grunde und ist somit vergleichbar mit dem Szenario von Robinius et al. [137]. Um die Preissteigerung bis 2050 zu berücksichtigen, wird der niedrigste Wert für die energieintensive Industrie auf 0,06 EUR/kWh gesetzt und die Differenz von 0,0191 EUR/kWh auf alle Verbrauchsbänder addiert. Tabelle 5.1 zeigt den Vergleich zwischen den Werten von Eurostat und den gewählten Annahmen. Dabei zeigt sich, dass der Preisanstieg für große Verbraucher deutlicher ausfällt als für kleinere Konsumenten. Die maximale Erhöhung beträgt dabei 46,7 %. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird in Unterunterabschnitt 5.3.2.1 zudem eine Variation des Strompreises untersucht.

Tabelle 5.1: Vergleich zwischen angesetzten Strompreisen und Vergleichswerten von Eurostat [134].

Jährlicher Verbrauch	Eurostat 2017 [134]	Annahme 2050	Anstieg
MWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	
< 20	0,12065	0,1362	+15,3 %
20 -500	0,0987	0,11425	+19,5 %
500 – 2.000	0,07735	0,0929	+24,1 %
2.000 – 20.000	0,06365	0,0792	+28,2 %
20.000 – 70.000	0,0476	0,06315	+36,2 %
> 70.000	0,04445	0,06	+46,7 %

Neben Strom verbrauchen manchen Infrastrukturtechnologien auch Erdgas und Diesel. Der Industriepreis für Erdgas steigt nach der Energiereferenzprognose [135] bis 2050 auf 0,058 EUR₂₀₁₁/kWh_{NG}, nach dem Basisszenario des BMWi [113] auf 0,046 EUR₂₀₁₀/kWh_{NG}. Bezüglich des Dieselpreises gehen beide Studien von einem steigenden Preis auf etwa 2,02 EUR/l_{Diesel} [135] bzw. 2,20 EUR/l_{Diesel} [113] aus. Dabei sind jedoch noch konstant bleibende Mineralölsteuersätze für Diesel von 0,4704 EUR/l_{Diesel} berücksichtigt [113]. Für diese Arbeit werden die Vor-Steuer-Annahmen der Langfristszenarien des BMWi [113] berücksichtigt, da diese eine konsistentere Übereinstimmung mit den Strompreisannahmen darstellen. Daher werden ein Erdgaspreis von 0,046 EUR/kWh_{NG} und ein Dieselpreis von 1,73 EUR/l_{Diesel} (ohne Mineralölsteuer) angenommen.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen sowie Primärenergiefaktoren der Energieträger Erdgas, Diesel, Netzstrom und erneuerbarer Strom finden sich in Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2: Faktoren für energiebedingte Treibhausgasemission und Primärenergiebedarf nach Energieträgern. Überschussstrom: erneuerbar basiert, Netzstrom: basierend auf Energiereferenzprognose [138] bzw. prognos [139], Diesel und Erdgas basierend auf Well-to-Tank Analyse des JEC [53].

	CO ₂ -Emissionen	Primärenergiebedarf
	g _{CO2} /kWh	MJ/kWh
Überschussstrom	0	3,6
Netzstrom	122	5,04
Diesel	318	4,32
Erdgas	238	3,96

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse wird zur Darstellung der CO₂-Emissionen und des Primärenergiebedarfs die Effizienz eines Brennstoffzellenfahrzeuges einbezogen. Diese wird

zu 0,63 kg_{H2}/100 km gesetzt. Dies repräsentiert ein zukünftiges Fahrprofil eines Fahrzeuges aus dem C-Segment nach dem MVEG Fahrzyklus [140].

Zur Kostenberechnung wird nach Unterabschnitt 4.1 die Annuitätenmethode angewandt. Die Kapitalkosten werden für alle Komponenten mit 8 % verzinst. Die Abschreibungszeiträume einzelner Technologien sind Kapitel 3 zu entnehmen.

5.1.2 Technische Rahmenbedingungen

Die technischen Rahmenbedingungen für die Elektrolyse werden von Robinius [13] übernommen. Zur saisonalen Speicherung werden dabei etwa 18 Tagesumsätze als Kapazität benötigt. Davon werden etwa 30 % im Lauf des Jahres eingespeichert und 70 % direkt genutzt. Krieg [14] und Robinius [13] berücksichtigten in ihren Arbeiten neben der zeitlichen Diskrepanz durch saisonale Effekte zudem eine „strategische Reserve“, wodurch die gesamte Speicherkapazität auf insgesamt 90 [14] bzw. 60 Tagesverbräuche [13] abgeschätzt wird. Der Speicherbedarf wird in dieser Arbeit auf 60 Tage gesetzt.

Bei der Bestimmung von Pipelinelängen wird ein Umwegfaktor von 1,4 bezogen auf die Luftlinienentfernung zu Grunde gelegt. Für LKW-Transporte wird ein Umwegfaktor von 1,3 angesetzt.

5.2 Modulweise Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen

Dieser Abschnitt zeigt die Ergebnisse der Kostenberechnung einzelner Technologiemodule mit allen identifizierten Technologien aus Abbildung 3.11. Dabei werden die einsatzabhängigen Rahmenparameter Transportentfernung und Wasserstoffumsatz variiert. Ziel ist es, die wesentlichen Grenzen jeder Technologie darzustellen und ökonomisch unrentable Technologien für die weitere Betrachtung auszuschließen.

5.2.1 Produktion

Unter den vorgegebenen techno-ökonomischen Annahmen aus Tabelle 3.1 verursacht die Elektrolyse Kosten von 3,70 EUR/kg_{H2}. Diese sind unabhängig vom Wasserstoffumsatz, da der spezifische Investitionsbedarf konstant mit 500 EUR/kW sowie die Volllaststunden mit 5300 h angesetzt wurden. Eine genaue Kostenaufschlüsselung ist Tabelle 5.3 zu entnehmen. Dabei wird deutlich, dass die variablen Kosten mit 2,90 EUR/kg_{H2} den größten Anteil ausmachen. Dies ist mit dem Strombedarf der Elektrolyse und den dazugehörigen Stromkosten zu begründen.

Tabelle 5.3: Kostenaufschlüsselung der Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse.

		TOTEX	CAPEX	fixOPEX	varOPEX
Spezifische Kosten	EUR/kg _{H2}	3,70	0,67	0,13	2,90
Anteil an Gesamtkosten		100 %	18 %	4 %	78 %

5.2.2 Konditionierungstechnologien

Die spezifischen Wasserstoffkosten der Konditionierungstechnologien sind in Abbildung 5.1 dargestellt. Demnach verursacht der Wasserstoffverflüssiger die höchsten Kosten. Dies liegt am hohen Strombedarf von 6,78 kWh/kg_{H₂} einerseits und an den Investitionen andererseits. Der kontinuierliche Betrieb verursacht weniger Kosten als der flexible Betrieb mit erneuerbarem Strom. Dies zeigt, dass die Investitionskosten im untersuchten Bereich mehr ins Gewicht fallen, als die Stromkosten. Die erkennbaren Knicke im kontinuierlichen Betrieb sind auf die steigende Stromnachfrage und somit günstigeren spezifischen Stromkosten nach Tabelle 5.1 zurückzuführen.

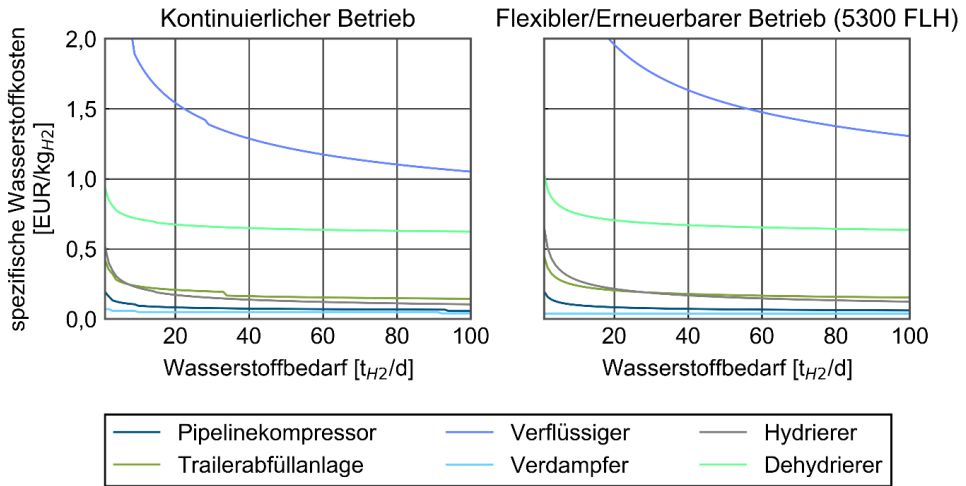


Abbildung 5.1: Spezifische Wasserstoffkosten von Umwandlungstechnologien über dem Wasserstoffdurchsatz. links: kontinuierlicher Betrieb, rechts: flexibler Betrieb mit niedrigeren Volllaststunden; Die Stufen des Diagramms sind auf sinkende Stromkosten durch ansteigenden jährlichen Strombedarf basierend auf Tabelle 5.1 zurückzuführen.

Abbildung 5.2 zeigt die spezifischen Kosten der beiden Umwandlungszyklen LH₂ (Verflüssigung und Verdampfung) und LOHC (Hydrierung und Dehydrierung) mit zentralen Anlagen sowie eine 500 bar Kompression zum Vergleich. Der Zyklus LH₂ verursacht höhere Kosten als LOHC. Beide Zyklen sind jedoch kostenintensiver als Kompression alleine. Das macht deutlich, dass eine Kombination von LOHC und LH₂ ökonomisch nicht sinnvoll ist, da dies hohe Kosten verursacht.

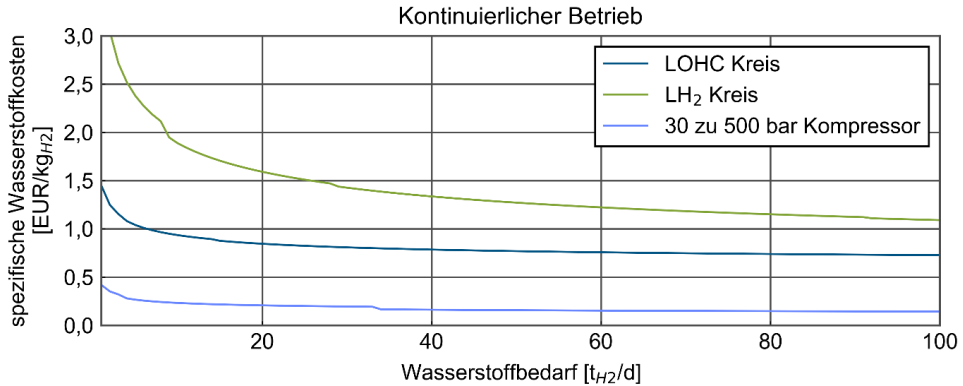


Abbildung 5.2: Spezifische Wasserstoffkosten der Umwandlungszyklen LH₂ (Verflüssiger und Verdampfer) und LOHC (Hydrierer und Dehydrierer) sowie einer Kompression von 30 auf 500 bar. Die Stufen des Diagramms sind auf sinkende Stromkosten durch ansteigenden jährlichen Strombedarf basierend auf Tabelle 5.1 zurückzuführen.

5.2.3 Lagerung

Die Kosten der Lagerung von Wasserstoff variieren in Abhängigkeit des Verhältnisses von Lagerkapazität zu Umsatz. Dieses ist vorgegeben durch die Speicherdauer. Zudem variieren die Investitionskosten der Salzkaverne mit der Gesamtkapazität. Abbildung 5.3 zeigt die spezifischen Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des Speicherbedarfs in Tagen und des Tagesumsatzes in t_{H2} pro Tag. Dabei fällt auf, dass bei einer niedrigen Speicherkapazität von einem Tagesumsatz die spezifischen Speicherkosten der technischen Obertagespeicher unter 0,2 €/kg_{H2} betragen. Lediglich die Salzkaverne hat deutlich höhere Kosten. Bei einer Speicherung von zehn Tagen sind GH₂-Röhrenspeicher bereits deutlich teurer als LH₂ oder LOHC, die noch nah beieinanderliegen. Bei 30 Tagen Speicherkapazität liegen Röhrenspeicher bereits >2 EUR/kg_{H2}. LH₂ etabliert sich als günstigste Methode für kleine Tagesumsätze (<30 t_{H2} pro Tag), wird allerdings für große Umsätze von der Salzkaverne unterboten. Bei einer Speicherkapazität von 60 Tagesumsätzen ist die Kaverne ab 15 t_{H2} pro Tag bereits die günstigste Option.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen zeigt sich, dass die saisonale Speicherung durch mittel- oder kleinskalige Speichertanks nicht konkurrenzfähig zu LH₂, LOHC oder geologischer Speicherung ist. Daher werden diese klein- sowie mittelskaligen Speicher in der weiteren Analyse nicht mehr vorgesehen.

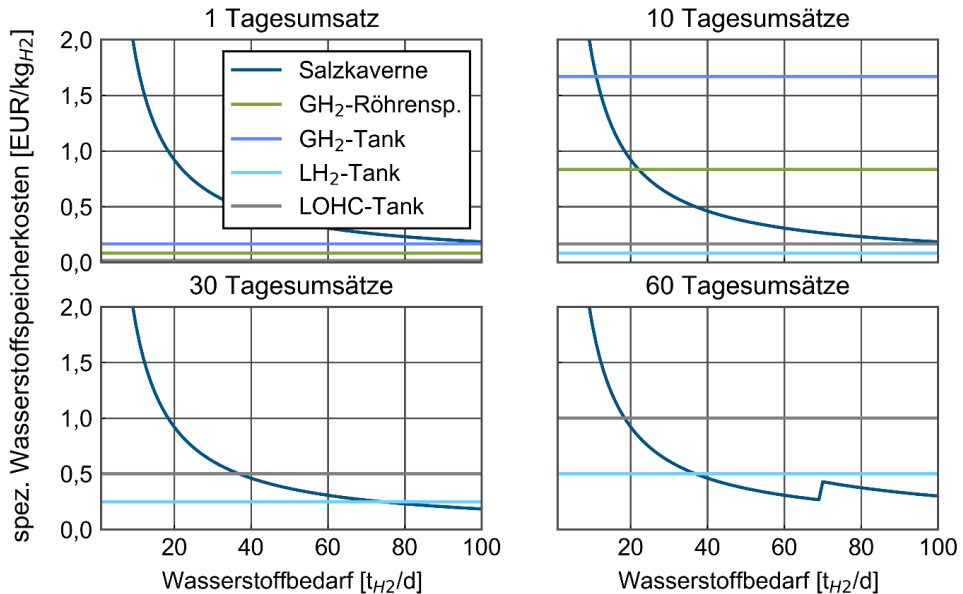


Abbildung 5.3: Spezifischen Wasserstoffkosten der Speicherung über dem Wasserstoffdurchsatz und der Speichergröße. Die Stufe bei Salzkavernenspeicherung stellt den Bau einer zweiten Kaverne dar.

5.2.4 Transport

Wichtigster Parameter des Transportmoduls ist die Transportentfernung. Für den LKW-Transport kann dabei eine Punkt-zu-Punkt Verbindung von Quelle und Senke angenommen werden. Abbildung 5.4 zeigt die spezifischen Wasserstoffkosten des LKW-Transports. Dabei wird deutlich, dass die Kosten linear mit der Transport-Entfernung ansteigen. Die Grundkosten entstehen aufgrund der Be- und Entladezeit, die bereits Kosten verursacht. Dies ist bei GH_2 am höchsten wegen niedriger Kapazität und teurer Anschaffungskosten des GH_2 -Trailers, gefolgt von LH_2 mit langer Be- und Entladezeit sowie hohen LH_2 -Trailerkosten. LOHC haben die günstigsten Basiskosten aufgrund des günstigsten Trailers. Die Steigung der Geraden ist bei GH_2 aufgrund der niedrigen Kapazität von $1100 \text{ kg}_{\text{H}_2}$ am höchsten, gefolgt von LOHC mit $1650 \text{ kg}_{\text{H}_2}$ und LH_2 mit $4300 \text{ kg}_{\text{H}_2}$. Aufgrund des teuren LH_2 -Trailers liegen die Kosten für LOHC und LH_2 bei kurzen Entfernungen bis 100 km nah beieinander.

Die Kosten der Pipeline sind neben der Transportentfernung auch vom Durchsatz abhängig. Abbildung 5.5 zeigt, wie sich die spezifischen Kosten in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs und der Transportentfernung verändern. Während sich bei geringen Entfernungen bereits bei niedrigen Tagesumsätzen von $10\text{-}20 \text{ t}_{\text{H}_2}$ pro Tag eine Sättigung einstellt, benötigen höhere Entfernungen auch deutlich mehr Wasserstoffumsatz, um spezifische Transportkosten von $<1 \text{ EUR/kg}_{\text{H}_2}$ zu erreichen.

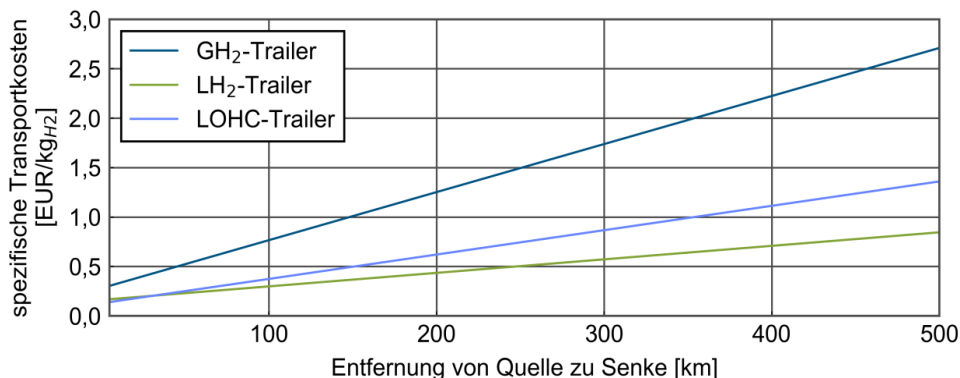


Abbildung 5.4: Spezifische Transportkosten für den LKW-Transport unterschiedlicher Trailertypen.

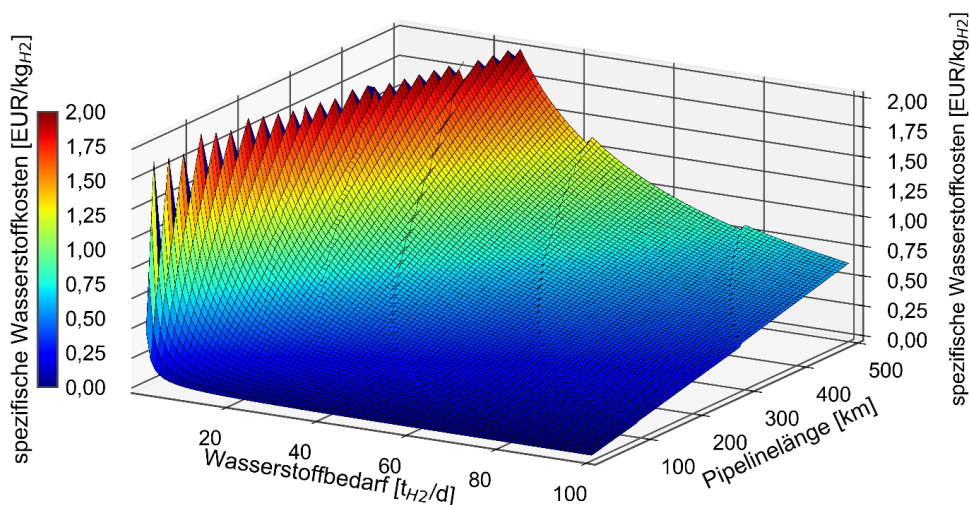


Abbildung 5.5: Spezifische Kosten der Transmissionspipeline in Abhängigkeit von Tagesumsatz und Pipelinelänge; Die Stufen in der Oberfläche stellen den Wechsel zu einem höheren Durchmesser dar.

Für die Distribution des per Pipeline angelieferten Wasserstoffs ist ein Punkt-zu-Punkt Ansatz für den Vergleich von Pipeline und LKW nicht vergleichbar, da die Pipeline ein Netzwerk bildet, während LKWs weiterhin per Punkt-zu-Punkt Verbindung fahren. Gleiche Transportentfernungen für Pipeline und LKWs würde somit eine deutliche Überschätzung der Pipelinelänge mit sich ziehen. Yang und Ogden [51] nutzten für diesen Vergleich in Städten einen Ansatz, der auf einer idealen kreisrunden Stadt basiert. Daraus entwickeln sie Transportentfernungen in Abhängigkeit des Stadtradius sowie der Anzahl an Tankstellen, die beliefert werden müssen. Dies ist in Abbildung 5.6 dargestellt.

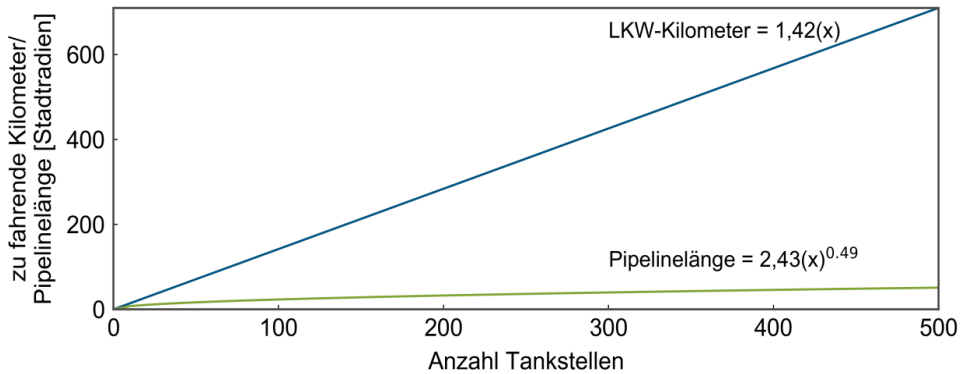


Abbildung 5.6: Abschätzung der Pipelinelänge sowie gefahrenen Kilometer per LKW in Abhängigkeit der Anzahl an Tankstellen sowie des Stadtradiuses. Eigene Darstellung nach Yang & Ogden [51].

Mit dieser Abschätzung der Pipelineängen und der LKW-Kilometer ergeben sich die spezifischen Wasserstofftransportkosten aus Abbildung 5.7. Es zeigt sich, dass sich die spezifischen Kosten der Pipeline, bei einem Wasserstoffbedarf der Stadt bis zu 100 t_{H_2} pro Tag, mit zunehmendem Stadtradius deutlich erhöhen wobei ein Wasserstoffabsatz von 700 kg pro Tag je Tankstelle angenommen wurde. Für einen Stadtradius von 5 km ist die Pipelinedistribution ab etwa 40 Tankstellen günstiger als die Distribution mittels GH_2 -Trailer, wobei die Kompression für die Befüllung des Trailers bereits berücksichtigt ist. Erhöht sich der Stadtradius auf 15 km, was etwa der Größe Berlins entspricht, ist die Pipelinedistribution erst ab mehr als 140 Tankstellen ökonomisch vorteilhaft.

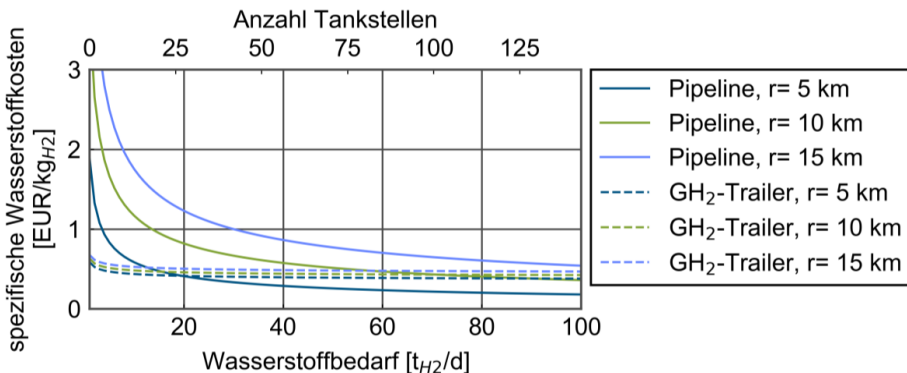


Abbildung 5.7: Distributionskosten für Pipeline und GH_2 -Trailer Systeme in Abhängigkeit des Wasserstoffumsatzes und des Stadtradiuses.

Für die flächendeckende Betrachtung eines Landes zählt jedoch nicht allein der Stadtradius, sondern die Gesamtfläche, um rurale Gebiete nicht aus der Analyse auszuschließen. Welche Fläche jede Distributionsregion abdeckt ist somit vor allem von der Anzahl an Subregionen abhängig. Deutschland hat eine Gesamtfläche von 357.200 km^2 . Sowohl Krieg [14] als auch Robinius [13] nutzen für die Unterscheidung zwischen Transmission und Distribution Landkreise. Mit 401 Landkreisen in Deutschland ergibt sich somit ein Durchschnittsradius von

16,7 km. Zur Vereinfachung wird der Stadtradius in der weiteren Analyse dieses Kapitels auf 15 km gesetzt.

5.2.5 Betankung

Für die Analyse der unterschiedlichen Tankstellensysteme werden zunächst die Tankstellengrößen S, M und L aus Tabelle 3.10 anhand der spezifischen Kosten für eine Auslastung von 70 % untersucht. Dies ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Die LOHC-Tankstelle hat dabei unabhängig von der Größe die höchsten spezifischen Kosten. Für Größe S ist eine Tankstelle mit lokalem Speicher günstiger als die Nutzung eines GH₂-Trailers zur Onsite-Speicherung. Dies ändert sich ab Größe M. Für S und M stellt die pipelinebelieferte Tankstelle den günstigsten Typ dar. Bei 1000 kg/d Auslegungskapazität ist „LH₂“ jedoch der günstigste Tankstellentyp. Während sich die Kosten bei S-Tankstellen noch nach Anlieferungstyp stark unterscheiden, liegen bei L-Tankstellen Pipeline, Trailer und LH₂ Systeme sehr nah beieinander.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden lediglich L-Tankstellen berücksichtigt. Daher wird die GH₂ (Speicher) Tankstelle nicht weiter betrachtet, da sie bei gleichbleibender Auslastung von 70% stets teurer als GH₂ (Trailer) sein wird.

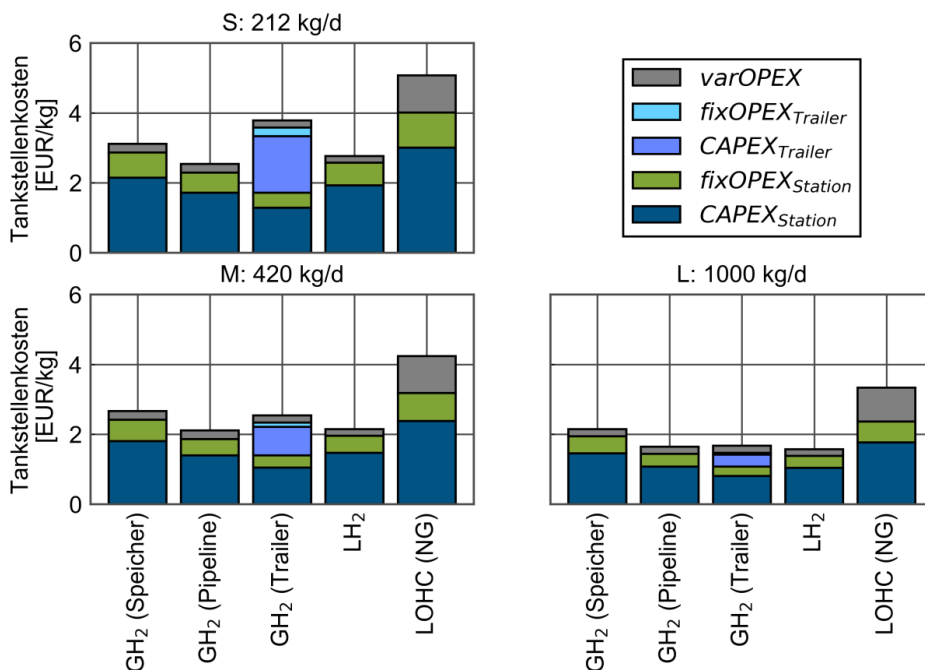


Abbildung 5.8: Spezifische Wasserstoffkosten verschiedener Tankstellensysteme. Untersuchte Größen: S, M und L nach H2MOBILITY [122]; durchschnittliche Auslastung: 70 %.

Neben der Größe der Tankstelle ist ihre Auslastung das wichtigste Kriterium, gleichzeitig aber auch eines der unsichersten. Abbildung 5.9 verdeutlicht, dass Auslastungen von 50-60 % erreicht werden müssen, um Kosten von unter 2 EUR/kg_{H2} realisieren zu können.

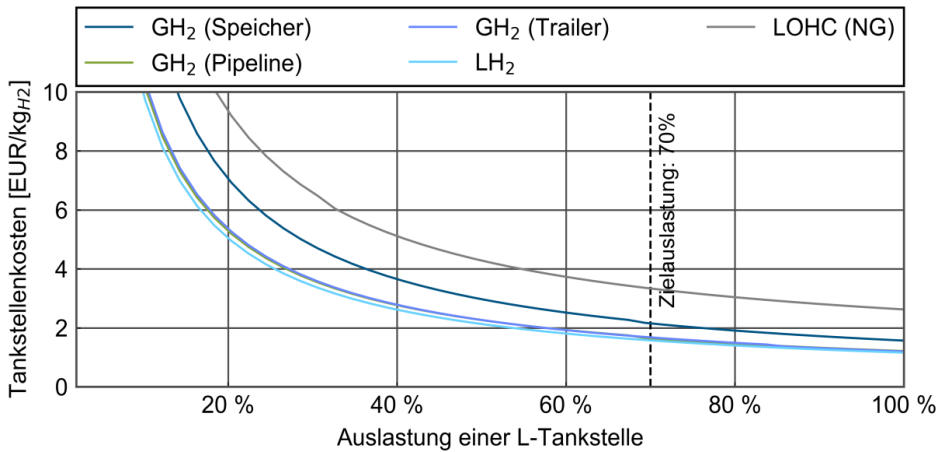


Abbildung 5.9: Spezifische Wasserstoffkosten einer L-Tankstelle mit 1000 kgH₂/d Auslegungskapazität in Abhängigkeit der Auslastung.

5.3 Pfadanalyse

Nach der Analyse einzelner Module des Supply Chain Models wird in diesem Abschnitt eine Pfadanalyse von Wasserstoffversorgungssystemen durchgeführt. Dies ermöglicht die vollständige Abbildung eines Versorgungssystems und erlaubt den Vergleich aller Speichermethoden und Technologien gegeneinander. Die im Folgenden untersuchten Module und Versorgungssysteme basieren auf dem Supply Chain Setup aus Abbildung 4.2. Die Elektrolyse sowie die Technologien zur Speicherung werden ortsgleich angenommen und können Stromüberschüsse aus erneuerbarer Energie nutzen. Nach der Speicherung wird der Wasserstoff entweder per Pipeline oder per LKW zum Bestimmungsort gebracht. Dieser ist als Bedarfsschwerpunkt analog zu Yang & Ogden [51] bzw. Abbildung 5.6 als ideale Stadt zu sehen, um die Distribution abschätzen zu können. Abbildung 5.10 stellt dies schematisch dar. Wie in Unterabschnitt 3.1 erläutert, werden nur 700 bar Brennstoffzellenfahrzeuge für die Analyse betrachtet. Für die Speicherung werden drei Optionen berücksichtigt, für die Transmission vier. Bei der Transmission per Pipeline sind zudem zwei unterschiedliche Distributionsoptionen wählbar. Dies ergibt insgesamt 13 zu untersuchende Versorgungsketten, da die Kombination aus LH₂ und LOHC ausgeschlossen wird.

Diese 13 Pfade werden im Folgenden anhand ihrer spezifischen Wasserstoffkosten, ihres Primärenergiebedarfs sowie bezüglich der Treibhausgasemissionen in Form von CO₂-Äquivalentemissionen untersucht. Die Kosten der einzelnen Konnektoren bzw. Konditionierungstechnologien werden summiert betrachtet, um die Darstellung übersichtlicher zu gestalten.

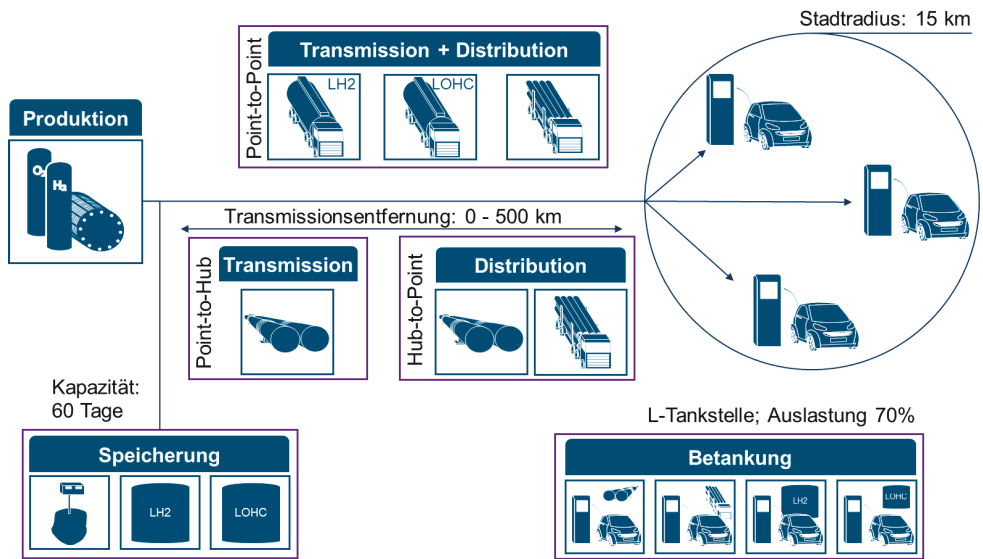


Abbildung 5.10: Schematische Darstellung des Aufbaus eines Wasserstoffversorgungssystems für die Mobilität.

5.3.1 Ergebnisse des Basisszenarios

Die spezifischen Wasserstoffkosten sind abhängig von Transportentfernung und Wasserstoffumsatz. Deshalb wird im ersten Teil der Analyse der Wasserstoffumsatz bis 100 t_{H_2} pro Tag und die Transportentfernung bis 500 km variiert. Zur Darstellung potenzieller Einsatzfelder zeigt Abbildung 5.11 ein Oberflächendiagramm, bei dem die Flächen die jeweils günstigste Technologiekombination im Anwendungsgebiet darstellen. Im untersuchten Bereich erscheinen insgesamt sieben unterschiedliche Technologiekombinationen. Das größte Anwendungsgebiet deckt die Kombination aus Salzkaverne, Transmissionspipeline und GH₂-Trailer-Distribution ab. In einem Areal zwischen etwa 40 und 95 t_{H_2} pro Tag stellt dies die günstigste Option dar. Erst bei größeren Umsätzen als 95 t_{H_2} pro Tag rechnet sich eine Distribution per Pipeline. Dies deckt sich zunächst nicht mit Abbildung 5.7. Der gewählte Stadtradius beträgt zwar in beiden Fällen 15 km, die Pipeline ist hier allerdings auch bei 100 t_{H_2} pro Tag noch teurer. Dabei ist zu beachten, dass die Pipeline-Tankstelle etwa 0,1 EUR/kg_{H₂} günstiger als eine GH₂-Trailer-belieferte Tankstelle liegt, was die Unterschiede verursacht. Für Umsätze zwischen 10 und 40 t_{H_2} pro Tag zeigt sich zunächst die Salzkaverne in Kombination mit einem GH₂-Trailer als günstigste Option für Entfernungen unter 300 km. Für sehr kurze Entfernungen bleibt diese Option auch für höhere Umsätze vorteilhaft. Bei größeren Entfernungen eignet sich der Transport mit LH₂ zwischen 10 und maximal 60 t_{H_2} pro Tag. Erst bei Umsätzen kleiner als 20 t_{H_2} pro Tag (bzw. 30 t_{H_2} pro Tag für Entfernungen größer 250 km) wechselt das bevorzugte Speichermedium von der Salzkaverne zu LOHC bzw. LH₂ Tanks. Dabei besitzt die Nutzung von LOHC zur Speicherung und Transport ein breites Gebiet. Lediglich bei Entfernungen unter 100 km gibt es ein kleines Anwendungsgebiet für LOHC-Speicherung in Kombination mit GH₂-Trailer bzw. bei Entfernungen über 250 km zwischen 20 und 30 t_{H_2} pro Tag ein Areal für reinen Flüssigwasserstoff.

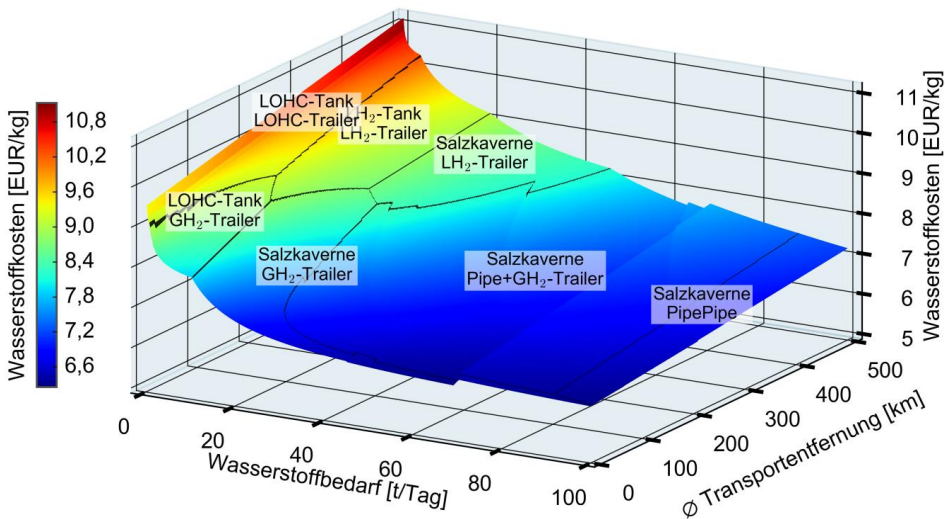


Abbildung 5.11: Spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle/Stadt. Der Stadtradius wurde auf 15 km gesetzt.

Die Ergebnisse der spezifischen CO₂-Emissionen bzw. des Primärenergiebedarfs sind in Abbildung 5.12 dargestellt. Dabei sind die spezifischen CO₂-Emissionen bzw. der Primärenergiebedarf entlang der Transportentfernung aufgetragen. Auf eine Variation des Wasserstoffumsatzes wurde verzichtet, da dies lediglich marginale Auswirkungen auf den Energiebedarf von Kompressoren hat. Für alle anderen Technologien bleibt der Energieaufwand unabhängig vom Umsatz. Die Analyse des Primärenergiebedarfs zeigt, dass reine GH₂-Pfade den niedrigsten Gesamtenergiebedarf haben, wobei eine vollständige Pipelineversorgung den global effizientesten Pfad darstellt. Pfade mit LH₂-Transport sind gesammelt im Mittelfeld der Analyse. LOHC-Transport verursacht mit Abstand den höchsten Primärenergieverbrauch. Die Speicherung mittels LH₂ oder LOHC und anschließendem GH₂-Transport per LKW oder Pipeline hat jeweils einen geringeren Energiebedarf als Pfade mit LH₂- oder LOHC-Transport. Dies liegt daran, dass nur 30 % des Wasserstoffs eingespeichert werden müssen und 70 % direkt als GH₂ an das Pipelinenetz übergeben werden können. Der gesamte Primärenergiebedarf erscheint dabei relativ wenig mit der Transportentfernung zu variieren. Dabei gilt jedoch zu berücksichtigen, dass allein etwa 170 MJ/kg_{H₂} durch den Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 % verursacht werden.

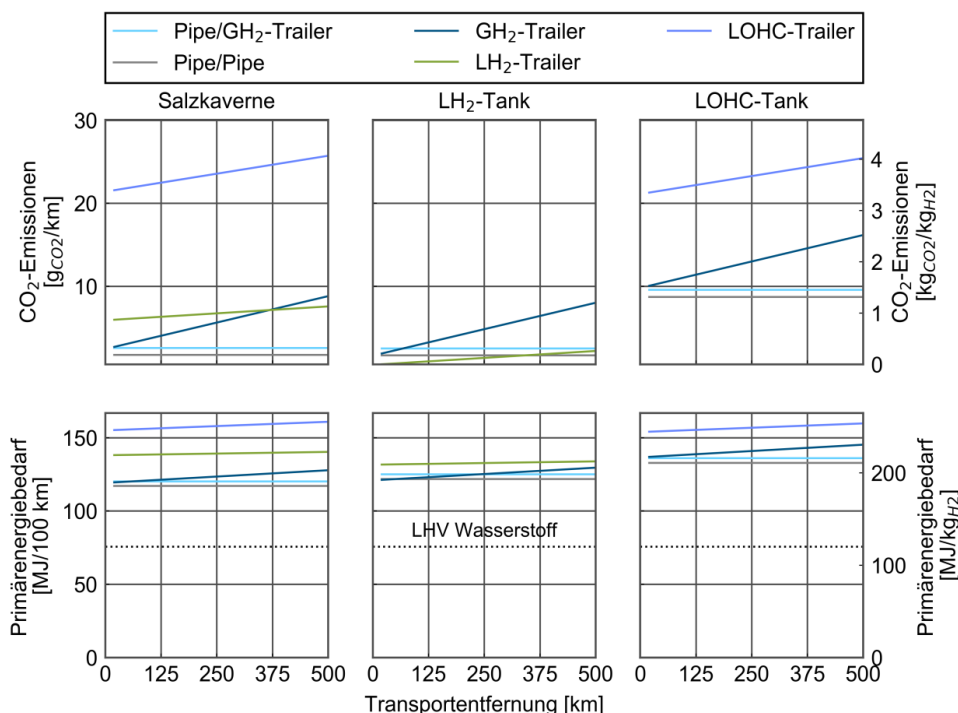


Abbildung 5.12: Spezifische CO₂-Emissionen (oben) und spezifischer Primärenergiebedarf (unten) der untersuchten Pfade in Abhängigkeit der Transportentfernung; Annahme Fahrzeugverbrauch: 0,63 kg/100 km; links: Speicherung in Salzkaverne; Mitte: Speicherung als LH₂; rechts: Speicherung als LOHC; zum Vergleich: EU-Ziel 2020: 95 g/km.

Zur Darstellung der modularen Kosten der Versorgungsketten werden im Folgenden beispielhaft alle Pfade anhand von 250 km Durchschnittsentfernung und 50 t_{H2} pro Tag untersucht.

Abbildung 5.13 stellt die Kosten, CO₂-Emissionen und den Primärenergiebedarf dar. Sowohl bei Kosten, als auch Primärenergiebedarf wird deutlich, dass die Produktion den größten Anteil verursacht. Die beiden günstigsten Optionen stellen die Speicherung per Salzkaverne in Kombination mit einer Pipeline-Transmission dar. Diese Pfade sind insgesamt am effizientesten, da sie den niedrigsten Energiebedarf benötigen. Die Speicherung per Salzkaverne ist mit deutlichem Abstand die günstigste Option bei Gesamtkosten zwischen 7,17 EUR/kg_{H2} und 8,53 EUR/kg_{H2}. LH₂-Speicherung ist bezüglich der CO₂-Emissionen sowie des Primärenergiebedarfs zwar auf ähnlichem Niveau wie die Salzkavernenspeicherung, verursacht allerdings deutlich höhere Kosten von bis zu 9,30 EUR/kg_{H2}. Die günstigste Transportoption mit LH₂-Speicherung ist die direkte Weiternutzung von LH₂ für den Transport. Anders stellt sich dies bei LOHC-Speicherung dar. Die Dehydrierung ist durch die Erdgasverbrennung mit deutlich höheren CO₂-Emissionen sowie Primärenergiebedarf verbunden. Dennoch sind die Kosten niedriger als bei LH₂. Dabei ist die temporäre Speicherung als LOHC und der Transport per Pipeline zu bevorzugen.

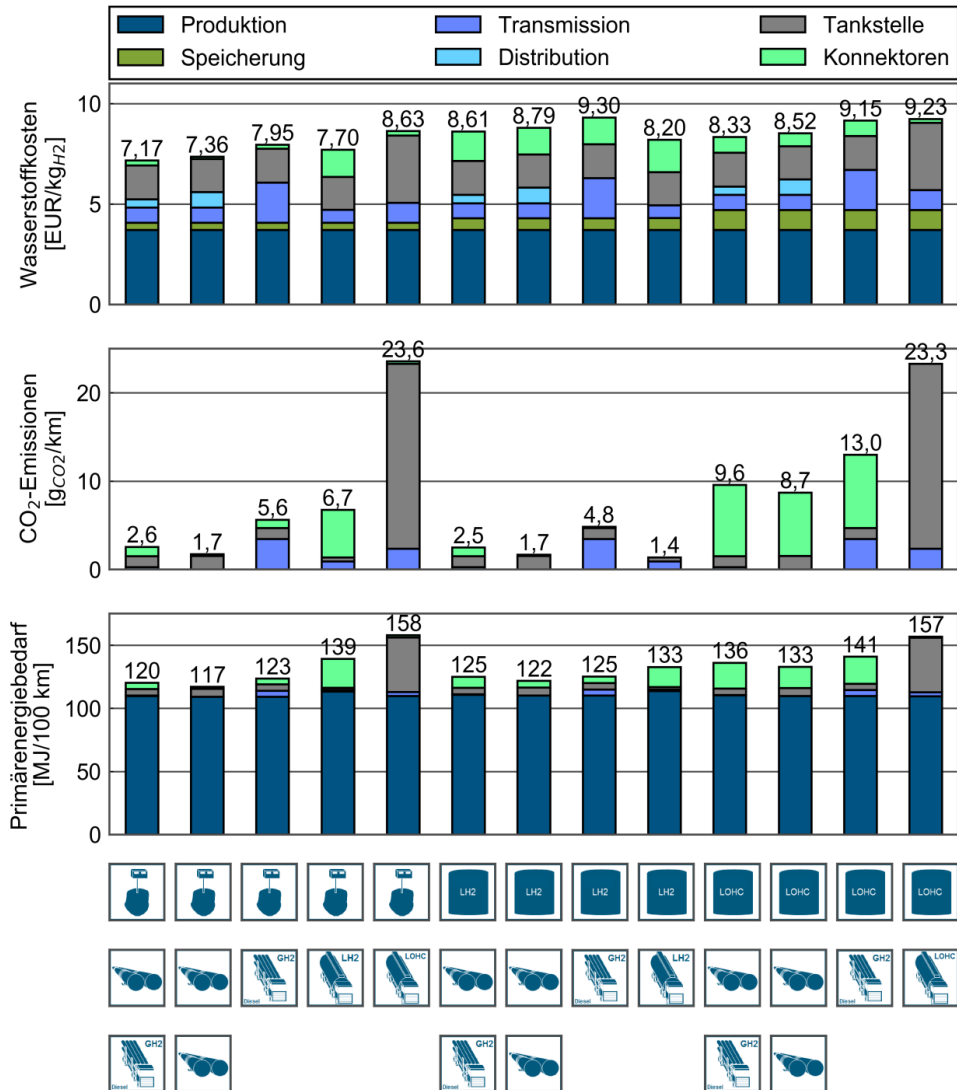


Abbildung 5.13: Spezifische Wasserstoffkosten bei 250 km und 50 t_{H2} pro Tag für 13 untersuchte Pfade.

Besonders auffallend sind die hohen Kosten, CO₂-Emissionen sowie der hohe Primärenergiebedarf bei LOHC-Transport. Da der Wasserstoff an der Tankstelle durch die Wärmebereitstellung über Erdgas dehydriert wird, sind die CO₂-Emission mit bis zu 23,6 g/km beträchtlich. Im Vergleich zur emissionsärmsten Bereitstellung per Pipeline entspricht dies 13-fach höheren Emissionen. In Unterunterabschnitt 5.3.2.4 werden deshalb unterschiedliche Wärmebereitstellungsoptionen untersucht, die zu einer Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen führen könnten. Ein Vergleich der Kosten zeigt, dass der LOHC Transport ohne die Tankstelle auf vergleichbarem Niveau zur Pipeline/GH₂-Trailer Kombination ist. Die hohen Kosten der Tankstelle, die bereits in Unterabschnitt 5.2.5 thematisiert wurden, führen allerdings zu deutlichen ökonomischen Nachteilen des LOHC-Transports.

5.3.2 Parametervariation

Die in den Abschnitten 5.2 und 5.3 vorgestellten Ergebnisse gelten unter den in Kapitel 3 und Abschnitt 5.1 vorgestellten Annahmen. Diese sind allerdings mit Unsicherheiten versehen, die sich auf die Ergebnisse auswirken können. Dazu werden in diesem Abschnitt zentrale szenarienspezifische sowie technologiespezifische Annahmen variiert und deren Effekt auf die Analyse ermittelt.

5.3.2.1 Strompreisvariation

Die erste Variation, die vorgenommen wird, ist eine Veränderung des Strompreises. Im Hinblick auf ein zukünftiges, stark von erneuerbaren Energien geprägtes Energiesystem, ist der Strompreis nur schwer abschätzbar. Zudem ist aus heutiger Sicht noch unklar, inwieweit sich die Strompreise für industrielle Großverbraucher ändern. Im Basisfall sind die Stromkosten ohne Umlagen und Steuern angesetzt worden. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden im Folgenden nicht erstattungsfähige Steuern und Umlagen wie die EEG-Umlage mitberücksichtigt [134]. Durch Berücksichtigung der Umlagen und Steuern steigt der Strompreis nach Tabelle 5.4 um bis zu 101,2 % im höchsten bzw. um 0,1 EUR/kWh im niedrigsten Verbrauchsband. Der Preis für Überschussstrom wird konstant bei 0,06 EUR/kWh gehalten.

Tabelle 5.4: Strompreisannahme für Parametervariation basierend auf Eurostat 2017S1 [134].

	Eurostat 2017 [134]		Annahme 2050	
	ohne Steuern/ Abgaben	ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben	Basis	Variation
MWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
< 20	0,12065	0,2206	0,136	0,23615
20 - 500	0,0987	0,1772	0,114	0,19275
500 – 2.000	0,07735	0,15165	0,093	0,1672
2.000– 20.000	0,06365	0,1269	0,079	0,14245
20.000– 70.000	0,0476	0,09295	0,0632	0,1085
> 70.000	0,04445	0,0996	0,06	0,11515

Das Ergebnis der Strompreisanalyse zeigt Abbildung 5.14. Im Vergleich zu Abbildung 5.11 ergibt sich ein ähnliches Bild mit leicht erhöhten absoluten Kosten. Es bleibt jedoch bei sieben Technologiekombinationen (vgl. Abbildung 5.11). Der Vergleich verschiedener Technologie stellt sich somit als robust gegenüber Strompreisveränderungen heraus. Auffällig ist bei der Variation lediglich, dass LH₂ Speicherung und Transport einen deutlich höheren Bereich einnimmt, als bei niedrigeren Strompreisen. Dies ist mit dem gleichbleibenden Preis für Stromüberschuss zu begründen.

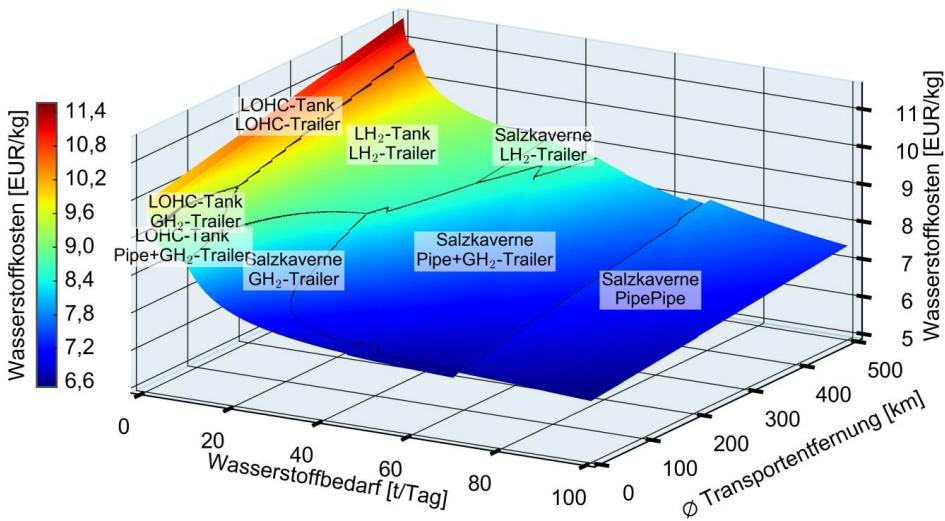


Abbildung 5.14: Spezifische Wasserstoffkosten bei Strompreiserhöhung in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle/Stadt; Der Stadtradius wurde auf 15 km gesetzt.

5.3.2.2 Verzicht auf strategische Reserve

Ein weiterer relevanter Rahmenparameter liegt in der Abschätzung der Speicherkapazität. Diese wurde im Basisfall auf 60 Tage gesetzt und berücksichtigt neben den saisonalen Schwankungen durch erneuerbare Energien auch eine strategische Reserve. Diese Reserve verursacht einen erheblichen zusätzlichen Speicherbedarf, der Speicheroptionen mit Skalierungseffekten – und somit die Salzkaerne – bevorzugt. Deshalb zeigt Abbildung 5.15 die Anwendungsfelder der Technologiekomponenten analog zu Abbildung 5.11, allerdings mit einer Variation der Speicherkapazität auf 18 Tage. Es wird deutlich, dass sich die spezifischen Systemkosten bei niedrigen Umsätzen verringern und das Oberflächendiagramm abflacht im Vergleich zu Abbildung 5.11. Ähnlich zur Variation der Strompreise bleiben allerdings die sieben Technologiekombinationen weiterhin bestehen. Es zeigt sich, dass die Speicherkapazität zwar einen großen Einfluss auf die Kosten hat, die Unterschiede zwischen den Technologien allerdings bestehen bleiben.

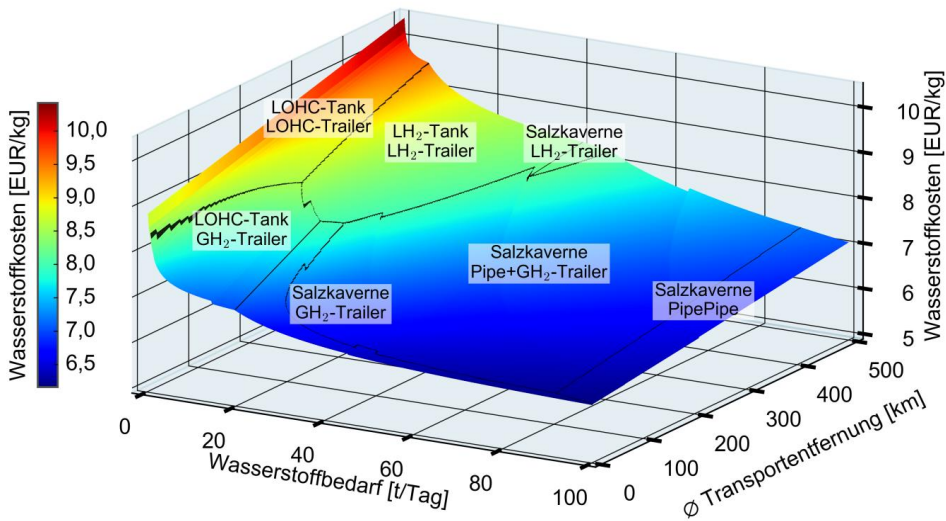


Abbildung 5.15: Spezifische Wasserstoffkosten bei einer Speicherkapazität von 18 Tagen in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle/Stadt; Der Stadtradius wurde auf 15 km gesetzt.

5.3.2.3 Wärmeauskopplung Hydrierung

In Unterunterabschnitt 3.2.2.3 wurde dargelegt, dass bei der Hydrierung von LOHC Reaktionswärme auf einem Temperaturniveau von 150°C abgeführt werden muss. Im Basisszenario wird diese Verlustwärme nicht berücksichtigt und an die Umgebung abgegeben. Bei geeigneter Standortwahl des Hydrierers ist es jedoch möglich, diese Energie an einen Wärmeverbraucher wie ein Schwimmbad zu verkaufen. Dies führt zu Kosten-, sowie zu Emissions- bzw. Energieeinsparungen, da der Wärmeverbraucher diese Wärme selbst nicht gewinnen muss.

In diesem Abschnitt wird ein solcher Wärmeverbraucher mitberücksichtigt, um das Potenzial der Hydrierwärme abzuschätzen. Dabei erhält der Hydrierer eine Gutschrift für Kosten, Emissionen und Energiebedarf. Für einen konsistenten Vergleich wird an dieser Stelle angenommen, dass der Wärmeverbraucher die Wärme bei 150°C über Erdgas bereitstellen würde. Der feuerungstechnische Wirkungsgrad wird dabei konservativ zu 90 % abgeschätzt. Basierend auf einer nutzbaren Hydrierwärme von 8,8 kWh/kg_{H₂} (Tabelle 3.4) entspricht dies einer Erdgaseinsparung von 9,78 kWh/kg_{H₂} bzw. nach Tabelle 5.2 0,45 EUR/kg_{H₂}, 2,33 kg_{CO₂}/kg_{H₂} und 38 MJ/kg_{H₂}. Abbildung 5.16 zeigt in Anlehnung an Abbildung 5.13 die Auswirkungen dieser Gutschrift auf Kosten, CO₂-Emissionen und den Primärenergiebedarf. Bei der Kostenanalyse zeigt sich, dass die LOHC Pfade trotz der Gutschrift von bis zu 0,45 EUR/kg_{H₂} weiterhin höhere Kosten verursachen als reine GH₂-Infrastrukturen. Dies ist mit den generell niedrigen Energiekosten von Erdgas zu begründen, die wenig Auswirkung auf die Gesamtkosten haben. Dem gegenüber führt die Gutschrift allerdings zu einer deutlichen Senkung der CO₂-Emissionen von 23,6 auf etwa 8,8 g_{CO₂}/km (Salzkaverne + LOHC-Transport). Dies entspricht einer Verringerung von 64 %. LOHC-Transport stellt allerdings immer noch den emissionsintensivsten Pfad dar.

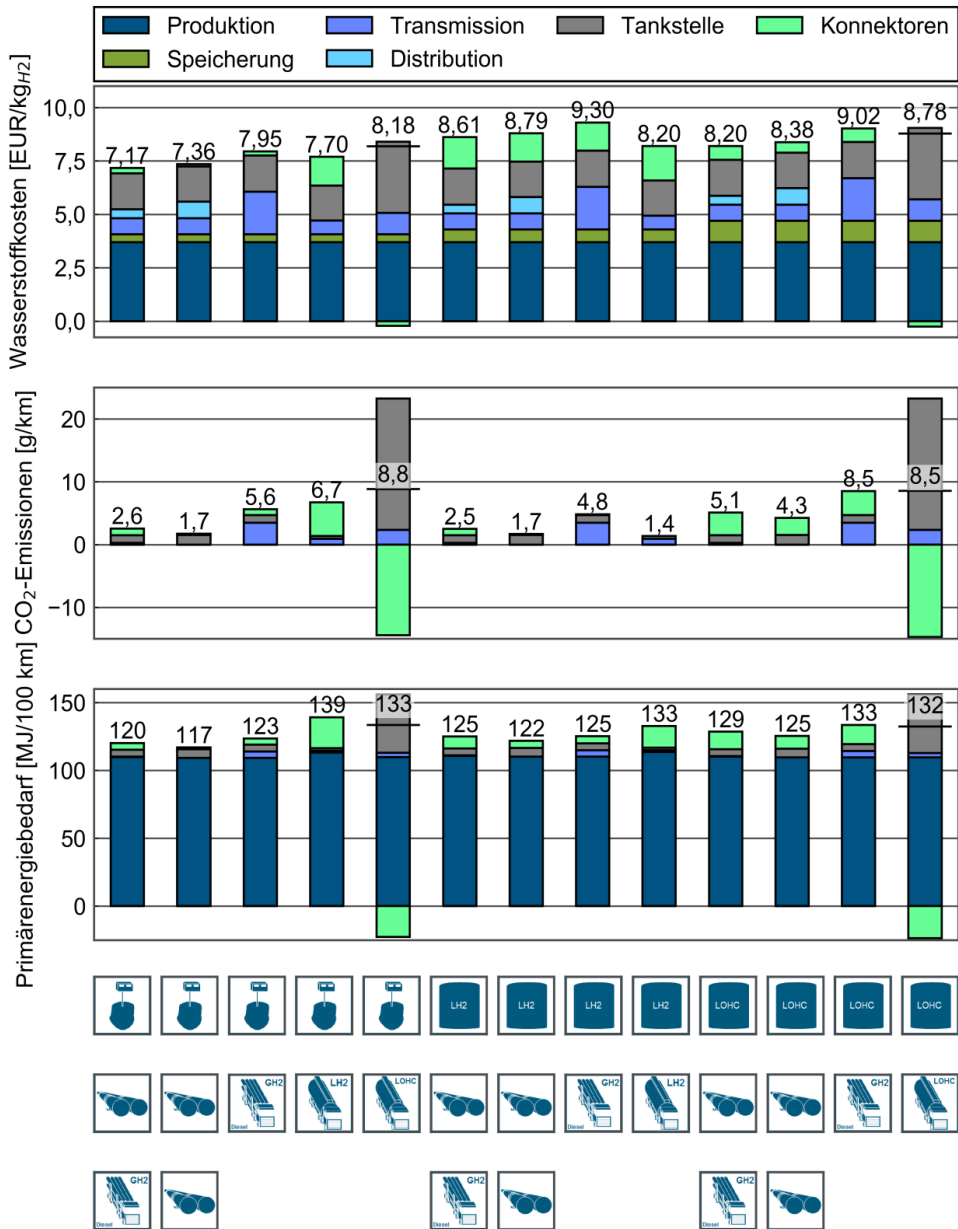


Abbildung 5.16: Spezifische Wasserstoffkosten, CO₂-Emissions und Primärenergiebedarf bei 250 km und 50 t_{H2} pro Tag für 13 untersuchte Pfade unter Berücksichtigung einer Erdgasgutschrift der Hydrierwärme.

5.3.2.4 **Wärmebereitstellung Dehydrierung**

Abbildung 5.13 zeigte, dass der LOHC-Transport bis zur Tankstelle ohne Wärmegutschrift bei der Hydrierung hohe CO₂-Emissionen von bis zu 23,6 g_{CO2}/km verursacht. Neben Wärmegutschriften der Hydrierung ist es jedoch auch möglich, alternative Energieträger zur Bereitstellung der Wärme zu nutzen, die weniger CO₂-Emissionen verursachen als die Verbrennung von Erdgas.

In diesem Unterabschnitt werden zwei Alternativen untersucht. Einerseits ist es möglich, einen Teil des gespeicherten Wasserstoffs zu verbrennen und so die Wärme bereitzustellen. Andererseits ist jede Tankstelle an das Stromnetz gekoppelt und kann somit die benötigte Wärme über eine elektrische Heizung bereitstellen. Tabelle 5.5 zeigt analog zu Tabelle 3.11 die techno-ökonomischen Annahmen für diese alternativen Dehydrieroptionen. Die Verbrennung von Wasserstoff erhöht den Verlust auf 26,5 % und führt aufgrund einer höheren Dehydrierleistung zu leicht erhöhten Basiskosten. Bei der elektrischen Bereitstellung steigt der Strombedarf auf 13,5 kWh/kg_{H2}.

Tabelle 5.5: Techno-ökonomische Annahmen für LOHC-Wasserstofftankstellen mit alternativen Konzepten zur Bereitstellung der Dehydrierwärme

	α	γ	Abschreibungs- zeit	O&M	Energiebezug		H ₂ -Verlust
					Strom	Erdgas	
			a	1/a	kWh _{el} /kg _{H2}	kWh _{NG} /kg _{H2}	
LOHC (NG)	0,66	1,4	10	5 %	4,4	11,7	0,5 %
LOHC (H₂)	0,66	1,45	10	5 %	4,4	0	26,5 %
LOHC (EI)	0,66	1,4	10	5 %	13,5	0	0,5 %

Abbildung 5.17 zeigt die Auswirkungen der Energieträgervariation. Dabei wurde ein Wasserstoffbereitstellungspreis von 5 EUR/kg_{H2} für alle Fälle unterstellt. Die Verbrennung von Wasserstoff führt demnach zu deutlich höheren Kosten als die Verbrennung von Erdgas. Gleichzeitig sinken die spezifischen CO₂-Emissionen der Tankstelle deutlich von 3,32 kg_{CO2}/kg_{H2} auf 0,54 kg_{CO2}/kg_{H2}. Der Einbau einer elektrischen Heizung besitzt ökologisch ebenfalls deutliche Vorteile gegenüber der Erdgasbereitstellung, da das zu Grunde gelegte Stromnetzzenario eine 80 %-ige Einsparung an CO₂-Emissionen berücksichtigt. Allerdings verursacht der Netzstrom auch höhere Kosten. Hinsichtlich der Kosten ist allerdings zu beachten, dass das Verhältnis von Erdgaspreis zu Strompreis den entscheidenden Faktor darstellt. Steigt der Strompreis langsamer als der Preis für Erdgas, kann sich der Wechsel von der Dehydrierung von Gas zu Strom auch ökonomisch lohnen.

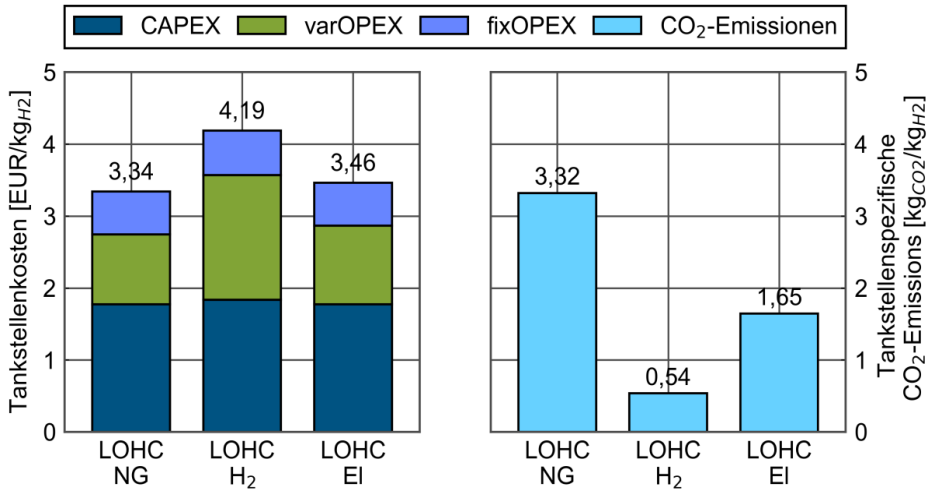


Abbildung 5.17: Variation der Bereitstellungsoptionen für die Dehydrierwärme; Variierte Energieträger: Erdgas (NG), Wasserstoff (H₂) und Strom (EI); Inputpreis des Wasserstoffs: 5 EUR/kg_{H2}.

5.3.2.5 Wechsel des LKW-Antriebsmodus

Der Antrieb des LKW kann neben Diesel auch über Brennstoffzellen erfolgen. In Tabelle 3.9 sind daher bereits die beiden unterschiedlichen Antriebstechnologien aufgelistet worden. Für den Wasserstoff wird im Folgenden ein Preis von 7,36 EUR/kg_{H2} und spezifischen CO₂-Emissionen von 0,27 kg_{CO2}/kg_{H2} angenommen, was dem Fall der Pipelineversorgung aus Abbildung 5.13 entspricht. Mit diesen Annahmen zeigt Abbildung 5.18, dass die Kosten für den Transport mit Brennstoffzellen-LKW leicht über den Kosten von dieselbetriebenen LKW liegen und somit durchaus eine Alternative darstellen. Die CO₂-Vermeidungskosten zeigen, dass mit zunehmender Entfernung die Vermeidungskosten sinken. Die Vermeidungskosten von GH₂- und LOHC-Trailer sind dabei gleich, während der LH₂-Trailer-Transport höhere Vermeidungskosten besitzt. Ursprung dessen ist die höhere Lade-/Entladezeit für LH₂. Durch die höheren Investitionskosten des Brennstoffzellen-LKW wirkt sich dies bei LH₂ deutlicher aus. Die Analyse der spezifischen CO₂-Emissionen zeigt allerdings auch, dass LH₂-Trailer sowieso die niedrigsten CO₂-Emissionen verursachen. Der Wechsel des Antriebs ist insbesondere für GH₂-Trailer relevant, da dort die höchsten Emissionen anfallen.

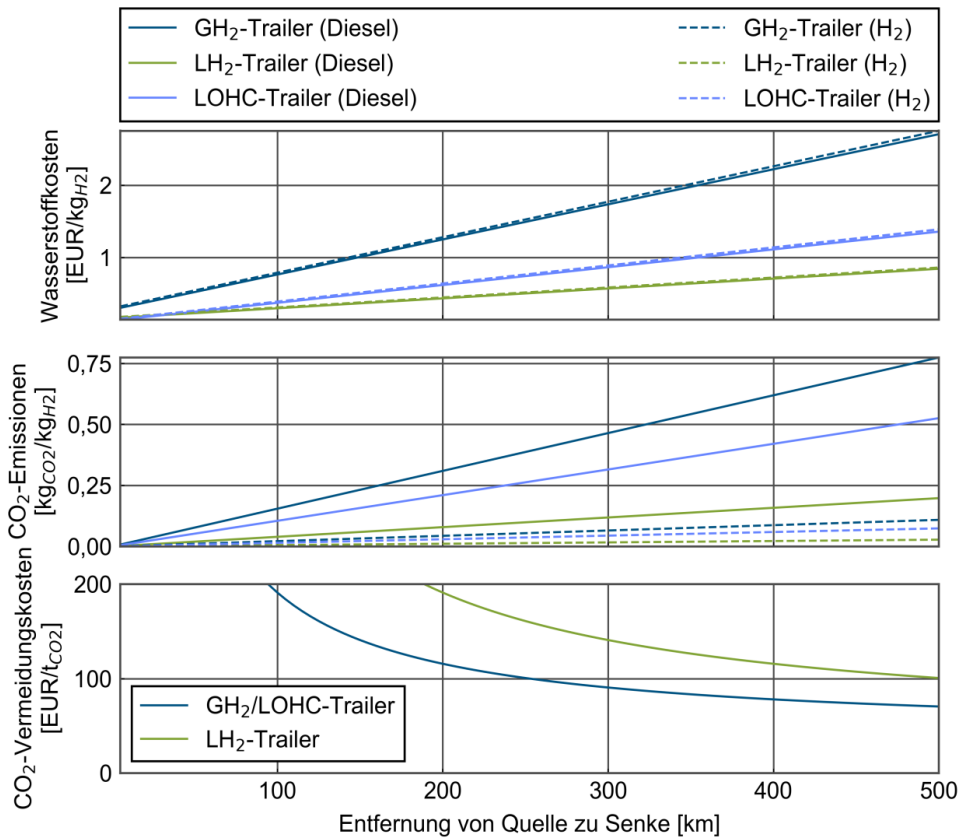


Abbildung 5.18: Spezifische Wasserstoffkosten, CO₂-Emissionen sowie CO₂-Vermeidungskosten für den Diesel- oder Brennstoffzellenbetriebenen LKW-Transport im Vergleich.

5.4 Zusammenfassung und Diskussion

In Kapitel 5 wird das Supply Chain Model aus Kapitel 2 unter Berücksichtigung der techno-ökonomischen Parameter aus Kapitel 3 angewandt. Ziel war es, potenzielle Anwendungsfelder von Technologien und deren Kombinationen herauszuarbeiten. Dafür wurde in Abschnitt 5.1 zunächst ein Szenario für ein Energiesystem 2050 festgelegt, welches Energiepreise vorgibt. Dabei wurde deutlich, dass mit dem Szenario eine große Unsicherheit bezüglich zukünftiger Stromkosten besteht, vor allem für großindustrielle Abnehmer.

In Abschnitt 5.2 wurden die einzelnen Module der Wasserstoffversorgungskette bezüglich ihrer spezifischen Kosten analysiert. Die Elektrolyse verursacht Kosten in Höhe von 3,7 EUR/kg_{H2}. Der größte Kostentreiber ist dabei der Preis für den elektrischen Strom. Für die weitere Konditionierung von Wasserstoff wurden zunächst GH₂, LH₂ und LOHC Konditionierungstechnologien untersucht. LH₂ stellt die kostenintensivste Konditionierung dar. Sowohl LH₂ als auch LOHC sind mit deutlichem Energiebedarf und damit Kosten verbunden und somit kaum kombiniert einsetzbar. Bei der Betrachtung der Speichersysteme zeigte sich jedoch, dass LH₂ günstiger als LOHC ist. Klein- und mittelskalige Gasspeicher sind für höhere Kapazitäten als 10 Tagesumsätze kaum geeignet. Die Salzkaverne sticht mit den günstigsten

Speicherkosten aller untersuchten Technologien für großskalige Systeme hervor. Beim Transport von Wasserstoff erweist sich die Energiedichte des Speichermediums wiederum als kostenbestimmend. Mit zunehmender Entfernung steigen die Kosten für den GH₂-Trailer am stärksten, der LH₂-Trailer besitzt die niedrigste Steigung der Kostenkurve. Die Nutzung einer Pipeline ist für kleine Umsätze nicht praktikabel, allerdings für hohe Umsätze das Mittel der Wahl. Es zeigt sich jedoch, dass eine Kombination aus Pipeline für den Langstreckentransport und GH₂-Trailer für die Distribution gerade bei mittleren Wasserstoffumsätzen zwischen 30 und 90 t_{H2} pro Tag vorteilhaft ist. Erst für hohe Tankstellendichten ist eine Pipeline bis zur Tankstelle sinnvoll.

Die Analyse der Tankstelle ergibt, dass das wesentlichste Kriterium die Auslastung darstellt. Ohne eine Auslastung von mindestens 50 % dominieren die Investitionskosten des Tankstellensystems. LOHC-Tankstellen werden von einer niedrigen Auslastung besonders getroffen, da durch die zusätzliche Dehydrieranlagen sowie einen leistungsfähigen Kompressor die Basisinvestitionen steigen. Unterunterabschnitt 5.3.2.4 hat zudem eine Variation des Energieträgers untersucht, der zur Bereitstellung der Dehydrierwärme verwendet wird. Dabei zeigte sich, dass Erdgas die kostengünstigste Bereitstellungsoption darstellt, jedoch mit erheblichen CO₂-Emissionen behaftet ist. Eine Senkung dieser CO₂-Emissionen ist mit weiteren Kosten verbunden und verringert somit die Konkurrenzfähigkeit gegenüber GH₂ und LH₂ Pfaden noch weiter.

Nach der modularen Betrachtung wurden in Abschnitt 5.3 Wasserstoffversorgungssysteme basierend auf unterschiedlichen Technologiekombinationen von der Produktion bis zur Tankstelle hinsichtlich der Kosten, Primärenergiebedarfe und CO₂-Emissionen analysiert. Dabei wurde deutlich, dass für den untersuchten Bereich von bis zu 100 t_{H2} pro Tag und bis zu einer Transportentfernung von 500 km insgesamt sieben Technologiekombinationen ökonomisch vorteilhaft sein können:

- Speicherung in Salzkaverne, Transmission und Distribution per Pipeline
- Speicherung in Salzkaverne, Transmission per Pipeline, Distribution per GH₂-Trailer
- Speicherung in Salzkaverne, Transport per GH₂-Trailer
- Speicherung in Salzkaverne, Transport per LH₂-Trailer
- Speicherung in LH₂-Tanks, Transport per LH₂-Trailer
- Speicherung in LOHC-Tanks, Transport per LOHC-Trailer
- Speicherung in LOHC-Tanks, Transport per GH₂-Trailer

Der größte Anwendungsbereich fällt dabei auf die Speicherung per Salzkaverne, der Transmission per Pipeline zu einem Hub und der anschließenden Distribution per GH₂-Trailer an die Tankstelle. Die Betrachtung des Energiebedarfs in Kombination mit den Kosten zeigt, dass sich effiziente, aber investitionsintensive Systeme wie Salzkaverne und Pipeline mit zunehmendem Umsatz durchsetzen. Nur bei niedrigem Bedarf sind energieintensive Pfade wie LOHC und LH₂ wegen der hohen Kosten kleinskaliger GH₂-Systeme ökonomisch vorteilhaft.

Die Analyse der CO₂-Emissionen verdeutlicht, dass eine LOHC Dehydrierung mit Erdgas im Vergleich zur Verflüssigung über ein Stromnetz mit 80 %-Treibhausgasminderung ökologisch

im Nachteil ist. Bei einer Wärmeauskopplung der Hydrierung sind allerdings deutliche bilanzielle Verbesserungen erzielbar.

Die Ziele der EU, die CO₂-Emissionen im Flottendurchschnitt je Hersteller bis 2020 auf unter 95 g_{CO2}/km zu senken, unterschreiten allerdings auch LOHC Systeme (<22,4 g_{CO2}/km) noch deutlich um den Faktor 4. Dabei umfassen die EU-Zielwerte lediglich die Tank-to-Wheel Emissionen, während die Ergebnisse dieser Arbeit auch die Kraftstoffbereitstellung einbinden, die in den EU-Vorgaben nicht enthalten sind. Somit bieten alle untersuchten Pfade erhebliches CO₂-Minderungspotenzial im Verkehrssektor.

Die Variation des Strompreises sowie die Verringerung der Speicherkapazität wirken sich zwar stark auf die absoluten Kosten aus, die Unterschiede zwischen den Pfaden blieben allerdings erhalten. Somit sind – bezogen auf die Differenzen zwischen den Pfaden – die Ergebnisse der Pfadanalyse robust im Hinblick auf diese beiden Parameter.

Für den LKW-Transport zeigt Unterunterkapitel 5.3.2.5, dass ein Wechsel der Antriebstechnologie von LKW weitere CO₂-Einsparungen mit sich bringen kann. Das größte CO₂-Reduktionspotenzial besteht dabei allerdings beim GH₂-Trailer-Transport über große Distanzen. Dieser ist allerdings nach Abbildung 5.13 sowieso bereits deutlich teurer als andere Transportoptionen.

Insgesamt diene dieses Kapitel der Vorstellung der Technologien und der Ausarbeitung technologischer Anwendungsfelder. Der Vergleich von LKW und Pipeline bleibt dennoch schwierig. Reale Systeme sind nicht eindimensional aufgebaut und ideal modellierbar. Insbesondere die Transportentfernungen, die erheblichen Einfluss auf die Entscheidung zwischen Straßen- oder Pipelinetransport nehmen, sind in der Realität heterogen verteilt und verursachen sowohl lange als auch kurze Wege. Zudem wurde in diesem Kapitel ein Bedarfsschwerpunkt in Form einer idealen Stadt ausgehend von einer Quelle versorgt. Reale Systeme können räumlich verteilte Bedarfsschwerpunkte aufweisen, die es aus mehreren Quellen zu versorgen gilt. Somit bietet das in diesem Kapitel vorgestellte Berechnungsmodell eine gute Möglichkeit, vielfältige technologische Optionen bei der Gestaltung einer Wasserstoffversorgung zu analysieren und zu bewerten. Eine adäquate Darstellung komplexer Versorgungssysteme unter Berücksichtigung regionsspezifischer Rahmenbedingungen ist jedoch nicht gewährleistet und benötigt eine weiterführende GIS-basierte Analyse zur Einbeziehung realer Transportentfernungen.

6 Methoden zur Konzeption räumlich aufgelöster Infrastrukturen

In diesem Kapitel werden GIS-basierte Methoden dargestellt und analysiert, mit denen das Supply Chain Model aus Kapitel 4 um eine räumliche Auflösung erweitert werden kann. So lassen sich die Infrastrukturen konkreter Länder bewerten. GIS-basierte Modelle ermöglichen eine detailliertere Abbildung der Transportentfernung von Quelle (Produktionsstätte) zu Senke (Tankstelle) für eine spezifische Region, um die real vorliegenden räumlichen Gegebenheiten adäquat berücksichtigen zu können. Eine räumliche Auflösung ohne GIS ist faktisch nicht umsetzbar, allerdings wichtige Voraussetzung für die Umsetzung von Transportmodellen. In Kapitel 5 wurden spezifische Wasserstoffkosten anhand von Durchschnittsentfernungen zwischen Quelle und Senke und somit für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen auf abstrakte Weise berechnet. Demgegenüber stellt die GIS-basierte Analyse genaue räumliche Bezüge zwischen Quellen und Senken her. Bei der Anwendung auf die hier betrachteten Transportoptionen GH₂-Trailer und Pipeline müssen jedoch Unterschiede bezüglich der Skalierung der Transportkapazität berücksichtigt werden:

- LKW-basierte Versorgungspfade bieten durch ihre begrenzte Kapazität kein Kostenreduktionspotenzial bei hohem Transportaufkommen, sondern stellen einzelne Einheiten dar. Eine Optimierung jeder einzelnen Einheit ermöglicht somit die niedrigsten Kosten eines LKW-Versorgungssystems und stellt ein Punkt-zu-Punkt-System dar.
- Ein Pipelinesystem bildet demgegenüber ein Netzwerk, das abhängig von den Positionen der Quellen und Senken sowie potenziellen Stützstellen ist. Höhere Massenflüsse über die gleiche Pipeline führen dabei zu erheblichen Kosteneinsparungen. Ziel ist es also, die Gesamtlänge des Pipelinesystems zu verringern und gleichzeitig die Auslastung jedes Pipelineabschnitts zu erhöhen. Die Optimierung erfolgt dabei über die Gesamtheit aller Verbindungen und nicht über einzelne Quelle-Senke-Verbindungen. Eine Abbildung per Punkt-zu-Punkt-Verbindung stellt somit eine erhebliche Vereinfachung dar, die bei Anwendung auf ein konkretes Land nicht mehr gültig ist. Eine Infrastrukturanalyse einer spezifischen Region erfordert aus diesem Grund eine detaillierte Auseinandersetzung mit den räumlichen Gegebenheiten und der Einbindung eines Flussmodells zur Konzeption eines Pipelinesystems.

Wie in Unterabschnitt 3.2.4 beschrieben, ist es beim Pipelinedesign üblich, zwischen Transmission und Distribution zu unterscheiden. Analog zu den Quellen und Senken müssen die Übergabepunkte zwischen Transmission und Distribution mit einer räumlichen Auflösung versehen werden, die mit Einfluss auf das Verhältnis von Transmission zu Distribution haben.

Aus diesen Vorüberlegungen sind mit dem Ziel der adäquaten Abbildung des Pipeline- sowie LKW-Transportes fünf Teilaspekte für die Modellierung eines räumlich aufgelösten Infrastruktursystems zu berücksichtigen:

- Räumliche Verteilung der Quellen bzw. Wasserstoffproduktionsstandorte
- Räumliche Verteilung der Senken bzw. Tankstellen
- Bestimmung der Entfernung für LKW
- Bestimmung von Länge und Durchmesser eines Pipelinenetzwerkes
- Räumliche Verteilung der Hubs

Dieses Kapitels stellt diese fünf Teilaspekte mit den methodischen Implikationen vor. Abschnitt 6.1 und 6.2 zeigen zunächst bestehende Ansätze zur räumlichen Verteilung von Quellen und Senken. Anschließend werden die Transportmodelle zur LKW-Routenfindung in Abschnitt 6.3 und zur Entwicklung eines Pipelinesystems in Abschnitt 6.4 dargestellt. Abschnitt 6.5 erläutert die Vorteile der räumlichen Aggregation von Tankstellen zur Bestimmung des Trennpunkts zwischen Transmission und Distribution, bevor die gesammelten Erkenntnisse aus diesem Kapitel in Abschnitt 6.6 zusammengefasst und diskutiert werden. Der Fokus in diesem Kapitel liegt auf den Methoden, die am Beispiel Deutschland dargestellt und untersucht werden.

6.1 Räumlich aufgelöste Bestimmung von Wasserstoffquellen

Die räumlich aufgelöste Bestimmung von Wasserstoffquellen entspricht einer räumlich aufgelösten Potenzialanalyse, die exogen vorgegeben oder endogen berechnet werden kann. Seydel [25] berücksichtigt im Rahmen der GermanHy Studie [26] Erzeugungspotenziale für Wasserstoff aus Braunkohlevergasung, Offshore- sowie Onshore-Windenergie, Biomasse sowie Stromüberschüssen des Netzes. Krieg [14] gibt potenzielle Standorte der Braunkohlevergasung (Lausitz, Niederrhein) sowie Windstrom (Nord- und Ostseeküste) vor. Robinius [13] analysiert einen räumlich aufgelösten Strommarkt unter Annahme eines hohen Ausbaugrads an erneuerbaren Energien und entwickelt daraus räumlich und zeitlich aufgelöste Residuallasten je Landkreis. Darauf aufbauend wird eine Elektrolysekapazität von 28 GW bei durchschnittlich 5300 Volllaststunden ermittelt, die in Norddeutschland konzentriert ist. Daraus ergibt sich ein Produktionspotenzial von 3,11 Mio. t/a. Der Spitzenbedarf, den Robinius decken möchte, liegt demgegenüber bei 2,93 Mio. t/a. Daraus ergibt sich ein Überschusswasserstoff von 6% des Spitzenbedarfs, den Robinius nutzt, um auftretende Wasserstoffverluste bei Speicherung, Transport und Betankung zu berücksichtigen. Alternativ analysiert Welder et al. [62] die Produktion von Wasserstoff über die Nutzung von Zeitreihen zur Windgeschwindigkeit. Dabei wird Wasserstoff explizit aus Windenergie gewonnen und die Produktion zeitgleich mit der Verwendung von Speicher und Transportoptionen verteilt.

Wie in Kapitel 2.4 diskutiert, bietet Wasserstoff aus Wasserelektrolyse, betrieben mit CO₂-armem Strom, das Potenzial, die Treibhausgase des Straßenverkehrs mit PKW über Brennstoffzellenfahrzeuge deutlich zu senken. Deshalb werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels die Elektrolyseurstandorte von Robinius [13] verwendet, die in Abbildung 6.1 dargestellt sind und somit exogen vorgegeben werden. Auf eine endogene Berechnung wie bei Welder et al. [62] wird hierbei explizit verzichtet, um zum einen den Datenbedarf gerade im Hinblick auf andere Länder gering zu halten und zum anderen, um weiterhin auf die zeitliche Auflösung verzichten zu können.

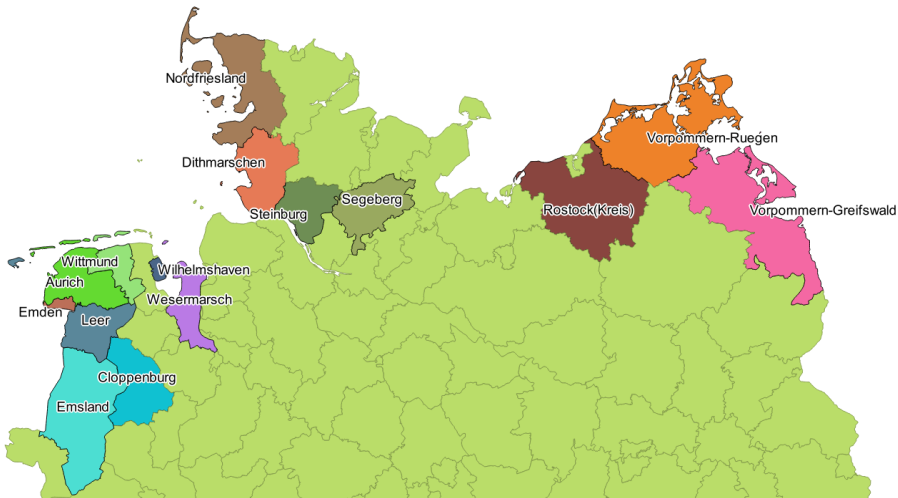


Abbildung 6.1: Ausgewählte Landkreise zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t/a [13].

6.2 Räumlich aufgelöste Nachfragemodellierung und -verteilung

Zur Bestimmung der Senken gilt es zunächst, die Nachfrage nach Wasserstoff räumlich aufzulösen. Zur Abbildung des Wasserstoffbedarfs im PKW-Straßenverkehr ist dabei die Kenntnis über die räumliche Verteilung von Brennstoffzellenfahrzeugen notwendig. Seydel [25] sowie Knicker [141] nutzen eine multikriterielle Analyse, um ausgehend von aktuellen Fahrzeugzahlen einer Region sowie weiteren Indikatoren wie Bevölkerungsdichte und –zahl, Transportverflechtungen und Kaufkraft einen Fahrzeugbestand an Brennstoffzellenfahrzeugen in räumlicher Auflösung zu ermitteln. Dabei liegt der Fokus neben der absoluten Verteilung auch auf der Darstellung einer Verteilung bei niedrigen Marktdurchdringungen und somit auch auf der Einführungsphase. Krieg setzt für eine Marktdurchdringung von 75 % eine gleichmäßige Verteilung der Fahrzeuge ausgehend vom Fahrzeugbestand des Jahres 2012 an.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Untersuchung unterschiedlicher Infrastrukturoptionen eines Wasserstoffversorgungssystems für das Jahr 2050, wobei die Übertragbarkeit auf andere Länder gegeben bleiben muss. Daher wird auf die Modellierung der Einführungsphase mit einer multikriteriellen Analyse verzichtet, die eine Vielzahl an räumlich aufgelösten Inputparametern wie Pro-Kopf-Einkommen oder Brutto-Inlandsprodukt benötigen. Stattdessen wird analog zu Krieg eine gleichmäßige Verteilung von Brennstoffzellenfahrzeugen über bestehende Fahrzeugverteilungen je Landkreis bzw. Region angesetzt.

Für die folgende Analyse in diesem Kapitel wird ein Anteil von 75 % Brennstoffzellenfahrzeugen am gesamten PKW-Bestand angesetzt. Die Verteilung und Gesamtanzahl der Fahrzeugflotte basiert auf statistischen Erhebungen des Kraftfahrt-Bundesamtes auf Landkreisebene zum 1. Januar 2017 [142]. Die jährliche Fahrleistung von PKW wird mit 14,000 km angesetzt [114], bei einem spezifischen Verbrauch von 0,63 kg_{H₂}/100 km [140]. Daraus wird der Wasserstoffbedarf je Landkreis ermittelt. Dies ist in

Abbildung 6.2 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass der größte Wasserstoffbedarf in den Metropolregionen Rhein-Ruhr und Rhein-Main sowie in den Großstädten München, Berlin und Hamburg auftritt.

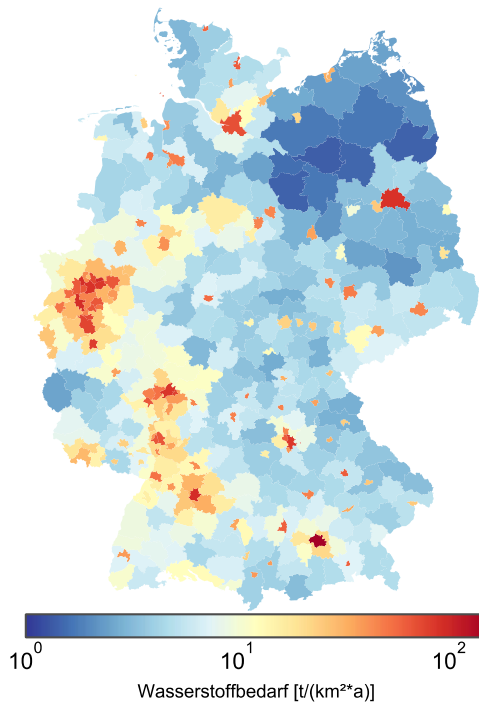


Abbildung 6.2: Räumlich aufgelöste Verteilung des Wasserstoffbedarfs für einen Anteil von 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge am PKW-Bestand unter der Annahme einer Jahresfahrleistung von 14.000 km Fahrleistung und einem Fahrzeugverbrauch von $0,63 \text{ kg}_{H_2}/100 \text{ km}$.

Aufbauend auf der Verteilung des Wasserstoffbedarfs müssen spezifische Tankstellenstandorte ausgewählt werden. Dabei verwenden Seydel [25], Krieg [14], Robinius [13] sowie Knicker [141] jeweils Standorte von bestehenden Mineralöltankstellen. Über eine Ziel-Kapazität pro Tankstelle und eine festgelegte Anschlussreihenfolge wird innerhalb jeder Region bzw. jedes Landkreises die benötigte Anzahl an Tankstellen installiert, um die Nachfrage decken zu können. Zur Bestimmung der Anschlussreihenfolge wird jeder Tankstelle eine Gebietszugehörigkeit nach Großstadt, Kleinstadt oder Land zugeordnet [143]. Städtische Tankstellen werden zuerst angeschlossen, ländliche Tankstelle zuletzt. Sollten nicht genug Tankstellen innerhalb einer Region vorhanden sein, wird an bereits angeschlossenen Tankstellen eine zweite aufgebaut. Abbildung 6.3 stellt diese Gebietszugehörigkeit für Deutschland basierend auf bestehenden Tankstellenstandorten von OpenStreetMap [144] und der Gebietseinteilung nach dem GRUMP-Modell [143] exemplarisch dar. Während Seydel [25] auch unterschiedliche Tankstellengrößen in die Auswahl einbindet, basieren die anderen Arbeiten auf einer einheitlichen Tankstellengröße.

In dieser Arbeit werden ausschließlich Tankstellen der Größe L (1000 kg_{H2}/d, siehe H2MOBILITY [122]) angenommen und nach der Gebietszugehörigkeit sortiert angeschlossen, bis eine Auslastung von maximal 70 % erreicht ist. Sind innerhalb eines Landkreises weniger Tankstellen vorhanden als nötig, installiert das Modell an einem Standort mehrere virtuelle Tankstellen.

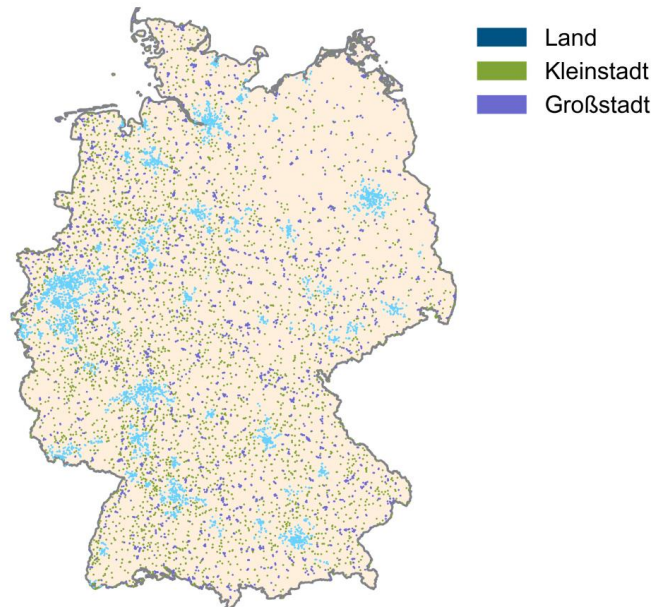


Abbildung 6.3: Gebietszugehörigkeit von 11976 Tankstellen in Deutschland [143].

6.3 LKW Routenmodellierung

Die einfachste Abschätzung der zu fahrenden Entfernungen von Quelle zu Senke ist eine Luftlinienverbindung über die euklidische Distanz in Kombination mit einem Umwegfaktor, um den realen Streckenverlauf abzubilden. Seydel [25] zeigt, dass mit Hilfe eines Dijkstra-Algorithmus die kürzesten Entfernungen über das reale Straßennetzwerk (Bundesstraßen und Autobahnen) berechenbar und somit genauer darstellbar sind. Zur Begrenzung der Komplexität berücksichtigt Seydel allerdings nur den Transport bis zum Flächenschwerpunkt einer Region und schätzt die durchschnittliche Transportentfernung zur Tankstelle ab. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dieser Ansatz und neben den kürzesten Entfernungen zudem auch unterschiedliche Gewichtungsoptionen des Dijkstra-Algorithmus nach Entfernung, Zeit und Transportkosten von der Produktionsstätte bis zur Tankstelle analysiert [145]. So lassen sich auch Umwegfaktoren verifizieren und abbilden. Über ein lineares Optimierungsmodell wird jeder Tankstelle eine Quelle zugewiesen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der entwickelte Ansatz verwendet [145] und anhand der Elektrolyseurstandorte sowie der räumlich aufgelösten Wasserstoffnachfrage nach Abbildung 6.2 sowie den techno-ökonomischen Parametern aus Kapitel 3 für GH₂-, LH₂- und LOHC-Trailer hinsichtlich der Gewichtungsoptionen analysiert.

6.3.1 Modellansatz

Das verwendete Modell basiert auf einer mathematischen Abbildung des Straßennetzes mittels eines Graphen. Das Straßennetz wird dabei über Knoten und Kanten abgebildet. Im Folgenden wird das deutsche Straßennetz basierend auf dem digitalen Landschaftsmodell (DLM 1000) [146] verwendet, das in Abbildung 6.4 nach den Straßenkategorien Autobahn, Bundesstraßen und Landstraßen aufgeschlüsselt ist. In Abhängigkeit der Straßenkategorie werden unterschiedliche Durchschnittsgeschwindigkeiten vorgeben, wobei für Autobahnen 60 km/h und alle anderen Straßentypen 30 km/h angesetzt werden, siehe Unterunterabschnitt 3.2.4.2.

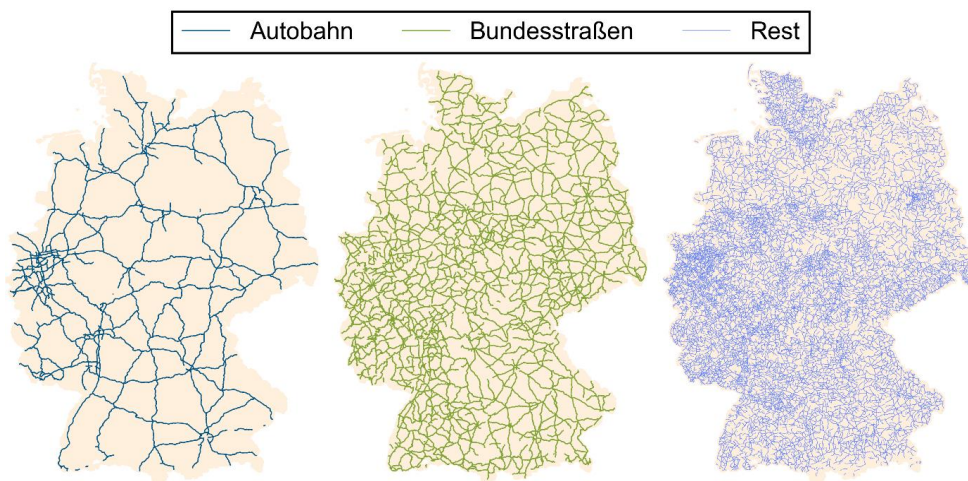


Abbildung 6.4: Darstellung des deutschen Straßennetz mit den unterschiedlichen Straßenkategorien Autobahn (links), Bundesstraßen (Mitte) und Landstraßen (rechts).

Jede Tankstelle bzw. Produktionsstätte wird über den kürzesten Weg zum nächsten Straßenknoten verbunden [145]. Dabei kann jeder Kante ein Gewicht zugewiesen werden, das der Entfernung, der benötigten Zeit oder den Kosten basierend auf Zeit und Entfernung entsprechen kann. Über den Dijkstra-Algorithmus [147] werden anschließend Pfade mit dem geringsten Gesamtgewicht von jeder Quelle zu jeder Senke ermittelt. Aufbauend auf dieser Entfernungsmatrize wird ein Flussproblem zur Zuweisung jeder Tankstelle zu einer Quelle gelöst. Die mathematische Formulierung des Flussproblems ist in Anhang A.1 nachzulesen.

6.3.2 Analyse verschiedener Zielgrößen zur Routenfindung

Die Routenfindung lässt sich nach unterschiedlichen Kriterien gewichten. Ein LKW kann dabei entweder den kürzesten, den schnellsten oder den günstigsten Weg in Abhängigkeit des zu transportierenden Trailers nehmen. Abbildung 6.5 vergleicht diese Routenoptionen für die drei Traileroptionen LH₂, GH₂ und LOHC. Die Luftlinienberechnung stellt die direkte Verbindung

von Quelle und Senke ohne Berücksichtigung des Straßennetzes und somit eine grobe Abschätzung dar. Um den Einfluss des Umwegfaktors zu verdeutlichen, sind sowohl die Ergebnisse ohne als auch mit der Einbindung des Umwegfaktors in die Luftlinienverbindung dargestellt. Die Quellen entsprechen dabei den Elektrolyseurstandorten nach Robinius [13], siehe Abbildung 6.1, die Tankstellen sind nach der Gebietszugehörigkeit und dem Bedarf für 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge nach Abbildung 6.2 und Abbildung 6.3 verteilt. Dabei zeigt sich, dass es keinen nennenswerten Unterschied zwischen günstigstem und schnellstem Weg gibt. Eine Routenfindung entsprechend dem kürzesten Weg ist allerdings deutlich teurer als der schnellste Weg. Die Kosten des Wasserstofftransports sind somit vor allem von der benötigten Zeit abhängig und weniger von reinen kilometergebundenen Kosten wie dem Kraftstoffpreis. Für die Berechnung des günstigsten Weges sind allerdings drei Optimierungen in Abhängigkeit des Trailertyps nötig, für die Berechnung des schnellsten Weges lediglich eine. Somit ist die Routenberechnung für die schnellste Strecke zur Bestimmung der Route zu bevorzugen.

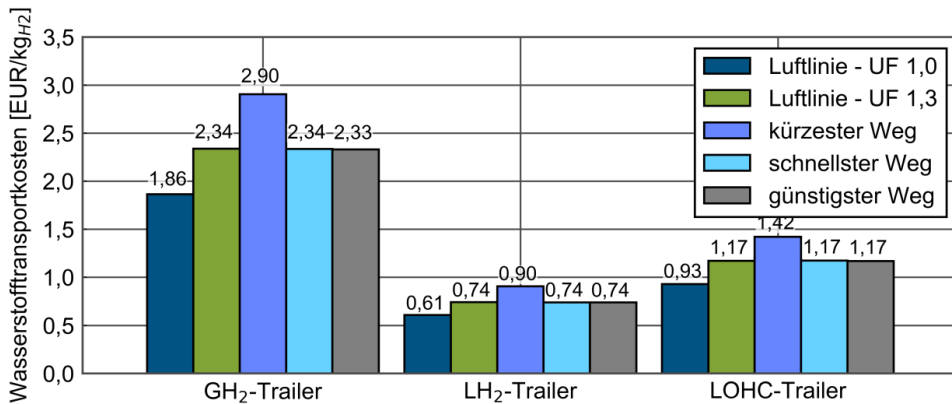


Abbildung 6.5: Vergleich unterschiedlicher LKW-Routingoptionen. UF = Umwegfaktor

Die Betrachtung der Luftlinienverbindung macht jedoch auch deutlich, dass eine vereinfachte Abschätzung per Luftlinie sehr nah an den Ergebnissen der detaillierteren straßenaufgelösten Berechnung liegen kann, wenn ein Umwegfaktor einbezogen wird. Dieser Umstand ist auf die Abschätzung des Umwegfaktors von 1,3 und einer Geschwindigkeit von 50 km/h zurückzuführen, der sehr nah an den detaillierten Ergebnissen unter Berücksichtigung der Straßen liegt. Abbildung 6.6 stellt die Durchschnittsgeschwindigkeit, den Umwegfaktor und den Anteil der zurückgelegten Strecke auf Autobahnen für die schnellste und kürzeste Route dar. Das macht deutlich, dass bei der schnellsten Route mit zunehmender Entfernung von Quelle zu Senke die Benutzung der Autobahn bevorzugt und somit auch die Fahrgeschwindigkeit auf der Strecke steigt. Sie liegt im Durchschnitt bei 52,7 km/h. Der Umwegfaktor ist bei geringen Entfernungen von Quelle zu Senke noch mit einer größeren Streuung versehen, tendiert bei größeren Entfernungen allerdings zu einem Wert von 1,33.

Anders stellt sich dies bei der Routenfindung nach kürzester Weglänge dar. Hierbei tendiert der Umwegfaktor zu einem niedrigeren Wert von 1,2. Dadurch wird seltener die Autobahn

benutzt und die Durchschnittsgeschwindigkeit sinkt auf lediglich 33,6 km/h. Dadurch steigt die benötigte Zeit an.

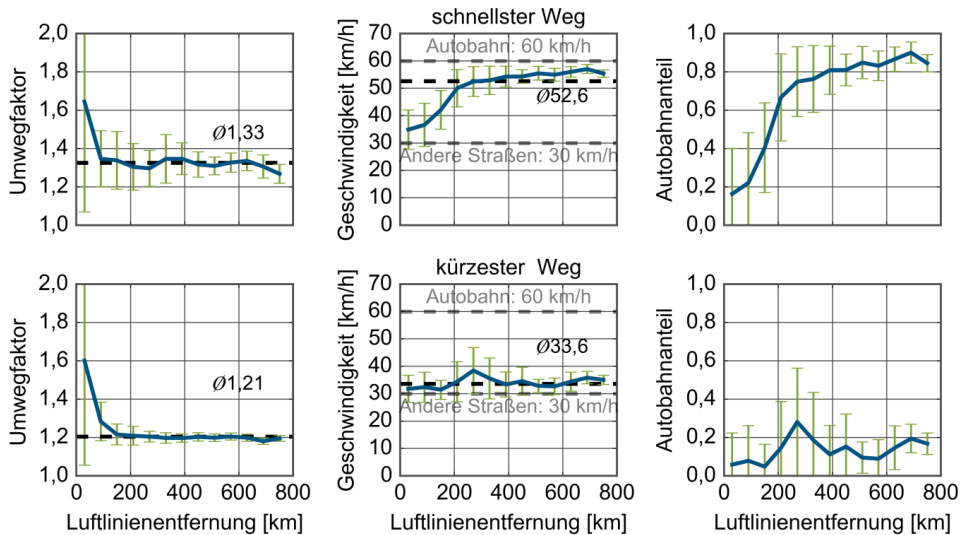


Abbildung 6.6: Detaillierte Analyse von Umwegfaktor, Geschwindigkeit und Autobahnanteil für die LKW-Routenfindung nach der schnellsten (oben) und kürzesten Strecke (unten).

In Abbildung 6.7 sind die spezifischen Transportkosten in Abhängigkeit der Luftlinienentfernung aufgetragen. Jeder Punkt stellt dabei eine Quelle-Senke Verbindung dar. Analog zu Abbildung 5.4 wird deutlich, dass LOHC im Vergleich zu LH₂ zu leicht höheren Kosten führt, während GH₂ deutlich höhere Kosten aufweist. Allerdings ist bei GH₂ eine deutliche Streuung der Kosten zu erkennen, die durch die Straßenbindung entsteht.

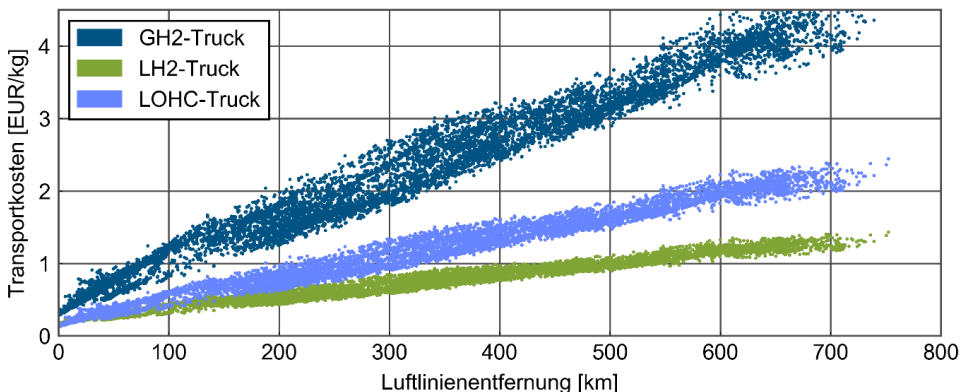


Abbildung 6.7: Transportkostenanalyse für jede Tankstellenverbindung in Abhängigkeit des Trailer-Typs für die Routenfindung über die schnellste Strecke.

Neben dem reinen LKW-Transport zwischen Quelle und Senke wird auch die Distribution per Trailer im Anschluss an die Transmission per Pipeline untersucht. In diesem Fall dienen die Hubs als Quellen und Tankstellen weiterhin als Senken. Abbildung 6.8 zeigt, dass unter

Annahme einer Luftlinienverbindung zwischen Hub und Tankstelle die Kosten um 0,07 EUR/kg_{H₂} und damit rund 16 % unterschätzt werden. Bei Nutzung der Straßen sind keine Unterschiede zwischen kürzestem, schnellstem oder günstigstem Weg zu erkennen. Das Histogramm in Abbildung 6.8 zeigt, dass überwiegend Luftlinienentfernungen kleiner als 30 km auftreten.

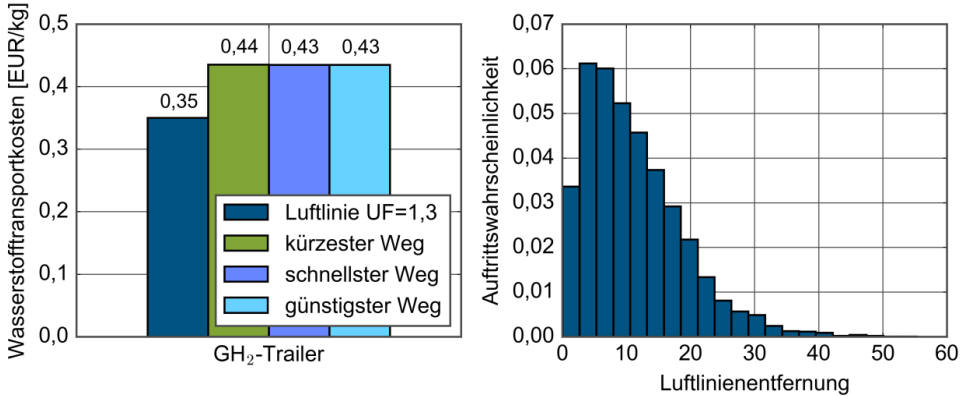


Abbildung 6.8: links: spezifische Transportkosten der Distribution per GH₂-Trailer von Hub zu Tankstelle. Rechts: Auftretswahrscheinlichkeit der Entfernungen.

Abbildung 6.9 stellt abschließend zum Thema LKW-Routenmodellierung den Umwegfaktor, die Durchschnittsgeschwindigkeit sowie den Autobahnanteil für die Distribution dar. Wegen der deutlich niedrigeren Entfernungen liegt der Umwegfaktor bei der Distribution mit 2,02 deutlich höher als der für die Elektrolyseur-Tankstellenverbindung ermittelte Umwegfaktor von 1,33. Dabei ist die Streuung der Umwegfaktoren insbesondere bei niedrigen Luftlinienentfernungen sehr breit. Die niedrigere Durchschnittsgeschwindigkeit von 32,4 km/h gegenüber 52,6 km/h ist ebenfalls mit den kürzeren Entfernungen zu begründen. Der Autobahnanteil ist bei den kurzen Entfernungen sehr gering und zudem zufällig verteilt, da nicht jeder Hub in der Nähe einer Autobahnauffahrt liegt.

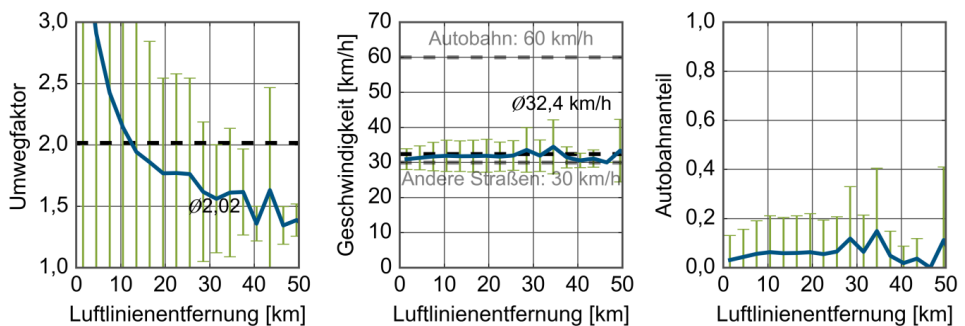


Abbildung 6.9: Umwegfaktor, Geschwindigkeit sowie Autobahnanteil für die GH₂-Trailer Distribution von Hub zu Tankstelle.

6.4 Pipelinemodellierung

Das Pipelinemodell entwickelt aus einem Kandidatennetz ein Pipelinesystem, bei dem jeder Pipelineabschnitt über den Durchmesser, den Massenfluss und den vorliegenden Druck bestimmt ist. Die Ermittlung des Kandidatennetzes wird in Unterabschnitt 6.4.1 vorgestellt. Zur Minimierung der Gesamtkosten des Pipelinesystems werden in Unterabschnitt 6.4.2 potenzielle Methoden zur Bestimmung der Pipelinetopologie sowie des Massenflusses vorgestellt und verglichen sowie die geeignetste Methode für den Rahmen dieser Arbeit ausgewählt. Anschließend werden in Unterabschnitt 6.4.3 verschiedene Optionen zur Berechnung der Gesamtkosten untersucht.

6.4.1 Kandidatennetze sowie Kostenfaktoren

Grundlage der hier durchgeführten Dimensionierung eines Pipelinesetzes sind potenzielle Pipelinetrassen, die zur Streckenfindung dienen. Dabei wird das Netz in ein Transmissionsnetz und untergeordnete Distributionsnetze aufgeteilt. Das Transmissionsnetz übernimmt den Transport von der Quelle (Elektrolyseur) zum Hub (Flächenschwerpunkt). Das Distributionsnetz stellt die Verbindung vom Hub zur Tankstelle her.

Um die Verlegung von Transmissionspipelines durch Naturschutzgebiete sowie Innenstädte zu vermeiden, wird ein Favoritennetz eingebunden, das auf bestehenden Trassen aufbaut. Analog zu Krieg [14] wird das Erdgasnetz (GG) als Favoritennetz gesetzt. Die Verbindung von Quelle zum Erdgasnetz (SG) beziehungsweise vom Erdgasnetz zum Hub (GC) wird über Luftlinienverbindungen umgesetzt. Da das Favoritennetz nicht gänzlich jeden Landkreis abdeckt und in manchen Landkreisen zudem auch Quelle und Hub zu finden sind, werden weitere Distanzmatrizen über euklidische Distanzen gebildet: von Hub zu Hub (CC), von Quelle zu Hub (SC) und von Quelle zu Quelle (SS). Die Entfernungen von Luftlinienverbindungen werden mit einem Umwegfaktor von 1,4 multipliziert. Tabelle 6.1 zeigt eine Übersicht der verwendeten Verbindungen des Transmissionsnetzes und die Umwegfaktoren. Basierend auf diesen Verbindungen stellt Abbildung 6.10 ein Kandidatennetz für Deutschland basierend auf 402 Landkreisen und den Quellen nach Robinius [13] dar.

Tabelle 6.1: Übersicht der verwendeten Verbindungen für Kandidatennetz der Transmissionspipeline.

Bezeichnung	Quelle	Senke	Umwegfaktoren
GG	Gasnetzknoten	Gasnetzknoten	1
CG	Hub	Gasnetzknoten	
CC	Hub	Hub	
SC	Quelle	Hub	1,4
SG	Quelle	Gasnetzknoten	
SS	Quelle	Quelle	

Da notwendige Informationen zur Definition von Favoritennetzen im Distributionsbereich, beispielsweise zu Erdgasdistributionsnetzen, nicht vorliegen, werden analog zu Krieg [14] Luftlinienverbindungen zwischen Tankstelle und Hub sowie Tankstelle und Tankstelle angesetzt. Wie in Abschnitt 6.2 bereits erläutert, wird jedoch für jede Tankstelle eine Gebietszugehörigkeit als Großstadt, Kleinstadt oder Land definiert. Aufgrund höherer Verlegekosten in städtischen im Vergleich zu ländlichen Gebieten sind Zusatzkostenfaktoren definiert, die in Tabelle 6.2 aufgelistet sind. Der Umwegfaktor aufgrund von Luftlinienverbindungen wird dabei noch zusätzlich multipliziert.

Tabelle 6.2: Übersicht der Umwegfaktoren für Tankstellenverbindungen nach Gebietszugehörigkeit [14, 137].

Kostenfaktor Tankstellengebiet	Land	Kleinstadt	Großstadt
Land	1,4	1,75	2,1
Kleinstadt	1,75	2,1	2,45
Großstadt	2,1	2,45	2,8

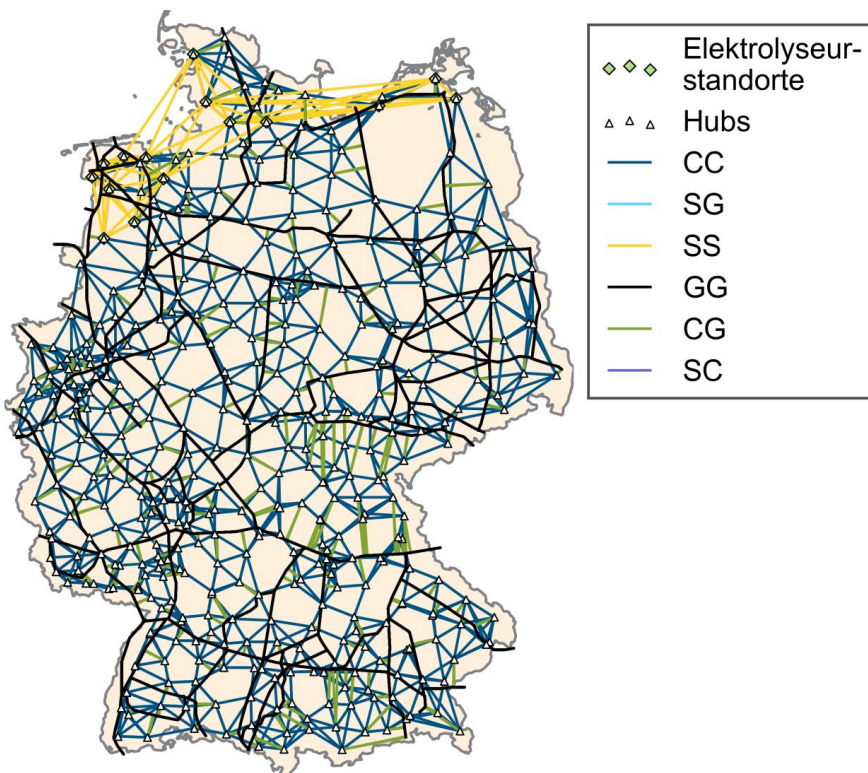


Abbildung 6.10: Beispiel des Kandidatennetzes für das Transmissionsnetz für Deutschland basierend auf 402 Landkreisen und 15 Elektrolyseurstandorten nach Robinus [13].

6.4.2 Ableitung geeigneter Methoden zur Topologie- und Flussbestimmung

Zur Ableitung der Gesamtkosten eines Pipelinesystems sind drei Aspekte zu lösen, die sich gegenseitig beeinflussen:

- Topologie: Welche Pipelinestränge werden ausgehend vom Kandidatennetz gebaut?
- Fluss: Welcher Massenfluss stellt sich in jedem Pipelineabschnitt ein?
- Durchmesser: Welchen Durchmesser benötigt jeder Pipelineabschnitt?

Ziel der Modellierung sind minimale Gesamtkosten unter Berücksichtigung aller drei Aspekte. Zur Auswahl der Netztopologie sowie der Flussberechnung gibt es in der Literatur unterschiedliche Ansätze. Die Kostenfunktion für Pipelines laut Abbildung 3.8 zeigt, dass, ausgehend von einer Basisinvestition, die Kosten in Abhängigkeit vom Durchmesser quadratisch steigen. Dies kann dazu führen, dass es günstiger ist, den Wasserstoff über größere Entfernungen transportieren, statt eine Pipeline über die kürzeste Entfernung zu bauen, die dafür wenig ausgelastet ist. Zudem sollte der Druck berücksichtigt werden, der den Ursprung des Massenflusses darstellt. Aufgrund der nicht-linearen Kostenfunktion sowie des längenabhängigen Druckverlusts ist eine kombinierte Berechnung von Fluss und Druckverlust allerdings kaum lösbar [108].

Unter Vernachlässigung des Druckverlustes und der Annahme einer maximal zulässigen Strömungsgeschwindigkeit zeigt Krieg [14], dass zumindest eine kombinierte Topologieauswahl, Fluss- und Kostenberechnung möglich ist. Diese ist jedoch nicht kostenoptimal und die Ergebnisse weisen eine deutliche Abhängigkeit von der Iterationsreihenfolge auf [14]. Unter Vernachlässigung des Druckverlustes kann alternativ auch eine linearisierte Kostenfunktion in Abhängigkeit des Massenstroms abgeleitet werden. Diese ist in Abbildung 6.11 dargestellt und ermöglicht eine lineare oder gemischt-ganzzahlige Optimierung von Fluss- und Topologie nach Anhang A.1 beziehungsweise A.2. Hierbei wird die Kostenfunktion nach Krieg zu Grunde gelegt, da hierbei der Druckverlust ebenfalls vernachlässigt wird.

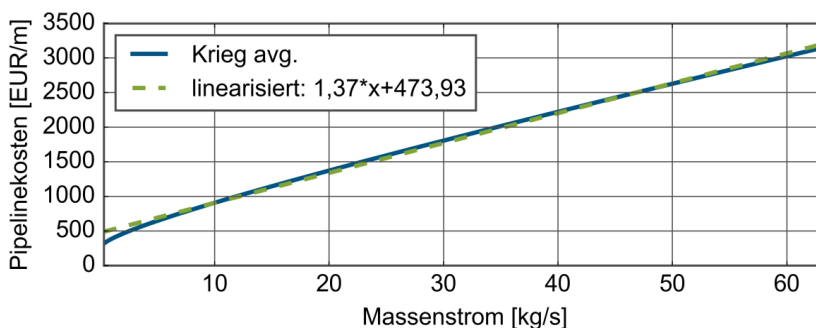


Abbildung 6.11: Linearisierte Kostenfunktion nach Krieg [14] basierend auf dem Massenfluss in einer Pipeline unter der Annahme einer konstanten Fließgeschwindigkeit von 15 m/s und einer mittleren Dichte des Wasserstoffs von $5,7 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{m}^3$ bei 85 bar und 15°C .

Im Vergleich zu den kombinierten Lösungen von Topologie, Fluss und Kosten besteht auch die Möglichkeit, die drei Aspekte gänzlich unabhängig voneinander zu lösen. Dies bedeutet,

dass zunächst die Topologie festgelegt und anschließend der Massenfluss berechnet wird. Zuletzt werden die Durchmesser sowie Kosten bestimmt. Die Trennung der drei Aspekte stellt dabei keine Optimierung des Gesamtsystems dar, erlaubt allerdings detailliertere Berechnungen jedes einzelnen Aspektes. Zur Lösung der Topologie kann ein minimaler Spannbaum (engl: Minimum Spanning Tree, MST)¹ nach dem Algorithmus von Kruskal [148] eingesetzt werden. Für die Lösung des Massenflusses kann wiederum ein lineares oder gemischt-ganzzahliges Modell angewandt werden, das unter Einhaltung der Massenbilanz den Fluss berechnet. Zur Berechnung der Gesamtkosten wurde von Robinius et al. [108] ein Modell entwickelt, das auf Netzwerke mit Baumstruktur unter Berücksichtigung des Druckverlustes die Kosten bestimmen kann.

Zum Vergleich dieser unterschiedlichen Optionen werden in Abbildung 6.12 die vorgestellten Methoden für den Aufbau eines Pipelinesystems in Deutschland verglichen. Dabei werden folgende Methoden zur Bestimmung von Topologie und Massenfluss angewandt:

- **Dijkstra:** Dijkstra-Ansatz von Krieg [14] bzw. Baufumé et al. [35]
- **LP:** Lineares Optimierungsprogramm (engl: linear program, LP)
- **MST + LP:** LP mit minimalem Spannbaum zur Topologieauswahl
- **MILP:** Gemischt-Ganzzahlige Optimierung (engl: mixed integer linear program, MILP)
- **MST + MILP:** MILP mit minimalem Spannbaum zur Topologieauswahl

Die Kosten bzw. Durchmesser bestimmt das Modell von Robinius et al. [108], um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse für Kosten zu gewährleisten. Dabei sind vier wesentliche Kenngrößen aufgetragen: Die Gesamtinvestitionen für die Pipeline, die Länge des Pipelinenetzes, der Anteil am bestehenden und somit zu bevorzugenden Netz sowie der Gesamtdauer der Berechnung. Die Optimierung als MILP stellt dabei eine vorläufige Lösung nach 500 s, 5.000 s bzw. 50.000 s dar. Eine längere Optimierung führt zwar zu besseren Ergebnissen bezüglich der Investitionssumme, bedeutet jedoch eine weitere Zunahme in der Berechnungsdauer, die bereits bei 500 s deutlich über den anderen Methoden liegt.

Bezüglich der Investitionen stellen sich die Pfade mit MST als zweitgünstigste Option nach dem MILP dar. Auch die Gesamtlänge der Pipeline ist für die Pfade mit Spannbaum am niedrigsten und der Anteil am existierenden Netz am höchsten. Bezüglich der Performance sind die Optionen mit MST am schnellsten. Der Dijkstra Algorithmus schneidet in beinahe allen Kategorien schlechter ab als alle anderen Optionen, außer im Vergleich zur Performance des MILP.

Die getrennte Bestimmung von Topologie und Fluss ermöglicht nicht die Berechnung des globalen Optimums. Abbildung 6.12 zeigt jedoch, dass die Berechnung des minimalen Spannbaum nach Kruskal [148] mit anschließender linearer Flussoptimierung zu günstigen Kosten bei guter Performance führt. Das bietet einen guten Kompromiss aus Performance und Ergebnis. Eine reine lineare Flussberechnung führt zu einer Unterschätzung der Kosten von kleinen Pipelines, die dabei verstärkt gewählt werden, so dass die Gesamtlänge ansteigt. Ein

¹ „Minimum Spanning Tree“ ist eine Methode aus der Graphentheorie, welche die kürzeste Verbindung aller vorhandenen Knoten sucht.

MILP-Ansatz ermöglicht die Ermittlung des günstigsten Gesamtnetzes, benötigt allerdings deutlich mehr Zeit, um zu dieser Lösung zu finden.

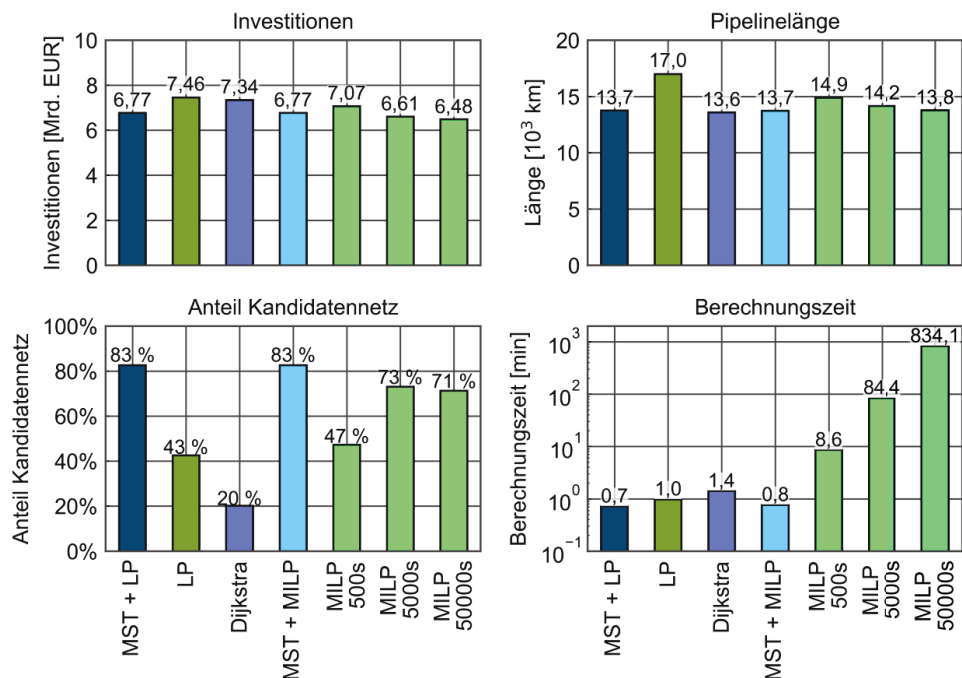


Abbildung 6.12: Analyse verschiedener Methoden zur Bestimmung der Massenströme sowie der Topologie in einem Transmissionspipelinennetz für 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge ausgehend vom Kandidatennetz in Abbildung 6.10 und der Kostenbestimmung per Druckverlustberechnung nach Robinius et al. [108]; nähere Informationen im Text.

Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb die Auswahl der Netztopologie von der Flussberechnung getrennt. Zunächst wird mit NetworkX [149] bzw. dem Algorithmus von Kruskal [148] aus dem Kandidatennetz ein minimaler Spannbaum entwickelt. Dadurch ist die Topologie vollständig eingeschränkt, sodass jeder Knoten nur noch eine einzige Route zu jedem anderen Knoten des Netzwerks besitzt. Zudem zwingt der minimale Spannbaum das Kandidatennetz auf die Route des bevorzugten Netzes, da dieses in kleine Abschnitte von maximal 1 km eingeteilt ist. Anschließend löst eine lineare Optimierung den Massenfluss über eine Minimierung der Flussdistanz über alle Kanten, was in Anhang A.1 detailliert erklärt ist. Das Ergebnis der Flussberechnung liefert den Massenfluss in jedem Pipelinestrang des Pipelinennetzes. In Abbildung 6.13 sind diese beiden Schritte für das Transmissionsnetz am Beispiel Deutschland dargestellt. Aufgrund der Platzierung der Elektrolyseure im Norden Deutschlands ist eine deutliche Hauptachse zu sehen, über die ein Großteil des Massenstroms zur Versorgung des Südens geleitet wird.

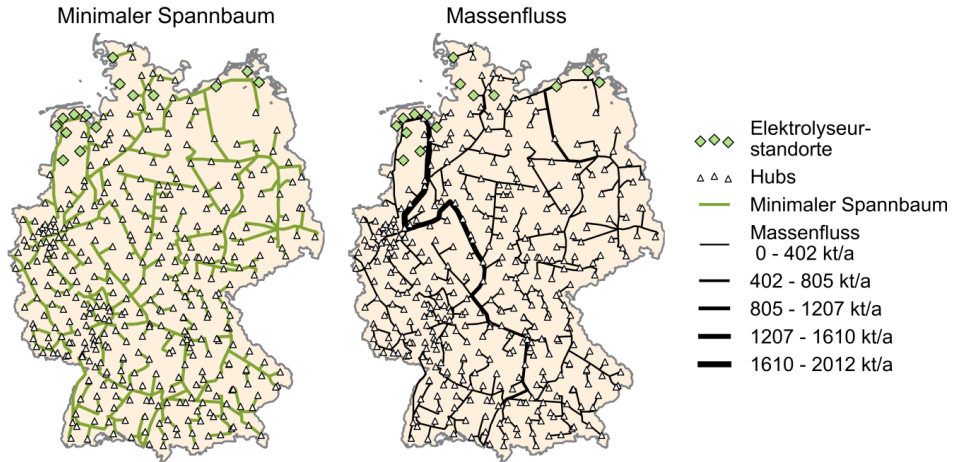


Abbildung 6.13: Darstellung der Netztopologieselection (links) mittels minimalem Spannbaum und anschließender linearer Massenflussberechnung (rechts) am Beispiel Deutschland.

6.4.3 Durchmesserselektion unter Berücksichtigung des Druckverlustes

Zur Auswahl der Durchmesser und der damit einhergehenden Bestimmung der Gesamtkosten basierend auf einer festgelegten Topologie sowie dem Massenfluss stehen im Rahmen dieser Arbeit zwei Optionen zur Verfügung: Das Modell von Robinius et al. [108] ermittelt die Gesamtkosten des Pipelinesystems unter Berücksichtigung des Druckverlustes über einer angepassten Kostenfunktion von Mischner et al. [105]. Krieg [14] sowie Baufumé et al. [35] vernachlässigen den Druckverlust in der Durchmesserbestimmung und nehmen eine Maximalgeschwindigkeit von 15 m/s in der Pipeline an. Die Kostenfunktion nach Krieg beinhaltet jedoch Kompressorstationen zur Rekompensation des Wasserstoffs.

Im Folgenden werden beide Methoden auf die Topologie mit minimalem Spannbaum und linearer Flussberechnung aus Abbildung 6.13 angewandt. Abbildung 6.14 zeigt den Vergleich des Transmissionsnetzes. Dabei fällt auf, dass durch Einbeziehung der Druckverluste die Durchmesser der Pipeline steigen. Dies ist mit niedrigeren Gasgeschwindigkeiten zur Begrenzung des Druckverlustes zu erwarten. Gleichzeitig verdeutlicht die Kostenanalyse, dass die Gesamtinvestitionen von 7,5 Mrd. EUR auf 6,7 Mrd. EUR sinken. Dies ist auf den Wegfall von Kompressoren zurückzuführen, die in der Kostenkurve nach Krieg berücksichtigt sind.

Abbildung 6.15 vergleicht die Ergebnisse eines Distributionsnetzes für die Versorgung von 12.063 Tankstellen ausgehend von den 401 Hubs. Anders als beim Transmissionsnetz ändert sich die Durchmesserverteilung von Krieg zu Robinius et al. [108] nur marginal. Auch die Gesamtkosten gestalten sich annähernd gleich mit 17,8 Mrd. EUR nach Krieg und 17,6 Mrd. EUR nach Robinius et al. [108]. Dies ist auf die geringen Durchmesser des Distributionsnetzes zurückzuführen sowie auf die in diesem Bereich ähnlichen spezifischen Kosten laut den Kostenfunktionen nach Krieg [14] und Mischner et al. [105], siehe Abbildung 3.8.

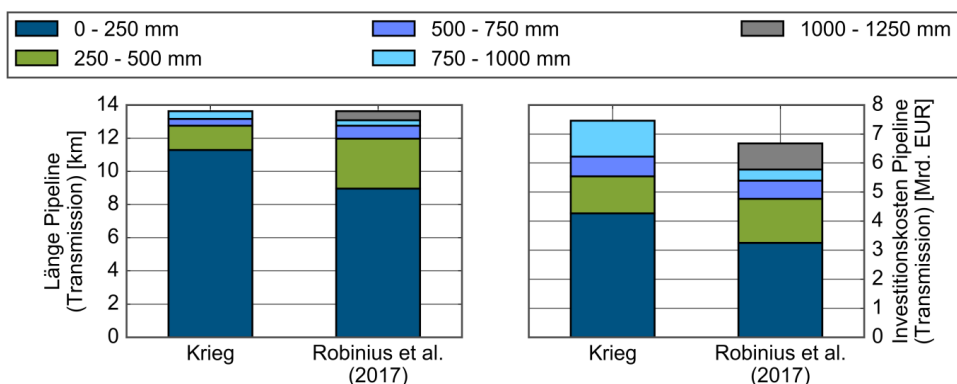


Abbildung 6.14: Vergleich der Durchmesser- und Kostenverteilung sowie der Gesamtkosten zwischen der Kostenberechnung nach Krieg [14] und Robinius et al. [108] für ein Transmissionspipelinennetz.

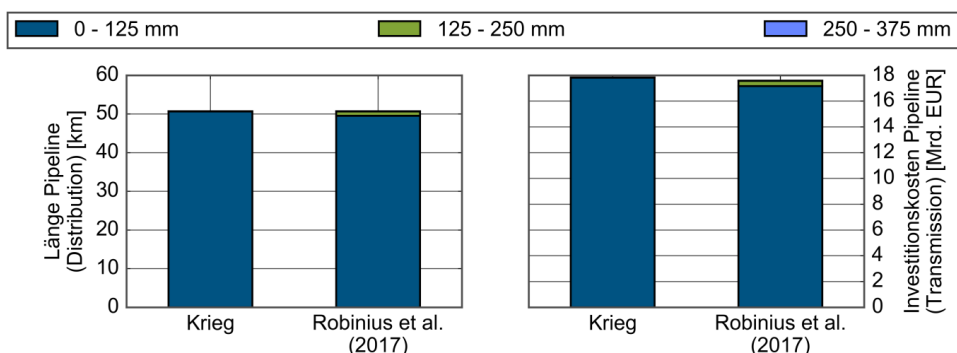


Abbildung 6.15: Vergleich der Durchmesser- und Kostenverteilung sowie der Gesamtkosten zwischen der Kostenberechnung nach Krieg [14] und Robinius et al. [108] für ein Distributionspipelinennetz.

Basierend auf diesem Vergleich zeigt sich, dass die Abschätzung nach Krieg als konservative Abschätzung bereits gute Ergebnisse erzielt. Im Rahmen dieser Arbeit wird allerdings das Modell von Robinius et al. [108] verwendet, da der Energiebedarf der Rekompensation bei Krieg nicht extrahierbar und lediglich abgeschätzt ist. Für die Well-to-Tank-Analyse, die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wird, ist eine vollständige Energiebilanz essentiell. Abbildung 6.16 stellt die Ergebnisse der Durchmesserberechnung basierend auf dem Massenstrom von Abbildung 6.13 dar. Dabei ist eine deutliche Abhängigkeit zwischen Durchmesser und Massenstrom erkennbar. Zudem zeigt der Druckverlauf ein klares Nord-Süd-Gefälle von Quelle zu Senke.

Die Bestimmung der Distributionspipeline verläuft analog zur Transmission. Ausgehend vom Kandidatennetz, das über die Umwegfaktoren aus Tabelle 6.2 angepasst wurde, werden zunächst der minimale Spannbaum, anschließend der Massenfluss und zum Schluss die Durchmesser bestimmt.

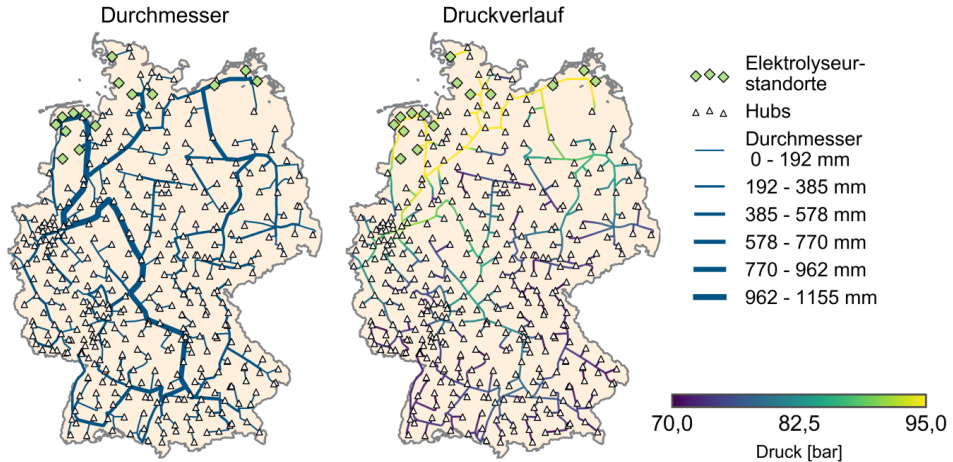


Abbildung 6.16: Darstellung der Durchmesser und des Druckverlaufs am Beispiel Deutschland

6.5 Räumlich aufgelöste Bestimmung von Hubs

Das Verhältnis von Transmission und Distribution bei Pipelinesetzen wird von den gewählten Standorten der Hubs bestimmt. Krieg [14] platziert diesen Übergangspunkt im Flächenschwerpunkt eines Landkreises und nutzt somit politische Grenzen, die unabhängig von den aufzubauenden Infrastrukturen sind. Seydel nutzt für die Bestimmung der Hauptregionen die NUTS1²-Ebene für Deutschland, was ebenfalls politisch festgesetzten Grenzen entspricht.

Im Folgenden wird neben der Einteilung nach politischen Grenzen untersucht, ob eine räumliche Agglomeration von Tankstellen zu einer definierten Anzahl an Clustern vorteilhaft für das Infrastrukturdesign ist. Dafür werden Tankstellen nach der k-means Methode [151] geclustert. Dabei wird eine vorgegebene Anzahl an Clusterzentren verteilt, indem der Abstand aller Tankstelle zum nächstgelegenen Cluster minimiert ist. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch nicht die Anzahl der Cluster vorgegeben, sondern die Clustergröße, also die durchschnittliche Anzahl an Tankstellen je Cluster. Somit haben alle Clusterzentren einen ähnlichen Wasserstoffumsatz.

Datengrundlage für die folgende Infrastrukturanalyse ist die Landkreis-aufgelöste Wasserstoffnachfrage für drei unterschiedliche Durchdringungsraten von Brennstoffzellen-PKW (25 %, 50 %, 75 %) sowie eine Elektrolyseurstandortverteilung nach Robinus [13], siehe Abbildung 6.10. Zur Pipelinemodellierung wird ein minimaler Spannbaum mit linearem

² NUTS: *Nomenclature des unites territoriales statistiques* (Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik) bezeichnet eine hierarchische Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik in den Mitgliedsländern der Europäischen Union. NUTS0 stellt die Nationalstaaten dar, NUTS1 entspricht dabei sozioökonomischen Großregionen, NUTS2 Basisregionen für regionalpolitische Maßnahmen und NUTS3 kleinen Regionen für spezifische Diagnosen [150]Verordnung (EG) Nr 1059/2003 des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Mai 2003 über die Schaffung einer gemeinsamen Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (NUTS), Europäisches Parlament, 2003..

Flussproblem und anschließender Druckverlustberechnung genutzt. Die Distribution erfolgt entweder per Pipeline oder GH₂-Trailer.

Abbildung 6.17 stellt die Ergebnisse unterschiedliche Clustergrößen mittels Farbcodierung beispielhaft dar und zeigt das daraus entstehende Pipelinesystem zur Transmission. Je weniger Cluster berechnet werden sollen, desto mehr Tankstellen sind unter einem Cluster zusammengefasst. Für ein Pipelinesystem bedeutet dies, dass mit zunehmender Größe der Clusterzellen die Distribution zunimmt, während die Transmission abnimmt.

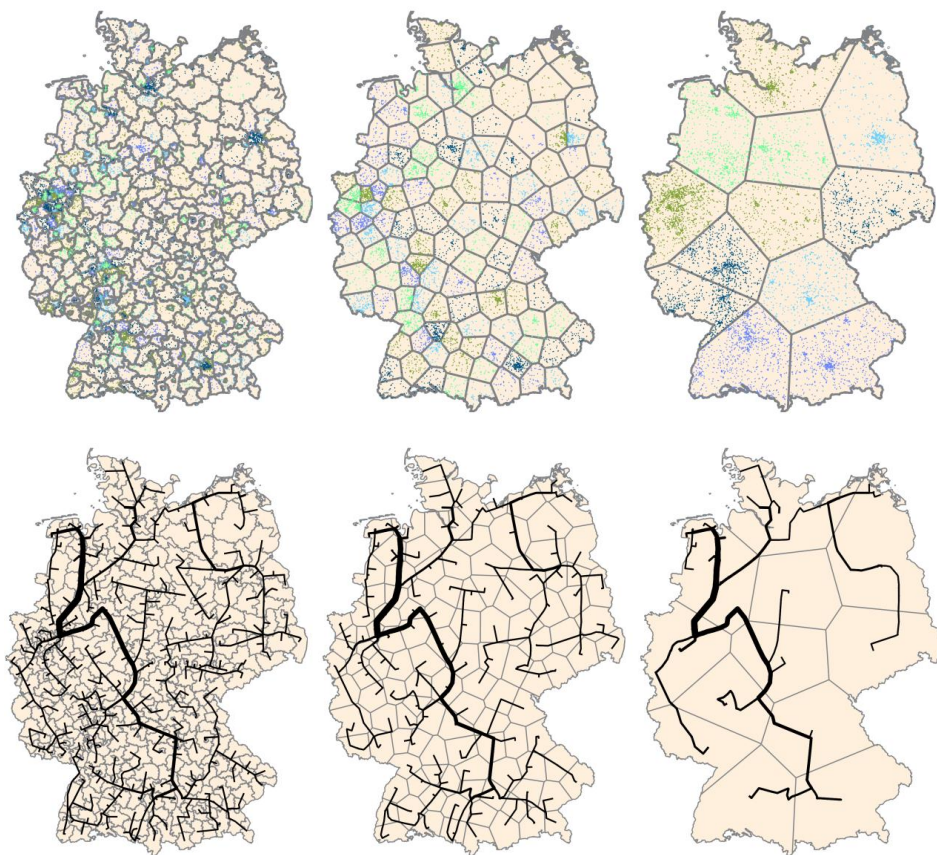


Abbildung 6.17: Beispiel der Clusterung von 12063 Tankstellen (oben) und dem daraus berechneten Transmissionsnetztes (unten). Annahmen: 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand in Deutschland; links: Zuweisung von Tankstellen anhand von politischen Grenzen bzw. Landkreisen; mitte: 121 Cluster bzw. 100 Tankstellen pro Cluster; rechts: 12 Cluster bzw. 1005 Tankstellen pro Cluster.

6.5.1 Pipeline-Transmission und GH₂-Trailer-Distribution

Abbildung 6.18 zeigt die Ergebnisse der Clusteranalyse für eine Transmission per Pipeline und einer Distribution per GH₂-Trailer. Die variierte Clustergröße ist dabei logarithmisch gegen die summierten spezifischen Transportkosten aus Pipeline, Hub und GH₂-Trailer aufgetragen. Dabei zeigt sich deutlich, dass eine optimale Clustergröße auftritt, bei der die Transportkosten minimiert sind. Je nach Fahrzeugdurchdringung und somit nach Gesamtbedarf liegt das

Kostenminimum zwischen 75 und 87 Tankstellen pro Cluster. Aufgrund des konstant gehaltenen Tankstellenverbrauchs von etwa 700 kg_{H2}/d bedeutet dies, dass sich ein Gesamtwasserstoffverbrauch von etwa 70 t_{H2} pro Tag als günstig erweist. Der Vergleich zwischen den Ergebnissen der Clusterung und der landkreisbasierten Analyse zeigt, dass sich die Einteilung nach Landkreisen mit niedrigeren Durchdringungsraten weiter vom Optimum entfernt und somit zu einer Kostenüberschätzung führt. Bei 25 % Marktdurchdringung entspricht dies einer Überschätzung von etwa 25 % bzw. 0,22 EUR/kg_{H2}.

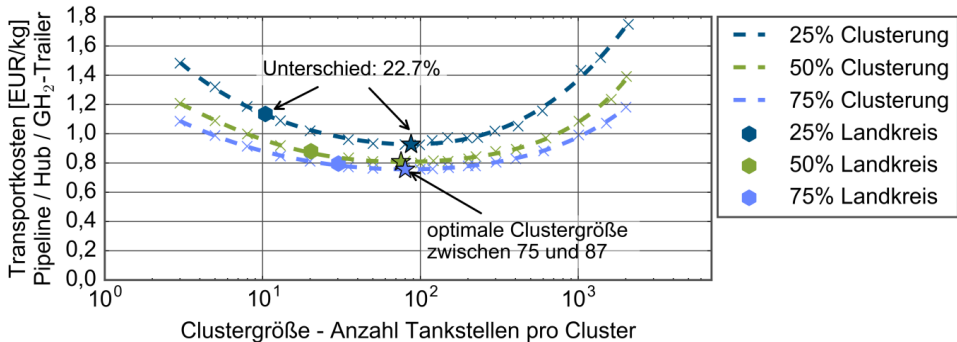


Abbildung 6.18: Transportkosten von Wasserstoff für ein Pipeline-Trailer System in Abhängigkeit der Clustergröße. Einteilung basierend auf drei unterschiedlichen Durchdringungsraten von Brennstoffzellen-PKW von 25 %, 50 % und 75 %.

Eine Analyse der einzelnen Kostenbestandteile in Abbildung 6.19 stellt die Ursache des Minimums dar. Bei kleinen Clustern dominiert die Transmissionspipeline die Kosten des Transports. Mit zunehmender Größe sinken die Kosten der Pipeline sowie des Hubs, da die Pipelinelänge abnimmt und die Umfüllstationen weniger, aber größer werden. Damit sinken die spezifischen Investitionen. Demgegenüber steigen jedoch die Transportentfernungen für die Distribution per Trailer und somit deren spezifischen Kosten.

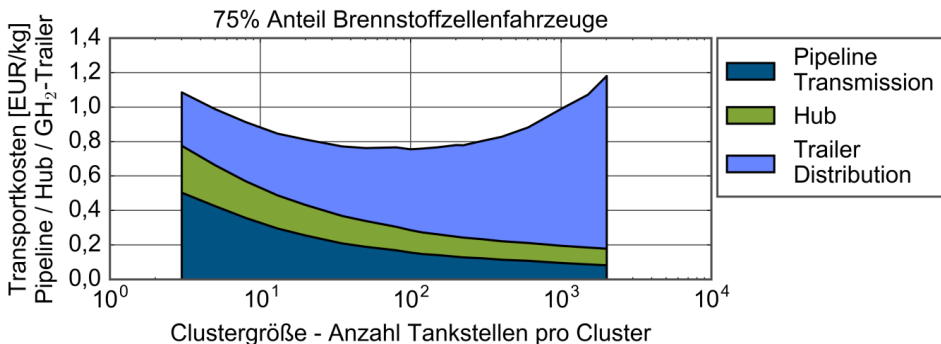


Abbildung 6.19: Aufschlüsselung der Transportkosten für Pipeline/GH₂-Trailer Kombination in Abhängigkeit der Clustergröße.

6.5.2 Pipeline-Transmission und -Distribution

Der Einfluss der Clustergröße auf die spezifischen Kosten eines vollständigen Pipelinenetzes für Transmission und Distribution ist nach Abbildung 6.20 deutlich geringer und volatiler. Wesentliche Ursache ist dabei, dass die Kostenfunktion nach Mischner et al. aus

Unterunterabschnitt 3.2.4.1 für Transmissions- und Distributionspipeline verwendet wird. Die Distribution ist somit nicht zwingend teurer als eine Transmission. Mit zunehmender Distribution steigt jedoch die Zahl der Pipelines mit Luftlinienannahme und Umwegfaktor, was zu einer größeren Unsicherheit in Bezug auf die Kosten führt.

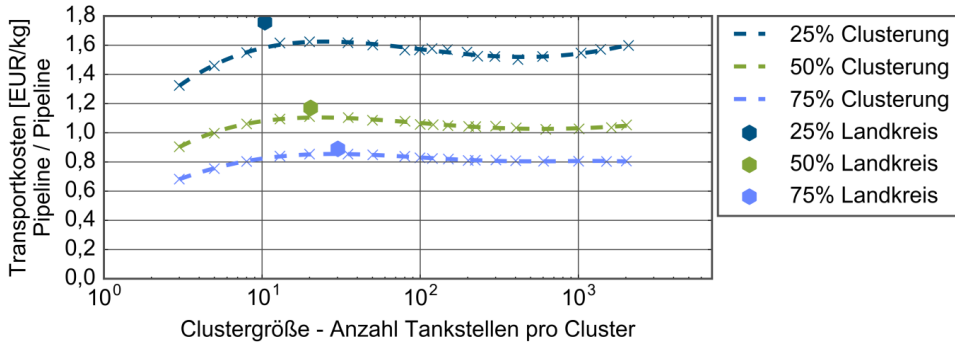


Abbildung 6.20: Spezifische Transportkosten für Pipeline Transmission und Distribution in Abhängigkeit der Clustergröße. Basierend auf drei unterschiedlichen Durchdringungsraten von Brennstoffzellen-PKW von 25 %, 50 % und 75 %.

Abbildung 6.21 trägt die Pipelinelänge für Transmission und Distribution über der Clustergröße auf. Dabei zeigt sich, dass die Länge des Distributionsnetzes eine Sättigung bei etwa 100 Tankstellen pro Cluster erreicht und nicht mehr ansteigt, während die Transmissionslänge weiter absinkt.

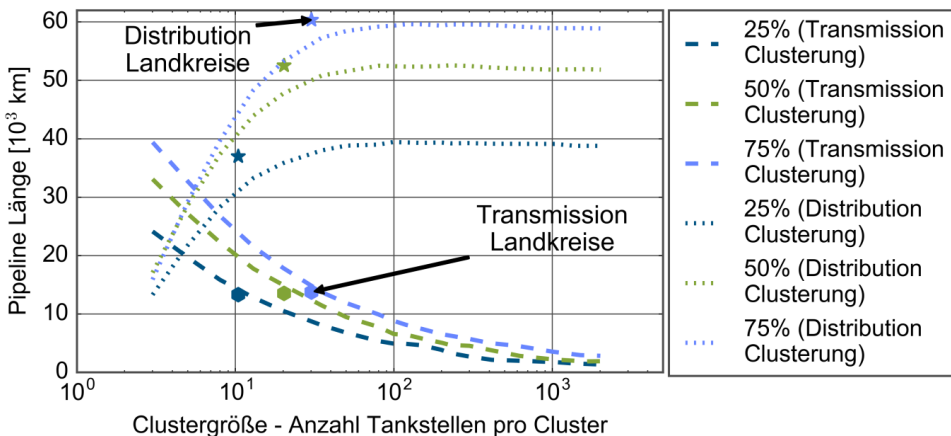


Abbildung 6.21: Länge der Pipeline für Transmission und Distribution in Abhängigkeit der Clustergröße. Basierend auf drei unterschiedlichen Durchdringungsraten von Brennstoffzellen-PKW von 25 %, 50 % und 75 %.

Dies ist ein Indikator, dass bei kleineren Clustern die Länge der Distributionspipeline vom Abstand der Tankstelle zum Clusterzentrum bestimmt wird. Mit zunehmender Größe des Clusters wird das Distributionsnetz zunehmend vom Abstand zwischen den Tankstellen untereinander bestimmt.

6.6 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel wurden die Modelle dargestellt, die zur detaillierten, GIS-aufgelösten Bestimmung der Transportentfernungen benötigt werden. Zwingend erforderlich ist dabei die Kenntnis der räumlichen Verteilung der Quellen bzw. Elektrolyseure und Senken bzw. Tankstellen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Standorte der Quellen exogen aus anderen existierenden Studien übernommen und nicht explizit selbst errechnet, da der Fokus in dieser Arbeit auf unterschiedlichen Transport- und Speichertechnologien liegt. In der jeweiligen Szenariodefinition müssen dafür analog zu Abschnitt 6.1 die Standorte der Quellen vorgegeben werden.

Die Nachfragemodellierung basiert auf der Annahme einer gleichverteilten Durchdringungsrate von Brennstoffzellenfahrzeugen am Fahrzeugbestand. Dabei wird der aktuelle Fahrzeugbestand vorgegeben. Es sind zwar detailliertere Analysen zur Verteilung in der Literatur [13, 25, 141] verfügbar, diese benötigen allerdings räumlich aufgelöste Inputdaten wie beispielsweise Bevölkerung oder Einkommen sowie weitere Annahmen zu weiteren Entwicklung dieser Daten. Bei der Abschätzung für das Jahr 2050 können dadurch Nebeneffekte entstehen, die eine Nachvollziehbarkeit erschweren und somit von der Untersuchung unterschiedlicher Infrastrukturen ablenken. Die Tankstellenverteilung basiert auf der räumlich verteilten Nachfrage innerhalb vorgegebener Regionen und aktuell bereits existierenden Tankstellen für Benzin und Diesel. Dabei werden Tankstellenstandorte anhand ihrer Gebietszugehörigkeit (Land, Kleinstadt, Großstadt) ausgewählt, bis der Bedarf pro Region gedeckt werden kann. Sollten nicht genug Tankstellen innerhalb einer Region vorhanden sein, wird an bereits angeschlossenen Tankstellen eine zweite aufgebaut.

Für die Modellierung des Wasserstofftransports werden LKW-Transport und Pipelinesysteme berücksichtigt. Für die Berechnung der LKW-Routen zeigt Abbildung 6.5, dass eine vereinfachte Abschätzung per Luftlinie gute Ergebnisse für die durchschnittlichen spezifischen Transportkosten liefert. Abbildung 6.6 stellt dem jedoch entgegen, dass kürzere Entfernungen zu deutlichen Abweichungen führen können und ohne eine detaillierte Abbildung des realen Straßensystems kaum abschätzbar sind. Diese treten vor allem bei der LKW-Distribution ab einem Hub auf, was zu einer deutlichen Unterschätzung der Kosten per Luftlinie führt. Aus diesem Grund wurde eine detaillierte Abbildung des Straßensystems gewählt; die Routenfindung erfolgt über die schnellste Strecke.

In Abschnitt 6.4 wurde unterschiedliche Ansätze zur Bestimmung eines Pipelinenetzes vorgestellt. Dabei konnte gezeigt werden, dass eine gleichzeitige Optimierung von Topologie und Fluss zwar tendenziell das günstigste Pipelinenetz berechnen kann, dies aber mit deutlichen Einbußen bei der Performance im Vergleich zur getrennten Berechnung einhergeht. Daher wird in dieser Arbeit die Topologie des Netzes mittels minimalem Spannbaum nach Kruskal [148] vorgelöst und anschließend mit linearer Optimierung der Massenfluss bestimmt. Dies führt zu kürzeren Pipelines mit hoher Nutzung des Favoritennetzes. Zur Bestimmung der Pipelinedurchmesser dient ein Druckverlustmodell, das in Robinus et al. [108] entwickelt wurde und ein Pipelinenetz ohne Rekompensation ermöglicht. Dies führt zu höheren Pipelinedurchmessern, allerdings auch zu niedrigeren Kosten des Transmissionsnetzes im

Vergleich zur Berechnung nach Krieg [14]. Im Distributionsnetz ergeben sich wegen allgemein kleiner Durchmesser kaum Unterschiede. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass im Rahmen dieser Arbeit ein statischer Netzfluss berechnet wird. Die Einbeziehung dynamischer Lastflüsse würde für beide Ansätze zu höheren Pipelinekosten führen, da das Pipelinennetz auf Spitzenbelastungen ausgelegt werden müsste.

Abschließend hat die Untersuchung der Clusterung von Tankstellen gezeigt, dass die Platzierung des Hubs und somit des Übergangspunktes zwischen Transmission und Distribution großen Einfluss auf die spezifischen Transportkosten einer Transmission per Pipeline und Distribution per GH₂-Trailer besitzt. Die Verteilung des Hubs nach dem Flächenschwerpunkt von politischen Grenzen kann zu einer deutlichen Überschätzung der Transportkosten um bis zu 25 % führen. Insbesondere für die Planung von Infrastruktursystemen über „perfect foresight“ sollte dieser Effekt berücksichtigt werden. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit wird daher eine Clusterung von Tankstellen zu durchschnittlichen Clustergrößen von 100 Tankstelle je Cluster durchgeführt.

7 Räumlich aufgelöste Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen

In diesem Kapitel wird der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen in ausgewählten Regionen untersucht. Dazu werden in Abschnitt 7.1 zunächst Industrienationen hinsichtlich ihres Potenzials zur Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor analysiert und davon drei für eine detaillierte Infrastrukturanalyse ausgewählt.

Abschnitt 7.2 legt den Szenariorahmen für die drei ausgewählten Länder fest und diskutiert die getroffenen Annahmen. Dieser Szenariorahmen wird benötigt, um im weiteren Verlauf die Ergebnisse erzeugen und einordnen zu können.

In Abschnitt 7.3 werden die Ergebnisse des mittels GIS modellierten Wasserstofftransports dargestellt und verglichen. Dies dient zur Darstellung des Systemdesigns unterschiedlicher Transportoptionen. Dabei werden die räumlich aufgelösten Ergebnisse detailliert analysiert und diskutiert.

Im Anschluss daran wird in Abschnitt 7.4 eine Pfadanalyse unterschiedlicher Wasserstoffinfrastrukturen in den drei ausgewählten Ländern durchgeführt und analysiert, um Kosten, CO₂-Emissionen und Energiebedarf für unterschiedliche Szenarien zu erläutern und zu diskutieren.

In Abschnitt 7.5 werden die Kosten der räumlich aufgelösten Ergebnisse im Detail untersucht und eine Fallunterscheidung je nach Transporttechnologie für jede Quelle-Senke Verbindung durchgeführt, um das Kostenreduktionspotenzial abschätzen zu können, das durch eine Optimierung zwischen unterschiedlichen Transporttechnologien besteht.

Abschnitt 7.6 stellt einen Exkurs dar, der einen Wasserstoffimport nach Deutschland untersucht. Abschnitt 7.7 fasst die Ergebnisse und Erkenntnisse dieses Kapitels abschließend zusammen.

7.1 Länderauswahl

Eine Vielzahl an Ländern fördert die Brennstoffzellenmobilität [130]. Jedes Land hat allerdings spezielle Rahmenbedingungen, die in einer detaillierten GIS-basierten Analyse abgebildet werden müssen, um individuelle Handlungsempfehlungen zu geben oder allgemein gültige Erkenntnisse zu gewinnen. Im Rahmen dieser Arbeit können nicht alle Länder untersucht werden. Deshalb liegt der Fokus zunächst auf Ländern, die von besonderer Relevanz sind.

Wesentlicher Indikator, wie relevant der Umstieg auf neue Antriebstechnologien innerhalb eines Landes sein kann, ist der Fahrzeugmarkt und somit der Endkunde. Hier zeigt Abbildung 7.1, dass China den größten PKW-Bestand besitzt, gefolgt von den USA, Japan, Deutschland und Russland.

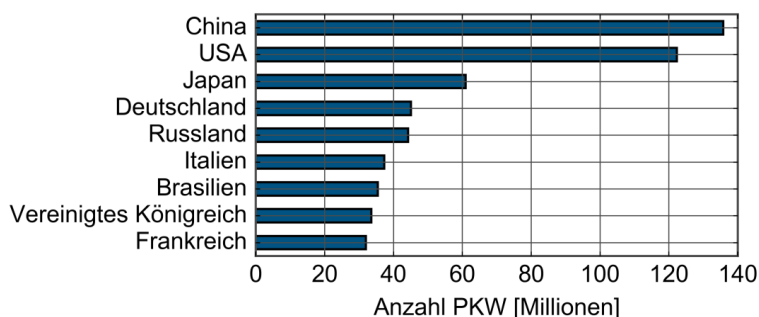


Abbildung 7.1: Übersicht über den PKW-Bestand nach Land in 2015 [152].

Für die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ist allerdings ein Übergang von konventionellen Fahrzeugen erforderlich, der zu Beginn Investitionen in Infrastruktur und Fahrzeuge benötigt [137]. Nach dem Pariser Klimaabkommen sind dabei besonders Industrieländer in der Pflicht, den Übergang zu CO₂-armen Technologien zu fördern. Nach Abbildung 7.2 sind die fünf wirtschaftlich stärksten Industrienationen die USA, Japan, Deutschland, Großbritannien und Frankreich [153].

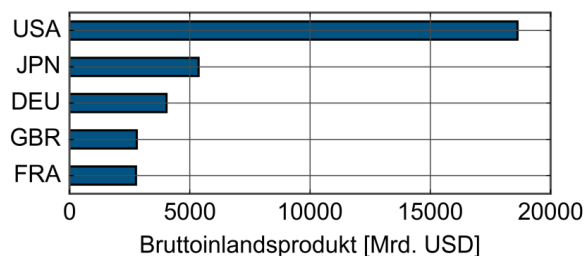


Abbildung 7.2: OECD Länder mit dem höchsten Bruttoinlandsprodukt [153].

Da diese auch nach Abbildung 7.1 zu den zehn größten Fahrzeugmärkten gehören, ist ein Umstieg auf Brennstoffzellenfahrzeuge in allen fünf Ländern von Relevanz und Interesse. Zur weiteren Eingrenzung wird im Folgenden auf Kriterien eingegangen, die für eine Pfadanalyse analog zu Kapitel 5 zu einer unterschiedlichen Technologieauswahl führen können. Die beiden wichtigsten Kriterien sind dabei der Gesamtbedarf an Wasserstoff sowie die Transportentfernungen.

Der Gesamtwasserstoffbedarf wird im Rahmen dieser Arbeit über den Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand vorgegeben. Über eine Variation des Marktanteils kann der Einfluss des Gesamtbedarfs bewertet werden.

Die Transportentfernungen resultieren aus der Verteilung von Produktionskapazitäten sowie der Nachfrage. Die Nachfragemodellierung nach Abschnitt 6.2 basiert auf bestehenden Fahrzeugbeständen, die wiederum abhängig sind von der Bevölkerungsverteilung innerhalb eines Landes. Die Produktionskapazitäten werden im Rahmen dieser Arbeit nicht detailliert analysiert, sondern aus bestehenden Analysen in der Literatur übernommen. Während die Verteilung der Nachfrage nicht beeinflusst werden kann, hat die Verteilung der

Produktionskapazitäten großen Einfluss auf die Transportentfernungen und die daraus zu bevorzugende Transporttechnologie. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Wasserstoffproduktion über Elektrolyse untersucht, um CO₂-Minderungspotenziale zu erarbeiten. Die Verteilung der Elektrolysesysteme ist dabei vom Zugang zu CO₂-armem Strom abhängig. Im Folgenden werden deshalb die fünf OECD-Länder aus Abbildung 7.2 hinsichtlich ihres Elektrolysepotenzials und den zu erwartenden Transportentfernungen qualitativ bewertet.

- **Deutschland:** Robinius [13] empfiehlt für eine ökonomisch getriebene Entwicklung des Stromsektors einen starken Ausbau von Windenergie im Norden Deutschlands. Netzseitig nicht nutzbarer Strom fällt deshalb überwiegend im Norden an, der für die Wasserstoffproduktion nutzbar ist (siehe Abbildung 6.1). Seydel [25] errechnet für das Wasserstoffpotenzial mittels Elektrolyse für Deutschlands ebenfalls eine starke räumliche Agglomeration an Nord- und Ostseeküste. Diese räumliche Konzentration von Produktionsanlagen stellt ein extrem zentralisiertes Szenario dar, das zu hohen Transportentfernungen führt.
- **Vereinigtes Königreich:** Ähnlich zu Deutschland benötigt das Vereinigte Königreich zur Dekarbonisierung des Energiemarktes erneuerbare Energien. Samsatli et al. [44] zeigt, wie ein auf Onshore-Wind basiertes Szenario zur Versorgung des Verkehrssektors mit Wasserstoff aussehen könnte, ohne allerdings den Stromsektor zu berücksichtigen. Durch die Insellage ist das Potenzial von Windenergieanlagen an Land in vielen Gegenden sehr gut. Moreno-Benito et al. [43] errechnen bis 2070 daher bedarfsorientierte Elektrolysestandorte über gesamt England. Allerdings nehmen sie auch an, dass LH₂-Importe günstiger sein werden als Eigenproduktion mittels Elektrolyse.
- **Frankreich:** Durch die starke Fokussierung auf nukleare Stromerzeugung in der Vergangenheit liegt der französische Fokus der Wasserstoffproduktion über Elektrolyse nicht allein auf der Nutzung von netzseitig nicht nutzbarem Strom, sondern auch in der Auslastung kerntechnischer Großkraftwerke [154, 155]. Die Platzierung der Elektrolyseure erfolgt dabei an den Standorten der Kernkraftwerke. Diese wurden in räumlicher Nähe von Metropolregionen erbaut, um Stromtransportkosten zu verringern. Die Elektrolysestandorte an Kernkraftwerke stellt somit eine bedarfsorientierte Verteilung dar, die kürzere Entfernungen erwarten lässt.
- **Japan:** Das Potenzial erneuerbarer Energien wird in Japan als begrenzt angesehen. Deshalb setzt Japan auf großskaligen Import von Flüssigwasserstoff in der Zukunft, um eine „wasserstoffbasierte Gesellschaft“ zu schaffen [156-158]. Heuser et al. [159] sowie Chapman et al. [160] zeigen detailliertere Analysen, wie sich der Import nach Japan preislich gestalten könnte. Mit der Insellage in Japan und einer Vielzahl an Häfen ist es möglich, den importierten Wasserstoff, der einen weiten Seeweg zurückgelegt hat, nah an die Metropolregionen in Japan zu bringen, die den größten Mobilitätsbedarf und somit den höchsten Wasserstoffbedarf haben. Damit stellt der Import von Wasserstoff für die lokale Verteilinfrastruktur ein bedarfsorientiertes Szenario dar.
- **USA:** In den USA gibt es mehrere Initiativen, um Brennstoffzellenfahrzeuge zu fördern, vor allem in einzelnen Staaten wie Kalifornien, Massachusetts oder Maine. Allerdings zeigen die Szenarien zu Wasserstoffinfrastrukturen von H₂USA [161], dass die USA als Ganzes sehr heterogen aufgebaut sind. Unterschiedliche politische Voraussetzungen machen es schwierig, ein konsistentes Szenario für die USA als

Ganzes zu entwickeln. Zudem ist es wegen der Größe des Landes nicht sinnvoll, lediglich eine Quelle für CO₂-arme Wasserstoffproduktion zu verwenden, da es regional hohe Potenziale für Wind und PV gibt, die zur Wasserstoffgewinnung genutzt werden können [162]. Mit mehreren Stromquellen für Wasserstoff steigt allerdings das Optimierungspotenzial unter Berücksichtigung der Transportentfernungen.

Eine Analyse der USA wird aufgrund deshalb wegen der schwierigen Szenariendefinition nicht berücksichtigt. Für Frankreich [155] und Deutschland [13] sind die Kapazitäten von Elektrolyseuren inklusive räumlicher Verteilung aus der Literatur erhältlich. Japan bietet mit dem reinen Importfokus einen besonders interessanten Fall für eine Verteilinfrastruktur, da der Import eine alternative Speichermethode zu GH₂ benötigt. Das Vereinigte Königreich stellt insgesamt ein Mischszenario von Frankreich (bedarfsorientierte Produktion), Deutschland (Eigenproduktion) und Japan (Insellage) dar. Dabei sind die Annahmen von Samsatli et al. [63] sowie Moreno-Benito et al. [43] zur Verteilung der Produktion allerdings mit deutlich höheren Unsicherheiten versehen. Im Rahmen dieser Arbeit werden daher im Folgenden die Länder Deutschland, Frankreich und Japan hinsichtlich des Aufbaus von Wasserstoffinfrastrukturen analysiert. Dies ermöglicht die Abbildung von drei Extremszenarien:

- zentrale produktionsorientierte Standorte der Elektrolyse zur Verringerung von Stromtransporten innerhalb Deutschlands mit hohen erwarteten Transportentfernungen
- „dezentrale“ bedarfsorientierte Verteilung der Elektrolyse an Kernkraftwerkstandorten in Frankreich mit niedrigen erwarteten Transportentfernungen
- Zentrale internationale Produktion von erneuerbarem Wasserstoff mit internationalem Schiffstransport nach Japan mit niedrigen erwarteten Transportentfernungen

Als Exkurs wird zudem in Abschnitt 7.5 ein Importszenario für Deutschland berechnet, um die Auswirkungen des Imports auf ein Szenario mit hohen Transportentfernungen und Optionen zur geologischen Speicherung abzuschätzen.

7.2 Szenariendefinition

Für jedes Land müssen Rahmenbedingungen vorgegeben werden, um das techno-ökonomische Modell aus Kapitel 2 sowie die räumlich aufgelösten GIS-Modelle aus Kapitel 6 anzuwenden. Dazu zählen:

- die Standorte der Produktionseinheiten sowie die Nachfrageverteilung
- das Straßennetz für die Modellierung des LKW-Transportes
- das Kandidatennetz für die Pipelineberechnung
- die zu untersuchenden Technologiepfade

Diese werden in den Unterabschnitten 7.2.1, 7.2.2 und 7.2.3 für die drei Länder vorgegeben.

Länderübergreifend wird ein Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen am PKW-Bestand von 25 %, 50 % und 75 % untersucht. Der spezifische Verbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen wird nach Grube [140] für den Fahrzyklus *WLTC* (*Worldwide harmonized Light-duty Driving*

Test Cycle)-High Grundlast mit $0,63 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$ abgeschätzt. Die Tankstellenkapazität wird auf $1000 \text{ kg}_{\text{H}_2}$ pro Tag bei einer Zielauslastung von 70 % gesetzt. Nach der Verteilung der Tankstellen erfolgt für die Platzierung des Hubs nach Abschnitt 6.5 eine Clusterung auf 100 Tankstellen pro Hub.

In Unterabschnitt 7.2.4 werden die Annahmen der Szenarien zusammengefasst und mit vergleichbaren Werten aus der Literatur diskutiert.

7.2.1 Deutschland

Die jährliche Fahrleistung eines PKW in Deutschland beträgt nach Kraftfahrt-Bundesamt etwa 14.000 km [114]. Die Verteilung und Gesamtanzahl der Fahrzeugflotte basiert auf statistischen Erhebungen des Kraftfahrt-Bundesamtes auf Landkreisebene zum 1. Januar 2017 [142]. Die Gesamtanzahl von 45,8 Millionen PKW wird bis zum Jahr 2050 als konstant angenommen. Damit ergibt sich im 75 %-Szenario bei $0,63 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$ ein maximaler Wasserstoffbedarf von insgesamt 3,03 Millionen t/a.

Die Standorte potenzieller Wasserstofftankstellen sind aus der Datenbank des OpenStreetMap Projekts [144] über vorhandene Tankstellen extrahiert. Dort sind zum 14.09.2017 12.115 Tankstellen erfasst [144]. Verglichen mit dem Tankstellenbestand vom 01.01.2018 von 14.478 entspricht dies einer Erfassungsquote von 84 % [163]. Basierend auf den Standorten werden die Tankstellen nach Abschnitt 6.2 ausgewählt.

Zur Wasserstoffgewinnung werden die Elektrolyseurstandorte mit Leistungsgröße nach Robinus [13] bzw. Abbildung 6.1 angesetzt. Mit 28 GW installierter Elektrolyseleistung bei 5300 Volllaststunden sind bei einem Wirkungsgrad von 70 % insgesamt 3,06 Millionen t/a Wasserstoff produzierbar [13]. Es wird angenommen, dass in räumlicher Nähe zu jedem Elektrolyseur-Standort eine Speichermöglichkeit besteht und anschließend ein konstanter Fluss gewährleistet werden kann. Insgesamt werden 60 Tagesumsätze als Speicherkapazität festgelegt.

Alle techno-ökonomischen Rahmenbedingungen einzelner Technologien sind konsistent zu Kapitel 3. Energiepreise sowie Emissionsfaktoren sind Abschnitt 5.1 zu entnehmen.

Für die Transmissionspipeline werden bestehende Pipelines für den Transport von Erdgas nach Krieg [14] bzw. Abbildung 6.10 als präferierte Trasse verwendet. Als Straßennetz für den LKW-Transport dienen die Geodaten des digitalen Landschaftsmodells [146].

Aufbauend auf den Ergebnissen von Kapitel 5 werden für das deutsche Szenario neun Technologiekombinationen untersucht, die in Abbildung 7.3 dargestellt sind. Im Vergleich zu den Analysen in Abschnitt 5.3 entfallen die Kombinationen aus LH_2 -Tank und GH_2 -Transport, da die saisonale Speicherung mit LOHC nach Unterabschnitt 5.3.1 stets günstiger ist als LH_2 , sowie LOHC-Tank und GH_2 -Trailer, da dies nur für extrem kleinen Bedarf von unter $10 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{Tag}$ bei sehr kleinen Entfernungen unter 100 km relevant ist. Zum Vergleich: Im Rahmen der Analyse des deutschen Verkehrssektors werden Größenordnungen von 1 bis 3 Mio. t_{H_2} pro Jahr bzw. 2.740 bis $8.220 \text{ t}_{\text{H}_2}$ pro Tag untersucht.

In Deutschland sind bereits Salzkavernen für die Gasspeicherung im Einsatz. Für die Speicherung von Wasserstoff stehen Salzstöcke mit erforderlicher Mächtigkeit insbesondere in der nördlichen Hälfte des Landes zur Verfügung [164]. Die Elektrolysestandorte nach Robinus [13] sind alle im Norden platziert, wodurch eine produktionsnahe Speicherung des erzeugten Wasserstoffs technisch umsetzbar ist.

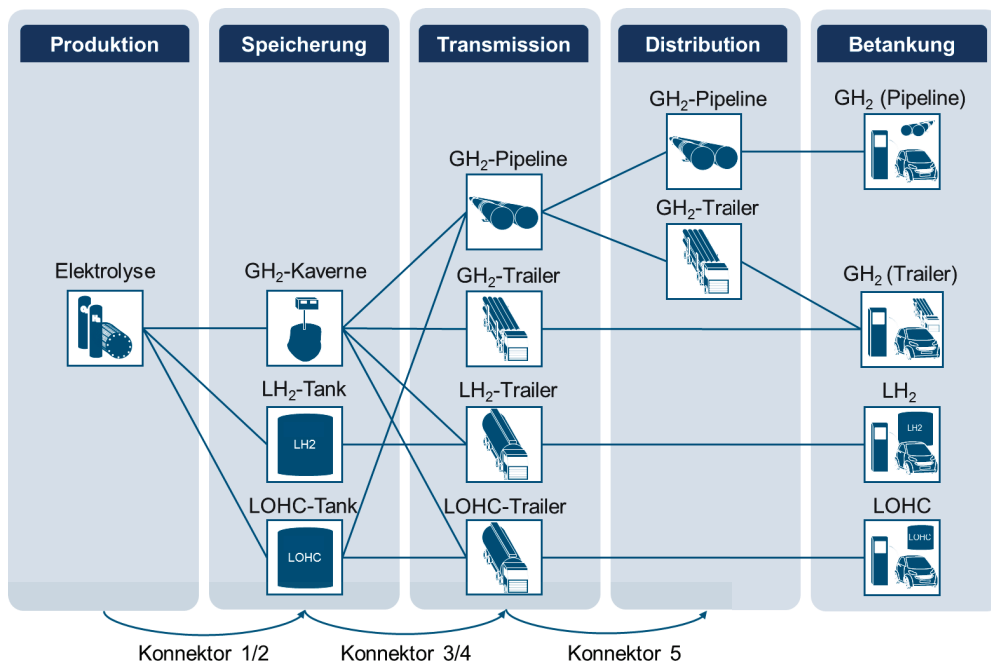


Abbildung 7.3: Untersuchte Technologiepfade für Deutschland

7.2.2 Frankreich

Nach Eurostat beläuft sich die Anzahl der PKW in Frankreich zum 01.01.2016 auf 32 Millionen Fahrzeuge, die bis auf NUTS2-Ebene aufgelöst ist [165].

Die Anzahl an Fahrzeugen je NUTS2-Region wird im Rahmen dieser Arbeit innerhalb einer NUTS2-Region anhand einer Bevölkerungsverteilung auf 335 Arrondissements verteilt, um die Verteilung der Tankstellen feiner aufzulösen. Dabei wird jedoch lediglich Metropolitan³ Frankreich ohne Korsika berücksichtigt, um einen flächenmäßig zusammenhängenden Staat untersuchen zu können. Zur Abschätzung des Wasserstoffbedarfs, wird eine Fahrleistung von 13.000 km/a angenommen [166]. Analog zur Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland werden 25 %, 50 % und 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge bei einem spezifischen Verbrauch von 0,63 kg_{H₂}/100 km untersucht. Dies ergibt einen maximalen Wasserstoffbedarf von 1,97 Millionen t pro Jahr. Die Geodaten für die Standorte potenzieller Tankstellen werden vom französischen Wirtschaftsministerium [167] frei verfügbar

³ Metropolitan Frankreich bezeichnet das Kernland des französischen Staatsgebiets auf dem europäischen Kontinent inklusive der küstennahen Inseln im Atlantik, Ärmelkanal und Mittelmeer einschließlich Korsika

bereitgestellt und umfassen 10.856 Tankstellen. Das entspricht bei 11.200 Tankstellen insgesamt [168] einer Erfassungsquote von 97 %.

Frankreich setzt bei der Stromerzeugung im großen Stil auf kerntechnische Anlagen mit einem Anteil von 76,1 % Kernenergie an der Bruttostromerzeugung [169]. Dies führte zu deutlich niedrigeren CO₂-Emissionen des Stromsektors im Vergleich zu Deutschland. Trotzdem benötigt auch Frankreich für eine Dekarbonisierung aller Sektoren einen großtechnischen Ausbau erneuerbarer Energie. Durch fluktuierende Einspeisung sinkt jedoch die Auslastung von Kernkraftwerken und somit deren Wirtschaftlichkeit. Cany et al. [155] untersuchen den Beitrag von Wasserstoff zur Erhöhung der Auslastung von Kernkraftwerken. Je nach erneuerbarem Energieszenario und Flotte zeigen sie, dass bis zu 4 Millionen t/a CO₂-armer Wasserstoff produziert werden kann. Im Szenario mit einem Anteil von 50 % Wind und PV an der Bruttostromerzeugung und der Reduzierung von nuklearer Erzeugungsleistung auf 40 GW sind annähernd 2 Millionen t/a produzierbar, bei Volllaststunden der Elektrolyse von etwa 3000 h. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf Basis der Produktionsdaten von Cany et al. [155] ein Versorgungssystem aufgebaut. Dazu wird die Elektrolyse an Standorte heutiger Kernkraftwerke platziert. Die Standorte der Kernkraftwerke mit deren maximaler Leistung ist der Open Power System Datenbank [170] entnommen. Cany et al. [155] geben drei mögliche Geschäftsmodelle für den Betrieb der Elektrolyse vor:

- Geschäftsmodell 1: Die Elektrolyse gehört dem Kernkraftwerksbetreiber und zahlt 0 EUR/kWh Strompreis
- Geschäftsmodell 2: Die Elektrolyse zahlt 0,027 EUR/kWh als Betriebskosten des Kernkraftwerks
- Geschäftsmodell 3: Die Elektrolyse zahlt auch für die Abschreibung des Kernkraftwerks und somit die Errichtung des Kraftwerks. Dies liegt nach Cany et al. [155] bei 0,065 EUR/kWh für ein neu gebautes Kraftwerk.

Cany et al. [155] diskutieren diese drei Geschäftsmodelle und kommen zu dem Ergebnis, dass für die Abschätzung des Jahres 2050 Geschäftsmodell 3 betrachtet werden sollte, da bis dahin auch der Neubau von Kraftwerke erfolgen muss. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit der Strompreis der Elektrolyse auf 0,065 EUR/kWh gesetzt. Dies entspricht den Stromgestehungskosten eines Kernkraftwerks vom Typ eines europäischen Druckwasserreaktors (EPR) mit angesetztem spezifischen Investitionsbedarf von etwa 3000 EUR/kW_{el} [155]. Während der erste in Betrieb befindliche EPR in Taishan (China) noch unterhalb dieser Abschätzung mit 2800-2900 EUR/kW_{el} blieb, steigen gerade in den europäischen geplanten Anlagen von Flamanville (Frankreich), Hinkley Point (Großbritannien) und Olkiluoto (Finnland) die Baukosten bereits auf über 6000 EUR/kW_{el}, wobei die Bauten noch nicht abgeschlossen sind [171]. Dadurch wären Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke in Europa von über 0,12 EUR/kWh erwartbar [172].

Analog zur deutschen Analysen basiert die Annahme des zukünftigen Netzbezugs auf dem Durchschnittspreis von Eurostat 2017 [134], wobei das größte Verbrauchsband auf den Preis der Elektrolyse von 0,065 EUR/kW_{el} gesetzt wird. Die gewählten Annahmen sind Tabelle 7.1 zu entnehmen.

Der Erdgaspreis wird in Abhängigkeit der deutschen Annahmen basierend auf Daten der IEA [173] abgeschätzt. Im Rahmen dieser Analyse wird angenommen, dass die prozentualen Preisdifferenzen erhalten bleiben. Die Vor-Steuer Erdgaspreise lagen 2017 in Frankreich 25 % über dem deutschen Erdgaspreis. Ausgehend von 0,046 EUR/kWh_{NG} in Deutschland wird daher für Frankreich ein Wert von 0,0575 EUR/kWh_{NG} angesetzt. Die Preise für Diesel (ohne Abgaben und Steuern) unterscheiden sich dabei nach IEA [173] zwischen Deutschland und Frankreich lediglich um 3 %. Daher wird für Frankreich ein Preis von 1,73 EUR/l_{Diesel} für 2050 angesetzt.

Tabelle 7.1: Vergleich zwischen angesetzten Strompreisen in Frankreich und Vergleichswerten von Eurostat [134].

Jährlicher Verbrauch	Eurostat 2017 [134]	Annahme 2050
MWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}
< 20	0,11555	0,13295
20 -500	0,0904	0,1078
500 – 2.000	0,0701	0,0875
2.000 – 20.000	0,0588	0,0762
20.000 – 70.000	0,0526	0,07
> 70.000	0,0476	0,065

Die spezifischen CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren für Frankreich sind in Tabelle 7.2 aufgelistet. Dabei wird nach Cany et al. [155] ein Strommix aus 50 % erneuerbarer Energien und 50 % Kernenergie zugrunde gelegt. Die Primärenergiefaktoren für Kernenergie und erneuerbaren Strom werden aus dem Well-to-Tank Report des JEC entnommen [53].

Als Kandidatennetz für das Transmissionsnetz wird das Gasnetz von OpenStreetMap [144] genutzt. Das Straßennetz für LKW-Routen wird ebenfalls von OpenStreetMap [144] entnommen.

In der Pfadanalyse werden analog zum deutschen Markt neun Technologiekombinationen untersucht, die in Abbildung 7.3 dargestellt sind. Wie auch in Deutschland ist die großtechnische Nutzung von Salzstrukturen zur geologischen Speicherung möglich [174]. Diese befinden sich jedoch vor allem im Osten, Süd-Osten und Süd-Westen Frankreichs [175] und somit überwiegend nicht in räumlicher Nähe zu den Kernkraftwerkstandorten. Welder et al. [62] zeigten, dass Salzkavernen auch zur saisonalen Speicherung genutzt werden, wenn diese nicht in Produktionsnähe stehen. Dadurch erhöhen sich zwar die Transportkosten, da Wasserstoff zunächst zum Speicherort transportiert werden muss und anschließend erst zum Verbraucher. Die Speicherkosten sinken allerdings um 25 % gegenüber einem Szenario ohne geologische Speicherung. Diese Berechnung erfordert jedoch eine zeitliche Auflösung, auf die in dieser Arbeit verzichtet wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher zur Vereinfachung davon ausgegangen, dass die Speicherung an jeder Produktion möglich ist. anschließend werden Pfade ohne Salzkaverne damit verglichen und diskutiert.

Tabelle 7.2: Faktoren für energiebedingte Treibhausgasemission und Primärenergiebedarf nach Energieträgern; Überschussstrom: erneuerbar basiert, Netzstrom: 50 % Erneuerbarer Strom, 50 % Kernenergie; Elektrolysestrom aus Kernenergie, Diesel und Erdgas basierend auf der Well-to-Tank Analyse des JEC [53].

	CO ₂ -Emissionen	Primärenergiebedarf
	g _{CO2} /kWh _{el}	MJ/kWh _{el}
Elektrolysestrom	18	11,09
Netzstrom	9	7,35
Diesel	318	4,32
Erdgas	238	3,96

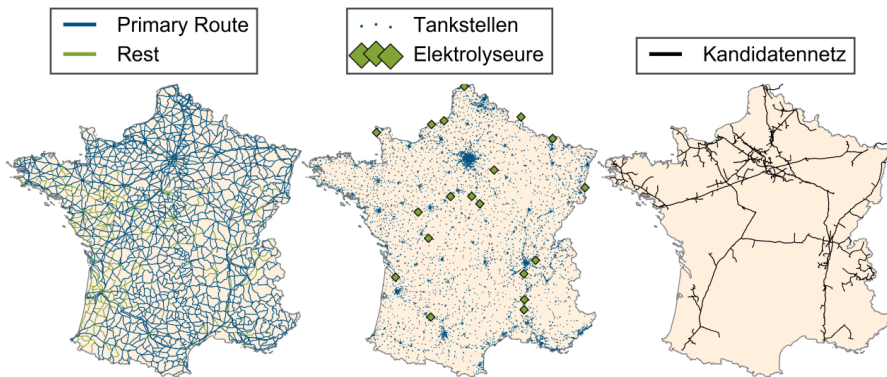


Abbildung 7.4: Inputdaten für die räumlich aufgelöste Berechnung von Wasserstoffinfrastrukturen in Frankreich. Links: Straßennetz [144], mitte: Kernkraftwerk- [170] und Tankstellenstandorte[167], rechts: Pipelines [144].

7.2.3 Japan

Japan hat mit rund 61,6 Millionen PKW den drittgrößten Fahrzeugmarkt weltweit [176]. Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich darunter 22 Millionen Kleinwagen bzw. sogenannte „Kei Cars“ befinden, die in Japan sehr beliebt sind [177]. Mit maximal 660 cm³ Hubraum und begrenzter Länge und Breite stellen diese Fahrzeuge eine Sonderkategorie in Japan dar, die schwer mit den Fahrzeugflotten anderer Länder verglichen werden kann. Deshalb werden im Rahmen dieser Arbeit die Kleinwagen aus der Statistik entfernt und lediglich herkömmliche PKW mit über 660 cm³ berücksichtigt. Dies ergibt insgesamt 39,6 Millionen PKW. Die Verteilung der Fahrzeuge erfolgt über statistische Daten zu Fahrzeugzahlen in den 47 Präfekturen [178]. Über die Bevölkerungsverteilung innerhalb der Präfekturen wird der PKW-Bestand zudem auf 1902 Gemeinden heruntergebrochen [179]. Japan ist eine Inselgruppe. Auf den vier Hauptinseln Hokkaidō, Honshū, Shikoku und Kyūshū sind 97 % der Bevölkerung beheimatet [178]. Die über 6500 kleineren Inseln werden im Rahmen dieser Arbeit nicht als Regionen für Wasserstoffnachfrage berücksichtigt, da die Insellage die Versorgung per Schiff notwendig machen würde. Ohne diese Inseln sind insgesamt 38,8 Millionen PKW berücksichtigt. Mit einer durchschnittlichen Fahrleistung von 10.000 km pro Jahr [180] und

einem Durchschnittsverbrauch von 0,63 kg_{H2}/100 km ergibt sich ein maximaler Wasserstoffbedarf von 1,83 Millionen t_{H2} pro Jahr bei 75 % Bestandsdurchdringung. Die Standorte von Tankstellen sind vom japanischen Geodatenzentrum entnommen [181]. Mit 26.506 erfassten Tankstellen liegt die Erfassungsquote bei etwa 75 %.

Zur Bestimmung potenzieller Wasserstoffquellen wird angenommen, dass Japan als Wasserstoff-Importeur agieren wird. Dies bedeutet, dass Wasserstoff vollständig als LH₂ oder an LOHC gebunden per Schiff in einem Hafen angeliefert wird. Heuser et al. [159] zeigt, dass LH₂ in Yokohama für 4,4 EUR/kg_{H2} angeliefert werden kann. Dabei wird der Wasserstoff rein aus Windstrom und Elektrolyse in Patagonien gewonnen. Kawasaki [156-158] plant ebenfalls eine Belieferung von Japan mit Wasserstoff. Dieser soll in Australien aus Braunkohlevergasung mit CO₂-Abtrennung und Speicherung gewonnen werden. Chapman et al. [160] stellen den Wasserstoffimport aus Australien mittels Braunkohlevergasung und erneuerbaren Energien gegenüber. Dabei berechnen sie Importkosten in Osaka für einen Wasserstoffbedarf von etwa 0,5 Mio. t_{H2} pro Jahr im Zieljahr 2025 von 4,00-5,00 EUR/kg_{H2} aus Braunkohle und 6,54-9,26 EUR/kg_{H2} aus erneuerbaren Energien. Teichmann et al. [57] vergleicht den Transport von LH₂ und LOHC von Island oder Nordafrika nach Deutschland und zeigt, dass LOHC insbesondere die Transportkosten im Vergleich zu LH₂ senken können.

Für diese Arbeit werden die Ergebnisse von Heuser et al. [159] zu Grunde gelegt und angenommen, dass der Wasserstoff für 4,40 EUR/kg_{H2} als LH₂ aus Patagonien angeliefert werden kann. Zur Abschätzung des LOHC entfallen die Kosten der Verflüssigung (0,40 EUR/kg_{H2}) und ein Teil des Transports durch günstigere Schiffe. Für den Transport nach Japan wird eine Kostendifferenz zwischen LH₂ und LOHC von 0,80 EUR/kg_{H2} abgeschätzt, was einer LOHC Anlieferung von 3,60 EUR/kg_{H2} entspricht. Neben den Kosten bedarf es zudem der Abschätzung der CO₂-Emissionen sowie des Primärenergiebedarfs, die zwischen Produktion und Hafen anfallen, um eine vollständige Well-to-Tank Analyse durchführen zu können. Nach Heuser et al. [159] wird der Wasserstoff aus 100 % Windstrom und 70 % Elektrolyse-Wirkungsgrad gewonnen. CO₂-Emissionen fallen somit lediglich beim Schifftransport an, der bei Heuser et al. [159] mit Schiffsdiesel durchgeführt wird.

Tabelle 7.3: Techno-ökonomische Parameter des Wasserstoffimports nach Japan. Basierend auf 100 % Windstromelektrolyse und 21.400 km Transport von Patagonien nach Yokohama. Angelehnt an Heuser et al. [159]. Boil-Off LH₂: 0,2 %/Tag;

System	Anlandungspreis	CO2-Emissionen	Primärenergiebedarf
	EUR/kg _{H2}	kg _{CO2} /kg _{H2}	MJ/kg _{H2}
LH ₂	4,4	3,40	254
LOHC	3,6	3,20	216

Da Japan eine Inselgruppe ist, wird die Belieferung nicht an einem Hafen, sondern an mehreren stattfinden. Aktuell ist Japan bereits Energieimporteur und hat eine Vielzahl an Terminalhäfen, an denen Öl, Flüssiggas oder Kohle angeliefert wird [182]. Im Rahmen dieser Arbeit werden lediglich die Häfen mit dem größten Umsatz einbezogen. Das sind die Häfen in Yokohama bzw. Chiba zur Versorgung des Großraums Tokios, der Hafen von Nagoya und

Kagoshima. Da die Insel Hokkaidō im Norden nicht an das Straßennetz der anderen Hauptinseln Honshū, Shikoku und Kyūshū angeschlossen ist, wird zusätzlich der Hafen von Tomakomai als größter Terminal-Hafen von Hokkaidō hinzugefügt. Somit ergeben sich insgesamt fünf Anlandungspunkte, die als Wasserstoffquelle dienen.

Als Kandidatennetz für das Transmissionsnetz wird das Schienennetz des Digital Chart of the World (DCW) [183] verwendet, da das vorhandene Erdgasnetz nur einen geringen Anteil der Landmasse abdeckt. Das Straßennetz ist ebenfalls von DCW [183] extrahiert. Die räumlich aufgelösten Inputdaten zum Straßennetz, dem präferierten Pipelinennetz, das auf dem Schienennetz basiert, sowie die Standorte der Anlandungshäfen und existierenden Tankstellen sind in Abbildung 7.5 dargestellt. Der Vergleich zwischen Straßennetz und dem Schienennetz zeigt, dass im Schienennetz eine Verbindung zwischen Hokkaido und Honshū besteht, im Straßennetz nicht.

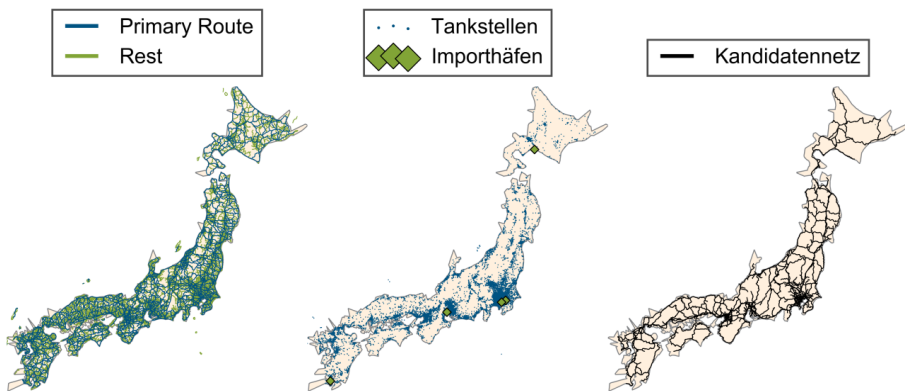


Abbildung 7.5: Inputdaten für die räumlich aufgelöste Berechnung von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan. links: Straßennetz [183]; mitte: Häfen [182] und Tankstellen [181], rechts: Transmissionstrasse [183].

Die techno-ökonomischen Annahmen einzelner Technologien sind in Kapitel 3 ausführlich erläutert. Der Industrie-Strompreis in Japan hat den zweithöchsten Wert in der IEA [184]. Im Unterschied zu anderen Industrienationen gibt es in Japan kaum Vergünstigungen für energieintensive Unternehmen. Die Strompreisspanne zwischen Groß- und Kleinverbraucher ist deutlich kleiner als beispielsweise in Deutschland oder Frankreich [185]. Deshalb wird für den japanischen Strompreis auf eine Variation des Strompreises ähnlich zu Tabelle 5.1 verzichtet und ein einheitlicher Preis von 0,15 EUR/kWh für alle Verbrauchsbänder angesetzt. Die Erdgaspreise lagen 2017 in Japan 30 % über dem deutschen Erdgaspreis. Ausgehend von 0,046 EUR/kWh_{NG} in Deutschland wird daher für Japan ein Wert von 0,06 EUR/kWh angesetzt. Die Preise für Diesel liegen 2017 nach IEA [173] für Japan um 30 % niedriger als in Deutschland. Daher wird für Japan ein Preis von 1,30 EUR/l_{Diesel} für 2050 angesetzt. Die spezifischen CO₂-Emissionen sowie der Primärenergiebedarf für Netzstrom, Erdgas und Diesel werden analog zu den Annahmen der deutschen Analyse aus Tabelle 5.2 entnommen.

Mit der Anlandung von Wasserstoff ergeben sich für Japan andere Versorgungsketten als für eine Eigenproduktion wie in Deutschland oder Frankreich. Zudem kommt erschwerend hinzu, dass die Möglichkeit der geologischen Speicherung in Salzkavernen in Japan wegen fehlender

Salzstöcke nicht gegeben ist. Lediglich ausgeförderte Öl- und Gasvorkommen sind geologisch vorhanden und werden genutzt [174]. Diese sind allerdings im Rahmen dieser Arbeit nach Unterabschnitt 3.2.3 bzw. HyUnder [86] nicht zur Wasserstoffspeicherung vorgesehen. Daher bleibt nur die Speicherung als LH₂ oder LOHC. Abbildung 7.6 zeigt die sechs untersuchten Versorgungsketten auf. Eine zentrale Dehydrierung bzw. Verdampfung mit anschließendem GH₂-Transport wird analog zu Unterabschnitt 7.2.1 ausgeschlossen.

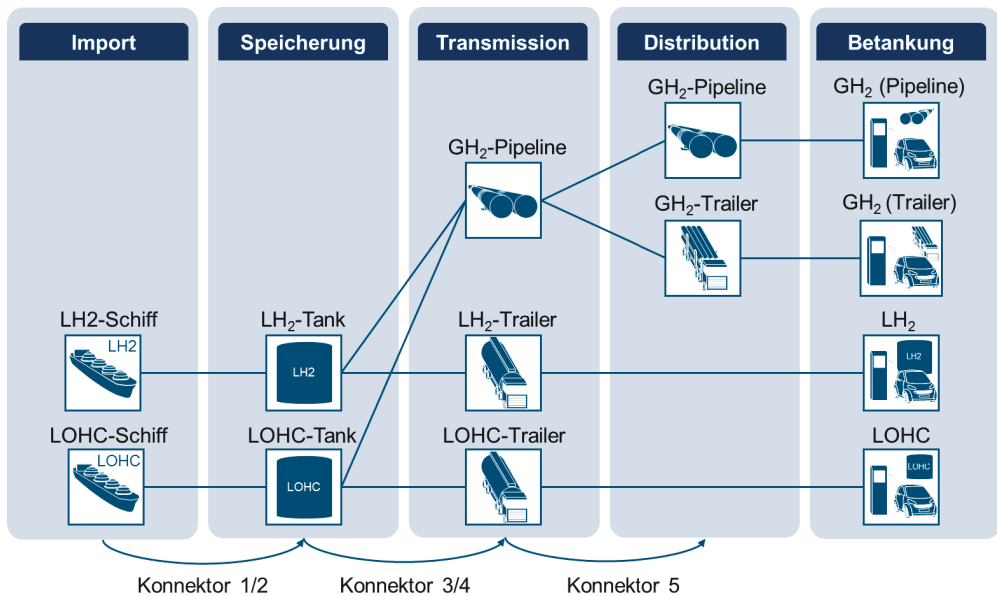


Abbildung 7.6: Übersicht der 6 untersuchten Pfade für Wasserstoffversorgung in Japan basierend auf Wasserstoffimport

7.2.4 Diskussion der Annahmen und Einordnung in die Literatur

Dieser Unterabschnitt diskutiert die getroffenen Annahmen zum Szenario, die exogen vorgegeben wurden. Dabei liegt der Fokus auf dem Wasserstoffbedarf sowie dem Wasserstoffproduktionspotenzial.

7.2.4.1 Bedarfsszenarien

Zur Bestimmung des Gesamtwasserstoffbedarfs sind zwei Annahmen des Szenarios entscheidend: Der spezifische Verbrauch sowie die Anzahl der zu versorgenden Fahrzeuge.

Für den durchschnittlichen spezifischen Verbrauch wird in dieser Arbeit ein Wert von 0,63 kg_{H2}/100 km angesetzt. Dabei handelt es sich um ein Berechnungsergebnis für zukünftige Brennstoffzellenfahrzeuge des C-Segments im Grundlastbetrieb nach dem WLTC-Fahrzyklus *high* nach Grube [140], der seit dem 01. September 2017 in der EU für Neufahrzeuge gilt. Berechnungen des JEC Konsortiums [54] ergaben, dass Brennstoffzellenfahrzeuge für 2020+ nach dem alten Fahrzyklus NEDC (New European Driving Cycle) lediglich 0,448 kg_{H2}/100 km verbrauchen, wobei deren Ergebnis für 2010 bereits bei 0,624 kg_{H2}/100 km lag. Dem gegenüber steht mit dem Toyota Mirai das erste Serien-Brennstoffzellenfahrzeug, das seit 2015 auf dem Markt erhältlich ist, mit einem offiziellen

Verbrauch von 0,76 kg_{H2}/100 km [186]. Bei all diesen Werten handelt es sich jedoch um Normverbräuche, welche die Fahrzeuge in einem Fahrzyklus erreichen. Der International Council on Clean Transportation (ICTT) hat 2015 eine Studie [187] veröffentlicht, wonach der Realverbrauch eines neuen Fahrzeugs in 2014 40 % über dem Normverbrauch des NEDC liegt. Mit der Einführung des WLTP/WLTC sollte sich die Differenz von Real- zu Normverbrauch nach ICTT bis 2025 zwar halbieren, die erwartete Abweichung beträgt dabei allerdings immer noch 23 % Mehrverbrauch im Realbetrieb.

Neben den Abweichungen vom Realverbrauch haben auch unterschiedliche Fahrzeugklassen Einfluss auf den anzunehmenden spezifischen Verbrauch. Im Rahmen dieser Arbeit wird zwischen Fahrzeugklassen nicht unterschieden. Cambridge Econometrics [166, 188, 189] geht wegen der relativ hohen Fixkosten des Brennstoffzellenantriebs davon aus, dass diese lediglich in Fahrzeugen der Mittel- und Oberklasse eingesetzt werden. Diese haben tendenziell ein höheres Gewicht und somit einen höheren Kraftstoffverbrauch. Während in deren Szenarioannahmen für das Jahr 2050 Mittelklassewagen 0,56 kg_{H2}/100 km benötigen, liegen Fahrzeuge der Oberklasse bei 0,7 kg_{H2}/100 km [166]. Dabei ist jedoch bereits ein zusätzlicher Verbrauch im Realbetrieb von 38 % berücksichtigt. Ein übermäßig hoher Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge im Oberklasse-Segment führt somit zu höheren Durchschnittsverbräuchen und damit höheren Gesamtwasserstoffverbräuchen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden für alle untersuchten Länder ein Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge von 75 % am Gesamtbestand untersucht und für 25 % bzw. 50 % variiert. Dieser Anteil ist analog zu Krieg [14], Robinus [190] und GermanHy [26] als Maximalszenario für den PKW-Bereich einzuschätzen. Eine aktuelle Analyse von Cambridge Econometrics [189] zeigt für den deutschen Fahrzeugmarkt, dass in einem TECH-Szenario mit Unterstützung von Niedrig-Emissionsfahrzeugen (Batterie-, Plug-In-Hybrid- sowie Brennstoffzellenfahrzeuge) der Fahrzeugbestand von Brennstoffzellenfahrzeugen bis 2050 auf 17 % steigen kann. Eine explizite Förderung der Brennstoffzellentechnik (TECH-FCEV Szenario) ermöglicht allerdings einen Anteil am Fahrzeugbestand von 50 % in 2050, wobei 69 % neu verkaufter Fahrzeuge mit Brennstoffzellen angetrieben werden und der Anteil am Fahrzeugbestand über 2050 hinaus weiter steigen wird. Dies bestätigt das Maximalszenario von 70 %-75 % aus GermanHy [26], das mit expliziter Förderung der Brennstoffzellentechnologie erreicht werden kann.

Nach der Internationalen Energie Agentur (IEA) [117] sind unter Einhaltung des 2°C-Zieles mit hoher Wasserstoffnutzung 30 % der Fahrzeuge in der EU 4 (Deutschland, Frankreich, UK, Italien) bzw. 28 % der Fahrzeuge in Japan mit Brennstoffzellenantrieb ausgestattet. Wie in Unterabschnitt 7.2.3 diskutiert, ist der japanische Fahrzeugmarkt anders aufgebaut als der europäische oder amerikanische. Mit der hohen Anzahl an Kleinstwagen würde eine Durchdringungsrate von 75 % des gesamten Fahrzeugmarktes von 61,6 Mio. Fahrzeugen eine Überschätzung des Potenzials darstellen. Selbst Ishimoto et al. [157], die einen sehr optimistisch hohen Wasserstoffbedarf Japans in allen Sektoren von 18 Mio. t_{H2}/a bis 2050 berechnen, berechnen lediglich einen Anteil von 50 % Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand. Im Rahmen dieser Arbeit wurden „Kei Cars“ deshalb nicht als potenzielle Brennstoffzellenfahrzeuge berücksichtigt. 75 % der verbleibenden 39,6 Mio. PKW

entsprechen demnach 29,7 Mio. Fahrzeugen, was bezogen auf den Gesamtbestand 48,2% darstellt. Dies deckt sich gut mit den Ergebnissen von Ishimoto et al. [157].

Das 75 % Szenario ist somit für alle untersuchten Länder als Maximalszenario optimistisch angesetzt, das nur mit stark unterstützter politischer Förderung der Brennstoffzellenmobilität erreicht werden kann. Ein Bestandsanteil von 25 % ist auch ohne alleinige Förderung erreichbar, solange eine Veränderung des Fahrzeugbestands zu alternativen Antrieben von staten geht. Deutlich niedrigere Szenarien im Bereich von 100.000 oder 1 Mio. Fahrzeuge bei Robinius et al. [137] besitzen Herausforderungen, die nicht im Fokus dieser Arbeit stehen. Dazu zählen beispielsweise die Optimierung der Tankstellenauslastung bei gleichzeitig flächendeckender Bereitstellung von Wasserstoff oder die Schaffung von Synergieeffekte mit anderen Wasserstoffverbrauchern wie der chemischen Industrie oder dem Einsatz von Brennstoffzellenbussen und -schienenfahrzeugen zur Kostenreduktion. Für die Lösung dieser Herausforderungen müssen Strategien entwickelt werden, bei denen die Abbildung von Marktmechanismen und dem individuellen Nutzerverhalten im Fokus stehen. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Relevanz von Einzeltechnologien, die sich erst in einem eingeschwungenen System ableiten lässt.

7.2.4.2 Erzeugungsszenarien

Die Erzeugungsszenarien der drei untersuchten Länder basieren alle auf der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse. Das deutsche Szenario erzeugt dabei den Wasserstoff aus netzseitig nicht nutzbarem Strom aus erneuerbaren Energien, der im Norden anfällt. In Frankreich wurde Strom aus kerntechnischen Anlagen angesetzt, um deren Auslastung zu erhöhen. Für Japan wird Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in Patagonien erzeugt, der per Schiff nach Japan importiert wird.

Das deutsche Szenario ist produktionsorientiert, die Erzeugungskapazitäten liegen im Norden des Landes. Krieg [14] berücksichtigt in seiner Analyse neben erneuerbarem Wasserstoff auch Braunkohlevergasung mit CCS. Seydel [25] betrachtet zudem Erdgas-Reformierung sowie Biomassevergasung. Elektrolysesysteme zur Nutzung von Windstrom werden in beiden Szenarien im Norden Deutschlands installiert. Robinius et al. [137] erhalten mit einer Lastflussrechnung detaillierte Ergebnisse, an welchen Netzknoten im Stromnetz nicht nutzbare Strommengen anfallen. Dabei zeigt sich wiederum, dass insbesondere an Netzknoten, an denen On- und Offshore-Windenergie zusammenkommen, beinahe ganzjährige Überschussleistung zur Verfügung steht. Dabei wurden allerdings keine alternativen Flexibilitätsoptionen berücksichtigt.

Die Produktionskapazitäten für Deutschland stammen aus der Stromsektoranalyse nach Robinius [13], der ein Gesamtpotenzial an netzseitig nicht nutzbarem Strom für 2050 in Deutschland zwischen 191 TWh als Kupferplatte mit heutigen Speichertechnologien und 293 TWh mit aktuellem elektrischem Netz angibt. Dies entspricht einem Wasserstoffproduktionspotenzial zwischen 3,8 und 5,8 Mio. t_{H_2}/a . Für gleiche installierte Leistungen an erneuerbarer Energie errechneten Robinius et al. [137] mit einer detaillierten Lastflussrechnung des elektrischen Stromnetzes nach dem Netzentwicklungsplan 2025 [191] ein Potenzial von 266 TWh, was 5,6 Mio. t_{H_2}/a Wasserstoff entspricht. Daraus entwickelten sie ein Szenario für 20 Mio. Fahrzeuge und nutzen 88,1 TWh an netzseitig nicht nutzbarem Strom

zur Produktion von 1,82 Mio. t_{H_2}/a Wasserstoff. Das Potenzial hängt jedoch stark vom gewählten Szenario des Stromsektors und den damit installierten Erzeugungskapazitäten aus fluktuierender erneuerbarer Energie sowie der Jahresdauerlinie ab. Je höher der Anteil erneuerbarer Energien sein soll, desto mehr Flexibilitätsoptionen werden benötigt. Nach Sterner und Stadler [192] liegt der Bedarf an Flexibilitätsoptionen bei 80-85 % Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2050 auf 8-30 TWh. Steigt der Anteil Richtung 100 % erneuerbare Energie ist eine exponentielle Steigerung auf 55-100 TWh errechnet. Dabei ist die endogen berücksichtigte Sektorkopplung allerdings bereits abgezogen. Die Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ berechnet im Referenzfall 103 TWh_{el}, die in der Elektrolyse zu Wasserstoff umgesetzt werden. Dies hängt allerdings auch mit der exogenen Vorgabe des Anteils von 30 % Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand zusammen. Die Studie von Quaschnig [193] fordert einen rapiden Umstieg auf erneuerbare Energien bis 2040 und errechnet ein Power-to-Gas Potenzial von 200 TWh allein im Verkehrssektor und mehr als 500 TWh in anderen Sektoren. Diese Studie ist jedoch losgelöst von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und somit als Extremszenario zu betrachten. Insgesamt gilt zu beachten, dass Bedarf und Erzeugung stets gemeinsam betrachtet und auch entwickelt werden müssen. Das Produktionsszenario muss sich letztlich am Bedarf orientieren.

Die Analyse von Frankreich befasst sich mit der Elektrolyse zur Erhöhung der Auslastung kerntechnischer Anlagen. Die maximale Nachfrage in dieser Arbeit beträgt 1,97 Mio. t Wasserstoff pro Jahr. Cany et al. [155] berechnen unterschiedliche Szenarien. Für einen Erhalt der aktuell installierten Leistung an Kernkraftwerken in Frankreich von 60 GW errechnen sie eine maximale Wasserstoffproduktion von 4 Mio. t_{H_2}/a . Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien am Strommix von bis zu 50 % stellt eine Verringerung der Kraftwerkskapazität auf 40 GW ein realistischeres Szenario dar, das eine Wasserstoffproduktionskapazität von etwa 2 Mio. t_{H_2}/a ermöglicht. Dies wurde in dieser Arbeit angesetzt. Kleinere Anteile erneuerbarer Energien führen dabei unweigerlich zu niedrigerem Wasserstoffpotenzial. Scamman und Newborough [194] bestätigen diesen Wert für das Jahr 2050 und errechnen über eine Betriebsoptimierung von Elektrolyseuren ein Wasserstoffpotenzial von 2,05 Mio. t pro Jahr. Die Nachfrage von 1,97 Mio. t pro Jahr kann somit nach beiden Quellen gedeckt werden.

Für den japanischen Verkehrssektor werden im Rahmen dieser Arbeit 1,82 Mio. t_{H_2}/a aus Patagonien importiert. Dieser Wert liegt unter der Analyse von Heuser et al. [159], dessen Fallstudie ein Wasserstoffpotenzial von 11,5 Mio. t pro Jahr zu einem Preis von 4,4 EUR/kg_{H₂} errechnet hat. Dabei zeigen sie jedoch, dass vor allem der Abnahmepreis das Potenzial bestimmt und weniger die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. Eine Analyse von Mönnich et al. [195] weist ein etwas niedrigeres Potential von 7,5 Mio. t pro Jahr aus. Beide Analysen zeigen ein deutlich größeres Potenzial als rein für den Straßenverkehr benötigt wird. Ishimoto et al. [157] weisen allerdings einen Bedarf von 19,9 Mio. t Wasserstoff pro Jahr aus. Zudem ist nicht zu vergessen, dass es sich hierbei um eine globale Wasserstoffversorgungsstruktur handelt. Erneuerbare Wasserstoffimporte sind nicht auf Japan beschränkt und können auch von anderen Ländern erfolgen.

Die Entfernung von Patagonien nach Japan ist zudem mit 21,000 km sehr hoch. Chapman et al. [160] analysieren den Wasserstofftransport von Australien nach Japan aus Braunkohle und erneuerbaren Energien. Dabei belaufen sich die Transportentfernung auf 7000-9000 km was

33 %-43 % der Entfernung und somit der Transportentfernung ausmachen würde. In einem internationalen Handelsnetz bestimmen Angebot und Nachfrage die Preise und den Ursprung eines Produktes. Das Importvolumen, das in dieser Arbeit angesetzt wurde, ist vorhanden, allerdings nicht rein Japan zuzuordnen.

7.3 GIS-basierte Analyse des Wasserstofftransports

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des GIS-basierten Wasserstofftransports dargestellt und analysiert. Dabei liegt der Fokus auf den Ergebnissen des 75 % Szenarios in jedem Land, da es den Extremfall des Systemdesigns darstellt und somit die größten Auswirkungen auf andere Infrastrukturen hat. Der GIS-basierte Wasserstofftransport untersucht drei mögliche Optionen:

- Pipeline Transmission + Distribution
- Pipeline Transmission + GH₂-Trailer Distribution
- LKW Transmission bis zur Tankstelle als GH₂, LH₂ oder LOHC

Zunächst folgt in den Unterabschnitten 7.3.1, 7.3.2 und 7.3.3 die Analyse für die drei Länder Deutschland, Frankreich und Japan. Unterabschnitt 7.3.4 vergleicht die Ergebnisse und diskutiert Schlussfolgerungen, die aus der Analyse gezogen werden können. Unterabschnitt 7.3.5 ordnet die Ergebnisse abschließend in die Literatur ein.

7.3.1 Deutschland

Die Ergebnisse der drei Transportoptionen sind in Abbildung 7.7 dargestellt. Oben links befindet sich die Darstellung des Wasserstofftransports per Pipeline vom Elektrolysestandort zur Tankstelle. Dabei wird von der Installation von 12.063 Tankstellen ausgegangen. Aufgrund der räumlichen Aggregation der Elektrolyseure im Norden sowie der Bedingung des minimalen Spannbaums (siehe Abschnitt 6.4) entsteht eine große Transmissionspipeline, welche die Bedarfszentren in Süddeutschland beliefert. Die Analyse ergab Pipelinelängen von 8.825 km im Transmissions- und 59.366 km im Distributionsbereich. Die zugehörigen Investitionen wurden mit 5,13 Mrd. EUR für die Transmission und 20,7 Mrd. EUR für die Distribution ermittelt. Im Vergleich dazu hat Robinius [13] 6,68 Mrd. EUR für 12.104 km Transmission und 12 Mrd. EUR für 29.671 km Distribution berechnet. Damit ist die Gesamtlänge der Transmissionspipelines in dieser Arbeit deutlich geringer, da sich mit der Clusterung das Verhältnis von Transmission zu Distribution verringert und die Länge des Netzes Richtung Distribution verschoben wird. Die Distributionspipeline steigt im Vergleich zu Robinius aus dem gleichen Grund. Allerdings wird dieser Effekt noch verstärkt, da in dieser Arbeit ein Umwegfaktor von 1,4 für die Distribution mitberücksichtigt ist, während Robinius von der Luftliniendistanz ausgegangen ist.

Die jährliche Transportleistung beträgt 1,83 Mrd. tkm im Transmissionsnetz und 0,18 Mrd. tkm für die Distribution und somit insgesamt rund 2 Mrd. tkm. Die Güterverkehrsleistung von Pipelines in Deutschland im Jahr 2016 lag im Vergleich dazu bei 18,8 Mrd. tkm [196]. Das zusätzliche Transportaufkommen durch Wasserstoffpipelines ist somit zwar nicht vernachlässigbar, allerdings deutlich unterhalb der Transportleistung aktueller Pipelinesysteme, die überwiegend Erdgas transportieren. Dies ist plausibel, da das

betrachtete Wasserstoffnetz lediglich zur Versorgung von PKW eingesetzt wird, während das Erdgasnetz sowohl zur thermischen Verwertung als auch als Rohstoff eingesetzt wird.

Oben rechts in Abbildung 7.7 ist die Kombination aus Transmission per Pipeline und Distribution per GH_2 -Trailer dargestellt. An jedem Hub wird eine Trailer-Abfüllstation mit Kompressor benötigt, die den nötigen Speicherdruck in den GH_2 -Trailern von 500 bar bereitstellen. Zudem werden für die Distribution 6718 Sattelzüge gebraucht, die inklusive der Trailer Investitionen in Höhe von 5,5 Mrd. EUR erfordern. Die LKWs haben eine jährliche Transportleistung von 0,083 Mrd. tkm, was im Vergleich zur Güterverkehrsleistung von Mineralölserzeugnissen von 8,2 Mrd. tkm [196] deutlich weniger ist. Die durchschnittliche Transportentfernung liegt bei 27,5 km. Auch dieser ist deutlich geringer als die heute gültige durchschnittliche Entfernungen von 95 km beim Transport von Mineralölserzeugnissen [196]. Das höchste Verkehrsaufkommen auf einer einzelnen Straße liegt dabei bei 240 LKWs pro Tag, wobei der Durchschnitt auf allen befahrenen Straßen bei etwa 3,5 LKWs pro Tag liegt. Nach Wietschel et al. [110] liegt das Spitzenaufkommen an schweren LKWs mit bis zu 40 t zGG auf Autobahnen in Deutschland bei 3.200 LKWs pro Tag und der Durchschnitt bei etwa 1.100 LKWs pro Tag. Somit sind durchaus Auswirkungen einer GH_2 -Trailer Distribution auf das Straßenverkehrsaufkommen zu erwarten. Flächendeckend bleibt das zusätzliche Verkehrsaufkommen allerdings bei unter 1 %.

Die dritte Transport-Option sieht den LKW-Transport vom Elektrolyseur zur Tankstelle vor. Unten links auf Abbildung 7.7 sind die ermittelten Routen der LKWs dargestellt. Dabei wird deutlich, dass sich wie auch bei der Pipeline mehrere Hauptverkehrsachsen von Norden nach Süden ergeben. Die durchschnittliche Transportentfernung beträgt 440 km, was deutlich über den Transportentfernungen aktueller Mineralöltransporte von 95 km liegt [196]. Die Verkehrsleistung von 1,3 Mrd. tkm ist im Falle einer reinen LKW-basierten Versorgung bei 16 % der aktuellen Verkehrsleistung von Mineralölserzeugnissen per LKW.

Wegen der niedrigen Transportkapazität der GH_2 -Trailer von 1100 kg_{H_2} sind für diese Trailerart die meisten LKWs nötig und folglich die Belastungen für den Straßenverkehr am höchsten. Die Spitzenbelastung beläuft sich dabei bei 2017 LKWs pro Tag. Verglichen mit der Spitzenbelastung von 3200 LKWs pro Tag nach Wietschel et al. [110] ist dieser Wert sehr hoch, da es sich bei Wietschel et al. um sämtliche Güterklassen handelt. Auf 1128 km des Straßennetzes liegt das zusätzliche Verkehrsaufkommen bei über 1000 Sattelzügen pro Tag, was dem heutigen Durchschnitt über alle Verkehrsgüter entspricht. Dies ist nicht umsetzbar. Bei LOHC liegt die Spitzenbelastung bei 1300 LKWs pro Tag, wobei auf insgesamt 250 km des Straßennetzes das Verkehrsaufkommen um mindestens 1000 LKWs pro Tag steigt. Analog zum GH_2 -Trailer ist dies nur schwer vorstellbar. Lediglich der Transport von LH_2 ist mit einer Spitzenbelastung von 516 Sattelzügen deutlich unter der durchschnittlichen Belastung von Autobahnen.

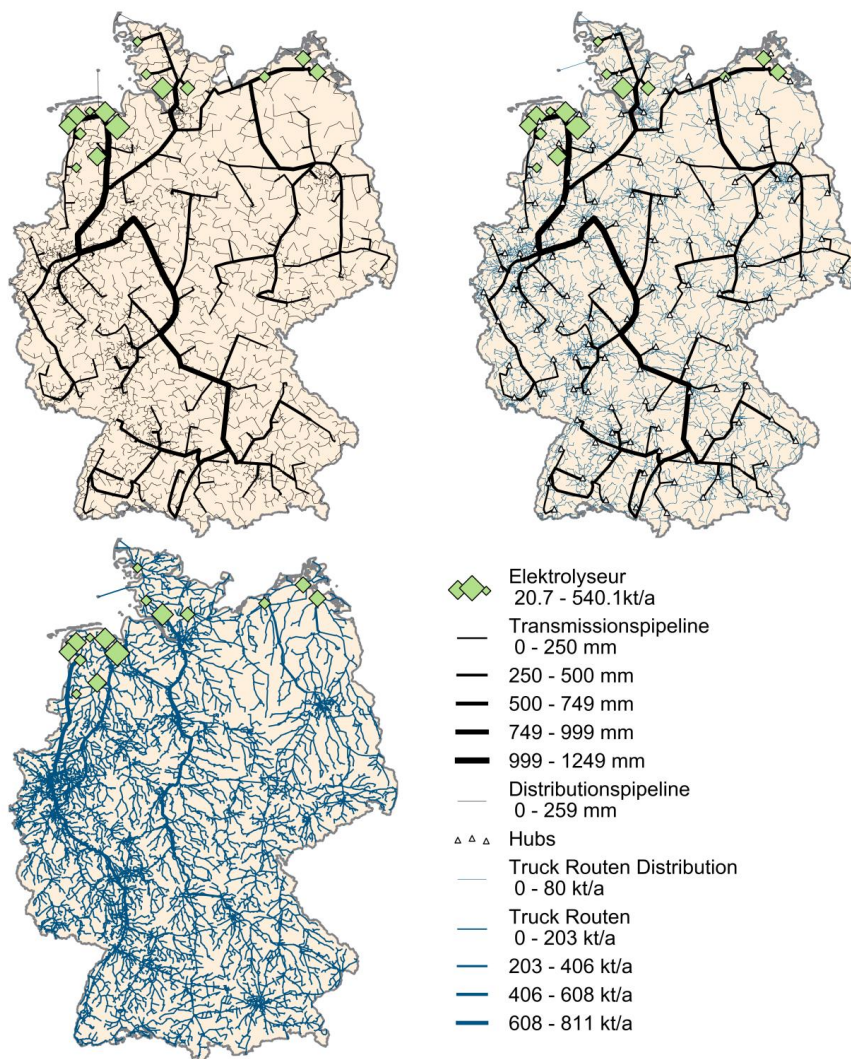


Abbildung 7.7: Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen für Deutschland. Links oben: Pipeline Transmission + Pipeline Distribution; rechts oben: Pipeline Transmission + GH₂-Trailer Distribution; links unten: Transport per LKW vom Elektrolyseur zur Tankstelle.

7.3.2 Frankreich

Abbildung 7.8 visualisiert die räumlich aufgelösten Ergebnisse der Transportmodellierung für das 75 %-Szenario. Der Gesamtbedarf von 1,97 Mio. t/a Wasserstoff wird an 7886 Tankstellen abgerufen, was einer durchschnittlichen Tankstellenauslastung von 68,5 % entspricht. Oben links ist das flächendeckende Pipelinetz für Transmission und Distribution dargestellt. Dabei fällt auf, dass die Elektrolyseure verteilt über Frankreich installiert sind. Somit entfällt im Vergleich zu Deutschland bzw. Abbildung 7.7 die starke Agglomeration der Produktionsanlagen. Die Länge des Transmissionsnetzes beträgt 9577 km, das Distributionsnetz umfasst 55.724 km. Die Kosten betragen 4,3 Mrd. EUR bzw. 19,4 Mrd. EUR.

Der maximale Durchmesser liegt bei 578 mm. Die Transportleistung beläuft sich auf 0,57 Mrd. tkm im Transmissionsnetz und 0,15 Mrd. tkm im Distributionsnetz.

Die Distribution per GH₂-Trailer statt Pipeline ist in Abbildung 7.8 oben rechts dargestellt. Diese Distribution benötigt insgesamt 4258 LKWs und erzeugen eine Verkehrsleistung von 0,08 Mrd. tkm. Deren durchschnittliche Transportentfernung liegt bei 43 km und somit etwas höher als die Distribution in Deutschland. Die maximale Belastung auf einer Straße liegt bei 477 LKWs pro Tag. Dies ist deutlich höher als in Deutschland und tritt an der Abfahrt von einem von drei Hubs in Paris auf, der 757 Tankstellen versorgt und der deutlich größte Cluster ist. Dies würde erhebliche Auswirkungen auf das Straßenverkehrsaufkommen bedeuten. Für derart hohe Tankstellendichten ist die Pipeline als Distributionsweg vermutlich besser geeignet.

Der LKW-Transport vom Elektrolyseur zur Tankstelle ist unten links auf Abbildung 7.8 dargestellt. Die Transportleistung liegt bei 0,352 Mrd. tkm und somit deutlich unter der berechneten deutschen Leistung von 1,3 Mrd. tkm. Dies liegt hauptsächlich an der niedrigeren Durchschnittsentfernung von 178 km. Die Platzierung der Elektrolyseure an den Kernkraftwerkstandorten sorgt somit für eine deutliche Verringerung des Transportbedarfs und stellt eine bedarfsorientierte Platzierung dar. Das deutsche Szenario ist demgegenüber produktionsorientiert. Durch die Verteilung der Produktionsstandorte entspannt sich zudem die Spitzenbelastung des Straßennetzes durch GH₂-Trailer auf 477 Sattelzüge/d. Dies ist niedriger als die Spitzenbelastung einer reinen Distribution vom Hub zur Tankstelle, da der größte Hub in Paris mehr Wasserstoff umsetzt als an einem einzelnen Kernkraftwerkstandort erzeugt wird.

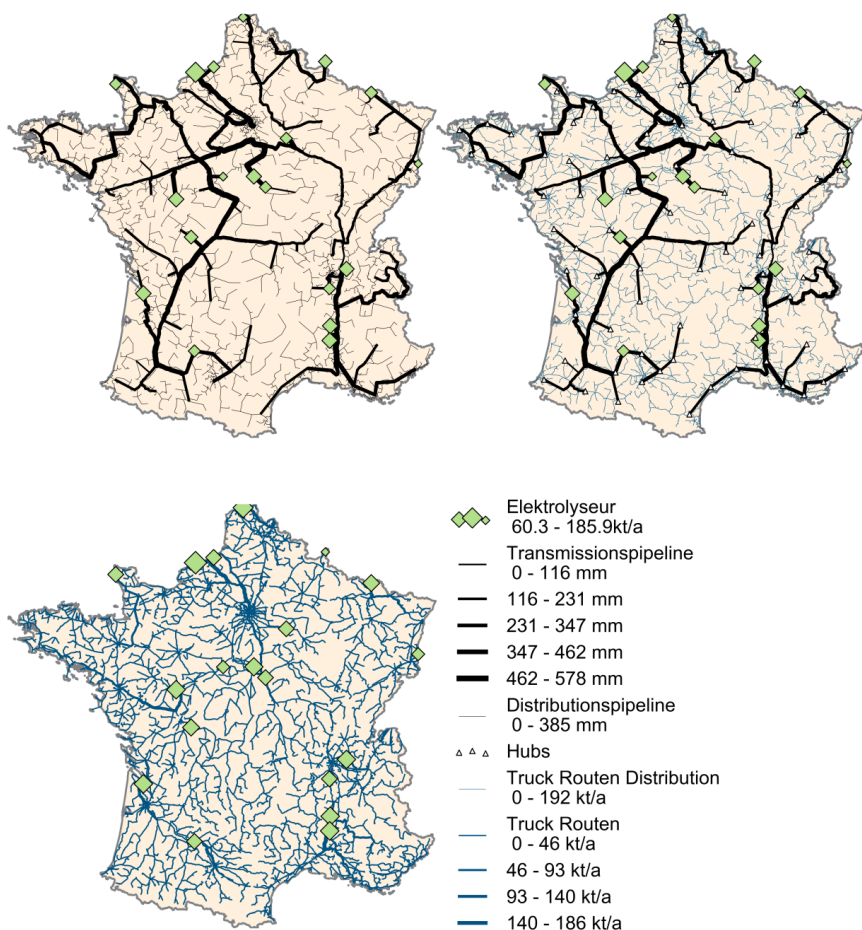


Abbildung 7.8: Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen für Frankreich. Links oben: Pipeline Transmission + Pipeline Distribution; rechts oben: Pipeline Transmission + GH₂-Trailer Distribution; links unten: LKW Distribution von Elektrolyseur zur Tankstelle.

7.3.3 Japan

Die räumlich aufgelösten Ergebnisse der Transportmodellierung sind in Abbildung 7.9 einzusehen. Von den fünf Anlandungshäfen haben Yokohama und Nagoya den höchsten Umschlag mit 0,76 Mio. t_{H₂} bzw. 0,7 Mio. t_{H₂} pro Jahr. Der Gesamtbedarf von 1,82 Mio. t_{H₂} wird an 8097 Tankstellen verteilt. Die Auslastung liegt dabei bei lediglich 619 kg_{H₂}/Tag bzw. 61 %. Somit installiert das Modell tendenziell zu viele Tankstellen. Dies liegt an der feinen Auflösung des Wasserstoffbedarfs bis auf 1902 Gemeinden, da eine ganzzahlige Anzahl an Tankstellen in jeder Gemeinde vorhanden sein muss.

Oben links in Abbildung 7.9 ist das flächendeckende Pipelinenetz für Transmission und Distribution dargestellt. Die Länge des Transmissionsnetzes zur Versorgung der Hubs beträgt 7558 km bei einem Investitionsvolumen von 3,3 Mrd. EUR. Das Distributionsnetz hat eine Länge von 55.325 km und kostet 19,2 Mrd. EUR. Der maximale Durchmesser des

Transmissionsnetzes liegt bei 720 mm. Die Transportleistung beläuft sich auf 0,46 Mrd. tkm pro Jahr im Transmissionsnetz und 0,1 Mrd. tkm pro Jahr im Distributionsnetz.

Eine Distribution per Trailer erzeugt eine Transportleistung von 0,05 Mrd. tkm pro Jahr. Die Durchschnittsentfernung liegt dabei bei 27 km. Die maximale Belastung mit Sattelzügen liegt bei 210 LKWs pro Tag und somit niedriger als in Frankreich und Deutschland.

Beim LKW-Transport vom Hafen zur Tankstelle liegt die Durchschnittsentfernung bei 185 km und die resultierende Verkehrsleistung bei 0,4 Mrd. tkm pro Jahr. Weil in Japan kein Transport von GH_2 von Hafen zur Tankstelle berücksichtigt wird, da der Wasserstoff bereits entweder als LH_2 oder LOHC vorliegt, tritt das höchste Verkehrsaufkommen bei LOHC-Trailern mit 1293 LKWs pro Tag auf.

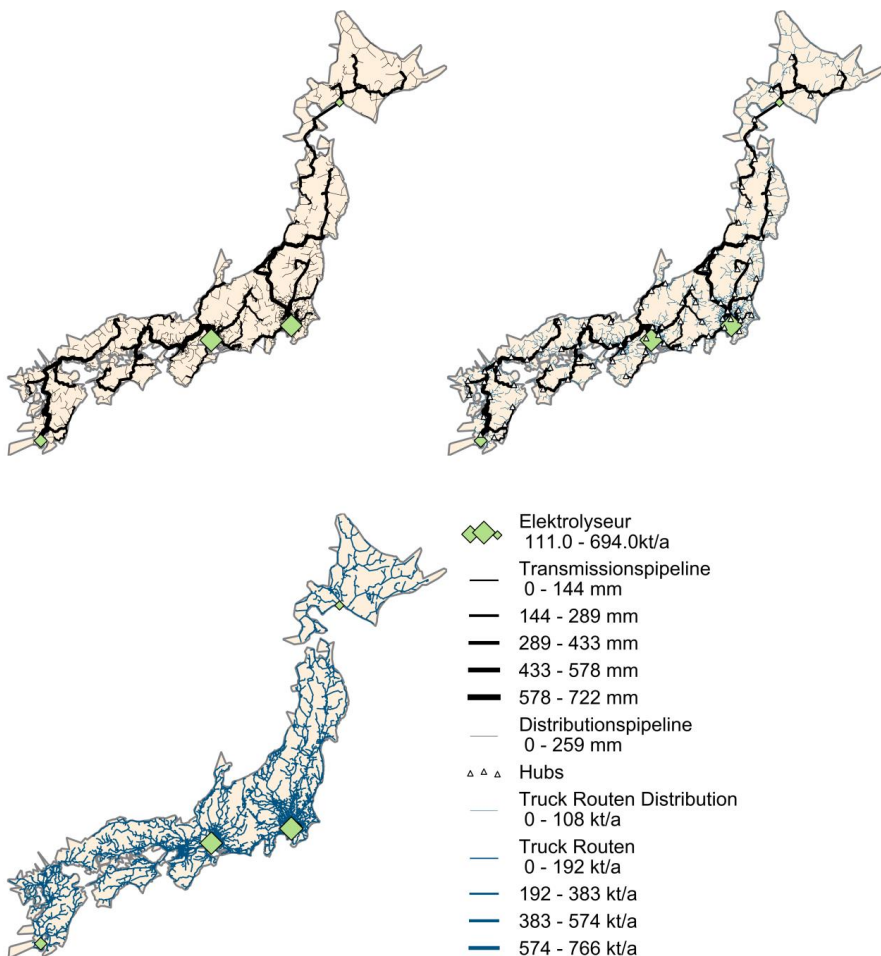


Abbildung 7.9: Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen für Japan. Links oben: Pipeline Transmission + Pipeline Distribution; rechts oben: Pipeline Transmission + GH_2 -Trailer Distribution; links unten: LKW Distribution von Elektrolyseur zur Tankstelle.

7.3.4 Länderübergreifender Vergleich der GIS-basierten Ergebnisse

Abbildung 7.10 zeigt die Transportentfernungen, die jedes kg_{H_2} abhängig von den drei unterschiedlichen Transportoptionen zurücklegen muss. Innerhalb eines Landes wird dabei deutlich, dass die Transportentfernung des LKW-Transportes niedriger ist als bei der Pipeline. Dies ist in der Netzwerkstruktur der Pipeline begründet, welche die Nutzung weniger hochausgelasteter Trassen begünstigt. Dadurch werden viele einzelne Direktverbindungen vermieden, wodurch höhere Umwege in Kauf genommen werden müssen. Für die Distribution ist die Transportentfernung der Pipeline dabei teilweise doppelt so hoch wie die Transportentfernung von LKWs. Dabei spielen die Umwegfaktoren des Distributionsnetzes eine große Rolle, die sich aus dem Umwegfaktor 1,4 für Direktverbindungen sowie den Gewichtungsfaktoren in Abhängigkeit der Gebietszugehörigkeit aus Tabelle 6.2 zusammensetzen. Bei der Betrachtung der Entfernungen ist mit zu beachten, dass die Netzbildung zu einer höheren Auslastung einzelner Pipelinestränge führt. Der damit verbundene höhere Durchmesser der Pipeline vergünstigt die spezifischen Transportkosten auf dieser Strecke. Die Pipeline transportiert somit zwar weiter, allerdings mit höherer Auslastung zu deutlich niedrigeren Kosten.

Ein Ländervergleich in Abbildung 7.10 macht deutlich, dass die Transportentfernungen in Deutschland deutlich höher sind als in Frankreich und Japan. Während Deutschland eine produktionsorientierte Erzeugung am Rande des Betrachtungsraums im Norden Deutschlands darstellt, sind die Wasserstoffquellen in Frankreich und Japan bedarfsorientiert und somit deutlich näher am Verbrauch platziert. Etwas überraschend ist die Tatsache, dass die Transportentfernung der Transmissionspipeline in Frankreich höher ist als in Japan, obwohl die LKW Transmission annähernd gleich weit ist. Dies ist mit dem Kandidatennetz der Transmissionspipeline aus Abbildung 7.4 für Frankreich bzw. Abbildung 7.5 für Japan zu begründen. Das japanische Kandidatennetz ist feiner aufgelöst und kann somit alle wesentlichen Bedarfszentren beliefern. In Frankreich gibt es dagegen Hubs gerade südlich des Zentralmassivs, die über Direktverbindungen zu anderen Hubs angeschlossen sind. Dies ist auch in Abbildung 7.8 zu sehen. Mit dem Umwegfaktor von 1,4 für diese Direktverbindungen erhöht sich die Transmissionsentfernung in Frankreich dadurch mehr als in Japan oder Deutschland.

Die Distributionsentfernungen im Ländervergleich sind in Frankreich am höchsten mit 78 km, gefolgt von Japan mit 75 km und Deutschland mit 61 km. Dies ist mit der deutlich größeren Landfläche von Frankreich zu begründen. Die betrachtete Fläche von Metropolitan Frankreich ohne Korsika beträgt etwa 540.000 km^2 gegenüber 357.200 km^2 in Deutschland und 366.000 km^2 in Japan. Mit der zunehmenden Fläche steigt die Distributionsentfernung, da die Tankstellendichte abnimmt, was realistisch ist. Zudem steigt die Tankstellendichte mit zunehmendem Gesamtbedarf. Hier hat Deutschland mit über 3 Mio. t_{H_2} deutlich mehr vorzuweisen als Frankreich und Japan.

Neben der Transportentfernung sind die Gesamtlänge der Pipeline sowie deren durchschnittliche Auslastung in Abbildung 7.11 dargestellt. Frankreich hat demnach die längste Transmissionspipeline mit einer Gesamtlänge von 9059 km, gefolgt von Deutschland und Japan. Demgegenüber steht jedoch der durchschnittliche Durchfluss, der sowohl in Frankreich als auch in Japan mit etwa $2 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{s}$ deutlich unter der deutschen Pipeline mit

7,2 kg_{H2}/s liegt. Dies bedeutet, dass die absoluten Pipelinelängen zwar alle im ähnlichen Bereich liegen, die verlegten Durchmesser allerdings für Deutschland deutlich größer sind. Damit steigt die Kapazität, die spezifischen Kosten des Transports sinken.

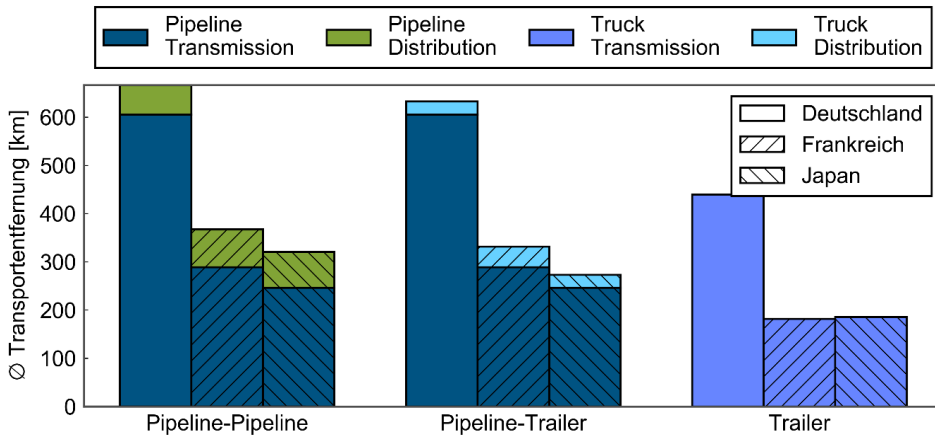


Abbildung 7.10: Vergleich zwischen den Transportentfernungen der drei Transportoptionen Pipeline-Pipeline, Pipeline-Trailer und Trailer. Annahmen: 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am jeweiligen PKW-Bestand der Ländern Deutschland, Frankreich und Japan.

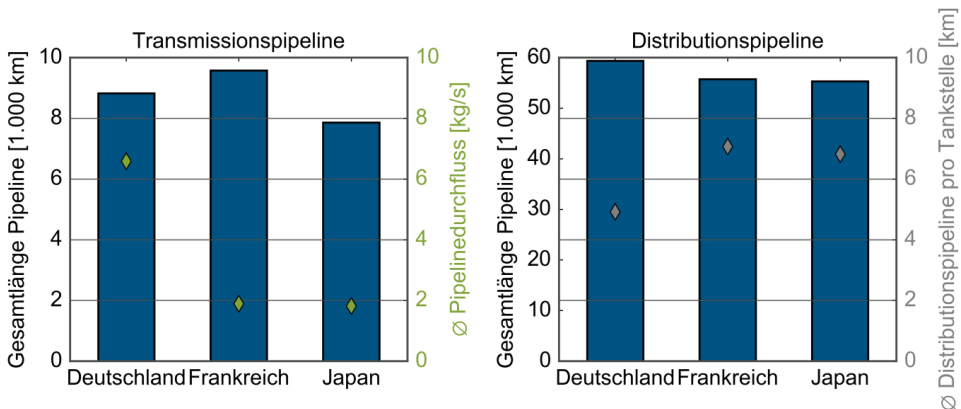


Abbildung 7.11: Gesamtlängen sowie durchschnittlicher Massenfluss des Transmissionsnetzes bzw. durchschnittliche Länge der Distributionspipeline. Annahmen: 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am jeweiligen PKW-Bestand der Ländern Deutschland, Frankreich und Japan.

Im Vergleich zur Transmissionspipeline ist die Distributionspipeline in Deutschland am längsten. Dies ist zunächst mit dem höchsten Wasserstoffbedarf und somit den meisten Tankstellen zu begründen. Ein Blick auf die spezifische Länge der Distributionspipeline pro Tankstelle verdeutlicht jedoch, dass in Frankreich und Japan die Distributionspipeline deutlich länger ist als in Deutschland. Dies deckt sich mit den Ergebnissen für die Transportentfernungen aus Abbildung 7.10 und kann mit der höheren Tankstellenanzahl und der daraus resultierenden Tankstellendichte begründet werden.

In Abbildung 7.12 sind die Güterverkehrsleistung sowie die Spitzenbelastungen mit LKW aufgezeigt. Zur Vergleichbarkeit ist die Spitzenbelastung mit LH₂-Trailern für die Transmission und GH₂-Trailer für die Distribution aufgetragen. Dabei sind mehrere Effekte zu erkennen. Obwohl die Transmission in Japan eine deutlich niedrigere Güterverkehrsleistung benötigt, sind die Spitzenbelastungen annähernd gleich. In Deutschland liegt dies an den weiten Entfernungen, die zu einer Bündelung der LKW Routen auf den Nord-Süd-Autobahnen führen. In Japan treten diese Spitzenbelastungen am größten Hafen in Yokohama auf, der Wasserstoff für die Großregion Tokio bereitstellt und viele LKW pro Tag befüllen muss. Der Abtransport über nur wenige Straßen verursacht einen Engpass. In Frankreich sind die Elektrolyseurstandorte weiträumig verteilt, ohne extrem überhöhte Elektrolyseurleistungen. Daher ist die Spitzenbelastung gering.

Im Gegensatz dazu stehen die Distributionsrouten. Hierbei hat Frankreich die höchste Belastung, was - wie bereits in Unterabschnitt 7.3.2 angedeutet – an der hohen Bevölkerungsdichte von Paris und der damit verbundenen hohen Tankstellendichte liegt.

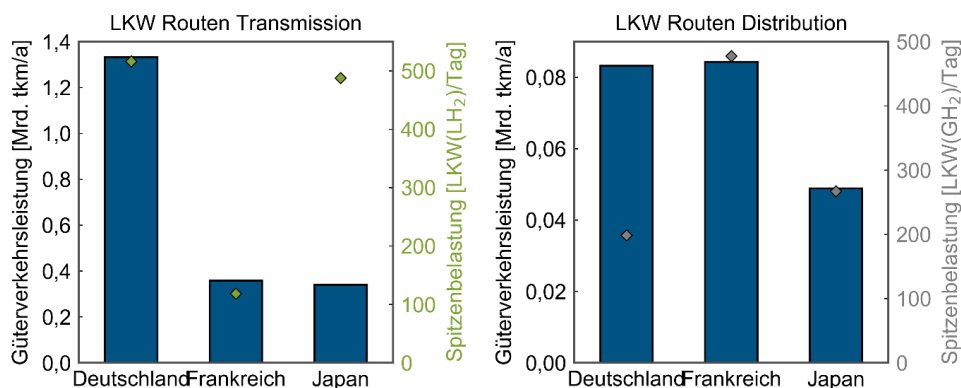


Abbildung 7.12: Güterverkehrsleistung sowie Spitzenbelastung der Straßen mit LKW für Transmission und Distribution per LKW. Annahmen: 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am jeweiligen PKW-Bestand der Ländern Deutschland, Frankreich und Japan.

7.3.5 Diskussion und Einordnung in die Literatur

Die Ergebnisse der GIS-Berechnung lassen sich als Ganzes schwer in die Literatur einordnen, da jede Studie in Abhängigkeit des Landes unterschiedliche Rahmenbedingungen für Quelle und Senke setzt sowie unterschiedliche Methoden zur Bestimmung der Transportentfernungen angewendet wurden. Deshalb stehen im Folgenden einzelne Aspekte der GIS-Modellierung wie Pipelinelängen und LKW-Kilometer im Vordergrund.

Tabelle 7.4 zeigt die Ergebnisse des Transmissionsnetzwerkes in Deutschland, Frankreich und Japan und vergleicht diese mit den Ergebnissen der Dissertationen von Krieg [14] und Robinus [13] für das deutsche Netz bzw. der Studie von André et al. [48] für das französische Netz. In der Arbeit von Seydel [25] sind die Längen des Pipelinetzes nicht ausgewiesen. Für das japanische Netz stehen nach Kenntnis des Autors keine vergleichbaren Analysen zur Verfügung.

Das im Rahmen dieser Arbeit modellierte Transmissionsnetz für Deutschland ist dabei deutlich kürzer als das Netz aus den Arbeiten von Krieg [14] und Robinius [13]. Diese nutzten beide für ihre Analyse die Flächenschwerpunkte der 402 bzw. 415 Landkreise als Senken. Im Rahmen dieser Arbeit sind die Tankstellen geclustert worden, weshalb die Anzahl der Senken bzw. Hubs deutlich abnimmt. Abbildung 6.21 zeigt, dass mit zunehmender Zahl der Cluster beziehungsweise abnehmender Clustergröße die Transmissionslänge zunimmt. Eine Analyse der Landkreise liefert demnach auch in dieser Arbeit Werte von etwa 12.000 km.

Tabelle 7.4: Ergebnisse des Transmissionsnetzes für die untersuchten Länder Deutschland, Frankreich und Japan. Vergleich zu den Ergebnissen von Krieg [14], Robinius [13] und André et al. [48].

		Anteil Bestand	Wasserstoffbedarf	Transmissionsnetz	Kosten	Anzahl Hubs
			[Mio. t/a]	[km]	[Mrd. EUR]	
Deutschland	Diese Arbeit	75 %	3,03	8.000	4,8	121
		50 %	2,02	6558	3,65	81
		25 %	1,01	4936	2,50	42
	Robinius [13]	75 %	2,93	12.104	6,68	402
	Krieg [14]	75 %	5,4	12.000	6,5	415
Frankreich	Diese Arbeit	75 %	1,97	9.058	4,2	79
		50 %	1,31	8.167	3,58	53
		25 %	0,66	6.372	2,65	27
	André et al. [48] (nationales Netz)	100 %	3,42	5.274	2,34	81
	André et al. [48] (vier regionale Netze)	100 %	3,42	4.889	1,65	81
Japan	Diese Arbeit	75 %	1,82	7.861	3,37	81
		50 %	1,22	7.005	2,92	58
		25 %	0,61	5.555	2,18	35

Der Vergleich des französischen Transmissionsnetzes laut der vorliegenden Arbeit mit den Ergebnisse von André et al. [49] zeichnet ein anderes Bild. André et al. [49] entwickelte ein Pipelinenetz für ein Szenario mit 100 % Brennstoffzellenfahrzeuge in Frankreich. Sie nutzen einen zweistufigen Algorithmus zur Kostenreduktion des Pipelinenetzes, wobei sie zunächst einen minimalen Spannbaum erzeugen, dessen Gesamtkosten sie anschließend heuristisch verringern. Dabei verbindet er insgesamt 81 Städte miteinander und analysiert ein nationales Netz sowie ein aufgeteiltes Netz mit vier Regionen. Das Pipelinenetz transportiert eine größere Wasserstoffmenge und hat eine ähnliche Anzahl an Hubs. Die Pipelinelänge ist mit 4889 km bzw. 5274 km deutlich geringer als das Pipelinenetz des 75 % Szenarios in dieser Arbeit mit 9058 km. Auch die Gesamtkosten der Pipeline liegen bei lediglich 2,34 Mrd. EUR und somit bei etwa 56 % der Kosten. Die Differenzen sind vor allem mit der Bestimmung der

Entfernungen zu erklären: Andre et al. [49] verbindet seine Senken über Luftlinienverbindungen anstatt über ein Kandidatennetz, das zwangsläufig größere Entfernungen verursacht. Wie Abbildung 7.10 verdeutlicht, sind die Transportwege der Pipeline deutlich höher als Direktverbindungen. An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse dieser Arbeit mit einem minimalen Spannbaum und Kandidatennetz erzeugt wurden. Wie in Abschnitt 6.4 analysiert, ermöglichen Optimierungsprogramme wie MILP weitere Kostenreduktionen, die allerdings auch mit erheblichen Performanceeinbußen einhergehen.

Zur Einordnung der Ergebnisse des LKW-Transportes von Elektrolyseur zur Tankstelle stehen keine vergleichbaren Analysen zur Verfügung. Lediglich zur Analyse der Distribution wurde von Yang & Ogden [51] eine Abschätzung der Pipelinelänge gegenüber den gefahrenen Kilometern von LKWs für eine „perfekte“ kreisrunde Stadt vorgeschlagen. Dies wurde in Unterabschnitt 5.2.4 bzw. Abbildung 5.6 erläutert. Zum Vergleich der Ergebnisse stellt Abbildung 7.13 die Ergebnisse der Wasserstoffdistribution per LKW oder Pipeline und die Abschätzungen von Yang und Ogden gegenüber. Dabei zeigt sich, dass der Trend von Yang und Ogden nicht von der räumlich aufgelösten Analyse wiedergegeben wird. Sowohl die Pipelinelänge als auch die LKW-Transportkilometer sind niedriger als bei Yang & Ogden vorgegeben. Dabei weichen vor allem Hubs mit einer großen Anzahl an Tankstellen von der Abschätzung ab. Dies ist mit der Clusterungsmethode zu begründen. Über die k-means Clusterung wird der Hub so positioniert, dass der Abstand zu allen Tankstellen minimiert wird. Dadurch wird der Hub in die Nähe von lokal hohen Tankstellendichten gesetzt. Es befinden sich somit mehr Tankstellen in direkter Umgebung des Hubs als in größerer Entfernung, während Yang und Ogden den Hub an den Rand der Stadt setzen. Beide Ansätze sind plausibel, erzeugen allerdings gewisse Unterschiede, die in Abbildung 7.13 aufgezeigt sind.

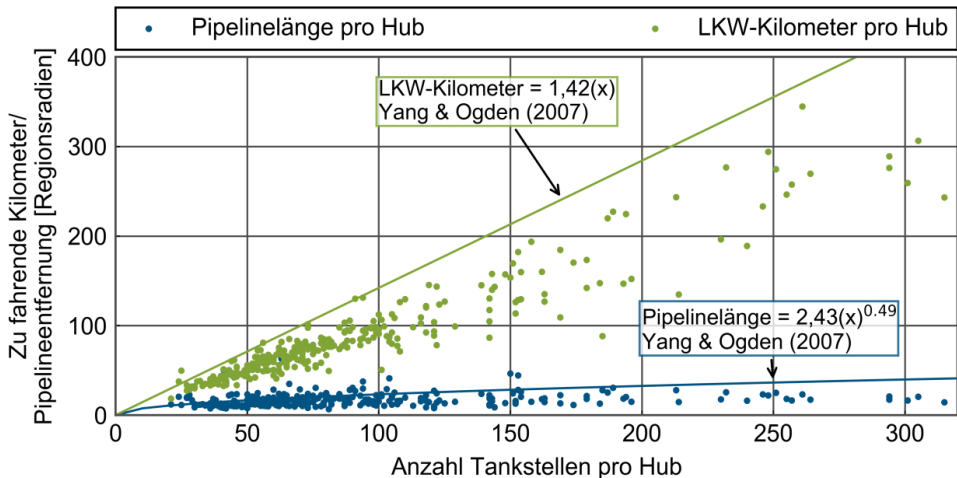


Abbildung 7.13: Vergleich der Pipelinelänge sowie der zu fahrenden Kilometer für die Wasserstoffdistribution innerhalb eines Hubs. Annahmen: 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge in Deutschland, Frankreich und Japan; Vergleichswerte: Abschätzung von Yang & Ogden [51] für eine perfekte Stadt.

Insgesamt zeigt Abbildung 7.13, dass eine Abschätzung der Distributionsentfernungen von geclusterten Regionen über die Gleichungen von Yang und Ogden zu einer gewissen Überschätzung der Kosten führt, allerdings als Abschätzung gute Ergebnisse liefert, ohne eine detaillierte Analyse durchzuführen.

Die Analyse der Spitzenbelastungen hat gezeigt, dass lokal hohe Einflüsse auf den Straßenverkehr durch die Trailer-Transporte entstehen können. Teilweise ist dies vermeidbar, indem zum Beispiel die Abfüllstationen verteilt aufgebaut werden und somit die Konzentration auf einzelne Strecken entfällt. Eine reine Betrachtung der Trailerkapazitäten in Abbildung 7.14 im Vergleich zu konventionellem Diesel verdeutlicht allerdings die Ursache des Problems: Durch die niedrigere Energiedichte von GH_2 sowie LOHC-Trailer und die damit geringeren Trailerkapazitäten sind mehr LKW nötig, um die gleiche Energiemenge zur Tankstelle zu transportieren. Auch unter Berücksichtigung der besseren Effizienz der Brennstoffzelle im Vergleich zu Verbrennungsmotoren bleibt zwischen GH_2 und Diesel noch ein Faktor 7. LH_2 benötigt demgegenüber lediglich 1,7 Trailer, um die gleiche „Reichweite“ an der Tankstelle bereitzustellen, was nicht vernachlässigbar, allerdings durchaus umsetzbar wäre. Unter diesem Aspekt wird deutlich, dass eine reine Substitution von konventionellen Kraftstoffen bei gleichen Reichweiten zwischen Trailer-Abfüllanlage und Tankstelle zwangsläufig zu einer Erhöhung des LKW-Verkehrs führt. Um dem entgegenzuwirken, muss eine Verringerung der Entfernung zwischen Abfüllanlage und Tankstelle erfolgen, die letztlich über die Trennung zwischen Pipeline-Transmission und GH_2 -Trailer-Distribution im Rahmen dieser Arbeit untersucht wurde.

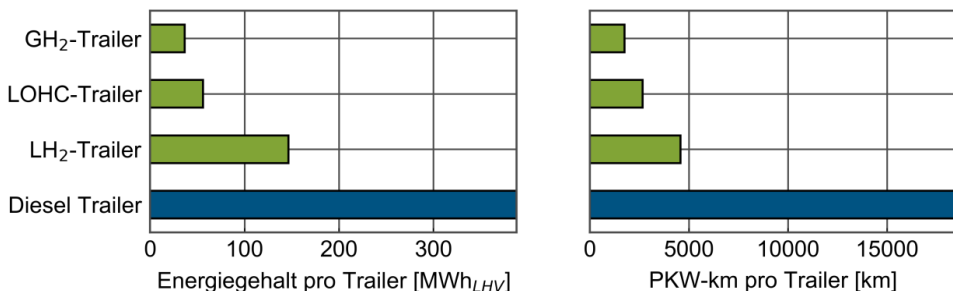


Abbildung 7.14: Vergleich der untersuchten Wasserstofftrailer mit herkömmlichen Dieseltransporten hinsichtlich Energiegehalt (links) und transportierter Reichweite (rechts).

7.4 Ergebnisse der techno-ökonomischen Pfadanalyse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der techno-ökonomischen Pfadanalyse betrachtet. Die Transportentfernungen und Leistungsgrößen des GIS-basierten Wasserstofftransports aus Abschnitt 7.3 gehen dabei als Inputwerte in das Supply Chain Model aus Kapitel 4. Die techno-ökonomischen Parameter werden aus Kapitel 3 entnommen.

Zunächst ist in den Unterabschnitten 7.4.1, 7.4.2 und 7.4.3 die Analyse für die drei Länder Deutschland, Frankreich und Japan zu finden. Dabei werden in jedem Land vier Analysen durchgeführt:

- Kostenanalyse aller untersuchten Pfade für das 75 %-Szenario,
- Gesamtkostenvergleich der drei kostengünstigsten Pfade für 25 %, 50 % und 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand,
- Variation aller 103 Inputparameter um +/- 20 % zur Identifikation sensibler Parameter und
- Analyse der CO₂-Emissionen sowie des Primärenergiebedarfs aller untersuchten Pfade für das 75 %-Szenario

Auf die detaillierte Analyse des 25 % und 50 % Szenarios wurde innerhalb dieses Abschnittes verzichtet. Diese ist stattdessen in Anhang B zu finden.

Unterabschnitt 7.4.4 vergleicht die Ergebnisse länderübergreifend und geht auf wesentliche Unterschiede zwischen den Ländern ein. Unterabschnitt 7.4.5 ordnet die Ergebnisse zum Abschluss dieses Abschnitts in die Literatur ein und diskutiert den gesamten Abschnitt zusammenhängend.

7.4.1 Deutschland

In Abbildung 7.18 wird eine Übersicht der spezifischen Wasserstoffkosten an der Tankstelle und der Gesamtinvestitionen für eine Versorgung von 75 % des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff dargestellt. Die spezifischen Kosten zeigen, dass die Technologiekombination aus Salzkaverne und Pipelinenetz für Transmission und Distribution mit 6,05 EUR/kg_{H₂} die günstigste Bereitstellungsoption darstellt. Erfolgt die Distribution stattdessen über LKWs, stellen sich marginale Mehrkosten von 0,05 EUR/kg_{H₂} bzw. 2 % ein. Die drittgünstigste Option ist die Kombination aus Salzkaverne und Verflüssigung für den Transport. Diese liegt mit 6,70 EUR/kg_{H₂} bereits 11 % über den Kosten des Pipelinesystems. Allerdings fallen für diese Kombination mit 49,2 Mrd. EUR die mit geringem Abstand niedrigsten Gesamtinvestitionen an, gefolgt von Pipeline-Trailer Kombination mit 49,6 Mrd. EUR. Gleichzeitig ist der Endenergiebedarf durch die Verflüssigung jedoch 15 % höher als bei einem flächendeckenden Pipelinenetzwerk.

Die günstigsten Optionen ohne geologische Speicherung in Salzkavernen sind LH₂ für Speicherung und Transport mit 7,20 EUR/kg_{H₂} oder LOHC zur Speicherung mit anschließender Pipelineversorgung mit 7,24 EUR/kg_{H₂}. Dies deckt sich mit Abbildung 5.13. Daraus lässt sich schließen, dass ohne geologische Speicherung die spezifischen Kosten um bis zu 20 % steigen. Das unterstreicht die Schlüsselrolle der geologischen Speicherung in einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur.

Ein Vergleich zwischen dem Investitionsvolumen der Distribution per Pipeline gegenüber der Distribution per GH₂-Trailer verdeutlicht, dass im Pipelinefall 20 % mehr Investitionen erforderlich sind als für den Fall der Distribution per GH₂-Trailer. Trotzdem sind die spezifischen Wasserstoffkosten an der Tankstelle annähernd gleich hoch. Dies liegt zum einen an der höheren Abschreibungsdauer der Pipeline im Vergleich zum GH₂-Trailer. Zum anderen sind die Betriebskosten der Pipeline vernachlässigbar, während der Trailer-Transport zusätzliche Kosten durch Fahrer und Treibstoff verursacht.

Analog zu Unterabschnitt 5.3.1 zeigt sich, dass LOHC-Pfade mit deutlich höheren Kosten verbunden sind. Selbst mit einer Wärmegutschrift von 0,45 EUR/kg_{H₂} (siehe Unterunterabschnitt 5.3.2.3) wäre der LOHC-Transport teurer als der LH₂-Transport.

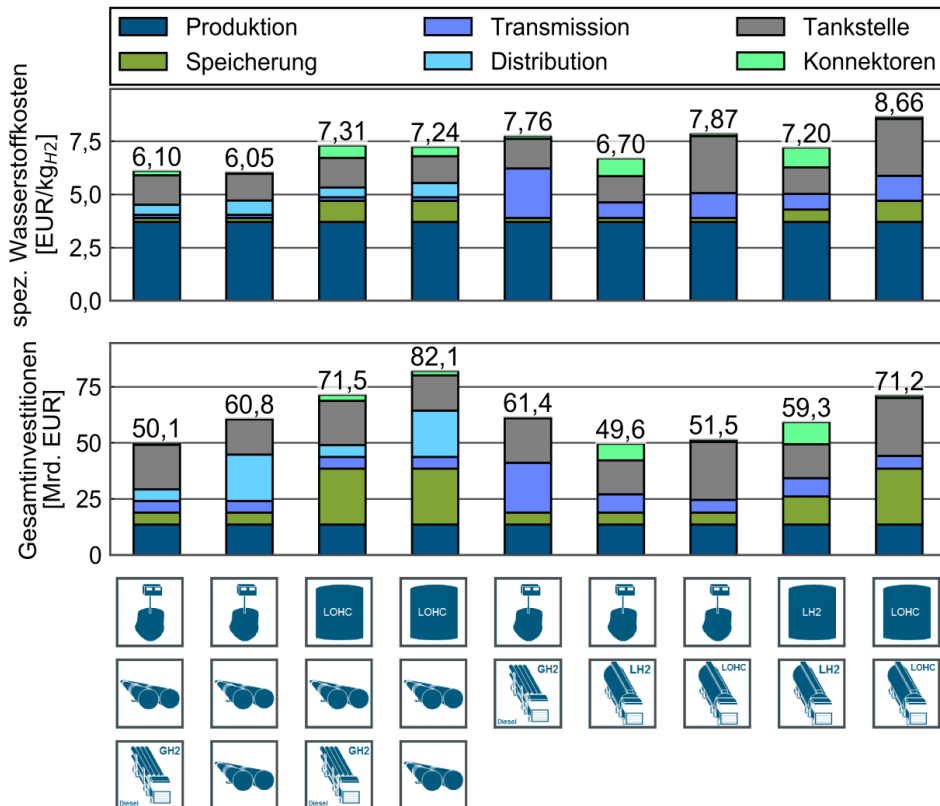


Abbildung 7.15: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-Kombinationen.

Abbildung 7.16 stellt die Ergebnisse für unterschiedliche Durchdringungsraten an Brennstoffzellenfahrzeugen dar. Dabei sind nur die drei günstigsten Optionen aus Abbildung 7.15 berücksichtigt, da diese für alle Durchdringungsraten die drei günstigsten Optionen darstellen.

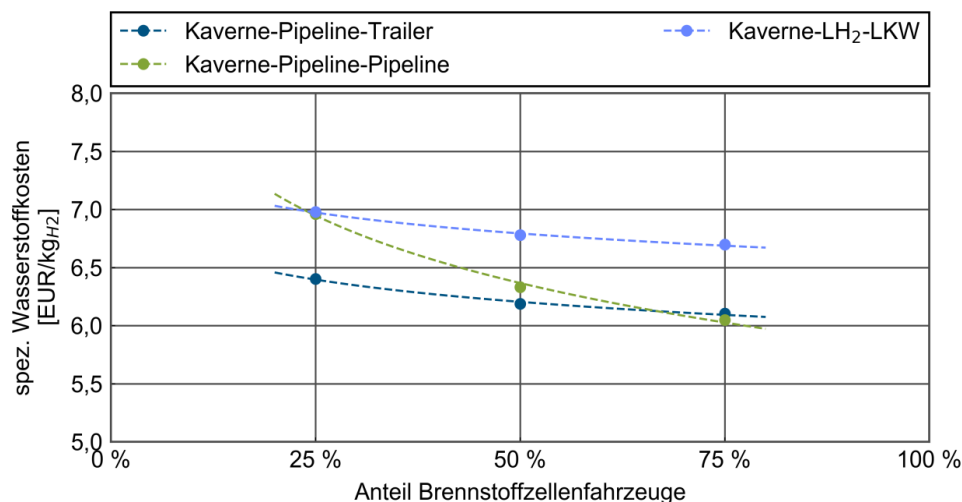


Abbildung 7.16: Spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Durchdringungsrate von Brennstoffzellenfahrzeuge am deutschen Fahrzeugbestand für die drei günstigsten Technologiekombinationen Kaverne-Pipeline-Trailer, Kaverne Pipeline-Pipeline und Kaverne mit LH₂-Transport.

Die detaillierten Analysen der Szenarien mit 25 % und 50 % Anteil Brennstoffzellen sind in Anhang B dargestellt. Die Kombination aus Pipeline und GH₂-Trailer stellt sowohl im 25 %-Szenario als auch im 50 %-Szenario die günstigste Option dar. Die Kosten des Transports mit LH₂-Trailer sinken mit zunehmendem Wasserstoffabsatz vergleichbar zur Pipeline-Trailer Option. Von einem steigenden Bedarf profitiert die Pipeline-Distribution am meisten und zeigt die größte Kostenreduktion. Dies unterstreicht, dass sich eine flächendeckende Pipeline-Distribution erst bei hohen Durchdringungsraten von annähernd 75 % günstiger darstellt als eine GH₂-Trailer-Distribution. Ein Pipeline-Transmissionsnetz ist jedoch auch bei einer niedrigeren Durchdringungsrate von 25 % die zu bevorzugende Option. Die relative Kostenänderung vom 25 %-Szenario mit 6,40 EUR/kg_{H2} zum 75 %-Szenario mit 6,10 EUR/kg_{H2} für die Kombination aus Kaverne-Pipeline-Trailer liegt bei 5 %. Ein Vergleich mit alternativen Technologiekombinationen zeigt, dass die Transmissionspipeline somit bereits bei 25 %-Bestandsdurchdringung das dominierende Transportsystem ist.

Abbildung 7.17 zeigt die Sensitivitätsanalyse für eine Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Der wichtigste Parameter ist demnach die Annahme der Stromkosten für die Elektrolyse. Die Kosten der Elektrolyse liegen allein bei 3,70 EUR/kg_{H2}, wobei 2,86 EUR/kg_{H2} dem Strombezug zuzuordnen ist. Dies ist der größte Einzelposten der gesamten Analyse und hat somit auch die größten Auswirkungen. Die Volllaststunden der Elektrolyse sind durch die angenommenen 5300 h nicht derart relevant. Nach dem Preis von erneuerbarem Strom ist der Kapitalkostensatz die zweitwichtigste Vorgabe. Während die Stromkosten einen Einzelposten deutlich erhöhen, beeinflusst der Kapitalkostensatz die Investitionskosten in allen Kettengliedern. Deshalb hat er ebenfalls großen Einfluss. Den zweitgrößten Einzelkostenbetrag in der gesamten Wasserstoffversorgungskette nach der Elektrolyse stellen die spezifischen Kosten der Tankstelle dar. Dabei sind insbesondere die Investitionskosten relevant. Sowohl der Skalierungsfaktor, die Basisinvestitionskosten, die Tankstellengröße als

auch die Lernrate und somit alle verbleibenden Faktoren beeinflussen diesen Einzelkostenbetrag maßgeblich und haben bei einer Variation einen erkennbaren Einfluss auf die Gesamtkosten. Die Parameter der Kompressoren sowie der Pipeline haben dabei allesamt einen Einfluss von weniger als 1 % bei einer Variation von +/- 20 %.

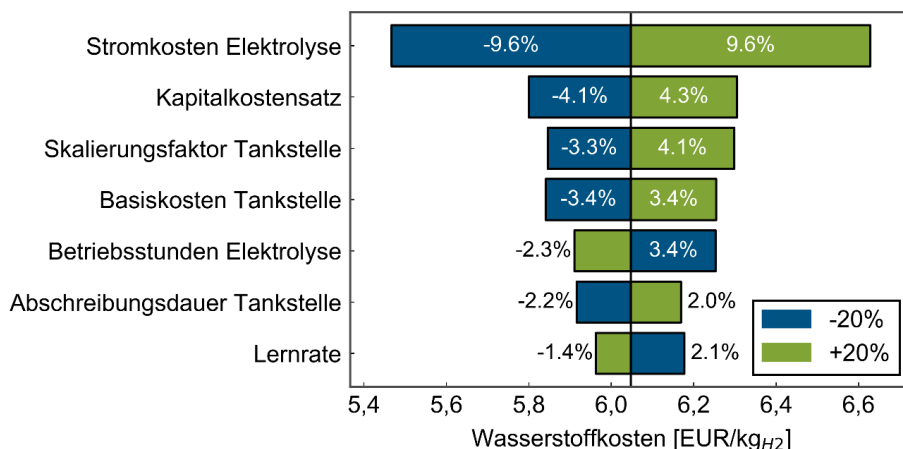


Abbildung 7.17: Sensitivitätsanalyse einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf Salzkaverne und Pipeline in Deutschland, zur Versorgung des PKW-Verkehrs mit 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge.

Neben der Sensitivität gegenüber einzelnen Parametern stellt die Umwidmung von Rohrleitungen einen weiteren Aspekt dar, welcher den Investitionsbedarf in eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur deutlich verringern kann. Dabei werden bestehende Rohrleitungen umgerüstet, die beispielsweise für den Erdgastransport ausgelegt und genutzt sind und aufgrund von Kapazitätsverschiebungen nicht mehr benötigt werden. Hemmnisse der Umwidmung bestehen vor allem in der Werkstoffverträglichkeit mit Wasserstoff. Hierbei ist insbesondere das Wasserstoffinduzierte Risswachstum zu nennen, die zu einer verringerten Festigkeit der Rohrleitungen sowie der Schweißnähte führen kann. Nähere Informationen dazu sind bei Krieg [14] oder dem Sandia National Laboratory [197] zu finden. Die Topologie der im Rahmen dieser Arbeit berechneten Pipeline wurde mittels minimalen Spannbaum an den Verlauf bestehender Trassen angelehnt, wie in Abschnitt 6.4 erläutert wurde. Zur Abschätzung des maximalen Kosteneinsparpotenzials einer Umwidmung wird angenommen, dass die Pipelinestränge entlang bestehender Leitungen komplett ohne Neuinvestitionen umgewidmet werden können. Dies stellt eine Maximalabschätzung dar, da die benötigten Kapazitäten auf bestehenden Trassen nicht vorhanden sein können sowie die Prüfung über die Eignung einer Rohrleitung für die Umwidmung weitere Kosten verursachen kann. Im Rahmen des untersuchten Szenarios mit 75% Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand könnten dadurch Investitionen in Höhe von 4,15 Mrd. EUR eingespart werden, was etwa 81% der gesamten Pipelineinvestition entspricht. Dies senkt die spezifischen Kosten von 0,16 EUR/kg_{H2} auf 0,05 EUR/kg_{H2}. Die spezifischen Gesamtkosten der Versorgungskette sinken bei dieser Maximalabschätzung allerdings lediglich um marginale 1,8%. Bei den untersuchten Jahresverbräuchen an Wasserstoff spielt der Anteil der investitionsgebundenen Pipelinekosten somit nur eine untergeordnete Rolle. Bei niedrigeren Wasserstoffumsätzen, die

gerade in der Einführungsphase von Wasserstoff als Energieträger auftreten, kann der Einfluss der Umwidmung allerdings deutlich höher sein, was in zukünftigen Arbeiten zu untersuchen ist.

Abbildung 7.18 stellt die Ergebnisse bezüglich der CO₂-Emissionen und des Primärenergiebedarfs für das 75 %-Szenario dar. Die gesamten CO₂-Emissionen liegen demnach zwischen 0,8 Mio. t_{CO2} und 11,6 Mio. t_{CO2}, wobei der LOHC Transport mit Dehydrierung an der Tankstelle mit den höchsten CO₂-Emissionen einhergeht, der Pipeline-Transport mit Salzkaverne hingegen mit den niedrigsten CO₂-Emissionen sowie dem niedrigsten Primärenergiebedarf gekennzeichnet ist.

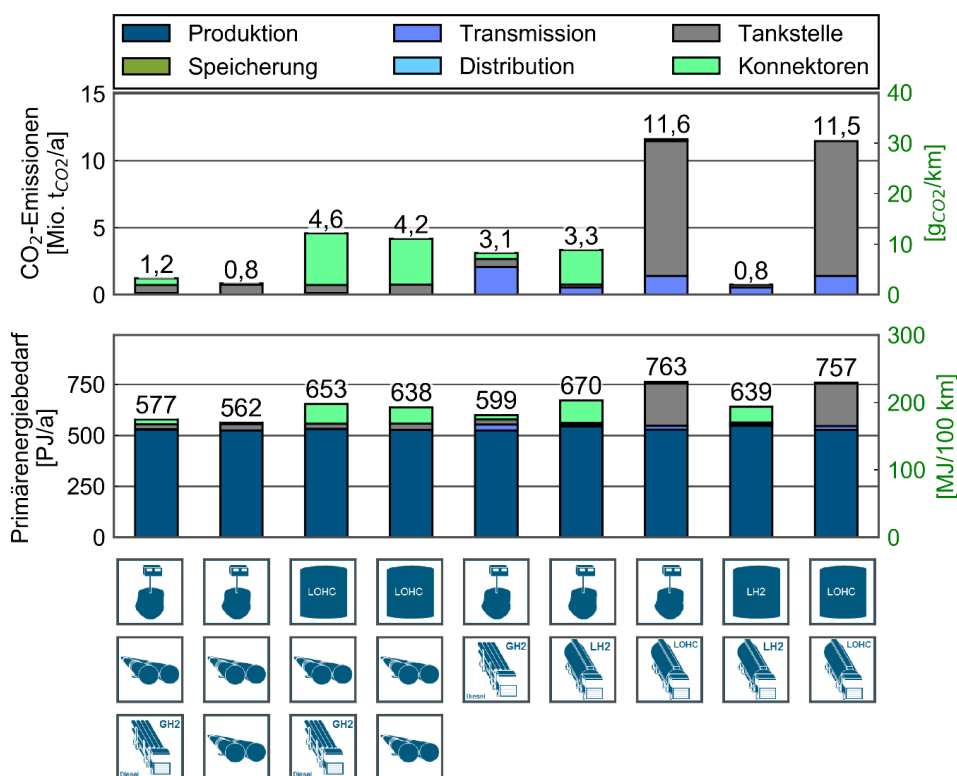


Abbildung 7.18: CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf in Deutschland zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für 9 untersuchte Technologiekombinationen.

7.4.2 Frankreich

Aufbauend auf den Ergebnissen der Transportmodellierung gibt Abbildung 7.19 eine Übersicht über die spezifischen Wasserstoffkosten an der Tankstelle sowie die Gesamtinvestitionen für 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge im französischen PKW-Sektor. Die günstigste Option bietet eine Speicherung in Salzkavernen mit Pipeline Transmission und GH₂-Trailer Distribution für 7,11 EUR/kg_{H2}, gefolgt von einer Pipeline von Elektrolyseur zur Tankstelle für 7,32 EUR/kg_{H2}. Die Elektrolyse verursacht dabei allerdings allein Kosten von 4,55 EUR/kg_{H2} bei Stromkosten von 0,065 EUR/kWh_{el} und 3000 Volllaststunden.

Die Speicherung in einer Salzkaverne mit anschließendem GH₂-Trailer Transport verursacht Kosten in Höhe von 7,45 EUR/kg_{H₂} mit LH₂ und GH₂ und 8,34 EUR/kg_{H₂} mit LOHC. Für Frankreich ist somit der GH₂-Trailer Transport günstiger als LOHC. Dies ist mit der Transportentfernung von 181 km zu erklären. Wie bei der deutschen Analyse sind Pfade ohne geologische Speicherung mindestens 16 % teurer.

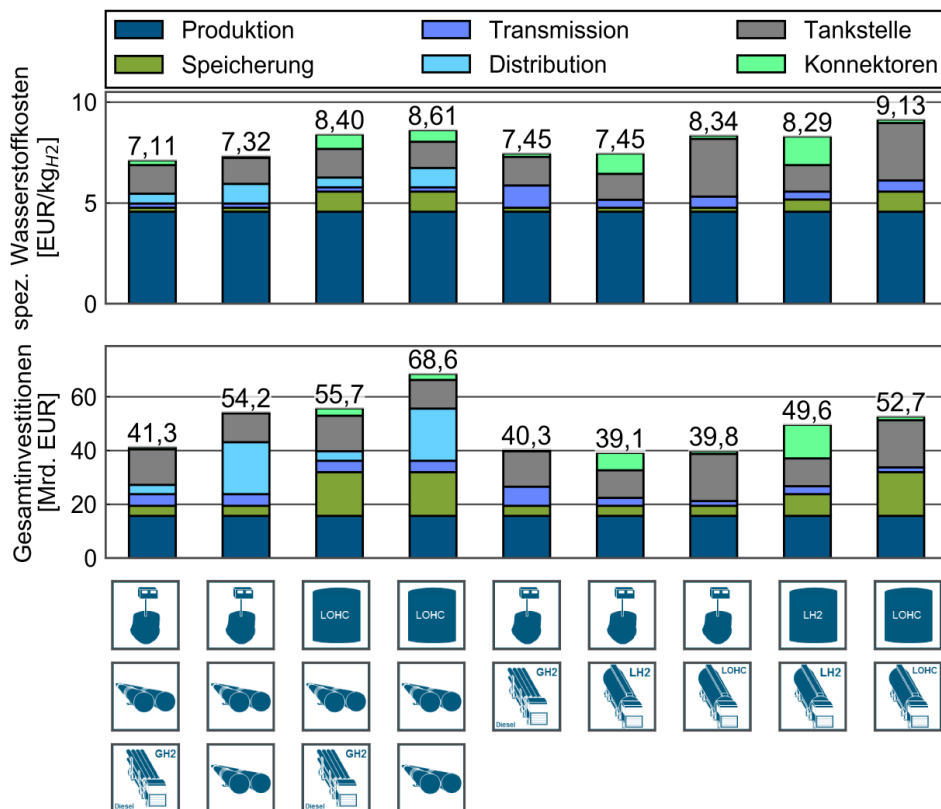


Abbildung 7.19: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen von Wasserstoffinfrastrukturen in Frankreich zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für 9 untersuchte Technologiekombinationen.

Abbildung 7.20 zeigt die Ergebnisse der spezifischen Kostenrechnungen für unterschiedliche Durchdringungsraten für die Kavernenspeicherung und den Transport über Pipeline, LH₂-Trailer oder GH₂-Trailer. Diese stellen für die drei untersuchten Szenarien die günstigsten Optionen dar. Detaillierte Informationen zum 25 % und 50 % Szenario sind in Anhang B zu finden. Wie in Abbildung 7.16 profitiert eine Pipeline-Distribution am meisten von steigendem Wasserstoffbedarf. Dabei wird auch bestätigt, dass sich bei 25 % Durchdringungsrates eine Pipeline-Distribution deutlich teurer als der LH₂-Transport gestaltet, wenn die Transportentfernungen sinken, während die Distributionsentfernungen steigen, siehe Abbildung 7.10. Eine Kombination aus Pipeline und GH₂-Trailer ist über alle untersuchten Durchdringungsrates die zu bevorzugende Option. Der GH₂-Trailer-Transport ermöglicht durch die niedrigen Transportentfernungen in Frankreich im 25 %-Szenario günstigere Kosten

als LH₂-Transport und tendiert gegen noch niedrigere Absatzmengen dazu, günstiger als eine Kombination aus Pipeline und Trailer zu werden.

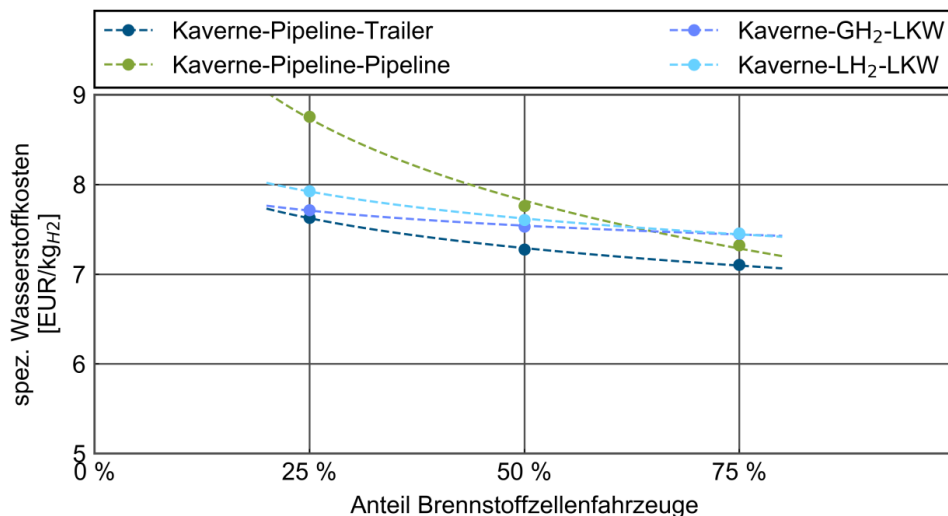


Abbildung 7.20: spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Durchdringungsrate von Brennstoffzellenfahrzeuge am französischen Fahrzeugbestand. für die vier günstigsten Technologiekombinationen mit Speicherung in Salzkavernen und Transport über Pipeline-Trailer, Pipeline-Pipeline, LH₂-Trailer oder GH₂-Trailer.

In Abbildung 7.21 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für Frankreich dargestellt. Wie im deutschen Szenario hat auch in Frankreich der Preis für den Elektrolysestrom die höchsten Auswirkungen auf den Gesamtpreis des Wasserstoffs. Insgesamt kostet die Elektrolyseproduktion 4,55 EUR/kg_{H2}. Der angesetzte Strompreis stammt dabei vom Geschäftsmodell #3 von Cany et al. [155], das auch die Investitionskosten des Kernkraftwerks berücksichtigt. Alternativ wären auch nach Geschäftsmodell #2 die reinen Betriebskosten mit 0,027 EUR/kWh denkbar. Dadurch würden sich die Kosten des Wasserstoffs auf 2,75 EUR/kg_{H2} und somit um annähernd 40 % bzw. 1,80 EUR/kg_{H2} senken lassen. Dies entspricht 25 % der Gesamtkosten der Versorgungskette. Vor diesem Hintergrund zeigt sich, dass das Geschäftsmodell der Elektrolyse noch enormes Potenzial zur Kostensenkung birgt.

Durch die niedrigen angesetzten Volllaststunden von 3000 h hat eine Variation deutlich mehr Einfluss als im deutschen Szenario. Der Einfluss von Kapitalkostensatz und den Tankstellenparametern ist analog zu Deutschland mit den hohen Kosten der Tankstelle bzw. dem Einfluss des Kapitalkostensatz auf alle Kettenglieder zu erklären. Allerdings ist anders als in Abbildung 7.17 die Trailer-Kapazität für den französischen Fall relevant, da die Distribution im günstigsten Fall für Frankreich per GH₂-Trailer durchgeführt wird. Da der Trailer als Massenspeicher an den Tankstellen berücksichtigt wird, wirkt sich einer Erhöhung der Kosten sowohl auf die Distribution als auch auf die Tankstelle aus.

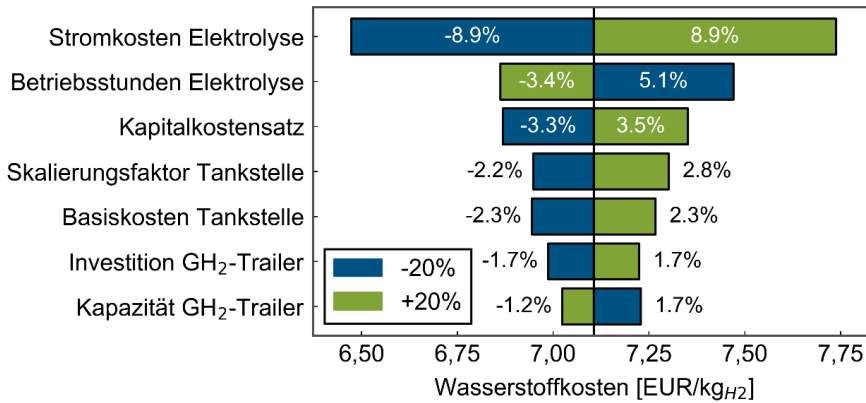


Abbildung 7.21: Sensitivitätsanalyse einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf Salzkaverne, Pipeline und GH₂-Trailer in Frankreich im 75 %-Szenario.

Abbildung 7.22 stellt die CO₂-Emissionen sowie den Primärenergiebedarf aller untersuchten Pfade dar. Die Emissionen der Produktion allein liegen bei 1,8 Mio. t CO₂ pro Jahr durch die Kopplung der Elektrolyse an Kernkraftwerke, die mit spezifischen CO₂-Emissionen von 18 g_{CO2}/kWh angesetzt sind, siehe Tabelle 7.2. Während eine Salzkavernenspeicherung mit Pipeline fast ohne zusätzliche CO₂-Emissionen auskommt, steigen diese für LOHC Transport auf 7,7 Mio. t_{CO2} pro Jahr.

Der Primärenergiebedarf liegt zwischen 1085 und 1253 PJ/a und somit deutlich über dem deutschen Primärenergieverbrauch aus Abbildung 7.18, obwohl ein Drittel weniger Wasserstoff benötigt wird. Dies ist auf den hohen Primärenergiefaktor für Kernenergie zurückzuführen. Unter diesen Voraussetzungen hat der Primärenergiebedarf für den Transport nur einen marginalen Einfluss. Ein Blick auf die spezifischen Primärenergieemissionen von 370 bis 420 MJ pro 100 km deckt sich dabei gut mit den Ergebnissen des JEC [52] aus Abbildung 2.5.

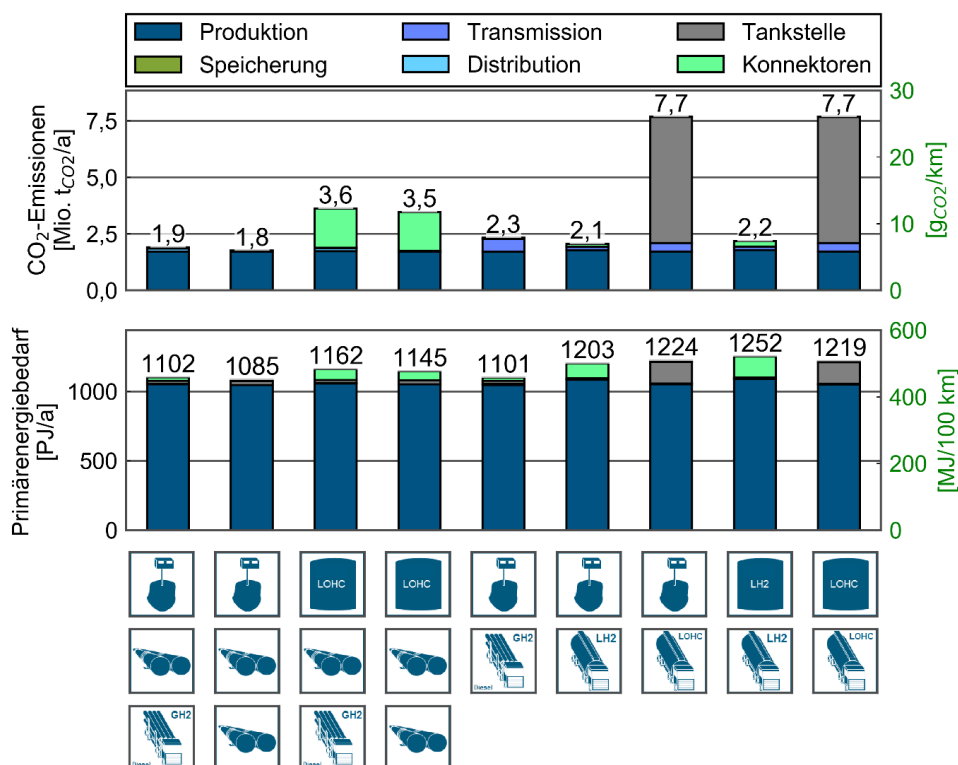


Abbildung 7.22: CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf von Wasserstoffinfrastrukturen in Frankreich zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für 9 untersuchte Technologiekombinationen.

7.4.3 Japan

In Abbildung 7.23 sind die spezifischen Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan für das 75 % Szenario dargestellt. Die niedrigsten Kosten von 6,79 EUR/kg_{H₂} verursachen die Anlieferung und der Transport mittels LH₂. Eine Verdampfung im Hafen und anschließender Transport via Pipeline führt zu mindesten 7 % höheren Kosten. Somit wird deutlich, dass bei LH₂-Anlieferung im Hafen der flüssige Zustand möglichst lange aufrechterhalten werden sollte. Anders gestaltet sich dies bei der Anlieferung als LOHC. Hierbei ist es günstiger, das LOHC im Hafen zu dehydrieren und als GH₂ mittels Pipeline und GH₂-Trailer zu transportieren. Der LOHC-Transport zur Tankstelle ist teurer als eine zentrale Dehydrierung. Dies ist mit der begrenzten Auslastung einer dezentralen Dehydrierung an der Tankstelle zu begründen, die zu hohen kapitalgebundenen Kosten führt.

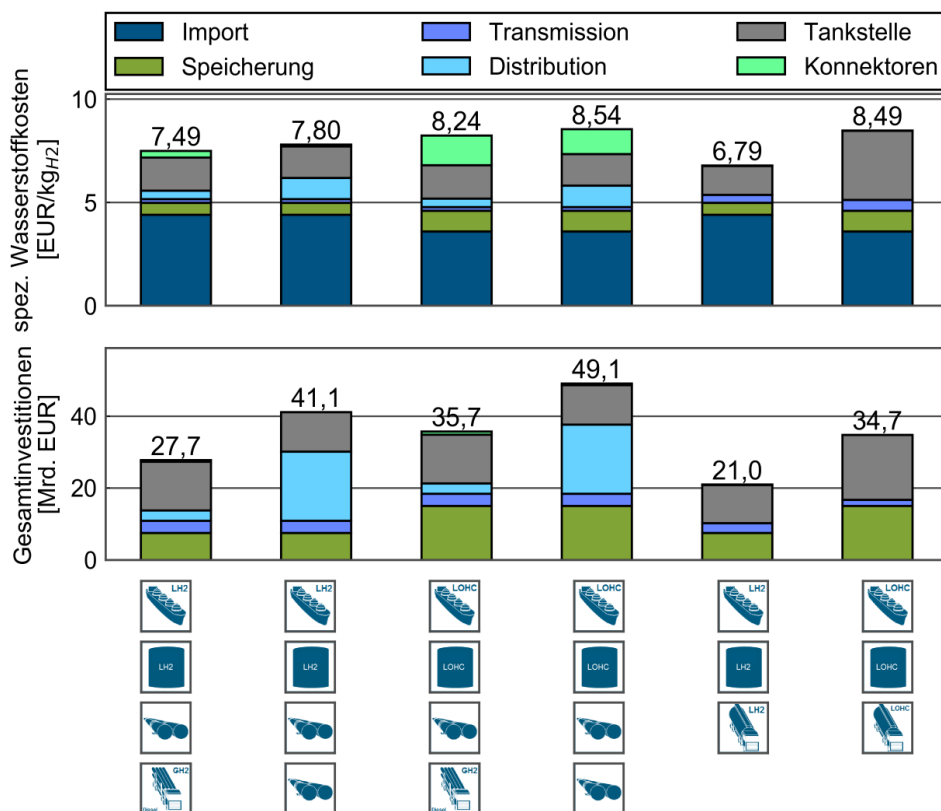


Abbildung 7.23: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für 6 untersuchte Technologiekombinationen.

Die Gesamtinvestitionen in Japan sind für LH₂-Transport via LKW am niedrigsten. Dies liegt daran, dass bei LH₂ der niedrigste Investitionsbedarf aller Tankstellensysteme vorliegt, wie in Abbildung 5.8 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Investitionen in die Produktions- sowie Speicher- und Überseeinfrastruktur in den Gesamtinvestitionen nicht berücksichtigt sind. In den spezifischen Kosten des Imports sind diese jedoch eingepreist.

In Abbildung 7.24 sind die spezifischen Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Durchdringungsrate aufgetragen. Der reine LH₂-Pfad ist dabei für alle Wasserstoffverbräuche die beste Wahl. Die Differenz zur Pipeline-Pipeline-Alternative wird zwar mit zunehmendem Verbrauch geringer, beträgt allerdings im 75 %-Szenario immer noch über 0,70 EUR/kg_{H2}.

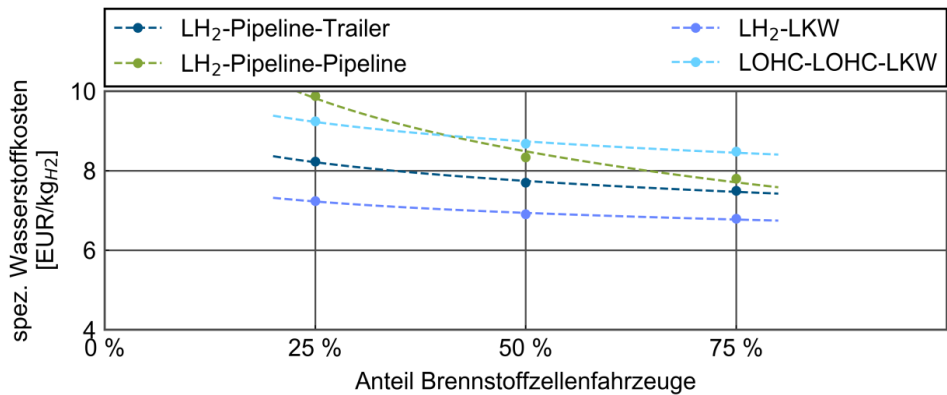


Abbildung 7.24: spezifische Wasserstoffkosten in Japan in Abhängigkeit der Durchdringungsrate von Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand für die drei günstigsten Technologiekombinationen LH₂-Pipeline-Trailer, LH₂-Pipeline-Pipeline und LH₂-Speicherung mit LH₂-Transport.

Die Sensitivitätsanalyse für Japan ist in Abbildung 7.25 dargestellt. Den höchsten Einfluss hat - wie erwartet - auch hier die Gewinnung des Wasserstoffs, auch wenn dieser als Import in das Modell einfließt. Allerdings hat nun der Kapitalkostensatz deutlich weniger Bedeutung, da die Investitionen in die Produktionsinfrastruktur in Patagonien sowie der Schiffstransport nicht Teil des Modells sind. Neben dem Importpreis sind die Tankstellenparameter am wichtigsten. Die Speicherkapazität hat ebenfalls einen größeren Einfluss im Vergleich zur deutschen oder französischen Analyse, da die Speicherung im Hafen über LH₂-Tanks durchgeführt wird.

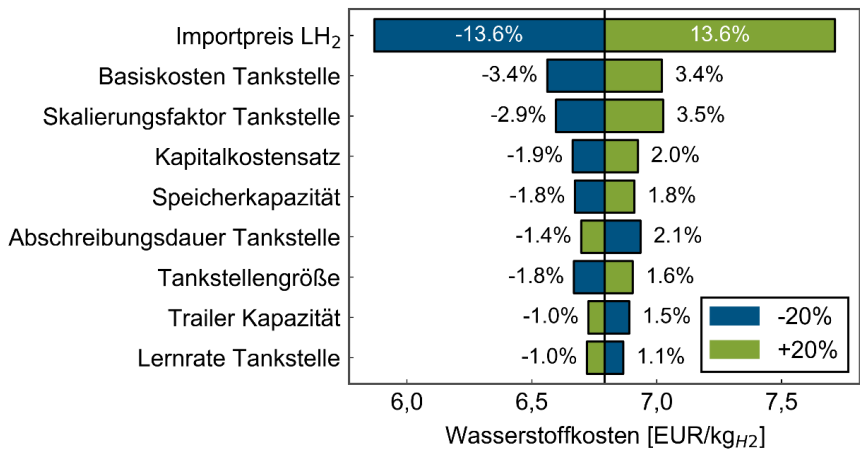


Abbildung 7.25: Sensitivitätsanalyse einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf LH₂ in Japan für die Technologiekombination aus Salzkavernenspeicherung mit Pipeline-Transmission und GH₂-Trailer Distribution.

Abbildung 7.26 stellt die gesamten CO₂-Emissionen sowie den Primärenergiebedarf dar. Für LH₂-Anlieferung liegen die jährlichen CO₂-Emissionen demnach zwischen 7,7 und 8,1 Mio. t_{CO2}, bei LOHC Anlieferung zwischen 13,0 und 13,2 Mio. t_{CO2}. Bei LH₂-Anlieferung sorgt der Import für den größten Anteil mit 5,7 Mio. t_{CO2}. Dabei sind für die CO₂-Emissionen

des Imports allein die Schiffsdieselemissionen berücksichtigt. Ein Antrieb über den transportierten Wasserstoff oder den anfallenden Boil-Off wäre eine Möglichkeit, diese Emissionen weiter zu senken.

Der Primärenergiebedarf liegt zwischen 507 und 553 PJ pro Jahr. Hierbei ist zu beachten, dass der Energiebedarf der LOHC Dehydrierung in Japan anfällt. Ausgehend von einer starken Fokussierung Japans auf Energieimporte stellt dies einen zusätzlichen Bedarf dar, der aufgrund fehlender Erdgasvorkommen in Japan ebenfalls importiert werden muss.

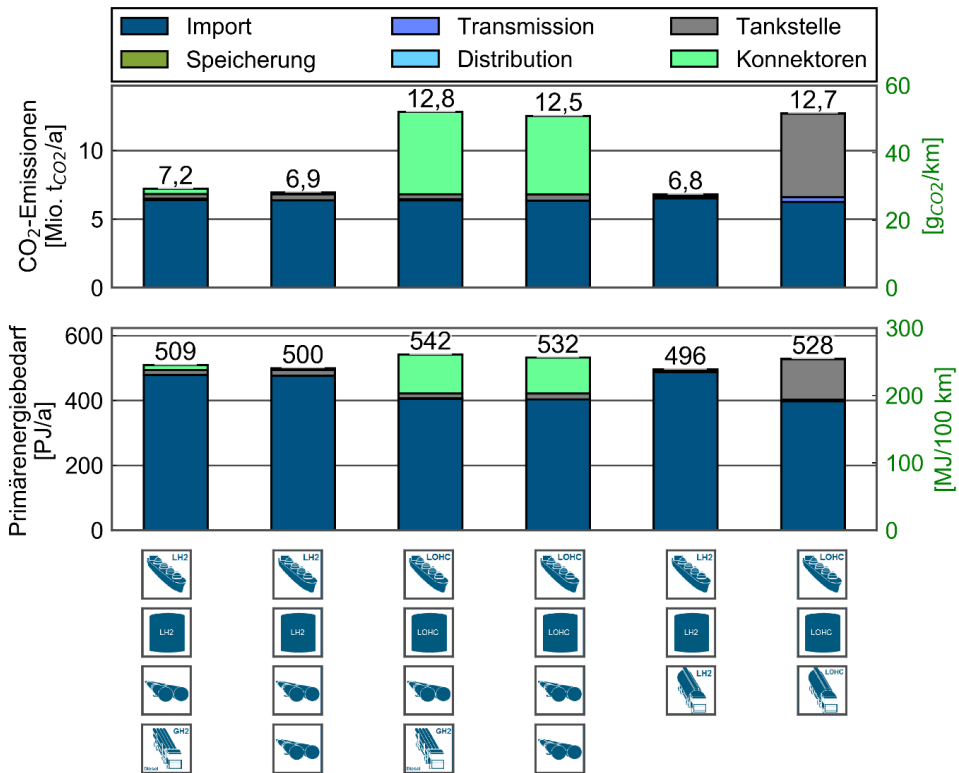


Abbildung 7.26: CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für 6 untersuchte Technologiekombinationen.

7.4.4 Länderübergreifender Vergleich der techno-ökonomischen Analyse

Abbildung 7.27 stellt die spezifischen Wasserstoffkosten der drei Länder für ein 75 %-Szenario dar. Die Produktion bzw. der Import machen dabei für alle Szenarien den größten Anteil der Kosten aus. Während die Speicherung in Deutschland und Frankreich in Salzkavernen zu niedrigen Kosten von 0,19-0,21 EUR/kg_{H₂} führen, erhöht sich dieser Wert für Japan auf 0,58 EUR/kg_{H₂} mit LH₂-Speicherung. Der Transport ist in Deutschland günstiger als in Frankreich, obwohl die Transportentfernungen in Deutschland deutlich höher sind. Mit der hohen Auslastung der Pipeline sind diese Entfernungen trotzdem mit niedrigeren spezifischen Kosten verbunden. Höhere Durchmesser ermöglichen hierbei diese Kosteneinsparungen. Der Transport mittels LH₂-Trailer in Japan ist jedoch noch günstiger, da hier niedrigere Transportentfernungen und die höhere Energiedichte des LH₂ zusammenkommen. Zudem fällt die Verflüssigung bereits in Patagonien an, die in Kapitel 5 zu Nachteilen der LH₂-Pfade gegenüber den rein gasförmigen Pfaden führte. Je früher somit eine Verflüssigung durchgeführt wird, desto mehr profitieren die restlichen Kettenglieder von der Erhöhung der Energiedichte. Die unterschiedlichen Kosten der Tankstelle sind mit der Anzahl, der Auslastung und dem Tankstellentyp zu begründen.

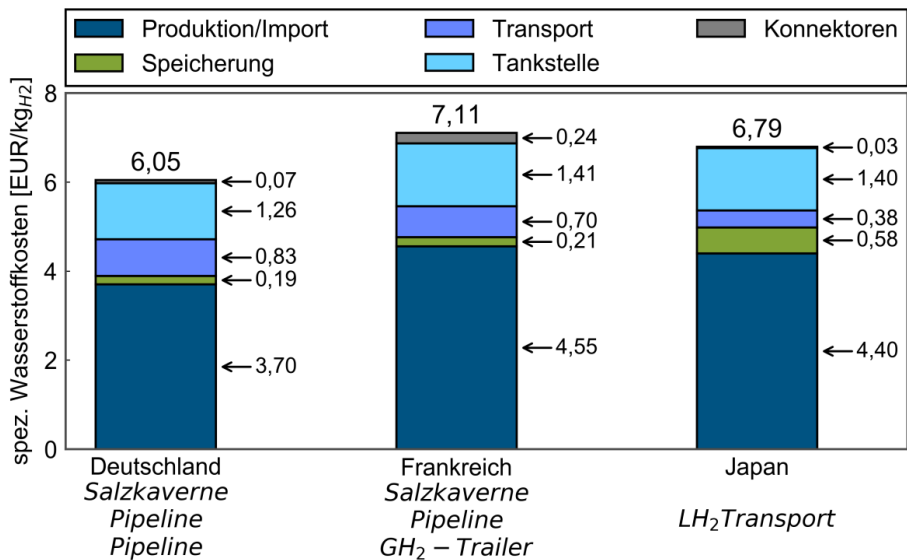


Abbildung 7.27: Vereinfachte Übersicht der spezifischen Wasserstoffkosten für die günstigste Technologiekombination jeweils in Deutschland, Frankreich und Japan für 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge.

Bezüglich der Gesamtkosten im Vergleich zu konventionellen Antrieben wie Diesel- oder Benzinmotoren verdeutlicht Abbildung 7.28, dass die kilometerspezifischen Kosten des Wasserstoffs konkurrenzfähig sind. In Deutschland und Frankreich sind die Treibstoffkosten unter dem Erwartungswert von konventionellen Antrieben. In Japan liegen die Kosten gegenüber Diesel auf ähnlichem Niveau, da der Dieselpreis für 2050 nach Unterabschnitt 7.2.3 unter dem Wert für Deutschland und Frankreich liegt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass

lediglich die Treibstoffkosten untersucht sind. Die Fahrzeugkosten sind hierbei nicht berücksichtigt.

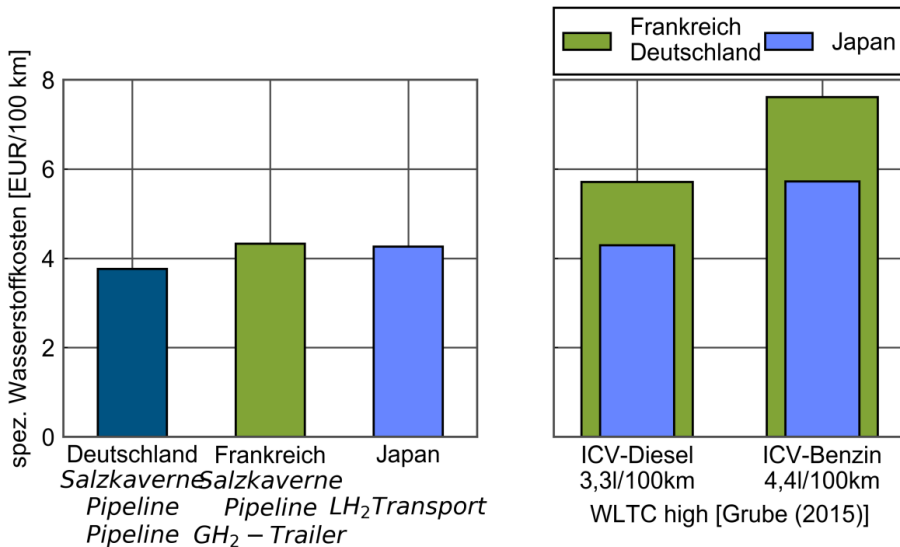


Abbildung 7.28: Vergleich der Treibstoffkosten für die drei untersuchten Länder mit den Kraftstoffkosten konventioneller Antriebe. Kraftstoffverbräuche nach Grube [140]: Diesel: 3,3 l/100 km, Benzin: 4,4 l/100 km; Kraftstoffkosten aus Abschnitt 7.2.

Da die Produktionskosten im Rahmen dieser Arbeit auf Annahmen basieren und unabhängig von der Transport-, Speicher- und Tankstelleninfrastruktur sind, zeigt Abbildung 7.29 die spezifischen Wasserstoffkosten ohne Produktionskosten. Dabei sind die drei Transportoptionen Pipeline, Pipeline/GH₂-Trailer und LH₂-Trailer mit Speicherung in Salzkavernen für die drei untersuchten Marktdurchdringungen in Frankreich und Deutschland aufgetragen und mittels Exponentialfunktion über dem Gesamtbedarf an Wasserstoff gefittet. Die Ergebnisse für Japan sind nicht implementiert, da die Verflüssigung des LH₂-Imports das Bild verfälschen würden. Die Pipelineversorgung bis zur Tankstelle ist bei niedrigem Wasserstoffumsatz deutlich teurer als die anderen beiden Optionen, skaliert jedoch mit zunehmendem Bedarf am meisten und ist ab einem Bedarf von etwa 2,5 Mio. t pro Jahr die günstigste Option. Zwischen 0,2 und 2,5 Mio. t pro Jahr ist die Transmissionspipeline mit GH₂-Trailer Distribution günstiger als die Pipeline-Distribution und LH₂-Trailer. Ab Umsätzen unter 0,2 Mio. t pro Jahr ist zu erwarten, dass der LH₂-Transport günstiger als die Transmissionspipeline wird. Die würde etwa 2,3 Mio. Brennstoffzellenfahrzeugen in Deutschland bzw. 2,4 Mio. Fahrzeugen in Frankreich entsprechen. Dies entspricht Bestandsdurchdringungen von 5-6 %. Daraus ist abzuleiten, dass der Bau von Transmissionspipelines bereits in frühen Stadien der Markteinführung eine Rolle spielen kann.

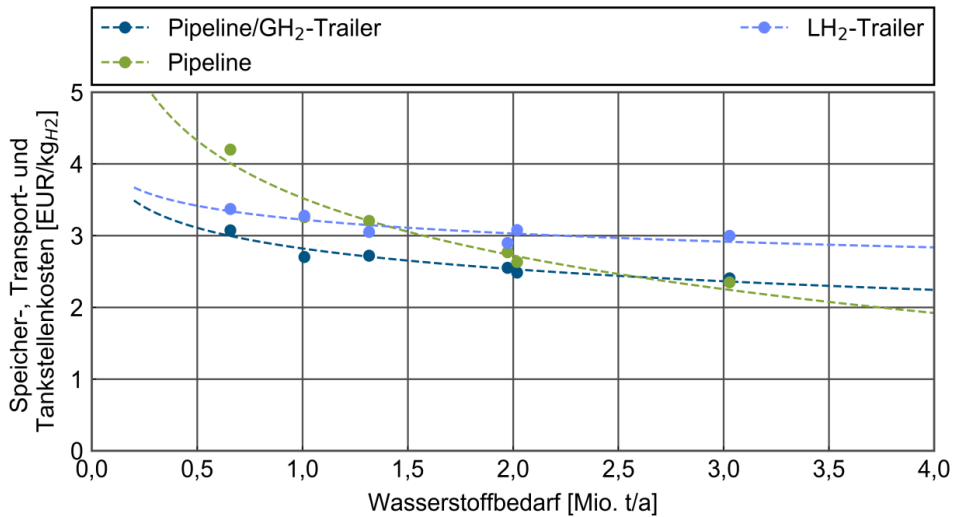


Abbildung 7.29: spezifische Kosten der Speicher-, Transport- und Tankstelleninfrastruktur für unterschiedliche Transportoptionen in Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs. Untersuchte Optionen: Pipeline/GH₂-Trailer, Pipeline und LH₂-Trailer. Speicherung: Kaverne. Länder: Frankreich und Deutschland

Abbildung 7.30 stellt die spezifischen CO₂-Emissionen über dem Primärenergiebedarf für die drei Länderanalysen analog zur Analyse des JEC aus Abbildung 2.5 dar. Die Emissionen von Japan sind dabei am höchsten, weil der Import mit Schiffen erfolgt, die mit Schiffsdiesel angetrieben werden. Ein Wechsel des Antriebs kann zu einer weiteren CO₂-Minderung führen. Die spezifischen CO₂-Emissionen des französischen Szenarios liegen auf ähnlichem Niveau wie im deutschen Szenario, weisen aber einen deutlich höheren Primärenergiebedarf durch die Verwendung von Kernenergiestrom zur Elektrolyse auf.

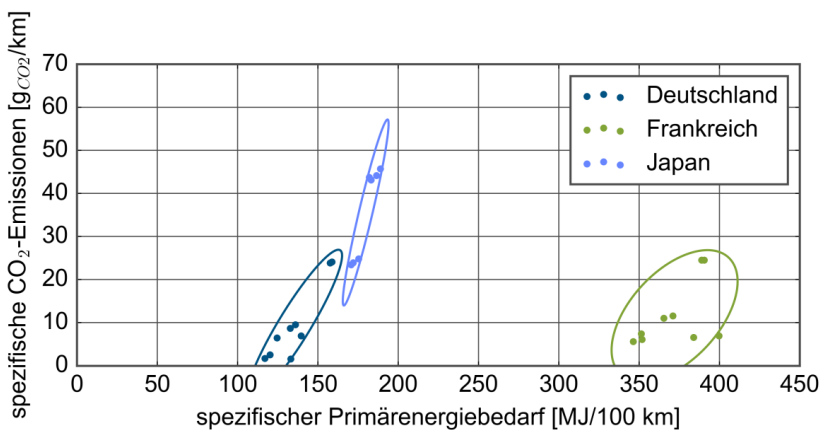


Abbildung 7.30: Analyse der spezifischen CO₂-Emissionen über dem spezifischen Primärenergiebedarf aller untersuchten Pfade für Deutschland, Frankreich und Japan im Vergleich zur Well-to-Wheel Analyse des JEC [52].

7.4.5 Diskussion und Einordnung in die Literatur

Die Analyse des deutschen Straßenverkehrs zeigt, dass die Möglichkeit der großtechnischen Speicherung in Salzkavernen in Kombination mit einem Pipelinenetz zur Transmission die günstigste Wasserstoffinfrastruktur darstellt. Die Unterschiede zwischen Pipeline und GH₂-Trailer Distribution sind für das 75 %-Szenario sehr niedrig, wobei für niedrigere Durchdringungsraten die GH₂-Trailer Distribution die günstigere Option darstellt. Im Hinblick auf den Aufbau einer Infrastruktur ist eine GH₂-Trailer Distribution vorteilhaft, da sie den stückweisen Ausbau einer Transmissionspipeline ermöglicht, ohne die Tankstelleninfrastruktur verändern zu müssen. Die Analyse des französischen PKW-Verkehrs zeigt ähnliche Ergebnisse im Vergleich zu Deutschland, wobei die GH₂-Trailer Distribution dort auch für das 75 %-Szenario noch die günstigere Distribution im Vergleich zur Pipeline bieten. Die Verteilung der Quellen basiert in Frankreich auf Standorten bestehender Kernkraftwerke. Diese sind historisch bedingt in räumlicher Nähe zu Bedarfsschwerpunkten bzw. hohen Bevölkerungsdichten. Diese bedarfsorientierte Verteilung der Produktionsstandorte verringert die Transmissionsentfernungen deutlich, wodurch die transportbedingten Kosten aller Technologien sinken und sich die transportbedingten Kostenunterschiede verringern. Davon profitiert insbesondere der GH₂-Trailer Transport.

Dies steht im Widerspruch zu den Ergebnissen zu Seydel [25], der den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur mittels eines Optimierungsprogramms in Fünfjahresschritten berechnet hat. Er kommt zu dem Schluss, dass gerade LH₂ als Übergangstechnologie genutzt wird und bei größeren Absatzmengen direkt Tankstellen per Pipeline angeschlossen werden. Der GH₂-Trailer spielt bei Seydel [25] weder für die Transmission noch für die Distribution eine nennenswerte Rolle. Dies ist mit der niedrigen GH₂-Trailerkapazität zu erklären. Seydel [25] geht von einer Kapazität von 400 kg_{H2} in Stahlbehältern aus. Wie in Unterabschnitt 3.2.3 erläutert, sind mittlerweile deutlich größere Kapazitäten durch den Einsatz von Kompositbehältern auf dem Trailer verfügbar. Eine annähernd verdreifachte Kapazität (1100 kg_{H2}) führt zu deutlich niedrigeren Betriebskosten des GH₂-Transports, was dessen Potenzial gerade im Vergleich zu anderen Transportoptionen deutlich erhöht und insbesondere in Optimierungsmodelle den Wechsel der Haupttransportart verursachen kann. Bisher ist die höhere Kapazität vor allem in statischen Analysen verwendet wie in den Modellen der H2A-Familie [31, 32] oder der Studie von Stolzenburg [59]. Ein Großteil der für diese Arbeit untersuchten Optimierungsmodelle, die GH₂-Trailer-Transport mitberücksichtigen, geht von Stahltrailern mit deutlich niedrigeren Kapazitäten aus. Dazu zählen Seydel [25] mit 400 kg_{H2}, Moreno-Benito et al. [43] mit 650 kg_{H2} oder Almansoori und Betancourt-Torcat [39] oder Ochoa Biqué und Zondervan [47] mit 184 kg_{H2}. Während die extrem kleine Kapazitäten von 184 kg_{H2} [39, 47] zu einem kompletten Ausschluss der Technologie führen, weist die Analyse von Moreno-Benito et al. [43] mit 650 kg_{H2} bereits eine deutlich höhere Nutzung von GH₂-Trailern auf. Die Erhöhung der Trailerkapazität auf über 1.000 kg_{H2} kann somit erheblichen Einfluss auf zukünftige Untersuchungen gerade in Optimierungsmodellen haben und sollte definitiv in weiteren Analysen einbezogen werden.

Ein wesentliches Element der Infrastrukturanalyse stellt die Salzkaverne dar. Ohne eine geologische Speicherung steigen die spezifischen Kosten sowohl in Frankreich als auch in Deutschland im 75 %-Szenario um 20 % an. Im Rahmen dieser Arbeit ist jedoch nicht berücksichtigt, dass aufgrund der räumlich begrenzten Verfügbarkeit von Salzstöcken

zusätzliche Transportinfrastruktur vom Transport zur Speicherung benötigt wird. Dies könnte insbesondere in Frankreich zu einer Verringerung dieses Kostenunterschieds führen. Welder et al. [62] zeigten unter Berücksichtigung dieser Transportinfrastruktur in einer räumlich und zeitlich aufgelösten Analyse, dass der Verzicht auf Untergrundspeicher in Deutschland sogar bis zu 33 % zusätzliche Kosten verursachen kann. Samsatli et al. [63] errechnet in einer Analyse für Großbritannien Mehrkosten von 25 %. In beiden Fällen wurden allerdings lediglich Druckspeicher als Ausweichlösung und keine alternativen Speicheroptionen wie LH₂ oder LOHC berücksichtigt.

Die Import-Analyse in Japan verdeutlicht, dass der LH₂-Import deutlich günstigere Gesamtkosten erzielt als LOHC. Mit Abbildung 7.23 ergeben sich Differenzkosten für den Import von 2 EUR/kg_{H₂}, die LOHC günstiger angeliefert werden müsste als LH₂, um die höheren Speicher-, Transport- und Dehydrierkosten kompensieren zu können. Somit ergibt sich auch für den Import ein ähnliches Bild wie in den Szenarien aus Deutschland und Frankreich: Die Nutzung von LOHC für eine 700 bar Mobilität bietet bei relevanten Marktdurchdringungsszenarien von über 25% keine Vorteile gegenüber GH₂ und LH₂-Pfaden - weder bezüglich Kosten, CO₂-Emissionen noch Primärenergiebedarf. Zum großtechnischen Transport zur Versorgung von 700 bar Fahrzeugtanks ist der Energiebedarf für die Dehydrierung und nachfolgende Kompression aufgrund des niedrigen Drucks zu hoch. GH₂ und LH₂ bieten die Möglichkeit den Wasserstoff an der Tankstelle sowohl günstiger als auch emissionsärmer bereitzustellen. Sollte der Wasserstoff bei niedrigerem Druck benötigt werden, was zum Beispiel in der chemischen Industrie zutrifft, ist ein Einsatz allerdings durchaus vorstellbar.

Wird der Wasserstoff als LH₂ angeliefert und sind keine geologischen Großspeicher verfügbar, sollte dieser Zustand so lange wie möglich beibehalten werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen dieser Arbeit ein 100 % Import Szenario für Japan angesetzt wurde. Allerdings wird auch Japan den Ausbau erneuerbarer Energien vorantreiben. Mit diesem Ausbau steigt auch in Japan der Bedarf nach flexiblem Lastmanagement und Speicherlösungen wie beispielsweise der Elektrolyse. Je nach Anteil des selbst produzierten Wasserstoffs kann sich das berechnete Bild dabei ändern.

Für die spezifischen Gesamtkosten der Wasserstoffbereitstellung an der Tankstelle gestaltet sich eine Einordnung schwierig, da sich vor allem die berücksichtigten Kettenglieder sowie Produktionstechnologien und damit verbundene CO₂-Emissionen von Studie zu Studie unterscheiden. Almansoori und Betancourt-Torcat [39] sowie Ochoa-Biqué und Zondervan [47] berücksichtigen in deren Optimierungsmodell beispielsweise weder lokale Distribution von einem regionalem Schwerpunkt zur Tankstelle noch die Tankstellenkosten, was einen der Schwerpunkte dieser Arbeit darstellt. Krieg [14], Seydel [25], Almansoori und Betancourt-Torcat [39] sowie Moreno-Benito et al [43] berücksichtigen in ihren Analysen mehrere Produktionstechnologien wie Biomasse- oder Kohlevergasung, Dampfreformierung, Elektrolyse oder auch Restwasserstoff aus der Chlor-Alkali Elektrolyse. Diese verändern deutlich die Produktionskosten sowie Treibhausgasemissionen.

Abbildung 7.31 zeigt den Einfluss dieser Produktionstechnologien beispielhaft. Dafür sind die spezifischen CO₂-Emissionen über den spezifischen Kosten für die Ergebnisse von De-Léon

Almaraz [46] im Vergleich zu den Ergebnissen des 75%-Szenarios für Frankreich aufgetragen. Die Ergebnisse von De-Léon Almaraz machen deutlich, dass insbesondere die Gesamtkosten über den CO₂-Emissionen eine klare Pareto-Front ergeben: Niedrigere Kosten gehen mit höheren CO₂-Emissionen einher. Dies liegt an der möglichen Produktion aus Dampfreformierung oder Kohlevergasung. Dabei wird ersichtlich, dass die berechneten Ergebnisse dieser Arbeit ein CO₂-armes Szenario darstellen. Vor allem in der Gewinnung des Wasserstoffs lassen sich Kosten senken, wenn andere Produktionsmethoden berücksichtigt werden, die mehr CO₂ emittieren. Dieser Trend gilt allerdings nicht für die anschließende Infrastruktur, auf der in dieser Arbeit der Fokus liegt. Abbildung 7.31 macht deutlich, dass steigende CO₂-Emissionen für unterschiedliche Speicher- und Transportinfrastrukturen mit Mehrkosten verbunden sind und sich nicht wie bei De Leon Almaraz [46] eine Pareto-Front ergibt, die einen Kompromiss zwischen Kosten und Umweltverträglichkeit erfordert. Für die untersuchten Szenarien führt eine erhöhte Effizienz zu günstigeren Kosten. Die Bandbreite an CO₂-Emissionen, die aus der Transport und Speichertechnologie entstehen, ist dabei trotz allem deutlich geringer, als die Bandbreite, die durch unterschiedliche Produktionstechnologien entsteht.

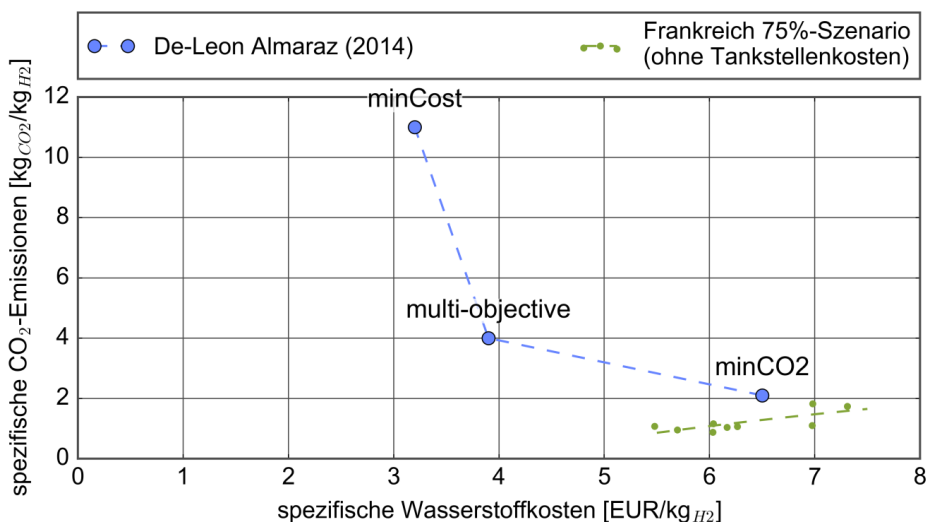


Abbildung 7.31: Vergleich zwischen den spezifischen Wasserstoffkosten einer Versorgungsinfrastruktur im Vergleich zu den spezifischen CO₂-Emissionen in Frankreich für ein 75 % Szenario nach dieser Arbeit und den Ergebnissen von De Leon Almaraz [198]; Umrechnungsfaktor 1 USD = 1 EUR.

Eine Einordnung der Gesamtkosten inklusive der Produktionskosten ist somit nur mit Studien sinnvoll, die erneuerbare Elektrolyse berücksichtigen. Dazu zählen Robinus [13], sowie die CO₂-armen Szenarien von Krieg [14], De-Leon Almaraz [46] und Ochoa Biqué und Zondervan [47]. In Abbildung 7.32 sind diese Literaturverweise mit den Ergebnissen dieser Arbeit verglichen. De-Leon Almaraz [46] und Ochoa Biqué und Zondervan [47] erhalten ein LH₂-dominiertes System, wobei Ochoa Biqué und Zondervan [47] die Kosten von Distribution und Tankstellen nicht berücksichtigen. De-Léon Almaraz ordnet sich dabei leicht günstiger als die Ergebnisse dieser Arbeit ein. Das Ergebnis von Ochoa-Biqué weist trotz vernachlässigter

Kosten von Distribution und Tankstelle höhere Kosten für das System aus. Für steigende Wasserstoffumsätze bis zu 5,4 Mio. t_{H_2}/a wie bei Krieg [14] sind sinkende Kosten gerade bei der Pipeline durch höhere Durchmesser schlüssig. Robinius liegt im Vergleich zur Pipeline-Analyse dieser Arbeit günstiger. Insgesamt ordnen sich die Ergebnisse dieser Arbeit bezüglich der Gesamtkosten zwischen bestehende Studien ein.

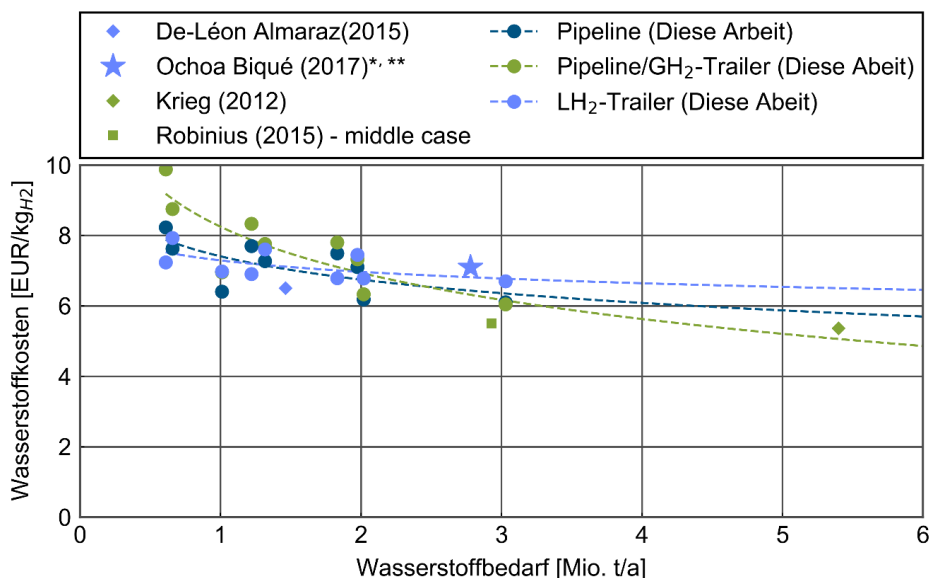


Abbildung 7.32: Vergleich der Ergebnisse aller Länderszenarien mit den Ergebnissen aus der Literatur. Vergleichsstudien: Robinius [13], De-Leon Almaraz [46], Ochoa Biqué und Zondervan [47] und Krieg [14]. *Angepasster Wert von Ochoa-Biqué von 9,5 USD/kgH₂ zu 7,1 USD/kgH₂ wegen Rechenfehler in der Veröffentlichung. ** Kosten der Distribution und Tankstelle nicht berücksichtigt, Umrechnungskurs: 1 EUR = 1 USD.

Gerade im Bereich der Distribution und Tankstelle sind nur wenige vergleichbare Studien für Szenarien im Jahr 2050 verfügbar. In Abbildung 7.33 sind die Ergebnisse dieser Arbeit explizit für die Speicher-, Transport- und Tankstellenkosten aufgetragen und mit den Ergebnissen von Robinius [13], Krieg [14] und Seydel [25] verglichen. Auf die Produktionskosten wurde dabei explizit mit dem Ziel einer besseren Vergleichbarkeit verzichtet. Gerade Seydel [25] sticht dabei deutlich heraus, da er auch für geringen Wasserstoffabsatz bereits deutlich niedrigere Infrastrukturkosten erhält als in der vorliegenden Arbeit errechnet. Dies ist mit zwei wesentlichen Aspekten zu begründen. Zum einen ermöglicht Seydel die Optimierung unterschiedlicher Transportmodi. Zu Beginn ist der Transport dabei LH₂-dominiert, gegen Ende von der Pipeline. Zum anderen errechnet Seydel, dass in 2020 noch 45 % des Wasserstoffs mit Onsite-Produktion an der Tankstelle versorgt werden. Die Produktionskosten von Onsite-produziertem Wasserstoff sind in Abbildung 7.33 nicht berücksichtigt, wobei gleichzeitig die Kosten des Transports für diese Wasserstoffmenge entfallen. Dies hält die Transportkosten bei Seydel gerade bei niedrigen Wasserstoffabsätzen niedrig. Für hohe Wasserstoffumsätze liegen Seydels Ergebnisse allerdings nah an den Ergebnissen der Analyse von Krieg [14] und Robinius [13]. Insgesamt sind die Ergebnisse dieser Arbeit stets über den Vergleichswerten aus der Literatur.

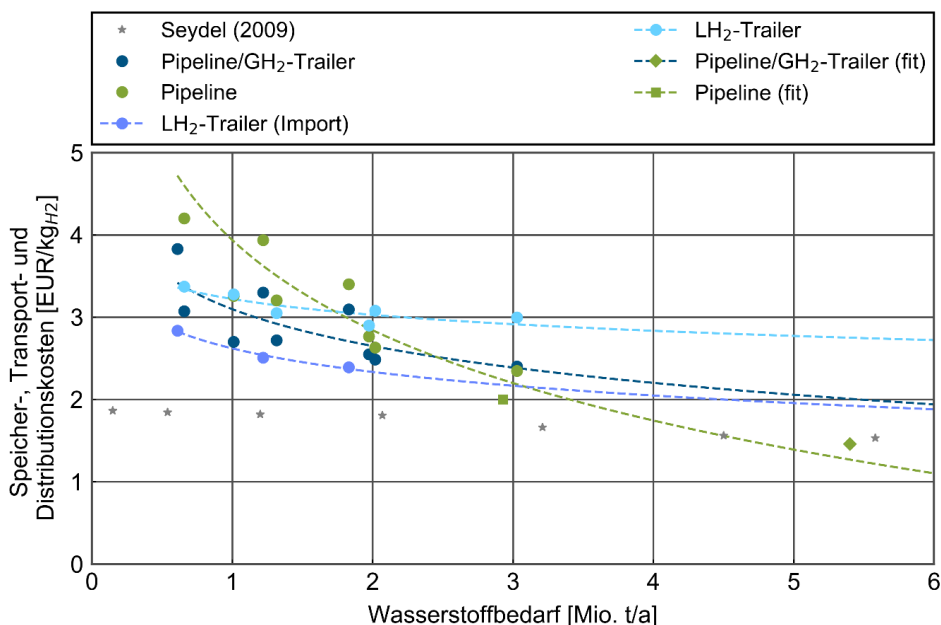


Abbildung 7.33: Vergleich der Kosten für Speicher-, Transport- und Distributionskosten für die Ergebnisse der drei untersuchten Länder mit den Studien von Robinus [13], Krieg [14] und Seydel [25] in Abhängigkeit des Gesamtbedarfs.

Der Vergleich der CO₂-Emissionen aus Unterabschnitt 7.4.4 legte den Schluss nahe, dass sich die Emissionen des Schiffstransportes im Vergleich zur Eigenproduktion in Deutschland oder Frankreich negativ auswirken und sich ein Wechsel der Treibstoffart hin zu Flüssiggas oder sogar Wasserstoff anbietet. Kamiya et al. [156] schlagen deshalb auch bereits einen Wasserstoffantrieb für einen großen LH₂-Carrier vor, der auch einen Großteil des Boil-Offs verwenden kann. Zur Einordnung dieser Ergebnisse werden in Abbildung 7.34 die Ergebnisse der JEC Studie [52] hinzugezogen. Dabei werden die Ergebnisse der Länderanalysen aus Abbildung 7.30 mit den Ergebnissen der JEC Studie für Brennstoffzellefahrzeuge mit Kernenergieelektrolyse (NUEL1/CH1), Windstrom-Elektrolyse (WDEL1-CH2) und konventionellen Antrieben für Diesel und Benzin (ICE 2020+) verglichen.

Hier zeigt sich, dass sich die französische Analyse gut in das Ergebnis des JEC einordnet. Die Wasserstoffproduktion aus kerntechnischen Anlagen sorgt für einen Well-to-Wheel Primärenergiebedarf von Brennstoffzellenfahrzeugen, der deutlich über dem Primärenergiebedarf heutiger Verbrennungsmotoren liegt.

Die Ergebnisse für erneuerbar gewonnenen Wasserstoff in Deutschland liegen etwa 10 % über den Ergebnissen der JEC Analyse aus Windstrom (WDEL1-CH2). Dabei ist der höhere Fahrzeugverbrauch dieser Arbeit mit 0,63 kg_{H2}/100 km gegenüber dem Verbrauch des JEC von 0,45 kg_{H2}/100 km Hauptverursacher der Unterschiede.

Die Ergebnisse für Japan sind aufgrund des Schiffstransports mit höherer Emission und Primärenergiebedarf zu begründen.

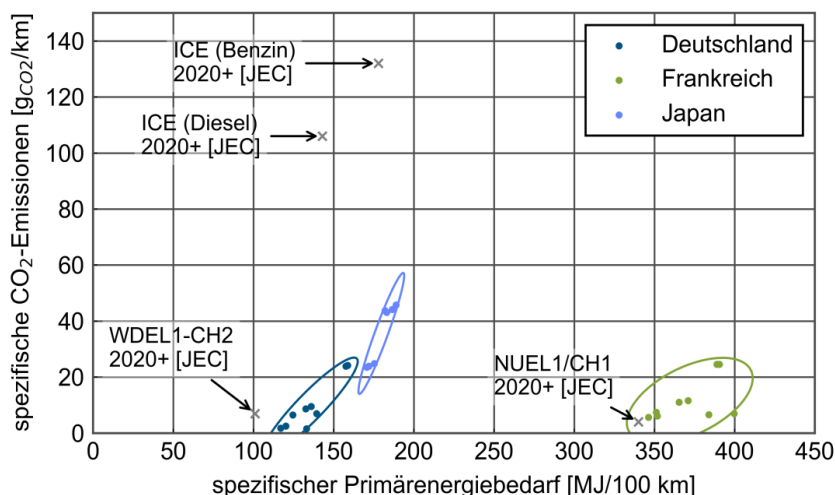


Abbildung 7.34: Vergleich des spezifischen Primärenergiebedarfs bzw. CO₂-Emissionen mit ausgewählten Ergebnissen der JEC Well-to-Wheel Analyse [52].

Insgesamt bieten alle untersuchten Pfade deutlich niedrigere CO₂-Emissionen als konventionelle Fahrzeugantriebe basierend auf Diesel und Benzin. Bei der Analyse der Treibhausgasemissionen muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Rahmen dieser Arbeit eine Well-to-Wheel Analyse durchgeführt wurde und keine Life-Cycle-Analyse. Dabei werden lediglich energiebedingte Emissionen berücksichtigt. Die anfallenden Emissionen zum Beispiel bei der Produktion sämtlicher Prozesskettenelemente werden dabei nicht berücksichtigt. Nach Angaben des Hydrogen Council führt dies zu zusätzlichen Emissionen von bis zu 55 g_{CO2}/km. Diese sind bei den Vorgaben der EU-Kommission von 95 g/km bis 2020, die sich zudem ausschließlich auf die Tank-to-Wheel Bilanz beziehen, allerdings ebenfalls nicht berücksichtigt.

7.5 Abschätzung des Kostenreduktionspotenzials einer Optimierung

Vergleichbare Ansätze in der Literatur verwenden häufig Optimierungsmodelle, um eine Versorgungsinfrastruktur abzubilden. In den Arbeiten von Samsatli et al. [44] und Welder et al. [62] sind vor allem verschiedene Speicheroptionen untersucht worden. Dabei wurde der geologischen Speicherung ein großer Stellenwert zugeordnet, der im Rahmen dieser Arbeit bestätigt werden konnte. Ochoa Biqué et al. [47] sowie das Modell von Almansoori [36-38] fokussieren sich auf unterschiedliche Transportoptionen per LH₂ oder GH₂ über Schiene oder Straße. Seydel analysiert zudem den Transport per Pipeline im Vergleich zu GH₂- und LH₂-Trailern. Dies ermöglicht dem Modell, unterschiedliche Transportoptionen je nach Senke zu wählen, was ein zusätzliches Kostenreduktionspotenzial darstellt.

Eine derartige Optimierung zwischen Transportoptionen ist mit den vorgestellten Modellen und Methoden allerdings nicht möglich. Um dennoch eine Abschätzung des Optimierungspotenzials zu ermöglichen, werden die Ergebnisse aus den Abschnitten 7.3 und 7.4 diesbezüglich detailliert analysiert. Dabei werden explizite Kostenwerte jeder Quelle-Senke Verbindung ausgelesen und ausgewertet. Als Ergebnis lässt sich das

Kostenreduktionspotenzial einer Optimierung abschätzen. Dabei wird im Folgenden das Optimierungspotenzial zwischen Pipelinedistribution und GH₂-Trailer-Distribution sowie für unterschiedliche LKW-Distributionen ausgewertet.

7.5.1 Optimierungspotenzial zwischen Pipeline und Trailer-Distribution

Um das Optimierungspotenzial zwischen der Distribution über GH₂-Trailer und Pipeline abzuschätzen, werden die Distributionskosten innerhalb eines Hubs für jeden Distributionsmodus aufsummiert und dem jeweiligen Hub zugeordnet. Dabei müssen die Kosten des Hubs, des GH₂-Trailers oder der Pipeline sowie die zugehörigen Tankstellenkosten betrachtet werden. Anschließend kann für jeden Hub die günstigere Distributionsoption gewählt werden. Dies wurde für die drei untersuchten Länder jeweils für das 75 %-Szenario durchgeführt. Die Ergebnisse jedes Hubs sind in Abbildung 7.35, Abbildung 7.36 und Abbildung 7.37 dargestellt. Dabei stellt sich heraus, dass Hubs mit wenigen Tankstellen über GH₂-Trailer versorgt werden, ab etwa 100-150 Tankstellen pro Hub wechselt dies zur Pipelineversorgung.

Im deutschen Beispiel aus Abbildung 7.35 sind die Unterschiede zwischen der Größe der Hubs noch recht gleich verteilt. Insgesamt ist in 57 von 121 Hubs die Distribution mit Pipeline günstiger. Die Distribution per Pipeline ist vor allem in dicht besiedelten Gebieten vorteilhaft wie der Münchner Region, die mit 315 Tankstellen die größte Anzahl aufweist und somit die niedrigsten Kosten verursacht.

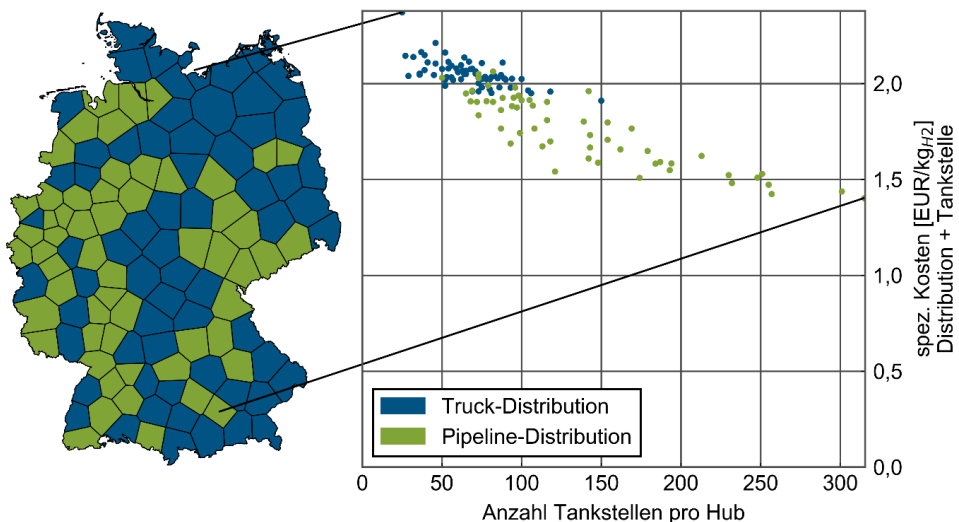


Abbildung 7.35: Ergebnisse der Auswahl des günstigeren Distributionsmodi GH₂-Trailer oder Pipeline für eine Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland für 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge.

Abbildung 7.36 verdeutlicht die Unterschiede, die durch die Zentralität Frankreichs entstehen. Hubs rund um Paris mit bis zu 757 Tankstellen pro Hub stehen dabei Hubs mit niedriger Anzahl an Tankstellen entgegen. Insgesamt ist es nun lediglich in 23 von 79 Gebieten günstiger, Tankstellen per Pipeline zu versorgen.

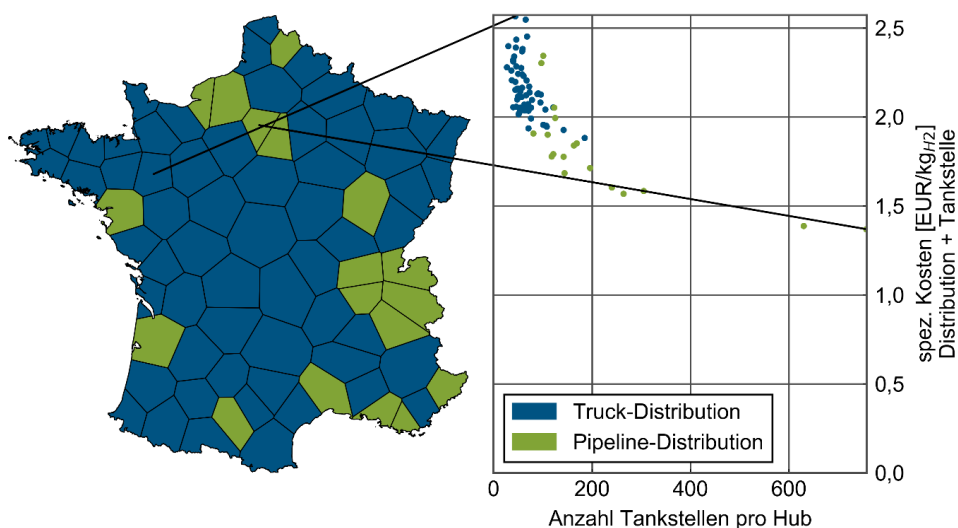


Abbildung 7.36: Ergebnisse der Auswahl des günstigeren Distributionsmodi GH₂-Trailer oder Pipeline für eine Wasserstoffinfrastruktur für 75 % in Frankreich Brennstoffzellenfahrzeuge.

Die Ergebnisse der für Japan durchgeführten Analyse in Abbildung 7.37 liegen zwischen denen für Deutschland und Frankreich. In 28 von 81 Hubs ist eine Pipeline von Vorteil. Diese befinden sich allerdings zu einem Großteil rund um Tokio sowie in Sapporo oder Nagoya.

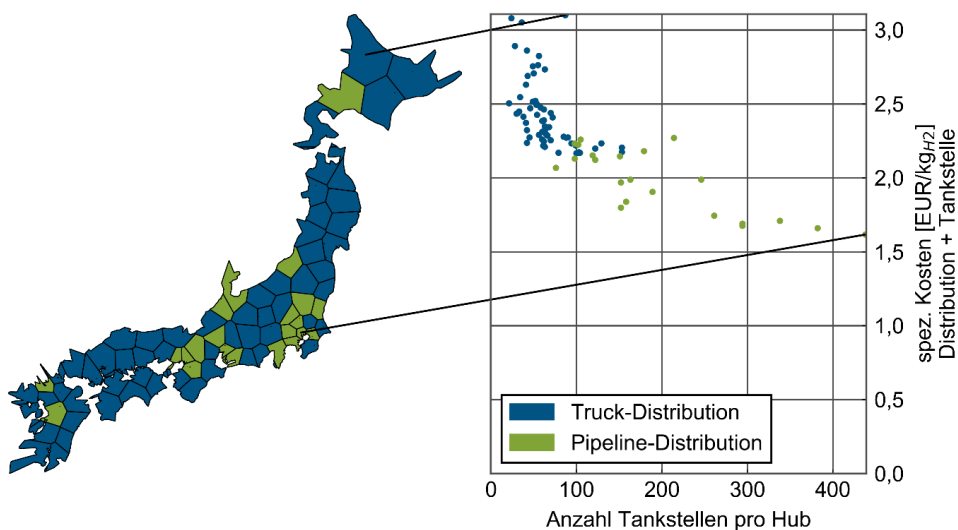


Abbildung 7.37: Ergebnisse der Auswahl des günstigeren Distributionsmodi GH₂-Trailer oder Pipeline für eine Wasserstoffinfrastruktur in Japan für 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge.

Das absolute Optimierungspotenzial bezogen auf die Gesamtkosten ist schließlich in Abbildung 7.38 zu sehen. Das Optimierungspotenzial für Deutschland liegt demnach bei 1,9 % niedrigeren Gesamtkosten, was einem Wert von 0,12 EUR/kg_{H2} entspricht. Für Frankreich liegt das Optimierungspotenzial bei 0,23 EUR/kg_{H2} und ca. 3,1 %, während Japan etwa

0,15 EUR/kg_{H₂} und somit 2,1 % einsparen kann. Dies sind Indizien dafür, dass die Ergebnisse robust sind.

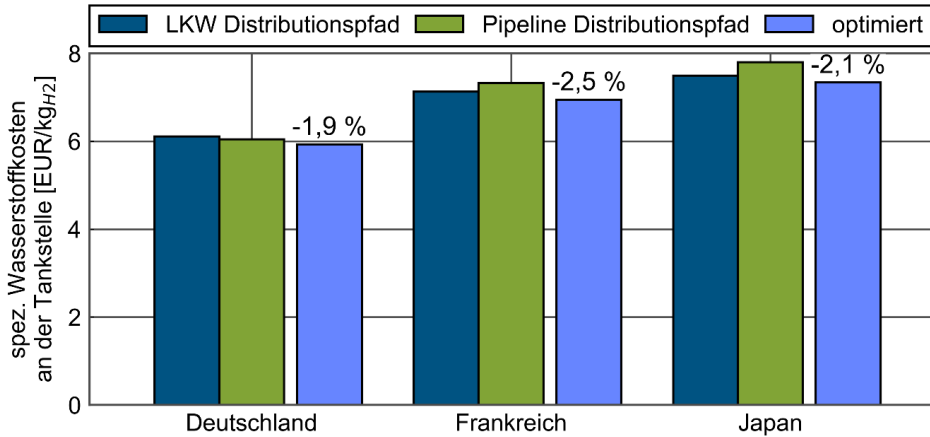


Abbildung 7.38: Optimierungspotenziale für unterschiedliche Distributionsoptionen. Dabei wurde jeweils 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge in den drei untersuchten Ländern Deutschland, Frankreich und Japan analysiert.

7.5.2 Optimierungspotenzial LKW Transport

Das Optimierungspotenzial für LKW-Transport von der Wasserstoffquelle zur Tankstelle liegt in der Ausnutzung unterschiedlicher Trailerkapazitäten und damit Transportkosten. Um das Optimierungspotenzial zu bestimmen, werden die spezifischen Wasserstoffkosten für jeden Transporttyp entlang der gesamten Versorgungskette ausgewiesen und jeder Tankstelle ein Kostenwert zugeordnet. Die Auswahl des günstigsten Transporttyps ermöglicht anschließend eine Kostenverringerung. Die Transportentfernung hat dabei den größten Einfluss auf die Kosten. In Abbildung 7.39 und Abbildung 7.40 sind deshalb die Gesamtkosten jeder Tankstelle in Abhängigkeit der Transportentfernung aufgetragen.

Für Deutschland zeigt sich, dass im Norden des Landes in direkter Umgebung der Elektrolyseurstandorte GH₂-Trailer Transport eingesetzt wird. Ab einer Entfernung von 150-200 km werden Tankstellen ausschließlich mit LH₂-Trailern beliefert. LOHC ist an keiner Tankstelle günstiger als GH₂ oder LH₂. Mit einer durchschnittlichen Entfernung von 440 km dominiert in Deutschland der LH₂-Transport an 10812 von 12063 Tankstellen, was 90 % der Tankstellen entspricht.

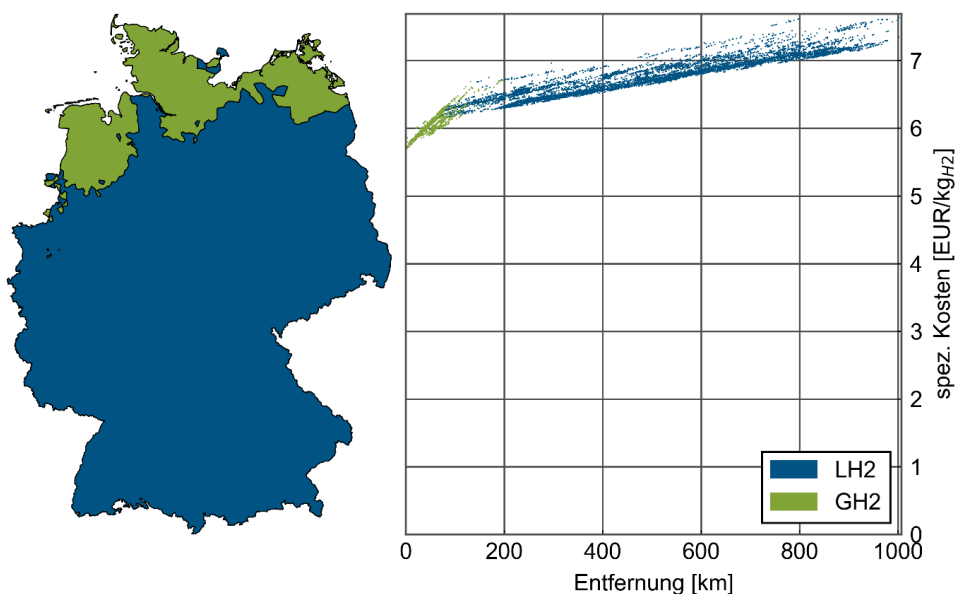


Abbildung 7.39: Ergebnisse des günstigsten Trailer Transports von Elektrolyseurstandort zur Tankstelle im 75 % Szenario für Deutschland.

Die LKW-Optimierung in Frankreich führt wegen der verteilten Produktion zu einem deutlich höheren Anteil an GH₂-Trailern. Insgesamt werden 5538 von 7886 Tankstellen mit LH₂ versorgt, was etwa 70 % der Tankstellen entspricht.

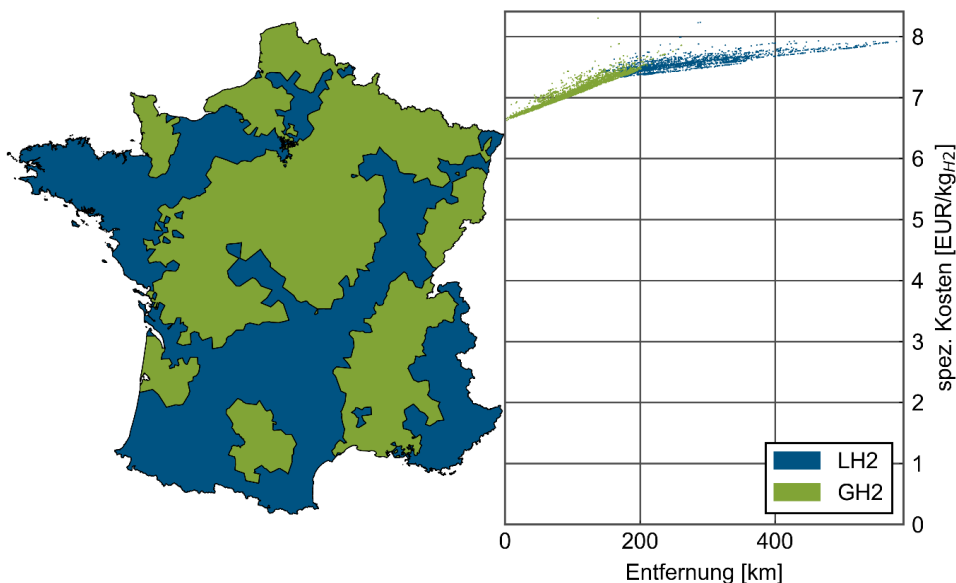


Abbildung 7.40: Ergebnisse des günstigsten Trailer Transports von Elektrolyseurstandort zur Tankstelle im 75 % Szenario für Frankreich.

Das relative und absolute Optimierungspotenzial ist in Abbildung 7.41 dargestellt. Mit der hohen Dominanz von LH₂-Trailern in Deutschland liegt das Optimierungspotenzial bei lediglich 0,3 % der Kosten des reinen LH₂-Transports, was 0,02 EUR/kg_{H2} entspricht. Für Frankreich ist das Potenzial mit 1,7 % deutlich höher bei 0,13 EUR/kg_{H2}. Dabei ist jedoch nicht mitberücksichtigt, dass eine geringere Leistungsgröße der Verflüssigungseinheit zu höheren spezifischen Investitionskosten führen könnte. Dies würde das Potenzial weiter beschränken.

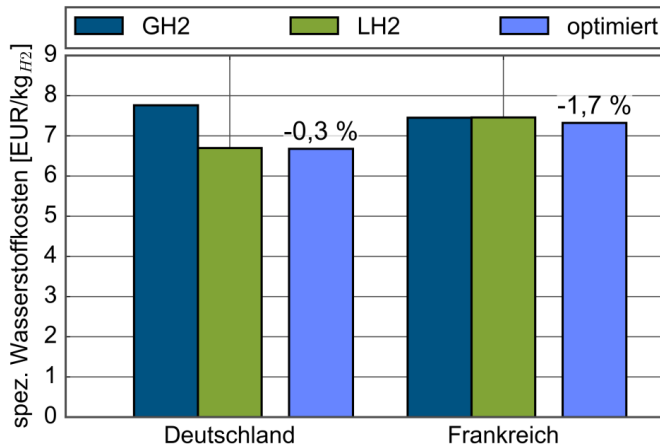


Abbildung 7.41: Optimierungspotenziale für unterschiedliche Transportmodi per Trailer. in den drei untersuchten Ländern Deutschland, Frankreich und Japan für jeweils 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge.

7.5.3 Diskussion

Die Optimierungspotenziale für die Distribution nach einer Pipeline-Transmission liegen je nach Land zwischen 2 und 3 % der minimalen Gesamtkosten. Dies erscheint im ersten Moment recht gering, ist allerdings mit 0,12 EUR/kg_{H2} für Deutschland beziehungsweise 0,23 EUR in Frankreich bei gesamten Transportkosten von unter 1 EUR/kg_{H2} beachtlich. Eine zunehmend heterogene Verteilung der Tankstelle pro Hub wie in Frankreich erhöht das Optimierungspotenzial, da die Kostenunterschiede der Technologien zunehmen. In Unterabschnitt 7.3.2 wurde bereits angesprochen, dass mit den extremen Unterschieden der Tankstellenanzahl in den Hubs Umsetzungsprobleme auftreten. Eine Trailer-Distribution in Hubs mit hoher Tankstellendichte wie in Paris beeinflusst erheblich den Straßenverkehr, während eine Pipelinedistribution in Hubs mit sehr wenigen Tankstellen eine überdurchschnittlich lange Pipeline erfordert. Eine Auswahl zwischen den beiden Distributionsoptionen umgeht beide Probleme und ermöglicht eine realistischere Abschätzung als eine flächendeckende Distribution per Pipeline oder GH₂-Trailer.

Das Optimierungspotenzial des LKW-Transports vom Elektrolyseur zur Tankstelle ist demgegenüber mit 0,3 % bis 1,7 % geringer, zumal die entstehenden Kosten immer noch deutlich über den Kosten einer Pipeline-Transmission liegen. Zudem wurden in der Analyse potenzielle Wechselwirkungen zwischen niedrigerem Umsatz der Verflüssigungsanlagen und somit steigenden spezifischen Kosten nicht berücksichtigt. Das finale Potenzial ist somit geringer als berechnet.

Eine Optimierung auch zwischen Pipeline-Transmission und LKW-Transport ist im Rahmen der Modelle nicht möglich. Allerdings zeigte sich bei der Analyse des LKW-Transportes, dass das Optimierungspotenzial geringer ist, wenn sich eine Technologie als sehr dominant abzeichnet. Seydel [25] optimierte zwischen Pipeline, LH₂- und GH₂-Trailern und Onsite-Elektrolyse. Er errechnet für 2050, dass etwa 82 % des betankten Wasserstoffs per Pipeline, 15 % per LH₂ und 3 % mittels der Onsite-Produktion versorgt werden. Dabei kann eindeutig von einem pipelinedominierten System gesprochen werden, weshalb das Optimierungspotenzial als gering einzuschätzen ist.

7.6 Exkurs: Wasserstoffimport nach Deutschland

Die komplette Selbstversorgung mit erneuerbar produziertem Wasserstoff in Deutschland benötigt einen massiven Ausbau an erneuerbaren Energien sowie die Nutzung eines erheblichen Teils der daraus entstehenden negativen Residuallasten. Sollte der Ausbau an erneuerbaren Energie beispielsweise aus Akzeptanzgründen nicht umsetzbar sein oder konkurrierende Flexibilitätsoptionen die Residuallast deutlich verringern, ist auch in Deutschland der Import von erneuerbar produziertem Wasserstoff vorstellbar. Als Zusatzszenario wird deshalb im Rahmen eines Exkurses der Grenzfall eines reinen Wasserstoffimportszenarios berechnet.

Für die Berechnung des Importszenarios bleiben alle Annahmen analog zu Unterabschnitt 7.2.1 außer der Verteilung von Produktionsanlagen. Statt Elektrolysesystemen in Deutschland wird angenommen, dass der Wasserstoff in den drei größten deutschen Güterhäfen Hamburg, Wilhelmshaven und Bremerhaven per Schiff angelandet wird. Die Importkapazität ist dabei in jedem Hafen unbegrenzt. Die Annahmen zum Import basieren auf der Studie von Heuser et al. [159], wobei die Entfernung für den Schiffstransports von Patagonien nach Hamburg lediglich 13.000 km betragen, Der Lieferzyklus eines Schiffes beträgt somit etwa 37 Tage. Der Importpreis wird dabei auf 3,90 EUR/kg_{H2} für LH₂ und 3,20 EUR/kg_{H2} für den Import per LOHC verringert. In Abbildung 7.42 sind die dafür untersuchten Technologiepfade dargestellt.

Tabelle 7.5: Annahmen für den Import von Wasserstoff in Deutschland

		LH ₂	LOHC
Importpreis	EUR/kg _{H2}	3,9	3,2
CO ₂ -Emissionen	kg _{CO2} /kg _{H2}	2,25	2,12
Primärenergiebedarf	MJ/kg _{H2}	238	201

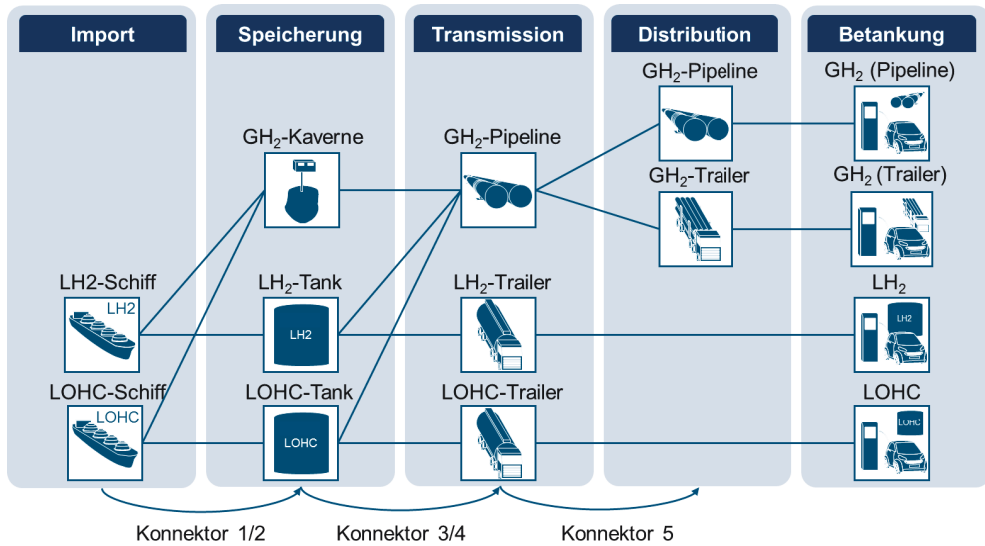


Abbildung 7.42: Untersuchte Technologiepfade für eine auf Importe ausgelegte Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland

Wie in Abschnitt 7.3 werden in Abbildung 7.43 die Ergebnisse des GIS-basierten Wasserstofftransports für den Wasserstoffimport dargestellt. Bei der Pipelinennutzung wird der Hauptteil des Wasserstoffs in Wilhelmshaven angelandet und von dort an die Bedarfszentren im Süden weiter transportiert. Analog zur Eigenproduktion legt der minimale Spannbaum das Pipelinennetz auf das bevorzugte Netz. Auffällig ist jedoch, dass zwei Bäume entstehen. Dies ist mit der unbegrenzten Kapazität der Quellen zu begründen. Somit werden die Hubs stets aus der nächsten Quelle versorgt.

Für die LKW-Versorgung ist ein klarer Unterschied zur Pipeline zu erkennen. Dabei wird der Wasserstoff vor allem im Hamburger Hafen angeschifft und von dort in alle Richtungen transportiert. Dies ist mit der Baumstruktur des Kandidatenpipelinennetzes zu erklären. Das Pipelinesystem Richtung Süden verläuft tendenziell im Westen, weil sich im Bereich der Rhön und Thüringen kaum Nord-Süd-Verbindungen befinden. Dadurch ist Wilhelmshaven der nähere Hafen. Demgegenüber bietet die A7 eine zentrale Nord-Süd-Verbindung von Hamburg bis ins Allgäu und stellt somit die zentrale Strecke für den LKW-Transport dar. Die maximale LKW-Auslastung von 2171 kt_{H₂}/a entspricht allerdings 1351 LKWs pro Tag bei LH₂-Transport bzw. 5400 LKWs für GH₂-Transport, was für die Logistik am Hamburger Hafen eine enorme Herausforderung darstellen würde.

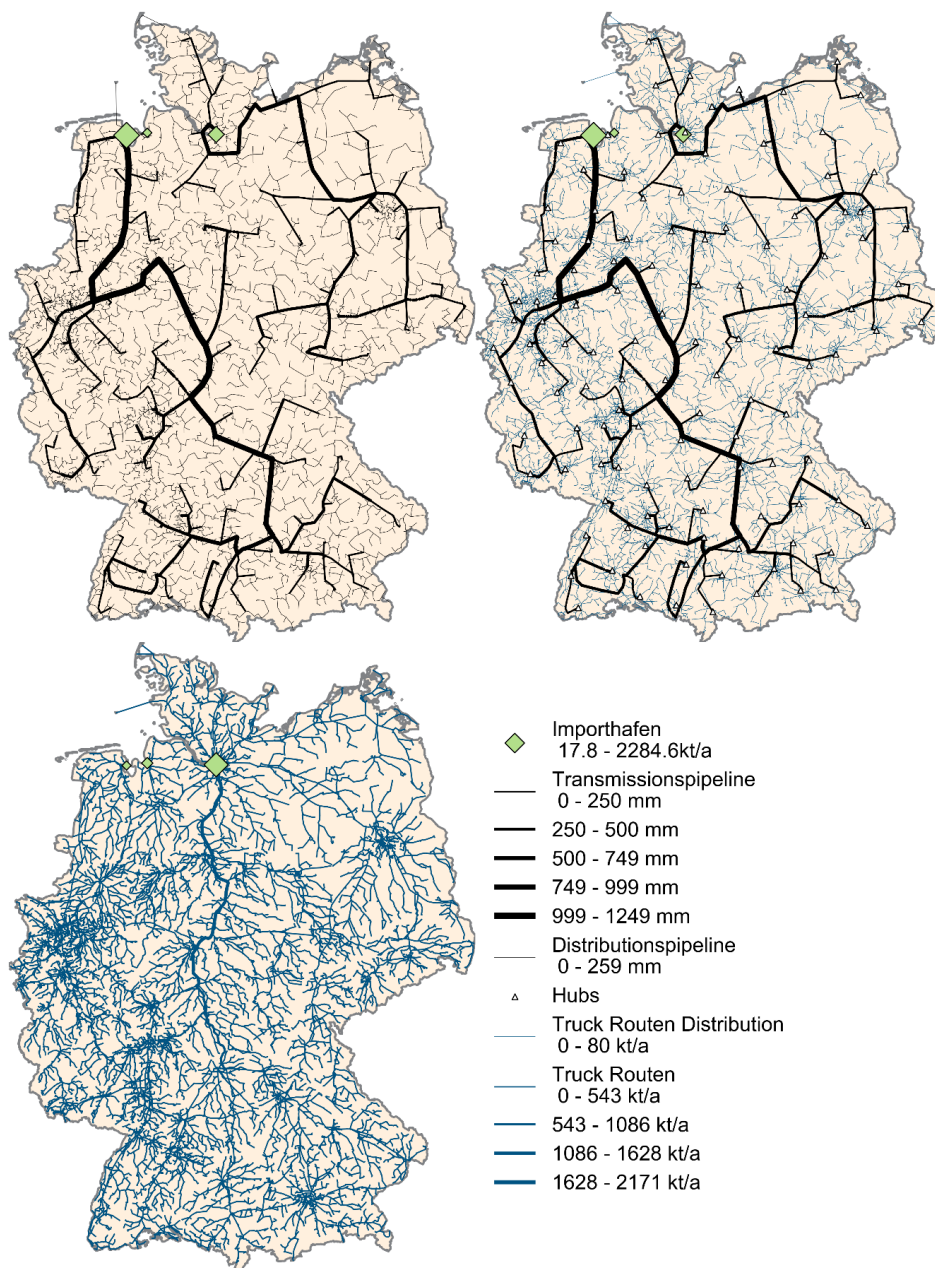


Abbildung 7.43: Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung einer Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland basierend auf Wasserstoffimport für 75% Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand; links oben: Pipeline Transmission + Pipeline Distribution; rechts oben: Pipeline Transmission + GH₂-Trailer Distribution; links unten: LKW Distribution von Elektrolyseur zur Tankstelle.

Die Ergebnisse der ökonomischen Analyse sind in Abbildung 7.44 dargestellt. Die Unterschiede zwischen der Distribution per Pipeline und GH₂-Trailer gestalten sich mit jeweils ca. 0,05 EUR/kg_{H₂} stets ähnlich, daher wird auf die Darstellung beider Optionen im Folgenden für beide Importfälle und die drei Speicheroptionen verzichtet und jeweils nur die günstigere Pipeline-Distribution aufgelistet. Demnach sind die beiden günstigsten Optionen LH₂- oder LOHC-Import mit Salzkavernenspeicherung und Pipelinetransport. Diese beiden Pfade liegen sehr nahe beieinander mit Unterschieden von lediglich 0,03 EUR/kg_{H₂}. Anders als in Japan bedeutet dies, dass der LOHC-Import bereits ab Differenzkosten im Import von 0,73 EUR/kg_{H₂} komplett konkurrenzfähig zu LH₂-Import ist, falls LH₂ nicht die günstigste Transportoption darstellt. Diese sind bedingt durch die Möglichkeit der Salzkavernenspeicherung, die in Japan nicht vorhanden ist, und die höheren Transportentfernungen in Deutschland. Wobei Mehrkosten für den LH₂-Transport von 0,20 EUR/kg_{H₂} noch als konkurrenzfähig gelten können. Analog zur Analyse der Eigenproduktion aus Abbildung 7.15 sind die Unterschiede zwischen der Distribution per Pipeline oder GH₂-Trailer bei 0,05 EUR/kg_{H₂}.

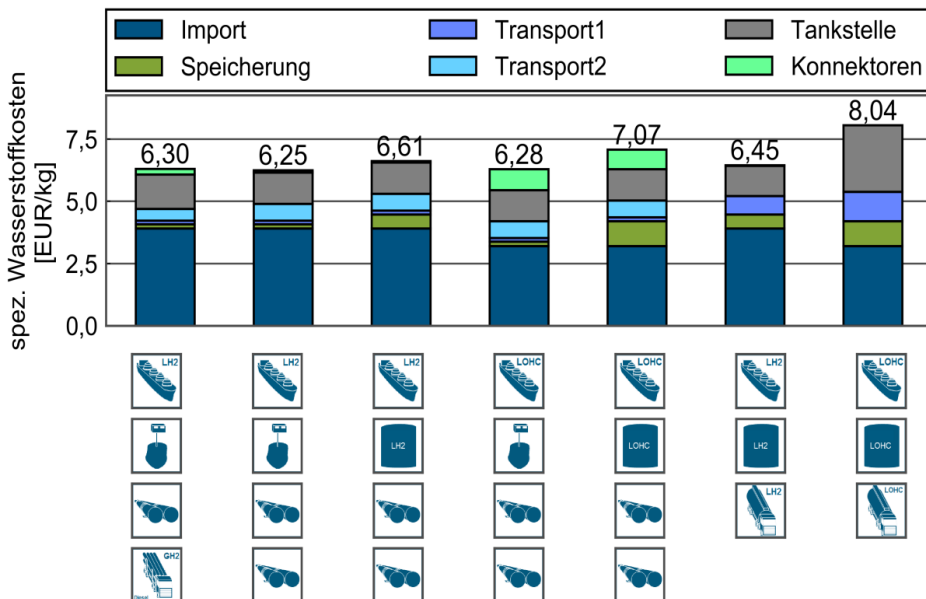


Abbildung 7.44: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland mit Wasserstoffimport zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff.

Hinsichtlich der CO₂-Emissionen aus Abbildung 7.45 ergibt sich ein ähnliches Bild wie für Japan. Die Emissionen mit LH₂-Import sind deutlich niedriger als mit LOHC-Import durch die Dehydrierung mit Erdgas. Der Primärenergiebedarf ist wiederum höher für die LOHC-Importpfade.

Insgesamt unterstützt das Wasserstoffimportszenario wiederum die Schlüsselrolle der Salzkaverne. Die günstige Speicherung begünstigt mehr Optionen zur Bereitstellung und zum Transport. Mit 0,73 EUR/kg_{H₂} Differenzkosten liegt LOHC in einem konkurrenzfähigen Bereich, der durchaus als erreichbar einzuschätzen ist. Allein 0,4 EUR/kg_{H₂} sind bereits der

Verflüssigung zuzuweisen. Der Schifftransport kann ebenfalls günstiger ausfallen, da auch bestehende Mineralöltanker eingesetzt werden können und kein eigenes neues Schiff wie bei LH₂ entwickelt werden muss. Insgesamt stellt der Import mit LOHC somit den einzigen Fall dar, bei dem die LOHC wirklich konkurrenzfähig eingesetzt werden können.

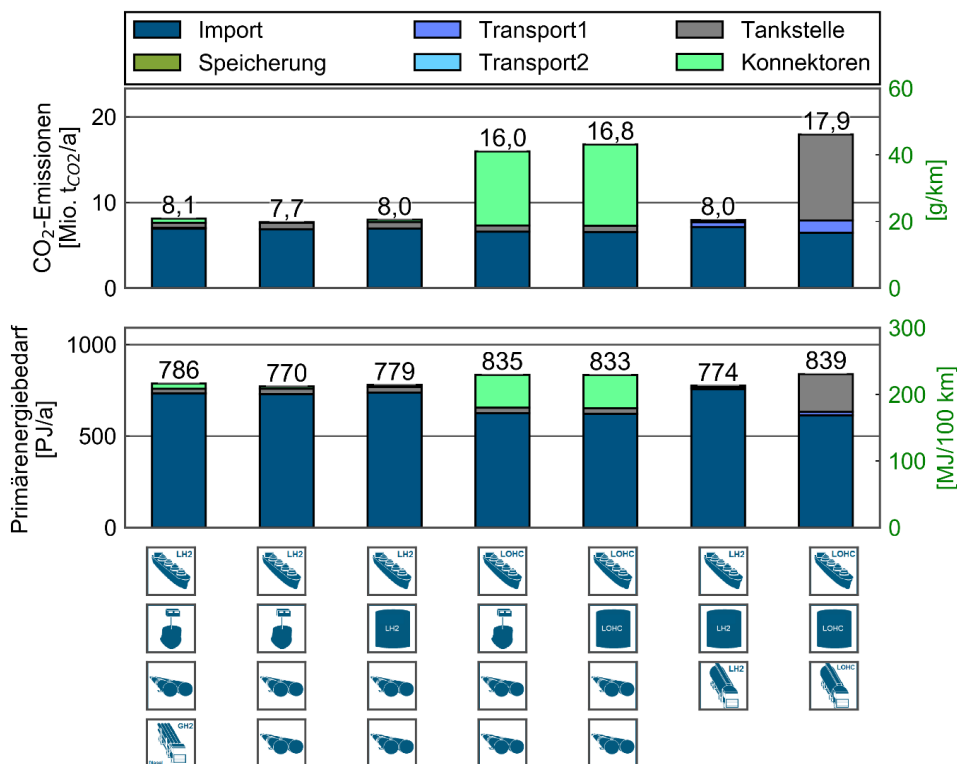


Abbildung 7.45: CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarf in Deutschland zur Versorgung von 75 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für 9 untersuchte Technologiekombinationen.

7.7 Zusammenfassung

Kapitel 7 befasst sich mit der Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen für ausgewählte Regionen. Dazu sind in Abschnitt 7.1 Deutschland, Frankreich und Japan als Länder identifiziert worden, für die sich der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur besonders interessant gestaltet. Die drei Länder haben einerseits einen großen Fahrzeugmarkt, der einen Einfluss auf den Weltmarkt besitzt, und gehören andererseits zu den fünf wirtschaftsstärksten Nationen der OECD. Trotzdem sind die Voraussetzungen für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur deutlich verschieden. Zur Gewinnung von CO₂-armem Wasserstoff sind aktuelle Strategien derart unterschiedlich, dass sich für Deutschland ein zentrales nationales Produktionsszenario ergibt, für Frankreich ein dezentrales Szenario und für Japan ein zentrales internationales Szenario, das sich als dezentrale Anlandung an mehreren Häfen darstellt. Daraus entstehen unterschiedliche Transportentfernungen, die auf die Transportmodellierung Einfluss haben.

Abschnitt 7.2 befasst sich mit den Szenarien für die drei Länder und vergleicht diese sowohl untereinander als auch mit in der Literatur bestehenden Analysen. Die Nachfragemodellierung nach Wasserstoff wird dabei vom spezifischen Verbrauch je Fahrzeug und der Fahrzeuganzahl bestimmt. Die angenommenen $0,63 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$ Fahrzeugverbrauch stellen einen zukünftigen Wert dar, der allerdings von anderen Literaturquellen gestützt wird. Zur Fahrzeugzahl werden drei Szenarien untersucht: 25 %, 50 % und 75 % Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand. Für niedrigere Durchdringungsraten steht weniger die Transportinfrastruktur im Vordergrund, sondern die Herausforderung einer flächendeckenden Verteilung von ausgelasteten Tankstellensystemen. Die Produktionsszenarien sind im Rahmen dieser Arbeit exklusiv der Elektrolyse zugeordnet, da alternative Produktionsmethoden begrenztes CO_2 -Reduktionspotenzial besitzen. Diese wird in Deutschland mit netzseitig nicht nutzbarem erneuerbaren Strom gespeist und in Frankreich mit Strom von Kernkraftwerken, die dadurch ihre Auslastung erhöhen können. Das Szenario für Japan stellt den großtechnischen Import von Japan dar, der von der japanischen Regierung gestützt wird. Es zeigte sich, dass die benötigten Wasserstoffmengen selbst im 75 %-Szenario überall zur Verfügung stehen.

In Abschnitt 7.3 sind die Ergebnisse der GIS-basierten Wasserstofftransportmodellierung vorgestellt worden. Dabei sind drei Transportoptionen untersucht worden: LKW-Transport von Elektrolyseur/Hafen zur Tankstellen, Pipeline-Transport von Elektrolyseur zur Tankstelle und eine Kombination aus Pipeline-Transmission zu mehreren Hubs und der Distribution per LKW von diesen Hubs zur Tankstelle. Deutschland weist dabei mit der zentralen Produktion am Rande des Landes die höchsten Transportentfernungen auf mit einer durchschnittlichen LKW-Routenlängen von 420 km. Frankreich und Japan liegen dafür jeweils bei etwa 180 km. Der Transport per Pipeline sorgt für höhere Transportentfernungen, da die Auslastung von Pipelineabschnitten wichtiger für die Gesamtkosten ist als die Transportentfernung. Gerade in Frankreich ist jedoch erstaunlich, dass trotz niedrigerer Transportentfernungen die Gesamtlänge des Transmissionsnetzes im Vergleich zu Deutschland steigt. Die geografische Ausdehnung des Landes spielt somit für eine Pipeline eine bedeutende Rolle. Der Vorteil der GIS-aufgelösten Berechnung der LKW-Routen zeigt sich in der Detailanalyse der Straßenauslastung. GH_2 - und LOHC- Trailer beeinträchtigen demnach den Straßenverkehr übermäßig. Zusätzliche Belastungen von bis zu 3.000 40 t-LKWs allein für die Wasserstoffbereitstellung entsprechen heutigen Belastungen von LKWs über den gesamten Güterverkehr und müssen daher als kaum realisierbar eingestuft werden.

Die techno-ökonomische Analyse in Abschnitt 7.4 verdeutlicht, dass die Kosten der Produktion in Frankreich und Deutschland bzw. des Imports in Japan den größten Einfluss auf das Gesamtergebnis haben. Dabei sind diese Werte sehr sensitiv gegenüber dem jeweilig angesetzten Strompreis für die Elektrolyse. Eine erhebliche Senkung der Kosten kann aus diesem Grund vor allem mit niedrigeren Produktionskosten an der Elektrolyse erreicht werden. Dabei stellt sich jedoch auch die Frage, unter welchen Konditionen alternative Flexibilitätsoptionen bzw. Speichersysteme kostendeckend betrieben und welche Strommengen tatsächlich für die Wasserstoffgewinnung genutzt werden können.

Die geologische Speicherung wurde als Schlüsseltechnologie unter den gesetzten Rahmenbedingungen identifiziert. Die Einbindung in nationale Systeme ermöglicht

Kosteneinsparung von bis zu 20% unter der geforderten Speicherkapazität. Bei nationaler Selbstversorgung mit Wasserstoff ist die Pipeline eine weitere Schlüsseltechnologie. Die spezifischen Kosten der Infrastruktur sanken in allen Ländern mit zunehmendem Wasserstoffbedarf. Die Kosten der Transmissionspipeline korrelieren dabei nicht allein mit den Transportentfernungen, wie der Vergleich Deutschland und Frankreich zeigt. Ein Pipelinesystem mit hohem Umsatz und hohen Transportentfernungen in Deutschland ist spezifisch günstiger als ein Pipelinesystem mit niedrigeren Entfernungen und Durchmessern in Frankreich. Zur Steigerung des Umsatzes sind neben dem PKW-Bereich aber auch noch andere potenzielle Wasserstoffverbraucher denkbar. Brennstoffzellenbusse oder –züge genauso wie die chemische Industrie ermöglichen einen lokalen planbaren Zusatzbedarf an Wasserstoff, der die Kosteneffizienz eines Pipelinenetzes weiter erhöht. Generell gilt dabei: Je höher der Bedarf, desto mehr sind investitionsintensive, aber effiziente Technologieoptionen wie die geologische Speicherung und der Transport per Pipeline zu bevorzugen.

In Abschnitt 7.5 wird abschließend auf das Optimierungspotenzial zwischen Transportpfaden eingegangen. Dabei werden die Potenziale zwischen unterschiedlichen Distributionsoptionen - Pipeline oder GH_2 -Trailer - sowie zwischen Trailer-Transportoptionen – GH_2 , LH_2 oder LOHC - von Elektrolyse zur Tankstelle untersucht. Für die Distribution ergibt sich ein beachtliches Potenzial von bis zu 0,23 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ für eine clusterspezifische Optimierung der Distributionsoption. Dabei zeigen urbane Cluster die Tendenz zur Pipelinedistribution, während rurale Cluster mit GH_2 -Trailer versorgt werden. Je größer die regionalen Unterschiede sind, desto mehr Effekt erhält die Optimierung. Das Optimierungspotenzial des LKW-Transports ist demgegenüber mit bis zu 0,06 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ deutlich geringer, zumal die entstehenden Kosten immer noch deutlich über den Kosten einer Pipeline-Transmission liegen. Eine Optimierung zwischen Pipeline-Transmission und LKW-Transport ist im Rahmen der Modelle nicht möglich. Aufgrund der Dominanz der Pipelinesysteme in Deutschland und Frankreich wird das Optimierungspotenzial als sehr gering eingeschätzt.

Der Exkurs in Abschnitt 7.6 zu einem Wasserstoffimportszenario für Deutschland zeigt, dass die Verfügbarkeit von geologischen Speichern die Optionen für alternative Technologien erweitert und hierbei auch die LOHC -Technologie deutlich besser abschneidet als in Japan. Eine direkte Dehydrierung im Hafen und Speicherung des Wasserstoffs in hafennahen Salzkavernen ist verbunden mit Mehrkosten des LOHC -Imports von 0,72 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ gegenüber LH_2 -Import. Zum Vergleich: Für die japanische Analyse betrug diese Differenz 2,2 EUR/kg $_{\text{H}_2}$. Differenzkosten von unter 1 EUR/kg $_{\text{H}_2}$ sind im Rahmen der Versorgungskette von Überseeproduktionsstätten nach Deutschland durchaus erzielbar, da LOHC günstigeren Transport verspricht und die Hydrierung im Vergleich zur Verflüssigung kostengünstiger ist. Somit stellt dieser Exkurs das einzige untersuchte Szenario dar, in dem die LOHC -Technologie eine kostengünstige Alternative darstellt.

8 Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der bisherigen Kapitel zusammenhängend diskutiert. Dabei wird zunächst auf die Schlussfolgerungen der Einzeltechnologien eingegangen und anschließend der Fokus auf die regionsspezifischen Wasserstoffinfrastrukturen gelegt.

8.1 Technologiespezifische Diskussion

In Kapitel 3 wurden drei wesentliche Speichermethoden identifiziert, die relevant für eine großtechnische Umsetzung von Wasserstoffinfrastruktur sind: GH_2 , LH_2 und LOHC.

Obwohl GH_2 und LH_2 bereits seit vielen Jahren den Stand der Technik darstellen, sind insbesondere durch die Kostenreduktion von Typ IV-Behältern zur Druckspeicherung signifikante Änderungen des Versorgungssystems möglich. Die Anwendung in Trailern ermöglicht Kapazitätserhöhungen im Vergleich zu Typ I-Röhren um das Drei- bis Vierfache. Zudem bietet der damit einhergehende höhere Druck in einer Vielzahl von Behältern eine energiesparende kaskadierte Betankung von 700 bar Fahrzeugtanks. Diese Auswirkungen der Kostenreduktion, die für eine marktrelevante Umsetzung der Brennstoffzellenmobilität für die Fahrzeugtanks ohnehin gefordert sind, wurden in vergleichbaren modellbasierten Infrastrukturanalysen bisher nicht betrachtet. Wie in dieser Arbeit gezeigt wurde, sind GH_2 -Trailer mit hohen Kapazitäten ein wichtiges Element der Wasserstoffdistribution und als Konkurrenztechnologie zur Pipeline-Distribution zu sehen. Die diesbezüglichen Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die Distribution per Pipeline aufgrund des Fortschritts bei der GH_2 -Trailerdistribution nur noch in dicht besiedelten Gebieten mit hoher Tankstellendichte vorteilhaft ist.

Hinsichtlich der LH_2 -Technologie wurden – anders als bei den GH_2 -Tanks – in den vergangenen zehn Jahren kaum technologische Fortschritte erzielt, die nicht im Rahmen erwarteter Entwicklungen liegen. Die Technologie ist noch immer mit einem hohen Energiebedarf und teuren Anlagenkomponenten verbunden. Gerade hinsichtlich der Abschätzung des Investitionsvolumens von großtechnischen Verflüssigungsanlagen mit Umsätzen jenseits der 50 t/Tag zeigt Abbildung 3.6 sogar, dass jüngere Studien zu konservativeren Werten übergehen. Das lässt die Kosten der Verflüssigung steigen. Gleichzeitig treten aktuell noch große Verdampfungsverluste an der Tankstelle auf, die theoretisch technisch vermeidbar sind, allerdings in der Praxis noch nicht umgesetzt werden. Sollten die Verluste von über 10% des transportierten Wasserstoffs nicht vermieden werden können, ist eine Umsetzung der Technologie mehr als fraglich. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die erwarteten technologischen Fortschritte implementiert. Unter diesen Annahmen stellt LH_2 eine ökonomische Alternative zur Transmissionspipeline in nationalen Wasserstoffsystemen bei durchschnittlichen Transportentfernungen von über 200 km dar.

Die LOHC-Technologie ist eine vielversprechende Alternative zum Stand der Technik und entsprechend den Erkenntnissen aus Kapitel 5 für die Versorgung einer 700 bar Mobilität bei kleinen Wasserstoffumsätzen von unter 20 t_{H_2} pro Tag geeignet. Gerade für die großtechnische Umsetzung zeigte sich jedoch, dass aufgrund des hohen Energiebedarfs das

Potenzial sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht gegenüber effizienteren Technologien begrenzt ist. Lediglich der Exkurs in Abschnitt 7.6 ermittelt konkurrenzfähige Kosten für LH₂- und LOHC-Import per Schiff, wenn der Wasserstoff anschließend gasförmig gespeichert und transportiert wird. Dabei sind die CO₂-Emissionen allerdings immer noch deutlich höher als für LH₂. Um Kosten und Emissionen weiter zu reduzieren, ist es nötig, sowohl die bei der Hydrierung freigesetzte Wärme sinnvoll zu nutzen als auch zu CO₂-armen Wärmebereitstellungsoptionen in der Dehydrierung zu wechseln. Dies sollte in Zukunft weiter untersucht werden. Das gilt allerdings ausdrücklich unter den gegebenen Rahmenbedingungen für die 700 bar Mobilität. Eine alternative Endnutzung wie zum Beispiel in der chemischen Industrie oder in der stationären Energiespeicherung könnte die Rahmenbedingungen derart verschieben, dass der Einsatz gegenüber anderen Speicheroptionen bereits heute vorteilhaft sein kann.

Aus den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse sind zwei Elemente der Prozesskette als besonders relevant für die Gesamtkosten identifiziert: Die Kosten der elektrolytischen Wasserstoffherzeugung sowie der Tankstelle.

Der wichtigste Parameter der Produktionskosten ist der Strompreis. Dieser wurde im Rahmen dieser Arbeit abgeschätzt basierend auf der jeweiligen Basis-Technologie der Stromerzeugung: Wind-Onshore in Deutschland und Kernenergie in Frankreich. Dies soll nachfolgend diskutiert werden. Einerseits stellt die Elektrolyse eine Flexibilitätsoption in Form einer zuschaltbaren Last dar, die Strom nutzen kann, der im Energiesystem nicht benötigt wird oder aufgrund von Netzengpässen nicht an den Bestimmungsort transportiert werden kann. Diese Art der Netzdienstleistung würde aus heutiger Sicht eingesetzt werden, wenn der Großhandelspreis für Strom sehr niedrig ist oder wegen Netzengpässen eine Redispatch-Maßnahme nötig wäre. Beides spricht dafür, einen niedrigen Strompreis anzusetzen. Andererseits werden für die Nutzung der Elektrolyse über 3000 Volllaststunden angesetzt. Sollten Strompreise für lange Zeiträume in einem Bereich unter 0,03 EUR/kWh_{el} auftreten, konkurriert die Elektrolyse mit alternativen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Power-to-Heat oder Demand-Site-Management für ein Energiesystem im Jahr 2050. Zudem muss klar sein, dass ein günstigerer Strompreis in der Elektrolyse zu höheren Kosten des restlichen Stromnetzes führt, da die vergünstigten Kosten der Elektrolyse auf die restlichen Verbraucher umgelegt werden müssen. Deshalb benötigt jede Annahme eines Strompreises einen Kompromiss zwischen kostengünstiger Wasserstoffproduktion und der realitätsnahen Abschätzung von Konkurrenztechnologien. Inwieweit sich die Elektrolyse hierbei in einem zukünftigen Energiesystem einordnen kann und wird, hängt dabei zu einem großen Teil von der Politik, der Reform des Strommarktes und dem zu Grunde liegenden Marktmodell ab.

Bei den Tankstellenkosten besteht die zentrale Herausforderung darin, eine gewinnbringende Auslastung zu erreichen. Dies erfordert einen Kompromiss zwischen der nutzerorientierten oder kostenoptimierten Verteilung von Tankstellen unter Beachtung der Tankstellenkapazität. Im Rahmen dieser Arbeit wurde lediglich eine Tankstellengröße mit bis zu 1000 kg_{H2} Wasserstoff pro Tag untersucht. Die Nutzung unterschiedlicher Tankstellengrößen je nach Standort ermöglicht die Erhöhung der Auslastung an wenig frequentierten Standorten sowie den Aufbau von noch größeren Tankstellen für stark besuchte Standorte. Dadurch ergibt sich

ein weiteres Kostenreduktionspotenzial, das jedoch stets an das Nutzerverhalten gekoppelt ist.

8.2 Diskussion regionsspezifischer Analysen

Im Rahmen der regionalen Analysen zeigte sich in den drei Ländern Deutschland, Frankreich und Japan, dass die Verfügbarkeit von geologischen Großspeichern den größten Einfluss auf die Technologieauswahl besitzt. Daraus lässt sich schließen, dass insbesondere für Länder wie Japan, die keine Möglichkeit der geologischen Speicherung in Salzkavernen besitzen, alternative Speicheroptionen wie ausgeförderte Lagerstätten oder Aquifere untersucht werden müssen, auch wenn sich diese nach Hyunder [86] nicht für den wirtschaftlichen Betrieb mit Wasserstoff eignen. Auch wenn solche Speicheroptionen Verunreinigungen, Verluste oder höhere Kosten verursachen können, sind sie bei einer mangelnden Verfügbarkeit von Salzvorkommen unter Umständen den technischen Speicheroptionen in LOHC oder LH₂ vorzuziehen. Dieser Aspekt bedarf weiterer Analysen.

Neben den Großspeichern bildet die Transmissionspipeline zum Transport großer Mengen Wasserstoffs ein weiteres Kernelement. Zur Berechnung der Transportkosten dient im Rahmen dieser Arbeit ein dreistufiger Prozess, der die Topologie mittels minimalem Spannbaum, den Massenfluss über ein lineares Optimierungsproblem und zuletzt die Durchmesser der Pipeline über eine Druckverlustberechnung bestimmt. Dieses Vorgehen ermöglicht allerdings nicht die Ermittlung der niedrigsten Gesamtkosten des Systems, sondern stellt ein Verfahren dar, das hinsichtlich Performance und Gesamtkosten als guter Kompromiss angesehen wird. Es ist durchaus möglich, die Kosten des Pipelinesystems weiter zu verringern und damit die bereits als günstig eingeschätzten Kosten weiter zu senken.

Wie bereits im Abschnitt 8.1 erwähnt, zeigt die Analyse der Distribution im Anschluss an die Transmissionspipeline, dass die Pipeline erst bei höheren Tankstellendichten Vorteile gegenüber der Distribution per GH₂-Trailer aufweist. Die Abschätzung des Kostenreduktionspotenzials einer Optimierung zwischen diesen beiden Technologien macht deutlich, dass eine Nutzung beider Distributionsmodi große Vorteile für das Gesamtsystem bieten kann. Dieses Potenzial steigt, je heterogener die Distributionsregionen bzw. -cluster sind. Bei großen Unterschieden in der zu versorgenden Anzahl an Tankstellen je Hub sind Einsparungen von bis zu 10% der Distributions- und Tankstellenkosten erreichbar. In der Analyse des deutschen Straßenverkehrs war die Spreizung der Clustergrößen deutlich kleiner als in Japan oder Frankreich. Dadurch waren die Einsparpotenziale deutlich niedriger.

Zu ähnlichen Ergebnissen führte die Betrachtung des Kostenreduktionspotenzials der LKW-Transmission. Das Optimierungspotenzial fällt bei der Dominanz einer Technologie bzw. eines Schlüsselparameters gering aus. In der Analyse des deutschen Straßenverkehrs kann dies an den hohen Transportentfernungen, die zu einer Dominanz des LH₂-Transportes führten, verdeutlicht werden. Daraus lässt sich schließen, dass die Nutzung von Optimierungsprogrammen und die Einbindung unterschiedlicher Technologien vor allem bei heterogenen Rahmenbedingungen sinnvoll sind. Dies ist beispielsweise bei niedrigen Marktdurchdringungen an Brennstoffzellenfahrzeugen der Fall und für die Analyse einer Markteinführung zielführend. Für die Betrachtung von Szenarien mit hohen Marktdurchdringungen, bei denen die vorherrschenden Technologien bekannt sind, ist der

Ansatz eines Simulationsmodells ebenfalls zielführend. Dies ermöglicht eine höhere Detailtiefe, die im Rahmen dieser Arbeit beispielsweise über die Druckverlustberechnung der Pipeline oder nichtlineare Kostenfunktionen eingebracht wurden.

9 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Arbeit zusammengefasst. Dabei wird in Abschnitt 9.1 zunächst das Ziel der Arbeit sowie die Vorgehensweise zusammengefasst. Abschnitt 9.2 erläutert die dafür neu und weiterentwickelten Methoden und Modelle. In Abschnitt 9.3 werden die techno-ökonomischen Parameter aufgegriffen, bevor in den Abschnitten 9.4 und 9.5 die Ergebnisse der abstrakten und regionalen Analyse zusammengefasst werden. In Abschnitt 9.6 folgen abschließend die Schlussfolgerungen dieser Arbeit.

9.1 Ziel der Arbeit und Vorgehensweise

Die Dekarbonisierung des Verkehrssektors ist nicht nur in Deutschland eine der größten Herausforderungen der Energiewende nach dem Pariser Klimaabkommen. Sie kann insbesondere über die Sektorenkopplung sowie einen Wechsel der Antriebstechnologie hin zu Fahrzeugen mit Batterie- oder Brennstoffzellenantrieb gelingen. Für die Versorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen sind jedoch viele unterschiedliche Technologien sowie Kombination aus diesen verfügbar.

Ziel dieser Arbeit war es, eine Bewertung von Wasserstoffinfrastrukturoptionen zur Versorgung des Mobilitätssektors mit Wasserstoff durchzuführen. Im Fokus stand dabei, relevante Technologien zukünftiger Versorgungssysteme für eine auf Wasserstoff basierte Mobilität in unterschiedlichen Regionen zu identifizieren und herauszufinden, welchen Einfluss regionale Rahmenparameter auf die Technologieauswahl haben sowie mögliche Schlussfolgerungen hinsichtlich der Übertragbarkeit von Ergebnissen zu liefern.

Um diese Ziele zu erreichen, wurden in **Kapitel 2** bereits existierende Ansätze zur Abbildung von Wasserstoffinfrastruktur erläutert und analysiert. Dabei zeigte sich, dass ein neuer Modellansatz entwickelt werden muss, der sowohl unabhängig von regionalen Rahmenbedingungen Anwendungsgebiete von Technologieoptionen identifizieren als auch regionsspezifische Systemdesigns und Ergebnisse liefern kann. Anschließend wurde in **Kapitel 3** der Stand der Technik dargestellt und die dazugehörigen techno-ökonomischen Parameter evaluiert. In **Kapitel 4** wurde darauf aufbauend das Bewertungsmodell dargestellt, welches das Grundmodell der Arbeit ist. In **Kapitel 5** wurden die Technologieoptionen abstrakt analysiert und Anwendungsgebiete von Technologiekombinationen abgeleitet. Anschließend wurde das Modell in **Kapitel 6** um GIS-basierte Verfahren erweitert, um in **Kapitel 7** den Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland, Frankreich und Japan zu analysieren. In **Kapitel 8** erfolgte eine abschließende kapitelübergreifende Diskussion aller Erkenntnisse dieser Arbeit.

9.2 Methoden und Modelle

In **Kapitel 2** wurde eine Übersicht über bereits existierende Ansätze zur Abbildung von Wasserstoffinfrastruktur gegeben. Dabei zeigte sich, dass bisherige Ansätze entweder Anwendungsgebiete verschiedener Technologien für einen ausgewählten Einsatzzweck – wie zum Beispiel den Transport – analysierten oder im Rahmen von Optimierungsmodellen ein

Wasserstoffversorgungssystem basierend auf vorher ausgewählten Technologien entwickelt haben. Ausgehend davon wurde aufgezeigt, dass mit bestehenden Modellen und Ansätzen eine vergleichende Analyse von unterschiedlichen Technologiekombinationen zum Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen im regionalen Kontext nicht möglich ist.

Daher wurde in einem ersten Schritt ein technologisch-fundiertes Modell (Supply Chain Model) entwickelt. Dieses ist ein modular aufgebautes Simulationsmodell und ermöglicht die Bewertung von Wasserstoffinfrastrukturen mit unterschiedlichen Technologiekombinationen.

Zur Anwendung auf diskrete Regionen wurde in einem zweiten Schritt in Kapitel 6 das Modell um GIS-basierte Verfahren erweitert, um sowohl die Technologieauswahl als auch die Entwicklung eines regionalen Versorgungssystems bewerten zu können. Zu diesen Verfahren zählen die Modelle zur Verteilung von Wasserstoffquellen und -senken, die Transportmodelle zur Bestimmung von LKW-Routen und Pipelineverlegung sowie der Clusteralgorithmus zur regional begründeten Verschiebung des Verhältnisses aus Transmission zu Distribution.

9.3 Ermittlung der Technologieparameter

Die niedrige Dichte von Wasserstoff erfordert technische Lösungen zur Erhöhung der Speicherdichte. In **Kapitel 3** wurden potenzielle Speichermethoden einer Wasserstoffinfrastruktur dargestellt und techno-ökonomische Parameter ermittelt, die aufbauend auf den Speichermethoden die techno-ökonomische Bewertung ermöglichen. Den Stand der Technik stellen dabei gasförmig komprimierter (GH_2) und flüssiger Wasserstoff (LH_2) dar. Hydrierbare Trägerstoffe, die Wasserstoff aufnehmen und freisetzen können, werden ebenfalls als potenzielle Option zur Wasserstoffspeicherung berücksichtigt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden dabei Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) als vielversprechendste Technologie aus dieser Gruppe identifiziert. Diese gelten mit niedrigen Trägermaterialkosten (2,50 EUR/kg_{LOHC}), einer hohen Speicherdichte (6,2 Gew.-%) und niedriger Enthalpiedifferenz (65 kJ/mol) als Gradmesser für neue Entwicklungen in Zukunft.

Die Analyse der technischen Lagerung zeigte, dass insbesondere Weiterentwicklungen bei Kompositbehältern in den vergangenen Jahren zu deutlichen Fortschritten bei kleinskaligen Speichern geführt haben. Davon profitieren sowohl GH_2 -Trailer Systeme als auch Speicherkomponenten an der Tankstelle. Trotzdem sind geologische Speicher für die großtechnische Speicherung von GH_2 besonders vorteilhaft. Wasserstofftankstellen verursachen je nach Anlieferungsart unterschiedliche Kosten. Insbesondere die LOHC-Technologie erfordert einen komplexen Aufbau zur Versorgung von Fahrzeugen mit 700 bar Drucktanks, was zu hohen spezifischen Kosten führt.

9.4 Ergebnisse der abstrakten Analyse

Kapitel 5 analysiert die in Kapitel 3 als relevant eingestuft Technologien sowohl für einzelne Module als auch die gesamte Wasserstoffversorgungskette für variable Transportentfernungen und Absatzmengen innerhalb eines deutschen Energiesystems 2050. Die zentralen Ergebnisse der Analyse zeigen:

- Die Elektrolyse verursacht den größten Kostenblock innerhalb der Gesamtanalyse in Höhe von 3,7 EUR/kg_{H₂}, die von den Stromkosten dominiert werden.
- Der Erhalt des gasförmigen Zustands ist grundsätzlich zu bevorzugen, da sowohl LOHC als auch LH₂ zusätzliche Energie benötigen und damit Kosten verursachen.
- Für eine saisonale Speicherung sind geologische Speicher das Mittel der Wahl, technische Speicherlösungen mit GH₂ sind ökonomisch nicht umsetzbar.
- Ein direkter Vergleich zwischen Trailer- und Pipelinetransport erfordert eine möglichst präzise Bestimmung der Transmissions- und Distributionsentfernungen, was mit einem abstrakten Vergleich nicht umsetzbar ist.
- Trailersysteme profitieren von steigender Energiedichte der Speichermethode, Pipelines von steigendem Wasserstoffabsatz.
- Die Auslastung von Tankstellensystemen muss über 50 % erreichen, um spezifische Kosten unter 2 EUR/kg_{H₂} zu ermöglichen.
- Gerade LOHC-Tankstellen haben deutlich höhere spezifische Kosten als GH₂ und LH₂ Systeme. Erdgas zur Bereitstellung der Dehydrierwärme stellt zwar die günstigste Bereitstellungsoption dar, ist jedoch mit deutlich erhöhten Treibhausgasemissionen verbunden.

In einem untersuchten Bereich von bis zu 100 t_{H₂} pro Tag und einer Transportentfernung von bis zu 500 km wurden insgesamt sieben Anwendungsbereiche identifiziert, in denen unterschiedliche Technologiekombinationen minimale Kosten verursachen. Der größte Anwendungsbereich fällt dabei auf die Speicherung per Salzkaverne, die Transmission per Pipeline zu einem Hub und die anschließende Distribution per GH₂-Trailer an die Tankstelle. Ein hoher Wasserstoffabsatz begünstigt dabei effiziente, aber investitionsintensive Systeme wie Salzkaverne und Pipeline.

9.5 Ergebnisse der regionalen Analyse

Die techno-ökonomische Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen der Regionen Deutschland, Frankreich und Japan erfolgte in **Kapitel 7** für drei Marktdurchdringungsszenarien von Brennstoffzellen: 25 %, 50 % und 75 %. Die Kosten der Bereitstellung von Wasserstoff im 75 %-Szenario lagen dabei zwischen 6,05 EUR/kg_{H₂} in Deutschland, 7,20 EUR/kg_{H₂} in Frankreich und 6,78 EUR/kg_{H₂} in Japan. Der größte Anteil wird dabei von der Produktion verursacht, was bereits mit den Ergebnissen nach Kapitel 5 erwartet wurde. Ohne diese ergeben sich Kosten zwischen 2,31 EUR/kg_{H₂} und 2,65 EUR/kg_{H₂} für Speicherung, Transport und Betankung im günstigsten Fall. Aus der regionalen Kostenanalyse lassen sich folgende Kernerkenntnisse ableiten:

- Die geologische Speicherung stellt eine Schlüsseltechnologie dar, um die großtechnische Speicherung von Wasserstoff zu ermöglichen. Gerade Länder, die selbst Wasserstoff produzieren werden, sind auf derartige geologische Speicher angewiesen, um Wasserstoff günstig speichern zu können.
- Das Beispiel Japan, das keine geologisch günstigen Voraussetzungen besitzt, zeigt allerdings, dass eine Verflüssigung an Standorten mit niedrigen Stromkosten für den Schiffstransport auch zu Vorteilen für den regionalen Transport und der damit kostengünstigsten Infrastruktur führen kann.

- Insgesamt sind drei Transportoptionen identifiziert worden, die in den drei Ländern konkurrieren:
 - Transmission per Pipeline, Distribution per GH₂-Trailer
 - Transmission und Distribution per Pipeline
 - LH₂-Transport von Elektrolyseur zur Tankstelle

Je nach Umsatz, Transportentfernung und Produktions-/Anlieferungsszenario wird einer dieser drei Pfade bevorzugt, die anderen beiden sortieren sich mit Mehrkosten von bis zu 10% daneben ein. Zudem besteht gerade für die Distribution weiteres Optimierungspotenzial durch die Auswahl des Distributionsmodus je nach Anzahl der zu versorgenden Tankstellen je Hub, was zu einer weiteren Senkung der Kosten führen kann. Der Einsatz von Rohrleitungen zur Transmission ist dabei bereits für geringe Wasserstoffumsätze gerechtfertigt.

Der Transport per GH₂- oder LOHC-Trailer ist für alle untersuchten Marktdurchdringungen gegenüber Pipeline oder LH₂-Transport ökonomisch nicht konkurrenzfähig und kann gerade bei hohen Marktdurchdringungen von über 50% aufgrund der Zusatzbelastung für den Straßenverkehr als wenig realistisch eingestuft werden. Bei niedrigerem Wasserstoffbedarf sind es allerdings dennoch vorstellbare Lösungen.

Aus der Well-to-Wheel Analyse gehen für Deutschland CO₂-Emissionen von 2,5-23,8 g_{CO2}/km und ein Primärenergiebedarf zwischen 120 und 157 MJ/100 km hervor. Die Analyse in Japan zeigte steigende CO₂-Emissionen aufgrund des verwendeten Schiffsdiesels im Import, während in Frankreich der Primärenergiebedarf stieg. Insgesamt verdeutlicht die Well-to-Wheel Analyse:

- Brennstoffzellenfahrzeuge können unabhängig von der Auswahl des Logistikpfades einen wesentlichen Beitrag zur CO₂-Reduktion einer Volkswirtschaft liefern, wenn der Wasserstoff aus CO₂-armem Strom produziert wird.
- Abseits der Produktion müssen keine Kompromisse zwischen Kosten und Emissionen eingegangen werden, da die kostengünstigste Option mit niedrigen CO₂-Emissionen einhergeht.
- Die Erzeugung von Wasserstoff aus Kernenergie ist zwar mit niedrigen CO₂-Emissionen verbunden, hat allerdings einen deutlich höheren Primärenergiebedarf aufgrund der relativ niedrigen Effizienz von 30% des thermischen Kraftwerksprozesses bei der Stromerzeugung.

9.6 Schlussfolgerungen

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein neuer Ansatz zur Analyse von Wasserstoffinfrastrukturen entwickelt, der es ermöglicht Technologiekombination in großer Breite einerseits und in einem regionalen Kontext andererseits zu bewerten.

Folgende Schlussfolgerungen konnten aus den Anwendungsfällen der Brennstoffzellenmobilität in Deutschland, Frankreich und Japan gezogen werden:

- Die individuellen Rahmenbedingungen jedes Landes, wie geologische Begebenheiten oder der Verteilung der Bevölkerungsdichte, haben einen signifikanten Einfluss auf die

Technologieauswahl. Es gibt allerdings klare Tendenzen, so dass insbesondere geologische Großspeicher sowie Transmissionspipelines Schlüsselemente für eine Wasserstoffinfrastruktur darstellen.

- LH_2 ist die günstigste Alternative zum Pipelinetransport und kann in Abwesenheit geologischer Großspeicher wie in Japan zur bevorzugten Technologieoption werden. Dabei gilt es jedoch, essenzielle Fortschritte hinsichtlich der Boil-Off-Verluste beim Umfüllen an der Tankstelle sowie des Energiebedarfs bei der Verflüssigung umzusetzen. Diese sind zwar bereits heute technisch machbar, allerdings noch nicht in der Praxis angekommen.
- Die vielversprechende LOHC-Technologie ist für den Logistikeinsatz zur Versorgung einer 700 bar Mobilität nach den gesetzten Rahmenbedingungen nicht konkurrenzfähig und bietet weder ökonomische noch ökologische Vorteile. Um deren Potenzial zu erhöhen, sind insbesondere eine geeignete Wärmenutzung bei der Hydrierung sowie Alternativen zur CO_2 -armen Wärmebereitstellungsoption bei der Dehydrierung nötig.
- Der größte Anteil der Wasserstoffkosten stammt aus der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff. Hierbei gilt es, weitere Optionen zu schaffen, die zu niedrigeren Kosten der Elektrolyse führen und damit weitere Anreize zur erneuerbaren Wasserstoffnutzung schaffen.
- Brennstoffzellenfahrzeuge bieten CO_2 -arme Mobilität für alle untersuchten Technologiepfade, wobei bei hohen Wasserstoffumsätzen die kostengünstigste Option mit den niedrigsten CO_2 -Emissionen einhergeht.

A Mathematische Modelle der Transportmodelle

A.1 Lineares Flussmodell zur Zuweisung von Quelle und Senke

Ein lineares Flussmodell stellt ein Optimierungsproblem dar, bei dem die Flüsse über das Straßennetz berechnet werden, und das aus Knoten V und Kanten E besteht. Jeder Knoten $v \in V$ kann dabei Erzeuger mit Produktion $p(v) \geq 0$ und einer maximalen Produktionskapazität $p_{\max}(v) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ oder Verbraucher S mit Verbrauch $d(v) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ sein. Jede Kante E hat eine Kapazität $c(e) \geq 0$ sowie einen Flussparameter $f(e) \geq 0$ in beide Richtungen. Die Zielfunktion minimiert das Produkt aus der Kapazität c und dem Kantengewicht $w \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ jeder Kante E :

$$\min \sum_{(i) \in E} c_i * w_i \quad \text{Gl. 15}$$

Dabei gelten die Nebenbedingungen, dass die Massenbilanz an jedem Knoten $v \in V$ ausgeglichen sein muss,

$$\sum_{(u,v) \in E} f_{(u,v)} - \sum_{(v,u) \in E} f_{(v,u)} + p_v - d_v \quad \text{Gl. 16}$$

eine maximale Produktionskapazität nicht überschritten werden darf,

$$p(v) \leq p_{\max}(v) \quad \text{Gl. 17}$$

und der Fluss jeder Kante dessen Kapazität nicht überschreiten darf.

$$x_{(u,v)} + x_{(v,u)} \leq c_{u,v} \quad \text{Gl. 18}$$

Das Kantengewicht w , die Produktionskapazität $p_{\max}$ sowie der Verbrauch d werden exogen vorgegeben. Die Produktion p , die Kapazität c sowie den Fluss f kann das Optimierungsproblem variieren, um die Zielfunktion zu minimieren.

A.2 Gemischt-ganzzahliges Flussproblem

Neben einer linearen Optimierung kann auch eine gemischt-ganzzahlige Optimierung durchgeführt werden, was einer Erweiterung des linearen Modells um Binärvariablen entspricht. Dabei wird für jede Kante eine Binärvariable $x(e) \in \{0,1\}$ hinzugefügt, die angibt, ob eine Kante existiert oder nicht und somit zum Beispiel einmalige Baukosten berücksichtigen kann. Zur Implementierung dieses Parameters wird zudem eine Binärgewichtung a sowie eine Lineargewichtung b verwendet, welche die Kosten des binären und linearen Anteils abbilden. Darauf aufbauend minimiert die Zielfunktion die Kosten:

$$\min \sum_{(i) \in E} (x_i * a + c_i * b) * w_i \quad \text{Gl. 19}$$

Analog zur linearen Optimierung werden wieder die Nebenbedingungen der Massenerhaltung aus Gl. 16, die Produktionsbegrenzung aus Gl. 17 sowie die Flussbegrenzung aus Gl. 18

benötigt. Die Binärvariable wird über eine maximale globale Kantenkapazität $bigM$ implementiert.

$$c_v \leq bigM * x_i \qquad \text{Gl. 20}$$

B Techno-ökonomische Analyse des 25 % und 50 % Szenarios

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse des 25 % und 50 % Szenarios aufgezeigt, auf deren Einbindung in Abschnitt 7.4 verzichtet wurde.

B.1 Deutschland

In Abbildung B.1 wird eine Übersicht der spezifischen Wasserstoffkosten an der Tankstelle und der Gesamtinvestitionen für eine Versorgung von 25 % des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff dargestellt. Die spezifischen Kosten der Technologiekombination aus Salzkaverne, Pipeline-Transmission und GH₂-Trailer für die Distribution betragen 6,40 EUR/kg_{H₂} und stellt die günstigste Bereitstellungsoption dar. Die zweit- und drittgünstigsten Optionen liegen mit 6,96 EUR/kg_{H₂} (Salzkaverne, Pipeline, Pipeline) bzw. 6,98 EUR/kg_{H₂} (Salzkaverne, LH₂-Trailer) nah beieinander.

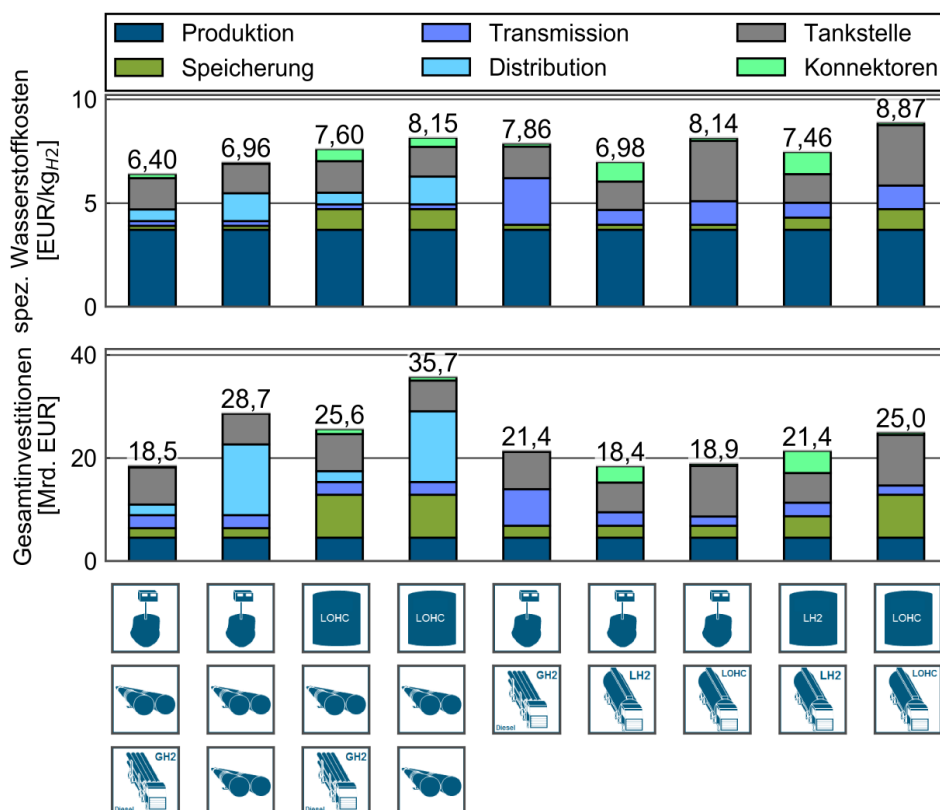


Abbildung B.1: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland zur Versorgung von 25 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-kombinationen.

In Abbildung B.2 sind die Ergebnisse des 50 %-Szenarios aufgetragen. Die spezifischen Kosten sind weiterhin in der Technologiekombination aus Salzkaverne, Pipeline-Transmission

und GH₂-Trailer für die Distribution am günstigsten und betragen 6,19 EUR/kg_{H₂}. Die zweitgünstigste Option ist der vollständige Pipelinetransport mit 6,33 EUR/kg_{H₂}. Der LH₂-Transport liegt bei 6,78 EUR/kg_{H₂}.

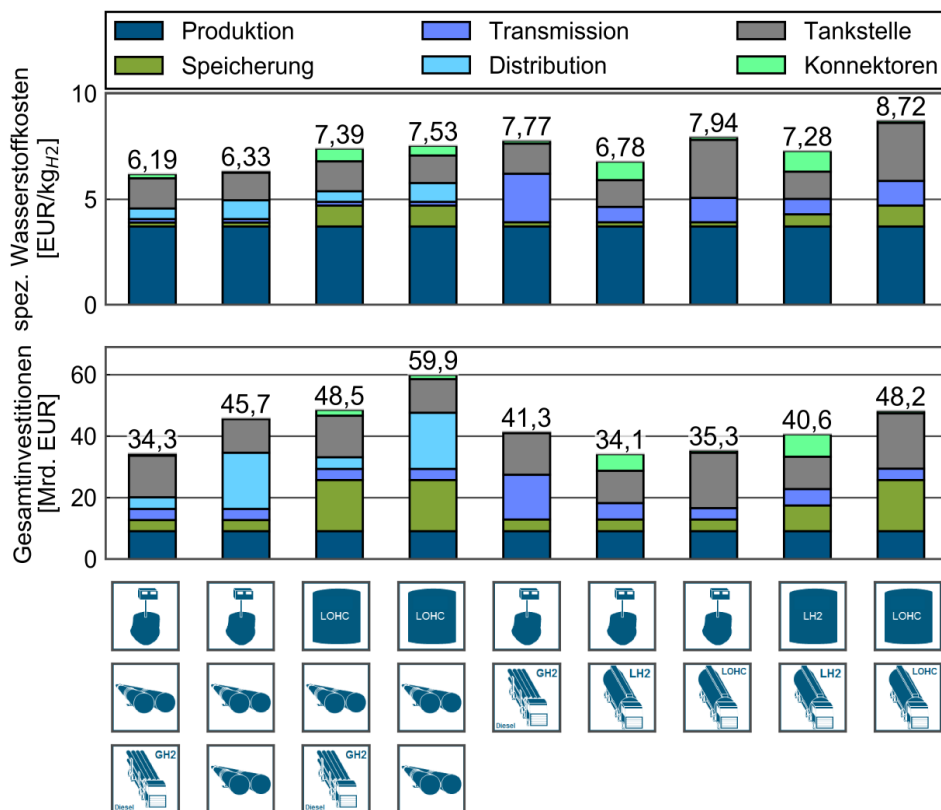


Abbildung B.2: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland zur Versorgung von 50 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-kombinationen.

B.2 Frankreich

Die techno-ökonomischen Ergebnisse der französischen Analyse sind in Abbildung B.3 dargestellt. Die günstigste Option ist wiederum die Speicherung per Salzkaverne mit anschließender Pipeline-Transmission und GH₂-Trailer-Distribution mit 7,27 EUR/kg_{H₂}. Rang zwei und drei wird von der Salzkavernenspeicherung mit GH₂-Trailer (7,71 EUR/kg_{H₂}) bzw. LH₂-Trailer (7,93 EUR/kg_{H₂}) belegt. Der GH₂-Trailer-Transport ist hierbei günstiger als die Transmission und Distribution per Pipeline. Dies liegt an der relativ kurzen Transportentfernung in Frankreich im Vergleich zu Deutschland, siehe Abbildung 7.10.

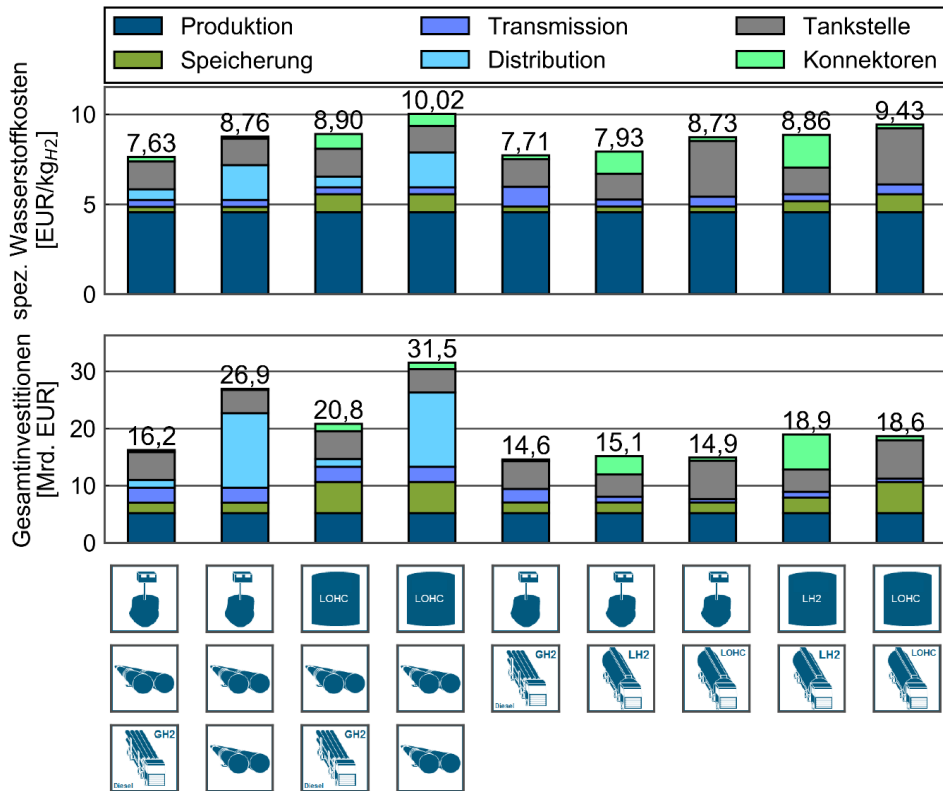


Abbildung B.3: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Frankreich zur Versorgung von 25 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-kombinationen.

Im 50 %-Szenario Frankreichs aus Abbildung B.4 ist die Pipeline/Trailer Kombination die günstigste Option mit 7,27 EUR/kg_{H2}, gefolgt vom GH₂-Trailer mit 7,53 EUR/kg_{H2} und dem LH₂-Trailer mit 7,61 EUR/kg_{H2}.

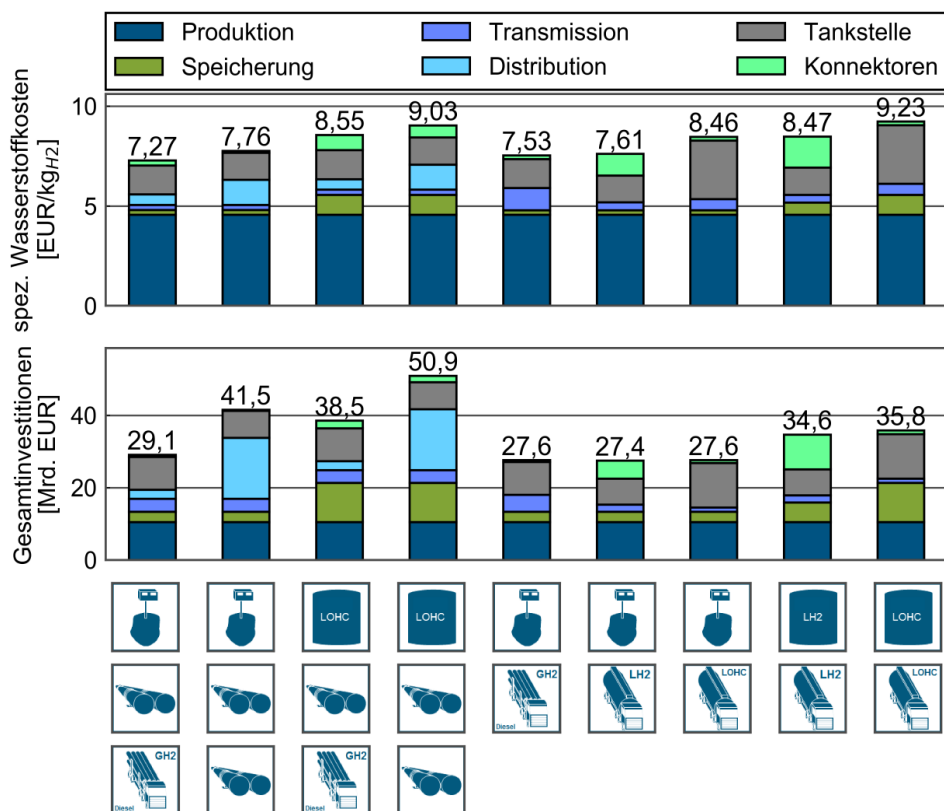


Abbildung B.4: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Frankreich zur Versorgung von 50 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-kombinationen.

B.3 Japan

Im 25 %-Szenario in Japan aus Abbildung B.5 ist analog zum 75 %-Szenario der LH₂-Trailer die günstigste Verteiloption mit 7,24 EUR/kg_{H2}. Die LH₂-Anlieferung mit anschließendem Pipeline-Transport und GH₂-Trailer Distribution ist demgegenüber annähernd 1 EUR/kg_{H2} teurer als die zweitgünstigste Option. Die Pipeline/Trailer Kombination mit LOHC-Anlieferung befindet sich an dritter Stelle mit Kosten von 8,99 EUR/kg_{H2} und ist somit günstiger als Pipeline/Pipeline und LH₂-Anlieferung.

Dies dreht sich um 50 %-Szenario bereits um, siehe Abbildung B.6. Die Pipeline/Pipeline Option mit LH₂-Anlieferung ist nun die Drittgünstigste mit 7,94 EUR/kg_{H2}. Die Differenz zur Pipeline/Trailer Kombination mit LOHC mit 8,45 EUR/kg_{H2} beträgt nun bereits 0,51 EUR/kg_{H2}. Weiterhin die günstigsten Optionen sind der LH₂-Transport mit LH₂-Anlieferung mit 6,91 EUR/kg_{H2} sowie die Pipeline/Trailer Kombination mit LH₂-Anlieferung und 7,70 EUR/kg_{H2}.

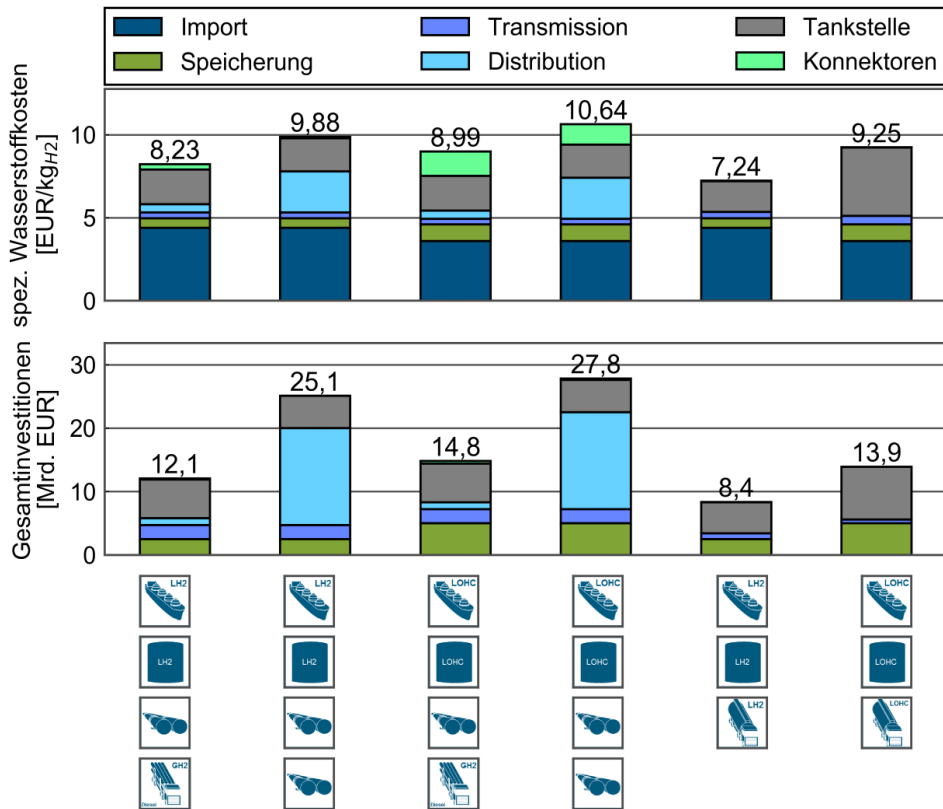


Abbildung B.5: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Japan zur Versorgung von 25 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-kombinationen.

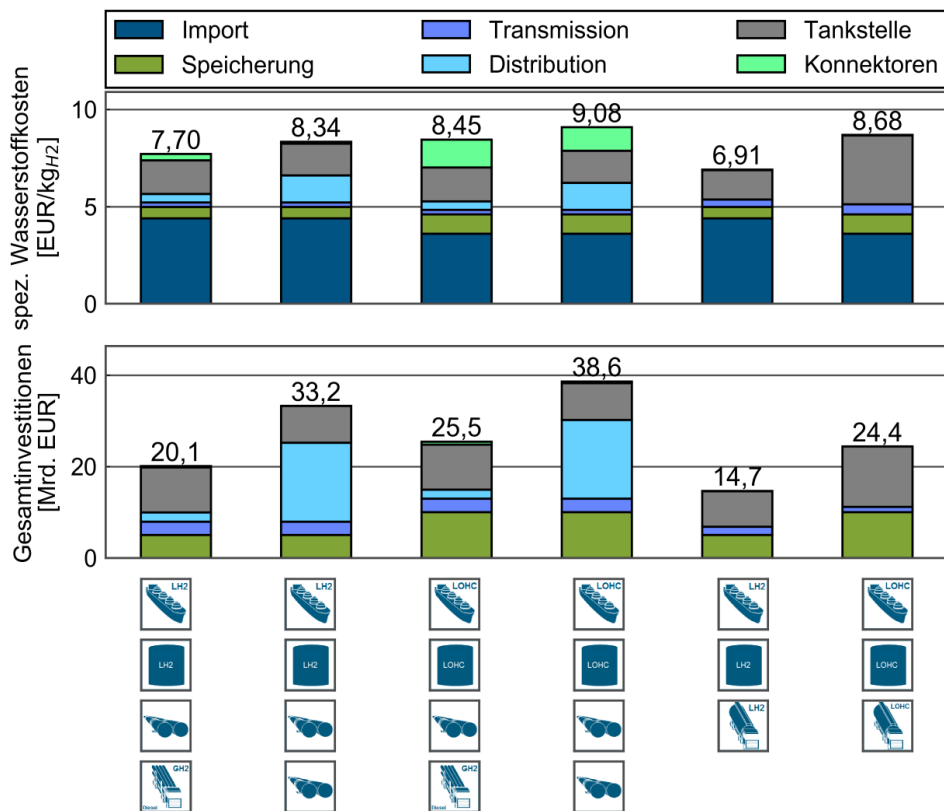


Abbildung B.6: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Japan zur Versorgung von 50 % des Straßenverkehrs mit Wasserstoff für neun untersuchte Technologie-kombinationen.

C Nomenklatur

Akronyme

AF	<i>Annuitätsfaktor</i>
CAPEX	<i>spezifische Kapitalgebundene Kosten</i>
CEP	<i>Clean Energy Partnership</i>
DBT	<i>Dibenzyltoluol</i>
DCW	<i>Digital Chart of the World</i>
DLM	<i>Digitales Landschaftsmodell</i>
EEG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i>
EPR	<i>Europäischer Druckwasserreaktor</i>
fixOPEX	<i>fixe spezifische Betriebskosten</i>
GH ₂	<i>komprimiert Gasförmiger Wasserstoff</i>
GIS	<i>Geo-Informationen-System</i>
HDSAM	<i>Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model</i>
HRSAM	<i>Hydrogen Refueling Station Analysis Model</i>
ICTT	<i>international Council on Clean Transportation</i>
IEK-3	<i>Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik</i>
Invest	<i>Investitionsbedarf</i>
JRC	<i>Joint Research Centre</i>
LH ₂	<i>flüssiger Wasserstoff</i>
LKW	<i>Zugmaschine eines Sattelzugs</i>
LLNL	<i>Lawrence Livermore National Laboratory</i>
LOHC	<i>Liquid Organic Hydrogen Carriers</i>
LP	<i>Linear Program</i>
MILP	<i>Mixed Integer Linear Program</i>
MST	<i>Minimum Spannung Tree - Minimal Spannbaum</i>
MYRDD	<i>Multi Year Research, Development and Demonstration Plan</i>
NEDC	<i>New European Driving Cycle</i>
NOW	<i>Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie</i>
NUTS	<i>Nomenclature des unites territoriales statistiques</i>
O&M	<i>Operation & Maintenance - Betrieb- und Wartung</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolysis Cell</i>
TOTEX	<i>Total Expenditures - spezifische Gesamtkosten</i>

WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WLTC	<i>Worldwide harmonized Light-Duty Driving Test Cycle</i>
zGG	<i>zulässiges Gesamtgewicht</i>

griechische Formelzeichen

η	<i>Wirkungsgrad</i>
--------	---------------------

Indizes

CO2	<i>Kohlenstoffdioxid-Äquivalent Emissionen</i>
el	<i>elektrisch</i>
H2	<i>Wasserstoff</i>
in	<i>Modulinput</i>
is	<i>isentrop</i>
mech	<i>mechanisch</i>
NG	<i>Erdgas</i>
out	<i>Moduloutput</i>
th	<i>thermisch</i>

lateinische Formelzeichen

m	<i>Massenstrom</i>
c_p	<i>Wärmekapazität</i>
h	<i>Enthalpie</i>
p	<i>Druck</i>
q	<i>Wärmeleistung</i>
R	<i>massenspezifische Gaskonstante</i>
s	<i>Entropie</i>
T	<i>Temperatur</i>
v	<i>spezifische Volumen</i>
w_t	<i>technische Arbeit</i>

D Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Untersuchte Wasserstoffversorgungskette am IEK-3 [13].	2
Abbildung 1.2:	Struktur der Arbeit	5
Abbildung 2.1:	Übersicht der Einteilungsmöglichkeiten von Infrastrukturmodellen. Eigene Darstellung nach Bolat und Thiel [18].	8
Abbildung 2.2:	Entwicklung der Transportoptionen (relativ) von 2015 bis 2050 für zwei Strompreisvarianten nach GermanHy [26]	11
Abbildung 2.3:	Wasserstoff-Pipelinesystem in Deutschland nach Krieg [14] (links) und Robinius (rechts) [13].	13
Abbildung 2.4:	Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung [13].	15
Abbildung 2.5:	Resultierende Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen	16
Abbildung 3.1:	Übersicht über Wasserstoffspeichermethoden	22
Abbildung 3.2:	Dichte von Wasserstoff in Abhängigkeit des Drucks bei $T = 298,15 \text{ K}$.	23
Abbildung 3.3:	Systematische Darstellung der Hydrier- und Dehydrierreaktion von aromatischen Liquid Organic Hydrogen Carriers	24
Abbildung 3.4:	Vergleich zwischen dem LOHC Dibenzyltoluol (DBT) [56] und MgH_2 Slurry [83].	26
Abbildung 3.5:	Vergleich der spezifischen technischen Arbeit für isotherme, isentrope und dreistufige isentrope Verdichtung	29
Abbildung 3.6:	Literaturannahmen zu den Kosten von Wasserstoffverflüssigungsanlagen von 2007 bis 2015	30
Abbildung 3.7:	Abschätzung der Investition in Hydrier-/ bzw. Dehydrieranlagen zur Be- und Entladung von LOHC	32
Abbildung 3.8:	Vergleich der Investitionen von Pipelinesystemen nach Mischner et al. [105] mit 5 % Kostenaufschlag und Krieg [14].	38
Abbildung 3.9:	Darstellung der fünf unterschiedlichen Wasserstofftankstellensysteme	43
Abbildung 3.10:	Vergleich zwischen angesetzten Kosten für Wasserstofftankstellen	46
Abbildung 3.11:	Technologieübersicht verwendeter Komponenten	47
Abbildung 4.1:	Schematischer Aufbau der Technologiemodule	50
Abbildung 4.2:	Beispielhafter Aufbau eines Versorgungspfad für Wasserstoffinfrastrukturen	52
Abbildung 4.3:	Beispiele für das Supply Chain Setup	52
Abbildung 5.1:	Spezifische Wasserstoffkosten von Umwandlungstechnologien über dem Wasserstoffdurchsatz	59
Abbildung 5.2:	Spezifische Wasserstoffkosten der Umwandlungszyklen LH_2 (Verflüssiger und Verdampfer) und LOHC (Hydrierer und Dehydrierer) sowie einer Kompression von 30 auf 500 bar	60
Abbildung 5.3:	Spezifischen Wasserstoffkosten der Speicherung über dem Wasserstoffdurchsatz und der Speichergröße	61
Abbildung 5.4:	Spezifische Transportkosten für den LKW-Transport unterschiedlicher Trailertypen	62

Abbildung 5.5:	Spezifische Kosten der Transmissionspipeline in Abhängigkeit von Tagesumsatz und Pipelinelänge	62
Abbildung 5.6:	Abschätzung der Pipelinelänge sowie gefahrenen Kilometer per LKW in Abhängigkeit der Anzahl an Tankstellen sowie des Stadtradiuses.	63
Abbildung 5.7:	Distributionskosten für Pipeline und GH ₂ -Trailer Systeme in Abhängigkeit des Wasserstoffumsatzes und des Stadtradiuses.	63
Abbildung 5.8:	Spezifische Wasserstoffkosten verschiedener Tankstellensysteme.	64
Abbildung 5.9:	Spezifische Wasserstoffkosten einer L-Tankstelle mit 1000 kg _{H₂} /d Auslegungskapazität in Abhängigkeit der Auslastung.	65
Abbildung 5.10:	Schematische Darstellung des Aufbaus eines Wasserstoffversorgungssystems für die Mobilität.	66
Abbildung 5.11:	Spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle/Stadt.	67
Abbildung 5.12:	Spezifische CO ₂ -Emissionen (oben) und spezifischer Primärenergiebedarf (unten) der untersuchten Pfade in Abhängigkeit der Transportentfernung.	68
Abbildung 5.13:	Spezifische Wasserstoffkosten bei 250 km und 50 t _{H₂} pro Tag für 13 untersuchte Pfade.	69
Abbildung 5.14:	Spezifische Wasserstoffkosten bei Strompreiserhöhung in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle/Stadt.	71
Abbildung 5.15:	Spezifische Wasserstoffkosten bei einer Speicherkapazität von 18 Tagen in Abhängigkeit des täglichen Bedarfs sowie der durchschnittlichen Entfernung zwischen Elektrolyseur und Tankstelle/Stadt.	72
Abbildung 5.16:	Spezifische Wasserstoffkosten, CO ₂ -Emissions und Primärenergiebedarf bei 250 km und 50 t _{H₂} pro Tag für 13 untersuchte Pfade unter Berücksichtigung einer Erdgasgutschrift der Hydrierwärme.	73
Abbildung 5.17:	Variation der Bereitstellungsoptionen für die Dehydrierwärme	75
Abbildung 5.18:	Spezifische Wasserstoffkosten, CO ₂ -Emissionen sowie CO ₂ -Vermeidungskosten für den Diesel- oder Brennstoffzellenbetriebenen LKW-Transport im Vergleich.	76
Abbildung 6.1:	Ausgewählte Landkreise zur Deckung des Peak-Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2052 mit 2,93 Mio. t/a [13].	81
Abbildung 6.2:	Räumlich aufgelöste Verteilung des Wasserstoffbedarfs für einen Anteil von 75 % Brennstoffzellenfahrzeuge am PKW-Bestand.	82
Abbildung 6.3:	Gebietszugehörigkeit von 11976 Tankstellen in Deutschland [143].	83
Abbildung 6.4:	Darstellung des deutschen Straßennetz mit den unterschiedlichen Straßenkategorien Autobahn (links), Bundesstraßen (Mitte) und Landstraßen (rechts).	84
Abbildung 6.5:	Vergleich unterschiedlicher LKW-Routingoptionen. UF = Umwegfaktor	85
Abbildung 6.6:	Detaillierte Analyse von Umwegfaktor, Geschwindigkeit und Autobahnanteil für die LKW-Routenfindung	86
Abbildung 6.7:	Transportkostenanalyse für jede Tankstellenverbindung in Abhängigkeit des Trailer-Typs für die Routenfindung über die schnellste Strecke.	86

Abbildung 6.8:	links: spezifische Transportkosten der Distribution per GH ₂ -Trailer von Hub zu Tankstelle. Rechts: Auftrittswahrscheinlichkeit der Entfernungen.	87
Abbildung 6.9:	Umwegfaktor, Geschwindigkeit sowie Autobahnanteil für die GH ₂ -Trailer Distribution	87
Abbildung 6.10:	Beispiel des Kandidatennetzes für das Transmissionsnetz für Deutschland basierend auf 402 Landkreisen und 15 Elektrolyseurstandorten nach Robinius [13].	89
Abbildung 6.11:	Linearisierte Kostenfunktion nach Krieg [14]	90
Abbildung 6.12:	Analyse verschiedener Methoden zur Bestimmung der Massenströme sowie der Topologie in einem Transmissionspipelinenetz	92
Abbildung 6.13:	Darstellung der Netztopologieselektion (links) mittels minimalem Spannbaum und anschließender linearer Massenflussberechnung (rechts) am Beispiel Deutschland.	93
Abbildung 6.14:	Vergleich der Durchmesserverteilung sowie der Gesamtkosten zwischen der Kostenberechnung nach Krieg [14] und Robinius et al. [108] für ein Transmissionspipelinenetz.	94
Abbildung 6.15:	Vergleich der Durchmesserverteilung sowie der Gesamtkosten zwischen der Kostenberechnung nach Krieg [14] und Robinius et al. [108] für ein Distributionspipelinenetz.	94
Abbildung 6.16:	Darstellung der Durchmesser und des Druckverlaufs am Beispiel Deutschland	95
Abbildung 6.17:	Beispiel der Clusterung von 12063 Tankstellen (oben) und dem daraus berechneten Transmissionsnetzes (unten).	96
Abbildung 6.18:	Transportkosten von Wasserstoff für ein Pipeline-Trailer System in Abhängigkeit der Clustergröße.	97
Abbildung 6.19:	Aufschlüsselung der Transportkosten für Pipeline/GH ₂ -Trailer Kombination in Abhängigkeit der Clustergröße.	97
Abbildung 6.20:	Spezifische Transportkosten für Pipeline Transmission und Distribution in Abhängigkeit der Clustergröße.	98
Abbildung 6.21:	Länge der Pipeline für Transmission und Distribution in Abhängigkeit der Clustergröße.	98
Abbildung 7.1:	Übersicht über den PKW-Bestand nach Land in 2015 [152].	102
Abbildung 7.2:	OECD Länder mit dem höchsten Bruttoinlandsprodukt [153].	102
Abbildung 7.3:	Untersuchte Technologiepfade für Deutschland	106
Abbildung 7.4:	Inputdaten für die räumlich aufgelöste Berechnung von Wasserstoffinfrastrukturen in Frankreich.	109
Abbildung 7.5:	Inputdaten für die räumlich aufgelöste Berechnung von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan.	111
Abbildung 7.6:	Übersicht der 6 untersuchten Pfade für Wasserstoffversorgung in Japan basierend auf Wasserstoffimport	112
Abbildung 7.7:	Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen für Deutschland.	118
Abbildung 7.8:	Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen für Frankreich.	120

Abbildung 7.9:	Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen für Japan.....	121
Abbildung 7.10:	Vergleich zwischen den Transportentfernungen der drei Transportoptionen Pipeline-Pipeline, Pipeline-Trailer und Trailer.....	123
Abbildung 7.11:	Gesamtlängen sowie durchschnittlicher Massenfluss des Transmissionsnetzes bzw. durchschnittliche Länge der Distributionspipeline	123
Abbildung 7.12:	Güterverkehrsleistung sowie Spitzenbelastung der Straßen mit LKW für Transmission und Distribution per LKW.	124
Abbildung 7.13:	Vergleich der Pipelinelänge sowie der zu fahrenden Kilometer für die Wasserstoffdistribution innerhalb eines Hubs.....	126
Abbildung 7.14:	Vergleich der untersuchten Wasserstofftrailer mit herkömmlichen Dieseltransporten hinsichtlich Energiegehalt (links) und transportierter Reichweite (rechts).	127
Abbildung 7.15:	Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland.....	129
Abbildung 7.16:	Spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Durchdringungsrate von Brennstoffzellenfahrzeuge am deutschen Fahrzeugbestand	130
Abbildung 7.17:	Sensitivitätsanalyse einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf Salzkaverne und Pipeline in Deutschland.	131
Abbildung 7.18:	CO ₂ -Emissionen und Primärenergiebedarf in Deutschland	132
Abbildung 7.19:	Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen von Wasserstoffinfrastrukturen in Frankreich	133
Abbildung 7.20:	spezifische Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Durchdringungsrate von Brennstoffzellenfahrzeuge am französischen Fahrzeugbestand.....	134
Abbildung 7.21:	Sensitivitätsanalyse einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf Salzkaverne, Pipeline und GH ₂ -Trailer in Frankreich im 75 %-Szenario ..	135
Abbildung 7.22:	CO ₂ -Emissionen und Primärenergiebedarf von Wasserstoffinfrastrukturen in Frankreich.....	136
Abbildung 7.23:	Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan	137
Abbildung 7.24:	spezifische Wasserstoffkosten in Japan in Abhängigkeit der Durchdringungsrate.....	138
Abbildung 7.25:	Sensitivitätsanalyse einer Wasserstoffinfrastruktur basierend auf LH ₂ in Japan	138
Abbildung 7.26:	CO ₂ -Emissionen und Primärenergiebedarf von Wasserstoffinfrastrukturen in Japan	139
Abbildung 7.27:	Vereinfachte Übersicht der spezifischen Wasserstoffkosten	140
Abbildung 7.28:	Vergleich der Treibstoffkosten für die drei untersuchten Länder mit den Kraftstoffkosten konventioneller Antriebe.	141
Abbildung 7.29:	spezifische Kosten der Speicher-, Transport- und Tankstelleninfrastruktur für unterschiedliche Transportoptionen in Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs.	142
Abbildung 7.30:	Analyse der spezifischen CO ₂ -Emissionen über dem spezifischen Primärenergiebedarf	142

Abbildung 7.31: Vergleich zwischen den spezifischen Wasserstoffkosten einer Versorgungsinfrastruktur im Vergleich zu den spezifischen CO ₂ -Emissionen in Frankreich	145
Abbildung 7.32: Vergleich der Ergebnisse aller Länderszenarien mit den Ergebnissen aus der Literatur.....	146
Abbildung 7.33: Vergleich der Kosten für Speicher-, Transport- und Distributionskosten für die Ergebnisse der drei untersuchten Länder mit den Studien von Robinius [13], Krieg [14] und Seydel [25] in Abhängigkeit des Gesamtbedarfs.	147
Abbildung 7.34: Vergleich des spezifischen Primärenergiebedarfs bzw. CO ₂ -Emissionen mit ausgewählten Ergebnissen der JEC Well-to-Wheel Analyse [52].	148
Abbildung 7.35: Ergebnisse der Auswahl des günstigeren Distributionsmodi GH ₂ -Trailer oder Pipeline für eine Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland	149
Abbildung 7.36: Ergebnisse der Auswahl des günstigeren Distributionsmodi GH ₂ -Trailer oder Pipeline für eine Wasserstoffinfrastruktur für 75 % in Frankreich.....	150
Abbildung 7.37: Ergebnisse der Auswahl des günstigeren Distributionsmodi GH ₂ -Trailer oder Pipeline für eine Wasserstoffinfrastruktur in Japan.....	150
Abbildung 7.38: Optimierungspotenziale für unterschiedliche Distributionsoptionen.	151
Abbildung 7.39: Ergebnisse des günstigsten Trailer Transports von Elektrolyseurstandort zur Tankstelle im 75 % Szenario für Deutschland.	152
Abbildung 7.40: Ergebnisse des günstigsten Trailer Transports von Elektrolyseurstandort zur Tankstelle im 75 % Szenario für Frankreich.	152
Abbildung 7.41: Optimierungspotenziale für unterschiedliche Transportmodi per Trailer. .	153
Abbildung 7.42: Untersuchte Technologiepfade für eine auf Importe ausgelegt Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland	155
Abbildung 7.43: Ergebnisse der GIS-basierten Modellierung einer Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland basierend auf Wasserstoffimport für 75% Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Fahrzeugbestand	156
Abbildung 7.44: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland mit Wasserstoffimport	157
Abbildung 7.45: CO ₂ -Emissionen und Primärenergiebedarf in Deutschland	158
Abbildung B.1: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland	173
Abbildung B.2: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Deutschland	174
Abbildung B.3: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Frankreich ..	175
Abbildung B.4: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Frankreich ..	176
Abbildung B.5: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Japan	177
Abbildung B.6: Spezifische Wasserstoffkosten und Gesamtinvestitionen in Japan	178

E Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Techno-ökonomische Parameter der Elektrolyse.	27
Tabelle 3.2:	Übersicht über Konditionierungstechnologien.	28
Tabelle 3.3:	Verwendete Installationsfaktoren für Kompressoren in Abhängigkeit des Einsatzgebietes.	30
Tabelle 3.4:	Techno-ökonomische Parameter der Konditionierungstechnologien.	33
Tabelle 3.5:	Auslegung Modellkaverne und Ableitung der Kosten nach Stolzenburg [59].	35
Tabelle 3.6:	Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien	36
Tabelle 3.7:	Übersicht der gewählten techno-ökonomischen Parameter für Pipelines.	38
Tabelle 3.8:	Übersicht der techno-ökonomischen Parameter der Zugmaschine.	40
Tabelle 3.9:	Übersicht der techno-ökonomische Parameter von Sattelzug-Anhängern (Trailer).	41
Tabelle 3.10:	Leistungsspezifikationen verschiedener Größen von Wasserstofftankstellen basierend auf H2 MOBILITY [122].	44
Tabelle 3.11:	Techno-ökonomische Annahmen für Wasserstofftankstellen.	45
Tabelle 5.1:	Vergleich zwischen angesetzten Strompreisen und Vergleichswerten von Eurostat [134].	57
Tabelle 5.2:	Faktoren für energiebedingte Treibhausgasemission und Primärenergiebedarf nach Energieträgern.	57
Tabelle 5.3:	Kostenaufschlüsselung der Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse.	58
Tabelle 5.4:	Strompreisannahme für Parametervariation basierend auf Eurostat 2017S1 [134].	70
Tabelle 5.5:	Techno-ökonomische Annahmen für LOHC-Wasserstofftankstellen mit alternativen Konzepten zur Bereitstellung der Dehydrierwärme	74
Tabelle 6.1:	Übersicht der verwendeten Verbindungen für Kandidatennetz der Transmissionspipeline.	88
Tabelle 6.2:	Übersicht der Umweltfaktoren für Tankstellenverbindungen nach Gebietszugehörigkeit [14, 137].	89
Tabelle 7.1:	Vergleich zwischen angesetzten Strompreisen in Frankreich und Vergleichswerten von Eurostat [134].	108
Tabelle 7.2:	Faktoren für energiebedingte Treibhausgasemission und Primärenergiebedarf nach Energieträgern	109
Tabelle 7.3:	Techno-ökonomische Parameter des Wasserstoffimports nach Japan.	110
Tabelle 7.4:	Ergebnisse des Transmissionsnetzes für die untersuchten Länder Deutschland, Frankreich und Japan.	125
Tabelle 7.5:	Annahmen für den Import von Wasserstoff in Deutschland	154

F Literaturverzeichnis

- [1] C. Intergovernmental Panel on Climate, "Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," Cambridge University Press, Cambridge, 2014.
- [2] IEA, "CO₂-Emissions from fuel combustion," in *IEA Statistics*, ed. France: International Energy Agency, 2015.
- [3] *Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997 (BGBl. 2002 II S. 967)*, 1997.
- [4] UN, "Adoption of the Paris Agreement," in "Framework Convention on Climate Change," United Nations, Paris, 2015.
- [5] BMUB, "Klimaschutzplan 2050," Berlin, 2016, Verfügbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, Zuletzt aufgerufen am: 2017-06-28.
- [6] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*, 2014.
- [7] Fraunhofer ISE. (2019). *Nettostromerzeugung in Deutschland in 2018*. Zuletzt aufgerufen am: 13.03.2019.
- [8] F. Ausfelder *et al.*, "Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung," *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 87, no. 1-2, pp. 17-89, 2015.
- [9] Agora Energiewende, "Stromspeicher in der Energiewende," Agora Energiewende, Berlin, 2014, Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf.
- [10] M. Robinius *et al.*, "Linking the Power and Transport Sectors—Part 1: The Principle of Sector Coupling," *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 956, 2017.
- [11] Eurostat. Greenhouse gas emissions by source sector. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- [12] A. Minkos, U. Dauert, G. Schütze, S. Feigenspan, T. Himpel, and S. Kessinger, "Luftqualität 2015 - Vorläufige Auswertung," 2016.
- [13] M. Robinius, "Strom- und Gasmärktedesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff," Dissertation, Institut für elektrochemische Verfahrenstechnik, RWTH Aachen, Aachen, 2015.
- [14] D. Krieg, "Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff," Doctoral dissertation, Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ; 144, Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, Jülich, 2012.

- [15] Nexant Inc., Air Liquide, Argonne National Laboratory, Chevron Technology Venture, Gas Technology Institute, National Renewable Energy Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory, and TIAx LLC, "H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results," Nexant, Verfügbar unter: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/nexant_h2a.pdf, 2008.
- [16] A. Noskin, *Die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft : Modelle zur Wasserstoffinfrastruktur*. Hamburg: Diplomica Verlag GmbH, 2014.
- [17] D. Biere, "Modellgestützte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie," PhD, KIT, Karlsruhe, 2015.
- [18] P. Bolat and C. Thiel, "Hydrogen supply chain architecture for bottom-up energy systems models. Part 1: Developing pathways," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 17, pp. 8881-8897, 2014.
- [19] H. Dai, P. Mischke, X. Xie, Y. Xie, and T. Masui, "Closing the gap? Top-down versus bottom-up projections of China's regional energy use and CO2 emissions," *Applied Energy*, vol. 162, pp. 1355-1373, 2016.
- [20] R. B. Hiremath, S. Shikha, and N. H. Ravindranath, "Decentralized energy planning; modeling and application—a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 5, pp. 729-752, 2007/06/01/ 2007.
- [21] R. Loulou, G. Goldstein, and K. Noble, "Documentation for the MARKAL Family of Models," ETSAP, 2004, Verfügbar unter: https://iea-etsap.org/MrklDoc-I_StdMARKAL.pdf.
- [22] R. Loulou, G. Golstein, A. Kanudia, A. Lettila, and U. Remme, "Documentation for the TIMES Model - Part I," ETSAP, 2016, Verfügbar unter: https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf.
- [23] F. Wiese *et al.*, "Balmorel open source energy system model," *Energy Strategy Reviews*, vol. 20, pp. 26-34, 2018/04/01/ 2018.
- [24] M. Ball, M. Wietschel, and O. Rentz, "Integration of a hydrogen economy into the German energy system: an optimising modelling approach," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 10-11, pp. 1355-1368, 2007.
- [25] P. Seydel, "Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - aus Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells," PhD Thesis, ETH Zürich, Zürich, 2008.
- [26] S. Joest, M. Fichtner, M. Wietschel, U. Bünger, C. Stiller, P. Schmidt, and F. Merten, "GermanHy - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?," 2009, Verfügbar unter: <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5183>.
- [27] "HyWays - The European Hydrogen Roadmap," European Commission, 2008, Verfügbar unter: <http://www.hyways.de/>.

-
- [28] I. Gurobi Optimization. (2016). *Gurobi Optimizer Reference Manual* Verfügbar unter: <http://www.gurobi.com>.
- [29] T. Achterberg, "SCIP: solving constraint integer programs," *MATHEMATICAL PROGRAMMING COMPUTATION*, vol. 1, no. 1, pp. 1-41, 2009.
- [30] E3Mlab. (2007). *PRIMES MODEL* Verfügbar unter: [http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/The PRIMES MODEL 2008.pdf](http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/The_PRIMES_MODEL_2008.pdf).
- [31] Argonne (Argonne National Laboratory). (2016). *Hydrogen Refueling Station Analysis Model (HRSAM) V1.1*, Argonne National Laboratory. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_delivery.html, Zuletzt aufgerufen am: 18.04.2016.
- [32] Argonne (Argonne National Laboratory). (2016). *Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM) V3.0*, Department of Energy USA. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_delivery.html, Zuletzt aufgerufen am: 19.04.2016.
- [33] D. Steward, T. Ramsden, and J. Zuboy, "H2A Production Model," in "H2A Production Model, Version 2 User Guide," NREL, Colorado, 2009, vol. 2.
- [34] M. Ball, "Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands: Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030," Universität Karlsruhe, Düsseldorf, 2006.
- [35] S. Baufumé, F. Grüger, T. Grube, D. Krieg, J. Linssen, M. Weber, J.-F. Hake, and D. Stolten, "GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 10, pp. 3813-3829, 2013.
- [36] A. Almansoori and N. Shah, "Design and Operation of a Future Hydrogen Supply Chain," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 84, no. 6, pp. 423-438, 2006.
- [37] A. Almansoori and N. Shah, "Design and operation of a future hydrogen supply chain: Multi-period model," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 19, pp. 7883-7897, 2009.
- [38] A. Almansoori and N. Shah, "Design and operation of a stochastic hydrogen supply chain network under demand uncertainty," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 5, pp. 3965-3977, 2012.
- [39] A. Almansoori and A. Betancourt-Torcat, "Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints - A case study of Germany," *Energy*, vol. 111, pp. 414-429, 2016/09/15/ 2016.
- [40] P. Agnolucci and W. McDowall, "Designing future hydrogen infrastructure: Insights from analysis at different spatial scales," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 13, pp. 5181-5191, 2013.

- [41] P. Agnolucci, O. Akgul, W. McDowall, and L. G. Papageorgiou, "The importance of economies of scale, transport costs and demand patterns in optimising hydrogen fuelling infrastructure: An exploration with SHIPMod (Spatial hydrogen infrastructure planning model)," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 26, pp. 11189-11201, 2013.
- [42] P. Agnolucci, "Hydrogen infrastructure for the transport sector," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 15, pp. 3526-3544, 2007.
- [43] M. Moreno-Benito, P. Agnolucci, and L. G. Papageorgiou, "Towards a sustainable hydrogen economy: Optimisation-based framework for hydrogen infrastructure development," *Computers & Chemical Engineering*, vol. 102, pp. 110-127, 2017/07/12/ 2017.
- [44] S. Samsatli, "Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 447-921, 2016.
- [45] S. Samsatli and N. J. Samsatli, "A general spatio-temporal model of energy systems with a detailed account of transport and storage," *Computers & Chemical Engineering*, vol. 80, pp. 155-176, 2015.
- [46] S. De Leon Almaraz, "Multi-Objective Optimisation of a Hydrogen Supply Chain," PhD Dissertation, Mécanique, Énergétique, Génie civil, Procédés (MEGeP), Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), Toulouse, 2014.
- [47] A. Ochoa Bique and E. Zondervan, "An outlook towards hydrogen supply chain networks in 2050 — Design of novel fuel infrastructures in Germany," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 134, pp. 90-103, 2018/06/01/ 2018.
- [48] J. André, S. Auray, J. Brac, D. De Wolf, G. Maisonnier, M.-M. Ould-Sidi, and A. Simonnet, "Design and dimensioning of hydrogen transmission pipeline networks," *European Journal of Operational Research*, vol. 229, no. 1, pp. 239-251, 2013.
- [49] J. André, S. Auray, D. De Wolf, M.-M. Memmah, and A. Simonnet, "Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 20, pp. 10323-10337, 2014.
- [50] T.-P. Chen, "Hydrogen Delivery Infrastructure Option Analysis," Nexant, Technical Report. 2010, Verfügbar unter: <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/982359>.
- [51] C. Yang and J. Ogden, "Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 268-286, 2007.
- [52] JEC, "Well-to-Wheels Report Version 4.a: Well-to Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context.," in "JEC Well-to-Wheels Analysis," JRC, EUCAR, CONCAWE (JEC), 2014.

-
- [53] JEC, "Well-to-Tank Report Version 4.a: Well-to Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context.," in "JEC Well-to-Wheels Analysis," JRC, EUCAR, CONCAWE (JEC), EUR - Scientific and Technical Research Reports. 2014, Verfügbar unter: http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC85326/wtt_report_v4a_april2014_pubsy.pdf.
- [54] JEC, "Tank-to-Wheels Report - Version 4.0: Well-to Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context.," in "JEC Well-to-Wheels Analysis," JRC, EUCAR, CONCAWE (JEC), EUR - Scientific and Technical Research Reports. 978-92-79-33893-9, 2013, Verfügbar unter: http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report_2013/ttw_report_v4_july_2013_final.pdf.
- [55] *Verordnung (EU) Nr. 510/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates von 11. Mai 2011 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue leichte Nutzfahrzeuge im Rahmen des Gesamtkonzepts der Union zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen*, Europäisches Parlament 510/2011, 2011.
- [56] D. Teichmann, "Konzeption und Bewertung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis flüssiger Wasserstoffträger (LOHC)," Doctoral dissertation, Berichte aus der Energietechnik, Friedrich Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, Aachen, 2015.
- [57] D. Teichmann, W. Arlt, and P. Wasserscheid, "Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 23, pp. 18118-18132, 2012.
- [58] D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid, and R. Freymann, "A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)," *Energy & Environmental Science*, vol. 4, no. 8, p. 2767, 2011.
- [59] K. Stolzenburg, "Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht," Oldenburg, 31.03.2014 2014, Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20140402-abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht/abschlussbericht_integrati%20on_von_wind-wasserstoff-systemen_in_das_energiesystem.pdf.
- [60] K. Stolzenburg and R. Mubbala, "Hydrogen Liquefaction Report - Whole Chain Assessment," in "Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY)," FCH JU, 2013, vol. 3.16 Verfügbar unter: http://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf.
- [61] S. Moroz, X. F. Tan, J. Pierce, M. Greaves, A. Duguid, K. Dumur, and J. Ng, "Systems based on hypo-eutectic Mg-Mg₂Ni alloys for medium to large scale hydrogen storage and delivery," *Journal of Alloys and Compounds*, vol. 580, pp. S329-S332, 2013.

- [62] L. Welder, D. S. Ryberg, L. Kotzur, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany," *Energy*, 2018/05/12/ 2018.
- [63] S. Samsatli, I. Staffell, and N. J. Samsatli, "Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 447-475, 1/5/ 2016.
- [64] M. Fischedick, J. Adolf, K. Arnold, C. H. Balzer, J. Louis, U. Schabla, A. Pastowski, and D. Schüwer, "Shell Wasserstoff-Studie - Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂," Hamburg, 2017, Verfügbar unter: http://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/jcr_content/par/toptasks_370b.stream/1489059270371/3b3513150a5a_a809612026308e78b02122c05c928d42506984dae157bb6523fb/shell-wasserstoff-studie.pdf, Zuletzt aufgerufen am: 2017-05-08.
- [65] Y.-h. Zhang, Z.-c. Jia, Z.-m. Yuan, T. Yang, Y. Qi, and D.-l. Zhao, "Development and Application of Hydrogen Storage," *Journal of Iron and Steel Research, International*, vol. 22, no. 9, pp. 757-770, 2015/09/01/ 2015.
- [66] U. Eberle, M. Felderhoff, and F. Schüth, "Chemische und physikalische Lösungen für die Speicherung von Wasserstoff," *Angewandte Chemie*, vol. 121, no. 36, pp. 6732-6757, 2009.
- [67] A. F. Dalebrook, W. Gan, M. Grasemann, S. Moret, and G. Laurenczy, "Hydrogen storage: beyond conventional methods," *Chemical communications*, vol. 49, no. 78, pp. 8735-51, Oct 9 2013.
- [68] A. Léon, *Hydrogen Technology* (Green Energy and Technology). Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [69] N. Bruckner, K. Obesser, A. Bosmann, D. Teichmann, W. Arlt, J. Dungs, and P. Wasserscheid, "Evaluation of industrially applied heat-transfer fluids as liquid organic hydrogen carrier systems," *ChemSusChem*, vol. 7, no. 1, pp. 229-35, Jan 2014.
- [70] Y. Okada and M. Shimura, "Development of large-scale H₂ storage and transportation technology with Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)," Chiyoda, 2013.
- [71] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten, "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model," *Applied Energy*, vol. 200, pp. 290-302, 2017.
- [72] R. Lan, J. T. S. Irvine, and S. Tao, "Ammonia and related chemicals as potential indirect hydrogen storage materials," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 2, pp. 1482-1494, 2012.
- [73] A. N. Rollinson, J. Jones, V. Dupont, and M. V. Twigg, "Urea as a hydrogen carrier: a perspective on its potential for safe, sustainable and long-term energy supply," *Energy & Environmental Science*, 10.1039/C0EE00705F vol. 4, no. 4, pp. 1216-1224, 2011.

-
- [74] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort, "Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp," *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 53, no. 6, pp. 2498-2508, 2014/02/12 2014.
- [75] S. Krasae-in, J. H. Stang, and P. Neksa, "Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 10, pp. 4524-4533, 2010.
- [76] HydrogeniousTechnologies. (2016). *LOHC Speicherprozess* Verfügbar unter: <http://www.hydrogenious.net/de/technologie/>.
- [77] M. Markiewicz, Y. Q. Zhang, A. Bösmann, N. Brückner, J. Thöming, P. Wasserscheid, and S. Stolte, "Environmental and health impact assessment of Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) systems – challenges and preliminary results," *Energy Environ. Sci.*, vol. 8, no. 3, pp. 1035-1045, 2015.
- [78] A. Fikrt *et al.*, "Dynamic power supply by hydrogen bound to a liquid organic hydrogen carrier," *Applied Energy*, vol. 194, pp. 1-8, 2017/05/15/ 2017.
- [79] L. L. Li, M. Yang, Y. Dong, P. Mei, and H. S. Cheng, "Hydrogen storage and release from a new promising Liquid Organic Hydrogen Storage Carrier (LOHC): 2-methylindole," *International Journal of Hydrogen Energy*, Article; Proceedings Paper vol. 41, no. 36, pp. 16129-16134, Sep 2016.
- [80] M. Eypasch, M. Schimpe, A. Kanwar, T. Hartmann, S. Herzog, T. Frank, and T. Hamacher, "Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers," *Applied Energy*, vol. 185, pp. 320-330, 2017/01/01/ 2017.
- [81] K. Müller, K. Stark, V. N. Emel'yanenko, M. A. Varfolomeev, D. H. Zaitsau, E. Shoifet, C. Schick, S. P. Verevkin, and W. Arlt, "Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives," *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 54, no. 32, pp. 7967-7976, 2015.
- [82] S. Niaz, T. Manzoor, and A. H. Pandith, "Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 457-469, 2015.
- [83] A. W. McClain, K. Brown, and D. D. G. Bowen, "Magnesium Hydride Slurry: A Better Answer to Hydrogen Storage," 2015.
- [84] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901-4934, 2013/04/22/ 2013.
- [85] J. Adolf, C. Balzer, J. Louis, U. Schabla, M. Fishedick, K. Arnold, A. Pastowski, and D. Schüwer, "Shell Wasserstoff-Studie - Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂," Shell Deutschland Oil GmbH, 22284 Hamburg, 2017.

- [86] LBST *et al.*, "Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe," FCH JU, Report available at http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf, 2014, Verfügbar unter: <http://hyunder.eu/publications/>.
- [87] C. Noack *et al.*, "Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck," DLR - Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt; Ludwig Bölkow Systemtechnik; Fraunhofer ISE; KBB Underground Technologies; 2015.
- [88] T. Smolinka, M. Günther, and J. Garche, "NOW-Studie "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"," Fraunhofer ISE, Berlin, 2011, vol. Revision 1.
- [89] S. M. Saba, M. Müller, M. Robinus, and D. Stolten, "The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 3, pp. 1209-1223, 2018/01/18/ 2018.
- [90] P. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, and T. Raksha, "Renewables in Transport 2050 - EMpowering a sustainable Mobility future with zero emission FUEls from Renewable Electricity - Europe and Germany," LBST, 2016, vol. Final Report Verfügbar unter: http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf.
- [91] Fuel Cell Technologies Office, "Hydrogen Production," in *Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan*no. 08.04.2016): U. S. Department of Energy, 2015.
- [92] M. Gorecki. (2015). *Linde's innovative technologies for the hydrogen infrastructure* Verfügbar unter: <http://www.stage-sofc-project.eu/wp-content/uploads/2015/05/Linde-hydrogen-presentation-22-04-2015.pdf>.
- [93] M. Beccali, S. Brunone, P. Finocchiaro, and J. M. Galletto, "Method for size optimisation of large wind-hydrogen systems with high penetration on power grids," *Applied Energy*, vol. 102, pp. 534-544, 2013/02/01/ 2013.
- [94] Fuel Cell Technologies Office, "Hydrogen Delivery," in *Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan* - no. 08.04.2016): U. S. Department of Energy, 2015.
- [95] H. Jorschick, P. Preuster, S. Durr, A. Seidel, K. Muller, A. Bosmann, and P. Wasserscheid, "Hydrogen storage using a hot pressure swing reactor," *Energy & Environmental Science*, 10.1039/C7EE00476A vol. 10, no. 7, pp. 1652-1659, 2017.
- [96] H. P. Loh, J. Lyons, and C. W. White, "Process Equipment Cost Estimation - Final Report," DOE, 2002.
- [97] V. Tietze, S. Luhr, and D. Stolten, "Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen," in *Hydrogen science and engineering: materials, processes,*

-
- systems and technology*, vol. 2, D. Stolten and B. Emonts, Eds. Weinheim: Wiley-VCH, 2015, pp. XL, Seite 659 -690.
- [98] H. Barthelemy, M. Weber, and F. Barbier, "Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 11, pp. 7254-7262, 2017/03/16/ 2017.
- [99] M. Klell and H. Eichlseder, *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik : Erzeugung, Speicherung, Anwendung*, 3., überarb. Aufl. ed. (Praxis). Wiesbaden: Springer Vieweg, 2012, pp. XVI, 320 S.
- [100] D. Baldwin, "Development of High Pressure Hydrogen Storage Tank for Storage and Gaseous Truck Delivery," in *DOE Hydrogen and Fuel Cells Programm - Annual Progress Report 2015*, S. Satyapal, Ed. Report available at https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress15/iii_5_baldwin_2015.pdf: U.S. Department of Energy, 2015.
- [101] V. Tietze, M. Robinius, and D. Stolten, "Simulation einer Wasserstoff-Netzinfrastruktur zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs," presented at the Technische Fachtagung Gas-/Ölleitungsrohre 2016, Siegen, 2016. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/315050803_Simulation_einer_Wasserstoff-Netzinfrastruktur_zur_Versorgung_des_deutschen_Strassenverkehrs.
- [102] D. Schöler, "Ökonomische Bewertung von Technologieparametern im Rahmen eines nationalen Energieversorgungssystems aus erneuerbaren Energien," Bachelor of Science Bachelorthesis, Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Hochschule Ruhr West, 2017.
- [103] W. Krewitt and S. Schmid, "CASCADE Mints - WP 1.5 Common Information Database," DLR, 2005, Verfügbar unter: http://www.dlr.de/fk/Portaldata/40/Resources/dokumente/publikationen/2005-09-02_CASCADE_D1.1_fin.pdf.
- [104] HyARC, "Hydrogen Pipelines September 2016," Hydrogen Analysis Resource Center, Ed., ed. <https://www.h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-pipelines>, 2016.
- [105] J. Mischner, H.-G. Fasold, and K. Kadner, *gas2energy.net : Systemplanerische Grundlagender Gasversorgung*. Deutscher Industrieverlag, 2011.
- [106] J. Spurk and N. Aksel, *Strömungslehre [E-Book] : Einführung in die Theorie der Strömungen* (Springer-Lehrbuch). Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, p. online resource.
- [107] G. Junge, *Einführung in die Technische Strömungslehre*, 2., neu bearbeitete Auflage ed. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, 2015, p. 318 Seiten.
- [108] M. Robinius, L. Schewe, M. Schmidt, D. Stolten, J. Thürauf, and L. Welder, "Robust optimal discrete arc sizing for tree-shaped potential networks," *Computational Optimization and Applications*, vol. 73, no. 3, pp. 1-29, 2019/03/23 2019.

- [109] J. Adolf, C. Balzer, F. Haase, B. Lenz, A. Lischke, and G. Knitschky, "Shell Nutzfahrzeug-Studie - Diesel oder alternative Antriebe - Womit fahren LKW und Bus morgen?," Hamburg,, 2016.
- [110] M. Wietschel *et al.*, "Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw," Karlsruhe, 2017, Verfügbar unter: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-potentiale-hybridoberleitungs-lkw.pdf?__blob=publicationFile.
- [111] coop, "Weltweit erster Wasserstoff-LKW mit Anhänger, der die LKW-Anforderungen für die Coop-Logistik erfüllen kann," ed. [http://h2energy.ch/wp-content/uploads/2017/06/Factsheet Lastwagen D.pdf](http://h2energy.ch/wp-content/uploads/2017/06/Factsheet_Lastwagen_D.pdf): h2energy, 2016.
- [112] M. E. Demir and I. Dincer, "Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017/09/01/ 2017.
- [113] C. Bernath *et al.*, "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario," BMWi, Reports available at <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>, 2017, Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [114] Kraftfahr-Bundesamt. (2018). *Gesamtfahrleistung und durchschnittliche Fahrleistung nach Fahrzeugarten im Jahr 2017* Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html.
- [115] thinkstep and prognos, "Nullemissionsnutzfahrzeuge - Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative," 2017, Verfügbar unter: https://www.e-mobilbw.de/de/service/publikationen.html?file=files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/PDF_2017/NFZ-Studie.pdf.
- [116] K. Reddi, M. Mintz, A. Elgowainy, and E. Sutherland, "Challenges and Opportunities of Hydrogen Delivery via Pipeline, Tube-Trailer, LIQUID Tanker and Methanation-Natural Gas Grid," in *Hydrogen Science and Engineering: Materials Processes, Systems and Technology*, D. Stolten and B. Emonts, Eds. Wiley, 2016, pp. 849-874.
- [117] IEA, "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells," 2015.
- [118] T. Barckholtz *et al.*, "Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap," 2013.
- [119] A. J. Simon, "Cryo-Compressed Pathway Analysis (2016)," in *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program - Annual Progress Report 2016*, S. Satyapal, Ed., 2016.
- [120] H2Mobility. (2019). *H2 tanken - Wasserstoffmobilität beginnt jetzt* Verfügbar unter: <https://h2.live/>.
- [121] *Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles*, Standard 2014.

-
- [122] 70 MPa Hydrogen Refuelling Station Standardization - Function Description of Station Modules, 2010.
- [123] E. Talpacci, M. Reuß, T. Grube, P. Cilibrizzi, R. Gunnella, M. Robinius, and D. Stolten, "Effect Effect of cascade storage system topology on the cooling energy consumption in fueling stations for hydrogen vehicles," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 12, pp. 6256-6265, Mar 22 2018.
- [124] Fraunhofer ISE, "Wasserstoff Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität," e-mobil BW GmbH, 2013, Verfügbar unter: <https://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Wasserstoff-Infrastruktur%20fuer%20eine%20nachhaltige%20Mobilitaet%20-%20final WEB.pdf>.
- [125] S. Jestrovic, "Techno-ökonomische Analyse und Modellierung von Konzepten für Wasserstofftankstellen," Master of Science Master Thesis, Forschungszentrum Jülich, Technische Hochschule Köln, 2017.
- [126] A. Elgowainy, K. Reddi, E. Sutherland, and F. Joseck, "Tube-trailer consolidation strategy for reducing hydrogen refueling station costs," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 35, pp. 20197-20206, 2014.
- [127] K. Reddi, A. Elgowainy, N. Rustagi, and E. Gupta, "Two-tier pressure consolidation operation method for hydrogen refueling station cost reduction," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 5, pp. 2919-2929, 2018/02/01/ 2018.
- [128] M. Melaina and M. Penev, "Hydrogen Station Cost Estimates - Comparing HSCC Results with other recent Estimates," NREL, Report available at <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56412.pdf>, 2013.
- [129] K. Bonhoff, "Supporting market ramp-up of hydrogen and fuel cell technologies," in *World hydrogen energy conference 2016*, Zaragoza, 2016.
- [130] Hydrogen Council, "Hydrogen - scaling up," in "A sustainable pathway for the global energy transition," www.hydrogencouncil.com November 2017 2017, Verfügbar unter: www.hydrogencouncil.com.
- [131] A. McDonald, "Learning rates for energy technologies," *Energy Policy*, vol. 29, no. 4, pp. 255-261, 2001.
- [132] K.-D. Däumler, "Annuitätenmethode," *Betrieb und Wirtschaft*, no. 12, p. 490, 2003.
- [133] M. Robinius *et al.*, "Linking the Power and Transport Sectors—Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany," *Energies*, vol. 10, no. 7, p. 957, 2017.
- [134] Eurostat. (2017). *Strompreise nach Art des Benutzers (08.05.17 ed.)* Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00117>.
- [135] M. Schlesinger *et al.*, *Endbericht - Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des*

- Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Basel/Köln/Osnabrück: Prognos AG, EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS), 2014.
- [136] BMWi, "Strom 2030 - Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre," 2017, Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32.
- [137] M. Robinius, J. Linßen, T. Grube, M. Reuß, P. Stenzel, K. Syranidis, P. Kuckertz, and D. Stolten, *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles* (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment). Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, 2018, pp. VIII, 107 pp.
- [138] M. Schlesinger et al., "Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose " Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2014, Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-kurzfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Zuletzt aufgerufen am: 05.02.2016.
- [139] N. Thamling, M. Pehnt, and J. Kirchner, "Hintergrundpapier Energieeffizienzstrategie Gebäude," Prognos, ifeu, IWU, Report available at https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20151220_Prognos_Hintergrundpapier_EES.pdf, 2015.
- [140] T. Grube, "Potentiale des Strommanagements zur Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs von Pkw," 216, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, TU Berlin, Jülich, 2014.
- [141] F. Knicker, "Pfadanalyse zum Einsatz von regenerativem Wasserstoff im Straßenverkehr," Master of Science Master Thesis, Forschungszentrum Jülich, RWTH Aachen,, 2017.
- [142] Kraftfahrt-Bundesamt. (2017). *Bestand am 1. Januar 2017 nach Zulassungsbezirken und Gemeinden* Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/2017/2017_zulassungsbezirke_node.html.
- [143] Center for International Earth Science Information Network (CIESIN), "Documentation for the Global Rural-Urban Mapping Project, Version 1 (GRUMPv1): Urban Extent Polygons, Revision 01 [Dataset]," ed: NY: NASA Socioeconomic Data and Applications Center, 2017.
- [144] OpenStreetMap contributors. Planet dump retrieved from <https://planet.osm.org>.

-
- [145] P. Dimos, "Implementation of alternative hydrogen infrastructure of an energy system 2050," Master of Science Master thesis, Forschungszentrum Jülich, Karlsruher Institut für Technologie, 2017.
- [146] GeoBasis-DE. Digitales Landschaftsmodell 1:1000000. Verfügbar unter: http://sg.geodatenzentrum.de/web_download/dlm/dlm1000/dlm1000.pdf
- [147] E. Dijkstra, "A note on two problems in connexion with graphs," *Numerische Mathematik*, vol. 1, no. 1, pp. 269-271, 1959.
- [148] J. Joseph B. Kruskal, author, "On the Shortest Spanning Subtree of a Graph and the Traveling Salesman Problem," *Proceedings of the American Mathematical Society*, vol. 7, no. 1, pp. 48-50, 1956.
- [149] A. A. Hagberg, D. A. Schult, and P. J. Swart, "Exploring Network Structure, Dynamics, and Function using NetworkX," in *7th Python in Science conference (Scipy 2008)*, 2008.
- [150] *Verordnung (EG) Nr 1059/2003 des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Mai 2003 über die Schaffung einer gemeinsamen Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (NUTS)*, Europäisches Parlament, 2003.
- [151] F. Pedregosa et al., "Scikit-learn: Machine Learning in {P}ython," *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, pp. 2825-2830, 2011.
- [152] OICA. (2018). *Pkw-Bestand in weltweiten Ländern in den Jahren 2005 bis 2015 (in 1.000 Pkw)* Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/415061/umfrage/pkw-bestand-in-weltweiten-laendern/>.
- [153] OECD. Gross domestic product. Verfügbar unter: <https://data.oecd.org/gdp/gross-domestic-product-gdp.htm>
- [154] P. Caumon, M. Lopez-Botet Zulueta, J. Louyrette, S. Albou, C. Bourasseau, and C. Mansilla, "Flexible hydrogen production implementation in the French power system: Expected impacts at the French and European levels," *Energy*, vol. 81, pp. 556-562, 2015/03/01/ 2015.
- [155] C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, and G. Mathonnière, "Adapting the French nuclear fleet to integrate variable renewable energies via the production of hydrogen: Towards massive production of low carbon hydrogen?," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13339-13356, 2017/05/11/ 2017.
- [156] S. Kamiya, M. Nishimura, and E. Harada, "Study on Introduction of CO2 Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen," *Physics Procedia*, vol. 67, pp. 11-19, 2015.
- [157] Y. Ishimoto, A. Kurosawa, M. Sasakura, and K. Sakata, "Study of Demand for CO2-free Hydrogen in Japan and the World," *Journal of the Japan Institute of Energy*, 2015.

- [158] Kawasaki. (2018). *Kawasaki Hydrogen Road* Verfügbar unter: <http://global.kawasaki.com/en/hydrogen/>.
- [159] P.-M. Heuser, D. S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Techno-Economic Analysis of a Potential Energy Trading Link between Patagonia and Japan based on CO2 free Hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018.
- [160] A. J. Chapman, T. Fraser, and K. Itaoka, "Hydrogen import pathway comparison framework incorporating cost and social preference: Case studies from Australia to Japan," *International Journal of Energy Research*, vol. 41, no. 14, pp. 2374-2391, 2017.
- [161] M. Melaina, B. Bush, M. Muratori, J. Zuboy, and S. Ellis, "National Hydrogel Scenarios - How many stations, where, and when?," 2017.
- [162] A. Milbrandt and M. Mann, "Potential for Hydrogen Production from Key Renewable Resources in the United States," NREL, 2007, vol. NREL/TP-640-41134 Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/41134.pdf>.
- [163] MWV, Energie Informationsdienst, and Tank & Rast. Anzahl der Tankstellen in Deutschland von 1950 bis 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2621/umfrage/anzahl-der-tankstellen-in-deutschland-zeitreihe/>
- [164] J. Michalski, U. Bünge, F. Crotochino, S. Donadei, G.-S. Schneider, T. Pregger, K.-K. Cao, and D. Heide, "Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13427-13443, 2017/05/11/ 2017.
- [165] Eurostat. Stock of vehicles by category and NUTS 2 regions. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- [166] Cambridge Econometrics, "En route pour un transport durable," Cambridge Econometrics Limited,, Cambridge, 2015, Verfügbar unter: <https://www.camecon.com/wp-content/uploads/2016/10/En-route-pour-un-transport-durable-technical-report.pdf>, Zuletzt aufgerufen am: 09.04.2018.
- [167] Ministère de l'Economie. Stations services en France. Verfügbar unter: <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/stations-services-en-france/#>
- [168] FuelsEurope. Bestand an Tankstellen in europäischen Ländern im Jahr 2016. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/388155/umfrage/anzahl-der-tankstellen-in-europa/>
- [169] RTE, "2015 Annual Electricity Report," 2016, Verfügbar unter: https://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_annual_electricity_report.pdf.
- [170] Open Power System Data. Data Package Conventional power plants. Verfügbar unter: https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2017-07-07/

-
- [171] M. Lecomte, N. Mario, and D. Vignon, "A worldwide Review of the cost of nuclear Power," NucAdvisor, Verfügbar unter: [http://www.nucadvisor.com/\[004\]%20-%20A%20worlwide%20review%20of%20the%20cost%20of%20Nuclear%20Power.pdf](http://www.nucadvisor.com/[004]%20-%20A%20worlwide%20review%20of%20the%20cost%20of%20Nuclear%20Power.pdf).
- [172] T. Geissmann and O. Ponta, "A probabilistic approach to the computation of the levelized cost of electricity," *Energy*, vol. 124, pp. 372-381, 2017/04/01/ 2017.
- [173] IEA, "Key world energy statistics," International Energy Agency, 2017, Verfügbar unter: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>, Zuletzt aufgerufen am: 08.06.2018.
- [174] S. Cornot-Gandolphe, "Underground Gas Storage in the World - 2017 Status," 2017, Verfügbar unter: <http://www.cedigaz.org/documents/2017/Overview%20of%20underground%20gas%20storage%20in%20the%20world%202017%20v1.pdf>, Zuletzt aufgerufen am: 08.06.2018.
- [175] A. Le Duigou, A.-G. Bader, J.-C. Lanoix, and L. Nadau, "Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 36, pp. 22987-23003, 2017/09/07/ 2017.
- [176] Automobile Inspection & Registration Information Association. Number of vehicles sorted by prefecture and car model. Verfügbar unter: <http://www.airia.or.jp/publish/statistics/number.html>
- [177] Light Motor Vehicle Inspection Organization. Number of small car sorted by prefecture. Verfügbar unter: https://www.keikenkyo.or.jp/information/information_000087.html
- [178] Geospatial Information Authority of Japan. District data in National Land Numerical Information. Verfügbar unter: http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/KsjTmplt-N03-v2_3.html
- [179] Ministry of Internal Affairs and Communications. Demographics, population dynamics and number of households based on resident basic ledger. Verfügbar unter: http://www.e-stat.go.jp/SG1/estat/GL08020103.do?_toGL08020103_&listID=000001154737&disp=Other&requestSender=estat
- [180] K. Palmer, J. E. Tate, Z. Wadud, and J. Nellthorp, "Total cost of ownership and market share for hybrid and electric vehicles in the UK, US and Japan," *Applied Energy*, vol. 209, pp. 108-119, 2018/01/01/ 2018.
- [181] Geospatial Information Authority of Japan. Fuel station data in National Land Numerical Information. Verfügbar unter: http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/KsjTmplt-P07-v2_1.html
- [182] Geospatial Information Authority of Japan. tanker terminal harbor. Verfügbar unter: <http://nlftp.mlit.go.jp/>

- [183] National Geospatial Intelligence Agency (NGA). Digital Chart of the World (DCW). Verfügbar unter: <http://www.diva-gis.org/gdata>
- [184] IEA, "Japan - 2016 Review " in "Energy Policies of IEA Countries," IEA, Paris Cedex, 2016, Verfügbar unter: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesJapan2016.pdf>.
- [185] J. Grave *et al.*, "Electricity Costs of Energy Intensive Industries - An International Comparison," Ecofys Germany GmbH, Berlin 2015, Verfügbar unter: <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhoferisi-2015-electricity-costs-of-energy-intensive-industries.pdf>.
- [186] Toyota. (2015). *Toyota Mirai ist verbrauchsärmstes Serien-Brennstoffzellenfahrzeug* Verfügbar unter: <https://www.toyota.de/news/details-2015-43.json>.
- [187] U. Titge, N. Zacharof, P. Mock, V. Franco, J. German, A. Bandivadekar, N. Ligterink, and U. Lambrecht, "From Laboratory to Road - A 2015 update of official and "Real-World" fuel consumption and CO2 Values for passenger cars in Europe," he International Council on Clean Transportation, 2015, Verfügbar unter: https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LaboratoryToRoad_2015_Report_English.pdf.
- [188] Cambridge Econometrics, "Fueling Europe's Future," Cambridge Econometrics, 2018, Verfügbar unter: <http://www.camecon.com/wp-content/uploads/2018/02/Fuelling-Europes-Future-2018-v1.0.pdf>, Zuletzt aufgerufen am: 20.06.2018.
- [189] Cambridge Econometrics, "Low-Carbon Cars in Germany," Cambridge Econometrics, 2017.
- [190] M. Robinius, F. t. Stein, A. Schwane, and D. Stolten, "A Top-Down Spatially Resolved Electrical Load Model," *Energies*, vol. 10, no. 3, p. 361, 2017.
- [191] E. E. d. Übertragungsnetzbetreiber, "Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf," 2015, Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf, Zuletzt aufgerufen am: 18.07.2017.
- [192] I. Stadler and M. Sterner, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin: Springer Vieweg, 2014, pp. XXII, 748 S.
- [193] V. Quaschnig, *Sektorkopplung durch die Energiewende Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung*. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information, 2016.
- [194] D. Scamman and M. Newborough, "Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 24, pp. 10080-10089, 2016/06/29/ 2016.

-
- [195] K. Mönnich, T. Neumann, M. Strack, H. Braess, and K. Scheuerer, "Large Scale Hydrogen Production from Wind Energy in Patagonia, Argentina," *Wind Engineering*, vol. 28, no. 5, pp. 565-575, 2004/09/01 2004.
- [196] S. Radke, "Verkehr in Zahlen 2016 / 2017," DIW, 2017, Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-pdf-2017-2018.pdf?__blob=publicationFile.
- [197] Sandia National Laboratories, "Technical Reference on Hydrogen Compatibility of Materials," Sandia National Laboratories,, Livermore CA, 2008, Verfügbar unter: https://h2tools.org/sites/default/files/1100TechRef_FeCMn.pdf.
- [198] S. De-León Almaraz, C. Azzaro-Pantel, L. Montastruc, and S. Domenech, "Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the Midi-Pyrénées region, France," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 23, pp. 11831-11845, 2014.

Band / Volume 454

**Reformierung von BtL-Kraftstoffen für die HT-PEFC
in luftfahrttechnischen Systemen**

C. Wilbrand (2019), IV, 312 pp

ISBN: 978-3-95806-387-7

Band / Volume 455

**Entwicklung von thermischen Spritzprozessen für
fortschrittliche Schutz- und Funktionsschichten**

G. Mauer (2019), vi, 57 pp

ISBN: 978-3-95806-388-4

Band / Volume 456

**Columnar Structured Thermal Barrier Coatings Deposited
by Axial Suspension Plasma Spraying**

D. Zhou (2019), VI, 126 pp

ISBN: 978-3-95806-391-4

Band / Volume 457

**Modellierung zeitlich aufgelöster Ladeenergienachfragen von
batterie-elektrischen Fahrzeugen und deren Abbildung in einem
Energiesystemmodell**

J. F. Linßen (2019), VIII, 189 pp

ISBN: 978-3-95806-395-2

Band / Volume 458

**Synthesis and Analysis of Spinel Cathode Materials for
High Voltage Solid-State Lithium Batteries**

A. Windmüller (2019), iv, 142 pp

ISBN: 978-3-95806-396-9

Band / Volume 459

**Monazite-type ceramics as nuclear waste form:
Crystal structure, microstructure and properties**

Y. Arinicheva (2019), 194 pp

ISBN: 978-3-95806-397-6

Band / Volume 460

**Coupling a Solid Oxide Fuel Cell with a Biomass Gasifier:
Degradation Mechanisms and Alternative Anode Materials**

H. Jeong (2019), II, 112 pp

ISBN: 978-3-95806-398-3

Band / Volume 461

Model-based Source Partitioning of Eddy Covariance Flux Measurements

A. Klosterhalfen (2019), XVI, 132 pp

ISBN: 978-3-95806-401-0

Band / Volume 462

Entwicklung von großflächigen PECVD-Prozessen zur kontrollierten, homogenen Abscheidung dünner Siliziumschichten für die Photovoltaik

B. O. Grootenk (2019), 154 pp

ISBN: 978-3-95806-402-7

Band / Volume 463

Simulation of Transport Processes through an Asymmetric Gas Separation Membrane

U. V. Unije (2019), xiv, 101 pp

ISBN: 978-3-95806-403-4

Band / Volume 464

Development, calibration and deployment of an airborne chemical ionization mass spectrometer for trace gas measurements

T. Khattatov (2019), 14, 125 pp

ISBN: 978-3-95806-404-1

Band / Volume 465

IEK-3 Report 2019 – Maßgeschneiderte Energieumwandlung für nachhaltige Kraftstoffe

D. Stolten, B. Emonts (Eds.) (2019), 171 pp

ISBN: 978-3-95806-410-2

Band / Volume 466

Initialinfrastruktur für Wasserstoffmobilität auf Basis von Flotten

F. Grüger (2019), V, 209 pp

ISBN: 978-3-95806-413-3

Band / Volume 467

Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur

M. E. Reuß (2019), 205 pp

ISBN: 978-3-95806-414-0

Weitere *Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich* unter
<http://www.zbw1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 467
ISBN 978-3-95806-414-0