



<https://shop.stahldaten.de/produkt-kategorie/fosta-berichte>

Bestell-Nr. P 1561
ISBN 978-3-96780-177-4

Das Werk ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte, auch die der Übersetzung in andere Sprachen, bleiben vorbehalten. Ohne schriftliche Genehmigung der Forschungsvereinigung Stahlanwendung e. V. sind Vervielfältigungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen nicht gestattet.

Das IGF-Vorhaben der Forschungsvereinigung Stahlanwendung e. V., Düsseldorf, wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Modellierung und Bewertung der Logistikketten für den Wasserstofftransport für die Stahlindustrie unter besonderer Berücksichtigung transportbedingter Energieverluste

Modelling and Evaluation of Supply Chains for Hydrogen Transport for the Steel Industry with special consideration of transport-related Energy Losses

Forschung für die Praxis P 1561 / IGF-Nr. 38 LBG



Forschungsvereinigung
Stahlanwendung e. V.



Schlussbericht vom 25.10.2023

zu IGF-Vorhaben Nr. 38 LBG

Thema

Modellierung und Bewertung der Logistikketten für den Wasserstofftransport für die Stahlindustrie unter besonderer Berücksichtigung transportbedingter Energieverluste

Berichtszeitraum

01.12.2020 bis 31.03.2023

Forschungsvereinigung

Forschungsvereinigung Stahlanwendung e.V. (FOSTA)

Forschungseinrichtung(en)

Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML

Fraunhofer-Institut für Großstrukturen in der Produktionstechnik IGP

Gefördert durch:

Dieser Schlussbericht wurde von folgenden Autoren erstellt:

M.Sc. Patrick Zimmerman

Dipl.-Ing. Ralf Fiedler

Prof. Dr.-Ing. Carlos Jahn

Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML, Hamburg

M.Sc. Leonhard Sattler

Dr.-Ing. Stefan Schmidt

Prof. Dr.-Ing. Wilko Flügge

Fraunhofer-Institut für Großstrukturen in der Produktionstechnik IGP, Rostock

Förderhinweis

Das IGF-Vorhaben „H2-Logistik“, IGF-Projekt Nr. 38 LBG (1561), der Forschungsvereinigung Stahlanwendung e. V. (FOSTA), Sohnstraße 65, 40237 Düsseldorf wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Zur Bearbeitung des Projektes wurden für die Forschungseinrichtung 1 „Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML“ insgesamt 19,85 Monate wissenschaftlich-technisches Personal (A1) und für die Forschungseinrichtung 2 „Fraunhofer-Institut für Großstrukturen in der Produktionstechnik IGP“ 20,23 Monate wissenschaftlich-technisches Personal (A1) eingesetzt. Die Arbeiten wurden gemäß dem Forschungsantrag durchgeführt. Die für das Forschungsprojekt geleisteten Arbeiten waren angemessen und zur Erreichung des Forschungszieles notwendig.

Es wurden keine Geräte beschafft und keine Leistungen Dritter herangezogen.

Angaben über gewerbliche Schutzrechte

Es wurden im Rahmen des vorliegenden Projektes keine gewerblichen Schutzrechte erworben. Eine Anmeldung eines gewerblichen Schutzrechtes ist nicht beabsichtigt.

Kurzzusammenfassung

Industrielle Großverbraucher aus der Roheisenproduktion oder der Chemiebranche können einen erheblichen Teil ihrer CO₂-Emissionen durch die Substitution fossiler Energieträger mit Wasserstoff eliminieren. Die Umstellung der bisherigen Herstellungsprozesse der Stahlwerke von der Hochofenroute auf die Direktreduktion erfordert dabei grünen Wasserstoff in großen Mengen. Die Wasserstoffversorgung im großen Maßstab stellt hierbei laut Stand der Technik ein unbekanntes Feld für alle an diesem Vorhaben beteiligten Parteien (Produzent, Lieferant, etc.) dar. Zusätzlich bilden verschiedene Hochlaufsznarien sowohl bereitstellungs- als auch verbraucherseitig weitere Unsicherheiten.

In diesem Forschungsprojekt werden somit logistische Betrachtungen der Transportketten, durchgeführt vom Fraunhofer CML, und für eine realitätsnahe Abbildung der Szenarien, Implementierungen von Verlustgrößen notwendig, welche angesichts des flüchtigen Wasserstoffes und der hohen Transportmengen einen bedeutsamen Einfluss auf die Logistik haben. Das Fraunhofer IGP entwickelt daher anhand der Datengrundlage und Anwendbarkeit Simulationsmodelle der unterschiedlichen Verlustmechanismen.

Der Transport von Wasserstoff in Mengen, wie sie die Roheisenherstellung oder die Chemieindustrie benötigen, muss über Pipelines abgedeckt werden. Für die kapazitative Auslegung wurde in dem Projekt ein Tool entwickelt, das für die Dimensionierung von Pipelines genutzt werden kann. Es berücksichtigt Materialeigenschaften, ökonomische und Bau-spezifische Faktoren bei der Auslegung von Pipelines. Weiterhin ist anzunehmen, dass die großen H₂-Verbraucher eine Hochlaufphase durchlaufen werden. In diesen Hochlaufphasen können konventionelle Verkehrsträger wie Lkw, Güterzüge oder Binnenschiffe eingesetzt werden. Um deren Leistungsfähigkeit vor dem Hintergrund der spezifischen Energie- und Ladungsverluste zu bewerten, wurde ein Modell für die Simulation von Logistikkonzepten für die Versorgung von H₂-Verbrauchern entwickelt. Eine Simulation eines Usecases zeigte auf, dass besonders beim Transport von LH₂ die Energie- und Ladungsverluste eine Rolle bei der wirtschaftlichen Wahl des Verkehrsmittels spielen.

Die Erarbeitung von Verlustgrößen orientiert sich an der zugrundeliegenden Datengrundlage. Sofern für das jeweilige Transportkettenelement der recherchierte Verlustdatensatz als ausreichend bewertet wird, ist dieser einer daran angelehnten Modellbildung vorzuziehen, um Simulationstiefen im sinnvollen Rahmen zu halten. Bei einem Datenmangel absoluter Verluste ist alternativ ein Modell numerischen oder analytischen Ansatzes aufzubauen. Sollte für ein Transportkettenelement ein großer Datenmangel bestehen, wird eine Verlustannahme getroffen. Für alle drei Lösungsansätze gilt das Berücksichtigen globaler Einflussparameter.

Unter Einbringung adäquater Verlustgrößen in Form einer Programmschnittstelle wurden erste holistische Logistik-Simulationsmodelle entwickelt, verifiziert und validiert. Weitere Usecases von KMU können simuliert werden.

Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde erreicht.

Abstract

Large industrial consumers from the iron and steel industry or the chemical industry can eliminate a considerable part of their CO₂ emissions by substituting fossil fuels with hydrogen. The conversion of the previous production processes of the steel mills from the blast furnace route to direct reduction requires large quantities of green hydrogen. According to the state of the art, the large-scale supply of hydrogen represents an unknown field for all parties involved in this project (producer, supplier, etc.). In addition, various start-up scenarios create further uncertainties both in terms of supply and demand.

In this research project, logistical considerations of the hydrogen supply chains are therefore carried out by Fraunhofer CML, and the implementation of loss parameters is necessary for a realistic representation of the scenarios. These loss parameters have a significant impact on logistics due to the volatile nature of hydrogen and the large transport volumes. Based on the data basis and applicability, Fraunhofer IGP develops simulation models of the different loss mechanisms.

The transport of hydrogen in the quantities required by iron and steel industry or the chemical industry must be covered by pipelines. For the capacity design, a tool has been developed in the project that can be used for pipeline dimensioning. It takes into account material properties, economic, and construction-specific factors in the design of pipelines. Furthermore, it is assumed that large hydrogen consumers will go through a start-up phase. Conventional modes of transport such as trucks, freight trains, or inland waterway vessels can be used during these start-up phases. In order to evaluate their performance in terms of specific energy and cargo losses, a model for simulating hydrogen supply chains has been developed. A simulation of a use case showed that energy and cargo losses play a role in the economic choice of transport mode, especially in the transport of LH₂.

The development of loss parameters is based on the underlying data basis. If the researched loss dataset is considered sufficient for the respective supply chain element, it should be preferred over a model-based approach in order to keep the simulation depth within a reasonable range. In the absence of absolute loss data, an alternative model of numerical or analytical approach is to be established. If there is a significant lack of data for a supply chain element, a loss assumption is made. For all three solution approaches, global influencing parameters must be taken into account.

The first holistic simulation model for hydrogen supply chains has been developed, verified, and validated by incorporating adequate loss parameters in the form of a program interface. Further use cases of SMEs can be simulated.

The aim of the research project has been achieved.

Ergebnistransfer in die Wirtschaft
Transfer to economy

Maßnahmen während der Projektlaufzeit

Maßnahme A: Projektbegleitender Ausschuss PbA

Ziel	Rahmen		Zeitraum
Informationsaustausch und Diskussion zum Projektfortschritt, gemeinsames Abstimmen von Maßnahmen zur Zielerreichung	A1 MS Teams	Vorstellung des Projekts und Diskussion der geplanten Arbeiten	26.03.2021
	A2 MS Teams	Vorstellung der ersten erzielten Ergebnisse und Diskussion des Weiteren Vorgehens	12.11.2021
	A3 MS Teams	Vorstellung weiterer Ergebnisse und Diskussion des Weiteren Vorgehens	02.06.2022
	A4 MS Teams	Vorstellung weiterer Ergebnisse und Diskussion des Weiteren Vorgehens	30.11.2022

Maßnahme B: Ansprache interessierter Unternehmen außerhalb des PbA

Unternehmen	Gesprächsinhalt	Datum
RailCargo Group	Transport von Wasserstoff über die Schiene	26.08.2021
HHLA	Hafen als Teil der Transportkette von H2	26.10.2022

Maßnahme C: Publikation der Ergebnisse durch Veröffentlichungen in Zeitschriften

Zeitschrift	Titel	Ausgabejahr
keine		

Maßnahme D: Publikation der Ergebnisse auf Tagungen und Kongressen

Ergebnistransfer in die Wirtschaft und Wissenschaft	D1	Präsentation erster Projektergebnisse auf dem 28. <i>Energie-Symposium</i> der Hochschule Stralsund	04.11.2021
	D2	Vorstellung im Rahmen der <i>Maritime Innovation Updates</i>	05.11.2021
	D3	Präsentation auf der <i>Maritime Innovation Insights</i>	05.05.2022
	D4	Präsentation auf der Fachtagung <i>Chancen der Wasserstofftechnologie für den Mittelstand</i>	21.09.2022
	D5	AiF-Forschungs- und Transferallianz Wasserstoff: Chancen und Herausforderungen der Wasserstofftechnologie für den Mittelstand	25.09.2022
	D6	Grünes Wasserstoff-Sofa der EEHH	11.10.2022
	D7	Maritime Innovation Update: Grüner Wasserstoff - Alternativen für den Wasserstoff-Transport	18.11.2022

Maßnahme E: Publikation der Ergebnisse auf der Projekthomepage

Bekanntmachung von Forschungsergebnissen	E1	Veröffentlichung auf Webseite	28.11.2021
--	-----------	-------------------------------	------------

für Anwender aus der Praxis	E2	Blogbeitrag bei EEHH	08.12.2021
-----------------------------	-----------	----------------------	------------

Maßnahme F: Übernahme in Lehre und Ausbildung

Betreuung von Bachelor- und Masterarbeiten	F1	Bachelorarbeit mit Titel "Potentiale der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung für die Verteilung von erneuerbarer Energie (Wasserstoff-Produktion)"	07.12.2022
--	-----------	--	------------

Maßnahmen (G) Nutzung und Industrialisierung der Projektergebnisse

Web-Tool: Bereitstellung des Simulationsmodells zur strategischen Nutzung durch KMU	G1	Veröffentlichung auf einer Webseite mit einer interaktiven Benutzeroberfläche. Bereitstellung der Ergebnisse zur Nutzung als Benchmark	Nach Projektende
---	-----------	--	------------------

Maßnahmen nach der Projektlaufzeit

Maßnahme A: Projektbegleitender Ausschuss PbA

Ziel	Rahmen		Zeitraum
Informationsaustausch und Diskussion zum Projektfortschritt, gemeinsames Abstimmen von Maßnahmen zur Zielerreichung	A5 MS Teams	Vorstellung des Projekts und Diskussion der durchgeführten Arbeiten	28.06.2023

Maßnahme B: Ansprache interessierter Unternehmen außerhalb des PbA

Unternehmen	Gesprächsthema	Datum
hySOLUTIONS	Transport von H2 im Hinterland	06.10.2023

Maßnahme C: Publikation der Ergebnisse durch Veröffentlichungen in Zeitschriften

Ergebnistransfer in die Wirtschaft; Bekanntmachung von Forschungsergebnissen für Anwender aus der Praxis	C1	Veröffentlichung wissenschaftlicher Publikationen in der Fachzeitschrift „Schiff und Hafen“ sowie in der „Stahl“.	Nach Projektende
--	-----------	---	------------------

Maßnahme D: Publikation der Ergebnisse durch Beiträge bei Tagungen und Kongressen

Ergebnistransfer in die Wirtschaft	D1	Teilnahme am „Forum Wasserstoff Projekte – H2 Importterminals und Logistik“ der EEHH. Außerdem Teilnahme an nationalen und	Nach Projektende
------------------------------------	-----------	--	------------------

		internationalen Konferenzen wie bspw. der Interdisciplinary Conference on Production, Logistics and Traffic.	
--	--	--	--

Maßnahme E: Publikation der Ergebnisse auf der Projekthomepage

Bekanntmachung von Forschungsergebnissen für Anwender aus der Praxis	E3	Aktualisierung der Berichte auf der Homepage der Forschungseinrichtungen	Nach Projektende
--	-----------	--	------------------

Maßnahme F: Übernahme in Lehre und Ausbildung

G Lehre / Weiterbildung	Lehre und Weiterbildung von Logistikern aus KMU	G1	Umsetzung und Bereitstellung der Forschungsergebnisse in Form von Logistikkettendesigns	Fortlaufend nach Projektende
	Dissertation	G2	Nachweis der wissenschaftlichen Qualifikation der Bearbeiter des Forschungsvorhabens	Nach Projektende
	Ingenieurwissenschaftliche Ausbildung	G3	Wissensvermittlung im Rahmen von Lehrveranstaltungen der TUHH wie der Vorlesung Simulation von Transport und Umschlagsystemen	Fortlaufend gegen Projektende

Maßnahmen (H) Beratung von Unternehmen

H Konferenzen	Ergebnistransfer in die Wirtschaft	H1	Teilnahme an nationalen und internationalen Konferenzen wie VDMA	Nach Projektende
---------------	------------------------------------	-----------	--	------------------

			P2X, Maritime Innovation Insights, World Hydrogen Congress oder Messen wie transport logistics	
--	--	--	--	--

Maßnahmen (I) Nutzbarmachung der Ergebnisse im Rahmen eines allgemeingültigen Standardwerkes

I Web-Tool	Bereitstellung des Simulationsmodells zur strategischen Nutzung durch KMU	I1	Veröffentlichung auf einer Webseite mit einer interaktiven Benutzeroberfläche. Bereitstellung der Ergebnisse zur Nutzung als Benchmark	Nach Projektende
---------------	---	----	--	------------------

Einschätzung zur Realisierbarkeit des vorgeschlagenen und aktualisierten
Transferkonzepts
Estimation of the feasibility of the suggested transfer concept

**Einschätzung zur Realisierbarkeit des vorgeschlagenen und
aktualisierten Transferkonzepts**
Estimation of the feasibility of the suggested transfer concept

Aufgrund der oben genannten vielfältigen Transfermaßnahmen in die Wirtschaft werden die Anforderungen zum Ergebnistransfer in die Wirtschaft und insbesondere zu kleinen und mittleren Unternehmen erfüllt.

Darstellung des wissenschaftlich-technischen und wirtschaftlichen Nutzens der erzielten Ergebnisse insbesondere für KMU sowie ihres innovativen Beitrages und ihrer industriellen Anwendungsmöglichkeiten
Presentation of the scientific-technological and economical benefits of the results achieved especially for SME, innovative contribution, and possibilities for application in industry

Die erzielten Ergebnisse bieten sowohl wissenschaftlich-technischen als auch wirtschaftlichen Nutzen, insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Im Bereich der wissenschaftlich-technischen Vorteile ermöglicht die Untersuchung der Wasserstofftransporte unter deutschen Rechts- und Transportbedingungen detaillierte Einblicke in den Transport von Wasserstoff. Weiterhin werden die Transporte mittels Simulation gelöst, um die grundsätzliche Durchführbarkeit untersuchen zu können. Die Berücksichtigung der Energie- und Ladungsverluste berücksichtigt die Boil-off und Permeationseffekte entlang der Transportkette. Die hier angewendete ereignis-diskrete Simulation durchläuft die einzelnen Schritte innerhalb einer Transportkette und kann Zufälligkeiten im System abbilden. Sie bietet die Möglichkeit zur Optimierung und ermöglicht realitätsnähere Untersuchungen.

Der wirtschaftliche Nutzen erstreckt sich auf einen heterogenen Nutzerkreis entlang der Logistikkette. Die Ergebnisse liefern wichtige Grundlagen für den Transport von Wasserstoff und decken den Informationsbedarf von Unternehmen aus Schiene und Straße. Sie bieten Klarheit über rechtliche Bedingungen und ermöglichen eine effiziente Planung der Transporte. KMU können von den Ergebnissen profitieren, indem sie das bereitgestellte Tool zur Stichtungsplanung nutzen und potenzielle Kunden von der Funktionsfähigkeit der Transporte überzeugen können. Das Simulationsmodell steht ebenfalls zur Verfügung und kann an die spezifischen Anforderungen von KMU angepasst werden.

Der innovative Beitrag der Ergebnisse liegt erstens in der Entwicklung eines Pipeline-Tools, das es Verbrauchern und Pipelineanbietern ermöglicht, ihre Energieversorgung mit Wasserstoff zu planen. Zweitens berücksichtigt das entwickelte Simulationsmodell Energie- und Ladungsverluste entlang der Wasserstofftransportkette und bietet somit eine innovative Lösung zur sicheren Planung der Wasserstoffversorgung und zur Vorbereitung von Investitionen. Diese Ergebnisse haben auch industrielle Anwendungsmöglichkeiten, da sie für verschiedene Akteure entlang der Logistikkette von Bedeutung sind, wie z.B. Verbraucher, Erzeuger, Speditionen, Fuhrunternehmen, Güterbahnen, Umschlagunternehmen und Equipmentvermieter.

Insgesamt bieten die erzielten Ergebnisse sowohl wissenschaftlich-technischen als auch wirtschaftlichen Nutzen, insbesondere für KMU. Die bieten innovative Lösungen zur effizienten Planung und Durchführung von Wasserstofftransporten von Offshore-Windkraftparks bis ins deutsche Hinterland.

Inhaltsverzeichnis

Content

1	Einleitung / Introduction.....	11
1.1	Problemstellung / Problem definition	11
1.2	Motivation / Motivation	12
1.3	Zielsetzung / Objective	12
2	Stand der Technik / State of the art.....	14
2.1	Grundlagen der Logistik / Basics of logistics	14
2.1.1	Ziele der Logistik / Objectives of Logistics	14
2.1.2	Gefahrgut-Logistik / Logistics of Dangerous Goods	17
2.1.3	Logistikplanung / Logistics Planning	19
2.1.4	Simulation von Logistik-Systemen / Simulation of Logistics Systems.....	20
2.2	Grundlagen Wasserstoff / Hydrogen Basics	20
2.3	Grundlagen der Verlustarten beim Wasserstoff-Transport/ Fundamentals of the types of losses in hydrogen transport	21
3	Wasserstoff-Logistik / Hydrogen Supply Chains	29
3.1	Energie- und Ladungsverluste beim Wasserstoff-Transport/ Energy and transfer losses during hydrogen transport	29
3.2	Wasserstoff-Logistik konventioneller Verkehrsmittel / Hydrogen Supply Chains for Road, Tracks, and Inland Waterways.....	46
3.2.1	Behälter / Containers	46
3.2.2	Prozessketten / Process Chains.....	48
3.2.3	Gefahrgut / Dangerous Goods.....	49
3.2.4	Modellentwicklung / Model building	51
3.2.5	Szenarientwicklung / Scenario development	57
3.2.6	Ergebnisse / Results.....	58
3.2.7	Interpretation / Interpretation	60
3.3	Alternative Pipeline / Alternative Pipeline	61
3.4	Web-Tool / Web-Tool.....	66
4	Zusammenfassung / Summary	71
5	Ergebnisse und Ausblick / Results and Perspective	72
5.1	Gegenüberstellung der durchgeführten Arbeiten und des Ergebnisses mit den Zielen / Comparison of the performed work and the results with the objectives.....	72
5.2	Ausblick / Perspective.....	77

6	Zusammenstellung aller Veröffentlichungen / List of publications related to the project.....	78
7	Inhaltsverzeichnis / Bibliography.....	79
8	Anhang A / Appendix A.....	86

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Arbeitsplan.....	13
Abbildung 2-1: Ziele der Logistik	15
Abbildung 2-2: Konfliktäre Beziehung zwischen dem Servicegrad und den Lagerhaltungskosten	16
Abbildung 2-3: Gefahrgut und Gefahrstoff entlang des Transports	18
Abbildung 2-4: Geltungsbereich des Beförderns nach GGBefG	18
Abbildung 2-5: Planungsmatrix der Logistikplanung.....	19
Abbildung 2-6: Vorgehensweise einer Simulationsstudie in Phasen gegliedert.....	20
Abbildung 2-7: Verlustarten der untersuchten Transportkettenelemente.....	22
Abbildung 2-8: Energiebedarf für Wasserstoffkomprimierung	24
Abbildung 2-9: Auszug der analytischen Betrachtung der Wärmübertragung im Projekt „LH2-Tanks“	25
Abbildung 2-10: Klassifizierung der Druckbehältertypen	26
Abbildung 2-11: Diffusionsprozess in einer gesättigten Behälterwand in Anlehnung an	27
Abbildung 2-12: Einflussgrößen des Pipelinedruckverlustes	28
Abbildung 2-13: In Matlab berechneter Druckverlauf für eine Beispielpipeline.....	29
Abbildung 3-1: Spezifischer Energiebedarf in Abhängigkeit von Verflüssigungskapazitäten.....	31
Abbildung 3-2: Spezifischer Energiebedarf in Abhängigkeit von Eingangsdrücken.....	32
Abbildung 3-3: Gitterdarstellung	35
Abbildung 3-4: Vergleich zwischen analytisch ermittelter Konzentrationsverteilung	36
Abbildung 3-5: Vergleich experimentell und numerisch ermittelte Diffusion	37
Abbildung 3-6: Mittels Finite-Differenzen-Methode ermittelter Konzentrationsverlauf in einer ‚Typ IV‘-Behälterwand	39
Abbildung 3-7: Vorgehen bei der Berechnung des Pipeline-Netzwerks	40
Abbildung 3-8: Druckverlauf einer Beispielpipeline über die Pipelinelänge	41
Abbildung 3-9: Modelliertes Pipelinenetz.....	42
Abbildung 3-10: Pipelinenetz-Validierung.....	43

Abbildung 3-11: Berechnete Massenstromverteilung	44
Abbildung 3-12: Iterative Pipelineoptimierung	45
Abbildung 3-13: Transportkapazitäten, TRL und Einschränkungen beim Transport von komprimiertem Wasserstoff.....	47
Abbildung 3-14: Transportkapazitäten, TRL und Einschränkungen beim Transport von flüssigem, tiefkaltem Wasserstoff	48
Abbildung 3-15: Prozesskette für die Versorgung von DRI-Anlagen mit komprimiertem und flüssigem Wasserstoff.....	49
Abbildung 3-16: Das Input-Output-Modell der Simulation als Zielbild	51
Abbildung 3-17: Optionen für den Transport der Energie aus Offshore- Windkraftparks zu Verbrauchsstandorten der Roheseinproduktion	52
Abbildung 3-18: Option 2 aufgegliedert in die verschiedenen Transportkombinationen je Behälter	53
Abbildung 3-19: Wasserstoff-Quellen (Blau) und -Senken (Grün).....	54
Abbildung 3-20: Jährliche Energieproduktion mit Faktor 1, quellenübergreifend und quellenspezifisch	55
Abbildung 3-21: Wasserstoff-Nachfrage in Tonnen an den Hochofenstandorten.....	56
Abbildung 3-22: Input- und Output-Parameter des Simulationsmodells	56
Abbildung 3-23: Betrachtete Szenarien.....	58
Abbildung 3-24: Energie- und Ladungsverluste für den Transport von Wasserstoff	58
Abbildung 3-25: Anzahl der Tage, in denen der Speicher an der Senke nicht leer war	59
Abbildung 3-26: Gesamtkosten für den Transport von Wasserstoff	60
Abbildung 3-27: Aufbau des Pipeline-Tools	62
Abbildung 3-28: Pipeline-Kosten-Optimierung DN-200, Betriebsdruck: 70 bar	65
Abbildung 3-29: Pipeline-Kosten-Optimierung DN-300, Betriebsdruck: 70 bar	66
Abbildung 3-30: Startseite Web-Tool	68
Abbildung 3-31: Web-Tool.....	69
Abbildung 3-32: Exceltool Seite	69
Abbildung 3-33: Anleitung Seite	70

List of figures

Figure 1-1: Work plan	13
Figure 2-1: Goals of logistics	15
Figure 2-2: Conflicts of service level and inventory costs	16
Figure 2-3: Dangerous goods and dangerous substances along transport	18
Figure 2-4: Application of transport following respective laws	18
Figure 2-5: Planning matrix of logistics planning	19
Figure 2-6: Approach of a simulation study	20
Figure 2-7: Types of losses of the investigated transport chain elements	22
Figure 2-8: Energy requirement for hydrogen compression according to	24
Figure 2-9: Excerpt of the analytical consideration of the heat transfer in the project "LH2-Tanks"	25
Figure 2-10: Classification of pressure vessel types.....	26
Figure 2-11: Diffusion process in a saturated vessel wall based on	27
Figure 2-12: Influencing variables of the pipeline pressure loss	28
Figure 2-13: Pressure profile of an example pipeline, calculated using Matlab	29
Figure 3-1: Specific energy demand depending on liquefaction capacities	31
Figure 3-2: Specific energy demand depending on input pressure.....	32
Figure 3-3: Grid representation.....	35
Figure 3-4: Comparison between analytically determined concentration distribution	37
Figure 3-5: Comparison of experimentally and numerically determined diffusion.....	37
Figure 3-6: Concentration profile in a type IV vessel wall determined by means of the finite difference method	39
Figure 3-7: Procedure for pipeline network simulation.....	40
Figure 3-8: Pressure curve of an example pipeline over the pipeline length	41
Figure 3-9: Modeled pipeline Network	42
Figure 3-10: Pipeline network validation	43
Figure 3-11: Calculated mass flow distribution	44
Figure 3-12: Iterative pipeline optimization	45
Figure 3-13: Capacity for transport of compressed hydrogen of the modes of transport	47

Figure 3-14: Capacity for transport of liquified hydrogen of the modes of transport.....	48
Figure 3-15: Process chains for supply of DRI-plants with regard to compressed and liquidified hydrogen	49
Figure 3-16: Input-output-model for simulation model.....	51
Figure 3-17: Routes for transport of hydrogen from offshore windparks to destination.....	52
Figure 3-18: Transport combination on route 2 for transport of hydrogen from offshore windparks to destination.....	53
Figure 3-19: Hydrogen sources (blue) and hydrogen drains (green).....	54
Figure 3-20: Yearly energy production in german offshore windparks	55
Figure 3-21: Demand of hydrogen in tons at specific iron production sites in German hinterland	56
Figure 3-22: Input- and output parameters of the simulation model	56
Figure 3-23: Scenario building for assessing usecases of hydrogen transport from german offshore windparks to specific hydrogen drains	58
Figure 3-24: Energy- and load losses for transport of hydrogen in usecase	58
Figure 3-25: Number of days meeting the service level requirements of DRI supply.....	59
Figure 3-26: Overall cost of hydrogen transport in usecase.....	60
Figure 3-27: Interface of the pipeline-tool.....	62
Figure 3-28: Pipeline cost optimisation for a DN-200 pipe, pressure 70 bar	65
Figure 3-29: Pipeline cost optimisation for DN-300 pipe and pressure 70 bar	66
Figure 3-30: Landing page Web-Tool.....	68
Figure 3-31: Web-Tool	69
Figure 3-32: Exceltool page	69
Figure 3-33: User guide page.....	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Grundlegende Eigenschaften des Wasserstoffs nach	21
Tabelle 2-2: Gegenüberstellung von PEM- und Alkalischer Elektrolyse	23
Tabelle 3-1: Transportmöglichkeiten von Wasserstoff nach den Gefahrgutvorschriften	50

List of tables

Table 2-1: Basic properties of hydrogen according to	21
Table 2-2: Comparison of PEM and alkaline electrolysis	23
Table 3-1: Options for transport of hydrogen according to the transport law.....	50

Abkürzungsverzeichnis / Abbreviations and symbols

ADN	Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen
ADR	Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
CAPEX	Investitionskosten (engl. capital expenses)
CGH2	Komprimierter Wasserstoff (engl. compressed gaseous hydrogen)
CO2	Kohlendioxid / Kohlenstoffdioxid
DRI	Direct-reduced-iron
FKV	Faser-Kunststoff-Verbund
GGBefG	Gefahrgutbeförderungsgesetz
GGVSEB	Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern
H2	Wasserstoff
HDÜ	Hochspannungsdrehstromübertragung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
KPI	Key-Performance-Indicators
IATA	International Air Transport Association
IMDG	International Maritime Dangerous Goods
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
LH2	Flüssigwasserstoff (engl. Liquefied hydrogen)
LNG	Liquefied Natural Gas
MEGC	Multiple-Element Gas Container
Mt	Mega tonnen
OPEX	Betriebskosten (engl. operational expenses)
PEM	Proton Exchange Membrane
RID	Ordnung über die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter
TRL	Technology-Readiness-Level
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

1 Einleitung / Introduction

Wasserstoff gilt als ein zukunftsweisender Energieträger, um die Energiewende zu vollziehen und somit die globale Erderwärmung zu begrenzen. Für die Produktion von Wasserstoff werden keine fossilen Stoffe benötigt: Wasser sowie grüne Elektrizität reichen für die Produktion von grünem Wasserstoff aus. Bei der Nutzung des Wasserstoffs z.B. bei der warmen oder kalten Verbrennung wird kein CO₂ emittiert. Politik, Industrie und Gesellschaft sehen in Wasserstoff ein großes Potential, einen wesentlichen Beitrag für die Erreichung der Ziele des Pariser Abkommens zu leisten. Besonders die Stahl- und die Chemieindustrie können Wasserstoff als Substitut in ihren derzeitigen Prozessen verwenden und fossile Energieträger bzw. Energieträger mit hohen CO₂-Emissionen ersetzen. Bis zu 20 % der deutschen CO₂-Emissionen werden in der deutschen Stahlindustrie verortet. (Umwelt Bundesamt 2020; Hölling et al. 2020) In der Chemiebranche sind 10 – 15 Mt CO₂-Einsparpotential pro Jahr möglich. (Hebling et al. 2019) Die in Zukunft zu erwartenden Verschärfungen in Bezug auf CO₂-Emissionen werden dazu führen, dass der Bezug von klimaneutralen Energieträgern zu einem entscheidenden Wettbewerbsvorteil wird, insbesondere bei industriellen Großverbrauchern. Die wirtschaftliche Versorgung industrieller Großverbraucher mit grünem Wasserstoff als Grundstoff und Energieträger ist daher von großem Interesse in der Politik und Wirtschaft. Die am 09.06.2020 beschlossene und fortgeführte Wasserstoff-Strategie unterstreicht dieses Interesse. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020)

1.1 Problemstellung / Problem definition

Industrielle Großverbraucher von Wasserstoff stehen vor der Herausforderung, ihre Anlagen und Prozesse auf Wasserstoff umzustellen und dabei die Versorgung ihrer Produktionen mit großen Mengen Wasserstoff sicherzustellen. Bevor sehr große Mengen Wasserstoff verbraucht werden, wird die großindustrielle Nutzung von Wasserstoff mit einer Hochlaufphase verbunden sein, in der noch kleinere Mengen Wasserstoff benötigt werden. Nicht nur die Großunternehmen stehen dabei vor Fragen nach den richtigen Transportmitteln und Behältern für die Wasserstoff-Logistik, sondern auch Logistikunternehmen aus dem konventionellen Transport. Der pipelinegebundene Transport stellt auch neue Fragen an die Wasserstoff-Logistik. Das betrifft die Gestaltung der Transportketten, verfügbare Mengen, Transportmittel und -behälter- (auch Pipelines), Speicherung (Lager) sowie die Stabilität der Logistikketten. Investitionsausgaben (CAPEX) und operationale Kosten (OPEX) sind unbekannt, solange die Ausgestaltung der Logistikketten nicht entschieden ist.

1.2 Motivation / Motivation

Wasserstoff wird eine bedeutende Rolle bei der Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft spielen. Die zukünftig zu transportierenden Mengen sind deutlich größer als das, was derzeit an Wasserstoff auf Straßen und in Pipelines transportiert wird. Das Wissen um die Wasserstoff-Logistik ist derzeit nur bei wenigen vorhanden und darüber hinaus auch nur auf die Straßenlogistik für kleine Mengen und auf Industrie-Pipeline für größere Mengen beschränkt. Es fehlt sowohl den großen zukünftigen Wasserstoffverbrauchern aus Stahl- und Chemieindustrie als auch Logistikunternehmen oft an dem nötigen Wissen, um Logistikkonzepte für die Versorgung mit Wasserstoff effizient und sicher zu entwickeln. Es bestehen Unklarheiten über verschiedene Aspekte der Wasserstoff-Logistik, wie beispielsweise die verfügbaren Mengen an Wasserstoff, geeignete Transportmittel, den Umschlagprozess, Speichertechnologien und die Stabilität der gesamten Logistikkette. Eine besondere Unklarheit liegt in den Energie- und Ladungsverlusten, die entlang der Transportkette entstehen. Um dieses Wissensdefizit zu beheben und Unternehmen bei der Planung von Wasserstofftransporten zu unterstützen, wird erstens Basiswissen für die Wasserstoff-Logistik und begleitende Energie- und Ladungsverluste aufbereitet. Zweitens wird ein innovatives Modell entwickelt, das es ermöglicht, Wasserstofftransporte unter Berücksichtigung der Energie- und Ladungsverluste effektiv zu planen und mögliche Herausforderungen beim Aufbau einer Wasserstoff-Transportkette vorab zu identifizieren. Insbesondere kleine und mittlere Unternehmen (KMU) in der Logistikbranche profitieren von diesem Modell, da ihre Aufgabe der Wasserstoff-Transport ist. Das Simulationsmodell steht den KMU zur Verfügung und ermöglicht es ihnen, die Wirtschaftlichkeit von Anfragen für den Transport von Wasserstoff zu untersuchen. Dies ist von großer Bedeutung, da es bei solchen Transporten häufig um den Erwerb von speziellem und kapitalintensiven Equipment geht, das langfristig an einen Kunden gebunden ist. Durch die Simulation können die KMU mögliche Szenarien durchspielen und die Rentabilität ihrer Investitionen analysieren, bevor sie endgültige Entscheidungen treffen. Das Projekt H2-Logistik schafft somit nicht nur Basiswissen, sondern bietet auch konkrete Unterstützung für Unternehmen, um den Transport von Wasserstoff effizient und erfolgreich zu gestalten. Durch die Anwendung des Modells können die Unternehmen ihre Prozesse optimieren, Kosten einsparen und gleichzeitig am Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft teilhaben.

1.3 Zielsetzung / Objective

Ziel des Projektes ist die Entwicklung eines holistischen Modells zur Simulation der gesamten Wasserstoff-Logistikkette zwischen der Erzeugung in einem Offshore-Windpark und dem Verbrauchsort bzw. der Einspeisung des Energieträgers. Der Fokus des Modells liegt auf der Versorgung von industriellen Großverbrauchern wie der Stahlindustrie oder Chemieindustrie mit Wasserstoff im Hinterland bzw. in Hafennähe.

Da der Energieträger über große Distanzen hinweg befördert werden muss, finden transportbedingte Energie- bzw. Ladungsverluste spezielle Berücksichtigung.

Die Arbeitshypothese besagt, dass die dynamische diskrete Simulation konkreter Anwendungsfälle die Entwicklung und Bewertung von Logistikketten zur Wasserstoff-Versorgung von Industriestandorten ermöglicht. Damit werden die – aktuell im Rahmen des Umstiegs auf Energieträger aus regenerativen Energiequellen bestehenden – Unsicherheiten beseitigt. Die Berücksichtigung der Energie- und Ladungsverluste ermöglicht eine detaillierte Abbildung der Logistikkette. Die Gestaltung geeigneter Logistikketten kann in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen (v.a. Transportmengen und -strecken) hinsichtlich verschiedener Parameter (Zeit, Kosten, Ladungs- oder Energieverluste) erfolgen.

Die Bereitstellung des Simulationsmodells über ein Web-Tool nach Abschluss des Projekts adressiert insbesondere die Dienstleister der Logistikketten. Diese werden in die Lage versetzt, das Modell entsprechend ihrer jeweiligen, spezifischen Anforderungen für ihre Planungen einzusetzen und geeignete Anwendungsfälle für ihre Leistungen zu identifizieren.

Das Ziel soll über den in Abbildung 1-1 dargestellten Projektplan erarbeitet werden. Nach der Systemanalyse werden umfangreiche Daten zu den Logistikprozessketten erarbeitet. Anschließend wird zunächst ein formales Modell erstellt. Über die Absprache mit dem Schwesterprojekt „PowerH2“ soll ein Abgleich der Transportmöglichkeiten über See erfolgen. Nach dieser Abstimmung soll das Modell in der Simulationsumgebung implementiert werden. Danach können die zu untersuchenden Logistikketten simuliert und analysiert werden. Begleitend zur Erstellung der Simulation finden stetig Arbeiten zur Verifikation und Validierung statt. Zum Abschluss sollen die Ergebnisse visualisiert und veröffentlicht werden.

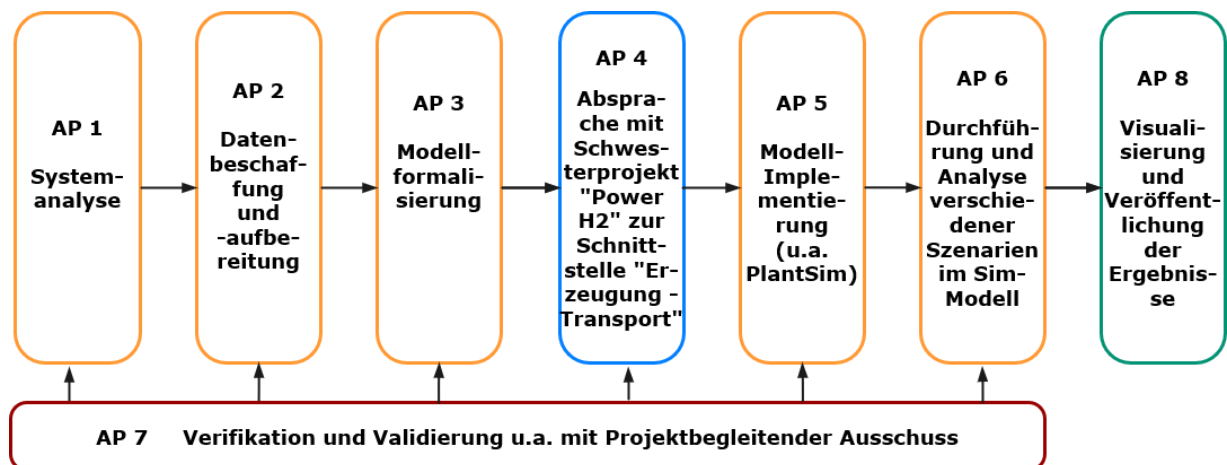


Abbildung 1-1: Arbeitsplan

Figure 1-1: Work plan

2 Stand der Technik / State of the art

2.1 Grundlagen der Logistik / Basics of logistics

Unter den Begriff der Logistik fallen allgemeinhin viele verschiedene Sichtweisen: Dies betrifft das Fahren von Lkw oder Gabelstaplern ebenso wie die „die wissenschaftliche Lehre der Planung, Steuerung und Überwachung der Material-, Personen-, Energie- und Informationsflüsse in Systemen“ (Jünemann und Schmidt 2000). Letzterer stellt den Ansatz dar, mit dem im Bericht weiter verfahren werden soll. Demnach wird mit dem Begriff „Logistik“ ein System betrachtet, welches als mikrologistisches oder makrologistisches System eingeordnet werden kann. Während makrologistische Systeme sich auf Verkehrssysteme z.B. einer Region oder Volkswirtschaft beziehen, geben mikrologistische Systeme das Logistiksystem in einem Unternehmen wieder. (Fleischmann 2008). Logistikketten werden genutzt, um das logistische System eines Industriekunden darzustellen. Sie beschreiben eine Abfolge von Transport-, Lager- und Produktionsprozessen. (Fleischmann 2008) Bei der Darstellung der Logistikkette für Wasserstoff wird nicht von Lagerung, sondern von Speicherung des Wasserstoffs gesprochen.

2.1.1 Ziele der Logistik / Objectives of Logistics

Das übergeordnete Ziel der Logistik „ist die Optimierung des Logistikerfolges, mit den Komponenten Logistikleistung und -kosten“ (Schulte 2009). Die Logistikleistung wird mit dem Lieferservice messbar, weshalb ihr hier der Vorzug gegenüber der Logistikleistung gegeben wird. Ergänzend zu den Zielen sind die Grundsätze der Logistik zu nennen. Diese beschreiben, dass die richtige Ware, zur richtigen Zeit, am richtigen Ort, in der richtigen Menge, in der richtigen Qualität und zu den richtigen Kosten vorliegen soll. (Hompel und Heidenblut 2011) Abbildung 2-1 zeigt die Ziele der Logistik mit ihren Elementen, wie sie im Folgenden beschrieben werden (vgl. (Fleischmann 2008).

Lieferservice

Der Lieferservice ist eine messbare Größe, die die Leistung eines logistischen Systems, auch Logistikleistung genannt, beschreibt. Nach Ten Hompel & Heidenblut umfasst der Lieferservice „alle Handlungen, die im Zusammenhang mit Lieferungen zum Vorteil des Kunden ausgeführt werden“ (Hompel und Heidenblut 2011). (Pfohl 2010; Miebach 2012)

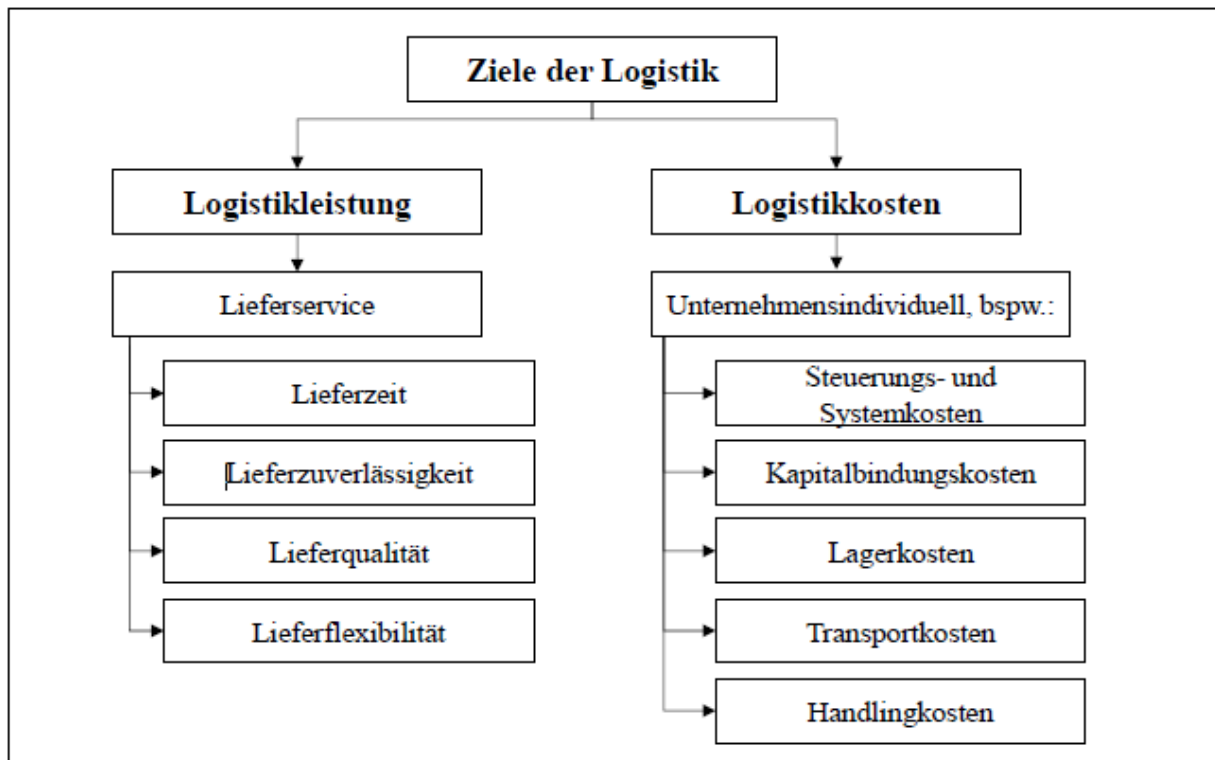


Abbildung 2-1: Ziele der Logistik (Fleischmann 2008)

Figure 2-1: Goals of logistics
(Fleischmann 2008)

Der Lieferservice wird durch die vier Komponenten Lieferzeit, Lieferzuverlässigkeit, Lieferqualität und Lieferflexibilität beschrieben. Die Lieferzeit beschreibt die Anzahl an Zeiteinheiten, die von Auftragseingang bis Auslieferung der Ware beim Kunden vergehen. Die Lieferzuverlässigkeit drückt aus, ob das zugesicherte Lieferdatum eingehalten wurde. Ein wesentlicher Bestandteil der Lieferzuverlässigkeit stellt die Lieferbereitschaft dar. Sie drückt aus, ob ein vom Kunden nachgefragtes Produkt sofort lieferbar ist. Die Lieferqualität beurteilt die Vollständigkeit der Lieferung, im Sinne der richtigen Anzahl der richtigen Ware in der richtigen Qualität. Die Lieferflexibilität zeigt auf, inwieweit der Lieferanten auf die Bedürfnisse des Kunden in der Auftragserteilung eingeht. [vgl. (Pfohl 2010; Miebach 2012; Schulte 2009)].

Logistikkosten

Wird von einer erfolgreichen Logistik aufgrund einer hohen Reduzierung der Logistikkosten gesprochen, ist dies noch lange keine vergleichbare Aussage. Denn Logistikkosten werden je nach Unternehmen unterschiedlich definiert. Es liegt im Ermessen des Unternehmens, welche Kosten als Logistikkosten ausgelegt werden und wie diese erfasst werden. (Klaus et al. 2012)

Die Entscheidung, was als Logistikkosten erfasst wird, ist maßgeblich von folgenden Fragen beeinflusst [vgl. (Klaus et al. 2012) , S. 388f.]:

- Was gehört zur Logistik?
- Wie hoch ist der Grad der Erfassungsgenauigkeit?

- Wie stark sind Logistikkosten mit Produktionskosten verflochten?
- Wie wird mit Fehlmengenkosten umgegangen?
- Wie sind die Lieferbedingungen zwischen Lieferanten und Abnehmer gestaltet?

Trotz der fehlenden Möglichkeit, Logistikkosten allgemein zu benennen, wird auf einige typische Logistikkosten hingewiesen. Dazu zählen [vgl. (Schulte 2009) S. 10; (Pfohl 2010), S. 31; (Klaus et al. 2012) , S. 389; (Wiendahl 2008) , S. 232]:

- Steuerungs- und Systemkosten = Kosten für die Gestaltung, Planung und Kontrolle des Materialflusses sowie für Teilfunktionen wie Disposition
- Kapitalbindungskosten = Kosten für das Vorhalten von Beständen
- Lagerkosten = Kosten für die Bewirtschaftung eines Lagers
- Transportkosten = Kosten für die Abwicklung eines Transportes
- Handlingskosten = Kosten für Verpackung, Handling und Kommissionierung

Zielkonflikte

Die beschriebenen Logistikziele können nicht alle gleichzeitig realisiert werden. Es kann durchaus sein, dass ein Ziel nur zu Ungunsten eines anderen Zieles erreicht werden kann. Das wird bei der Betrachtung des Zusammenhangs zwischen Servicegrad und Logistikkosten deutlich. Der Servicegrad beschreibt den Anteil eines periodenbezogenen Bedarfes, der ohne Verzögerung aus einem Lager befriedigt wird. Der Servicegrad stellt eine Zielgröße des Lieferservices dar. Abbildung 2-2 zeigt die Kosten über den erreichten Servicegrad. Ein hoher Servicegrad geht mit hohen Kosten einher.

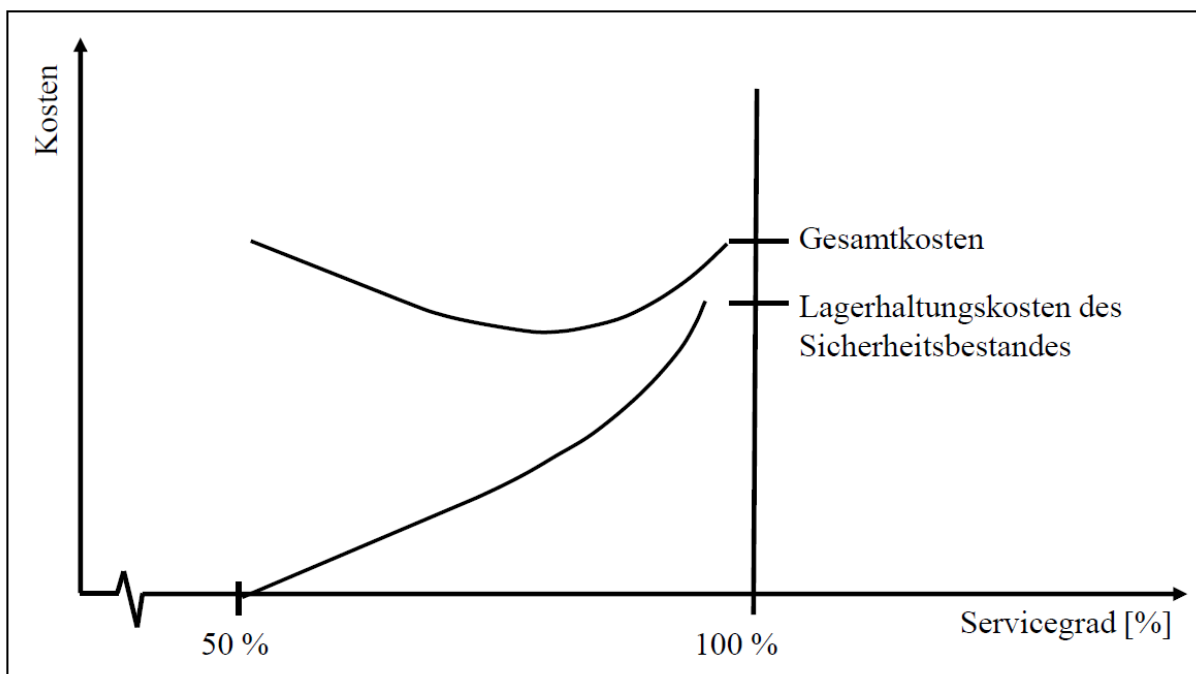


Abbildung 2-2: Konfliktäre Beziehung zwischen dem Servicegrad und den Lagerhaltungskosten [i.A.a. (Corsten und Gössinger 2012), S. 503]

Figure 2-2: Conflicts of service level and inventory costs [following (Corsten und Gössinger 2012)]

Anhand des Beispiels des Servicegrades wird eine konfliktäre Beziehung zwischen dem Ziel eines hohen Lieferservices und dem Ziel niedriger Kosten aufgezeigt. Aus dieser Erkenntnis folgt, dass Unternehmen bestimmte Logistikziele priorisieren. [vgl. (Corsten und Gössinger 2012), S. 502f.; (Schulte 2009), S. 12f.; (Chopra und Meindl 2013), S. 31ff.; vgl. (Werner 2013), S. 33f.]

2.1.2 Gefahrgut-Logistik / Logistics of Dangerous Goods

Im Allgemeinen umfasst der vorweg eingeführte Logistikbegriff jegliche Güter und daher auch Gefahrgüter. Von Gefahrgut bzw. Gefahrstoffen geht eine gewisse Gefährdung für Mensch und Umwelt aus, die sich von tödlich bis explosiv und von fest rieselnd bis gasförmig erstrecken kann. Aufgrund des Gefährdungspotentials werden besondere Anforderungen an die Logistik von Gefahrgütern gestellt, sodass unter dem Begriff Gefahrgut-Logistik auf diese Besonderheiten näher eingegangen werden soll. Zunächst kann zwischen den Teilbereichen Transport und Umschlag sowie Lagerung differenziert werden.

Transport und Umschlag von Gefahrgütern werden durch das Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG) sowie durch Regelwerke für jeden Verkehrsträger einzelnen vorgegeben. (Hompel und Heidenblut 2011) Für den Straßentransport gilt die ADR, für den Schienenweg die RID, für die Binnenwasserstraßen die ADN und für Seetransporte der IMDG-Code. Für den Lufttransport gelten die IATA-Gefahrgutvorschriften, die aufgrund der Zielsetzung der Arbeit nicht näher betrachtet werden. Ziel der Gefahrgut-Logistik ist es, logistische Systeme mit risikominimierenden Aktivitäten zu gestalten, die „nicht allein die Logistikgüter und den Transporteur, sondern auch Dritte vor Schäden bewahren“. (Arnold et al. 2008).

Für die Lagerung kommen andere Regelwerke zum Tragen, maßgeblich die Gefahrstoffverordnung oder bspw. die Gefahrgut- und Brandschutzverordnung Hafen Hamburg. Das liegt vor allem an Begrifflichkeiten. Zu unterscheiden ist der Begriff Gefahrgut von dem Begriff Gefahrstoff. Unter Gefahrgut werden Materialien verstanden, die befördert werden. Dahingegen werden unter Gefahrstoff Materialien verstanden, die verarbeitet oder in einem innerbetrieblichen Kontext gelagert werden. Der Übergang eines Gefahrstoffs in ein Gefahrgut und umgekehrt ist nicht klar abgegrenzt, sodass im Übergangsbereich des Lagerns und Verarbeitens zum Schritt des Beförderns zum Teil beide Regelwerke gelten bzw. ausgelegt werden müssen. Eine Veranschaulichung bietet Abbildung 2-3. (Arnold et al. 2008)

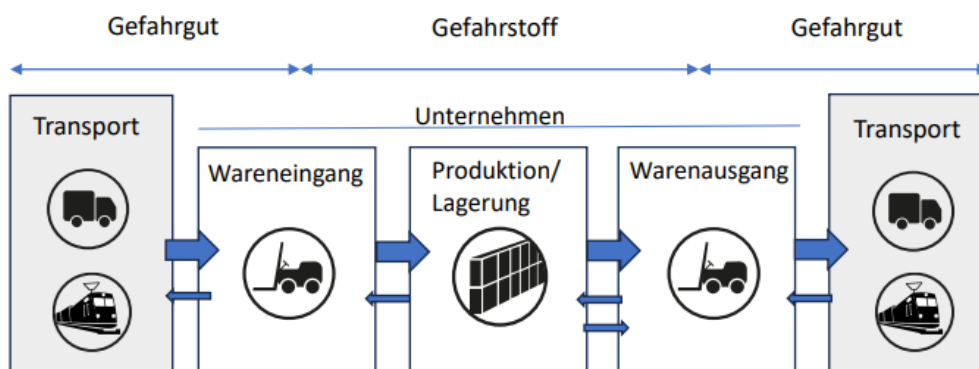


Abbildung 2-3: Gefahrgut und Gefahrstoff entlang des Transports (Arnold et al. 2008),S. 549)

Figure 2-3: Dangerous goods and dangerous substances along transport (Arnold et al. 2008)

Der Begriff des Beförderns wiederum umfasst mehr als nur den reinen Transport. Darunter zu verstehen sind ebenso Vorbereitungshandlungen wie Verpacken, der Transport, Zwischenlagerung aber auch Abschlusshandlungen wie das Auspacken. Abbildung 2-4 zeigt die entsprechenden Aktivitäten auf, die unter den Begriff des Beförderns fallen. Aus diesem Verständnis heraus ergeben sich besondere Anforderungen an die Gefahrgut-Logistik. Diese umfassen (Arnold et al. 2008):

- Verpackungen (Auswahl und Prüfung),
- Transportmittel (Prüfung und Zulassung),
- Kennzeichnung von Verpackungen und Transportmitteln,
- Informationen über Gefahreigenschaften der Güter,
- Ladungssicherung und Zusammenladung

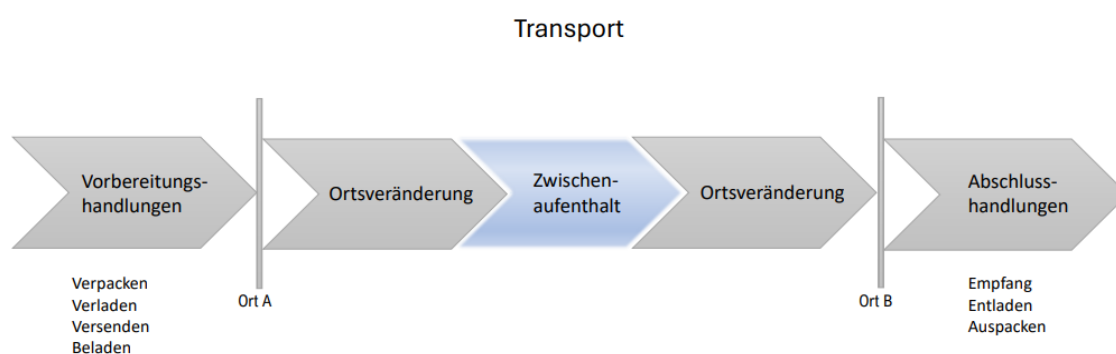


Abbildung 2-4: Geltungsbereich des Beförderns nach GGBefG (Bank 2000)

Figure 2-4: Application of transport following respective laws

(Bank 2000)

2.1.3 Logistikplanung / Logistics Planning

Die Aufgaben der Logistikplanung sind vielfältig und orientieren sich an den Schritten Beschaffung, Produktion, Distribution und Verkauf. Dabei wird unter diesen Säulen nach langfristigen bzw. strategischen, mittelfristigen bzw. operativen und kurzfristigen Aufgaben unterschieden. (Fleischmann 2008) In dieser Arbeit steht die Distribution mit mittelfristiger Perspektive im Vordergrund. Dazu wird das Distributionsnetz festgelegt, die Transportmittel- und Wege bestimmt und die Lagerdisposition und der Fahrzeugeinsatz geplant. Diese Aufgabe kann auch als Transportplanung beschrieben werden, die sich als die Ablauforganisation von Güterverkehren in Transportnetzen versteht. (Metzler 2013) Dazu gehört es, die Restriktionen aus der Transportplanungsaufgabe abzuleiten sowie „infrastrukturelle Maßgaben aller erforderlichen Ressourcen simultan zu planen“ (Grüner 2003, S. 112).

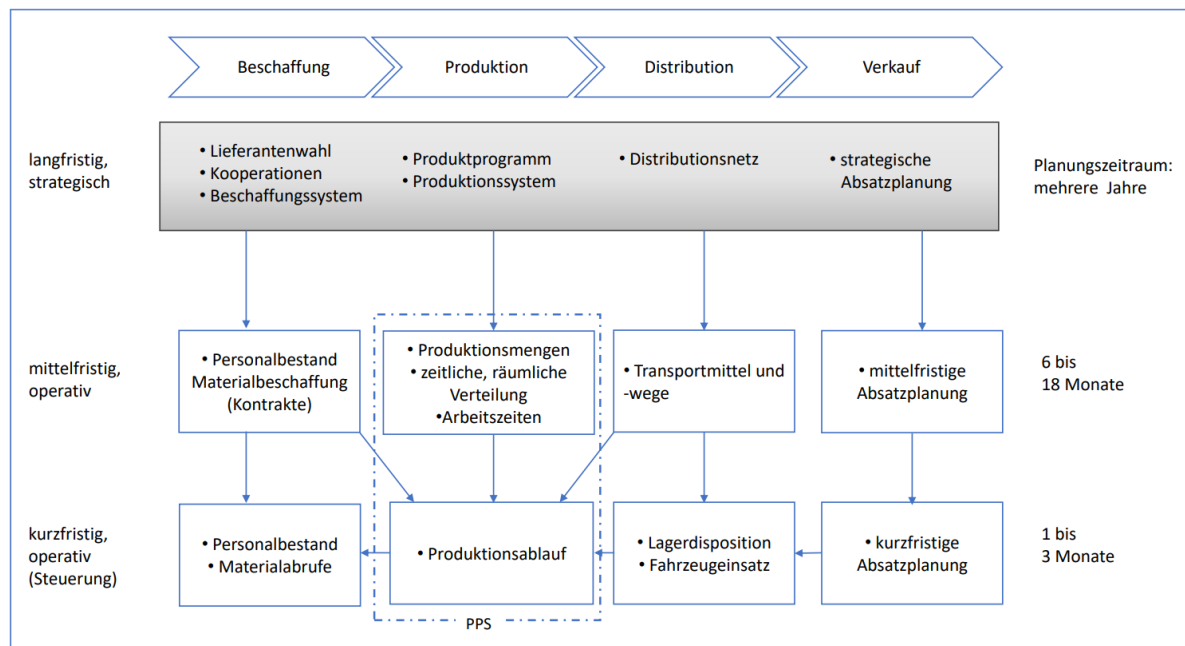


Abbildung 2-5: Planungsmatrix der Logistikplanung (Fleischmann 2008) S. 9)

Figure 2-5: Planning matrix of logistics planning (Fleischmann 2008)

Die Aufgabe der Transportplanung lässt sich in den drei Ebenen strategisch, taktisch und operativ wie folgt näher beschreiben. Unter der strategischen Transportplanung wird der Aufbau eines Netzes verstanden, dessen Ziel es ist, „effiziente Transportverbindungen zwischen den Knoten im Planungsgebiet“ (Metzler 2013, S. 277) zu ermöglichen. In der taktischen Planung werden veränderbare Gebietsstrukturen festgelegt. Die operative Transportplanung setzt sich mit den täglichen Dispositionstätigkeiten auseinander. Dabei steht die „Koordination und Überwachung des Transports mit dem Ziel kostengünstiger Transportabwicklung bei gleichzeitiger Einhaltung des vertraglich definierten Servicegrades sowie gesetzlicher Bestimmungen“ (Metzler 2013, S. 278) wie Gefahrgutvorschriften oder Lenk- und

Ruhezeiten im Fokus. In der operativen Transportlogistik stellen Abrufe oder Bestellungen den Auslöser für Transporte dar. (vgl. Metzler 2013, S. 277ff.)

2.1.4 Simulation von Logistik-Systemen / Simulation of Logistics Systems

Simulation ermöglicht es, dynamisches Logistik-Systeme zu untersuchen. Dynamisch bedeutet in dem Zusammenhang, dass über die Zeit verändernde Sachverhalte mitberücksichtigt werden können. In Optimierungsmodellen ist diese Möglichkeit nicht gegeben. (Kuhn und Wenzel 2008, S. 73) Mittels des Werkzeugs der Simulation lässt sich also das strategische und taktische Ergebnis der Transportplanung modellieren, anschließend das operative Verhalten mittels Dispositionsregeln simulieren und letztlich hinsichtlich der gewählten Ziele anhand von Key-Performance-Indicators (kurz KPI) bewerten.

Das Vorgehen für Simulationsprojekte ist in VDI 3633 beschrieben.

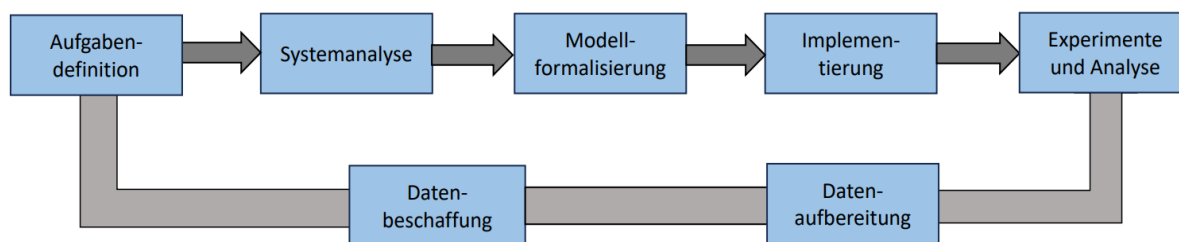


Abbildung 2-6: Vorgehensweise einer Simulationsstudie in Phasen gegliedert (Richtlinie 3633)

Figure 2-6: Approach of a simulation study (Richtlinie 3633)

2.2 Grundlagen Wasserstoff / Hydrogen Basics

Wasserstoff gilt in seiner Urform als kleinstes und einfachstes Atom und steht am häufigsten in Verbindung zu sich selbst als Wasserstoffmolekül. Weltweit als häufigstes Element vertreten muss Wasserstoff aus Verbindungen mit Energieeintrag gelöst werden, um in einer anschließenden, schadstofffreien Verbrennung die gespeicherten Energien frei zu lassen, womit sich Wasserstoff als ein Energieträger für grünen Strom anbietet. Dieser Bereitstellungspfad ist mit Verlusten verbunden, der nach (Töpler und Lehmann 2014) mit einem Wirkungsgrad von 0,4 beziffert werden kann. Tabelle 2-1, entnommen aus (Töpler und Lehmann 2014), führt grundlegende Wasserstoffeigenschaften auf. (Klell et al. 2018; Hirscher 2010)

Tabelle 2-1: Grundlegende Eigenschaften des Wasserstoffs nach
(Töpler und Lehmann 2014)

Table 2-1: Basic properties of hydrogen according to
(Töpler und Lehmann 2014)

Eigenschaft	Wert	Einheit
Dichte gasförmig	0,899	kg/Nm ³
Dichte flüssig	70,79	kg/Nm ³
Siedetemperatur	21,15	K
Heizwert gravimetrisch	33,33	kWh/kg

Aus den bloßen Größenordnungen wird ersichtlich, dass die physikalischen Eigenschaften des Wasserstoffes problematisch für Speicher- und Transportprozesse sind. Einem zwar hohen gravimetrischen Heizwert steht eine äußerst geringe Dichte im gasförmigen Zustand gegenüber. Im flüssigen Zustand erhöht sich diese um ein Vielfaches, jedoch ist der Siedepunkt des Wasserstoffes im Allgemeinen äußerst niedrig. Somit ist vom Ausgangszustand des Wasserstoffes nach dessen Herstellung (gasförmig mit geringem Druck) eine weitreichende Manipulation vorzunehmen, um auf eine ausreichende gravimetrische Speicherdichte für die Logistik zu kommen. Selbst ein sehr hohes Kompressionsniveau erreicht dabei nicht die flüssige Dichte (für 900 bar Druck gilt 46,3 kg/Nm³ nach (Klell et al. 2018)). Aufgrund seiner geringen Molekülgröße besitzt Wasserstoff eine hohe Diffusionsneigung, was zu weiteren Schwierigkeiten insbesondere bei gasförmigen Lagerprozessen führen kann (Klell et al. 2018). Ein derartiges Permeationsverhalten wurde beispielsweise in (Schultheiß 2007) untersucht.

2.3 Grundlagen der Verlustarten beim Wasserstoff-Transport/ Fundamentals of the types of losses in hydrogen transport

Die Verlustarten von Wasserstoff im physikalischen Aggregatzustand (gasförmig oder flüssig) über eine Logistikkette lassen sich in tatsächliche Umwandlungsverluste und Mengenverluste unterteilen. Umwandlungs- oder auch Energieverluste entstehen indirekt durch Zustandsänderungen des Transportgutes Wasserstoff im Prozessschritt. Mengen- oder auch Ladungsverluste beschreiben den direkten Verlust des Transportgutes Wasserstoff. Im Folgenden werden alle hierzu einzuordnenden Verlustmechanismen kategorisiert und erläutert. Abbildung 2-7 fasst alle Verlustarten zusammen.

Transportkettenelement	Schlüsseltechnologie	Verlustart
Bereitstellung	PEM-Elektrolyse	chemische Prozessverluste
Verdichtung	trockenlaufender Kolbenverdichter	mechanische Prozessverluste
Druckspeicherung	Typ VIII/IV-Behälter	permeationsbedingte Ladungsverluste
Pipeline	aus Stahl/Kunststoff/FKV	permeationsbedingte Ladungsverluste und reibungsbedingte Druckverluste
Verflüssigung	Eventuell Brayton-Zyklus	chemische Prozessverluste
Flüssigspeicherung	doppelwandiger Kryogenbehälter	wärmeeintragsbedingte Ladungsverluste
Umfüllverluste	-	leckagebedingte Ladungsverluste und Energieverluste durch Kompressionsarbeit

Abbildung 2-7: Verlustarten der untersuchten Transportkettenelemente
Figure 2-7: Types of losses of the investigated transport chain elements

Zu Beginn jeder betrachteten Logistikkette steht noch vor jeglichen Transporten oder Aufbereitungen die eigentliche Erzeugung des Transportgutes. Zur Bereitstellung von Wasserstoff mit elektrischem Strom findet die Elektrolyse mit der Spaltung von Wasser in seine Grundbestandteile Verwendung. Das für diesen Prozess benötigte Speisewasser sollte in vielfacher Menge dem Produktmassenstrom des Wasserstoffes gegenüber vorhanden sein. Eine Meerwasserentsalzung scheint hierbei für Elektrolysestandorte in Küstennähe allgemein am sinnvollsten. Als eigentlicher Energiewandler im Gesamtsystem ist der größte Strombedarf der Elektrolyse zuzuschreiben. (Altmann et al. 2001) Technische Hintergründe zu den gängigen Elektrolysearten werden in diverser Fachliteratur gegeben (Bensmann et al. 2013; Smolinka 2007; Smolinka et al. 2011). In Zusammenarbeit mit dem Schwesterprojekt „PowerH2“ wurden in einem Workshop die Kernpunkte von PEM- und Alkalischer Elektrolyse bezüglich technologischer Potenziale und Marktgeschehen herausgearbeitet (siehe Tabelle 2-2).

Unter diversen Gesichtspunkten wie der Skalierbarkeit, der Produktionsrate, den Investitionskosten, der Dynamik der Stromproduktion, dem Energieverbrauch oder dem Entwicklungspotenzial stellt sich die PEM-Elektrolyse als Referenztechnologie heraus. Eine Parallelschaltung und Hochskalierung der PEM-Anlagen ist bei gesicherter Versorgung problemlos möglich. Für Onshore-Anwendungen stellt auch der erhöhte Platzbedarf bei vielfacher Modulierung keine größere Problematik dar. Ausführungen zur Entscheidungswahl über den Modellierungsansatz sind in Kapitel 3.1 zu finden.

Aus logistischer Sicht ist nach der Bereitstellung in jedem Fall eine Aufbereitung des Wasserstoffes in Abhängigkeit des angestrebten Aggregatzustandes erforderlich, um die in Kapitel 2.2 beschriebenen Grundprobleme gravimetrischer Speicherdichte zu umgehen.

Tabelle 2-2: Gegenüberstellung von PEM- und Alkalischer Elektrolyse

Table 2-2: Comparison of PEM and alkaline electrolysis

PEM-Elektrolyse	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - viele Hersteller im MW-Bereich (Kostenreduktion in hohen MW-Skalierungen zu erwarten) - günstigeres Preis- / Leistungsverhältnis als alkalische Elektrolyse - kompakte Bauweise - schnelles Regelverhalten (100 %/s) - sehr gutes Teillastverhalten (Wirkungsgradsteigerung) 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie noch neu am Markt (Erfahrungswerte & Lebenserwartungen noch z.T. Annahmewerte) - teure Materialien und Fertigung in Handarbeit steigern die Systemkosten
Alkalische Elektrolyse	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - bewährte und robuste Technologie - hohe Lebensdauer - guter Systemwirkungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> - Kosten höher als PEM-Elektrolyse - Weniger Hersteller im MW-Bereich - Einsatz von Laugen (Umweltverträglichkeit & Wartung)

Im Fall einer Verflüssigung ist der Wasserstoff auf Tieftemperatur von ca. -253 °C abzukühlen. Der Verflüssigungsprozess erfolgt in mehreren Stufen und erfordert aufgrund nicht idealer isothermer und adiabater Prozesse sowie des Carnot-Wirkungsgrades einen theoretischen Mindestenergiebedarf von 3,36 bis 4,42 kWh/kg (Angloher und Dreier 2000). Allgemein variiert dieser Wert deutlich in Abhängigkeit von Prozessart und -annahmen, so liegt in (Krasae-in et al. 2010) dieser z.B. bei 2,89 kWh/kg. Hintergründe zur Thermodynamik und Anlagentechnik sind in einschlägiger Literatur zu finden, wie (Quack 2001; Yin und Ju 2020; Cardella et al. 2017a). Im Rahmen dieses Projektes werden in Kapitel 3.1 Haupteinflussparameter des Energieverbrauchs für die Verflüssigung aufgezeigt. Thermodynamische Hintergründe werden hierfür nicht gegeben.

Für gasförmiges Transportgut ist allgemein eine Komprimierung vor Transportbeginn vorzunehmen. Vor der Verflüssigung kann die Verdichtung von Wasserstoff energetisch ebenfalls sinnvoll sein, um den hohen Anteil an aufzuwendender Verflüssigungsenergie zu senken. Kompressionen sind zudem im Transportgeschehen zu finden, um beispielsweise durch das Transportkettenelement bedingte Druckverluste auszugleichen. Generell verfolgt die Kompressionsarbeit keinen linearen, sondern einen logarithmischen Zusammenhang bei steigendem Finaldruck gegenüber aufzuwendender Kompressionsarbeit. Zwischen den beiden Idealprozessen isothermer und adiabater Verdichtung lässt sich eine dem Stand der Technik übliche Multistufen-Kompression einordnen, wie in Abbildung 2-8 zu sehen. (Haeseldonckx 2009)

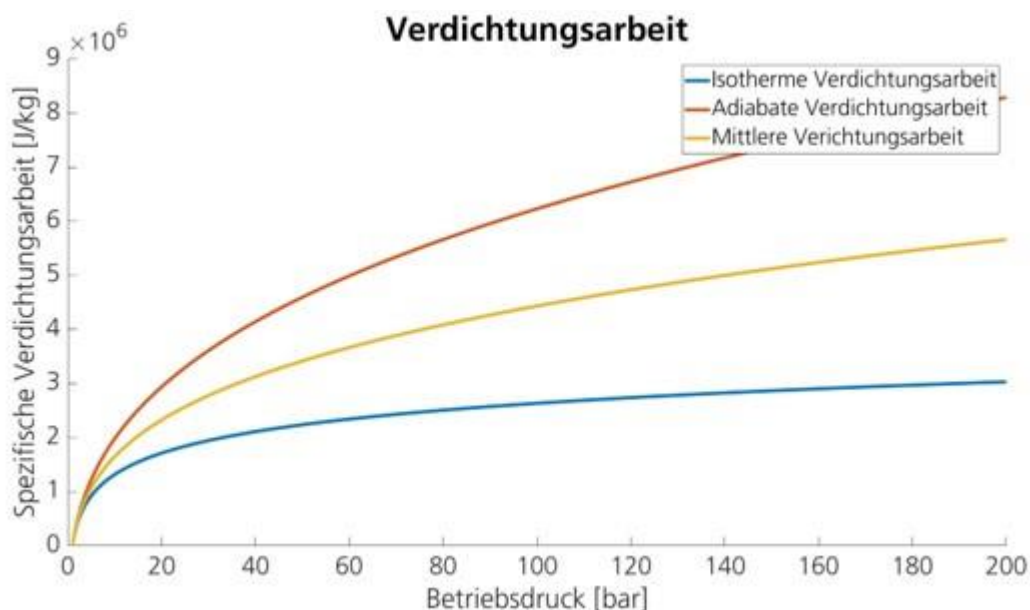


Abbildung 2-8: Energiebedarf für Wasserstoffkomprimierung nach (Haeseldonckx 2009; Altmann et al. 2001)

Figure 2-8: Energy requirement for hydrogen compression according to (Altmann et al. 2001; Haeseldonckx 2009)

Es ist ersichtlich, dass initiale Verdichtungen wesentlich größere Kompressionsarbeiten erfordern als Verdichtungen auf erhöhtem Druckniveau. Nachfolgende Prozessschritte stellen in der Regel einen höheren Anteil in der Gesamtenergiebilanz dar, weswegen allgemein auf einen möglichst hohen Druck verdichtet werden sollte. Bauartbedingt kann Wasserstoff mit Axial-, Radial- und Kolbenkompressoren verdichtet werden. Nach (Amos 1999) sind für sehr große Massenströme Axialkompressoren geeignet. (Haeseldonckx 2009) beschreibt hierfür Radialkompressoren als Schlüsseltechnologie. (Parks et al. 2014) stellt Kolbenkompressoren als relevant dar. Eine für den Anwendungsfall adäquate Kompressorart bleibt somit undefiniert.

Nach der Konditionierung des Wasserstoffes auf eine erhöhte Energiedichte für weitere Lagerungs- oder Transportschritte kommt es in Abhängigkeit des Aggregatzustandes zu einer Aufbewahrung flüssigen oder gasförmigen Wasserstoffes. Beide Verfahren unterscheiden sich grundsätzlich im zur Aufbewahrung notwendigen Behälteraufbau und Verlustmechanismus.

Für Flüssigbehälter bestimmt in erster Linie das Boil-Off-Verhalten den Mengenverlust. Kryogene Behältnisse werden aus einer doppelwandigen Konstruktion aufgebaut, bei welcher zwischen Innen- und Außentank der Konstruktion eine Superisolation (in der Regel über ein vorliegendes Vakuum) aufgebaut wird. Trotz hoher Isolationsmaßnahmen kommt es aufgrund der Imperfektion des Vakuums und Verbindungsteilen zwischen Innen- und Außentank zu Wärmeeinträgen der Umgebung ins Tankinnere, wo eine Wasserstofftemperatur von -253 °C besteht. Langfristige Wärmeeinträge führen zu einer Erwärmung und einer Verdampfung des

Wasserstoffes, die zunächst eine Druckerhöhung im Innentank bewirkt. Solange die maximalen Betriebsdruckgrenzen des Wasserstofftanks nicht berührt werden, kann der zusätzliche gasförmige Wasserstoff im Tank gehalten, bzw. in der Theorie auch rückgeführt werden. Zur Einhaltung der Beanspruchbarkeit wird bei weiter steigenden Drücken überschüssiger Wasserstoff abgelassen – es kommt zu einem Boil-Off Verlust (Altmann et al. 2001; Petitpas 2018a).

Der eigentliche Verlust setzt sich somit aus drei Einflussfaktoren zusammen, der Wärmeübertragung, einer tankspezifischen Druckgrenze und der zugrundeliegenden Tankkonstruktion. Im Schwesterprojekt „LH2-Tanks“ wurden theoretische Hintergründe zum Wärmeeintrag näher skizziert, siehe Abbildung 2-9.

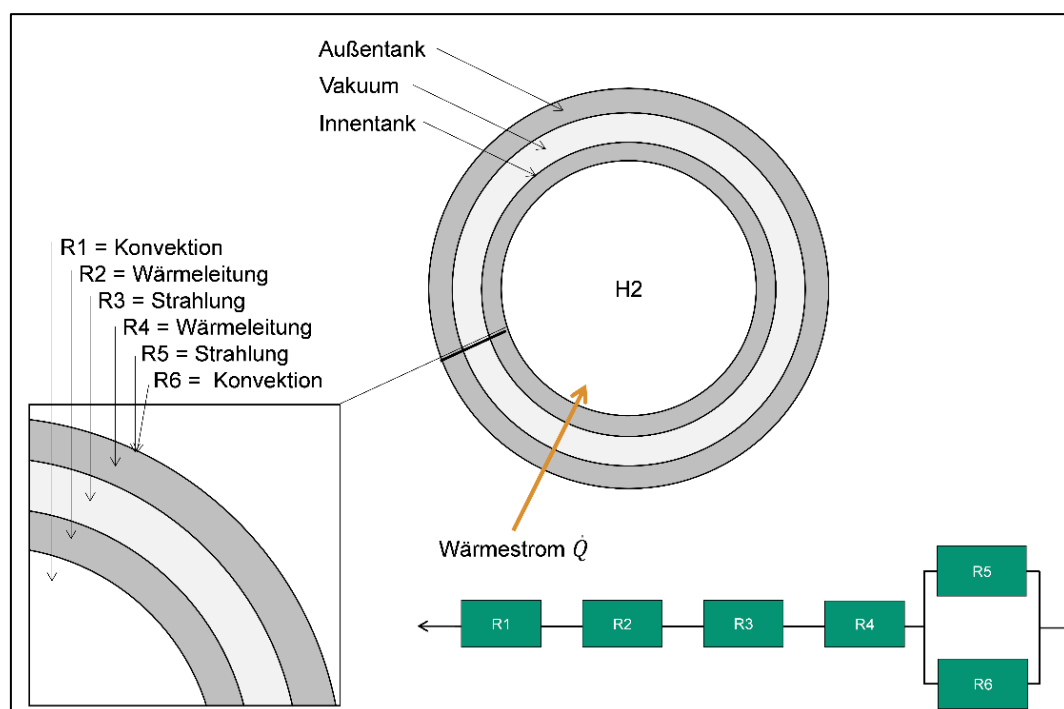


Abbildung 2-9: Auszug der analytischen Betrachtung der Wärmübertragung im Projekt „LH2-Tanks“

Figure 2-9: Excerpt of the analytical consideration of the heat transfer in the project “LH2-Tanks”

Durch das vorliegende Temperaturgefälle von bis zu 300 °C kommt es zu einem ins Tankinnere gerichteten Wärmestrom. Dem gegenübergestellt ist ein thermischer Widerstand für jeden Wärmeübertragungsmechanismus, beginnend mit einer Parallelschaltung von Strahlung und Konvektion, gefolgt von einer Wärmeleitung im äußeren Stahltank. Anschließend entsteht durch das in der Modellannahme perfekte Vakuum ein Widerstand infolge reiner Strahlung. In Analogie zum Außentank besteht im Innentank ebenfalls ein Widerstand durch Wärmeleitung, während zwischen Flüssigkeit und Innentank die Konvektion bestimmt. Derartige Betrachtungen auf eindimensionaler Ebene bilden nur einen Teil der gesamten Wechselwirkungen im zylindrischen Tankbereich ab. Auswirkungen von Temperaturleckagen oder zusätzlichen Wärmeeinträgen durch Verbindungsteile können theoretisch schwer beschrieben werden. Der Einfluss des absoluten Wärmeeintrages im Verhältnis zur transportierten Gesamtmasse bestätigt dabei den grundsätzlichen physikalischen

Zusammenhang günstiger Volumen-Oberflächen-Verhältnisse. Je größer der Tankinhalt, desto kleiner der prozentuale Boil-Off-Anteil pro Tag. (Majumdar et al. 2013)

Zur Druckspeicherung gasförmigen Wasserstoffes werden einwandige Tanks genutzt. Grundsätzlich handelt es sich um kugel- oder zylinderförmige Tankgeometrien. Diese erweisen sich bei äußerst hohen Innendrücken mit einer annähernd homogenen Spannungsverteilung als ideal. Für die Wasserstoffspeicherung existieren vier Druckbehältertypen (siehe Abbildung 2-10). Der Druckbehälter Typ I ist durch einen metallischen Zylinder gekennzeichnet und findet Anwendung bis 300 bar Innendruck. Der Typ II besitzt zusätzlich eine Verstärkung durch einen Faserkunststoffverbund (FKV) im zylindrischen Bereich. Durch die Ausrichtung des FKV in Umfangsrichtung werden die für das Versagen verantwortlichen Beanspruchungen im Metallbehälter reduziert. Geringe Wandstärken und hohe ertragbare Innendrücke bis 1000 bar sind das Resultat. Zur mobilen Speicherung sind diese Varianten ungeeignet, da die Anforderungen gravimetrischer Speicherdichte der Systeme nicht erfüllt werden können. Hierzu wird der FKV über den zylindrischen Bereich hinaus bis zum Zylinderhals gewickelt. Durch die zusätzliche Stützwirkung kann die Wandstärke weiter verringert werden. Der Druckbehälter Typ III entspricht diesem Aufbau. Aufgrund der funktionalen Verschiebung von der Stützwirkung zur Permeationssperre für das zu speichernde Gas wird der Innenbehälter als Liner bezeichnet. Dieser kann wie bei Typ III aus Metall oder entsprechend der Definition des Typ IV aus Kunststoff bestehen. Das metallische Anschlussstück wird hier Boss genannt. (Rosen 2018)

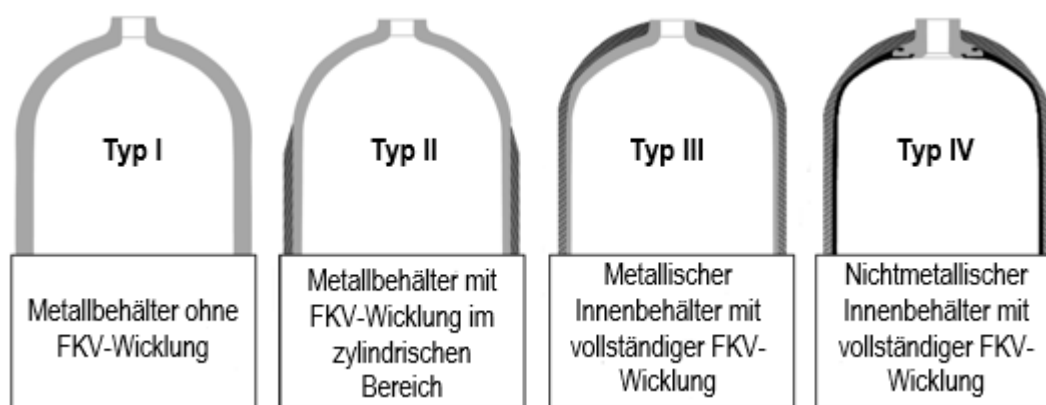


Abbildung 2-10: Klassifizierung der Druckbehältertypen in Anlehnung an (Rosen 2018)

Figure 2-10: Classification of pressure vessel types based on (Rosen 2018)

Im Falle gasförmiger Wasserstofflagerung überlagern sich zwei Verlustmechanismen. Aufgrund des Konzentrationsgefälles von Wasserstoff zwischen Innen- und Außenwand kommt es zur Permeation des flüchtigen Elementes. Gleichzeitig kann es trotz Abdichtung zu Leckageverlusten kommen, die nicht nur energetische Verluste, sondern auch Sicherheitsrisiken mit sich bringen. (Schindler und Schmidt 2004) Zur Bestimmung des Konzentrationsverhaltens im Labormaßstab liegen hierbei zahlreiche Instrumente vor. Grundsätzlich lässt sich der Prozess dreistufig beschreiben. Im ersten

Schritt findet eine Gasabsorption seitens des Hochdruckbereiches in den Behälter statt. Anschließend erfolgt die Festkörperdiffusion innerhalb des Werkstoffes. Auf der außenliegenden Behälterseite mit tieferem Druckniveau wird abschließend das Diffusionsmedium desorbiert. Die Diffusion durch die Behälterwand bzw. den mehrschichtigen Aufbau stellt hierbei den langsamsten Prozess dar und ist demnach maßgebend. Abbildung 2-11 illustriert den Konzentrationsverlauf am Beispiel eines ‚Typ IV‘- Behälters. (Flaconeche et al. 2001)

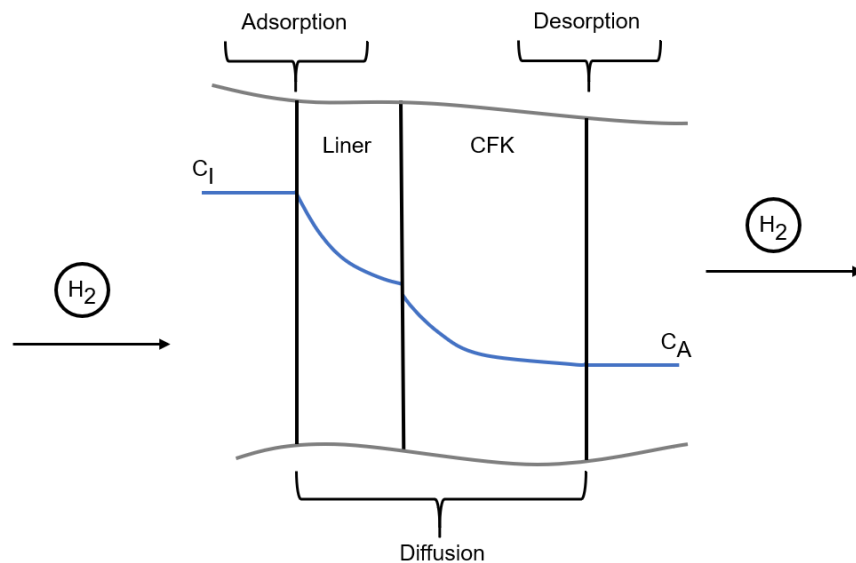


Abbildung 2-11: Diffusionsprozess in einer gesättigten Behälterwand in Anlehnung an (Flaconeche et al. 2001)

Figure 2-11: Diffusion process in a saturated vessel wall based on (Flaconeche et al. 2001)

Rechnerisch bestimmt das Konzentrationsgefälle den Diffusionsfluss. Aufintegriert über die Transportzeit ergibt sich eine Diffusionsmenge, die als Ladungsverlust des Transportgutes verstanden werden kann.

Das für Großmengen relevanteste Szenario des Pipelinetransportes von Wasserstoff repräsentiert zugleich den komplexesten Verlustmechanismus. Universelle Aussagen sind aufgrund einer Vielzahl an Eingangsparametern mit unterschiedlichsten Sensitivitäten schwer zu treffen. Allgemein werden Wasserstoffpipelines gasbetrieben, was permeationsbedingte Ladungsverluste und reibungsbedingte Druckverluste zur Folge hat. Der Permeationsmechanismus wurde bereits ausführlich für den Druckbehältertransport diskutiert und gilt in gleicher Weise für strömende Medien. Der Druckabfall entlang einer Pipeline infolge Reibung des Fluids an der Behälterwand bringt durch iterative Kompressionen einen neuen Energieeintrag und damit Verluste durch den Verdichtungsprozess selbst mit. Die theoretischen Hintergründe der Verdichtung wurden ebenfalls in diesem Kapitel erarbeitet. Es ergibt sich die Frage nach der Häufigkeit der Verdichtungsiterationen und deren jeweiliger Intensität (Verdichtungs niveau von Start- zu Enddruck), um ausreichende Druckniveaus und Massenströme zu erhalten. Im einfachsten Fall könnten, wie in (Angloher und Dreier 2000), in der eine Pipelinestrecke von 2500 km zwölf Verdichterstationen besitzt, Abstände von durchschnittlich etwa 210 km Entfernung angenommen werden.

Realistischer gestaltet sich hingegen die Nachbildung des Druckverlustes, um folglich in Abhängigkeit des Druckniveaus über Verdichtungsprozesse zu entscheiden. Dieser lässt sich mit analytischen Grundlagenzusammenhängen aus z.B. (Haeseldonckx 2009) formulieren. Relevante Eingangsgrößen sind in Abbildung 2-12 dargestellt.

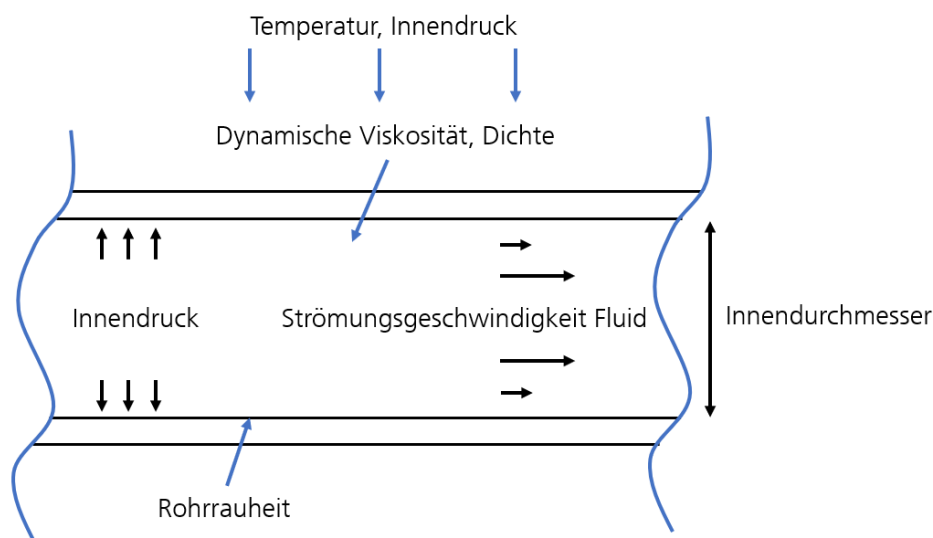


Abbildung 2-12: Einflussgrößen des Pipelinedruckverlustes
Figure 2-12: Influencing variables of the pipeline pressure loss

Entgegen einiger Vereinfachungen, wie beispielsweise in (Altmann et al. 2001), zeigt der Druckverlauf keinen linearen Abfall über die betrachtete Strecke. Mit steigender Pipelinestrecke sinkt ebenfalls der Anstieg der Druckfunktion. Abbildung 2-13 illustriert einen Druckverlust ohne Kompressorschaltung. Unter Hinzuziehen recherchierter, charakteristischer Eingangsgrößen ergibt sich ein kompletter Druckabfall bei 133 km.

Die zwischen den Transportkettenelementen einzubindenden Umfüllverluste, verursacht durch einen örtlichen Transportgutwechsel, sind in der Theorie äußerst schwer erschließbar. Nach intensiver Recherche behandeln lediglich (Petitpas 2018b; Daigle et al. 2011) für den Fall von Flüssigwasserstoffbetankungen Übertragungsverluste. Diese werden in (Petitpas 2018b) nur für ‚No-Vent Fill‘-Konzepte unter diversen Tankfüllkonzepten untersucht. Im Vergleich der Berechnungsergebnisse anderer Studien zu eigens durchgeführten Füllversuchen in (Petitpas 2018a) zeigt sich für einen konkreten ‚Top-Fill‘-Mechanismus eine deutliche Überschätzung des rechnerischen Boil-Offs gegenüber dem realen Verlustwert.

Für allgemeine Betankungsverluste, ob im flüssigen oder gasförmigen Zustand, lässt sich die Volumenänderungsarbeit bei der Komprimierung von Gasen neben den Leckagen als Haupteinflussfaktor benennen. (Petitpas 2018a)

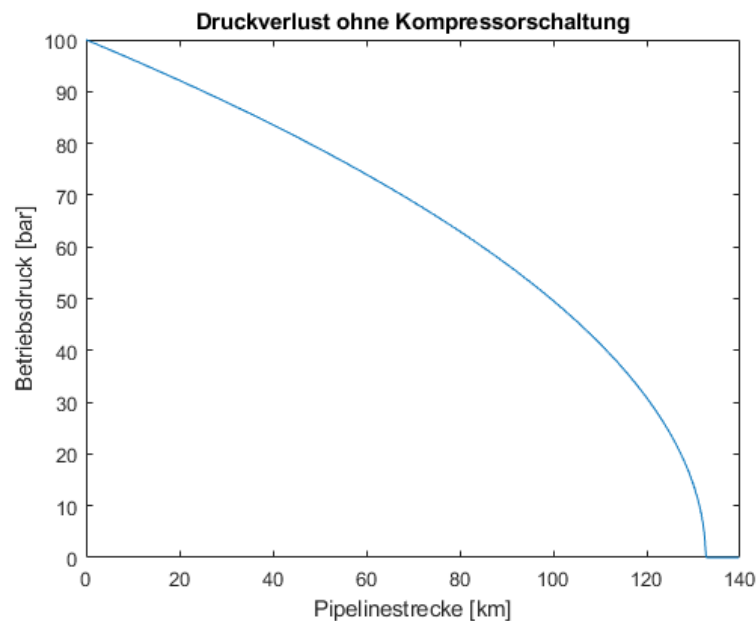


Abbildung 2-13: In Matlab berechneter Druckverlauf für eine Beispielpipeline
Figure 2-13: Pressure profile of an example pipeline, calculated using Matlab

3 Wasserstoff-Logistik / Hydrogen Supply Chains

3.1 Energie- und Ladungsverluste beim Wasserstoff-Transport/ Energy and transfer losses during hydrogen transport

Die als Einflussparameter zu bestimmenden Energie- und Ladungsverluste einer Wasserstofflogistiksimulation bedeuten in vielfacher Hinsicht eine Herausforderung. Konkrete Verlustdaten sind unzureichend, Randbedingungen für Analyseansätze unterliegen Annahmen, Parameterabhängigkeiten können teils lediglich mit Unsicherheiten abgeschätzt werden. Um den Projektanspruch gerecht zu werden ist für alle verlustrelevanten Ereignisse folgender Lösungsansatz in Anlehnung an die Arbeitspakete AP 1.2, AP 2.2, AP 3.2 und AP 7 gewählt worden. Im ersten Schritt wird für den jeweiligen Verlustmechanismus Grundlagenliteratur in Hinblick auf Modellierungsmöglichkeiten und Verlustgrößen gesichtet. Eine anschließende Recherche am Markt zeigt die tatsächlichen Verlustgrößen. Auf Basis dieser Informationen wird entschieden, ob eine tiefergehende Modellbildung zweckmäßig ist. Falls möglich, wird eine Validierung des Modells verfolgt. Generell werden für die Verlustermittlung folgende Leitlinien festgelegt:

- Realdatensätze werden Grundlagendatensätzen vorgezogen, da produktspezifische Herstellerwerte die Realverluste präziser darstellen
- Verlustmodelle jeglicher Art stellen eine Idealisierung dar und sind erst im Falle unzureichender Real- und Grundlagendatensätze aufzubauen
- Modellierungstiefen (Analytik oder Numerik) orientieren sich an den zur Verfügung stehenden Randbedingungen und Nutzen
- Eine Simulationsvalidierung wird allgemein angestrebt

Diese Leitlinien werden für alle Verlustmechanismen, die in Kapitel 2.3 eingeführt wurden, angewandt.

Für die Transportgutbereitstellung durch Elektrolyse unterscheidet die Literatur in Zusammenhang mit der Wasserstoffherstellung hauptsächlich zwischen Alkalischer und PEM-Elektrolyse. Anhang A-1 zeigt eine erste Datenerfassung, hauptsächlich aus diversen Berichten. Der Energiebedarf einer Wasser-Elektrolyse lässt sich nach (Angloher und Dreier 2000; Taibi et al. 2008) auf ca. 55 kWh für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff mit einem Wirkungsgrad von 60 % abschätzen. Nach weiterführenden Herstelleranfragen und einem Workshop mit dem Schwesterprojekt „PowerH2“ hat sich mit den bereits in Anhang A / Appendix A dargestellten Merkmalen die PEM-Elektrolyse als Schlüsseltechnologie für die Problemstellung äußerst hoher Volumenströme bei fluktuierender Stromeinspeisung herausgestellt. Der von „PowerH2“ bereitgestellte Anhang A-2 gibt einen Überblick über Elektrolysemodule im Großmaßstab. Der spezifische Energiebedarf wird hierbei mit einem Wert von 55,7 kWh/kg bestätigt, der mit Bezugnahme auf den unteren Heizwert einem Wirkungsgrad von 60,0 %, auf den oberen Heizwert von 71,3 % entspricht. Für eine adäquate Energieverlustbestimmung kann somit an dieser Stelle ein Verlustwert nach Formel 1 bestimmt werden. Die nach der Elektrolyse vorliegende Wasserstoffmasse M_{H_2} wird durch die um den Wirkungsgrad der Elektrolyse geminderten Offshore-Windenergiebetrag $E_{el,off}$ mit dem Heizwertdurchschnitt des Wasserstoffes berechnet.

$$M_{H_2} = E_{el,off} \cdot \left(1 - \frac{0,6 + 0,713}{2}\right) \cdot \text{Heizwertdurchschnitt} \quad \text{Formel 1}$$

Anhand der soliden Datengrundlage ist dieses Vorgehen als berechtigt hinzustellen. Für passende Modellbildungen sind detaillierte Anlagenkenntnisse notwendig, exemplarisch nachvollziehbar in (Thomas 2019). Derartige Nachmodellierungen würden den Verlustwert unnötig spezifizieren, die Allgemeingültigkeit würde verloren gehen. Der zusätzliche Aufwand würde den Projektrahmen übersteigen und ein solider Modellaufbau ohnehin fraglich, da ohne konkreten Projektpartner Randbedingungen fehlen.

Dem Verlust bei der Verflüssigung wird in der Grundlagenliteraturrecherche eine große Bedeutung zugeschrieben. Im Allgemeinen existiert eine Vielzahl von direkten oder bereichsweisen Angaben.

Anhang A-3 fasst die gesichteten Daten zusammen. Als globale Einflussparameter lassen sich primär die Anlagengröße, erfasst in Verflüssigungsmenge pro Tag, und sekundär der Lieferdruck des Wasserstoffes vor der Verflüssigung festlegen. Bezüglich des Einflusses auf den spezifischen Energieaufwand der Verflüssigung eines Kilogramms an Wasserstoff ist bei genauerer Betrachtung die Datenlage unvollständig und inkohärent. Ein Verständnis dafür bietet eine Visualisierung der Daten in Abbildung 3-1. Realwerte sind ebenfalls mit aufgeführt.

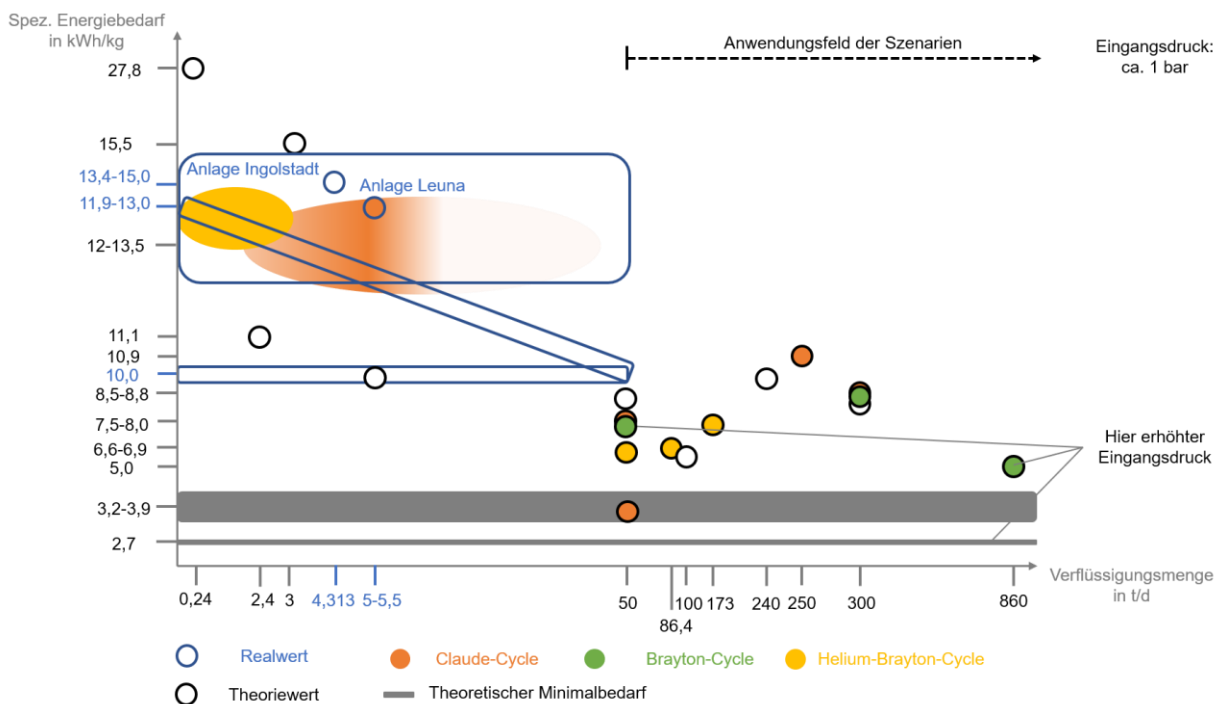


Abbildung 3-1: Spezifischer Energiebedarf in Abhängigkeit von Verflüssigungskapazitäten (Amos 1999; Angloher und Dreier 2000; Herbert und Scholz 2016; Cardella 2018; Decker 2019; ResearchAndMarkets.com 2021; Andersson und Grönkvist 2019; Ball und Wietschel 2009; Cardella et al. 2017a; Gardiner und Satyapal 2009; Quack 2001; Reuß et al. 2017; Yin und Ju 2020)

Figure 3-1: Specific energy demand depending on liquefaction capacities (Amos 1999; Angloher und Dreier 2000; Herbert und Scholz 2016; Cardella 2018; Decker 2019; ResearchAndMarkets.com 2021; Andersson und Grönkvist 2019; Ball und Wietschel 2009; Cardella et al. 2017a; Gardiner und Satyapal 2009; Quack 2001; Reuß et al. 2017; Yin und Ju 2020)

Die Ordinate des Diagrammes in Abbildung 3-1 beschreibt den spezifischen Energiebedarf, die Abszisse die Anlagengröße. Schwarz umrahmte Datenpunkte stellen Werte aus der Grundlagenliteratur dar, blau umrahmte Datenpunkte oder Wertebereiche Realwerte. Der farbliche Inhalt von Datenpunkten gibt Aufschluss über den genutzten technischen Verflüssigungszyklus. Eine grundsätzliche Reduzierung wird bei steigendem Massenstrom deutlich, die Verlustwerte für spezifische Verflüssigungsniveaus weichen jedoch deutlich voneinander ab. Beispielsweise variiert der Verflüssigungsbedarf von sechs unabhängigen Quellen bei 50 t/d Verflüssigungskapazität im Bereich zwischen 3,3 und 8,8 kWh/kg. Ebenfalls ist für keines der Verfahren eine Einordnung der Verluste nach den grundlegenden thermodynamischen Zyklen möglich. Auch zeigt sich, dass die eingeführten Leitlinien hier nicht direkt umsetzbar sind. Reale Verlustwerte sind zwar vorhanden, aber in der Größenordnung unter den notwendigen Verflüssigungsmengen zu klein, um selbst in Hochlaufszenerarien im Frühstadium eine Wasserstoffversorgung von Stahlwerken zu bedienen. Die größte Anlage begrenzt mit 54 t/d den Stand der Technik (Altmann et al. 2001). Eine angestrebte Realdatenverwertung ist somit mit Energiebedarfsannahmen aus Studien zu ergänzen, um den sich weiterentwickelnden Einfluss von hohen Verflüssigungsmassenströmen berücksichtigen zu können. Es ist also zu betonen, dass das Ausweichen in einen konzeptionellen Bereich unter Annahmen jenseits des Stands der Technik notwendig ist, um Aussagen über Verflüssigungsverluste für die

Versorgung von Stahlherstellern treffen zu können. Für die wirkliche Anwendung verflüssigten Wasserstoffes im vorliegenden Szenario ist somit noch tiefgreifende Entwicklungsarbeit in der Bereitstellung notwendig.

Abbildung 3-1 zeigt den Beurteilungsversuch des zweiten globalen Einflussparameters des Eingangsdruckes vor der Wasserstoffverflüssigung aus Grundlagenliteraturrecherche. Aus wenigen Quellen konnte der oft allgemein geschilderte Zusammenhang sinkender, spezifischer Energieverbräuche bei steigendem Eingangsdruck mit konkreten Zahlenwerten bestätigt werden.

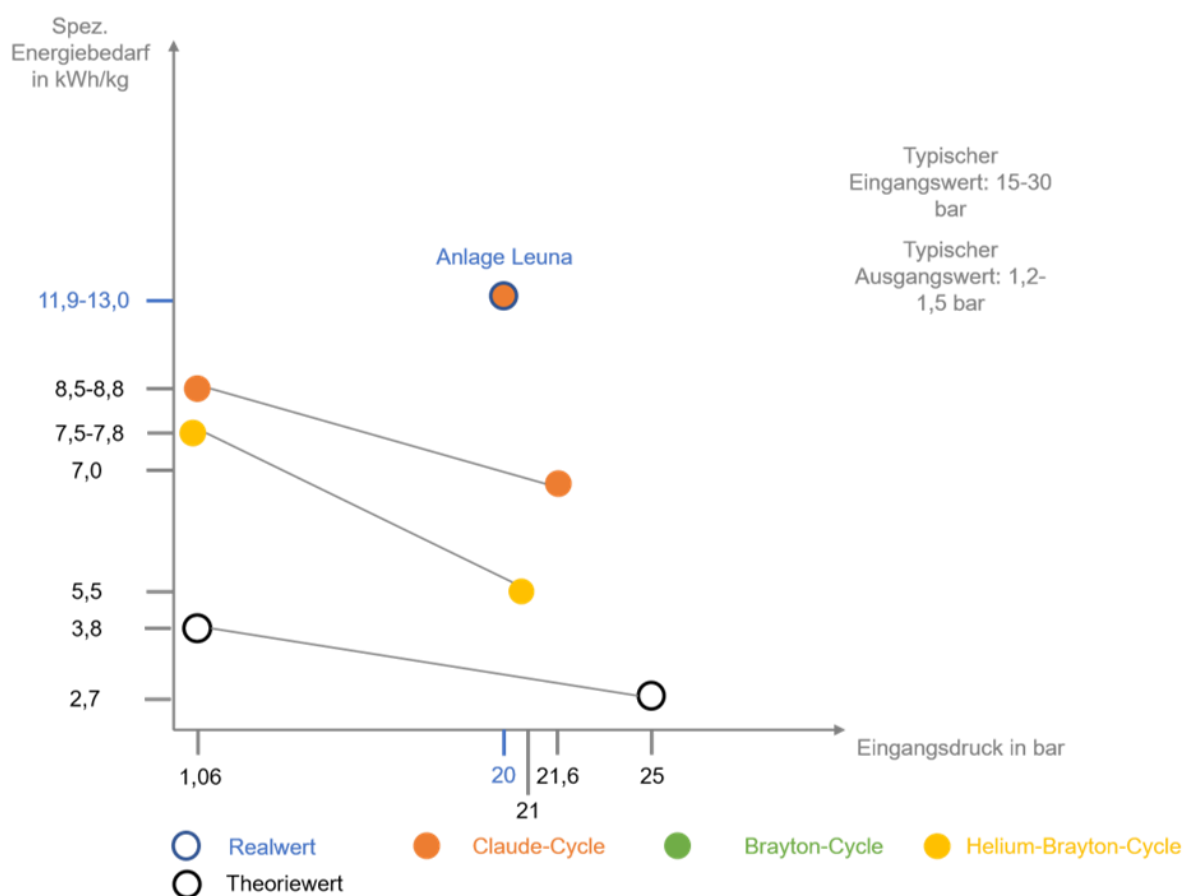


Abbildung 3-2: Spezifischer Energiebedarf in Abhängigkeit von Eingangsdrücken (Herbert und Scholz 2016; Cardella 2018)

Figure 3-2: Specific energy demand depending on input pressure (Herbert und Scholz 2016; Cardella 2018)

Eine weitere Verwendung im Simulationsmodell scheint hier nicht umsetzbar. Die Anzahl der Daten ist zu gering. Unterscheidungen nach Realwerten oder Zyklen können dementsprechend nicht vorgenommen werden. Die sich ergebende Frage nach stellvertretenden Simulationsmodellen erübrigt sich mit einer gleichen Begründung wie für die Elektrolyse. Zu umfangreiche und detaillierte Modellbildungen unter Nutzung von beispielsweise (Yin und Ju 2020; Cardella et al. 2017b; Ohlig und Decker 2013) bilden neue Unsicherheiten in der Annahme von Anlagenaufbauten und

zugehörigen Randbedingungen. Abschätzungen durch derartige Prozesssimulationen bieten keinen Mehrwert für die Verlustbestimmung, wie auch schon in (Angloher und Dreier 2000) bestimmt. Das finale Vorgehen gestaltet sich daher wie folgt: Über Interpolation der in Abbildung 3-1 diskreten Daten in einer Ausgleichsfunktion werden Diskrepanzen nivelliert. Formel 2 stellt die entsprechende Berechnung dar.

$$E_{\text{Verflüssigung}} = 18,26 \cdot \dot{M}_{\text{Verflüssigung}}^{-0,1933} \quad \text{Formel 2}$$

Anschließend wird der endgültige Bedarf durch einen in Formel 3 beschriebenen Korrekturfaktor für die Druckempfindlichkeit der Verflüssigung im Falle von Eingangsdrücken größer als 1 bar abgemindert. Aufgrund der geringen Realdatenlage (siehe Abbildung 3-1) wird sich auf (Ball et al. 2009) berufen, wo für die theoretische, minimale Verflüssigungsarbeit eine Druckabhängigkeit formuliert wird.

$$K_{\text{Korrektur}} = \left(-12,73 \cdot P_{\text{Eingangsdruck}} \right)^{\frac{0,02732+15,92}{3,9661}} \quad \text{Formel 3}$$

Als zweite Aufbereitungsmöglichkeit für Transportprozesse ist die Verdichtungsarbeit zu bestimmen. Im Rahmen der Realdatenerfassung wurden 14 Kompressorhersteller kontaktiert. Vier Hersteller (Burckhardt Compression AG, J.P. Sauer & Sohn Maschinenbau GmbH, NEUMANN & ESSER Verwaltungs- und Beteiligungsgesellschaft mbH, RESATO INTERNATIONAL B.V.) gaben Rückmeldung, wobei lediglich die ölfreien Kolbenkompressoren von Neumann & Esser Größenordnungen besitzen, die im Falle einer Wasserstoffbelieferung von Stahlwerken ausreichend wären (bis zu 100.000 Nm³/h) (Neumann & Esser Group 2021). Konkrete Energiebedarfe sowie Informationen über Leckageverluste im Verdichtungsprozess konnten jedoch nicht ermittelt werden. Die alternative Grundlagenliteraturrecherche (siehe Anhang A-4) zeigt ebenfalls nur unzureichende Datenpunkte. Zur groben Einordnung kann von 1-15 % des Wasserstoffheizwertes ausgegangen werden. Frühere Ermittlungsversuche wie in (Parks et al. 2014), bestätigen wenig Datenverfügbarkeit sowie eine Abweichung der Energieverbräuche um mindestens den Faktor 10. Eine analytische Abschätzung nach den Ausführungen in Kapitel 2.3 scheint somit als befriedigende Option für die Verlustberechnung. Hierzu wird ein Durchschnittswert aus der Formel 4 für ideal isotherme und Formel 5 für ideale adiabate Prozesse gebildet.

$$W = P_0 V_0 \ln \left(\frac{P_1}{P_0} \right) \quad \text{Formel 4}$$

$$W = \left(\frac{\kappa}{\kappa - 1} \right) P_0 V_0 \left(\left(\frac{P_1}{P_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \quad \text{Formel 5}$$

Neben dem Ein- und Ausgangsdruck (P_1, P_0) wird das spezifische Volumen auf Eingangsdruckniveau (V_0) sowie das Verhältnis der spezifischen Wärmekapazitäten (κ) gebildet.

Nach der Konditionierung wird bei verflüssigtem Wasserstoff ein doppelwandiger Kryogenbehälter entsprechend den Ausführungen des Kapitels 2.3 verwendet. Die Verfügbarkeit an Realdaten für den zugehörigen Boil-Off-Verlust ist überschaubar, aber ausreichend, um komplexe Idealisierungen durch Simulationen von Flüssigspeicherungen angemessen durch Extrapolation von Realwerten im Parameterraum zu ersetzen. Stellvertretend für das Marktgeschehen wurden diverse Behältertypen entsprechend Anhang A-5 gesichtet und drei Behältergrößen gewählt. Zur Verlustberechnung gelten diese als wichtigste Eingangsgröße, wie in Kapitel 2.3 erläutert.

Zunächst wird die Gesamtmenge in Abhängigkeit des angegebenen Behältertyps auf eine Behälteranzahl aufgeteilt. In Verknüpfung mit der Behältergröße wird eine Normalverteilung zwischen 0,2 und 1 % der Inhaltsmasse als Mittelwert mit einer Varianz von 0,05 gewählt. Das stochastisch abgesicherte Ergebnis definiert einen Ladungsverlust durch Boil-Off entsprechend des Standes der Technik für Behältergrößen zwischen 530 und 4000 kg. Tiefgreifende Modellbildungen, die ohnehin entsprechend der am Kapitelanfang erläuterten Leitlinien nicht vorgenommen würden, hätten für diesen Verlustmechanismus wenig Mehrwert infolge fehlender Informationen zu LH2-Tankkonstruktionen.

Für die Druckspeicherung gasförmigen Wasserstoffes summieren sich Permeation und Leckagen zum Verlust. Die Marktrecherche zu Druckwasserstofftanks ergab eine breite Datenbasis an Behältern, die kategorisiert nach den Bauweisen alle Typen ausgeschlossen des Typ II umfasst (siehe Kapitel 2.3). Die Tabellen im Anhang (Anhang A-6, Anhang A-7, Anhang A-8) zeigen die zugrunde liegende Datenbank.

Auskünfte zu Speichermengen und gravimetrischen Speicherdichten können gemacht werden. Reale, gemessene Verlustwerte besitzen jedoch in den Produktbeschreibungen einen untergeordneten Einfluss. Selbst nach gezielter Nachfrage bei den Herstellern konnten lediglich von APEX Energy GmbH und MAHYTEC SARL konkretere Auskünfte gegeben werden. Durch die geringe Stichprobe an Verlustangaben scheint eine Nachbildung des Permeationsverhaltens über eine simulationstechnische Modellbildung sinnvoll. Gemäß den Ausführungen in Kapitel 2.3 kommt hierfür eine Ermittlung der Konzentrationsverteilung über den Behälterquerschnitt in Betracht. Bei der Wahl zwischen analytischen und numerischen Berechnungsansätzen stellt sich die Finite-Differenzen-Methode (FDM) als universelleres Werkzeug heraus. Mehrschichtige Behälteraufbauten, wie ein ‚Typ II‘-, ‚Typ III‘- und ‚Typ IV‘-Tank sind hiermit über eine Reihenschaltung der Permeationswiderstände der Einzelschichten modellierbar (Bailey et al. 2010). Eine Anwendung der mehrdimensionalen FDM für eine komplexe Tankstruktur kann nach ausführlicher Recherche vereinfacht werden. Zunächst lässt sich nach (Flaconeche et al. 2001) festhalten, dass bei einem kleinen Verhältnis der Membrandicke zu den weiteren Membranabmessungen tangentielle Stoffflüsse vernachlässigt werden können. Mit minimalen Abmessungsverhältnissen von 1:15 zwischen Außenhautdicke und Tankdurchmessern ist dieses Kriterium allgemeingültig erfüllt. Des Weiteren zeigen (Lü und Bülow 2000) für einschichtige Hohlkörper mit permeabler Innenfläche ein nahezu identisches Diffusionsverhalten für analytische Lösungsansätze verschiedener Geometrien. Es wird daher davon ausgegangen, bei Bewahrung

gleicher Oberflächeninhalte die mathematische Beschreibung der Geometrien von Hohlzylinder und zweier Hohlkugeln auf eine plane Scheibengeometrie reduzieren zu können. Der Diffusionskoeffizient als zentraler Materialparameter wird in Anlehnung an (Flaconneche et al. 2001) als konstant angenommen. (Flaconneche et al. 2001).

Über diese Annahmen ist mit den Methoden von (Crank 2011) ein FD-Modell aufstellbar. Entsprechend diversen Quellen (Crank 2011; Bayle et al. 2010; SCHEICHL et al. 2005) sind für eine einfache Verarbeitung der Eingangsvariablen wie Ort (Abstand zur Tankinnenfläche) und Zeit sowie der zu berechnenden Konzentrationen Normierungen vorzunehmen. Der dimensionslose Parameterraum spannt ein nach Zeit und Ort geteiltes Gitter auf. In Abbildung 3-3 sind exemplarisch auf der Abszisse der dimensionslose Ort \bar{X} und die normierte Zeit \bar{T} dargestellt. Für die einfachere Umsatzbarkeit wird die in (Crank 2011) beschriebene explizite FDM gewählt, weswegen als Charakteristik dieses Verfahrens Verhältnisse zwischen Zeit- und Ortsdiskretisierung bewahrt werden müssen. Die zeitlichen Gitterabstände sind hierbei wesentlich feiner (Faktor 100) gegenüber der örtlichen Komponente, um divergierende Konzentrationswerte zu vermeiden.

Zur Problembeschreibung müssen Randbedingungen implementiert werden. Zum Zeitpunkt $\bar{T} = 0$ gilt für alle Orte \bar{X} ausgehend von einer ungesättigten Behälterwand (Zustand vor erster Druckbetankung) eine Konzentration von $\bar{C} = 0$ (Anfangsbedingung). Übergeordnet gilt zu jedem Zeitpunkt \bar{T} eine dimensionslose Konzentration von $\bar{C} = 1$ (entsprechend der Ausgangskonzentration im Innenbehälter) an der Behälterinnenwand ($\bar{X} = 0$). Weiterhin kann analog für einen beliebigen Zeitpunkt \bar{T} an der Behälteraußenwand ($\bar{X} = 1$) die Wasserstoffkonzentration aus der umgebenden Luft mit $\bar{C} = 0$ angenommen werden. Die durch die Randbedingungen besetzten Randgitterpunkte sind in Abbildung 3-3 dargestellt. (Crank 2011)

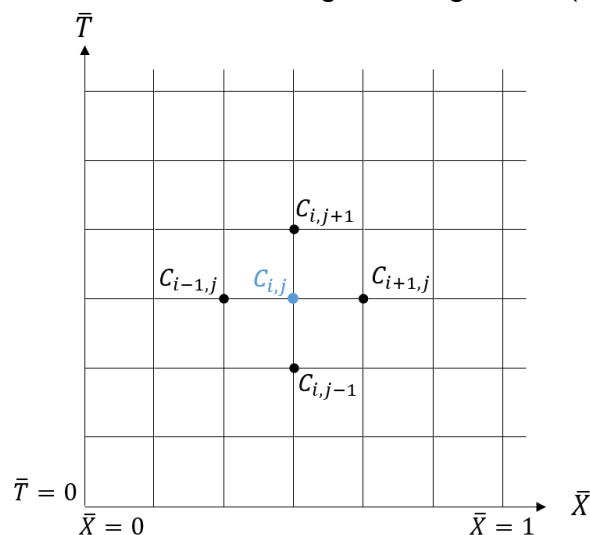


Abbildung 3-3: Gitterdarstellung in Anlehnung an (Crank 2011)

Figure 3-3: Grid representation based on (Crank 2011)

Eine Interpolation zwischen den Gitterpunkten über ein Taylorpolynom bildet den Berechnungskern der expliziten FDM. Formel 6 beschreibt die Berechnung mit einer Vorwärtsdifferenzial-Annäherung. Durch die Vorgabe dreier Konzentrationspunkte auf einer Zeitebene kann ausgehend vom zentralen Gitterpunkt auf die nachfolgende Zeit

am selben Ort geschlossen werden. Iterativ wird mit diesem Vorgehen der diskrete Parameterraum vervollständigt. (Crank 2011)

$$C_{i,j+1} = C_{i,j} + \delta T \left(\frac{\delta C}{\delta T} \right)_{i,j} + \frac{1}{2} (\delta T)^2 \left(\frac{\delta^2 C}{\delta T^2} \right)_{i,j} \quad \text{Formel 6}$$

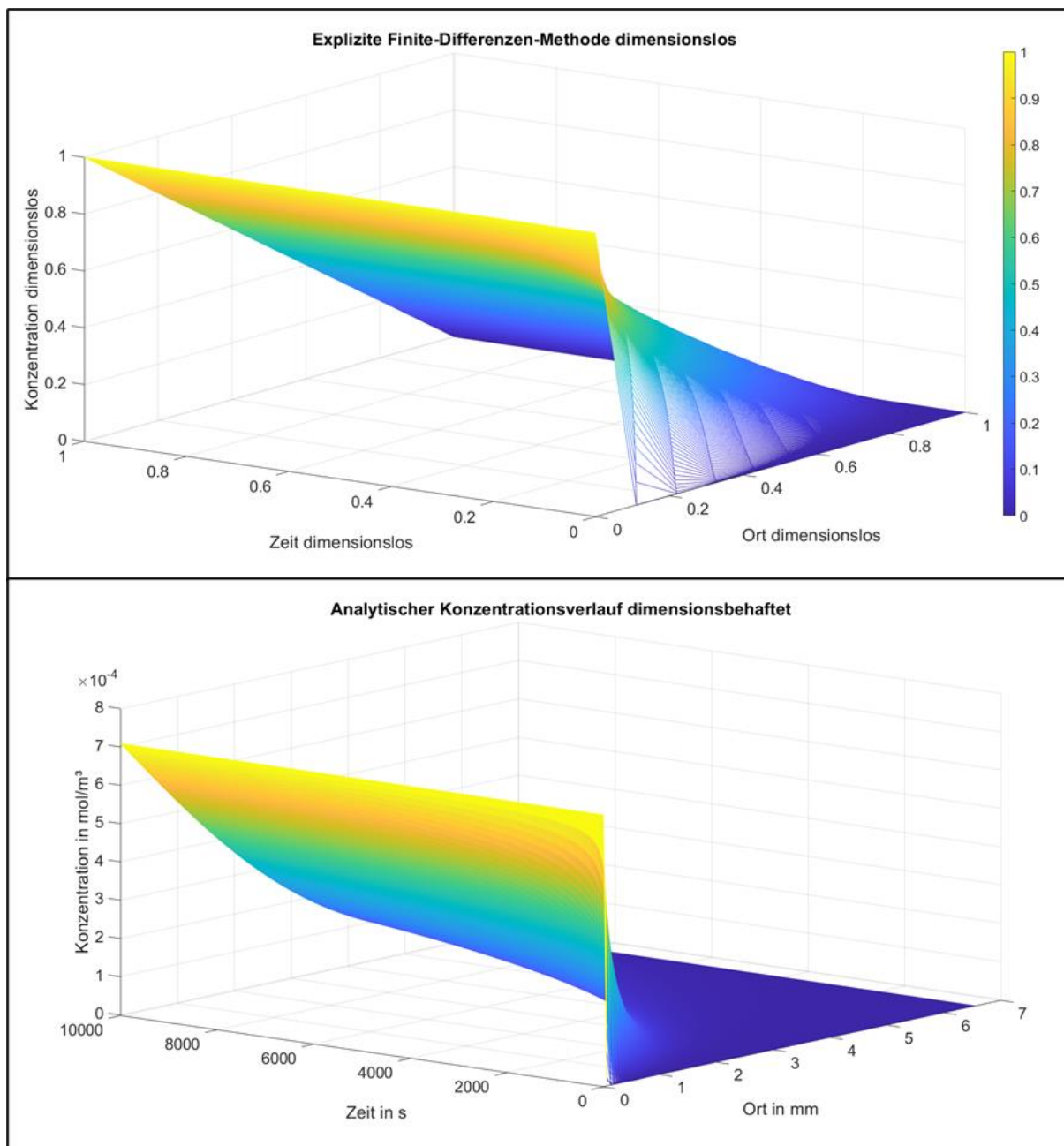


Abbildung 3-4: Vergleich zwischen analytisch ermittelter Konzentrationsverteilung nach (Haoyu Wu et al. 2015) und numerisch ermittelter Konzentrationsverteilung nach (Crank 2011)

Figure 3-4: Comparison between analytically determined concentration distribution according to (Haoyu Wu et al. 2015) and numerically determined concentration distribution according to (Crank 2011)

Erste Ergebnisse für einwandige Behältnisse wie die des Typs I sind in Abbildung 3-4 dargestellt. Mit (Haoyu Wu et al. 2015) konnte vergleichsweise eine analytische Lösung ermittelt werden. Aufgrund einer einzig möglichen dimensionsbehafteten Berechnung für analytische Lösungen ist eine direkte Vergleichbarkeit zwischen den beiden Lösungsansätzen nicht möglich. Qualitativ ähnliche Verläufe sind dennoch erkennbar.

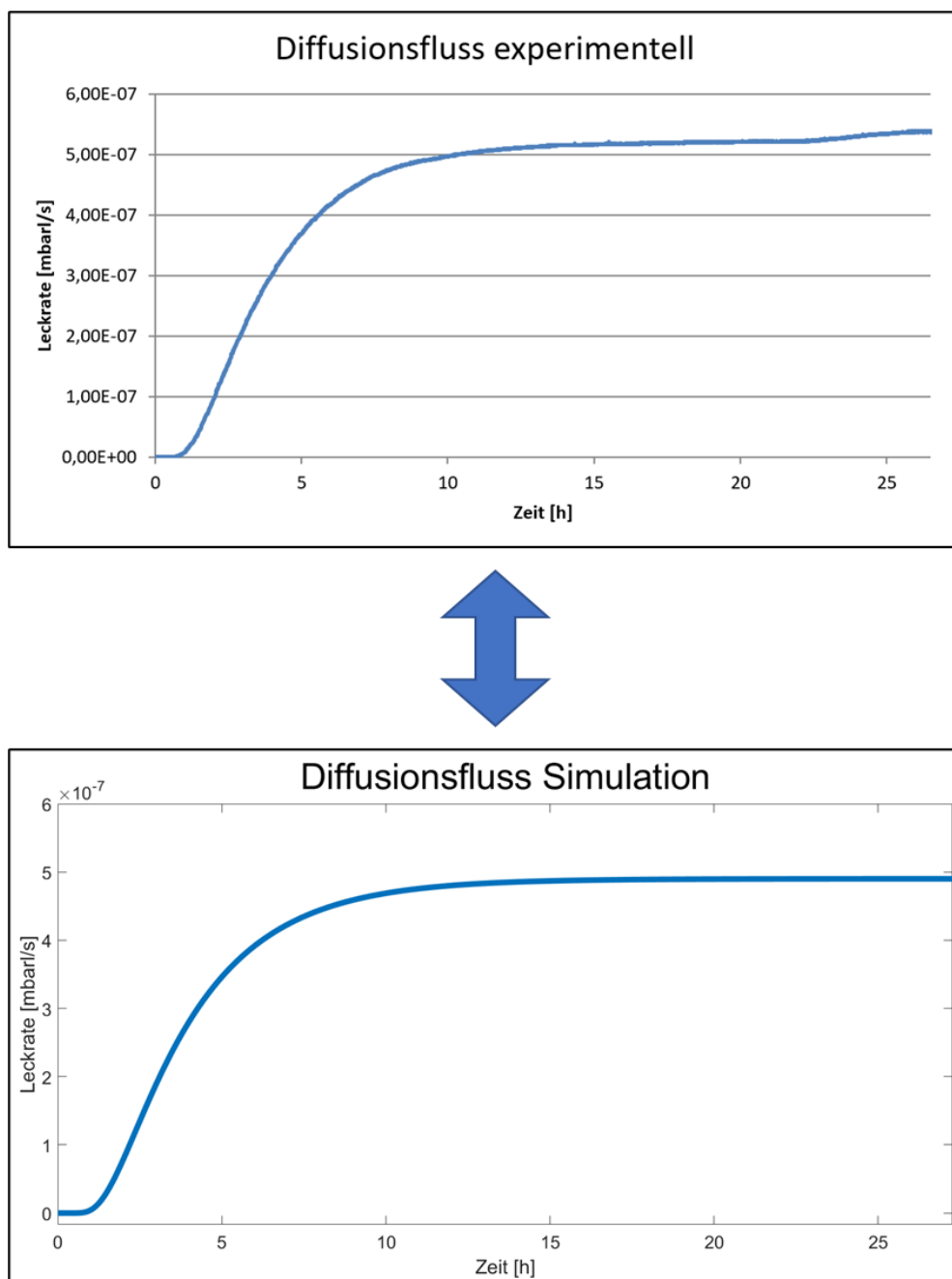


Abbildung 3-5: Vergleich experimentell und numerisch ermittelte Diffusion
Figure 3-5: Comparison of experimentally and numerically determined diffusion

Aus der Ortsableitung der Konzentration an der Stelle $\bar{x} = 1$ lässt sich der Diffusionsfluss aus dem Behälteräußeren bestimmen. Im Projektrahmen wurde eine Validierung mit Versuchsdaten aus einem vergangenen Leckratentest verfolgt. Die Heliumpermeation durch Polyethylen konnte mittels numerischer Instrumente beschrieben werden (siehe Abbildung 3-5). Zu bemerken ist, dass es sich in diesem Falle um Laborbedingungen handelt. Das Druck- und somit Konzentrationsgefälle beträgt lediglich 2 bar, der zu betrachtende Zeitraum ca. 24 Stunden und das Raumvolumen der Druckseite 1 Liter.

Der zeitlich aufintegrierte Diffusionsfluss ergibt die eigentliche Verlustmenge infolge Permeation. Zum universellen Einsatz der Konzentrationsberechnung auch für mehrschichtige Behälterwände wie den Typ III oder Typ IV ist nach (Crank 2011) an der Übergangsfläche ein kontinuierlicher Diffusionsfluss und somit gleicher Konzentrationsanstieg zu gewährleisten. Mittels Formel 7 wird dies sichergestellt.

$$D_a \frac{\partial C_a}{\partial x} = D_b \frac{\partial C_b}{\partial x} = F(C_s, t),$$

Formel 7

bei $x = \bar{x} = 0,43$

Abbildung 3-6 zeigt den Konzentrationsverlauf einer ‚Typ IV‘-Behälterwand. Der Konzentrationssprung bei $\bar{x} = 0,43$ stellt die Übergangsbedingung zwischen dem Innenliner und der CFK-Wicklung dar. Auch wenn eine dimensionslose Konzentrationsverteilung gut darstellbar ist, ergeben sich bei der Rückrechnung im Zeitbereich Schwierigkeiten. Bei der Umrechnung mit Formel 6 ist für die Zeit eine gewichtete Mittelung der separaten Diffusionskoeffizienten in Abhängigkeit zu den Einzelwanddicken vorzunehmen, um unterschiedlichen, diskontinuierlichen Zeitwerten vorzubeugen. Diese zeitliche Verschmierung bringt einen schwer abschätzbaren, nicht korrigierbaren Fehler in der Verlustberechnung mit ein. Im Sinne der Leitlinien wurde dennoch ein Vergleich zwischen von APEX Energy GmbH zur Verfügung gestellten Realdaten gebildet. Für einen konkreten Tank wurden hierbei in einem Experteninterview bezüglich der erbrachten vAW-Leistungen in Form eines Massenverlustes über einen Jahreszeitraum 230 g Wasserstoff gemessen. Dieser Wert steht für eine Gesamtverlustmenge aus Diffusions- und Leckageeffekten. Bei einer fehlerbehafteten, berechneten Permeationsverlustmenge von 5 g pro Jahr (entspricht einen Faktor von ca. 44,5) zeigt sich, dass der Anteil reiner Permeationsverluste am Gesamtverlust äußerst gering ist (2,2 %) und Undichtigkeiten an z.B. Anschlussventilen bei weitem dominieren. Dies bestätigt sich in den fehlenden Informationen auf der Herstellerseite über Diffusionsgrößen. Der Effekt scheint nicht relevant.

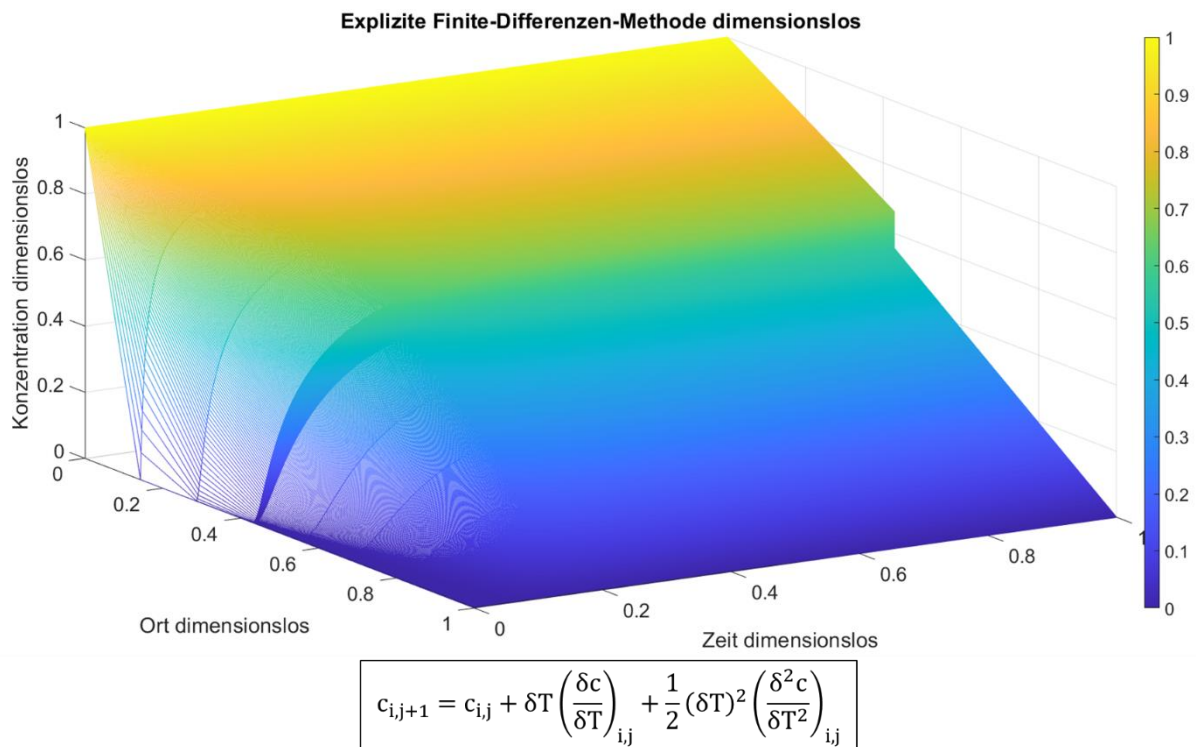


Abbildung 3-6: Mittels Finite-Differenzen-Methode ermittelter Konzentrationsverlauf in einer ‚Typ IV‘-Behälterwand

Figure 3-6: Concentration profile in a type IV vessel wall determined by means of the finite difference method

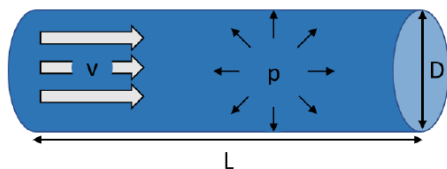
Diese einzig herleitbare Relation zwischen den beiden Verlustarten für Druckgasspeicherung von Wasserstoff mündet in folgendem Vorgehen in der zugehörigen Verlustberechnung für prozessbedingte Energie- und Ladungsverluste:

- Massenverlustberechnung durch Permeation nach Vorgehen FDM
- Massenverlust durch Leckage mittels hochskaliertem Permeationsverlust mit Faktor 44,5
- Aufsummierung beider Verlustgrößen zum Gesamtverlust als Wasserstoffmasse

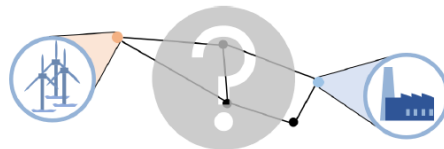
Zur tiefergehenden Verlustbestimmung eines Pipelinewasserstoffszenarios im Kontext einer realitätsnahen Modellbildung wurde die in Abbildung 3-7 dargestellte Methodik verfolgt. Dem Stand der Technik nach gibt es wenig Gaspipelines für einen Wasserstofftransport. Die Dimensionen der wenigen existierenden Pipelines unterschreiten zudem die für eine Stahlwerkversorgung notwendigen Kapazitäten. Exemplarisch besitzt die größte in Deutschland existierende Wasserstoff-Pipeline eine Länge von 210 km. Diese kann mit einem Durchmesser von 0,25 m einen Massenstrom von 8,9 t/h gewähren. Im höchsten Entwicklungsstand sind bei voller Wasserstoffnachfrage aller Hochöfen Massenströme von bis zu 72 t/h sicherzustellen. Abgesehen vom Mangel adäquater Verlustinformationen ist demnach eine Verwendung von Realdaten entsprechend des Stands der Technik ausgeschlossen. (Amos 1999)

- Ziel: Abbildung der Rohrreibungsverluste des H₂-Pipelinenetzes (Grundlage: NEP für 2030)

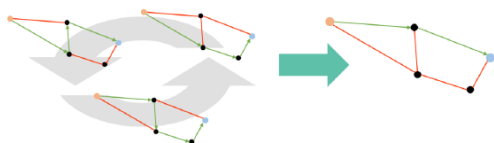
Schritt 1: Grundlagenzusammenhänge an Einzelpipeline



Schritt 2: Übersetzung/Translation auf Pipelinenetz



Schritt 4: Finale Netzberechnung und -optimierung



Schritt 3: Validierung anhand Machbarkeitsstudie



Abbildung 3-7: Vorgehen bei der Berechnung des Pipeline-Netzwerks

Figure 3-7: Procedure for pipeline network simulation

Grundsätzliche Zusammenhänge und Berechnungsverfahren werden an einem analytischen Berechnungsmodell für eine einzelne Pipeline erprobt. Wie bereits in Kapitel 2.3 an Abbildung 2-8 erläutert, wird mit einem analytischen Berechnungsansatz von (Haeseldonckx 2009) ein Druckverlust beschrieben. Für die zugrunde liegende Strömungsgeschwindigkeit wird ein historisch bewährter und auch für die Integration regenerativ erzeugter Gase möglicher Richtwert von 20 m/s nach den Ausführungen von (Mischner 2021a) gewählt. Der initiale Druck nach der Elektrolyse wird auf 100 bar festgelegt. Die Rohrparameter werden zunächst auf einen Rohrrinnendurchmesser von 0,492 m (Abschätzung gängiger Pipelinedurchmesser für hohe Volumenströme), eine Rohrlänge von 336 km (Beispielstrecke vom potenziellen Anlandungs- und Elektrolysestandort Emden zum Stahlwerk nach Salzgitter) und eine absolute Rauheit von $(1,1 \cdot 10^{-3} \text{ m})$ stellvertretend für eine 20 Jahre alte Ferngasleitung) definiert (Trüeb 1961). Wasserstoffeigenschaften wie dynamische Viskosität oder Dichte werden diskret in Abhängigkeit von Temperatur und Druck formuliert (Linstrom 1997). Weitere Werte werden der Grundlagenliteratur entnommen. Den Berechnungskern nimmt an dieser Stelle eine iterative Überprüfung der Einhaltung einer vom Anwender festgelegten minimalen Betriebsdruckgrenze ein. In Anlehnung an (Altmann et al. 2001; Mischner 2021a) werden zunächst 80 bar definiert. Abbildung 3-8 zeigt den Druckverlauf über die Pipelinestrecke.

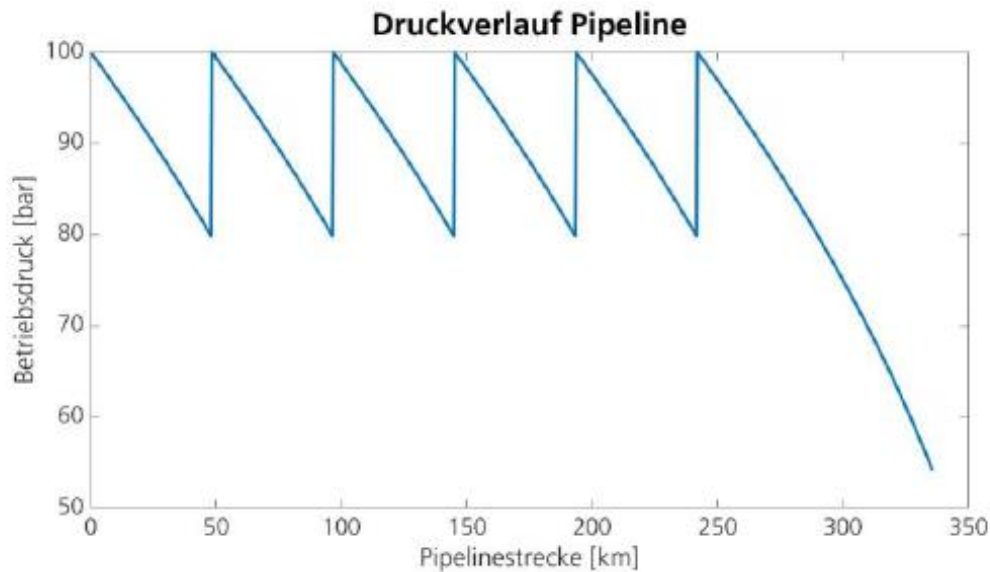


Abbildung 3-8: Druckverlauf einer Beispielpipeline über die Pipelinelänge

Figure 3-8: Pressure curve of an example pipeline over the pipeline length

Entsprechend der Minimaldruckvorgabe stellen sich sechs Verdichterstationen mit einer jeweiligen Druckerhöhung um 20 bar ein. Im letzten Abschnitt der Pipeline kann die Vorgabe unterschritten werden, weil nach Befragungen von Stahlherstellern selbst ein nur geringes Druckniveau (10 bar) für die Direktreduktion benötigt wird. Mithilfe der Berechnung für mehrstufige Verdichtungsprozesse kann eine spezifische Verdichtungsarbeit von 0,39 kWh pro transportiertem Kilogramm Wasserstoff für diese Konstellation verbucht werden.

Im Anwendungsfall werden die vier Stahlwerke in Hamburg, Salzgitter, Duisburg und Dillingen nicht mit separaten Leitungen beliefert. Der Transport erfolgt über ein ganzheitliches Pipeline-Netz. Dieses wurde entsprechend (Ohlen 2020) aufgestellt, welcher Auskunft über geplante Ausbaumaßnahmen deutscher Fernleitungsbetreiber zum Jahr 2030 gibt. Abbildung 3-9 gibt Aufschluss über das betrachtete Pipeline-Netz, welches nach den Grundlagen mathematischer Netzoptimierung (Schewe und Schmidt 2019; Möller 2004) in Segmente, welche die einzelnen Pipelines darstellen und die Segmente verbindende Knotenpunkte, unterteilt wird. Jedes Segment besitzt genau einen Start- und Endknoten, wobei jeder Knotenpunkt mehreren Segmenten zugeordnet werden kann. Es werden 27 Pipelines und 36 Knotenpunkte modelliert. Zusätzlich werden virtuelle Pipelineabschnitte eingeführt, um ein konsistentes Netz sicherzustellen. Der zuvor beschriebene Berechnungsansatz für Einzelpipelines wird unterdessen auf die Gesamtheit der Segmente übertragen. Stellvertretend für die tabellarische Dichtebeschreibung wird nun eine kontinuierliche Dichtegleichung für reale Gase eingeführt. Hierbei werden jeder Pipeline für sich Attribute wie Durchmesser und Länge entsprechend (Ohlen 2020) zugeschrieben. Unter Annahme von Randbedingungen an Einspeiseknoten (Formel 8) und Übergangsbedingungen an den Knotenpunkten (Formel 9) können über eine Koppelmatrix Knotenpunkte und Pipelines miteinander verbunden werden.

$$\dot{V}_{Einspeiseknoten} = v_{gas} * d$$

Annahme: $v_{gas} = konst.$ Formel 8

$$\dot{V}_{Knoteninp} = \dot{V}_{Knotenout}$$
Formel 9

Der eingehende Volumenstrom stellt sich hierbei selbst aus Gasgeschwindigkeit und Pipelinedurchmesser zusammen. Für jeden Knotenpunkt gilt eine Massenerhaltung von ein- und ausströmendem Wasserstoff.

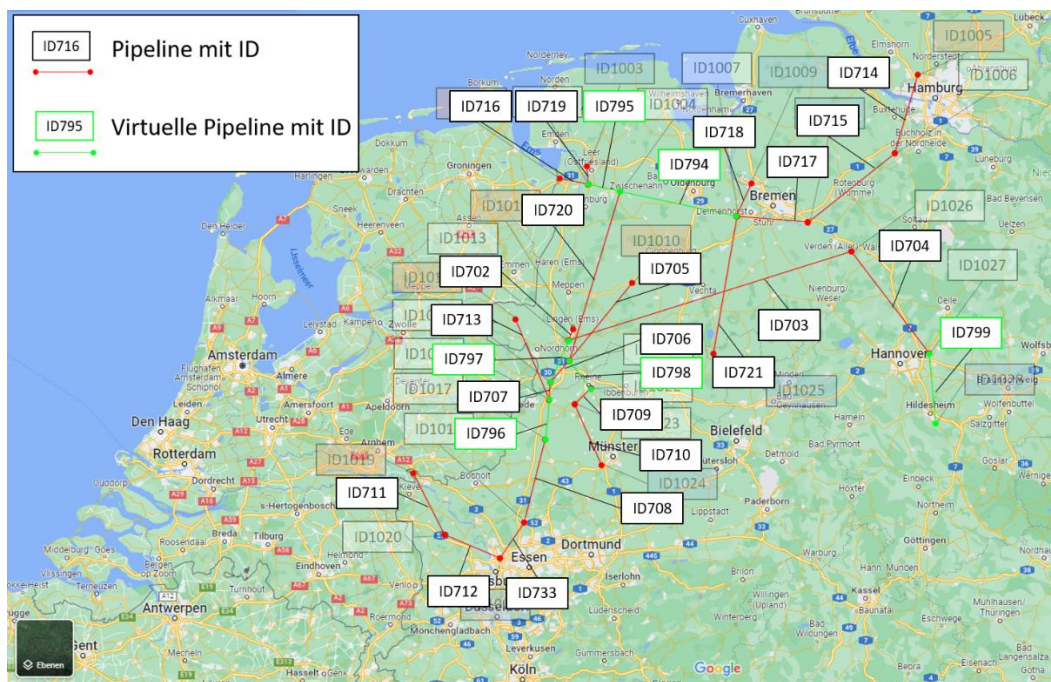


Abbildung 3-9: Modelliertes Pipelinenetz

Figure 3-9: Modeled pipeline Network

Über dieses Vorgehen können diverse Netzstrukturen nachgebildet werden. Zu Validierungszwecken werden Szenarien einer dänisch-deutschen Pipelineversorgung per Wasserstoff von Esbjerg nach Heidenau mit den Ergebnissen von (Grunwald und Hansen 2021) abgeglichen. Unter den gegebenen Eingangsparametern werden die in der Studie existierenden Verdichtungsstellen nicht mit Wasserstoff beliefert, das Druckniveau fällt zu stark ab. Dies deutet auf eine fehlerhafte Formulierung des Druckverlustes. Mit Änderung der Druckbeschreibung zur Darcy-Weisbach-Gleichung ergibt sich ein gut mit der Studie übereinstimmender Verlauf. Weitere, geringfügige Abweichungen können aus in (Grunwald und Hansen 2021) gelisteten Modellierungsansätzen resultieren, wie beispielweise einer vereinfachend genutzten idealen Gasgleichung. Abbildung 3-10 zeigt das betrachtete dänisch-deutsche Netz und die zugehörige Druckverlustkorrektur. Es ist zu erkennen das mit den anfänglich genutzten Berechnungsansatz zum Standort der von der Studie vorgegebenen Kompressorstation nahe Flensburg kein adäquater Druck erreicht werden kann.

Mithilfe des neuen Berechnungsansatzes beschreibt der Druckverlust einen eher linearen Verlauf, der erreichte Druck von 30 bar entspricht den Druckwerten aus der Studie.

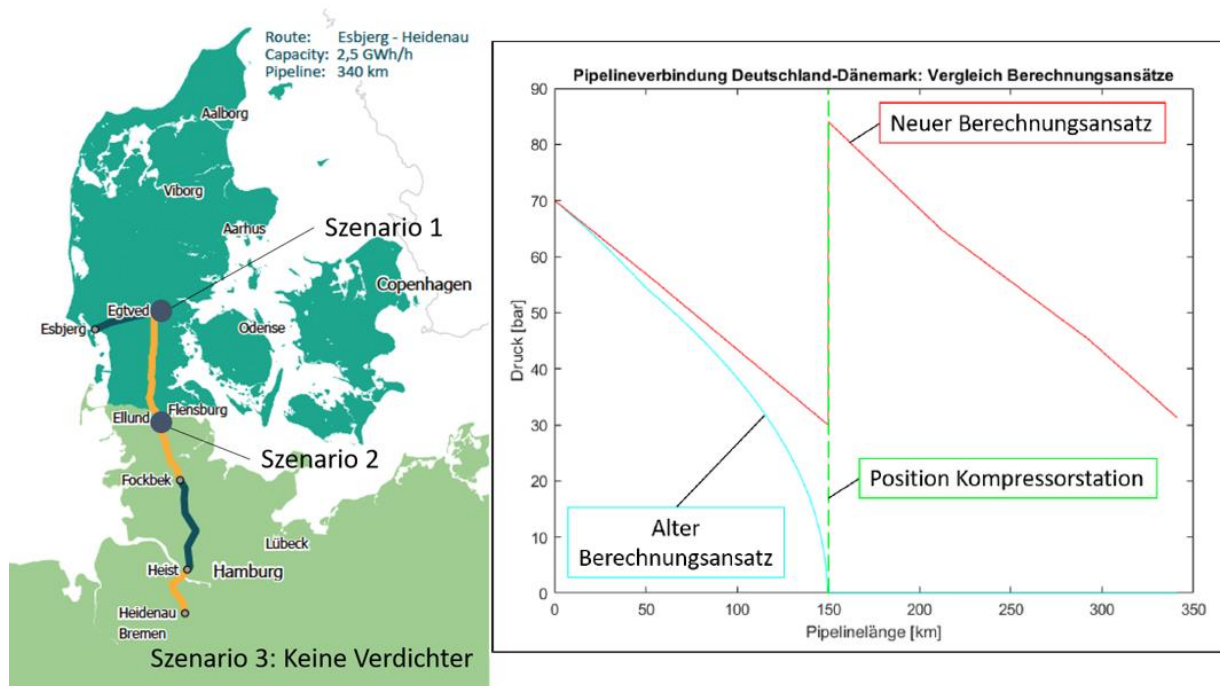


Abbildung 3-10: Pipelinenetz-Validierung mittels (Grunwald und Hansen 2021)

Figure 3-10: Pipeline network validation using (Grunwald und Hansen 2021)

Die Darcy-Weisbach-Gleichung wird in das finale Berechnungsmodell für den Netzentwicklungsplan 2030 implementiert. Zusätzlich wird als Knotenpunktbedingung ein in Summe gleichbleibender Massenstrom vorausgesetzt. Partielle Massenströme für Knotenpunkte mit mehr als einer Ausgangs- oder Eingangspipeline teilen sich über das Verhältnis der Querschnittsflächen der Pipelines auf. Im Gegensatz zur Behandlung einer Einzelpipeline orientiert sich der Massenstrom an den Eingangsknoten nicht am Pipelinedurchmesser. Stattdessen wird für eine realistische Abbildung der Angebotsseite aus (TenneT TSO GmbH 2023; 50Hertz Transmission GmbH 2023) die für die Anlandungsstationen gemessene Offshore-Windenergieproduktion aus dem Jahr 2022 einbezogen. In einem Expertengespräch prognostizierte Tom Rückborn, Cluster-Manager des WindEnergy Network e.V., eine Verdreifachung der Offshore-Windleistung bis zum Jahr 2030. Diese Prognose wurde als Eingangsgröße für die zur Verfügung stehende Leistung für die Elektrolyse in Norddeutschland genutzt. Gegenübergestellt werden nachfrageseitig die Einzelbedarfe der Stahlwerkstandorte mit den für 2030 umgerüsteten Hochöfen. Die Datengrundlage bilden hierfür Unternehmensbefragungen und Internetrecherchen. Abbildung 3-11 stellt als ein Ergebnis die Verteilung der Massenströme pro Pipeline dar.

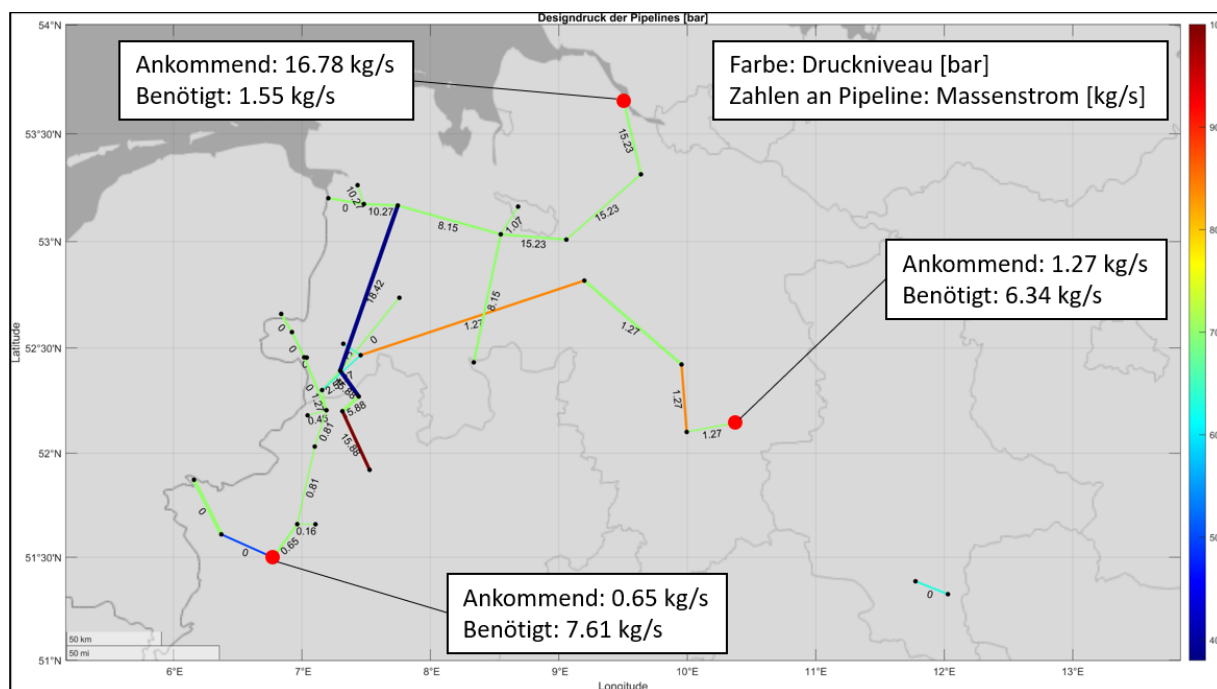


Abbildung 3-11: Berechnete Massenstromverteilung

Figure 3-11: Calculated mass flow distribution

Es zeigt sich, dass mit dem derzeit prognostizierten Ausbau der Offshore-Windenergie der Verbrauch der Stahlwerke nicht gedeckt werden kann. Diese Aussage ist aus diversen Gründen fraglich. Detailwissen zum Pipeline-Netz ist in (Ohlen 2020) nicht vorhanden, auf Nachfrage an die Netzbetreiber konnten auch keine tieferen Auskünfte gegeben werden. Zehn Pipelines besitzen keine Eingangsmassenströme. Wie in Abbildung 3-11 ersichtlich fehlen ebenfalls Informationen über den Wasserstoffimport seitens der Niederlande. Die Verteilungsverhältnisse an den Knotenpunkten sind ungeklärt. Annahmen in diese Richtungen wären spekulativer Natur, weswegen keine weiteren Aussagen getroffen werden können.

Für einen Eindruck des Einflusses der Kompressionsverluste wird final eine Parameterstudie am Modell veranlasst. Über eine Vielzahl an Iterationsschritten wird auf 50 % des Auslegungsdruckes ein wachsendes Druckband von minimal und maximal tolerierbaren Werten aufgespannt. Dabei ändert sich mit der Anzahl der Iterationsschritte die Anzahl notwendiger Kompressoren (siehe Abbildung 3-12). Hierbei zeigt sich eine geringe kumulierte Verdichtungsarbeit bei der Verwendung vieler Kompressoren. Wenige Kompressoren bedeuten zwar eine geringere Anzahl an Verdichtungen, dem gegenübergestellt ist jedoch ein verhältnismäßig höherer Energieeintrag pro Verdichtung. Allgemein ist diesem Effekt eine wirtschaftliche Betrachtung entgegenzusetzen, um die korrekte Anzahl an Verdichtungen ermitteln zu können. Außerdem ist aufgrund nicht vorhandener Informationen zur Verdichtungs-technologie an den Knotenpunkten eine Kompression auf 50 % des Designdruckes vorgenommen worden, was ebenfalls einer theoretischen Annahme entspricht.

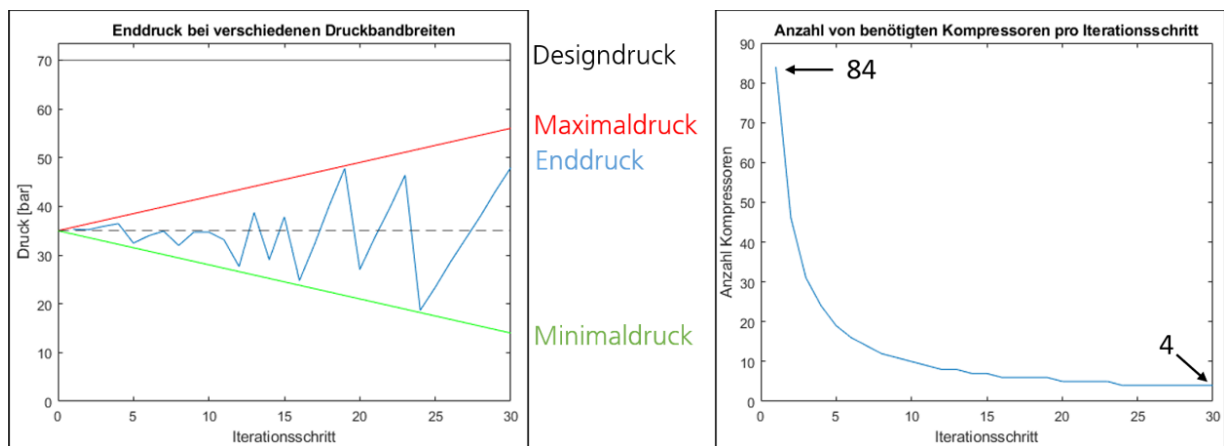


Abbildung 3-12: Iterative Pipelineoptimierung

Figure 3-12: Iterative pipeline optimization

Gemäß (Schütz et al. 2017) wurde eine vereinfachende Berechnung für den zweiten Verlustanteil der Permeation angewandt. Nach Formel 10 lässt sich ein Permeationsvolumen pro Zeiteinheit ermitteln und mit dem Verlust infolge von Verdichtungsprozessen aufaddieren.

$$V_M = P_I = \frac{\pi * d_a * L_P * p_R * t}{S_R} \quad \text{Formel 10}$$

Für das zwischen den Transportkettenelementen zu berücksichtigende Umfüllen von Wasserstoff und die einhergehenden Verluste sind wie in Kapitel 2.3 beschrieben tiefgreifende CFD-basierte Simulationen anzustellen, um beispielsweise die komplexen physikalischen Phänomene zwischen Fluid und Gas zu beschreiben. Die Ergebnislage von selbst aufgestellten Berechnungsmodellen liegt daher weit entfernt von den Realwerten, weswegen in Anbetracht des Projektumfanges trotz äußerst dünner Datenlage auf Realwerte zurückgegriffen wird.

Abgeleitet aus (Petitpas 2018a) wird aufgrund des spezifischen Einzelfalles einer Top-Fill-Betankung ein prozentualer Verlustanteil bestimmt. Im Versuch wurde in 25 min ein LH2-Tank mit 532,5 kg Wasserstoff befüllt. Die Boil-Off-Menge beträgt ca. 1 kg Wasserstoff, woraus sich ein prozentualer Verlustfaktor von 0,15 % der umzufüllenden Menge für Flüssigwasserstoff ergibt. Für gasförmigen Wasserstoff wurden im Rahmen der Rechercharbeiten keine fundierten Verlustgrößen gefunden. Einzig im (Elgowainy et al. 2015) wurde basierend auf Industrieerfahrungen und technischen Schätzungen ein Wasserstoffverlust von 0,5 % für gasförmige Be- und Umfüllprozesse festgelegt.

3.2 Wasserstoff-Logistik konventioneller Verkehrsmittel / Hydrogen Supply Chains for Road, Tracks, and Inland Waterways

3.2.1 Behälter / Containers

Für den Transport von Wasserstoff sind Behälter bzw. Ladeeinheiten erforderlich. Es ist grundsätzlich zwischen zwei Arten von Ladeeinheiten zu unterscheiden: zwischen containerisierten Ladeeinheiten und Spezialaufbauten für Verkehrsmittel. Bei containerisierten Ladeeinheiten wird der Vorteil der Standardmaße und damit des einfachen Umschlags sowie des Wechsels des Verkehrsträgers (Multimodalität) ausgespielt. Bei Spezialaufbauten kann dahingegen meist mehr Laderaum für den Transport von Gütern genutzt werden. Beide Behälterarten müssen die jeweiligen Anforderungen aus den Gefahrgutverordnungen (ADR, RID, ADN, IMDG-Code) für den entsprechenden Verkehrsträger einhalten.

Für die Planung der Wasserstofftransporte werden unterschiedliche Behälter für den Transport von komprimiertem und dem Transport von flüssigem, tiefkaltem Wasserstoff eingesetzt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass nicht alle Varianten am Markt verfügbar sind. Das ist im zum Teil noch niedrigen Entwicklungsstand (Technology-Readiness-Level) begründet. Abbildung 3-13 zeigt Kapazitäten, Entwicklungsstatus und Einschränkungen hinsichtlich der Verpackungen bzw. Gefäße für den Transport von komprimiertem Wasserstoff, Abbildung 3-14 für den Transport von flüssigem Wasserstoff.

Auf der Straße werden zumeist Spezialaufbauten mit liegenden Druckgasflaschen transportiert. Je nach Anordnung der Flaschen und eingesetztem Typ (s. Kapitel 2.3) können zwischen 0,4 bis ca. 1,1 t Wasserstoff transportiert werden. Solche Spezialaufbauten sind am Markt verfügbar. Beim Straßentransport von komprimiertem Wasserstoff muss auf Einschränkungen bei Tunneldurchfahrten geachtet werden (s. Kapitel 3.2.3). Bspw. ist die Durchfahrt des Elbtunnels in der Nacht verboten.

Auf der Schiene werden Druckkesselwagen für den Transport von Gasen eingesetzt. Während in der Schweiz Mitte der 60er Jahre schon Wasserstoff in liegenden Gasflaschen über die Schiene transportiert wurde, sind heutzutage nur Konzeptstudien eines Druckkesselwagen für den Transport von Wasserstoff vorhanden (Krüger Modellbau 2023; Zimmerman 22.10.2021, 26.08.2021). Die Konzeptstudien zielen auf eine Kapazität von 2-3 t Wasserstoff ab.

Der Transport von Wasserstoff über die Binnenwasserstraßen ist bisher wenig in der Diskussion. Es sind keine Konzeptstudien zum Transport von komprimiertem Wasserstoff mit einem Spezialschiff auf Binnenwasserstraßen bekannt. Generell besteht eine große Hürde für die Spezialaufbauten, da ein Standard nach der Gefahrgutrichtlinie für Binnenwasserstraßen nicht zugelassen ist. Ein Bau wäre mit der Einholung einer Sondergenehmigung verbunden. (s. Kapitel 3.2.3)

Der Transport von Wasserstoff per Pipeline ist sehr populär und leistungsfähig. Pipelines zählen zwar nicht zu den diskontinuierlichen Verkehrsmitteln, sind jedoch aufgrund ihrer großen Leistungsfähigkeit zu berücksichtigen. Je nach Druckstufe

können bis zu 100 t Wasserstoff bewegt werden. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass derzeit kein zusammenhängendes, öffentliches Wasserstoff-Pipelinennetz besteht und der Bau und die Inbetriebnahme Jahre andauern kann, da Baugenehmigungen sowie Baurechte auf fremden Grundstücken eingeholt werden müssen. Schlussendlich besteht die Möglichkeit, mittels Container Wasserstoff über alle Verkehrsträger zu transportieren. Das trifft auch auf die Binnenschifffahrt zu. Hierbei sind Ladevolumen bis zu 1,1 t Wasserstoff möglich.

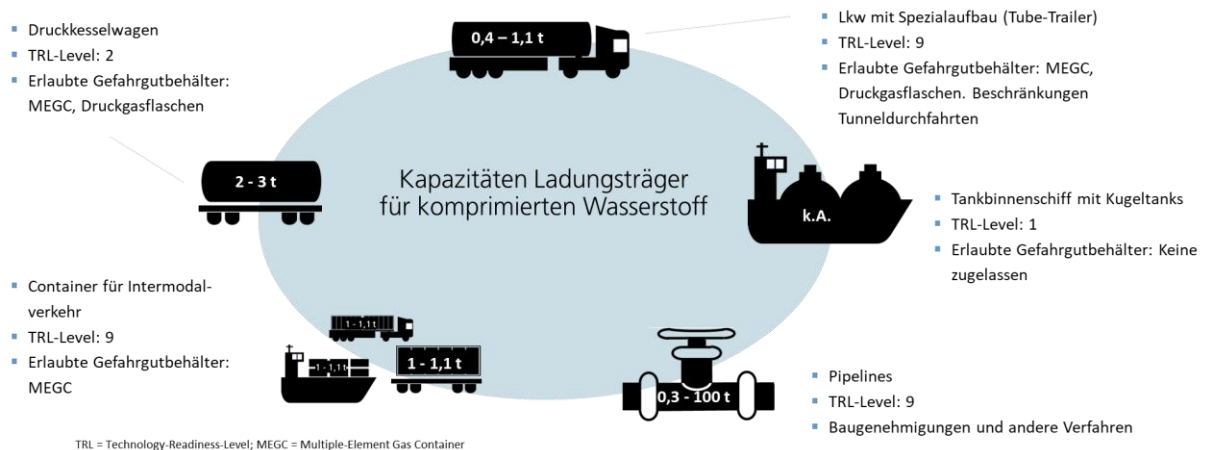


Abbildung 3-13: Transportkapazitäten, TRL und Einschränkungen beim Transport von komprimiertem Wasserstoff (eigene Darstellung)

Figure 3-13: Capacity for transport of compressed hydrogen of the modes of transport (own research)

Grundsätzlich ist die Transportkapazität bei flüssigem, tiefkaltem Wasserstoff höher im Vergleich zu komprimiertem Wasserstoff. Dennoch ist der technologische Reifegrad noch nicht so hoch wie bei komprimiertem Wasserstoff. Ebenso ist von höheren Investitions- und Betriebskosten für den Transport von flüssigem, tiefkaltem Wasserstoff auszugehen. Der Transport auf der Straße wird derzeit praktiziert. Es können zwischen 3 und 5 t Wasserstoff transportiert werden. Bei der Routenplanung müssen Einschränkungen bei den Tunneldurchfahrten berücksichtigt werden. Auf der Schiene können auch Kryo-Tanks mit einer geschätzten Kapazität von 3 bis 3,2 t eingesetzt werden. Dies sind bisher lediglich Ideen. Ein Transport auf einer Binnenwasserstraße ist aus gefahrgutrechtlicher Sicht nicht ohne weiteres möglich. Auf Basis einer Konzeptstudie zum Transport von Flüssigerdgas (LNG) mit einem Binnenschiff wurde die Kapazität eines Wasserstoff-Transport-Binnenschiffs auf 135 t geschätzt. (Dahlke 2015). Wenngleich in Deutschland der Transport per Binnenschiff nicht möglich ist, wird im Ausland Wasserstoff über Binnenschiffe transportiert. In den USA wird Wasserstoff als Treibstoff für die Raketen nahe den Abschussrampen produziert und mit Leichtern über eine 7,5 Meilen-Distanz zu einem Testfeld transportiert. Dort wird der Flüssigwasserstoff an Land gepumpt. (NASA 2021) Der Transport von Flüssigwasserstoff in Containern ist ebenfalls möglich. Dabei wird mit einer Kapazität von 3 bis 4 t gerechnet. Der Transport von Flüssigwasserstoff ist zwar technisch möglich, wird jedoch aufgrund des hohen technischen und finanziellen Aufwands nicht weiter betrachtet.

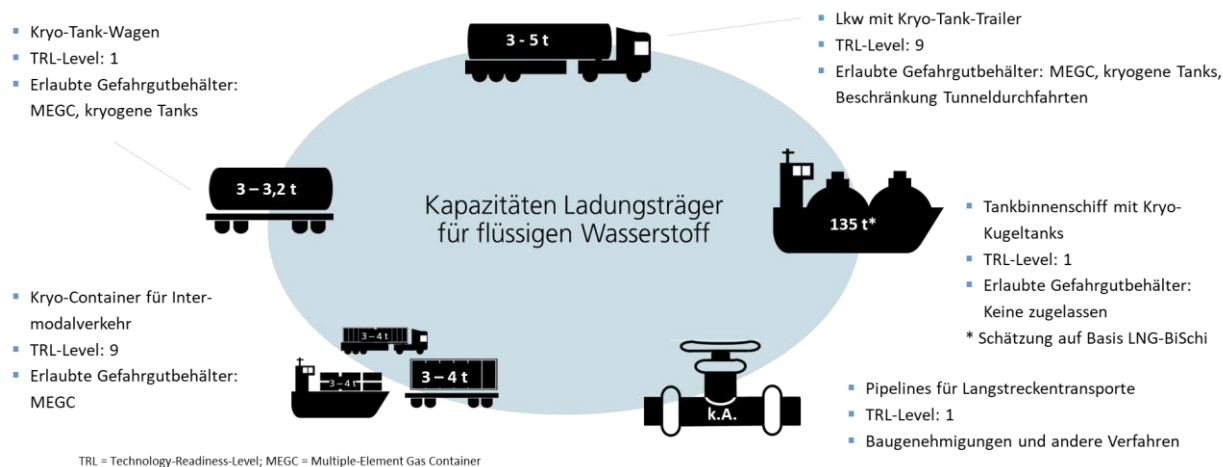


Abbildung 3-14: Transportkapazitäten, TRL und Einschränkungen beim Transport von flüssigem, tiefkaltem Wasserstoff (eigene Darstellung)

Figure 3-14: Capacity for transport of liquified hydrogen of the modes of transport (own research)

3.2.2 Prozessketten / Process Chains

Für die Versorgung der deutschen Stahlwerke mit Wasserstoff, gewonnen aus Offshore-Windkraft, müssen die grundsätzlichen Prozessketten aufgestellt werden. Die Prozesskette von komprimiertem Wasserstoff unterscheidet sich von der Prozesskette mit flüssigem Wasserstoff. Außerdem gibt es Unterschiede zwischen dem Transport mit containerisiertem Wasserstoff und dem Transport von Wasserstoff mit Spezialbehältern.

Verschiedene Autoren haben sich bereits mit den Prozessketten in ähnlicher Weise auseinandergesetzt. Dabei standen Prozessketten für den Import von Wasserstoff im Fokus.

In der Abbildung 3-15 sind die Prozessketten mit den einhergehenden Ladungs- bzw. Energieverlusten für folgende Varianten beschrieben:

- Flüssiger Wasserstoff
 - o Containerisiert
 - o Zug
 - o Lkw
 - o Binnenschiff
- Komprimierter Wasserstoff
 - o Containerisiert
 - o Zug
 - o Lkw
 - o Binnenschiff

Für die Versorgung mit komprimiertem Wasserstoff wird zunächst in Offshore-Windkraftparks elektrische Energie gewonnen. Diese wird über Konverterstationen und Seekabel mittels Hochspannungsgleichstrom bzw.

Hochspannungsdrehstromübertragung (HGÜ bzw. HDÜ) an die Küste übertragen. In dem zu entwickelnden Modell findet an dem Anlandepunkt der Seekabel die Elektrolyse statt, bei der die elektrische Energie aus Wasser Wasserstoff produziert. Anschließend wird der Wasserstoff komprimiert und in einen Speicher gepumpt. Von dort wird Wasserstoff für die Befüllung von Containern oder den Spezialaufbauten von den konventionellen Verkehrsmitteln entnommen. Dieses Überströmen wird mit Kompressoren erreicht. Anschließend findet der Transport statt. Am Zielort wird der Container oder der Spezialaufbau geleert und wieder in einen Speicher gepumpt. Abschließend wird aus dem Speicher die Produktion bzw. die DRI-Anlage mit Wasserstoff kontinuierlich versorgt.

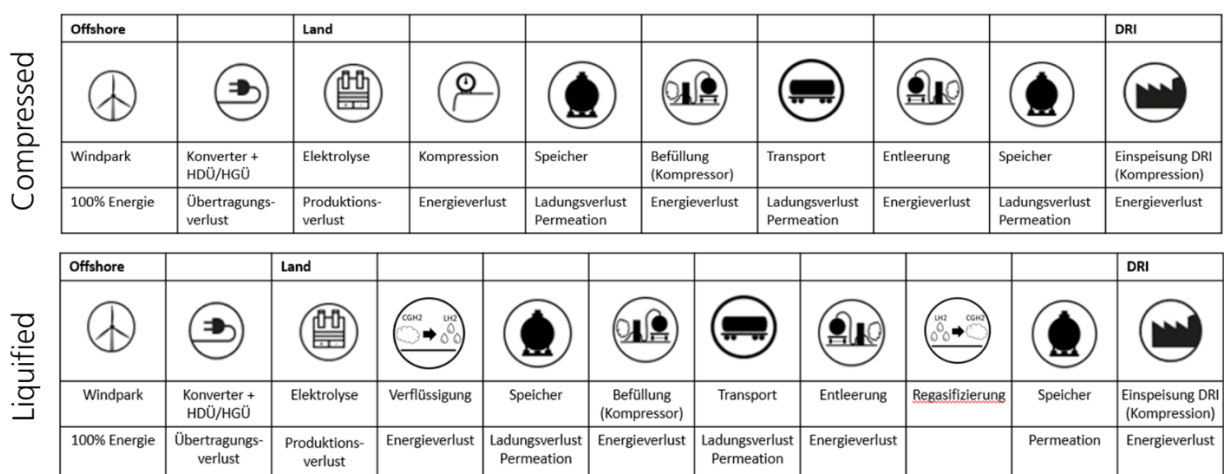


Abbildung 3-15: Prozesskette für die Versorgung von DRI-Anlagen mit komprimiertem und flüssigem Wasserstoff (eigene Darstellung)

Figure 3-15: Process chains for supply of DRI-plants with regard to compressed and liquidified hydrogen (own research)

3.2.3 Gefahrgut / Dangerous Goods

Wasserstoff ist im Transport als Gefahrgut klassifiziert. Der Transport ist daher nach den Vorschriften aus den Gefahrgutverordnungen durchzuführen. Für die Straße gilt die ADR, für die Schiene die RID und für Binnenwasserstraßen gilt die ADN sowie Bestimmungen der Zentralkommission für die Rheinschifffahrt. Ein Transport im kombinierten Verkehr muss die Bedingungen für die Straße und die Schiene einhalten. Diese Richtlinie sind in nationales Gesetz umgesetzt worden. In Deutschland gilt die Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern (GGVSEB). Des Weiteren regeln andere Verordnungen weitere Bereiche des Transports. Dazu zählt bspw. die Ortsbewegliche Druckgeräte-Verordnung. Für den Seetransport gilt die der IMDG-Code. Für den Umschlag in Häfen kommen meist weitere Vorschriften zum Einsatz. Zum Beispiel müssen im Hamburger Hafen neben den genannten Regelwerken darüber hinaus die Regeln aus der Gefahrgut- und Brandschutzverordnung Hamburger Hafen eingehalten werden. In der

Gefahrgutverordnung werden die Gefahrgüter nach einem Nummernsystem behandelt. Wasserstoff wird in den UN-Nummern unterschieden in:

- Wasserstoff, verdichtet (1049) und
- Wasserstoff, tiefgekühlt, flüssig (1966)

Darüber hinaus gibt es weitere Möglichkeiten, Wasserstoff zu transportieren. Dazu gehören:

- Wasserstoff und Methan, Gemisch, verdichtet (UN 2034)
- Wasserstoff in einem Metallhydrid-Speichersystem oder Wasserstoff in einem Metallhydrid-Speichersystem in Ausrüstung oder Wasserstoff in einem Metallhydrid-Speichersystem, mit Ausrüstungen verpackt (UN 3468)

In dieser Studie liegt der Fokus auf Wasserstoff, verdichtet (1049) und Wasserstoff, tiefgekühlt, flüssig (1966). Der Transport von komprimiertem und tiefgekühltem, flüssigem Wasserstoff wird nach zwei verschiedenen Arten geregelt: containerisiert oder mit Spezialaufbauten. Bei einer containerisierten Variante werden bspw. Druckgasflaschen in den Käfig eines Containers montiert. Ein Spezialaufbau im Straßenverkehr wiederum bedeutet, dass Druckgasflaschen fest mit dem Lkw-Auflieger verbunden sind. Die Tabelle 3-1 gibt wieder, nach welchen Bedingungen der Transport von Wasserstoff (komprimiert und tiefgekühlt, flüssig) durchgeführt werden kann.

Tabelle 3-1: Transportmöglichkeiten von Wasserstoff nach den Gefahrgutvorschriften (eigene Darstellung)

Table 3-1: Options for transport of hydrogen according to the transport law (own research)

Wasserstoff	Straße		Schiene		Binnenwasserstraße	
	ADR		RID		ADN	
	Container	Spezialaufbau	Container	Spezialaufbau	Container	Spezialaufbau
Komprimiert	MEGC	Batteriewagen	MEGC	Flaschen, Großflaschen, Druckfässern und Flaschenbündeln	Versandstück	Kein Tankschifftransport
Flüssig, tiefkalt	MEGC	Batteriewagen	MEGC	Flaschen, Großflaschen, Druckfässern und Flaschenbündeln	Versandstücke	Kein Tankschifftransport

3.2.4 Modellentwicklung / Model building

Für die Modellentwicklung wurde sich an der VDI 3133 orientiert. Dazu wurde zunächst ein formalisiertes Modell erstellt und anschließend in der Simulationssoftware PlantSimulation mit der Simulationssprache SimTalk implementiert.

Das Modell wurde nach dem Input-Output-Diagramm in Abbildung 3-16 entwickelt. Im Vordergrund standen dabei die Input-Parameter zum Angebot an Wind bzw. Wasserstoff an den verschiedenen Standorten, Transportkapazitäten der zu wählenden Transportmittel, die Strecken mit Fahrzeiten und der Möglichkeit, Verspätungen einzuspielen sowie die Nachfrage nach Wasserstoff an den Standorten der Hochöfen bzw. DRI-Anlagen. Das Transportnetzwerk wurde mittels mehrerer Output-Parameter bewertet. Dazu zählten die Transportkosten, die Anzahl der Fahrten sowie die Transportqualität in Form der Kosten für den Verlust von Wasserstoff durch energiebedingte Transportverluste (Permeation und Boil-off).

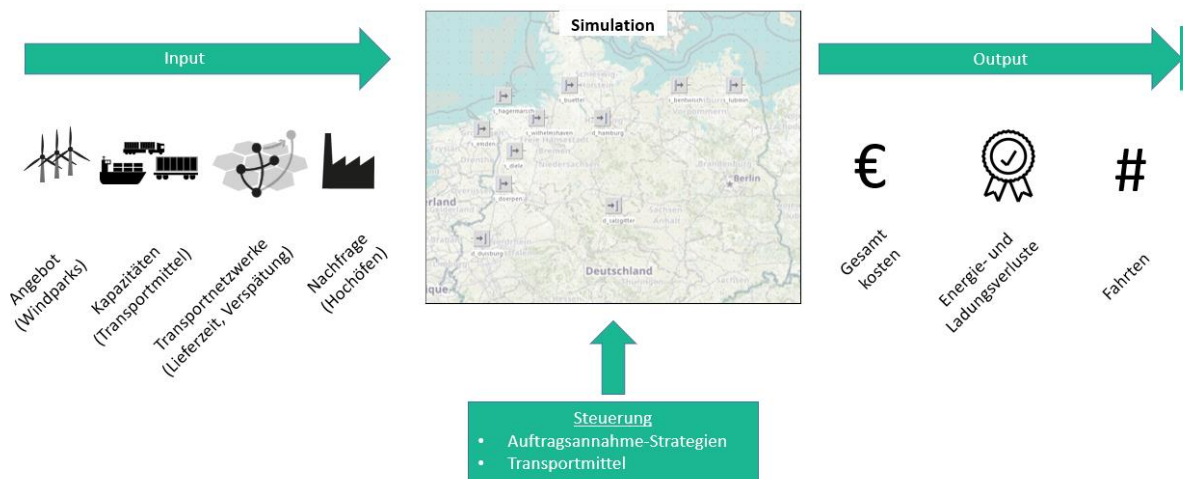


Abbildung 3-16: Das Input-Output-Modell der Simulation als Zielbild (eigene Darstellung)

Figure 3-16: Input-output-model for simulation model (own research)

Im Sinne der Transportplanung wurde zunächst mit der strategischen Ebene begonnen und das Transportnetz aufgespannt. Dazu wurden die Quellen (Wasserstoff-Elektrolyseure) und die Senken (Hochofenstandorte mit Potential für DRI-Anlagen) erfasst. Die identifizierten und ausgewählten Quellen und Senken sind in Abbildung 3-19 dargestellt. Als Senken wurde die vier Standorte Hamburg, Salzgitter, Duisburg und Dillingen gewählt. Diese sind die bedeutendsten Roheisenproduktionsstandorte in Deutschland. Für die Festlegung der Quellen musste zunächst die Prozesskette für die in Offshore-Windkraftpark gewonnene Energie näher betrachtet werden. Entscheidende Frage für die Festlegung der Quellen ist der Standort der Wasserstoff-Elektrolyse. Drei Standorte kommen in Frage, die in Abbildung 3-17 visualisiert wurden.

1. Im Windpark (Option 1),
2. An der Küste, nahe der Netzverknüpfungspunkte (Option 2) oder
3. am Standort der Roheisenproduktion selbst – an der Senke (Option 3)

Findet die Elektrolyse im Offshore-Windkraftpark statt (Option 1), ist der Transport des Wasserstoffs von dem Windpark an Land und von dort bis zum Verbraucher erforderlich. Zwei Möglichkeiten bieten sich für die Strecke zwischen dem Offshore-Windkraftpark und dem Land an: der Pipeline-Transport oder der Schifftransport. Das Schwesterprojekt „PowerH2“ hat sich mit dieser Frage befasst.

Die zweite Option betrachtet die Elektrolyse an Land, genauer an der Küste. Hierbei wird berücksichtigt, dass die derzeit in Betrieb stehenden Windparks die elektrische Energie per Stromkabel an Land liefern und sie dort über Netzverknüpfungspunkte in das deutsche Stromnetz eingespeist wird. In Option 2 wird daher eine Elektrolyse nahe der Netzverknüpfungspunkte angenommen. In der Folge wird der gewonnene Wasserstoff an der Küste verladen und per Lkw, Güterzug, Güterbinnenschiff oder Pipeline im Hinterland zum Verbraucher transportiert. Bei diesen Transporten ist es denkbar, dass sowohl Spezialbehälter als auch containerisierter Wasserstoff transportiert werden (siehe Kapitel 3.2.1 zu den Behältertypen). Es entsteht eine größere Anzahl an Transportkombinationen (Abbildung 3-17).

In der Option 3 wird die Elektrolyse direkt beim Verbraucher verortet. Der Transport der Energie wird dann von den Windparks über einen Netzverknüpfungspunkt und ein entsprechendes Hochspannungsstrom-Übertragungsnetz zu den Standorten der Roheisenproduktion übertragen. Dies kann mittels Hochspannungsgleichstromnetze (HGÜ) und Hochspannungsdrehstromnetze (HDÜ) erfolgen.

In allen drei Optionen sind Lücken in der Infrastruktur auszumachen: In Option 1 fehlen Infrastrukturen und Technologien für die Offshore-Verladung von Wasserstoff auf Schiffe bzw. müssen Pipelines entwickelt und gelegt werden. In Option 2 fehlt die entsprechende Umschlags- und Speicherinfrastruktur an den angedachten Elektrolyse-Standorten. In Option 3 fehlt es an Kapazität in den HDÜ-Netzen bzw. an einem HGÜ-Netz.

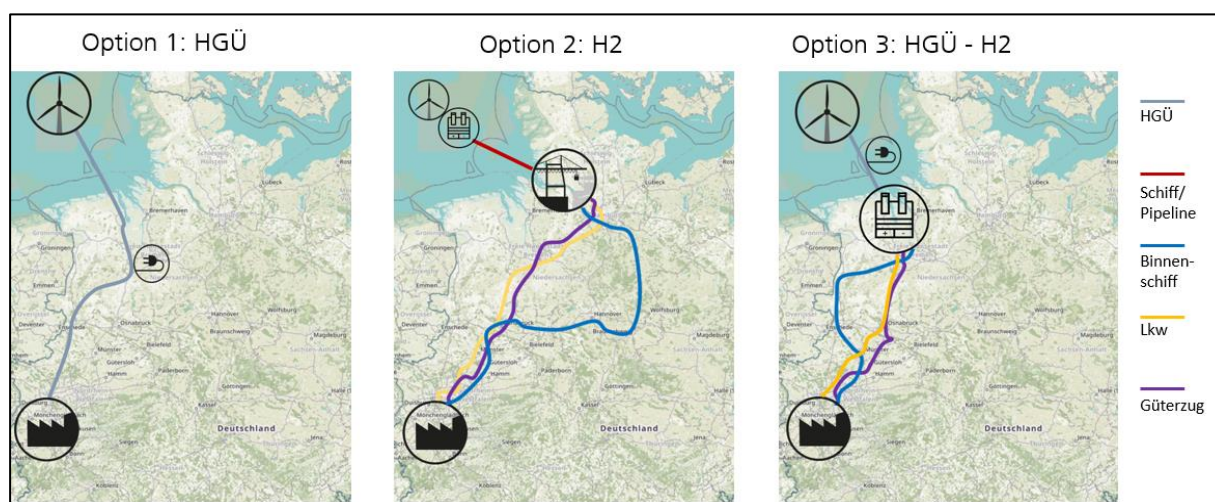


Abbildung 3-17: Optionen für den Transport der Energie aus Offshore-Windkraftparks zu Verbrauchsstandorten der Roheseinproduktion (eigene Darstellung)

Figure 3-17: Routes for transport of hydrogen from offshore windparks to destination (own research)

Die infrastrukturellen Herausforderungen in Option 2 sind im Vergleich zu den Herausforderungen in Option 1 und Option 3 leichter zu bewältigen. Erstens besteht ein Großteil der Infrastruktur bereits (Seekabel und Verkehrswege) und zweitens sind die behördlichen Genehmigungen und gesellschaftlichen Beteiligungsprozesse im Vergleich zu den großflächigen Baumaßnahmen für Pipelines oder Stromnetze niedrigschwelliger. Daher wird Option 2 für die weitere Modellentwicklung angenommen.

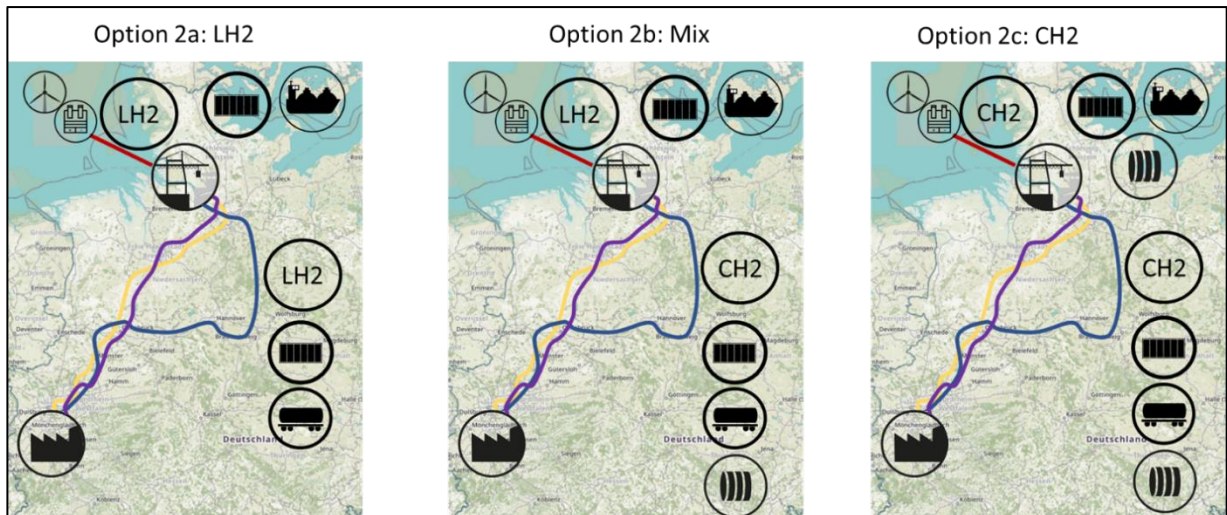


Abbildung 3-18: Option 2 aufgegliedert in die verschiedenen Transportkombinationen je Behälter (eigene Darstellung)

Figure 3-18: Transport combination on route 2 for transport of hydrogen from offshore windparks to destination (own research)

Für eine genaue Lokalisierung der Quellen wurde auf die bestehende Infrastruktur für die Verteilung von Offshore-Windenergie zurückgegriffen. Die Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee werden über Seekabel mit dem Land verbunden. Über Konverterstationen wird die elektrische Energie für die Übertragung vom Windpark zum Netzverknüpfungspunkt an der Küste aufbereitet. Da das Ziel dieser Studie die Untersuchung der Versorgung der deutschen Stahlindustrie mit Wasserstoff aus Offshore-Windparks ist, wurde der heutige Stand des Netzes für die Wahl des Standorts der Elektrolyse angenommen. Es folgt die Annahme, dass die Elektrolyse nahe der heutigen Netzverknüpfungspunkte ihren Standort haben soll und dort Wasserstoff aus z.B. überschüssigen Strom produziert wird. Es gibt sieben Orte an den deutschen Küsten, an denen die Seekabel aus den Offshore-Windparks anlanden. Davon befinden sich drei an der Ostsee und vier an der Nordsee (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2023b, 2023a):

- Nordsee:
 - Büttel (Brunsbüttel)
 - Dörpen
 - Diele
 - Emden
 - Inhausen (Wilhelmshaven)

- Ostsee:
 - o Lübeck
 - o Bentwisch (Rostock)
 - o Lubmin

Eine Annahme wurde im Rahmen dieser Studie hinsichtlich der vorhandenen Infrastruktur getroffen: An den gewählten Netzverknüpfungspunkten besteht i.d.R. keine für den regelmäßigen Gütertransport vorgesehene Infrastruktur, insbesondere nicht für den Umschlag von Wasserstoff in großen Mengen. Das betrifft ausgebaute Straßen, Schienenwege oder Binnenwasserstraßen, Umschlag- oder Speichereinrichtungen. Daher wurde der nächstgelegene Verkehrsweg als Startpunkt ausgewählt.

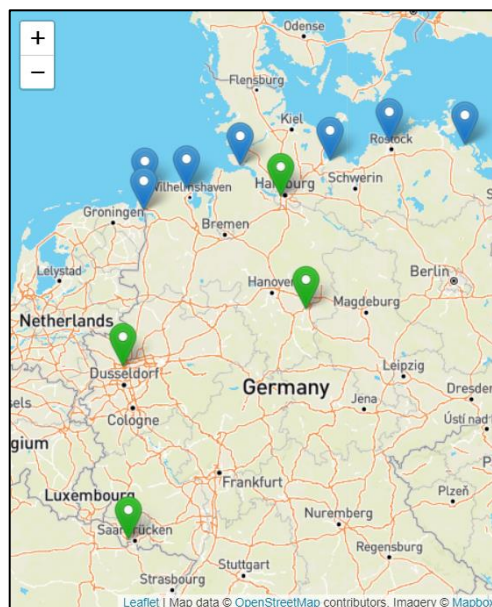


Abbildung 3-19: Wasserstoff-Quellen (Blau) und -Senken (Grün) (eigene Darstellung)

Figure 3-19: Hydrogen sources (blue) and hydrogen drains (green) (own research)

Im nächsten Schritt wurden die Transportwege bestimmt. Dazu wurden die Verkehrswege zwischen Quelle und Senke betrachtet. Für jede Senke wurde der Transportweg zu jeder Quelle ermittelt. Im Ergebnis wurden 28 Verbindungen pro Verkehrsträger identifiziert, die mit Fahrzeiten, Distanzen sowie kapazitiven und gefahrtrechtlichen Einschränkungen erfasst wurden.

Das Angebot von Wasserstoff an den identifizierten Quellen wurde anhand der historischen Daten für die Energiegewinnung aus den Offshore-Windparks abgeleitet. Dazu wurde die Energieproduktion der Jahre 2018, 2019 und 2020 von den Netzbetreibern 50Herz und Tennet in den Windparks der Nord- und Ostsee bezogen, anschließend der Durchschnitt gebildet und als Datengrundlage für die Angebotsseite in die Simulation implementiert. Damit wird ein verallgemeinertes Profil der jährlichen Energieproduktion durch Offshore-Windparks hinterlegt. Für die einzelnen Simulationsläufe wird in der Input-Parameter-Einstellung das Profil faktorisiert, sodass

quellenübergreifend oder quellspezifisch eine niedrigere oder höhere Energieproduktion simuliert werden kann. Das durchschnittliche Energieproduktionsprofil mit Faktor 1 wird in Abbildung 3-20 dargestellt.

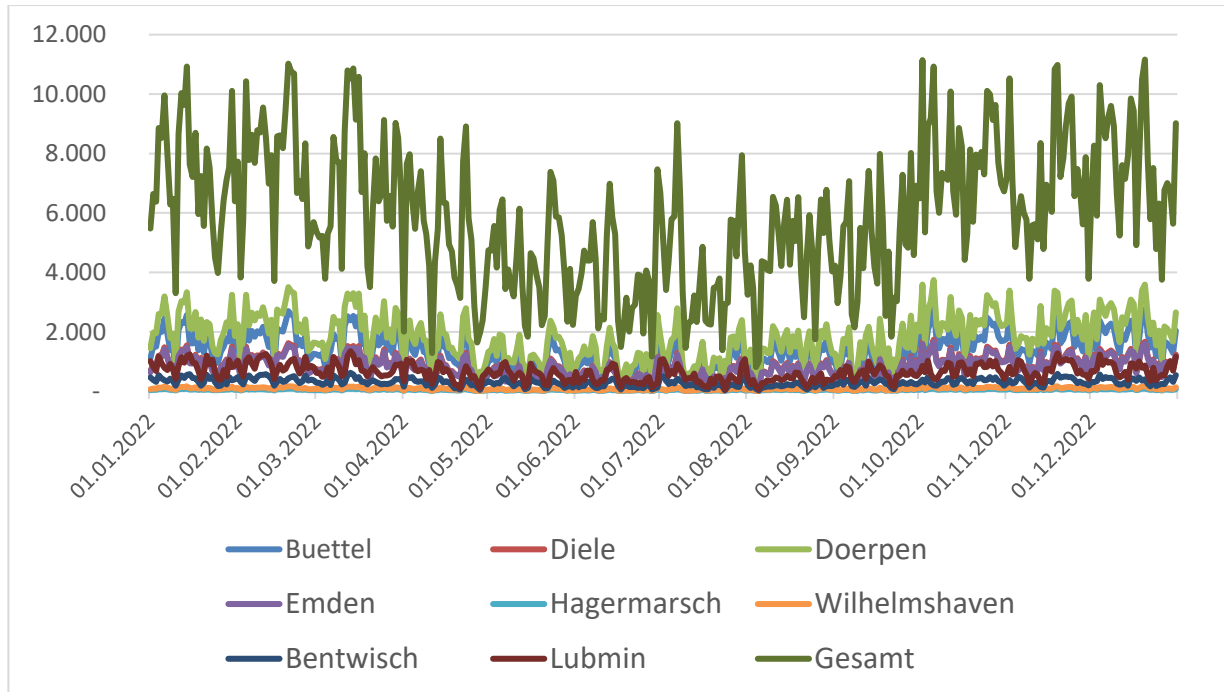


Abbildung 3-20: Jährliche Energieproduktion mit Faktor 1, quellenübergreifend und quellspezifisch basierend auf Daten von 50Hertz und Tennet (eigene Darstellung)

Figure 3-20: Yearly energy production in german offshore windparks based on data of 50Hertz and Tennet (own research)

Für die Nachfrage nach Wasserstoff an den Hochofenstandorten wurden Interviews mit den örtlichen Betreibern durchgeführt. Wenn kein Interviewpartner zur Verfügung stand, wurde nach den Daten recherchiert. Es ist festzuhalten, dass alle großen Hochofenbetreiber an den Standorten eine Dekarbonisierungsstrategie auf Basis von Wasserstoff verfolgen. Die Nachfrage nach Wasserstoff steigt dabei bis zum Zieljahr 2050 diskret an. Die größte Nachfrage nach Wasserstoff liegt am Standort Duisburg mit einem jährlichen Bedarf an 650.000 t Wasserstoff pro Jahr.

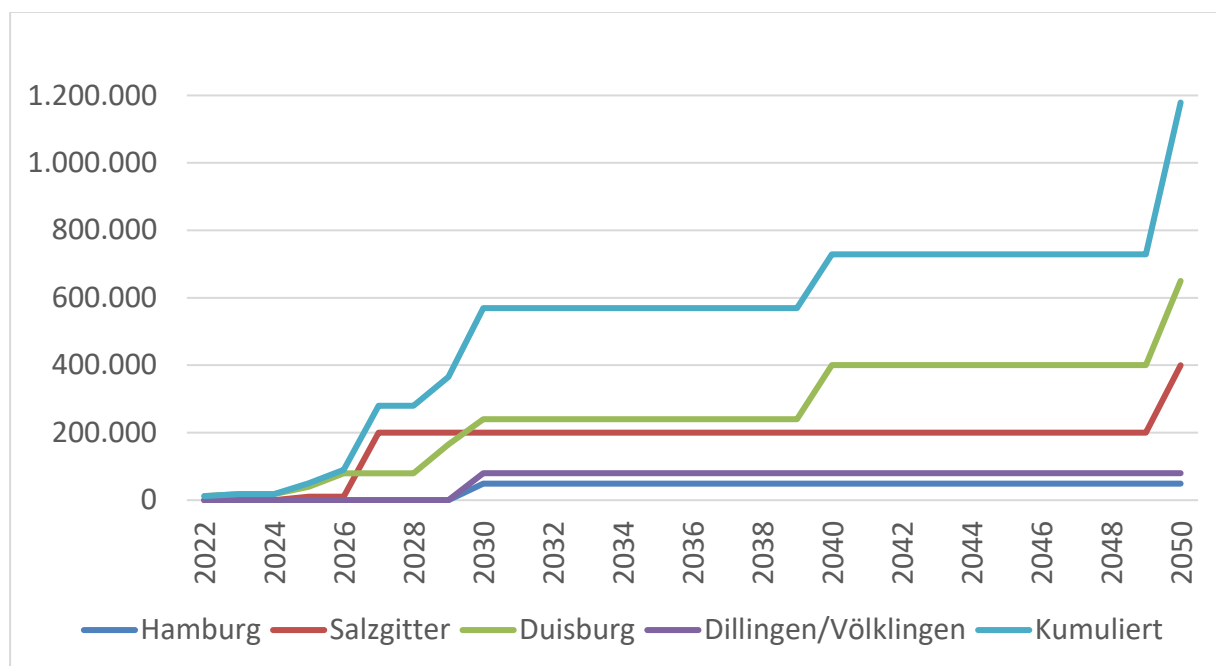


Abbildung 3-21: Wasserstoff-Nachfrage in Tonnen an den Hochofenstandorten auf Basis von Interviews und Recherchen (eigene Darstellung)

Figure 3-21: Demand of hydrogen in tons at specific iron production sites in German hinterland based on interviews and research (own research)

Zur abschließenden Modellentwicklung werden die Input- und Output-Parameter im Detail dargelegt. Diese sind in Abbildung 3-22 beschrieben. In Klammern beschriebene Inputparameter können fest eingestellt werden. Andernfalls werden diese automatisch berechnet.

Input	Output
Transportmittel (Lkw, Güterzug, Binnenschiff)	Füllstände der Speicher an den Senken
Transportmittelkapazität : real	Anzahl eingesetzter Fahrzeuge (Flottengröße)
Transportmittel Verspätung : Faktor der Fahrzeit	Transportkosten pro Senke
Behältertyp (z.B. NPROXX, APEX-Energy, MAHYTEC TANK)	Kosten für EuL-Verluste pro Senke
Transportkosten : real	Gesamtkosten pro Senke
H2-Produktionskapazität an Quellen : Faktor der Produktion (2021)	Menge bestellter Wasserstoff pro Senke
H2-Bedarf an Senken : real	Menge gelieferter Wasserstoff pro Senke
Kosten für Wasserstoff : real	Verlustmenge Wasserstoff pro Senke
Zustand Wasserstoff (CGH2 oder LH2)	Durchschnittliche Transportzeit
Quelle-Senken-Zuordnung (Steuerung)	Anzahl Fahrten
Berechnung der EuL-Verluste an verschiedenen Punkten (ein/aus)	
(Flottengröße) : integer	
(Bestellpunkte) : real	

Abbildung 3-22: Input- und Output-Parameter des Simulationsmodells (eigene Darstellung)

Figure 3-22: Input- and output parameters of the simulation model (own research)

3.2.5 Szenarientwicklung / Scenario development

Das entwickelte Modell bildet alle Elemente eines Logistiksystems ab. In Szenarien können nun unterschiedliche Ausprägungen des Logistiksystems eingestellt und hinsichtlich der Output-Parameter untersucht werden. Beispielsweise kann die Belieferung mit Lkw oder Güterzug erfolgen. Die Untersuchung des einzelnen Verkehrsmittels in einem Logistiksystem wird in Szenarien durchgeführt.

Für die Demonstration der Funktionstüchtigkeit des Simulationsmodells wurden die nachfolgend erläuterten Szenarien für die Quelle-Senken-Beziehung Dörpen-Duisburg aufgestellt und anschließend simuliert.

Die Szenarien sind in Abbildung 3-23 beschrieben. Es wurden sechs Szenarien aufgestellt, in denen der Transport über ein Jahr simuliert wird. Die Ladungsverluste werden nicht über die gesamte Logistikkette, sondern ausschließlich auf dem Prozesskettenschritt des Transports simuliert. Szenarien 1 und 2 befassen sich mit dem Transport per Lkw. In Szenario 1 wird der Transport von komprimiertem Wasserstoff angenommen. In Szenario 2 wird der Transport von flüssigem Wasserstoff betrachtet. Analog dazu wird in Szenario 3 und 4 der Transport mit Güterzügen und in Szenarien 5 und 6 der Transport mittels Binnenschiffe untersucht. Bei der Betrachtung des Transports per Binnenschiff wurde für die ausgewählte Quelle-Senken-Beziehung schnell deutlich, dass hier kein leistungsfähigeres Logistiksystem im Vergleich zum Güterzug vorliegt. Dies liegt an den zu nutzenden Binnenwasserstraßen, die den Einsatz kleinerer Binnenschiffe erfordern. Diese haben eine geringere Transportkapazität als Güterzüge. Daher wurden die Szenarien 5 und 6 nicht weiter betrachtet. Weitere Angaben der Szenarien betreffen die Transportmittelkapazität bezogen auf eine Transporteinheit sowie die Kosten für den Transport pro Kilometer in Euro als auch die Annahme des Wertes des Transportguts, angegeben in Euro pro Kilogramm Wasserstoff.

Auf der Nachfrageseite wird der Verbrauch kontinuierlich von kleinen Mengen zu großen Verbrauchsmengen gesteigert. Das erfolgt in einem Min.-Max.-Intervall mit einem vorgegebenen Sprung, hier als Schritt beschrieben. Die Variation des Verbrauchs führt zu einer Reihe an Experimenten innerhalb eines Szenarios. Die Szenarien sind fortlaufend nummeriert.

Die Ergebnisse der Simulation sind in Kapitel 3.2.6 dargelegt.

Nr.	Verkehrsmittel	Zustand	Kapazität [t]	EUR / km	EUR / kg H2	Verbrauch (Min.-Max. (Schritt))
1	Lkw	CGH2	1	1,50	5,-	100 - 1.000 (100)
2	Lkw	LH2	4	1,50	5,-	500 – 1.500 (100)
3	Güterzug	CGH2	2,5	39,-	5,-	3.000 – 33.000 (5.000)
4	Güterzug	LH2	3	39,-	5,-	4.000 – 34.000 (5.000)
5	Binnenschiff	CGH2	32	34,-	5,-	-
6	Binnenschiff (Rhein-Schiff)	LH2	112	34,-	5,-	-

Abbildung 3-23: Betrachtete Szenarien (eigene Darstellung)

Figure 3-23: Scenario building for assessing usecases of hydrogen transport from german offshore windparks to specific hydrogen drains (own research)

3.2.6 Ergebnisse / Results

Die Szenarien 1 bis 4 wurden mit unterschiedlicher Anzahl an Experimenten und Beobachtungen je Experiment durchgeführt. Die Simulationsläufe wurden nach den KPI Energie- und Ladungsverlust, Lieferqualität und Gesamtkosten (Transportkosten und Verlustkosten) bewertet. Abbildung 3-24 zeigt die Energie- und Ladungsverluste für die Szenarien 1 bis 4.

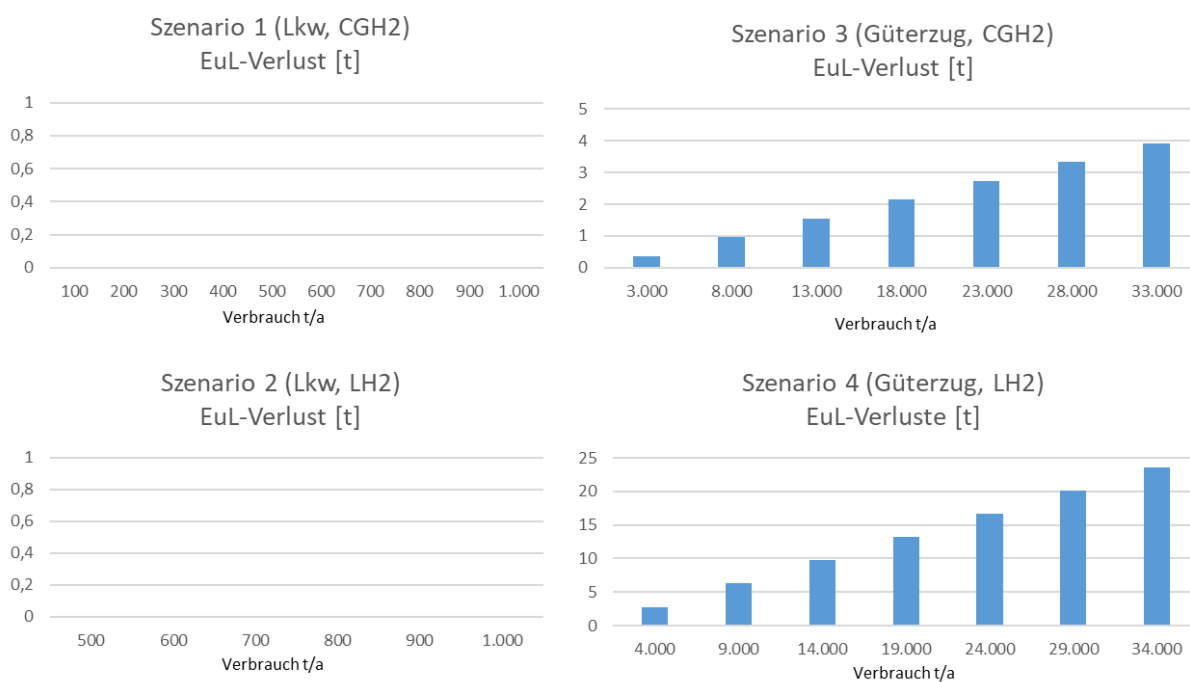


Abbildung 3-24: Energie- und Ladungsverluste für den Transport von Wasserstoff (eigene Darstellung)

Figure 3-24: Energy- and load losses for transport of hydrogen in usecase (own research)

Auffällig ist, dass in Szenario 1 und 2 keine Energie- und Ladungsverluste verzeichnet sind. Dies betrifft den Straßentransport. In den Szenarien 3 und 4 wurde der Güterzugtransport mit CGH₂ und anschließend LH₂ untersucht. Der Ladungsverlust steigt kontinuierlich mit steigender Verbrauchsmenge an. Das betrifft sowohl den Transport von komprimiertem als auch flüssigem Wasserstoff. Allerdings sind die Verluste beim Transport von flüssigem Wasserstoff deutlich höher im Vergleich zu den Verlusten von komprimiertem Wasserstoff bei gleicher Nachfrage.

In Bezug auf die Kennzahl Lieferqualität wurde als Kriterium die Anzahl an Tagen des Speichers an der Senke gezählt, an denen der Speicherfüllstand ins Negative fiel. Dies ist ein theoretisches Fall, wird jedoch als K.O-Kriterium für das Experiment gewertet. Ist kein Wasserstoff mehr im Speicher, würde die Versorgung der DRI-Anlage unterbrochen, dementsprechend die Roheisenproduktion. Dies gilt es unbedingt zu vermeiden. Die Abbildung 3-25 gibt die Anzahl an Tagen wieder, an denen der Speicher nicht leer war. Dies ist in allen vier Szenarien und für den Zeitraum von 365 Tagen der Fall.

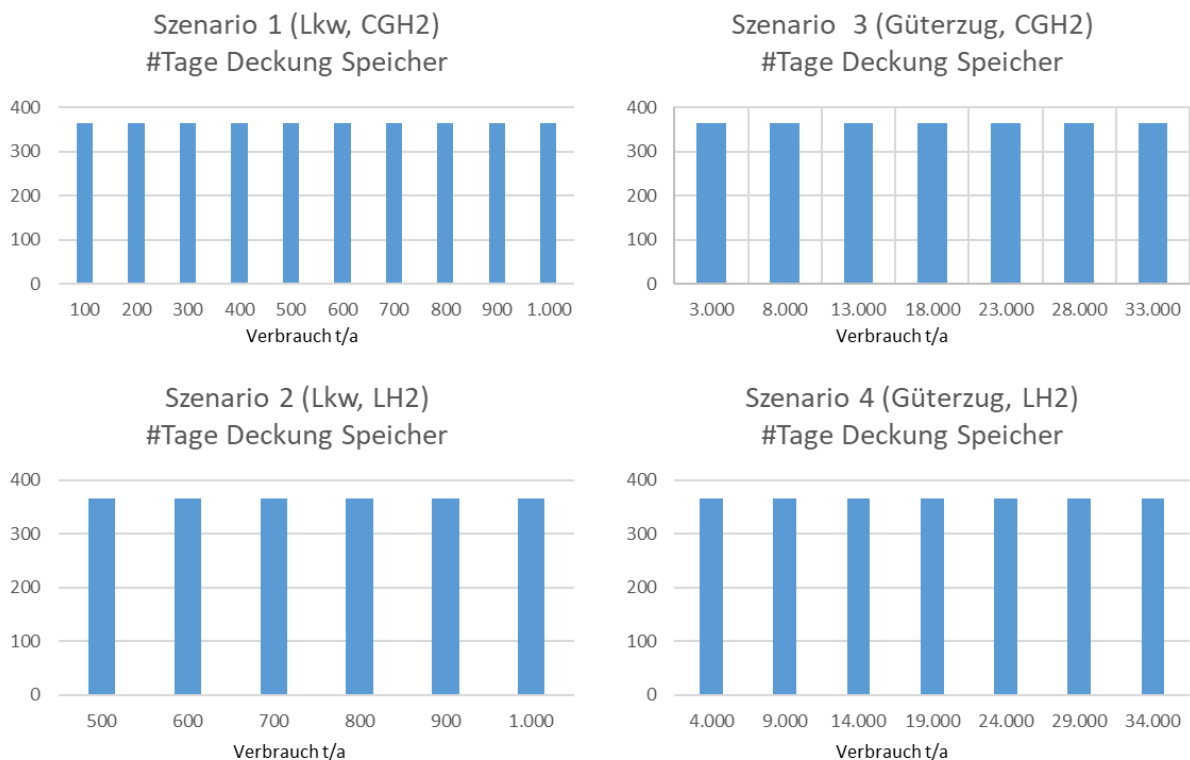


Abbildung 3-25: Anzahl der Tage, in denen der Speicher an der Senke nicht leer war (eigene Darstellung)

Figure 3-25: Number of days meeting the service level requirements of DRI supply (own research)

Die Gesamtkosten werden als Summe aus den Transportkosten und den Verlustkosten gebildet. Sie sind für die Szenarien 1 bis 4 in Abbildung 3-26 dargestellt. Die Gesamtkosten steigen kontinuierlich mit den nachgefragten Mengen an. Es zeigt sich

jedoch beim Lkw-Transport eine Besonderheit: Ab einem Verbrauch von 900 t H₂/a flacht die Gerade der Gesamtkosten leicht ab.

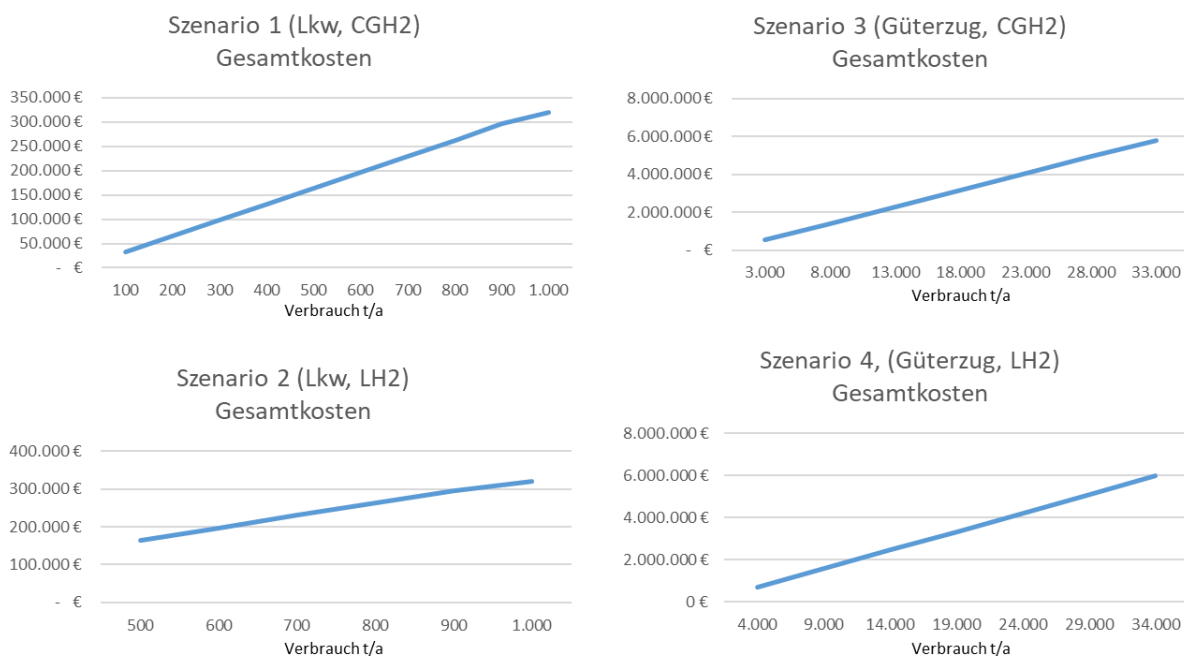


Abbildung 3-26: Gesamtkosten für den Transport von Wasserstoff (eigene Darstellung)

Figure 3-26: Overall cost of hydrogen transport in usecase (own research)

3.2.7 Interpretation / Interpretation

Die Wasserstoff-Logistik zwischen der Wasserstoff-Quelle Dörpen und der Wasserstoff-Senke Duisburg wurde mit einer Simulation untersucht. In vier Szenarien wurde der Transport von komprimiertem und flüssigem Wasserstoff mittels Lkw und Güterzug untersucht. Der Transport per Binnenschiff ist aufgrund der geringen Kapazität der zu befahrenden Binnenwasserstraßen nicht leistungsfähiger als der Transport per Güterzug und wurde deshalb nicht weiter betrachtet. Der Transport von komprimiertem Wasserstoff per Lkw wurde in den Grenzen von 100 t H₂ / a bis zu 1.000 t H₂ / a untersucht. Der Transport in diesen Grenzen hält die Lieferqualität ein, sodass die kontinuierliche Versorgung der DRI-Anlage am Verbrauchsstandort Duisburg gewährleistet ist. Die Kosten belaufen sich im Schnitt auf 324,10 EUR pro Tonne Wasserstoff. Die Kosten werden ohne die Beschaffungskosten für den Trailer ausgewiesen. Auffällig ist, dass keine Energie- und Ladungsverluste entstanden sind. Davon ist in der Realität jedoch nicht auszugehen, vielmehr ist hier eine Restriktion des Simulationsmodells ausschlaggebend. Energie- und Ladungsverluste für den Prozessschritt Transport, die weniger als 1 kg betragen, werden nicht gemessen. Die schnelle Transportzeit zwischen Dörpen und Duisburg verursacht also Energie- und Ladungsverluste, die pro Fahrt unter 1 kg liegen. Das gilt sowohl für Permeations- als auch für Boil-Off-Verluste. Im ungünstigsten Fall würde bei einem Transport von 1.000

t H₂ / a ein versteckter Verlust von 999 kg entstehen. Dieser würde mit Kosten von ca. 5.000 EUR zu Buche schlagen.

Für den Transport mit dem Güterzug wurde ein jährlicher Bedarf von 1.000 t Wasserstoff bis zu 34.000 t Wasserstoff untersucht. Die Lieferqualität wurde dabei eingehalten, sodass eine Versorgung der DRI-Anlage durchweg gegeben war. Die Permeations- und Boil-Off-Verluste wurden monetär bewertet und sind im Vergleich zum Lkw-Transport signifikant. Sie führen dazu, dass sich auf der Strecke Dörpen bis Duisburg der Transport von LH₂ ab einer Menge von 3.000 t Wasserstoff pro Jahr lohnt. Kleinere Bedarfsmengen können wirtschaftlicher in Form von komprimiertem Wasserstoff transportiert werden.

Die Untersuchung der Energie- und Ladungsverluste bezieht sich in dieser Untersuchung auf den Abschnitt des Transports. Die Erzeugung, Speicherung und Umschlag sind nicht untersucht worden, wenngleich das Modell diese Prozesskettenelemente abbildet. Mit einem Preis von 5 EUR pro 1 kg Wasserstoff wurde ein sehr niedriger Wert angenommen.

3.3 Alternative Pipeline / Alternative Pipeline

Für den Transport von Wasserstoff in großen Mengen werden primär Pipelines betrachtet. Für den Bau einer Pipeline muss eine entsprechende Pipeline ausgewählt werden. Hierfür muss der Durchmesser bekannt sein und anschließend weitere Parameter spezifiziert werden. Im Projekt wurde ein Excel-Tool entwickelt, mit dem Pipeline-Durchmesser nach bestimmten Vorgaben dimensioniert werden können. Mittels des entwickelten Pipeline-Tools soll die Dimensionierung einer Pipeline auf Basis des Wasserstoffbedarfs, des Drucks sowie des Pipelinematerials erfolgen und eine fertige Pipeline dem Anwender empfohlen werden. Das Pipeline-Tool besteht aus zwei unterschiedlichen Teilen. Diese sind in Abbildung 3-27 rot markiert. Im linken Teil des Tools soll die Pipeline anhand des Wasserstoffbedarfs ausgelegt werden. Im rechten Teil des Pipeline-Tools kann eine manuelle Kostenoptimierung der ausgewählten Pipeline erfolgen.

In beiden Teilen des Pipeline-Tools erfolgt die Eingabe der Parameter durch den Anwender. Die Zellen, in denen der Anwender Werte und Daten eingeben kann, sind farblich gelb hinterlegt. Im linken Teil des Pipeline-Tools zählen zu den Eingabeparametern der Betriebsdruck der Pipeline in Bar und die Kapazität bzw. der jährliche Wasserstoffbedarf in Tonnen pro Jahr (t/a). Zusätzlich muss der Anwender den Abstand zwischen zwei Verdichterstationen in km angeben. Ein weiterer Eingabeparameter ist die Unsicherheit beim Wasserstoffbedarf. Der letzte Eingabewert vom Anwender für die Pipelineauslegung ist der Kostenfaktor zwischen den Verlegungskosten und den Herstellungskosten. Dieser Kostenfaktor kann vom Anwender individuell eingesetzt werden. Ab Zeile 17 werden die Ergebnisse ausgegeben. Für die Berechnungen wurden sowohl für die Pipelineauslegung als auch für die Kostenoptimierung einige Annahmen und Randbedingungen getroffen. Hierzu zählt, dass Wasserstoff als ideales Gas betrachtet wird und nicht als reales Gas. Dies

vereinfacht die Berechnungen, da mit weniger thermodynamischen Parametern die Rechnung durchgeführt werden kann. Aufgrund dieser thermodynamischen Annahme wird die Reinheit des Wasserstoffs vernachlässigt. Es wird vereinfachend angenommen, dass reiner Wasserstoff vorhanden ist und keine weiteren Gase oder Elemente den Wasserstoff verunreinigen.

Berechnung des Pipeline-Durchmessers		Pipelinedurchmesser Optimierung	
Projekt	H2-Logistik	Projekt	H2-Logistik
Datum	17.10.2022	Datum	17.10.2022
Bearbeiter		Bearbeiter	
Ein- und Ausgangswerte		Ein- und Ausgangswerte	
Betriebsdruck	20 bar	Betriebsdruck	70 bar
Kapazität	300.000 t/a	Pipelineauswahl	DN-200
Abstand zwischen zwei Verdichterstationen	6 km	Stahlsorte der Pipeline	L245NB/L245MB
Stahlsorte der Pipeline	L245NB/L245MB	Faktor Verlegungskosten zu Herstellkosten	2
Bedarfsunsicherheit	0 %	Ergebnis	
Faktor Verlegungskosten zu Herstellkosten	2	Dehngrenze	245 N/mm ²
Ergebnis		Rechnerische Mindestdicke Rohr (smin) nach DIN 1594	4,67 mm
Mindest Innendurchmesser	0,588 m	Wanddicke vom Rohr DN-200	5 mm
Empfehlung nächstgrößeres Rohr	DN-600	Innendurchmesser vom Rohr DN-200	209,1 mm
Rechnerische Wandstärke Rohr (smin) nach DIN 1594	3,72 mm	Herstellkosten Pipelinerohre	870 €/m
Dehngrenze des ausgewählten Materials	245 N/mm ²	Kapazität mit dem Rohr DN-200	145.880 t/a
Auswahl des Rohres	DN-600	Sicherheitsfaktor Versorgung	0,49
Wanddicke vom Rohr DN-600	6,3 mm	Druckverlust	2,32 bar
Herstellkosten Pipelinerohre	1.130.000 €/m	Längenspezifischer Druckverlust	38,65 Pa/m
Kapazität mit Rohr DN-600	340.213 t/a	Geschätzte Verlegungskosten der Pipeline DN-200	1740,00 €/m

Abbildung 3-27: Aufbau des Pipeline-Tools (eigene Darstellung)

Figure 3-27: Interface of the pipeline-tool (own research)

Für die Ermittlung des Mindestinnendurchmessers der Pipeline, der in Zelle B18 angegeben ist, wird die analytische Formel 11 nach dem Innendurchmesser umgestellt. Die entsprechenden Werte werden in Formel 11 eingesetzt und anschließend der Mindestinnendurchmesser berechnet. Die Fließgeschwindigkeit des Fluids ist auf einen maximalen Wert von 12 m/s begrenzt, sodass bei den Wasserstoffmolekülen und der Reibung an der Wand kein Staubmitriss entsteht und der Verdichter oder die Pipeline beschädigt werden. Die Dichte des Wasserstoffs ist druckabhängig und wird mittels der Molmasse von 2 g/Mol und der idealen Gas-Gleichung berechnet. Als Randbedingungen wird angenommen, dass ein 24 h Betrieb mit sieben Tagen vorliegt, sodass der Wasserstoffbedarf zu jeder Stunde konstant ist. Zusätzlich ist ein interner Sicherheitsfaktor eingebaut, der den Wasserstoffjahresbedarf um 10 % erhöht. Dies dient zum Ausgleich der Annahmen, wie beispielsweise, dass kein Gas aus der Pipeline oder den Verdichtern in die Umwelt austritt sowie, dass der Massenstrom konstant ist. Die Erhöhung des Wasserstoffbedarfs ist in Formel 11 nicht dargestellt und muss als Faktor von 1,1 mit dem Massenstrom multipliziert werden.

$$\dot{m} = v_{Durchfluss} * \frac{\pi}{4} D_{Innen}^2 * \rho_{Fluid} \quad \text{Formel 11}$$

$$D_{Innen} = \sqrt{\frac{\dot{m}}{(v_{Durchfluss} * \frac{\pi}{4} * \rho_{Fluid})}}$$

Ausgehend vom Mindestdurchmesser wird in Zelle B19 im Excel-Tool die entsprechende Pipeline nach Normbezeichnung für den Einsatz empfohlen. Aufgrund

des Mindestdurchmessers von 0,588 m ist die Verwendung der nächstgrößeren Pipeline notwendig. Nach der DIN-10217-1 ist die nächstgrößere Pipeline die DN-600. Neben dem Innendurchmesser des Rohres ist auch die Wanddicke des Rohres für die Pipeline-Auswahl notwendig. Zur Berechnung der Mindestwanddicke des Rohres nach DIN-EN-1594, siehe Formel 12, sind der Betriebsdruck, der Außendurchmesser sowie die Dehngrenze des Rohrmaterials als auch der Nutzungsgrad der Pipeline notwendig. Der Betriebsdruck wird aus den Eingabewerten entnommen und der Außendurchmesser aus der Rohr-Datenbank für die empfohlene Pipeline. Im Tabellenblatt „Rohr-Datenbank“ sind die Pipelines mit entsprechenden Innendurchmessern, fertigmachen Wanddicken und Materialien hinterlegt, sodass in Zelle B13 mittels des Drop-Down-Menüs ein geeignetes Material verwendet werden kann. Abhängig vom Material ändert sich die Dehngrenze, welche in Zelle B21 des Pipeline-Tools für das ausgewählte Material angegeben wird. Für das Beispiel wird zur Berechnung der Mindestwanddicke die Stahlsorte L245NB ausgewählt. Diese Stahlsorte hat eine Dehngrenze ($R_{p0,5}$) von 245 N/mm². Der Nutzungsgrad (f_0) ist materialabhängig und beträgt für das ausgewählte Material L245NB 0,67. Der Nutzungsgrad entspricht dem Kehrwert aus dem Sicherheitsbeiwert. Der Sicherheitsbeiwert beträgt nach der DVGW-G-463 1,5 für das Material L245NB. Das Produkt aus Nutzungsgrad und der Dehngrenze, siehe Formel 13, ergibt nach (Mischner 2015) die Umfangsspannung des Materials (σ_p). Für den Betriebsdruck und das Rohr DN-600 muss die Wanddicke des Rohres mindestens 3,72 mm betragen. Die nächstgrößere fertigmachen Wanddicke für das Rohr DN-600 beträgt jedoch 6,3 mm. Diese Angabe der herstellbaren Wanddicke für diese Rohrgröße ist in Zelle B23 angegeben.

$$s_{min} = \frac{p_{Pipeline} * D_{Außendurchmesser}}{20 * \sigma_p} \quad \text{Formel 12}$$

$$\sigma_p = f_0 * R_{p0,5} \quad \text{Formel 13}$$

In dem Tabellenblatt „Rohr-Datenbank“ im Pipeline-Tool sind Rohre ab einem Durchmesser von 100 mm bis zu einem Rohrdurchmesser von 1.000 mm und den Wanddicken hinterlegt. Wird aufgrund des Wasserstoffbedarfs ein Rohrdurchmesser größer als 1.000 mm empfohlen, erscheint im Abschnitt Ergebnisinterpretation, ab Zeile 31, die Meldung, dass die empfohlene Pipelinegröße nicht in der Rohdatenbank hinterlegt ist. Aus diesem Grund kann für nicht in der Datenbank hinterlegte Rohre die Berechnung der Kapazität nicht erfolgen. Bei einer solchen Fehlermeldung kann der Betriebsdruck vergrößert werden, sodass sich die Dichte des Fluids erhöht und damit die Wasserstoffmenge durch eine der hinterlegten Rohre transportiert werden kann.

Die in Zelle B24 angegebenen Herstellungskosten sind Richtwerte, die aus Literatur und Rechercheangaben stammen. Hierbei sind Personal-, Maschinen- und Materialkosten enthalten. Aufgrund der dynamischen Situation ändern sich die Preise für Stahl. Die aufgeführten Herstellungskosten im Pipeline-Tool sollen dem Anwender ein Indiz der Größenordnung der Herstellungskosten für die Pipelines geben. Mittels eines Faktors kann der Anwender einen eigenen Kostensatz angeben.

Ausgehend vom empfohlenen Rohr und dem Betriebsdruck wird die Kapazität der Pipeline in Zelle B25 berechnet. Hierfür wird die analytische Formel 11 verwendet und als Innendurchmesser der Innendurchmesser der ausgewählten Pipeline eingesetzt. Beim Betriebsdruck von 20 bar und der Pipeline DN-600 können bis zu 340.213 Tonnen Wasserstoff im Jahr geliefert werden. In Zelle B26 ist der Kapazitäts- bzw. Sicherheitsfaktor der Versorgung mit der ausgewählten Pipeline angegeben. Dieser ist der Quotient aus der lieferbaren Kapazität der ausgewählten Pipeline und dem Bedarf.

Energieverluste treten beim Transport von Gasen in Pipelines als Druckverluste auf. Dieser Druckverlust muss zur Aufrechterhaltung des Betriebsdrucks durch einen Kompressor ausgeglichen werden. In Formel 14 ist der analytische Zusammenhang zur Berechnung des Druckverlusts dargestellt. Der Druckverlust entsteht durch die Reibung zwischen dem Fluid und der Pipeline. Die Reibungszahl der Pipeline (μ) kann durch das Schleifen und spezielle Beschichtungen an der Pipeline-Innenseite reduziert werden. Da die Reibung über die gesamte Strecke der Leitung auftritt, muss die Reibungszahl (μ) mit der Länge der Leitungen zwischen zwei Kompressor-Stationen multipliziert werden. Ebenfalls ist der Druckverlust von der Dichte abhängig. Die Durchflussgeschwindigkeit des Fluids geht quadratisch in den Druckverlust ein, siehe Formel 14. Die im Pipeline-Tool hinterlegte Reibungszahl beträgt nach (Mischner, 2021) zwischen 0,001 und 0,01 (Mischner 2021b). Die Ermittlung der Reibungszahl (μ) anhand der Reynoldszahl wird nicht durchgeführt, da hier für den Fall der turbulenten Strömung die Rauheiten vom Rohr bekannt sein müssen. Der resultierende Druckverlust ist in Zelle B27 angegeben. In dem Beispiel mit 20 bar Betriebsdruck, einer DN-600 Pipeline und einer Entfernung von 6 km zwischen zwei Kompressorstationen beträgt der Druckverlust 0,23 bar. Aus dem absoluten Druckverlust wird in Zelle B28 der längenspezifische Druckverlust berechnet. Der längenspezifische Druckverlust kann zur Beurteilung des Druckverlustes dienen. Übersteigt der längenspezifische Druckverlust den Erfahrungswert von 100 Pa/m, liegt ein erhöhter Druckverlust vor. Für die Berechnung des längenspezifischen Druckverlustes wird der Quotient aus dem Druckverlust aus Formel 14 und der Entfernung zwischen zwei Kompressorstationen gebildet. Für die Beispielwerte beträgt der längenspezifische Druckverlust 3,87 Pa/m.

$$\Delta p = \frac{\mu * l * v_{Durchfluss}^2 * \rho_{Fluid}}{2 * D_{Innen}} \quad \text{Formel 14}$$

In Zelle B29 sind die geschätzten Verlegungskosten der Pipeline angegeben. Diese sind das Produkt aus den Herstellungskosten aus Zelle B24 und dem Faktor „Verlegungskosten zu Herstellungskosten“, der in Zelle B15 als Eingabewert eingegeben werden muss.

Die Pipeline-Kosten-Optimierung beruht auf den identischen Annahmen und Berechnungsformeln, wie die Pipelineauslegung. Das Ziel der Pipeline-Kosten-Optimierung ist es, durch die Veränderung der Betriebsparameter, die

Herstellungskosten der Pipeline zu senken, unter der Annahme, dass der gleiche Wasserstoffbedarf vorhanden ist, wie im Auslegungsbereich vom Anwender in Zelle B11 angegeben ist. Aus diesem Grund ist im Kostenoptimierungsbereich kein Eingabefeld für den Wasserstoffbedarf vorgesehen. Eine Kostenoptimierung kann z.B. durch Erhöhung des Betriebsdruckes geschehen, da dies zu einer Reduktion des Rohrquerschnitt führt und damit eine kleinere Pipeline ausgewählt werden kann. Eine Erhöhung des Betriebsdruckes führt auch zur Erhöhung der Wanddicke, weshalb der Zusammenhang zwischen der Reduktion der Pipelinekosten und der Verringerung des Querschnitts nicht linear ist. Aus diesem Grund kann der Anwender durch die Materialauswahl in der Kostenoptimierung der Pipeline Anpassungen vornehmen. Das Vorgehen zur Nutzung der Pipeline-Kosten-Optimierung ist ähnlich zum Vorgehen bei der Pipelineauslegung. In den gelben Feldern werden die Inputparameter eingegeben. Ein Beispielszenario für die Kostenoptimierung ist in Abbildung 3-28 dargestellt. Ziel ist es, eine kleinere Pipeline als die empfohlene DN-600 zu verwenden. Hierfür wird der Druck erhöht, in dem Beispiel auf 70 bar, da in diesem Beispiel die max. Druckstufe des Kompressors 70 bar aufbringen kann. Zusätzlich wird die Pipeline DN-200 ausgewählt, siehe Abbildung 3-28.

Pipelinedurchmesser Optimierung	
Projekt	H2-Logistik
Datum	17.10.2022
Bearbeiter	
Pipelineoptimierung	
Ein- und Ausgangswerte	
Betriebsdruck	70 bar
Pipelineauswahl	DN-200
Stahlsorte der Pipeline	L245NB/L245MB
Faktor Verlegungskosten zu Herstellkosten	2
Ergebnis	
Dehngrenze	245 N/mm ²
Rechnerische Mindestdicke Rohr (s _{min}) nach DIN 1594	4,67 mm
Wanddicke vom Rohr DN-200	5 mm
Innendurchmesser vom Rohr DN-200	209,1 mm
Herstellkosten Pipelinerohre	870 €/m
Kapazität mit dem Rohr DN-200	145.880 t/a
Sicherheitsfaktor Versorgung	0,49
Druckverlust	2,32 bar
Längenspezifischer Druckverlust	38,65 Pa/m
Geschätzte Verlegungskosten der Pipeline DN-200	1740,00 €/m
Ergebnisinterpretation	
Bitte wählen Sie eine größere Pipeline aus oder erhöhen Sie den Betriebsdruck. Der Druckabfall der ausgewählten Pipeline DN-200 beträgt 2,32 bar.	

Abbildung 3-28: Pipeline-Kosten-Optimierung DN-200, Betriebsdruck: 70 bar (eigene Darstellung)

Figure 3-28: Pipeline cost optimisation for a DN-200 pipe, pressure 70 bar (own research)

Alle anderen Angaben, wie Material der Pipeline sowie Kostenfaktoren, bleiben identisch zu den aus der Pipelineauslegung. Als Ergebnis für das Beispielszenario mit 70 bar Betriebsdruck und der DN-200 Pipeline resultiert, dass der entsprechende Wasserstoffbedarf durch die DN-200 Pipeline nicht abgedeckt werden kann. Wird in der nächsten Iteration eine größere Pipeline verwendet, z.B. die DN-300, bei 70 bar Betriebsdruck, ist wie in Abbildung 3-29 zu erkennen, dass der Wasserstoffbedarf von 300.000 Tonnen im Jahr abgedeckt werden kann. Die Herstellungskosten einer DN-300 Pipeline betragen ca. 870 €/m und sind damit um ca. 300€/m kostengünstiger als die Herstellungskosten der DN-600 Pipeline.

Pipelinedurchmesser Optimierung	
Projekt	H2-Logistik
Datum	17.10.2022
Bearbeiter	
Pipelineoptimierung	
Ein- und Ausgangswerte	
Betriebsdruck	70 bar
Pipelineauswahl	DN-300
Stahlsorte der Pipeline	L245NB/L245MB
Faktor Verlegungskosten zu Herstellkosten	2
Ergebnis	
Dehngrenze	245 N/mm ²
Rechnerische Mindestdicke Rohr (s _{min}) nach DIN 1594	6,91 mm
Wanddicke vom Rohr DN-300	7,1 mm
Innendurchmesser vom Rohr DN-300	309,7 mm
Herstellkosten Pipelinerohre	870 €/m
Kapazität mit dem Rohr DN-300	320.016 t/a
Sicherheitsfaktor Versorgung	1,07
Druckverlust	1,57 bar
Längenspezifischer Druckverlust	26,10 Pa/m
Geschätzte Verlegungskosten der Pipeline DN-300	1740,00 €/m
Ergebnisinterpretation	
<p>Mit der Pipeline DN-300 und einem Betriebsdruck von 70 bar kann der Bedarf i.H.v. 300000 t/a gedeckt werden.</p> <p>Der Druckabfall der ausgewählten Pipeline DN-300 beträgt 1,57 bar.</p>	

Abbildung 3-29: Pipeline-Kosten-Optimierung DN-300, Betriebsdruck: 70 bar (eigene Darstellung)

Figure 3-29: Pipeline cost optimisation for DN-300 pipe and pressure 70 bar (own research)

3.4 Web-Tool / Web-Tool

Für die Entwicklung eines Web-Tools wurde ein Anforderungskatalog hinsichtlich Nutzerbedürfnisse der KMU ausgearbeitet. Die einfache Programmhandhabung mit dennoch vielfältigen Parametereingaben lag hierbei im Vordergrund. Der mittels eines Python-Skriptes eingebettete Berechnungskern fasst die gewonnen Erkenntnisse aus Logistik-Experimenten und Verlustermittlungen des Projektes zusammen und bricht

diese aufs Wesentliche herunter. Für die Energie- und Ladungsverlustsimulationen aus Kapitel 2.3 wurden daher Verlustfaktoren als Äquivalent genutzt.

Hierbei gilt für den Pfad eines Flüssigbehältertransportes:

- Für den Verflüssigungsprozess wird ein spezifischer Energiebedarf von 12 kWh/kg angenommen
- Im Falle eines LKW-Transportes liegt eine Grundannahme von 50 km/h durchschnittlicher Fahrtgeschwindigkeit und 0,5 % Boil-Off-Anteil pro Tag vor
- Im Falle eines Bahn-Transportes liegt eine Grundannahme von 100 km/h durchschnittlicher Fahrtgeschwindigkeit und 0,4 % Boil-Off-Anteil pro Tag vor
- Im Falle eines Binnenschiff-Transportes liegt eine Grundannahme von 20 km/h durchschnittlicher Fahrtgeschwindigkeit und 0,2 % Boil-Off-Anteil pro Tag vor

Die Boil-Off-Anteile wurden in Abhängigkeit der Volumen-Oberflächenverhältnisse entsprechend der Tankgrößen für die Transportmittel gewählt. Für gasförmige Behältertransporte gelten verschiedene Verlustmechanismen:

- Für die anfängliche Kompression wird ein Verlust einer Kompression entsprechend auf 60 bar angenommen
- Im Falle eines LKW-Transportes liegt eine Grundannahme von 50 km/h durchschnittlicher Fahrtgeschwindigkeit und ein Permeationsverlust (gemittelt aus Hoch- und Niederdruck-Tankkombinationen des Typ I und Typ IV) von 0,0107 % vor
- Im Falle eines Bahn-Transportes liegt eine Grundannahme von 100 km/h durchschnittlicher Fahrtgeschwindigkeit und ein Permeationsverlust (gemittelt aus Hoch- und Niederdruck-Tankkombinationen des Typ I) von $5,4645 \cdot 10^{-5}$ % vor
- Im Falle eines Schiff-Transportes liegt eine Grundannahme von 20 km/h durchschnittlicher Fahrtgeschwindigkeit und ein Permeationsverlust (gemittelt aus Hoch- und Niederdruck-Tankkombinationen des Typ I) von $5,4645 \cdot 10^{-5}$ % vor
- Im Falle eines Pipeline-Transportes wird der Permeationsverlust mit demselben Ansatz nach (Schütz et al. 2017) berechnet, eine Verdichtung entsprechend der Ergebnisse aus Kapitel 3.1 findet in regelmäßigen Abständen statt

Die Website selbst besitzt einen intuitiven Aufbau. Die Website-Elemente wurden mittels HTML-Skripting und eingebundenen CSS-Gestaltungsbausteinen erstellt. In Abbildung 3-30 ist der initiale Aufruf der Startseite zu sehen, wobei das Layout für alle aufrufbaren Seiten gleich gehalten wird. Zur Navigation zwischen den Hauptreitern wurde eine Side Bar in Fraunhofer-Farben eingerichtet. Ein grau gefärbter Footer gibt dauerhaft das Impressum wieder. Der Hauptanteil des Web-Tools wird durch den eigentlich Body-Container bestimmt. Im Falle der „Startseite“ besteht dieser aus reinen Text- und Bildelementen ohne Interaktionsmöglichkeiten. Diese dienen einer einführenden Projektbeschreibung und Vorstellung des Webtools (siehe Abbildung 3-30).



Abbildung 3-30: Startseite Web-Tool (own research)

Figure 3-30: Landing page Web-Tool (eigene Darstellung)

Der Haupttreiber „Webtool“ stellt den interaktiven Teil der Website dar (siehe Abbildung 3-31). Der Nutzer wird in einer ersten Ausführung aufgefordert Eingabeparameter zur Berechnung zu vergeben. Über Radio-Buttons können entsprechend einer entweder/oder-Auswahl Angaben zum Aggregatzustand des Wasserstoffes sowie dem Transportkettenelement und der logistischen Eingangsgröße getätigt werden. Textfelder zur numerischen Eingabe der Bedarfsmenge an Wasserstoff und Transportstrecke sind ebenfalls vorhanden. In Zusammenhang mit der Auswahl der logistischen Eingangsgröße (Flottengröße oder Servicelevel) wird ein weiteres Textfeld für numerischen Input oder ein optischer Schieberegler ersichtlich.

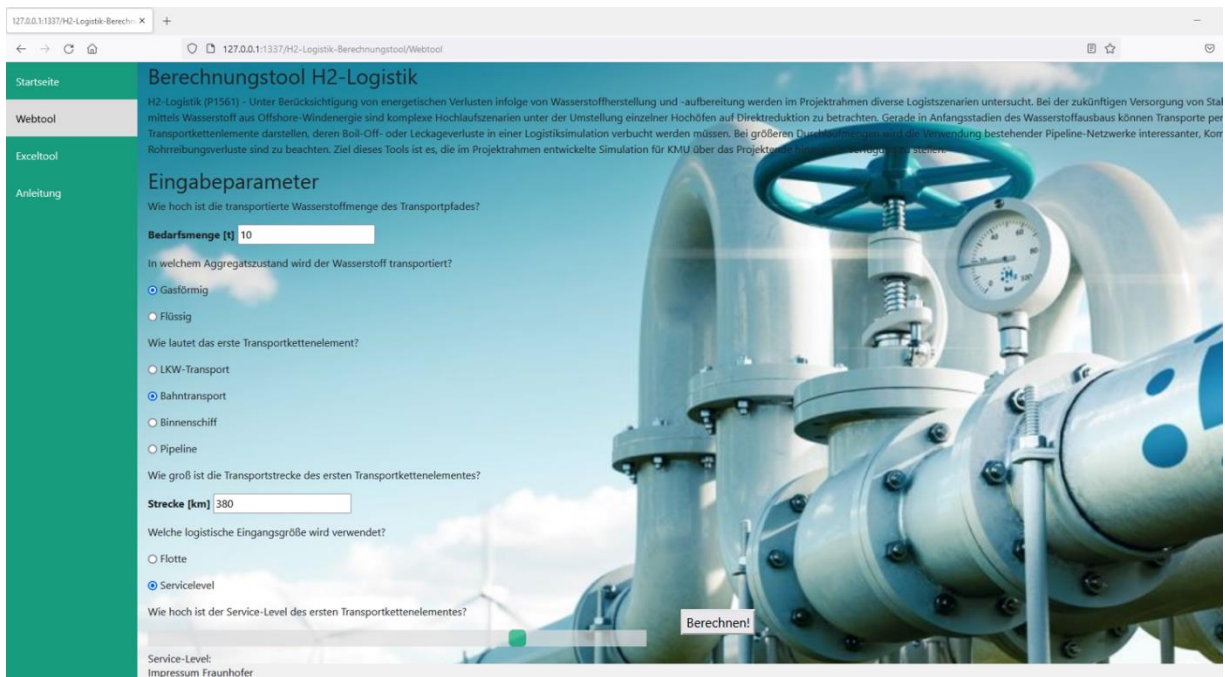


Abbildung 3-31: Web-Tool (eigene Darstellung)

Figure 3-31: Web-Tool (own research)

Im Hauptreiter „Exceltool“ ist das in Kapitel 3.3 eingeführte Pipeline-Tool zum Download bereitgestellt (siehe Abbildung 3-32). In einem zuvor stehenden Textfeld ist eine einleitende Beschreibung zu finden.

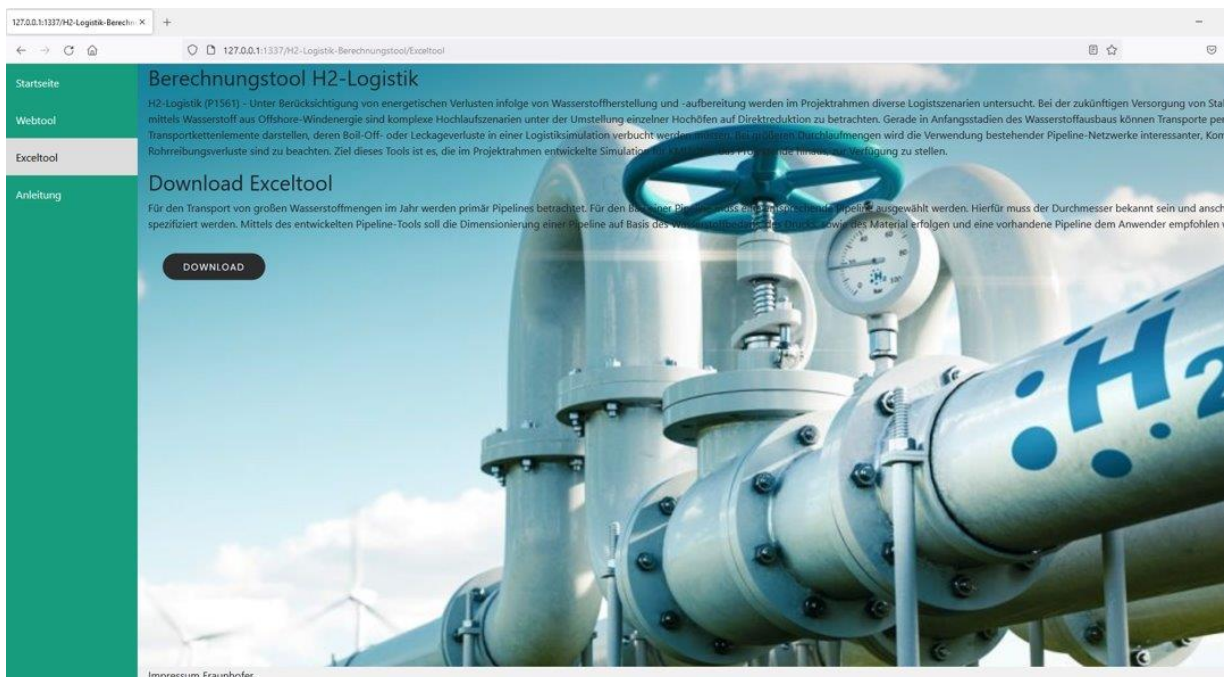


Abbildung 3-32: Exceltool Seite (eigene Darstellung)

Figure 3-32: Exceltool page (own research)

Unter dem Hauptreiter „Anleitung“ ist eine Anleitung für die Bedienung des Web-Tools auffindbar (siehe Abbildung 3-33).



Abbildung 3-33: Anleitung Seite (eigene Darstellung)

Figure 3-33: User guide page (own research)

4 Zusammenfassung / Summary

Die Dekarbonisierung der Stahl- und Chemieindustrie in Deutschland wird große Mengen an grünem Wasserstoff benötigen. Die Studie untersuchte die Wasserstoff-Logistik für die Stahl- und Chemieindustrie in Deutschland von der Gewinnung grüner Energie in den deutschen Offshore-Windparks bis zum Verbrauchspunkt im Hinterland Deutschlands. Dazu wurden ein Modell entwickelt, das die spezifischen Elemente der Wasserstoff-Logistik abbildet: Behälter für den komprimierten und flüssigen Wasserstofftransport, Kapazitäten der Verkehrsmittel, Besonderheiten der Routenfindung für Wasserstofftransporte und ökonomische Daten von Wasserstoff-Transporten, Fahrzeiten, Kosten und Bestellmethoden. Ein Fokus lag auf den Energie- und Ladungsverlusten, die entlang der Wasserstoff-Lieferketten entstehen (z.B. Permeation oder Boil-Off). Diese wurden detailliert untersucht und in ein Berechnungsmodul überführt. Unter Berücksichtigung der transportierten Mengen, der Transportzeit, der Jahreszeit, des Aggregatzustandes des Wasserstoffs und weitere Faktoren werden die spezifischen Energie- und Ladungsverluste berechnet. Dieses Berechnungsmodul ist über eine Schnittstelle an das Modell angeknüpft.

Die Simulation einer Wasserstoff-Logistikette von einem Offshore-Windpark in der Nordsee nach Duisburg ergab, dass der Transport von komprimiertem Wasserstoff mit keinen signifikanten Ladungsverlusten verbunden ist. Beim Transport von Flüssigwasserstoff kann zwar mehr Wasserstoff pro Verkehrsmittel transportiert werden, allerdings spielen die Ladungsverluste in dem beschriebenen Usecase eine größere Rolle. Unter den getroffenen Annahmen zeigt sich ein Wechsel von komprimiertem Wasserstoff auf Flüssigwasserstoff bei einer Bedarfsmengen von 3.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr aus Sicht der Ladungsverluste als ökonomisch sinnvoll. Zu den gezogenen Annahmen zählt, dass die in den Offshore-Windparks gewonnene grüne Energie zunächst mit Seekabeln an Land übertragen wird. Erst an den Endpunkten der Seekabel wurde eine Produktion des Wasserstoffs mittels Elektrolyseure angenommen. Diese Annahme wurde in fachlicher Abstimmung mit dem Schwesterprojekt „Power-H2“ getroffen.

Für die Versorgung der Roheisenproduktion werden mehrere 100.000 t Wasserstoff pro Jahr benötigt. Lediglich Pipelines ermöglichen den zuverlässigen Transport dieser Mengen an Wasserstoff. Aus der Projektbearbeitung heraus zeigte sich, dass die ursprüngliche Zielsetzung um spezifische Betrachtungen der Pipeline-Logistik erweitert werden musste. Daher wurde ein Tool entwickelt, mit dem Pipelines für den Transport von Wasserstoff dimensioniert werden können. Das Tool unterstützt die Planung der Stahl- und Chemieindustrie dabei, für einen gegebenen Jahresverbrauch die passende Pipeline in Durchmesser und Stahlsorte zu ermitteln. Auch die Baukosten für eine Pipeline können berücksichtigt werden. Neben der Ermittlung des passenden Durchmessers der Pipeline enthält das Tool auch eine manuelle Optimierung, mit der unter Angabe des Durchmessers die jährliche Kapazität der Pipeline ermittelt wird. Das Tool wurde für die Betrachtung eines Usecases eines Mitglieds des Projektbegleitenden Ausschusses eingesetzt.

5 Ergebnisse und Ausblick / Results and Perspective

5.1 Gegenüberstellung der durchgeführten Arbeiten und des Ergebnisses mit den Zielen / Comparison of the performed work and the results with the objectives

AP 1 – Ziel:

Aufnahme und nicht-formale Beschreibung möglicher Konfigurationen umsetzbarer Wasserstoff-Logistikketten unter Berücksichtigung logistischer und wirtschaftlicher Parameter

Durchgeführte Arbeiten – AP 1.1 (CML):

Es wurde der Transport von Wasserstoff auf seine einzelnen Elemente untersucht. Dabei wurden alle Verkehrsmittel Lkw, Güterzug und Binnenschiff betrachtet. Darüber hinaus wurden die Transportoptionen für in Offshore-Windparks gewonnenen Wasserstoff analysiert. Aus den unterschiedlichen Optionen wurden verschiedene Transportkombinationen dargestellt. Neben den Arbeiten zu dem Simulationsmodell wurde aus dem PA aufgenommen, dass die Auslegung von Wasserstoff-Pipelines von Interesse ist. Daher wurde begonnen, zu diesem Thema Wissen aufzubauen.

Erzielte Ergebnisse – AP 1.1 (CML):

Das Ergebnis des AP1 ist ein Referenzprozessmodell für den Transport von komprimiertem und flüssigem Wasserstoff. Es wurde um die Ergebnisse aus AP 1.2 erweitert. Es wurden die grundsätzlichen Zusammenhänge für die Dimensionierung von Wasserstoff-Pipelines analysiert.

Durchgeführte Arbeiten – AP 1.2 (IGP):

Es wurden alle für Wasserstoff-Logistikketten erforderlichen Prozessschritte bezüglich auftretender Energie- und Ladungsverluste analysiert. Ein besonderer Fokus lag auf Berechnungsmodellen zur Ermittlung der Verluste in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen der Logistikketten. Gleichzeitig wurden reale prozessbedingte Verlustgrößen recherchiert, um die Modelle vergleichen und hinsichtlich ihrer Realitätsabbildung bewerten zu können.

Erzielte Ergebnisse – AP 1.2 (IGP):

Für die Transportkettenelemente Bereitstellung, Verdichtung, Druckspeicherung, Pipeline, Verflüssigung, Flüssigspeicherung und Umfüllverluste wurden alle möglichen Verlustarten ermittelt, die sich grundlegend in zwei Gruppen unterteilen lassen. Während Umwandlungs- oder auch Energieverluste indirekt durch Zustandsänderungen des Transportguts Wasserstoff im Prozessschritt entstehen,

beschreiben Mengen- oder auch Ladungsverluste den direkten Verlust des Transportguts Wasserstoff. Berechnungsmodelle für die Verdichtung und Verflüssigung gehen von idealen Prozessen aus und sind deshalb rein theoretischer Natur. Druckspeicher verlieren über Leckagen und Permeation Wasserstoff, wobei sich letztere über einen Diffusionsprozess und materialspezifische Kennwerte berechnen lässt. Boil-Off-Verluste bei der Flüssigspeicherung entstehen im Zusammenspiel von Wärmeübertragung, einer tankspezifischen Druckgrenze und der zugrundeliegenden Tankkonstruktion. Die Verfügbarkeit realer prozessbedingter Prozessgrößen zeigt sich über alle Verlustarten hinweg als sehr überschaubar.

AP 2 – Ziel:

Beschaffung der für das Durchführen der Simulation und Berechnung benötigten Daten sowie Aufbereitung für die Nutzung im ausführbaren Modell

Durchgeführte Arbeiten – AP 2.1 (CML):

Für die Modellbildung und anschließende Simulation ist eine Vielzahl an Daten erforderlich, die über Recherche, Planungswerkzeuge, Konferenzbesuche, Interviews und Vor-Ort-Besuche erhoben wurden. Dazu zählen Daten wie die Transportkapazitäten, der Technology-Readiness-Level von Transportmitteln, Fahrzeiten auf Routen oder Kostensätze.

Erzielte Ergebnisse – AP 2.1 (CML):

Das Modell wurde gebildet und ein Usecase simuliert. Das Modell basiert auf den in AP 2.1 erhobenen Daten. Einige Daten konnten nicht erhoben werden, da diese Usecase-spezifisch sind und sich daher von Fall zu Fall unterscheiden. Dies betrifft bspw. den Preis für den Transport. Der Preis wurde anhand der Kostenstruktur geschätzt und anschließend mit einem Mitglied des projektbegleitenden Ausschusses validiert. Nichtsdestotrotz kann der Preis in einem anderen Usecase variieren. Weiterhin wurden Daten zu der Produktion von Offshore-Windenergie sowie zu den prognostizierten Verbrauchsdaten von Wasserstoff an deutschen Hochofenstandorten erhoben. Für das Pipeline-Tool wurden Daten zu den Stahlsorten, der Rohrreibungszahl, den Kompressoreigenschaften oder den Baukosten von Pipelines ermittelt.

Durchgeführte Arbeiten – AP 2.2 (IGP):

Es erfolgte eine Recherche und Aufbereitung materialspezifischer Kennwerte sowie geometrischer und technologischer Parameter zur Sammlung in einer Datenbank. Zusätzlich wurde der Einfluss von Umgebungsbedingungen auf die Verluste betrachtet.

Erzielte Ergebnisse – AP 2.2 (IGP):

Es wurden alle möglichen verfügbaren Informationen und Daten zu Elektrolyseuren, Verflüssigungsanlagen, Verdichtern, Speicherbehältern, etc. in einer Datenbank gesammelt und aufbereitet. Umgebungsbedingungen wie die Temperatur können sich zwar auf die Verluste auswirken, allerdings ist ihr Einfluss aufgrund sehr großer

Temperaturunterschiede (verflüssigte Speicherung) bzw. sehr geringer Permeation (Druckspeicherung) als vernachlässigbar einzustufen.

AP 3 – Ziel:

Beschreibung der Sachzusammenhänge der Wasserstoff-Logistikketten in einem Modell

Durchgeführte Arbeiten – AP 3.1 (CML):

Für die Modellbildung wurden die einzelnen Logistikelemente beschrieben und in einen Zusammenhang gebracht. Dazu wurden die logistischen Abhängigkeiten und Steuerungen von Logistiksystemen beschrieben und in eine Form gebracht, sodass diese in ein Simulationsmodell überführt werden können. Für das Pipeline-Tool wurden Formeln gesammelt und in einen Berechnungszusammenhang gebracht und der generelle Aufbau des Pipeline-Tools zur Umsetzung in Excel beschrieben.

Erzielte Ergebnisse – AP 3.1 (CML):

Das formalisierte Modell wurde mit den Einzelheiten zu den Fahrzeiten, zur Transportmittelwahl, zur Bestimmung des Bestellpunktes und weiteren Aspekten der Logistiksystems für den Wasserstofftransport beschrieben. Außerdem wurden die Schnittstellen zu den Energie- und Ladungsverlusten bedacht. Es hat sich herausgestellt, dass das Modell in der Software PlantSimulation umgesetzt werden würde, sodass bereits in dem formalisierten Modell auf die Besonderheiten von PlantSimulation in Bezug auf die Modellbildung mit Methoden, Tabellen und Triggern geachtet wurde. Für das Pipeline-Tool entstand eine Datenbank sowie ein Umsetzungskonzept in Excel.

Durchgeführte Arbeiten – AP 3.2 (IGP):

Die Berechnungsmodelle wurden mit Kennwerten und Parametern verknüpft, anhand von Vergleichen mit realen Verlustgrößen (sofern vorhanden) optimiert und visualisiert.

Erzielte Ergebnisse – AP 3.2 (IGP):

Angesichts der stets idealisierten Annahmen von Modellen wurden Real- und Grundlagendatensätzen bevorzugt verwendet. Verlustmodelle wurden im Falle unzureichender Datengrundlagen aufgebaut, wobei sich die Modellierungstiefen an den zur Verfügung stehenden Randbedingungen sowie dem zu erwartenden Nutzen orientierten. Ein besonderer Schwerpunkt wurde aufgrund der hohen Relevanz auf den Transport von Wasserstoff per Pipeline gelegt.

AP 4 – Ziel:

Festlegung der Form und Art der Übergabe des Wasserstoffs zwischen Erzeugung und Transport

Durchgeführte Arbeiten (CML & IGP):

Das Projektteam des H2-Logistik-Projekts hat sich in einem Workshop mit dem Projektteam des Power-H2-Projekts zu den seeseitigen Bedingungen für Produktion und Transport von Wasserstoff auf See ausgetauscht und eine generelle Projektrationalität erarbeitet.

Erzielte Ergebnisse (CML & IGP):

Ergebnis des Workshops war die Annahme über den Transport der Energie von den Offshore-Windparks an die Küste. Dazu wurden drei Variante festgehalten, von denen die Seekabel-Variante und der Pipeline-Transport von Wasserstoff zur Küste als die weiter zu betrachtenden festgehalten wurden.

AP 5 – Ziel:

Implementierung des formalen Modells und Bereitstellung eines ausführbaren Modells für Experimente und Analysen

Durchgeführte Arbeiten (CML & IGP):

Das formalisierte Modell wurde in PlantSimulation umgesetzt. Dazu wurden vorgefertigte Bausteine genutzt, Methoden in der Programmiersprache SimTalk geschrieben, Tabellen erstellt und Schnittstellenelemente verwendet. Für das Pipeline-Tool wurden mit den gängigen Funktionen in Excel die Formeln und Logiken implementiert. Außerdem wurde eine übersichtliche Benutzeroberfläche für die Nutzung des Pipeline-Tools in Excel erstellt.

Erzielte Ergebnisse (CML & IGP):

Das Ergebnis ist das simulationsfähige Modell von Wasserstoff-Lieferketten mit Berechnung der Energie- und Ladungsverluste. Die Implementierung beinhaltete auch die Erstellung eines Messungs- und Dokumentationssystems, um die Ergebnisse der Experimente festhalten zu können. Innerhalb des Modells wurde eine Schnittstellenfunktion eingerichtet, die auf die Berechnungssoftware der Energie- und Ladungsverluste zugreift. Diese wird sodann aufgerufen, wenn Energie- und Ladungsverluste anfallen bzw. anfallen könnten. Für die Auslegung der Pipelines wurde das Excel-Tool erstellt und umfangreich getestet.

AP 6 – Ziel:

Test der Untersuchung der Wasserstoff-Logistikketten im ausführbaren Modell und Festhaltung der Ergebnisse

Durchgeführte Arbeiten (CML & IGP):

Es wurde ein Usecase entwickelt, aus den verschiedenen Szenarien gebildet wurden. Dieser Usecase mit seinen Szenarien wurde in dem Modell eingespielt und anschließend in mehreren Experimenten simuliert. Für das Pipeline-Tool wurde ein Usecase zusammen mit einem Mitglied des Projektbegleitenden Ausschusses entworfen und dieser Usecase berechnet.

Erzielte Ergebnisse (CML & IGP):

Die Simulation des Usecases lieferte plausible Ergebnisse zu den Energie- und Ladungsverlusten, sowie zur Lieferqualität und den Lieferkosten.

AP 7 – Ziel:

Verifikation und Validierung der Modelle zur Beschreibung der Wasserstoff-Logistikketten

Durchgeführte Arbeiten (CML & IGP):

Zur Verifikation des Simulationsmodells und des Pipeline-Tools wurden umfangreiche Tests durchgeführt und der internen Qualitätskontrolle unterzogen. Außerdem wurde mit Mitgliedern des Projektbegleitenden Ausschusses die Tools besprochen und deren Funktionsweise erläutert und plausibilisiert. Im Bereich der Validierung wurden Daten für das Simulationsmodell und das Pipeline-Tool mit Mitgliedern des Projektbegleitenden Ausschusses besprochen. Außerdem wurden die Ergebnisse aus den Berechnungen des Pipeline-Tools als auch die Interpretation der Ergebnisse in den Projektbegleitenden Ausschusssitzungen validiert.

Erzielte Ergebnisse (CML & IGP):

Die dem Simulationsmodell und dem Pipeline-Tool zugrunde liegenden Daten wurden verifiziert ebenso wie die Funktionsweise des Simulationsmodells sowie die Berechnungen des Pipeline-Tools. Ergebnis der Validierung sind das überprüfte Simulationsmodell und Pipeline-Tool hinsichtlich ihrer Funktionstüchtigkeit.

AP 8 – Ziel:

Bereitstellung eines Web-Tools über das Projektende hinaus

Durchgeführte Arbeiten (CML & IGP):

Das Pipeline-Tool wurde so aufbereitet, dass es frei im Netz verfügbar sein kann. Außerdem wurde die Dokumentation so aufbereitet, dass auch Unternehmen außerhalb der Erläuterungen im Projektbegleitenden Ausschuss das Pipeline-Tool nutzen können. Das Simulationsmodell wurde mit einer Benutzeroberfläche versehen, um den Einstieg in das Modell schneller zu ermöglichen.

Erzielte Ergebnisse (CML & IGP):

Das Pipeline-Tool steht im Internet zum Download zur Verfügung. Das Simulationsmodell wird weiterhin gepflegt. Unternehmen können ihre Usecases in das Modell einspielen und simulieren.

5.2 Ausblick / Perspective

Die Wasserstoff-Logistik im Hinterland konzentrierte sich bisher auf die Versorgung von Tankstellen und weniger auf die Versorgung industrieller Verbraucher. Dieser Forschungsbeitrag bietet einen Einstieg in die Wasserstoff-Logistik für industrielle Verbraucher. Für Großverbraucher wird die Forschung zu Pipeline-Transporten und zur Organisation von Fern- und Verteilnetzen an Relevanz gewinnen. Dabei stellen marktwirtschaftliche Fragestellungen eine bedeutende Rolle. Industrielle Wasserstoffverbraucher abseits von Pipeline-Netzen werden sich zunehmend mit einer Wasserstoff-Logistik mit Lkw, Güterzug und Binnenschiff auseinandersetzen müssen. Dazu sind Standortfragen zu klären z.B. wo günstige Punkte für die Entnahme von Wasserstoff aus einem Pipeline-Netz liegen. Weiterhin werden technische Fragestellungen zu einer parallelen bzw. schnellen Befüllung von Wasserstoff-Containern für den Transport mit Güterzügen von Bedeutung werden. Der Transport von Wasserstoff über den Kombinierten Verkehr stellt eine Forschungsfrage für die Weiterentwicklung des Modells dar. Auch die Untersuchung der Wasserstoff-Logistik im Importfall mit Verteilung über Lkw, Güterzug und Binnenschiff wird auf Basis der besonderen Bestimmung in Häfen verstärkt untersucht werden müssen. Ferner sind infrastrukturelle Fragestellungen zu klären. Dies betrifft bspw. die Untersuchung, ob für die Versorgung von industriellen Verbrauchern die Infrastruktur für Transport, Speicherung und Umschlag vorhanden ist oder noch ausgebaut werden muss. In dem Zusammenhang ist zu bedenken, dass in der Wasserstoff-Logistik Gefahrgutlager für den Umschlag und die Zwischenlagerung benötigt werden.

6 Zusammenstellung aller Veröffentlichungen / List of publications related to the project

Bereits veröffentlichte Dokumente:

- [Ban23] Banken, E.; Zimmerman, P.: Auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Schifffahrt. In: Schiff&Hafen, Nr. 4, 2023
- [Zim23] Zimmerman, P.: Wasserstofflogistik für die Roheisenherstellung. In: stahl, Nr. 5-6, 2023.
- [Lil21] Lilienthal, L.: Ein literaturbasierter Vergleich der Transportoptionen von Wasserstoff mit anschließenden Empfehlungen für einen effizienten Einsatz innerhalb der Supply Chain. Bachelor Thesis. Hochschule Heilbronn, 2021.

Vorgesehene Veröffentlichungen:

- Veröffentlichung der Projektergebnisse in der Fachzeitschrift International Journal of Hydrogen Energy (voraussichtlich 2024)

7 Inhaltsverzeichnis / Bibliography

- 50Hertz Transmission GmbH (2023): 50Hertz | Für eine erfolgreiche Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.50hertz.com/>, zuletzt geprüft am 21.07.2023.
- Altmann, Matthias; Gaus, Susanne; Landinger, Hubert; Stiller, Christoph; Wurster, Reinhold (2001): Wasserstofferzeugung in offshore Windparks: "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung.
- Amos, W. A. (1999): Costs of Storing and Transporting Hydrogen (National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/TP-570-25106; ON: DE00006574). Online verfügbar unter <https://www.osti.gov/biblio/6574>.
- Andersson, Joakim; Grönkvist, Stefan (2019): Large-scale storage of hydrogen. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (23), S. 11901–11919. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- Angloher, J.; Dreier, Th. (2000): Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung: Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 1).
- Arnold, Dieter; Furmans, Kai; Isermann, Heinz; Kuhn, Axel; Tempelmeier, Horst (2008): Handbuch Logistik. 3., neu bearb. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer (VDI-/Buch]).
- Ball, Michael; Weindorf, Werner; Bünger, Ulrich (2009): Hydrogen distribution. In: Michael Ball und Martin Wietschel (Hg.): *The hydrogen economy. Opportunities and challenges*. Cambridge: Cambridge Univ. Press, S. 322–347.
- Ball, Michael; Wietschel, Martin (Hg.) (2009): *The hydrogen economy. Opportunities and challenges*. Cambridge: Cambridge Univ. Press.
- Bank, M. (2000): Basiswissen Umwelttechnik. Wasser, Luft, Abfall, Lärm, Umweltrecht. 4. Auflage. Würzburg: Vogel.
- Bayle, Julien; Perreux, Dominique; Chapell, David; Thiebaud, Frederic; Nardin, Philippe; MaHyTec (2010): A model to predict the permeation of type IV hydrogen tanks. Online verfügbar unter <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/21400913>.
- Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R.; Peña Arias, I. K.; Sundmacher, K. (2013): Energetic evaluation of high pressure PEM electrolyzer systems for intermediate storage of renewable energies. In: *Electrochimica Acta* 110, S. 570–580. DOI: 10.1016/j.electacta.2013.05.102.
- Bossel, Ulf; Eliasson, Baldur; Taylor, Gordon (2003): The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? In: *Cogeneration & Distributed Generation J.* 18 (3), S. 29–70. DOI: 10.1080/15453660309509023.

- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (Hg.) (2023a): Nutzungskarten. Nordsee Plattformen Leitungen. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Nutzungskarten/nutzungskarten_node.html, zuletzt geprüft am 25.10.2023.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (Hg.) (2023b): Nutzungskarten. Ostsee Plattformen Leitungen. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Nutzungskarten/nutzungskarten_node.html, zuletzt geprüft am 25.10.2023.
- Cardella, U.; Decker, L.; Klein, H. (2017a): Economically viable large-scale hydrogen liquefaction. In: *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 171 (1), S. 12013. DOI: 10.1088/1757-899X/171/1/012013.
- Cardella, U.; Decker, L.; Sundberg, J.; Klein, H. (2017b): Process optimization for large-scale hydrogen liquefaction. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (17), S. 12339–12354. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.03.167.
- Cardella, Umberto Federico (2018): Large-Scale hydrogen liquefaction under the aspect of economic viability. Dissertation, München.
- Chopra, S.; Meindl, P. (2013): Supply Chain Management. Strategy, Planning, And Operation. 5th Edition. Harlow: Pearson Education Limited.
- Corsten, H.; Gössinger, R. (2012): Produktionswirtschaft. Einführung in das industrielle Produktionsmanagement. 13. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- Crank, John (2011): The mathematics of diffusion. 2. ed., repr. Oxford: Univ. Pr.
- Dahlke, Friederike (2015): LNG-Versorgung des Hinterlandes mit Binnentankschiffen am Beispiel des LNG-Speichers Stuttgart. Online verfügbar unter https://izw.baw.de/publikationen/kolloquien/0/15_Dahlke_LNG-Versorgung-des-Hinterlandes.pdf, zuletzt geprüft am 17.10.2023.
- Daigle, Matthew; Foygel, Michael; Smelyanskiy, Vadim (2011): Model-based diagnostics for propellant loading systems. In: 2011 Aerospace Conference: IEEE.
- Decker, L. (2019): Liquid hydrogen distribution technology, 2019.
- Elgowainy, A.; Reddi, K.; Mintz, M. (2015): H2A delivery scenario analysis model. VERSION 3.0* (HDSAM 3.0) USER'S MANUAL.
- Flaconneche, B.; Martin, J.; Klopffer, M. H. (2001): Transport Properties of Gases in Polymers: Experimental Methods. In: *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP* 56 (3), S. 245–259. DOI: 10.2516/ogst:2001022.
- Fleischmann, Horst (2008): Grunkonzepte, Grundlagen. Teil A. In: Dieter Arnold, Heinz Isermann, Axel Kuhn, Horst Tempelmeier und Kai Furmans (Hg.): Handbuch Logistik. 3., neu bearbeitete Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, S. 3–12.

- Gardiner, Monterey; Satyapal, Sunita (2009): Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs. Online verfügbar unter https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf.
- Gielen, Dolf; Taibi, Emanuele; Miranda, Raul (2019): Hydrogen: A renewable energy perspective. Hg. v. IRENA. Tokyo.
- Grunwald, Malte; Hansen, Louise (2021): Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network.
- Haeseldonckx, Dries (2009): Concrete transition issues towards a fully-fledged use of hydrogen as an energy carrier. Online verfügbar unter <https://lirias.kuleuven.be/retrieve/121354>.
- Haoyu Wu; Neveen Al-Qasas; Boguslaw Kruczek; Jules Thibault (2015): Simulation of Time-Lag Permeation Experiments Using Finite Differences. In: *Journal of Fluid Flow, Heat and Mass Transfer (JFFHMT)* 2, S. 14–25. Online verfügbar unter <https://jffhmt.aveestia.com/2015/003.html>.
- Herbert, T.; Scholz, R. (2016): Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Unter Mitarbeit von T.Herbert. Hg. v. NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie. Berlin.
- Hirscher, Michael (Hg.) (2010): Handbook of hydrogen storage. New materials for future energy storage. Weinheim: Wiley-VCH.
- Hompel, Michael ten; Heidenblut, Volker (2011): Taschenlexikon Logistik. Abkürzungen, Definitionen und Erläuterungen der wichtigsten Begriffe aus Materialfluss und Logistik. 3., bearbeitete und erweiterte Auflage. Heidelberg Dordrecht London New York: Springer.
- Jünemann, R.; Schmidt, T. (2000): Materialflusssysteme. Systemtechnische Grundlagen. 2. Auflage: Springer.
- Klaus, P.; Krieger, W.; Krupp, M. (2012): Gabler Lexikon Logistik. Management logistischer Netzwerke und Flüsse. 5. Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag.
- Klell, Manfred; Eichlseder, Helmut; Trattner, Alexander (2018): Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Krasae-in, Songwut; Stang, Jacob H.; Neksa, Petter (2010): Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (10), S. 4524–4533. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.02.109.
- Krüger Modellbau (2023): HO 63000. Online verfügbar unter <https://www.krueger-modellbau.de/kmb/index.php?p=details.ho63000>, zuletzt geprüft am 17.10.2023.
- Linstrom, Peter (1997): NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database 69.

- Lü, Yaping; Bülow, Martin (2000): Analysis of Diffusion in Hollow Geometries. In: *Adsorption* 6 (2), S. 125–136. DOI: 10.1023/A:1008913301145.
- Majumdar, A. K.; Steadman, T. E.; Maroney, J. L.; Sass, J. P.; Fesmire, J. E.; Weisend, J. G. et al. (2013): NUMERICAL MODELING OF PROPELLANT BOIL-OFF IN A CRYOGENIC STORAGE TANK. In: T. K. Sri, Bernard Rolfe, X. Wei und Joseba Mendiguren Olaeta (Hg.): Simulation of springback and microstructure analysis of dual phase steels: AIP Publishing LLC, S. 1507–1514.
- Metzler, Ute (2013): Anwendungsbereich Transportplanung. In: Uwe Clausen und Christiane Geiger (Hg.): Verkehrs- und Transportlogistik. 2. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, S. 277 - 290.
- Miebach, J. (2012): Lieferservice. 5. Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag.
- Mischner, Jens (2015): Gastransport- und Gasverteilungssysteme.
- Mischner, Jens (2021a): Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen. Online verfügbar unter https://gwf-gas.de/wp-content/uploads/2021/05/ge_05_2021_fb_mischner.pdf.
- Mischner, Jens (2021b): Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen. Erdgas, Methan, Wasserstoff, Gemische, Zusatzgas, Austauschgas, Druckverlustberechnung, Strömungsgeschwindigkeit, Grenzgeschwindigkeit, Wandschubspannung. 05/2021. gwf Gas+Energie. Online verfügbar unter <https://gwf-gas.de/produkt/zur-frage-der-stroemungsgeschwindigkeiten-in-gasleitungen/>.
- Möller, Markus (2004): Mixed Integer Models for the Optimisation of Gas Networks in the Stationary Case. Dissertation, Darmstadt. Online verfügbar unter <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/438/1/moeller-20040514.pdf>.
- NASA (2021): Barges Fill NASA Rocket Stage with Liquid Propellant. Online verfügbar unter <https://www.nasa.gov/image-article/barges-fill-nasa-rocket-stage-with-liquid-propellant-2/>, zuletzt geprüft am 17.10.2023.
- Neumann & Esser Group (2021): Kompressorlösungen. Hg. v. Neumann & Esser Group.
- Ni, Meng (2006): An Overview of Hydrogen Storage Technologies. In: *Energy Exploration & Exploitation* 24 (3), S. 197–209. DOI: 10.1260/014459806779367455.
- Ohlen, Nils von (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Entwurf. Hg. v. FNB Gas.
- Ohlig, K.; Decker, L. (2013): The latest developments and outlook for hydrogen liquefaction technology. In: T. K. Sri, Bernard Rolfe, X. Wei und Joseba Mendiguren Olaeta (Hg.): Simulation of springback and microstructure analysis of dual phase steels: AIP Publishing LLC.
- Parks, G.; Boyd, R.; Cornish, J.; Remick, R. (2014): Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration

- (National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/BK-6A10-58564). Online verfügbar unter <https://www.osti.gov/biblio/1130621>.
- Petitpas, Guillaume (2018a): Boil-off losses along LH2 pathway (Lawrence Livermore National Lab. (LLNL), Livermore, CA (United States), LLNL-TR-750685). Online verfügbar unter <https://www.osti.gov/biblio/1466121>.
- Petitpas, Guillaume (2018b): Simulation of boil-off losses during transfer at a LH2 based hydrogen refueling station. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (46), S. 21451–21463. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.132.
- Pfohl, H.-C. (2010): Logistiksysteme: Betriebswirtschaftliche Grundlagen. 8. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Quack, H. (2001): Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft: Herausforderungen des 21. Jahrhunderts in der aktuellen Forschung. TU Dresden. Online verfügbar unter <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getrecorddetail&idt=13581983>.
- ResearchAndMarkets.com (2021): Disruptive Innovations in Production, Storage, and Transportation of Hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.globenewswire.com/news-release/2021/01/19/2160286/0/en/Disruptive-Innovations-in-Production-Storage-and-Transportation-of-Hydrogen-Foreseeing-Challenges-and-Solutions.html>, zuletzt geprüft am 26.07.2023.
- Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy* 200, S. 290–302. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.
- Rosen, Philipp Andreas (2018): Beitrag zur Optimierung von Wasserstoffdruckbehältern. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Sartbaeva, A.; Kuznetsov, V. L.; Wells, S. A.; Edwards, P. P. (2008): Hydrogen nexus in a sustainable energy future. In: *Energy Environ. Sci.* 1 (1), S. 79. DOI: 10.1039/B810104N.
- SCHEICHL, R.; KLOPFER, M.; BENJELLOUNDABAGHI, Z.; Flaconnèche, B. (2005): Permeation of gases in polymers: parameter identification and nonlinear regression analysis. In: *Journal of Membrane Science* 254 (1-2), S. 275–293. DOI: 10.1016/j.memsci.2005.01.019.
- Schewe, Lars; Schmidt, Martin (2019): Gasnetzwerke. In: Optimierung von Versorgungsnetzen: Springer Spektrum, Berlin, Heidelberg, S. 173–199. Online verfügbar unter https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-58539-9_13.
- Schindler, Jörg; Schmidt, Patrick (2004): Brennstoffzellen-und Wasserstoff-Technologien als wirtschaftliche Chance für Hamburg.

- Schulte, C. (2009): Logistik: Wege zur Optimierung der Supply Chain. 5. Auflage. München: Franz Vahlen.
- Schultheiß, Daniel (2007): Permeation Barrier for Lightweight Liquid Hydrogen Tanks. Dissertation, Augsburg.
- Schütz, Stefan; König, Janko; Glandien, Josephine; Weißing, Werner; Gollanek, Stefan (2017): Permeationsuntersuchungen an Kunststoffrohren. In: *Permeationsuntersuchungen an Kunststoffrohren*. Online verfügbar unter <https://gwf-gas.de/produkt/permeationsuntersuchungen-an-kunststoffrohren/>.
- Sherif, S. A.; Barbir, Frano; Veziroglu, T. N. (2005): Towards a Hydrogen Economy. In: *The Electricity Journal* 18 (6), S. 62–76. DOI: 10.1016/j.tej.2005.06.003.
- Richtlinie 3633, Dezember 2014: Simulation von Logistik-, Materialfluss und Produktionssystemen.
- Smolinka, Tom (2007): Wasserstoff aus Elektrolyse – ein technologischer Vergleich der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse.
- Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien.
- Staffell, Iain; Scamman, Daniel; Velazquez Abad, Anthony; Balcombe, Paul; Dodds, Paul E.; Ekins, Paul et al. (2019): The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. In: *Energy Environ. Sci.* 12 (2), S. 463–491. DOI: 10.1039/C8EE01157E.
- Taibi, Emanuele; Miranda, Raul; Vanhoudt, Wouter; Winkel, Thomas; Lanoix, Jean-Christophe; Barth, Frederic (2008): Hydrogen from Renewable Power. Technology Outlook for the Energy Transition. Hg. v. International Renewable Energy Agency. International Renewable Energy Agency.
- TenneT TSO GmbH (2023): Tennet | Lighting the way ahead together. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/de>, zuletzt geprüft am 21.07.2023.
- Thomas, D. (2019): Large scale PEM electrolysis: technology status and upscaling strategies.
- Töpfer, Johannes; Lehmann, Jochen (Hg.) (2014): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Trüeb, E. (1961): Druckverlustberechnung mit Hilfe der Formel von Prandtl-Colebrook. DOI: 10.5169/seals-216895.
- Wang, Yu; Kowal, Julia; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe (2012): Storage System of Renewable Energy Generated Hydrogen for Chemical Industry. In: *Energy Procedia* 29, S. 657–667. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.09.076.
- Werner, H. (2013): Supply Chain Management. Grundlagen, Strategien, Instrumente und Controlling. 5. Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.

- Wiendahl, H.-P. (2008): Logistikorientierte Kennzahlensysteme und -linien. 3. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- YANG, C.; OGDEN, J. (2007): Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (2), S. 268–286. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.
- Yin, Liang; Ju, Yonglin (2020): Review on the design and optimization of hydrogen liquefaction processes. In: *Front. Energy* 14 (3), S. 530–544. DOI: 10.1007/s11708-019-0657-4.
- Zimmerman, Patrick (26.08.2021): Transport von Wasserstoff über die Schiene. Interview mit Viktoria Pokorny. online.
- Zimmerman, Patrick (22.10.2021): Transport von Wasserstoff über die Schiene. Interview mit Heinz-Jürgen Hiller. Hamburg.

8 Anhang A / Appendix A

Anhang A-1

Quelle	Bezeichnung	Wert	Anmerkung
(Angloher und Dreier 2000)	Enddruck Druckelektrolyse	30 bar	Annahme ausgehender Druck bei Druckelektrolyse
(Herbert und Scholz 2016)	Energiebedarf Wasser-Elektrolyse	55 kWh _{el} /kg _{H2}	Elektrischer Energiebedarf mit Wirkungsgrad von 60% bezogen auf unteren Heizwert
(Herbert und Scholz 2016)	Prozessdruck Wasser-Elektrolyse	i.d.R. kleiner als 2 MPa	Druck während Wasser-Elektrolyse
(Schindler und Schmidt 2004)	Enddruck Alkalische Druckelektrolyse	1-3 MPa	Produktionsleistung wenige Nm ³ /h bis einige hundert Nm ³ /h
(Schindler und Schmidt 2004)	Enddruck Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)	ca. 14 MPa	Wirkungsgrad PEM-Elektrolyse ca. 50%
(Schindler und Schmidt 2004)	Dampfreformierung Produktionsleistung	150 Nm ³ /h-250000 Nm ³ /h	Gesamtwirkungsgrad einer Anlage abhängig von Größe: 55% (klein) - 80% (groß)
(Schindler und Schmidt 2004)	Allgemeiner Elektrolyse-Wirkungsgrad	ca. 65%	-
(Taibi et al. 2008)	Elektrolyse Überlastbetrieb	10-30 min	Zeitraum, in der die Elektrolyse im Überlastbetrieb laufen kann
(Taibi et al. 2008)	Energiebedarf Alkalische Elektrolyse	51 kWh _{el} /kg _{H2}	Stand 2017
(Taibi et al. 2008)	Energiebedarf PEM-Elektrolyse	58 kWh _{el} /kg _{H2}	Stand 2017
(Taibi et al. 2008)	Wirkungsgrad Alkalische Elektrolyse	65%	Stand 2017, bezogen auf unteren Heizwert
(Taibi et al. 2008)	Wirkungsgrad PEM-Elektrolyse	57%	Stand 2017, bezogen auf unteren Heizwert
(Taibi et al. 2008)	Typ. Ausgehender Druck Alkalische Elektrolyse	Umgebungsdruck	Stand 2017
(Taibi et al. 2008)	Typ. Ausgehender Druck PEM-Elektrolyse	30 bar	Stand 2017
(Taibi et al. 2008)	Mindestbetriebslast bei Alkalische Elektrolyse	20-30%	aus Sicherheitsgründen, nicht bei PEM-Elektrolyse notwendig
(Taibi et al. 2008)	Betriebslastbereich Alkalische Elektrolyse	15-100%	-
(Taibi et al. 2008)	Betriebslastbereich PEM-Elektrolyse	0-160%	-
(Taibi et al. 2008)	Hochfahren Alkalische Elektrolyse	15-100%	-
(Taibi et al. 2008)	Hochfahren PEM-Elektrolyse	0-160%	-
(Taibi et al. 2008)	Korrekturgeschwindigkeit Alkalische Elektrolyse	0,2 bzw. 20%/s	Hoch- bzw. Runterkorrigieren
(Taibi et al. 2008)	Korrekturgeschwindigkeit PEM-Elektrolyse	100%/s	Hoch- bzw. Runterkorrigieren
(Taibi et al. 2008)	Herunterfahren Alkalische Elektrolyse	1-10 min	-
(Taibi et al. 2008)	Herunterfahren PEM-Elektrolyse	einige s	-

Anhang A /
Appendix A

(Taibi et al. 2008)	Umrechnungsfaktor	1 kg H ₂	entspricht 11.1 Nm ³ H ₂ ; weitere Umrechnungsfaktoren siehe S. 50
(Elgowainy et al. 2015)	Wasserstoffproduktionsanlage	20,7 bar	Ausgehender Druck für weitere Konditionierung/Speicherung und Transport in Abhängigkeit des Pfadweges
(Elgowainy et al. 2015)	Wasserstoffverlust während Truckbeladung	0,50%	Wasserstoffverlust während Truckbeladung
(Klell et al. 2018)	Alkalische Elektrolyse	bis 1000 Nm ³ /h	Elektrolyseleistung pro Modul
(Klell et al. 2018)	Alkalische Elektrolyse	bis 460 Nm ³ /h	Elektrolyseleistung pro Modul
(Smolinka 2007)	Alkalische Elektrolyse	bis 760 Nm ³ /h	Kommerziell erhältliche Elektrolyseure
(Smolinka 2007)	Alkalische Elektrolyse	33000 Nm ³ /h	größte drucklose Elektrolyse-Anlage in Ägypten
(Smolinka 2007)	Druckelektrolyse	4700 Nm ³ /h	größte Druckelektrolyse in Peru
(Smolinka 2007)	Hersteller der AEL und PEMEL	Produktionsraten und Betriebsdrücke	Daten der Hersteller, Stand: 2011
(Smolinka 2007)	Zusammenfassung AEL und PEMEL	Produktionsraten und Lastbereiche etc.	inklusive mittelfristiger/langfristiger Ausblicke

Anhang A-2

Hersteller (Typ)	spez. E-Verbrauch in kWh/Nm ³	Produktion in kg/h	Betriebsdruck max. in bar
Cummins (HyLIZER 1000-30)	4.30	90	30
Cummins (HyLIZER 4000-30)	4.30	360	30
Cummins (HyLIZER 500-30)	4.88	45	30
elogenh ₂ (ELYTE 260)	4.30	23	30 (H ₂) / 14 (O ₂)
Frames Energy Systems	4.56	19	40
Green Hydrogen Systems HyProvide A90	4.33	8	35
H-TEC Systems (ME 1400)	4.69	19	30
liGas gEL 320-1250 PEM MD	5.07	29	40
ITM Power (HgasXMW)	5.14	169	20 bis 30
NEL (MC500)	4.50	44	30
Plug Power 1MWELX	4.21	18	-
Plug Power 5MWELX	4.98	90	40
Siemens (SILYZER 300)	4.72	340	1 (atmosphärisch)
Frames Energy Systems	4.30	90	30

Anhang A-3

Quelle	Bezeichnung	Wert
(Altmann et al. 2001)	spezifischer elektrischer Energieverbrauch für Elektrolyse	1,54 kWh(el)/kWh(H ₂)
(Altmann et al. 2001)	spezifischer elektrischer Energieverbrauch für Verflüssiger	0,3 kWh(el)/kWh(H ₂)

Anhang A /
Appendix A

(Altmann et al. 2001)	Anteil des Strombedarfs für Elektrolyse zum gesamten Strombedarf der Umwandlung H ₂ O -> H ₂	80%
(Amos 1999)	ideale Verflüssigungsarbeit	3,228 kWh/kg
(Amos 1999)	Wärmeeintrag durch Umwandlung der Moleküle von ortho- zu para-Wasserstoff -> bewirkt Verdunstung von 50% LH ₂ innerhalb von 10 Tagen	527kJ/kg
(Amos 1999)	Wirkungsgrad axialer Kompressor	50%
(Amos 1999)	Energieaufwand Verflüssigung	8-12,7 kWh/kg
(Angloher und Dreier 2000)	abzuführende Wärmemenge bei Verflüssigung	0,97kWh/kg
(Angloher und Dreier 2000)	abzuführende Kondensationsenthalpie bei Verflüssigung	0,13 kWh/kg
(Angloher und Dreier 2000)	abzuführende Energieabgabe ortho-para-Umwandlung	0,2 kWh/kg
(Angloher und Dreier 2000)	theor. Mindestenergiebedarf einer Verflüssigungsanlage (je nach Prozessführung und Rahmenbedingungen)	3,36-4,42 kWh/kg
(Angloher und Dreier 2000)	Verflüssigungsanlage Linde mit 2000 Nm ³ /h	13,4 kWh/kg
(Herbert und Scholz 2016)	Anteil Energieaufwand Verflüssigung des Energieinhaltes H ₂	30-40%
(Herbert und Scholz 2016)	Verflüssigung Anlage Leuna: 2 MPa Vordruck, 5t LH ₂ pro Tag	13 kWh/kg
(Schindler und Schmidt 2004)	energetischer Aufwand in optimierten konventionellen Anlagen	0,3 kWh(el)/kWh(LH ₂)
(Schindler und Schmidt 2004)	Verflüssigungsanlage Ingolstadt	0,4 kWh(el)/kWh(LH ₂)
(Schindler und Schmidt 2004)	Allgemeiner Verflüssigungswirkungsgrad	ca. 70%
(Gielen et al. 2019)	Energieverlust des Energiegehaltes Wasserstoff durch Verflüssigung	20-45%
(Cardella 2018)	minimale spezifische Arbeit mit Eingangsdruck von 1,01 bar, Eingangstemperatur 303 K, Molekülanteil para-Wasserstoff 0,25, Ausgangsdruck LH ₂ 1,01 bar, finales Gleichgewicht mit Molekülanteil von 0,998	3,8 kWh/kg
(Cardella 2018)	typischer Eingangsdruck von Elektrolyse-Anlage für Verflüssigung	15-30 bar
(Cardella 2018)	gängige Produktionsmenge von Verflüssigungsanlagen	10-35 t/d LH ₂
(Cardella 2018)	spez. Energieverbrauch Helium Brayton Cycle (Nutzung für kleinere Verflüssigungsanlagen (< 3t/d LH ₂); weil geringere Kapitalkosten, jedoch Betriebskosten relativ hoch; Kompressor: Schraubenverdichter; Expander: gas- oder öl-gelagert; Vorkühlung: Flüssigstickstoff einmalig	12-13,5 kWh/kg
(Cardella 2018)	spez. Energieverbrauch Claude Cycle (Nutzung für größere Verflüssigungsanlagen (> 2t/d LH ₂); weil erhöhte Kapitalkosten, jedoch Betriebskosten niedriger, da hoher thermodynamischer Wirkungsgrad; Kompressor: Hubkolben; Expander: öl- oder gasgelagert; Vorkühlung: Flüssigstickstoff einmalig oder Stickstoffkreislauf	8-13 kWh/kg
(Cardella 2018)	Verflüssigungsanlage Leuna mit Claude Cycle (Produktionsmenge: 5,5 t/d LH ₂)	11,9 kWh/kg
(Cardella 2018)	Wirkungsgrad Verflüssigungsanlage; Eingangsdruck hat großen Einfluss	20-30%

Anhang A /
Appendix A

(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 250 t/d LH2 - Anlage mit Claude Cycle und Nitrogen-Vorkühlung; Eingangsdruck: 1,01 bar; Speicherdruck: 9,3 bar	10,9 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 300 t/d LH2 - Anlage mit Claude Cycle und Nitrogen-Vorkühlung und Annahme technisch weiterentwickelter Kompressoren; bei erhöhtem Eingangsdruck Reduktion auf 7,0 kWh/kg spez. Energieverbrauch möglich	8,5-8,8 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 50 t/d LH2 - Anlage mit Claude Cycle und Flüssigerdgas-Vorkühlung;	3,2-3,5 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 50 t/d LH2 - Anlage mit Claude Cycle und Flüssigstickstoff-Vorkühlung mit "einigen Innovationen";	7,5-8,0 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 300 t/d LH2 - Anlage mit Brayon Cycle und Flüssigstickstoff/Nitrogen-Vorkühlung; Eingangsdruck: 1,06 bar	8,7 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 860 t/d LH2 - Anlage mit Brayon Cycle und Flüssigstickstoff/Nitrogen-Vorkühlung; Kompressorwirkungsgrad 90%; Eingangsdruck 60 bar; Zweiter Wert bezieht sich auf Einbeziehung der vorgeschalteten Druckerhöhung von 1 auf 60 bar	5,0 bzw. 7,0 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 50 t/d LH2 - Anlage mit Brayon Cycle und ohne Vorkühlung; Speicherdruck LH2: 1,0 bar; Zweiter Wert bezieht sich auf Einbeziehung der vorgeschalteten Druckerhöhung	7,4 bzw. 8,7 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad ? t/d LH2 - Anlage mit Helium Neon Brayon Cycle und mit Propan-Vorkühlung; Eingangs- und Ausgangsdruck: 1,0 bar	6,9 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 173 t/d LH2 - Anlage mit Helium Neon Brayon Cycle; Zweiter Wert bezieht sich auf Einbeziehung eines Eingangsdruckes von 21 bar	7,5-7,8 bzw. 5,5 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 86,4 t/d LH2 - Anlage mit Helium Neon Brayon Cycle; Zweiter Wert bezieht sich auf Einbeziehung eine vorgeschaltete Druckerhöhung von 1 auf 21 bar	6,6-6,9 bzw. 8,1-8,4 kWh/kg
(Cardella 2018)	Annahme spez. Wirkungsgrad 50 t/d LH2 - Anlage mit Helium Neon Brayon Cycle; Zweiter Wert bezieht sich auf Einbeziehung eine vorgeschaltete Druckerhöhung von 1 auf 20 bar	6,4-6,8 bzw. 7,8-8,2 kWh/kg
(Cardella 2018)	Isentrope Wirkungsgrad der für Verflüssigung benötigten Turbine	70-90%
(Cardella 2018)	Isentrope Wirkungsgrad des für Verflüssigung benötigten Kompressors; Kompressorverbrauch bestimmt 90% des Gesamtverbrauches der Verflüssigung; Zweiter Wert ist der mechanische Wirkungsgrad	65-92% bzw. >96%
(Cardella 2018)	Isentrope Wirkungsgrad Schraubenkompressor; wird eher für kleine Anlagen (< 3t/d LH2) genutzt	65-75%
(Cardella 2018)	Isentrope Wirkungsgrad Hubkolbenkompressor	75-92%
(Cardella 2018)	Isentrope Wirkungsgrad Turboverdichter; Radialkompressor: Betriebsdruck < 100 bar, Volumenstrom 1000-200000 m ³ /h; Axialkompressor: Betriebsdruck < 20 bar, Volumenstrom > 100000 m ³ /h;	70-88%

Anhang A /
Appendix A

(Cardella 2018)	Annahme Energieverbrauch der Vorkühlung mit Flüssigstickstoff (wird in kompletten Energieverbrauch der Anlage mit aufgenommen)	0,5 kWh/kg
(Cardella 2018)	Isentrope Wirkungsgrad Turbine	75-88%
(Cardella 2018)	ideale Verflüssigungsarbeit unter den Randbedingungen siehe S.93 TABELLE 8.2	2,7 kWh/kg
(Cardella 2018)	Berechnung spez. Energieverbrauch einer 5t/d LH2-Anlage	9,9 kWh/kg
(Cardella 2018)	Berechnung spez. Energieverbrauch einer 100t/d LH2-Anlage (energie- und kostenoptimiert)	5,8-6,6 kWh/kg
(Decker 2019)	Allgemeiner Energieverbrauch Verflüssigung	10 kWh/kg
(Elgowainy et al. 2015)	Wasserstoffverlust während Verflüssigung (basierend auf Industrieerfahrungen)	0.50%
(ResearchAndMarkets.com 2021)	moderne Verflüssigungsanlagen mit LH2-Produktion von bis zu 355 t/d	6-10 kWh (el)/kg (LH2)
(Andersson und Grönkvist 2019)	Verbrauchswert der modernsten Verflüssigungsanlagen	10 kWh/kg
(Andersson und Grönkvist 2019)	möglicher Verbrauchswert durch Verbesserung der jetzigen Prozesse	6 kWh/kg
(Ball und Wietschel 2009)	wird benötigt um Wasserstoff auf 21K zu kühlen	30%
(Ball und Wietschel 2009)	Müssen entzogen werden um bei Umgebungsdruck Siedepunkt zu erreichen	4 MJ/kg
(Ball und Wietschel 2009)	Verbrauch kleiner Anlagen 182kg/h	54 MJ/kg
(Ball und Wietschel 2009)	Verbrauch großer Anlagen	36 MJ/kg
(Ball und Wietschel 2009)	Verbrauch einer Anlage der Größe 12500kg/h	30,3 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	theoretischer Minimalwert um von 298K auf 20,3K herunter zu kühlen	14,2 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	Realwert mittelgroßer Linde Gas AG Anlage in Ingolstadt Deutschland	54 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	Verbrauchswert der besten Großanlagen in den USA	36 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	Theoretischer Wert für Anlage in der Größenordnung von 300 t pro Tag	30,3 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	Mindestwert für Anlagen mit Kapazität von 10 kg/h	100 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	Mindestwert für Anlagen mit Kapazität von 1000 kg/h	40 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	selbst Großanlagen von 10000 kg/h verbrauchen diesen Wert mindestens	25%
(Cardella et al. 2017a)	Errechneter Wert für ein 5tpd Anlage mit 27% Effizienz (beinhaltet 0,4kWh/l zur Erzeugung von LN2)	10 kWh/kg
(Klell et al. 2018)	Abzuführende Kühlwärme in idealen Fall einer isobaren Abkühlung	3,96 MJ/kg
(Klell et al. 2018)	Verflüssigung als idealer Kreisprozess	12,132 MJ/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	theoretischer Minimalwert	3,3 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	theoretischer Minimalwert mit Umwandlung in para LH2	3,9 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Verbrauchswert für reale Anlagen abhängig von der Anlagengröße	10-13 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	voraussichtlicher Verbrauch von Anlagen mit neuer Technologie (active magnetic regenerative liquifier)	7 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Verflüssigung nach heutigen Prozessen	30-40%
(Gardiner und Satyapal 2009)	geschätzter Wert für neu gebaute Anlagen mit Umsatz von 5000-200000 kg/day LH2	8-12 kWh/kg

Anhang A /
Appendix A

(Hirscher 2010)	Energie zur Verflüssigung bei Umgebungsdruck	3,95 MJ/kg
(Hirscher 2010)	Verflüssigung als idealer Kreisprozess	12,132 MJ/kg
(Krasae-in et al. 2010)	Anlagen in den USA in der Größenordnung von 6-35 tpd	12,5-15 kWh/kg
(Krasae-in et al. 2010)	Reduktion von 10 kWh/kg auf 4 kWh/kg durch Einsatz von Flüssigstickstoff	4 kWh/kg
(Ni 2006)	errechneter Wert für das Linde-Verfahren	11,88 kWh/kg
(Quack 2001)	Verbrauchswert der Linde Anlage in Ingolstadt	15 kWh/kg
(Quack 2001)	Verbrauchswert der besten Großanlagen in den USA	10 kWh/kg
(Reuß et al. 2017)	theoretischer Minimalwert	3,9 kWh/kg
(Reuß et al. 2017)	Realwert für typische Anlagen	12-15 kWh/kg
(Sherif et al. 2005)	Verbrauchswert für mittlere Anlagengröße	10-13 kWh/kg
(Staffell et al. 2019)	Ziel der US Großanlagen für das Jahr 2020	11 kWh/kg
(Staffell et al. 2019)	Potential diesen Wert zu erreichen	6 kWh/kg
(Töpler und Lehmann 2014)	Strombedarf für die Verflüssigung	0,9-1,2 kWh/Nm ³
(Wang et al. 2012)	Energieverbrauch zur Verflüssigung	30%
(YANG und OGDEN 2007)	Energieverbrauch zur Verflüssigung	33%
(Yin und Ju 2020)	Anlagen in den USA in der Größenordnung von 6-35 tpd	12,5-15 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Energieverbrauch der Anlage in Ingolstadt	13,58 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Modell eines Heliumgekühlten Prozesses mit 50tpd	8,73 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Modell mit Mischung aus Vorkühlung und H2 Joule-Brayton Kaskade	5,35 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Modell Anlage mit Stickstoffkühlung	10,85 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	vierte Umsetzung der Anlage mit Stickstoffkühlung	12,7 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Modell einer Anlage mit Heliumkühlung	8,73 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Vorkühlungskreislauf mit Neon als Kühlmittel (mit Kühlpumpe)	7,49 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Vorkühlungskreislauf mit Wasserstoff als Kühlmittel	8,60 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Vorkühlungskreislauf mit Helium als Kühlmittel	8,76 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Vorkühlungskreislauf mit Neon als Kühlmittel	8,65 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	MR Kreisprozess zum Vorkühlen von Wasserstoff	7,00 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Simulierte Anlage mit MR Vorkühlung + vier H2 J-B Kaskadenkühlung	5,53 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Optimierung einer realistischeren Anlage mit Mixtur aus Wasserstoff, Stickstoff, Methan, Ethan, Butan als Kühlmittel und vier H2 J-B Kaskadenkühlung	5,91 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Optimierte Simulation mit 9 teiliger Vorkühlung	4,41 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	MR aus 11 teiligem Vorkühlkreislauf	7,69 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Simulation einer Anlage mit 100 tpd	6,0 kWh/kg
(Yin und Ju 2020)	Der Prozess mit Erdgas als Kühlung kann auf diesen Wert reduziert werden	4,0 kWh/kg

Anhang A-4

Quelle	Bezeichnung	Wert
(Altmann et al. 2001)	Anteil des Strombedarfs für Elektrolyse zum gesamten Strombedarf der Umwandlung H ₂ O -> H ₂	99%

Anhang A /
Appendix A

(Altmann et al. 2001)	Komprimierung von 12-30 bar benötigt ca. 1% des Heizwertes von H ₂	1%
(Altmann et al. 2001)	dargestellter Energiebedarf gilt für Verdichtung von 3-8 MPa mit Kolbenverdichter	1400 kJ/kg H ₂
(Amos 1999)	Wirkungsgrad axialer Kompressor	50%
(Amos 1999)	Energieaufwand für Komprimierung von 0.1 MPa auf 15-20 MPa anteilig zum Energiegehalt Wasserstoff	8-10%
(Amos 1999)	Wirkungsgrad "small compressors"	40-50%
(Amos 1999)	Wirkungsgrad "large alternating, double-action compressors"	65-70%
(Angloher und Dreier 2000)	Annahme Wirkungsgrad Wasserstoffverdichter	80-85%
(Angloher und Dreier 2000)	Anteil des transportierten Gases als Antriebsgasverbrauch für Verdichtungskompressoren	0,44%
(Schindler und Schmidt 2004)	Energieaufwand für Verdichtung von 3 MPa auf 88 MPa bezogen auf unteren Heizwert	6%
(Parks et al. 2014)	Kompressor Flowrate	44 kg/h
(Parks et al. 2014)	angenommener Wirkungsgrad für Verdichtung im Berechnungsprogramm H ₂ A/HDSAM; +/- 15% für opt./pes. Fall	65%
(Parks et al. 2014)	zweistufige Kompression für sehr hohen Druck notwendig	20/350/950 bar
(Parks et al. 2014)	Energieverbrauch Verdichter im Datensatz variiert um Faktor 10	10x
(Parks et al. 2014)	Schätzung Energieaufwand Verdichtung bis 350 bar	2-4 kWh/kg H ₂
(Parks et al. 2014)	Schätzung Energieaufwand Verdichtung bis 700 bar	mind. 2,7 kWh/kg H ₂
(Parks et al. 2014)	Realer Energieverbrauchswert für Kompression von 13 bar auf 430 bar (einziger realer Wert, dünne Datenlage)	8,3 kWh/kg H ₂
(Parks et al. 2014)	Mass Flow des zweistufigen PDC-13 Kompressors mit 401 bar Ansaugdruck (weitere Werte siehe Tabelle)	1420 Nm ³ /h
(Parks et al. 2014)	Durchsatzverlust Kompressoren in Annahmen für H ₂ A/HDSAM-Simulation	0,5%
(Elgowainy et al. 2015)	Wasserstoffverlust während Kompression (based on industry experience)	0.50%
(ResearchAndMarkets.com 2021)	Energieaufwand Verdichtung	1-2 kWh(el)/kg H ₂
(Ball et al. 2009)	von Umgebungsdruck auf 200 bar	10 MJ/kg
(Ball et al. 2009)	von Umgebungsdruck auf 800 bar	17 MJ/kg
(Ball et al. 2009)	auf 200 bar (Verluste einbezogen)	15 MJ/kg
(Ball et al. 2009)	auf 800bar (Verluste einbezogen)	20 MJ/kg
(Bossel et al. 2003)	5 stufige Kompression von Umgebungsdruck auf 20MPa für 1000kg Wasserstoff	7.20%
(Bossel et al. 2003)	wirklicher Wert für multi-stufen Kompression	8%
(Bossel et al. 2003)	Wert den die Kompression erreichen kann, wenn mit Kohle Strom gewonnen wird	80%
(Klell et al. 2018)	von 1 auf 1000bar	9409 kJ/kg
(Klell et al. 2018)	mit 50% Wirkungsgrad des Verdichters	15%
(Klell et al. 2018)	mit Abweichung von idealem Gasverhalten	8220kJ/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Verdichten von 20 auf 350 bar (minimal theoretisch)	1,05 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	von 350 auf 440 bar (minimal theoretisch)	0,1 kWh/kg

Anhang A /
Appendix A

(Gardiner und Satyapal 2009)	von 20 auf 700 bar	1,35 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	von 700 auf 880 bar	0,12 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Model von 20 auf 440 bar mit Kompressoreffizienz	2,23 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Model von 20 auf 880 bar mit Kompressoreffizienz	3 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	durchschnittlicher Verbrauchswert für Kompression	3,1 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Verteilung ergibt sich aus verschiedenen Kompressoren und Bedingungen	1,7-6,4 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	für die Verdichtung auf 350bar	2-4 kWh/kg
(Gardiner und Satyapal 2009)	Schätzungen von APCI zu Verdichtung auf 880bar	2,67 kWh/kg
(Hirscher 2010)	von 1 auf 900 bar	8777 kJ/kg
(Hirscher 2010)	mit Abweichung von idealem Gasverhalten	8220 kJ/kg
(Ni 2006)		2,2 kWh/kg
(Sartbaeva et al. 2008)	20% des Energiegehalts von Wasserstoff zur Verdichtung benötigt	20%
(Staffell et al. 2019)	von 20 auf 875 bar	2,67 kWh/kg
(YANG und OGDEN 2007)		0,7-1 kWh/kg

Anhang A-5

Hersteller / Bezeichnung	Speichermenge	Weitere Werte	Boil-Off p.d.
Gardner Cryogenics / LH2-Container 11010	3500 kg	-	0,5 %
Cryo-Nor Inc. / LH2-ISO-Container-Daten	2870 kg	1,0 % Restfüllmenge	0,2 %
Linde AG / Linde Nr. 7016	3810 kg	3,4-4,1 bar Betriebsdruck	-
Linde AG / Hylics LH2-Container	3000 kg	Max. 95 Vol-% nutzbar	-
Linde AG / Liquid Hydrogen Trailer	4000 kg	Max. 95 Vol-% nutzbar	-
L'Air Liquide / Vacuum Multi-Layer Siper Insulation	23000 kg	90 % Füllrate, Standzeit 60 d.	0,3 %
L'Air Liquide / Perlite Vacuum Insulation	9000 kg	90 % Füllrate, Standzeit 30 d	0,5 %
Linde AG / LH2-Groß-speicher (zylindrisch)	19300 kg	1 bar Auslegungsdruck, max. 90 Vol-% nutzbar	0,3 %
Linde AG / LH2-Großspeicher (kugelf.)	70200-145000 kg	1 bar Auslegungsdruck, max. 90 Vol-% nutzbar	0,1 %
Chart Industries / ST17600H155	4384 kg	Maximaldruck: 10,7 bar	-
TLH-1500	408 kg	-	-
VLH-4500	1179 kg	-	-
TLH-4500	1247 kg	-	-
TLH-9000	2363 kg	-	-
VLH-15000	3765 kg	-	-
TLH-18150	4604 kg	-	-

Anhang A-6: Einteilung Typ I-Behälter

Hersteller / Bezeichnung	Speichermenge	Betriebsdruck	Permeation
-	89 kg	172 bar	-
Vendor C / ASME Type 1 Cylinder	22 kg	172 bar	-
Vendor C / -	13,6 kg	172 bar	-
Reuther STC / -	435 kg	50 bar	-
Reuther STC / -	206,8 kg	200 bar	-
Reuther STC / -	243 kg	350 bar	-
CIMC ENRIC / -	20,66 kg	483 bar	-

Anhang A-7: Einteilung der Typ III-Behälter

Hersteller / Bezeichnung	Speichermenge	Betriebsdruck	Permeation
Worthington Industries / -	10 kg	350 bar	-
Luxfer Cylinders / W322H35	7,79 kg	350 bar	-
Luxfer Cylinders / W205H35	4,96 kg	350 bar	-

Anhang A-8: Einteilung der Typ IV-Behälter

Hersteller / Bezeichnung	Speichermenge	Betriebsdruck	Permeation
NPROXX B.V. / TH540-50	10,78 kg	500 bar	-
NPROXX B.V. / TH510-30	7,1 kg	300 bar	-
-	21,7 kg	875 bar	-
Hexagon Lincoln / Titan V - Container	-	500 bar	-
VENDOR C Type 2	32,8 kg	875 bar	-
Vendor D Type 4	26,2 kg	875 bar	-
CFK-Tank Apex-Energy	5,4 kg	60 bar	-
CFK-Tank Apex-Energy	10 kg	350 bar	-
MAHYTEC TANK – 60bar 850L	4,2 kg	60 bar	-
MAHYTEC TANK – 500bar 160L	5 kg	500 bar	0,1 Ncm ³ /h/L
MAHYTEC TANK – 500bar 200L	6,5 kg	500 bar	0,1 Ncm ³ /h/L
MAHYTEC TANK – 500bar 250L	8 kg	500 bar	0,1 Ncm ³ /h/L
MAHYTEC TANK – 500bar 300L	9,5 kg	500 bar	0,1 Ncm ³ /h/L
EMS Type 4 Pressure Vessel	6,3 kg	500 bar	-
Hexagon Purus GmbH/ X-Store (pro Tank)	7,4 kg	300 bar	-