

Technische Universität München
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

**Modellbasierte Analyse und Optimierung
von Wasserstoffprozessketten
für Brennstoffzellen-PKWs in Deutschland**

Thomas Mayer

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c. Ralph Kennel
Prüfer der Dissertation:	1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
	2. Prof. Dr. rer. nat. K. Andreas Friedrich

Die Dissertation wurde am 17.06.2020 bei der Technischen Universität München
eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
am 11.12.2020 angenommen.

Danksagung

Diese Dissertation entstand hauptsächlich während meiner Tätigkeit als Doktorand in der Abteilung Brennstoffzellen-Vorentwicklung und H₂-Infrastruktur der Daimler AG in Kirchheim unter Teck. Die Dissertation wäre ohne die Unterstützung der nachfolgend genannten Personen nicht möglich gewesen.

An erster Stelle möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner für die Betreuung der Doktorarbeit und für das entgegengebrachte Vertrauen bedanken. Herzlichen Dank für die konstruktiven Gespräche und die motivierende Unterstützung.

Besonderer Dank gilt Herrn Dr. Wind, meinem Vorgesetzten bei der Daimler AG. Vielen Dank für die vielen konstruktiven Besprechungen und das stets vorhandene Interesse am Forschungsthema. Weiterer Dank gilt meinem Abteilungsleiter Herrn Dr. Georg Frank für die Schaffung der unternehmensseitigen Rahmenbedingungen und für die konstruktiven Besprechungen.

Ganz besonders möchte ich mich bei meinen Studenten Malte Semmel, Artur Bauer, Martin Guerrero-Morales, Karla Maria Schmidt, Jan Berger, Alexander Haiber, Serenia Haussecker, Niklas Graumann, David Broll, Simon Erbach, Svenja Hopmann, Robin Schindler, Lars Lerche und René Bezler für ihre herausragende Unterstützung bedanken.

Vielen Dank auch an Benedikt Hollweck für die kooperative und kollegiale Zusammenarbeit bei der Daimler AG sowie die mentale Unterstützung.

An dieser Stelle möchte ich mich auch bei Prof. Dr. K. Andreas Friedrich für die Erstellung des Zweitgutachtens sowie bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c. Ralph Kennel für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes bedanken.

Weiterhin möchte ich mich bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in München für die Unterstützung bedanken.

Zu guter Letzt möchte ich mich bei meinen Eltern bedanken, die mir einen solch langen Bildungsweg ermöglichten.

Kurzfassung

Ein wesentlicher Einflussfaktor für die erfolgreiche Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Für eine große Anzahl an Fahrzeugen auf dem Markt sind viele Tankstellen und Produktionsanlagen notwendig. Die Ausgestaltung der Infrastruktur bietet eine Vielzahl an Freiheitsgraden. Dies betrifft vor allem die Standorte der Tankstellen und Produktionsanlagen sowie das Verteilkonzept. Aufgrund der hohen Investitionssummen ist es wichtig, das kurzfristige wie auch langfristige Kostenpotenzial der verschiedenen Konzepte zu kennen. Dazu werden in dieser Dissertation sowohl gasförmige als auch flüssige Wasserstoffprozessketten von der Produktion bis zur Betankung eines Brennstoffzellenfahrzeugs mit 70 MPa-Speicher analysiert und optimiert. Neben Prozessketten mit zentraler Produktion und LKW-Transport wird auch die dezentrale Wasserstoffproduktion an der Tankstelle analysiert und optimiert. Der Fokus bei den Produktionsverfahren liegt auf der Elektrolyse. Um minimale Kosten zu erreichen, findet eine Optimierung der Betriebsstrategie statt.

Die Tankstelleninfrastruktur wird basierend auf den Marktentwicklungsszenarien, der Anfahrtszeit zur nächsten Tankstelle und mithilfe von Informationen zum Straßennetz ermittelt. Die erforderlichen Wasserstoffproduktionsanlagen werden so platziert, dass die Transportstrecken zu den Tankstellen minimiert werden. Anschließend findet eine Routenoptimierung statt, mit der die Auslieferungsrouten und -kosten ermittelt werden. Wasserstofftankstellen unterschiedlicher Kapazitätsgrößen werden sowohl energetisch als auch ökonomisch analysiert und die Hauptkomponenten so dimensioniert, dass die Kosten über die gesamte Lebensdauer hinweg minimiert werden. Anschließend werden Energieverbräuche und spezifische Kosten auslastungsabhängig ermittelt. Die Kosten von Wasserstoff werden mit den Ladekosten eines Batteriefahrzeugs beim Laden zuhause und beim öffentlichen Schnellladen sowie den Kosten von Benzin und Diesel verglichen. Die erarbeitete Methodik wird auf die geografischen, ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen von Deutschland angewendet.

Bei einer maximalen Anfahrtszeit von 10 bzw. 15 min werden lediglich 35 % bzw. 15 % der heutigen Standorte konventioneller Tankstellen als Standorte für Wasserstofftankstellen benötigt. Zusammen mit der steigenden Anzahl an H₂-Produktionsanlagen sind zukünftig sehr kurze Auslieferungsrouten realisierbar. Die Analyse der Tankstellen zeigt, dass bei hohen Auslastungen sehr niedrige Kosten realisierbar sind. Dies betrifft vor allem Tankstellen, die flüssig beliefert werden. Die Verflüssigung ist jedoch ein sehr energie- und kostenintensiver Prozess. Bei einem hohen Speicherbedarf zur Pufferung der intermittierenden Wasserstoffproduktion zeigt sich, trotz der hohen Kosten der Verflüssigung, ein ökonomischer Vorteil von Flüssigwasserstoff gegenüber Druckwasserstoff. Im Jahr 2020 ist dies nur bei direkter Anbindung des Elektrolyseurs an einen Windpark der Fall. Die zunehmend fluktuierende Stromeinspeisung in das Netz bietet jedoch zunehmenden Anreiz, den Elektrolyseur lediglich in Zeiten von hohem Stromangebot und somit günstigen Strompreisen zu betreiben. Dies verschiebt den heutigen, ökonomischen Vorteil von Druckwasserstoff zukünftig in Richtung Flüssigwasserstoff. Vor allem im Umweltschutzszenario zeigt sich im Jahr 2050 ein deutlicher, ökonomischer Vorteil von Flüssigwasserstoff gegenüber Druckwasserstoff. Hauptsächlich bei einem niedrigen Markthochlauf, großen Tankstellen und einer hohen Auslastung kann die dezentrale Wasserstoffproduktion (an Tankstelle) die günstigste Option darstellen. Bei direkter Anbindung des zentralen Elektrolyseurs an einen Windpark und einer theoretischen Vollaustattung der Prozesskette (ingeschwungener Marktzustand) könnte das Brennstoffzellenfahrzeug bereits heute vergleichbare Verbrauchskosten wie ein Batteriefahrzeug, das zuhause mit Netzstrom geladen wird, erreichen. Dazu ist jedoch eine hohe Standortqualität des Windparks erforderlich. Zudem dürfen keine zusätzlichen Kosten wie die EEG-Umlage anfallen.

Abstract

An essential influencing factor for a successful market introduction of fuel cell vehicles is the build-up of a hydrogen infrastructure. For a large number of vehicles on the market many refueling stations and production facilities are necessary. The design of the infrastructure offers a variety of possibilities. This applies above all to the locations of the refueling stations and production plants as well as the distribution concept. Because of the amount to be invested it is important to know the short-term and long-term cost potential of the different concepts. For this purpose, both gaseous and liquid hydrogen process chains from the production until the refueling of a fuel cell vehicle with 70 MPa storage are analyzed and optimized in this thesis. Beside process chains with central production and truck transport, the decentralized hydrogen production at the refueling station is also analyzed and optimized. The focus of the production processes is on electrolysis. In order to achieve minimum costs, the operating strategy is optimized.

The refueling station infrastructure is determined based on market development scenarios, travel time to the nearest refueling station and information on the road network. The required hydrogen production plants are placed in such a way that the transport distances to the refueling stations are minimized. Afterwards a route optimization is carried out to determine delivery routes and costs. Hydrogen refueling stations with various capacity sizes are analyzed both economically and in terms of energy. The main components are dimensioned in a way to minimize the costs over total lifetime. Subsequently, energy consumption and specific costs are determined according to capacity utilization. The costs of hydrogen are compared to the costs of electricity when charging at home and for public fast charging as well as the costs of gasoline and diesel. The methodology developed is applied to geographic, economic and political framework conditions of Germany.

With a maximum journey time of 10 or 15 minutes, only 35 % or 15 % of the current locations of conventional refueling stations are required as locations for hydrogen refueling stations. Together with the increasing number of hydrogen production plants, very short delivery routes can be realized in future. The analysis of the hydrogen refueling stations shows that very low costs can be achieved at high utilization rates. This applies in particular to refueling stations that are supplied in liquid form. However, liquefaction is an energy- and cost-intensive process. With a high storage requirement for buffering the fluctuating hydrogen production, liquid hydrogen show an economic advantage over gaseous hydrogen despite the high costs of liquefaction. In 2020 this is only the case when the electrolyzer is directly connected to a wind farm. However, the increasingly fluctuating electricity feed into the grid offers a growing incentive to operate the electrolyzer only in times of high electricity supply and thus low electricity prices. This shifts the current economic advantage of gaseous hydrogen towards liquid hydrogen in future. Especially in the environmental protection scenario, a clear economic advantage of liquid hydrogen over gaseous hydrogen is shown in 2050. Mainly in case of low market uptake, large refueling stations and high capacity utilization, decentralized hydrogen production (at refueling station) can be the cheapest option. If the central electrolyzer is directly connected to a wind farm and the process chain is theoretically fully utilized (steady state of the market), the fuel cell vehicle could already today achieve consumption costs comparable to those of a battery vehicle charged at home with mains power. However, this requires a high quality of the wind farm location. Furthermore, no additional costs such as the Renewable Energy Levy may be incurred.

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	XI
1 Einleitung	1
2 Untersuchungsrahmen und methodischer Ansatz.....	2
2.1 Themenüberblick und -eingrenzung	2
2.2 Bestehende Studien	3
2.3 Forschungsfragen und methodischer Ansatz	5
3 Wasserstofftankstellen	9
3.1 Einleitung.....	9
3.2 Stand der Technik und Wissenschaft	10
3.2.1 Thermodynamik.....	10
3.2.2 Wasserstofftankstellen.....	11
3.2.3 Berechnungsmodelle	13
3.3 Energetische Simulation	14
3.3.1 Methodik	14
3.3.1.1 Allgemein	14
3.3.1.2 Tankstellen mit gasförmigem Wasserstoff	15
3.3.1.3 Tankstellen mit Flüssigwasserstoff	19
3.3.2 Modellanwendung und Ergebnisse.....	21
3.4 Systemauslegung und Kostenrechnung	25
3.4.1 Methodik	25
3.4.1.1 Betankungsprofile und Tankstellen-Kapazitätsgrößen.....	25
3.4.1.2 Komponentenauslegung.....	29
3.4.1.3 Systemauslegung Gesamttankstelle.....	33
3.4.1.4 Kostenberechnungsmethodik	33
3.4.2 Modellanwendung und Ergebnisse.....	35
3.4.2.1 Modellüberblick.....	35
3.4.2.2 Systemauslegung	36
3.4.2.3 Energieverbrauch und elektrische Anschlussleistung.....	40
3.4.2.4 Investitionskosten und spezifische Kosten	45
4 Wasserstoffinfrastruktur und -transport	51
4.1 Einleitung.....	51
4.2 Prognose des Wasserstoffbedarfs.....	52
4.3 Bestimmung der erforderlichen Tankstellenerreichbarkeit.....	54
4.4 Ermittlung optimaler Standorte	56
4.4.1 Wasserstofftankstellen.....	56
4.4.2 Wasserstoffproduktionsanlagen.....	62

4.5	Ermittlung kostenoptimaler Auslieferungsrouten.....	66
5	Prozesskettenanalyse	71
5.1	Modellübersicht.....	71
5.2	Prozesse.....	73
5.2.1	Wasserstoff.....	73
5.2.1.1	Elektrolyse	73
5.2.1.2	Konditionierung an Produktionsanlage	76
5.2.1.3	Speicherung an Produktionsanlage	79
5.2.2	Stromproduktion und Strompreise	80
5.3	Prozessketten.....	81
5.3.1	Zentrale Wasserstoffproduktion	81
5.3.2	Dezentrale Wasserstoffproduktion.....	84
5.3.3	Strom inklusive Ladung der Fahrzeugbatterie	84
5.3.4	Klassische Kraftstoffe	88
5.4	Modellanwendung und Ergebnisse.....	89
5.4.1	Szenarienerstellung	89
5.4.2	Ergebnisse.....	90
5.4.2.1	Basisszenario.....	90
5.4.2.2	Szenario Umweltschutz	103
5.4.2.3	Szenario Ressourcenverknappung.....	105
6	Zusammenfassung und Ausblick	106
	Literaturverzeichnis	113
	Abbildungsverzeichnis	122
	Tabellenverzeichnis	124
	Anhang A: Eingangsdaten.....	125
	Anhang B: Zwischenergebnisse Börsenstrom.....	133

Nomenklatur

AC	Alternating Current
BZ	Brennstoffzelle(n)
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen
DC	Direct Current
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EER	Energy Efficiency Ratio
EL	Elektrolyse/Elektrolyseur
HD	Hochdruck
HDSS	Hochdruck-Speichersystem
LH ₂	Liquid Hydrogen
ND	Niederdruck
PEM	Proton Exchange Membrane
SD	Stromdichte
VO	Vor-Ort
WKA	Windkraftanlage(n)

1 Einleitung

Um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, müssen die globalen Treibhausgasemissionen sehr schnell und drastisch reduziert werden. Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen- (BZ) Fahrzeuge bieten das Potenzial einer emissionsfreien Mobilität. Aufgrund der schnellen Betankungszeiten und hohen Reichweiten erlauben BZ-Fahrzeuge ein nahezu identisches Nutzungsverhalten wie konventionell angetriebene Fahrzeuge. Zudem eignet sich Wasserstoff als Langzeit-Energiespeicher. Mit steigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewinnt dies zunehmend an Bedeutung. Jedoch befinden sich in Deutschland aktuell nur sehr wenige BZ-Fahrzeuge auf dem Markt. Ebenso gibt es aktuell nur sehr wenige Wasserstofftankstellen in Deutschland, die zudem sehr niedrige Auslastungen aufweisen. Um eine größere Flotte an BZ-Fahrzeugen in Deutschland zu betreiben sind viele zusätzliche Wasserstofftankstellen und Wasserstoffproduktionsanlagen notwendig. Der Aufbau und Betrieb einer entsprechenden Infrastruktur bietet viele Freiheitsgrade. Dies umfasst vor allem den Primärenergieeinsatz, die Produktionsverfahren, die Positionen der Produktionsanlagen und Tankstellen, die Art der Speicherung sowie das Verteilkonzept. Aktuell besteht nur eine rudimentäre Wasserstoffinfrastruktur für die automobilen Nutzung. Die meisten der aktuellen Tankstellen in Deutschland werden mit gasförmigem Wasserstoff beliefert. Daneben gibt es wenige Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion oder flüssiger Belieferung. Aufgrund der geringen Anzahl an Anwendungen, die Flüssigwasserstoff erfordern, gibt es aktuell nur eine Wasserstoffverflüssigungsanlage in Deutschland. Insbesondere für Flüssigwasserstoff sind die Transportstrecken aktuell sehr hoch. Zusammen mit den niedrigen Auslastungen der Tankstellen ergeben sich sehr hohe Kosten. Von den aktuellen Kosten kann das langfristige Potenzial der verschiedenen Prozessketten somit nicht abgeleitet werden. Aufgrund der hohen Investitionssummen ist dies jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht von besonderer Bedeutung. In dieser Dissertation werden daher Simulationsmodelle erstellt, mit denen aktuelle wie auch zukünftige Wasserstoffprozessketten optimiert und miteinander verglichen werden können. Zudem wird Wasserstoff mit weiteren Kraftstoffoptionen verglichen. In der Literatur identifizierte Studien analysieren oft nur Teile der gesamten Wasserstoffprozesskette oder treffen Annahmen bezüglich relevanter Kosteneinflussfaktoren wie beispielsweise für die Transportstrecke. Zudem sind meist keine Aussagen über die Kosten bei unterschiedlichen Auslastungen der Prozessketten möglich. In dieser Dissertation werden wesentliche Kosteneinflussfaktoren wie beispielsweise die Transportstrecke und der auslastungsabhängige Stromverbrauch von Wasserstofftankstellen durch Simulationsmodelle ermittelt. Im nächsten Kapitel wird zunächst der Betrachtungsrahmen eingeschränkt und bestehende Studien werden analysiert. Anschließend findet eine Definition der Prozessketten, Formulierung der Forschungsfragen und Erläuterung des methodischen Ansatzes statt. In Kapitel 3 werden unterschiedliche Tankstellenkonzepte sowohl energetisch als auch ökonomisch analysiert. Nach der Auslegung der Hauptkomponenten werden die spezifischen Energieverbräuche und Kosten der unterschiedlichen Tankstellenkonzepte auslastungsabhängig ermittelt. Dies erlaubt in der späteren Analyse eine auslastungsabhängige Bewertung der unterschiedlichen Wasserstoffprozessketten. In Kapitel 4 wird für Druck- und Flüssigwasserstoffprozessketten aufgezeigt, wie ein optimaler Infrastrukturaufbau, bestehend aus Produktionsanlagen und Tankstellen, aussehen kann. Mithilfe routingfähiger Karten werden die optimalen Auslieferungsrouten von den Produktionsanlagen zu den Tankstellen und die daraus resultierenden Kosten ermittelt. Diese Ergebnisse stellen Eingangsdaten für ein übergeordnetes Modell (Kapitel 5) dar, mit dem die kompletten Kraftstoffprozessketten simuliert werden. Das Modell erlaubt, die streckenspezifischen Kosten von Wasserstoffprozessketten, Stromprozessketten sowie klassischen Kraftstoffen miteinander zu vergleichen. Die Vorteilhaftigkeit verschiedener Kraftstoff- bzw. Stromprozessketten wird maßgeblich von Faktoren wie Brennstoffkosten, Kosten für die Freisetzung von Treibhausgasen, Steuern und Abgaben etc. bestimmt. Daher werden diese Faktoren in die Simulation integriert und in unterschiedlichen Szenarien variiert.

2 Untersuchungsrahmen und methodischer Ansatz

2.1 Themenüberblick und -eingrenzung

Um die Vielfalt der möglichen Wasserstoffprozessketten für die spätere Analyse zu reduzieren, findet zunächst eine Einschränkung auf relevante Primärenergieträger, Produktionsverfahren und Formen der Speicherung sowie Distribution statt. Wasserstoff kommt auf der Erde nur in Verbindungen mit anderen Elementen, z. B. in Form von Wasser, Biomasse oder fossilen Energieträgern vor [1]. Zur Herstellung müssen diese Verbindungen aufgespalten und der Wasserstoff separiert werden. Dazu muss Energie in unterschiedlicher Form, wie beispielsweise Strom, Wärme oder Licht, zugeführt werden [2]. Da Wasser nur aus Wasserstoff und Sauerstoff besteht, wird bei der chemischen Reaktion der Wasserspaltung kein Kohlenstoff freigesetzt. Wird für die erforderliche Prozessenergie ein regenerativer Energieträger eingesetzt, so ist die komplette Wasserstoffproduktion treibhausgasneutral. Das etablierteste Verfahren zur Spaltung von Wasser ist die Elektrolyse. Mit zunehmender Nutzung erneuerbarer Energien steigen die Anforderungen an das Energiesystem. Werden flexibel betreibbare Stromerzeugungsanlagen zukünftig durch Photovoltaik oder Windkraftanlagen (WKA) ersetzt, so wird es zunehmend schwieriger, Stromangebot und -nachfrage in Einklang zu bringen. Elektrolyse in Verbindung mit Wasserstoffspeicherung bietet das Potenzial, sowohl kurzfristige als auch langfristige Schwankungen in der Stromerzeugung zu kompensieren. Daher wird dieses Verfahren in der vorliegenden Dissertation intensiv analysiert. Neben der Anbindung des Elektrolyseurs an das Stromnetz soll zudem die direkte Anbindung an WKA untersucht werden. Neben Elektrolyse-Verfahren werden auch Photoelektrolyse-Verfahren erforscht, welche die Stromerzeugung per Photovoltaik und die Elektrolyse vereinen. Dabei wird Wasser mit Photonen und chemischen Katalysatoren gespalten [1]. Bei der photobiologischen Wasserspaltung werden biologische Katalysatoren, sog. Enzyme eingesetzt [3]. Da eine großtechnische Umsetzung dieser Verfahren aktuell nicht absehbar ist, werden sie in dieser Dissertation nicht näher betrachtet. Darüber hinaus werden auch Thermolyse-Verfahren erforscht, die Wasser mit Wärme und Katalysatoren in seine Bestandteile aufspalten. Kleinere Pilotanlagen wurden beispielsweise von Roeb et al. [4] bereits getestet. Eine großtechnische Anlage wurde jedoch noch nicht realisiert. Daher erfolgt keine Betrachtung in dieser Dissertation. Sowohl Biomasse als auch Kohlenwasserstoffe sind kohlenstoffhaltige Verbindungen. Bei der Erzeugung von Wasserstoff aus diesen Verbindungen entstehen in der Regel kohlenstoffhaltige Verbindungen, meist das klimaschädliche CO_2 . Aufwändigere Prozesse wie beispielsweise das Kvaerner-Verfahren [5, 6], bei dem reiner Kohlenstoff anstatt CO_2 entsteht, haben sich bis heute nicht durchgesetzt. Die klassischen Verfahren der Wasserstoffproduktion sind die Dampfreformierung von leichten Kohlenwasserstoffen wie Methan, die Partielle Oxidation von schweren Kohlenwasserstoffen, die Autotherme Reformierung sowie die Vergasung von schweren Kohlenwasserstoffen und Biomasse. Laut Hamacher [2] war die Dampfreformierung im Jahr 2010 das gebräuchlichste Verfahren mit knapp 50 % des weltweit hergestellten Wasserstoffs. Aufgrund des hohen Anteils an Wasserstoff- zu Kohlenstoffatomen entsteht bei der Wasserstoffherstellung aus Erdgas, im Vergleich zu langkettigen Kohlenwasserstoffen als Edukte, ein relativ geringer CO_2 -Ausstoß. Da die heutige Wasserstoffproduktion von der Erdgasreformierung dominiert wird und zukünftig keine Wasserstoffproduktion durch Einsatz fossiler Brennstoffe mehr erfolgen sollte, wird lediglich die Erdgasreformierung in die Analysen integriert.

Wasserstoff weist bei atmosphärischem Druck eine sehr geringe Dichte auf. Eine wirtschaftliche Speicherung erfordert eine Konditionierung zur Erhöhung der Dichte. Dies kann in Reinform durch Druckerhöhung, durch Abkühlung oder einer Kombination aus Beidem erfolgen. Im flüssigen Aggregatzustand ist die Dichte von Wasserstoff vergleichsweise hoch. Nachteilig ist jedoch der hohe Energiebedarf zur

Verflüssigung und der stetige Wärmeeintrag aus der Umgebung in den Speicher, der zur Verdampfung von Wasserstoff führt. Um zu hohe Drücke zu vermeiden, muss der Wasserstoff kontrolliert abgelassen werden. Bei Anwendungen mit sehr großen Speichern, kurzzeitiger Speicherung oder regelmäßiger Wasserstoffentnahme lassen sich die Wasserstoffverluste begrenzen. Dies betrifft beispielsweise die großtechnische Speicherung, den Transport, die Speicherung an der Tankstelle und die Speicherung in Fahrzeugen mit hoher Laufleistung sowie regelmäßiger Nutzung (beispielsweise LKWs). Da diese Dissertation bezüglich Endverbrauch des Wasserstoffs nur PKWs betrachtet, wird Flüssigwasserstoff bei der großtechnischen Speicherung, beim Transport und als Speicherform an der Tankstelle, nicht jedoch im Fahrzeug betrachtet. Kryo-komprimierter Wasserstoff ist verdichteter Wasserstoff bei sehr niedrigen Temperaturen. Hierbei können deutlich höhere Dichten als bei der reinen Druckspeicherung und ähnliche Dichten wie bei der Flüssigspeicherung erreicht werden. Auch bei diesem Konzept verursacht Wärmeeintrag einen Druckanstieg. Aufgrund des hohen Maximaldrucks des Speichers können in der Praxis jedoch auch längere Zeiträume ohne Abblasen überbrückt werden. Im Vergleich zu Flüssigwasserstoff ist die Verlustrate somit zwar geringer, jedoch werden größere Anforderungen als bei der reinen Druck- oder Flüssigspeicherung an das Tanksystem gestellt. Detailliertere Erläuterungen zu diesem Speicherkonzept finden sich unter [7-10]. Im PKW-Bereich kann sich dieses Konzept lediglich in Nischenanwendungen mit hoher Laufleistung und regelmäßiger Fahrzeugnutzung als sinnvoll erweisen. Daher findet keine Betrachtung im Rahmen dieser Dissertation statt. Neben der Speicherung in Reinform kann Wasserstoff beispielsweise auch an andere Substanzen gebunden gespeichert werden. Insbesondere im automobilen Umfeld konnten sich solche Konzepte, aufgrund diverser Nachteile, laut Mohrdieck et al. [11] bisher nicht etablieren. Abgabeseitig wird somit nur die Betankung eines Fahrzeugs mit einem reinen Wasserstoff-Druckspeicher (70 MPa) analysiert. Infrastrukturseitig werden zudem flüssige organische Verbringungen erforscht. Der Wasserstoff wird hierbei chemisch an ein Trägermaterial gebunden (siehe z. B. [12-14]). Laut Niermann et al. [14] ist eine optimale organische Verbindung bei Umgebungstemperatur flüssig und weist ähnliche Eigenschaften wie beispielsweise Benzin und Diesel auf. Dies erlaubt, Wasserstoff einfach zu speichern und zu transportieren. Zudem kann die bisherige Infrastruktur auch weiterhin genutzt werden. Nachteilig jedoch ist der hohe Energiebedarf bei der Dehydrierung an der Tankstelle. Gemäß Niermann et al. [14] bestehen aktuell noch Herausforderungen wie beispielsweise eine Stabilitätssteigerung und Kostenreduktion der Flüssigkeit. Aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich Kosten- und Leistungspotenzial der Technologie findet im Rahmen dieser Dissertation keine Analyse statt. Neben Flüssigwasserstoff wird infrastrukturseitig (einschließlich Tankstelle) auch Druckwasserstoff analysiert. Beide Konzepte werden aktuell bereits großtechnisch umgesetzt. Die Analyse beschränkt sich auf Wasserstoff, der in Deutschland produziert und an Wasserstofftankstellen in Deutschland abgegeben wird.

2.2 Bestehende Studien

An dieser Stelle werden die relevantesten Studien über Analysen von kompletten Wasserstoffprozessketten aufgeführt. Studien, die lediglich einzelne Prozesse von Wasserstoffprozessketten analysieren, werden in den entsprechenden Kapiteln erläutert. Dies betrifft beispielsweise die Analyse von Wasserstofftankstellen in Kapitel 3.

Robinius et al. [15] vergleichen die erforderlichen Infrastrukturen von Batteriefahrzeugen und wasserstoffbetriebenen BZ-Fahrzeugen für unterschiedliche Marktdurchdringungen. Wasserstoffseitig analysieren sie die Nutzung von regenerativem Überschuss-Strom, in Kombination mit einem saisonalen Wasserstoffspeicher, zur Überbrückung von 60 Tagen. Neben den Investitionskosten berechnen sie die spezifischen Kosten, Wirkungsgrade und Emissionen der Prozessketten. Als Resultat ermitteln sie bei

einer hohen Marktdurchdringung nahezu identische streckenspezifische Kraftstoff- bzw. Stromkosten von BZ- und Batterie-Fahrzeugen.

Reuß et al. [13] analysieren Wasserstoffprozessketten mit großtechnischer Speicherung und automobiler Anwendung. Neben Wasserstoffkavernen werden Flüssigwasserstofftanks, Druckwasserstofftanks und Tanks zur Speicherung von Liquid Organic Hydrogen Carrier betrachtet. Die in der Analyse zugrunde gelegte Anlage zur Hydrierung der Liquid Organic Hydrogen Carrier weist eine Kapazitätsgröße von 300 t Wasserstoff pro Tag auf. Die Anlage zur Wasserstoffverflüssigung weist dagegen eine Kapazität von nur 50 t/Tag auf, was sich nachteilig auf die spezifischen Kosten auswirken kann. Zur Verteilung des zentral produzierten Wasserstoffs werden LKWs und ein Pipeline-System analysiert. Tankstellenseitig wird lediglich eine Betankungskapazität von 850 kg Wasserstoff pro Tag analysiert. Auffällig ist, dass dieselben Investitionskosten sowohl für eine gasförmig als auch flüssig belieferte Tankstelle angesetzt sind. Laut Mayer et al. [16] sind die Investitionskosten von flüssig belieferten Tankstellen vor allem zukünftig deutlich geringer als von gasförmig belieferten Tankstellen. In Reuß et al. [13] wird die aktuelle Kostenstruktur der Anlagen und Komponenten verwendet. Die Kosten der Prozessketten werden abhängig vom täglichen Wasserstoffbedarf und der durchschnittlichen Distanz des Elektrolyseurs von der Tankstelle berechnet. Die Speicherung und der Transport in Form von Flüssigwasserstoff ist in keinem Anwendungsfall die günstigste Option.

Reuß et al. [17] erweitern das Modell von Reuß et al. [13] durch Abbilden der Verteilinfrastruktur mit räumlicher Auflösung. Wasserstofftankstellen mit konstanter Kapazität werden für das Jahr 2050 auf Landkreisebene platziert (ausführlichere Erläuterung der Studie in Kapitel 4.1). Zur Auswahl der Produktionsstandorte wird die Residuallast auf Gemeindeebene in Deutschland berücksichtigt. Um die Transportstrecken zu berechnen, ermitteln Reuß et al. [17] Auslieferungsrouten der LKWs. Zukünftige Investitionskosten der Anlagen werden mithilfe der Lernkurventheorie ermittelt. Die Kombinationen aus Wasserstoffspeicherung in einer Kaverne, Übertragung großer Wasserstoffmengen per Pipeline und finale Verteilung zu den Tankstellen per Pipeline oder Druck-LKWs erweisen sich als kostengünstigste Kombinationen. Ab einer Durchdringung von 75 % BZ-Fahrzeugen auf dem Markt ist die finale Distribution zu den Tankstellen per Pipeline günstiger als per Druck-LKW.

Stolzenburg et al. [18] analysieren Wind-Wasserstoffsysteme für Deutschland im Jahr 2030, bestehend aus Elektrolyseur, Kavernenspeicher und Rückverstromungsanlage bzw. LKW-Abfüllstation. Die Autoren zeigen auf, wie solche Systeme aus technischer wie auch ökonomischer Sicht betrieben werden sollten. Mithilfe einer Strommarktsimulation in stündlicher Auflösung werden für verschiedene Zonen in Deutschland die Strompreise und Strommengen ermittelt, die nicht in das Netz eingespeist werden können (Überschüsse). Als Erlöspotenziale werden der Wasserstoffverkauf an den Verkehrssektor, die Rückverstromung mit Verkauf des Stroms zu Börsenpreisen sowie die Teilnahme am Regelleistungsmarkt durch Vorhaltung von Reserveleistung untersucht. Die Analysen ergeben, dass der Mobilitätssektor die meiste Zeit des Jahres attraktiver als die Rückverstromung ist. Wird lediglich mit Überschussstrom Wasserstoff produziert, können niedrigere Verbrauchskosten als bei einem Benzinfahrzeug erreicht werden. Um wettbewerbsfähig mit Wasserstoff aus Erdgasreformierung zu werden ist die erste Voraussetzung gemäß Studie, dass der Überschussstrom kostenlos bezogen werden kann. Die zweite Voraussetzung ist, dass der Elektrolyseur nicht ausschließlich mit Überschussstrom betrieben wird, da die Auslastung hierbei zu gering wäre. Um minimale Kosten zu erreichen, muss der Elektrolyseur auch in gewissem Grad in Zeiten geringer Strombezugspreise betrieben werden.

In der von McKinsey [19] veröffentlichten Studie werden unterschiedliche Fahrzeugantriebe, inklusive der Herstellung und Verteilung des Kraftstoffs, analysiert und miteinander verglichen. Neben den Total Cost of Ownership werden u. a. die Well-to-Wheel Treibhausgasemissionen in Europa ermittelt. Als Basis der Analyse dienen Markthochlaufsznarien der jeweiligen Antriebe. Anfangs wird eine abschließliche Verteilung des Wasserstoffs im gasförmigen Zustand per LKW angenommen. Der LKW-

Transport von Flüssigwasserstoff stellt mittelfristig eine Übergangslösung dar. Langfristig dominiert der Wasserstofftransport per Pipeline. Ein geringer Anteil des Wasserstoffs wird gemäß Studie auch im Jahr 2050 noch per LKW gasförmig ausgeliefert. Während anfangs noch Wasserstoffproduktionsmische mit unterschiedlichen Produktionsverfahren angenommen werden, erfolgt die Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 ausschließlich per Elektrolyse. Aufgrund der geringen Kapazitäten und Auslastungen der Tankstellen resultieren anfangs noch hohe Verkaufspreise. Für das Jahr 2050 werden Wasserstoff-Verkaufspreise von 4,4 € pro kg ermittelt. Viele der verwendeten Eingangsdaten und ermittelten Teilergebnisse sind in der Studie nicht veröffentlicht. So fehlen beispielsweise Angaben über Transportstrecken, Investitionskosten von Anlagen etc. Zudem erlaubt die Studie keinen systematischen Vergleich unterschiedlicher Prozessketten wie beispielsweise die Distribution von Druckwasserstoff im Vergleich zu Flüssigwasserstoff, Prozessketten mit unterschiedliche Tankstellengrößen etc.

In der Studie von Wietschel und Bünger [20] werden die Endenergieträger Wasserstoff und Strom mit Schwerpunkt auf die automobilen Anwendung analysiert und miteinander verglichen. Dabei werden unterschiedliche Wasserstoffprozessketten betrachtet. Die zentrale Wasserstoffproduktion mit anschließendem Transport per LKW (flüssig) bzw. per Pipeline (gasförmig) wird mit der dezentralen Wasserstoffproduktion an der Tankstelle verglichen. Neben der Elektrolyse werden sowohl die Dampfreformierung als auch die Kohlevergasung analysiert. Es wird lediglich eine Tankstellenkapazität von 120 t Wasserstoffabsatz pro Jahr untersucht. Sowohl bei flüssig als auch gasförmig vorliegendem Wasserstoff wird nur ein Tankstellenkonzept analysiert. Bei Tankstellen mit gasförmig vorliegendem Wasserstoff wird ein sog. „Booster-Konzept“ angenommen. Dabei wird der Wasserstoff direkt in den Fahrzeugtank verdichtet. Bei flüssig vorliegendem Wasserstoff wird ein Tankstellenkonzept mit zusätzlichem Hochdruck- (HD) Speicher analysiert. Bei diesem Konzept findet die Betankung des Fahrzeugs durch Überströmen aus dem HD-Speicher statt. Für das Jahr 2030 werden niedrigere Kosten der Elektrolyse mit Windstrom als mit Netzstrom ermittelt. Die Prozesskette mit Wasserstoffverflüssigung und Transport per LKW weist minimal niedrigere Kosten als die Prozesskette mit Verdichtung und Transport per Pipeline auf. Die Kosten der Prozesskette mit Wasserstoffproduktion direkt an der Tankstelle sind etwas höher als die Kosten der Prozesskette mit zentraler Wasserstoffproduktion.

In Pfennig et al. [21] werden die Kosten von sog. Fischer-Tropsch Kraftstoffen und Flüssigwasserstoff ermittelt. Der Fokus liegt auf der Erzeugung dieser Kraftstoffe an globalen Standorten mit günstigem Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Die Produktion der Kraftstoffe in Deutschland wird lediglich rudimentär analysiert und dient zur Erstellung einer Kostenrelation zur Produktion im Ausland. Die Berechnung der Produktionskosten im Ausland geschieht auf Basis zeitlich und räumlich aufgelöster Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung. Neben einem mittelfristigen Szenario (Jahr 2030) wird zudem ein langfristiges Szenario (Jahr 2050) generiert. Zusätzlich zu den Produktionskosten werden die Transportkosten zum Verbraucher nach Deutschland ermittelt. Die Produktion im Ausland führt zu deutlich geringeren Kosten als die Produktion in Deutschland. Bei der Produktion im Ausland sind die Kosten von Wasserstoff etwas niedriger als die Kosten der Fischer-Tropsch Kraftstoffe.

2.3 Forschungsfragen und methodischer Ansatz

Nachdem in Kapitel 2.1 eine Themeneingrenzung durchgeführt und in Kapitel 2.2 der Stand der Wissenschaft betrachtet wurde, findet in diesem Kapitel zunächst eine Auswahl der zu analysierenden Prozessketten statt. Anschließend werden die Forschungsfragen definiert und der methodische Ansatz wird vorgestellt. In Kapitel 2.2 wurden einige Studien identifiziert, in denen komplette Wasserstoffprozessketten analysiert werden. Einige Studien analysieren die Wasserstoffprozessketten ohne eine räumliche Auflösung. Dies erlaubt lediglich eine Analyse der Prozessketten in Abhängigkeit der Transportdistan-

zen bzw. durch Annahme durchschnittlicher Transportdistanzen. In den identifizierten Studien mit räumlicher Auflösung wurde stets eine einheitliche Abgabekapazität der Wasserstofftankstellen angenommen. Dies betrifft u. a. die Studie von Krieg [22]. Da die Bestimmung der Anzahl erforderlicher Tankstellen in genannter Studie lediglich über die Anzahl zugelassener Fahrzeuge pro Landkreis erfolgt, findet keine optimale Positionierung der Wasserstofftankstellen innerhalb des Landkreises sowie gesamtheitlich für Deutschland statt. In dieser Dissertation soll die Positionierung der Tankstellen sowie die Ermittlung der Tankstellenkapazitäten über den ortsabhängigen Wasserstoffbedarf der BZ-Fahrzeuge, gesamtheitlich für Deutschland, ermittelt werden. In Reuß et al. [17] werden Geschwindigkeiten der LKWs zur Auslieferung des Wasserstoffs von 60 km/h auf Autobahnen und 30 km/h auf sonstigen Straßen angenommen. In dieser Dissertation werden routingfähige Datensätze verwendet, um Weglängen und Geschwindigkeiten von PKWs und LKWs ortsabhängig zu bestimmen. Da die Bestimmung der Tankstellengrößen in dieser Dissertation marktabhängig erfolgt, werden Daten bezüglich Kosten und Energieverbrauch für eine gewisse Bandbreite an Betankungskapazitäten benötigt. Dies erfolgt durch Erstellung eines techno-ökonomischen Modells. Zur Reduzierung des Aufwands werden acht Tankstellenkapazitäten gebildet. Die Kostenbetrachtung der gesamten Wasserstoffprozessketten erfolgt in Abhängigkeit der Tankstellenkonzepte, -größen und -auslastungen. In Stolzenburg et al. [18] wird aufgezeigt, dass die Kosten für Elektrolyse minimiert werden können, wenn nicht ausschließlich mit Überschussstrom Wasserstoff produziert wird. Daher wird dieses Szenario in der vorliegenden Dissertation ebenfalls betrachtet. Weiterhin wird die Degradation der Elektrolysestacks systematisch analysiert und Betriebsstrategien zur Minimierung der Kosten werden abgeleitet. Die in Kapitel 2.2 durchgeführte Literaturanalyse zeigt, dass der Wasserstofftransport per Pipeline unter gewissen Voraussetzungen günstiger als der Transport per LKW sein kann. Der ausschließliche Wasserstofftransport per Pipeline ist laut Reuß et al. [17] in Deutschland erst ab einer Marktdurchdringung von 75 % BZ-Fahrzeugen die günstigste Option. Gemäß Krieg [22] wäre für ein flächeneckendes System in Deutschland eine Investitionssumme von 18 bis 30 Mrd. Euro erforderlich. Somit dürfte der Aufbau eines Pipelinesystems kurz- und mittelfristig nur in Teilgebieten, nicht jedoch für den ausschließlichen Wasserstofftransport in ganz Deutschland zu erwarten sein. Die Analyse beschränkt sich in der vorliegenden Dissertation somit auf die zentrale Wasserstoffproduktion mit anschließendem Transport per LKW in gasförmiger oder flüssiger Form sowie auf die Vor-Ort-Wasserstoffproduktion.

Um das heutige Kostenniveau und das zukünftige Kostensenkungspotenzial der gesamten Wasserstoffprozesskette von der Produktion bis zur Zapfsäule und die Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Kraftstoffoptionen zu ermitteln, werden die folgenden, zentralen Forschungsfragen im Rahmen dieser Dissertation beantwortet:

- Wie sieht eine optimale Wasserstoffinfrastruktur, bestehend aus Tankstellen und Wasserstoffproduktionsanlagen für Deutschland aus und welche Kosten resultieren?
- Wie sollten Komponenten von Wasserstofftankstellen ausgelegt werden und welchen Einfluss haben Kapazität sowie Auslastung auf Energieverbrauch und Kosten?
- Wie sollte ein Elektrolyseur betrieben werden, um die Kosten zu minimieren?
- Welche der untersuchten Prozessketten resultiert in den niedrigsten Kosten und von welchen Einflussfaktoren hängt dies ab?
- Welches Kostenniveau kann unter Berücksichtigung einer steigenden Auslastung und einer Weiterentwicklung von Technologie und Infrastruktur erreicht werden?
- Wie hoch sind die streckenspezifischen Kosten von Wasserstoff im Vergleich zu elektrischer Energie zur Batterieladung, Benzin und Diesel?

Um diese Forschungsfragen zu beantworten werden mehrere Modelle erstellt. Eine Entkopplung zwischen den Modellen wird aufgrund zeitlicher Auflösungen, Simulationszeiten und unterschiedlicher Softwares angewendet. Der methodische Ansatz ist in Abbildung 1 grafisch dargestellt. Im Hauptmodell, welches in Kapitel 5 detailliert erläutert wird, werden die spezifischen Kosten von kompletten Kraftstoff- und Stromprozessketten miteinander verglichen. In dieser Dissertation wird auch die elektrische Energie zum Laden der Traktionsbatterie eines Batteriefahrzeugs als Kraftstoff bezeichnet. Betrachtet werden Wasserstoffprozessketten mit zentraler Produktion, dezentraler Produktion an der Tankstelle, Stromprozessketten mit Ladung der Fahrzeugbatterie sowohl zuhause sowie an öffentlichen Schnellladeparks und die Prozessketten der klassischen Kraftstoffe Benzin und Diesel. Bei den zentralen Wasserstoffprozessketten werden Produktion, Konditionierung, Speicherung, Transport und Tankstelle betrachtet. Für Transport und Speicherung wird sowohl die Option des gasförmigen als auch flüssigen Wasserstoffs analysiert. Für die Anlage, bestehend aus Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung, findet eine Optimierung der Betriebsstrategie statt, sodass die spezifischen Kosten minimiert werden. Die Auslegung der Speichergröße findet abhängig vom Betrieb der Produktionsanlage statt. Im Fall der Vor-Ort-Wasserstoffproduktion an der Tankstelle werden, wie auch bei den zentralen Prozessketten, die Produktionsmöglichkeiten Elektrolyse und Erdgasreformierung untersucht. Für die Elektrolyse an der Tankstelle findet eine Optimierung der Betriebsstrategie zur Reduzierung der spezifischen Kosten statt. Da die benötigten Eingangsdaten für Transport und Tankstelle in der Literatur nicht in der erforderlichen Detaillierung vorliegen, werden diese im Rahmen von weiteren Modellen generiert. Dazu werden zunächst Wasserstofftankstellen-Konzepte in Kapitel 3 (siehe Abbildung 1, oben rechts) analysiert. Die wesentlichen Komponenten werden kostenoptimal ausgelegt. Der Energieverbrauch sowie die spezifischen Kosten werden abhängig der Auslastung für unterschiedliche Kapazitätsgrößen ermittelt. Das energetische Simulationsmodell basiert auf einer Schrittweite im Sekundenbereich. Der auslastungsabhängige Energieverbrauch und die spezifischen Kosten von Wertverlust, Kapitalbindung, Wartung sowie Instandhaltung fließen als Eingangsdaten in das Hauptmodell (Kapitel 5), welches eine jährliche Auflösung aufweist, ein. Die spezifischen Energiekosten der Wasserstofftankstelle werden abhängig der Strom- bzw. Brennstoffbezugpreise des jeweiligen Szenarios ermittelt. Nicht berücksichtigt wird, dass sich bei unterschiedlichen Energiebezugpreisen unterschiedliche Komponentenauslegungen der Tankstellen ergeben würden. Dieser Effekt wird jedoch als äußerst gering betrachtet und die Vereinfachung somit als legitim angesehen. Die kostenoptimale Auslegung der Tankstellenkomponenten und Ermittlung des spezifischen Energieverbrauchs werden lediglich für die Jahre 2015 und 2050 durchgeführt. Für die weiteren Jahre werden diese Parameter durch lineare Interpolation erzeugt. Die Kostenberechnung findet für die Jahre 2015, 2020 und 2050 statt. In Kapitel 4 (siehe Abbildung 1, oben links) wird zunächst ein Marktszenario für BZ-Fahrzeuge erstellt. Dieses bildet die Basis zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland. Zunächst werden optimale Standorte für Wasserstofftankstellen und Wasserstoffdepots (Produktionsanlage inkl. Kompressor bzw. Verflüssigungsanlage und Speicher) ermittelt. Anschließend werden optimale LKW-Auslieferungsrouten ermittelt, um die Auslieferungskosten zu minimieren. Die Simulation des Wasserstofftransports wird mit einer Auflösung im Sekundenbereich durchgeführt. Wie auch beim Tankstellenmodell werden in diesem Modell lediglich Stützjahre betrachtet. Die Ergebnisse Auslieferungstrecke, -zeit und spezifische Kosten von Wertverlust, Kapitalbindung, Wartung sowie Instandhaltung, Fahrer und ggfs. Wasserstoffverlust (Flüssigwasserstoff) dienen als Eingangsgrößen für das Hauptmodell. Die spezifischen Energiekosten des Wasserstofftransports werden abhängig vom Dieselpreis des Szenarios berechnet. Durch die Entkopplung wird nicht abgebildet, dass sich die optimalen Auslieferungsrouten abhängig vom Dieselpreis verändern könnten.

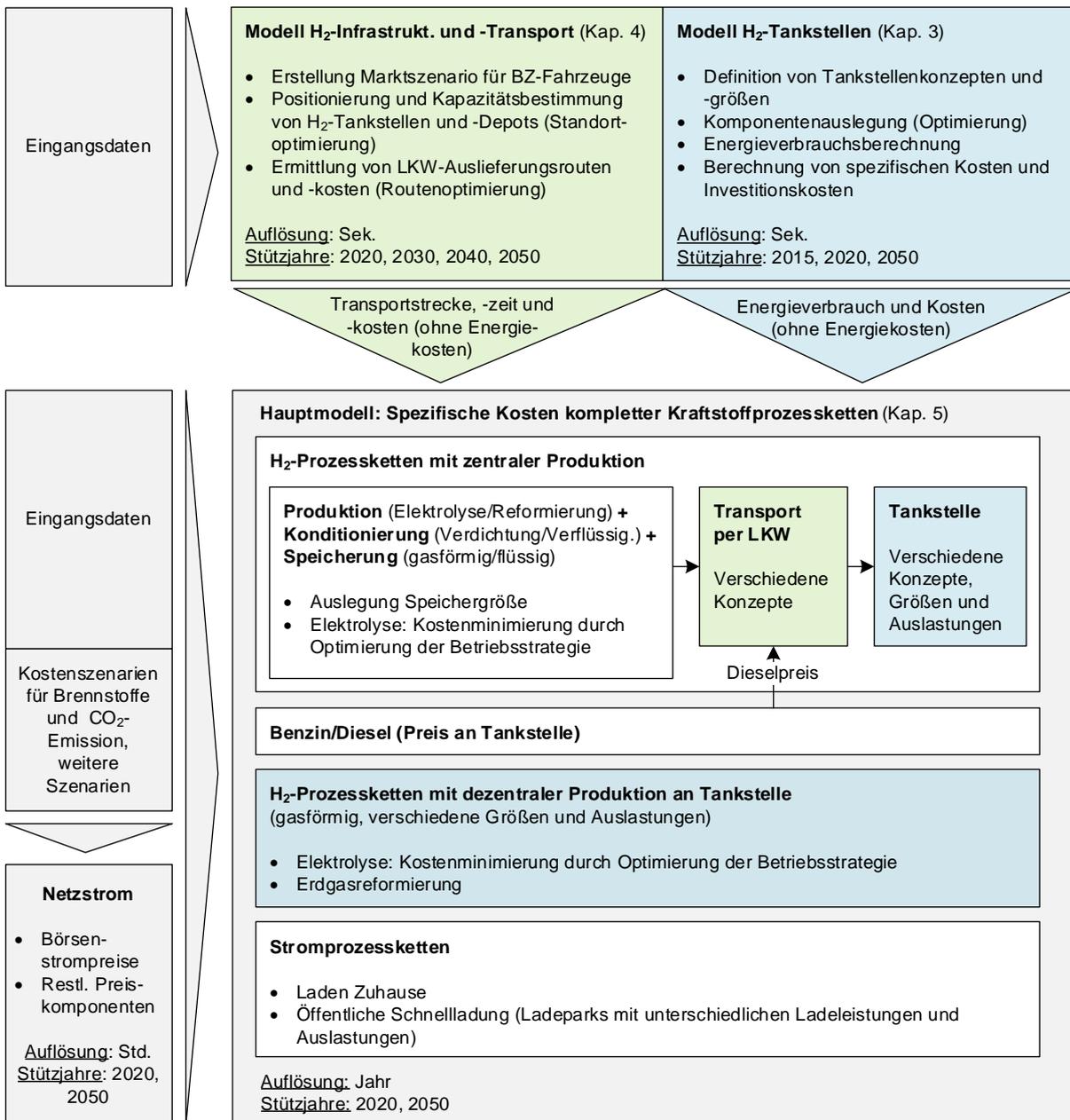


Abbildung 1: Methodischer Ansatz der Forschungsarbeit.

Aufgrund des geringen Einflusses auf die Auslieferungskosten wird auch diese Vereinfachung akzeptiert. Bei den öffentlichen Schnellladeparks (siehe Abbildung 1, unten) werden fixe Parkgrößen (Anzahl Ladesäulen pro Park) analysiert und mit Wasserstofftankstellen gleicher Kapazität (gemessen in Reichweitenerhöhung pro Zeiteinheit) verglichen. Die Brennstoff- und CO₂-Freisetzungskosten wirken sich sowohl direkt als auch indirekt (über Börsenstrompreise) auf die Kostenstruktur der Prozessketten aus. Die Neuartigkeit dieser Dissertation ergibt sich somit aus der modellbasierten Ermittlung einer optimierten Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland, der modellbasierten Ermittlung von optimierten Wasserstoff-Tankstellen, der modellbasierten Ermittlung einer optimierten Betriebsstrategie der Elektrolyse und der systematischen Untersuchung der gesamten Kraftstoffprozessketten unter Einbezug des Energiesystems mit veränderlichen Rahmenbedingungen.

3 Wasserstofftankstellen

3.1 Einleitung

Die hier beschriebene Ermittlung von Stand der Technik und Wissenschaft sowie die Energieverbrauchsrechnung von Wasserstofftankstellen wurden im Wesentlichen bereits in den Publikationen von Bauer et al. [23] und Mayer et al. [24] veröffentlicht und werden in den Kapiteln 3.1 bis einschließlich 3.3 teilweise wörtlich übersetzt übernommen. Die hier beschriebene Systemauslegung und Kostenberechnung von Wasserstofftankstellen wurden im Wesentlichen bereits in den Publikationen von Mayer et al. [16, 24] veröffentlicht und werden in Kapitel 3.4 teilweise wörtlich übersetzt übernommen.

Ein signifikanter Vorteil von BZ-Fahrzeugen im Vergleich zu Batteriefahrzeugen ist die kurze Betankungsdauer von ca. 3 min. Aktuell angewendete Optionen der Wasserstoffspeicherung in BZ-Fahrzeugen sind die Druckspeicherung bei Umgebungstemperatur (35 bzw. 70 MPa) sowie die Speicherung unter Druck und sehr niedriger Temperatur (kryo-komprimiert) [25]. Während die 35 MPa-Technologie meist in Bussen angewendet wird, ist die 70 MPa-Technologie das etablierteste Konzept bei PKWs. Die Speicherung von kryo-komprimiertem Wasserstoff konnte sich bisher nicht gegen die Druckspeicherung bei Umgebungstemperatur durchsetzen. Dies dürfte v. a. an den Nachteilen der hohen Konstruktionsanforderungen und Abdampfverlusten liegen. Ebenfalls aufgrund der Abdampfverluste wird die Flüssigspeicherung von Wasserstoff bei PKWs aktuell nicht angewendet. Da der Fokus dieser Dissertation auf PKWs liegt, wird in den weiteren Analysen die fahrzeugseitige H₂-Speicherung bei 70 MPa und Umgebungstemperatur betrachtet. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die H₂-Tankstelle zwangsläufig mit Druckwasserstoff versorgt werden muss. Auch aus der flüssigen Phase heraus können die zur Betankung erforderlichen Drücke und Temperaturen erzeugt werden. Um die Kosten unterschiedlicher Wasserstoffprozessketten in Kapitel 5 zu berechnen, werden sowohl die Energieverbräuche als auch Kosten unterschiedlicher Tankstellenkonzepte bei unterschiedlichen Auslastungen benötigt. Existierende Studien über Wasserstofftankstellen analysieren entweder nur Teile einer Wasserstofftankstelle (z. B. [26-28]) oder lediglich eine druckförmig belieferte Wasserstofftankstelle (z. B. [29-31]). Vor allem bei Tankstellen mit flüssiger Wasserstoffanlieferung bestehen noch signifikante Forschungslücken. Daher wird ein techno-ökonomisches Simulationsmodell erstellt, das sicherstellt, dass unterschiedliche Tankstellenkonzepte mit der gleichen Methodik und einheitlichen Eingangsdaten miteinander verglichen werden. Im ersten Schritt wird das energetische Berechnungsmodell hergeleitet und die Dynamik einzelner Komponenten anhand ausgewählter Szenarien demonstriert. Im zweiten Schritt wird das energetische Modell um die Kostenberechnung ergänzt, die zentralen Komponenten werden kostenoptimal ausgelegt und die Investitionskosten werden ermittelt. Anschließend findet eine systematische Analyse von Energieverbrauch und spezifischen Kosten bei unterschiedlichen Auslastungen und Umgebungstemperaturen für die Jahre 2015 und 2050 statt. Somit werden keine Durchschnittskosten innerhalb eines Zeitraums mit unterschiedlichen Auslastungen, wie beispielweise in Pratt et al. [32], ausgewiesen. Nachfolgend werden Tankstellen mit druckförmiger Wasserstoffspeicherung (Anlieferung und Vor-Ort-Produktion) als „CGH₂-Tankstellen“ und Tankstellen mit flüssiger Speicherung (Anlieferung) als „LH₂-Tankstellen“ bezeichnet. Die Bezeichnung bezieht sich somit nur auf die Wasserstoffspeicherung an der Tankstelle, nicht auf die Wasserstoffabgabe.

3.2 Stand der Technik und Wissenschaft

3.2.1 Thermodynamik

Überströmvorgänge von Fluiden durch Drosselventile werden idealisiert als isenthalp beschrieben. Bei realen Gasen ändert sich die Temperatur während der Expansion. Gemäß Definition (siehe Formel 1) [33] beschreibt der Joule-Thomson Koeffizient (μ_{JT}) die Temperaturänderung (∂T) des Fluids während der isenthalpen Expansion (∂p)_h.

$$\mu_{JT} := \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h \quad \text{Formel 1}$$

Die Zustandsänderungen von Fluiden (insbesondere Gasen) während realer Kompressionsvorgänge sind äußerst komplex. Die tatsächlichen Zustandsänderungen während Kompressionsvorgängen können nur mit sehr großem Aufwand berechnet werden [34]. Um die Kompressionsarbeit mit deutlich geringerem Aufwand zu berechnen, haben sich Modelle etabliert, die den Prozess vereinfacht beschreiben. Idealisiert werden Kompressionsprozesse als isotherme oder isentrope Zustandsänderung beschrieben. Bei der isothermen Verdichtung wird die entstehende Kompressionswärme abgeführt, bei der isentropen Verdichtung verbleibt sie im System. Die isentrope Verdichtung wird beispielsweise als Referenz für die Berechnung von ungekühlten ein- und mehrstufigen Turboverdichtern verwendet [34]. Bei der isentropen Verdichtung (siehe Formel 2) [35], die einer adiabaten Zustandsänderung entspricht, bestimmen die Anfangstemperatur (T_1), das Verdichtungsverhältnis (p_2/p_1) und der durchschnittliche Isentropenexponent ($\bar{\kappa}$) die Temperatur nach der Verdichtung (T_2).

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\bar{\kappa}-1}{\bar{\kappa}}} \quad \text{Formel 2}$$

Die spezifische technische Arbeit (Druckänderungsarbeit) von Zustand 1 zu Zustand 2 ($w_{t,12}$) errechnet sich mittels Formel 3, indem das spezifische Volumen (v) über die Druckänderung (dp) integriert wird.

$$w_{t,12} = \int_1^2 v \, dp \quad \text{Formel 3}$$

Die Kombination aus Formel 2 und Formel 3 kann gemäß Tietze und Stolten [34] zu Formel 4 vereinfacht werden. Die spezifische technische Arbeit von Zustand 1 zu Zustand 2 kann somit unter Verwendung der spezifischen Gaskonstanten (R_i) und einem mittleren Kompressibilitätsfaktors vor und nach der Kompression (\bar{Z}) berechnet werden.

$$w_{t,12} \approx \frac{\bar{\kappa}}{\bar{\kappa}-1} R_i T_1 \bar{Z} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\bar{\kappa}-1}{\bar{\kappa}}} - 1 \right] \quad \text{Formel 4}$$

Da es sich um eine Beschreibung eines idealisierten Prozesses handelt, werden sonstige Verluste (z. B. Reibung) nicht berücksichtigt. Diese werden in der Regel durch einen konstanten Wirkungsgradfaktor berücksichtigt [34]. Durch die Vereinfachungen muss mit einer gewissen Ungenauigkeit im Vergleich zur realen Kompressionsarbeit gerechnet werden.

Die Wärmeleitung kann prinzipiell in stationär und instationär unterteilt werden. Im stationären Fall wird die Wärmeleitung durch den Temperaturgradienten (∂T) und die materialspezifische Wärmeleitfähigkeit Lambda (λ) bestimmt. Die in Formel 5 dargestellte Berechnung, in welcher x die räumliche Koordinate darstellt, ist eine etablierte Form zur Berechnung der Wärmestromdichte (\dot{q}) und ist als Fouriersches Wärmeleitungsgesetz bekannt.

$$\dot{q} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{Formel 5}$$

Den Energietransport zwischen einem bewegten Medium und einem Feststoff (Grenzschicht) zu beschreiben erlaubt die Grenzschichttheorie¹. Aufgrund seiner hohen Komplexität wird in vielen Fällen ein vereinfachter Ansatz gewählt. Formel 6 stellt einen empirischen Ansatz zur Berechnung des Wärmeübergangs dar. Hierbei wird der Wärmestrom (\dot{Q}) durch das Temperaturdelta, den Wärmeübergangskoeffizienten (α) und die Querschnittsfläche (A) berechnet [36].

$$\dot{Q} = \alpha A (T_1 - T_2) \quad \text{Formel 6}$$

Der Wärmeübergangskoeffizient (siehe Formel 7) kann durch Verwendung der dimensionslosen Nusselt-Zahl (Nu), der Wärmeleitfähigkeit und der charakteristischen Länge (L) des Wärmeübertragungsproblems ermittelt werden [36].

$$\alpha = \frac{Nu \lambda}{L} \quad \text{Formel 7}$$

Die Nusselt-Zahl ist eine dimensionslose Kennzahl und wird nach Ähnlichkeitsgesetzen empirisch hergeleitet. Im Fall von erzwungener Konvektion bestimmt sich die Nusselt-Zahl aus der Reynolds-Zahl (Strömungscharakteristik) und der Prandtl-Zahl (charakteristischer Stoffwert) [36]. Im Fall einer Kombination aus Wärmeleitungs- und Wärmeübergangsproblem kann die vereinfachte Berechnung aus Formel 6 ebenfalls angewendet werden, in dem der Wärmeübergangskoeffizient (α) durch den Wärmedurchgangskoeffizient (k) ersetzt wird. Dieser beinhaltet sämtliche Wärmeleitung und Wärmeübergang beeinflussende Parameter in einem einzigen empirischen Koeffizienten [37]. Im instationären Fall ist die Wärmeleitung zusätzlich von der Zeit (t) abhängig. Für eindimensionale, radiale Wärmeleitung durch einen zylindrischen Körper mit Radius (r) bestimmt sich das Temperaturfeld $T(r,t)$ innerhalb des Körpers durch die in Formel 8 dargestellte Wärmeleitungsgleichung [38]. Dabei stellt (a) die Temperaturleitfähigkeit dar, die sich aus der Wärmeleitfähigkeit, der Dichte (ρ) sowie der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck (c_p) bestimmt.

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{a}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad \text{mit } a = \frac{\lambda}{\rho c_p} \quad \text{Formel 8}$$

3.2.2 Wasserstofftankstellen

Bei der Betankung von BZ-Fahrzeugen erwärmt sich der Druckwasserstoffspeicher im Fahrzeug durch einströmende Enthalpie. Fahrzeugseitig sind sog. Typ IV-Behälter Stand der Technik. Dabei handelt es sich um eine Kunststoffhülle, die mit Kohlefaser umwickelt ist. Um eine kurze Betankungszeit zu realisieren, ohne dass die Temperatur des Fahrzeugtanks die maximal zugelassenen 85 °C übersteigt, wird

¹ Grenzschichttheorie von Ludwig Prandtl, 1904.

der Wasserstoff bei PKW-Betankungen (70 MPa) gemäß der Norm SAE J2601 [39] auf -33 °C bis -40 °C konditioniert. Neben der erforderlichen Temperatur an der Zapfpistole regelt diese Norm die Druckerhöhungsrate der Tankstelle und den finalen Tankstellendruck, bei dem die Betankung endet. Dies erfolgt abhängig von Parametern wie Außentemperatur, Kapazität sowie Ausgangsdruck des Fahrzeugtanks. Somit ergeben sich unterschiedliche Betankungszeiten abhängig dieser Parameter. So dauert die normgerechte Betankung eines Behälters mit einer Kapazität von 4-7 kg und einem Anfangsdruck von beispielsweise 10 MPa bei 10 °C Außentemperatur 2,7 min, bei 20 °C Außentemperatur 3,5 min und bei 30 °C Außentemperatur 5,0 min (siehe SAE J2601 [39], Tabelle „H70-T40 4-7kg com“). Dies setzt voraus, dass gemäß SAE J2799 [40] Kommunikation zwischen Tankstelle und Fahrzeug über eine Infrarotschnittstelle stattfindet. Der Druck des Fahrzeugtanks am Ende der Befüllung liegt über 70 MPa, sodass bei Abkühlung des Wasserstoffs auf 15 °C ein Druck von 70 MPa und somit ein voller Fahrzeugtank, gemäß der Norm SAE J2601 [39], vorherrscht. Erreicht der Fahrzeugtank im Extremfall die maximalen 85 °C, so muss der Druck 87,5 MPa betragen, damit nach Abkühlung auf 15 °C ein Druck von 70 MPa vorherrscht [39]. Somit ist die maximale Druckerfordernung der Tankstelle auf 87,5 MPa begrenzt.

CGH₂-Tankstellen

CGH₂-Tankstellen können in die Hauptkomponenten Vorratsspeicher, Kompressor, ggfs. HD-Speicher und Thermomanagement eingeteilt werden. Im Fall der Wasserstoffanlieferung per LKW wird der Niederdruck- (ND) Speicher entweder durch Überströmen von LKW zu Tankstelle befüllt oder der LKW-Anhänger verbleibt an der Tankstelle und fungiert als Vorratsspeicher [41]. Aktuell speichern die meisten Tankstellen den Wasserstoff bei einem maximalen Druck von 5-20 MPa [42]. Durch Realisierung einer mehrstufigen Verdichtung mit Zwischenkühlung nach jeder Kompressionsstufe nähert sich der gesamte Verdichtungsprozess der isothermen Verdichtung an [43]. Der Kompressor ist ein zentrales Element der Tankstelle. Sowohl technische Anforderungen wie eine hohe Effizienz, hohe Reinheit und Wasserstoffkompatibilität, als auch Anforderungen bezüglich niedriger Investitions- und operativer Kosten gilt es zu erfüllen [41]. Um Fahrzeuge mit Drücken bis zu 87,5 MPa versorgen zu können, werden tankstellenseitig in der Regel entsprechend höhere Drücke erzeugt, um Überströmen in den Fahrzeugtank zu realisieren. Während der ND-Speicher in der Regel als einzelner Behälter realisiert wird, besteht der HD-Speicher meist aus mehreren Behältern mit potentiell unterschiedlichen Maximaldrücken, die nacheinander entleert werden (Kaskadierung). Nachfolgend wird das System aus mehreren HD-Speicherbehältern als Hochdruckspeichersystem (HDSS) bezeichnet. Bei einem kaskadierten System strömt der Wasserstoff bei Betankungsbeginn zunächst aus dem HD-Behälter mit dem geringsten Druck. Ist der Druckunterschied zwischen HD-Behälter der Tankstelle und Fahrzeugtank zu gering, wird der HD-Behälter mit nächst höherem Druck aktiviert. Der Vorteil, einen großen Speicher in mehrere kleine zu splitten und nacheinander zu entleeren ergibt sich daraus, dass die ersten Behälter unter den final geforderten Druck von bis zu 87,5 MPa entleert werden können. Somit kann der nutzbare Wasserstoffanteil erhöht und das Speichervolumen des HDSSs reduziert werden. Zudem muss nicht der gesamte Wasserstoff auf Drücke über 87,5 MPa komprimiert werden, was in geringeren Energieverbräuchen resultiert. Um die betankungsrelevante Wasserstoffmenge innerhalb weniger Minuten auf Zieltemperatur von -33 bis -40 °C abzukühlen, muss eine große thermische Wärmekapazität abgeführt werden. Dazu ist entweder ein sehr leistungsfähiges Kühlaggregat oder ein bereits abgekühltes Element bzw. Medium nötig, das die entsprechende Wärmekapazität des Wasserstoffs aufnehmen kann. Ein solches Element ist beispielsweise ein Aluminiumblock wie in Reddi et al. [44] beschrieben. Durch dessen Anwendung muss das Kälteaggregat nicht anhand des maximalen Massenstroms während der Betankung, sondern kann anhand des durchschnittlichen Massenstroms pro Stunde (bei Volllast), ausgelegt werden.

LH₂-Tankstelle

LH₂-Tankstellen können in die Hauptkomponenten Vorratsspeicher, Verdichter bzw. HD-Pumpe, Thermomanagement und ggfs. HD-Speicher eingeteilt werden. Um die erforderlichen Betankungsdrücke zu erzielen, kann der flüssige Wasserstoff zunächst verdampft und anschließend verdichtet werden. Alternativ wird mit einer HD-Pumpe direkt aus der flüssigen Phase heraus auf Zieldruck verdichtet. Beispielsweise betreibt Linde eine Tankstelle in München, die Wasserstoff direkt aus der flüssigen Phase auf Drücke bis zu 90 MPa verdichtet [45]. Laut Linde [46] werden hierbei lediglich 10-20 % der Energie eines Gaskompressors benötigt. Zudem entfällt die Kühlung, die nach der Kompression des gasförmigen Wasserstoffs erforderlich ist, da die Wasserstofftemperatur am Pumpenausgang unter Zieltemperatur der Betankung liegt. Reese [45] beschreibt ein System, das einen Teil des kalten, von der HD-Pumpe kommenden Wasserstoffs in einem Luft-Wärmeübertrager und ggfs. elektrischen Heizer erwärmt und zusammen mit dem restlichen Massestrom des kalten Wasserstoffs auf Zieltemperatur mischt. Analog zur Leistung des Kompressors bei CGH₂-Tankstellen können HD-Pumpe und Wärmeübertrager bei Installation eines HDSSs anhand des stündlichen Durchsatzes (bei Vollaustattung) ausgelegt werden. Trotz Wärmedämmung findet ein stetiger Wärmeeintrag aus der warmen Umgebung in den kalten Vorratsspeicher statt. Dies resultiert in einer teilweisen Verdampfung des Wasserstoffs. Der Betriebsdruck des Flüssigspeichers sollte gering sein, da die Verdampfungsenthalpie mit steigendem Druck sinkt. Bei Betriebsdrücken < 0,4 MPa variiert die Temperatur im thermodynamischen Gleichgewicht von gasförmiger und flüssiger Phase von -252,83 °C (0,1 MPa) bis -247,07 °C (0,4 MPa), während die Dichte der Flüssigphase von 70,90 kg/m³ (0,1 MPa) bis 62,95 kg/m³ (0,4 MPa) variiert [47]. Bei Erreichen des maximalen Betriebsdrucks des Tanks und bei erneuter Befüllung mit Flüssigwasserstoff wird das Ventil geöffnet, um gasförmigen Wasserstoff ausströmen zu lassen (Boil-Off). Dieser Boil-Off-Wasserstoff kann weiterverwendet oder ungenutzt in die Umgebung abgeblasen werden. Eine Möglichkeit der Weiterverwendung ist die Stromerzeugung durch eine BZ. Reese et al. [48] beschreiben einen Prozess, bei dem der Boil-Off-Wasserstoff dazu genutzt wird, den kalten, von der HD-Pumpe kommenden Wasserstoff auf die Zieltemperatur der Betankung zu erwärmen. Zudem kann der kalte Boil-Off-Wasserstoff laut Reese et al. [48] dazu genutzt werden, Komponenten und Verrohrungen der Tankstelle zu kühlen.

3.2.3 Berechnungsmodelle

Da aktuell die meisten Automobilhersteller die Wasserstoffspeicherung bei Umgebungstemperatur und einem Maximaldruck von 70 MPa verfolgen [25], analysieren die meisten in der Literatur verfügbaren Studien die Betankung mit Druckwasserstoff. Beispielsweise untersuchen Talpacci et al. [49], Cebolla et al. [50], Guo et al. [29], Hosseini et al. [51], Striednig et al. [52], Xiao et al. [26] und Yang [53] den Betankungsprozess (Überströmprozess von Tankstelle zu Fahrzeug) thermodynamisch. Farzaneh-Gord et al. [27] untersuchen die Unterschiede eines einzigen HD-Speichers im Vergleich zu einer Unterteilung des HD-Speichers in mehreren Speicherbänke mit jeweils unterschiedlichen Drücken. Nistor et al. [54] untersuchen den Betrieb einer Wasserstofftankstelle sowohl energetisch als auch ökonomisch. Die energetische Berechnung ist beispielsweise durch Verwendung von Van-der-Vaals-Gleichungen (Realgasverhalten) sowie einem konstanten Energieaufwand zur Vorkühlung des Wasserstoffs vereinfacht. Reddi et al. [30] analysieren das Zusammenspiel von LKW-Anhänger, Kompressor und HDSS sowohl energetisch als auch ökonomisch und legen das System unter Gesichtspunkten der Kostenminimierung aus. Rothuizen und Rokni [55] sowie Rothuizen et al. [31] analysieren den Energieverbrauch des Kompressors in Verbindung mit einem HDSS. Rothuizen und Rokni [55] variieren die Behälteranzahl zwischen eins und acht. Im konkreten Anwendungsfall senkt die Erhöhung von einem

auf drei HD-Behälter den Energieverbrauch um 30 %. Jeder weitere (mehr als drei) Behälter senkt den Energieverbrauch laut Studie nur noch um weniger als 4 % pro Behälter. Elgowainy et al. [56] analysieren die Vorkühleinheit einer gasförmigen Wasserstofftankstelle thermodynamisch sowie wirtschaftlich und ermitteln kostenminimale Gesamtkonzepte aus Kälteaggregat und Wärmeübertrager.

Wissenschaftliche Studien über Tankstellen mit Flüssigwasserstoffanlieferung sind in der Literatur sehr rar. Brown et al. [57] analysieren eine Tankstelle mit Flüssigwasserstoffanlieferung, welche Wasserstoff zuerst verdampft, anschließend verdichtet und auf die gewünschte Temperatur herunterkühlt. Petitpas et al. [58] dagegen untersuchen ein thermisches Kompressionsverfahren, welches Wasserstoff ohne Kompressor bzw. HD-Pumpe auf hohe Drücke verdichtet. Durch Wärmeeintrag über einen Wärmeübertrager wird kryogener Wasserstoff innerhalb eines kryogenen HD-Speichers auf sehr hohe Drücke verdichtet. Da der Druckanstieg eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt, werden mehrere Behälter parallel benötigt. Gemäß Simulation der zitierten Studie sind zwölf Behälter bei einer Tankstellenkapazität von maximal 475 kg pro Tag erforderlich. Laut Studie ist eine Tankstelle (70 MPa-Betankung) mit thermischer Kompression teurer (5,45 USD/kg) als eine Tankstelle mit Verdampfer und Kompressor (5,23 USD/kg). Reddi et al. [44] analysieren gesamte CGH₂- und LH₂-Tankstellen ökonomisch und erstellen einen ersten Kostenvergleich. Es findet jedoch kein systematischer Vergleich statt, in dem die unterschiedlichen Tankstellenkonzepte bei jeweils unterschiedlichen Auslastungen und Tankstellenkapazitäten miteinander verglichen werden. Zudem ist die Thermodynamik in der Excel-basierten Anwendung stark vereinfacht. Petitpas [59] beschreibt den Boil-Off an Wasserstofftankstellen durch Transfervorgänge und durch Wärmeeintrag aus der Umgebung thermodynamisch. Petitpas und Aceves [60] untersuchen die Leistungsfähigkeit einer HD-Pumpe (Stromverbrauch, Haltbarkeit) und den Boil-Off an einer Testanlage experimentell.

Eine detaillierte Literaturübersicht mit Umfang und Fokus sowie Vor- und Nachteilen der entsprechenden Studien findet sich in Bauer et al. [23]. Es konnte keine Studie identifiziert werden, die beide Tankstellenkonzepte (Wasserstoffspeicherung tankstellenseitig druckförmig und flüssig) systematisch aus technischer wie auch aus ökonomischer Sicht unter veränderlichen Einflüssen (Auslastung, Temperatur) miteinander vergleicht.

3.3 Energetische Simulation

3.3.1 Methodik

3.3.1.1 Allgemein

In diesem Kapitel werden sowohl CGH₂- als auch LH₂-Tankstellen thermodynamisch beschrieben. Das Modell wird so aufgebaut, dass wesentliche Einflussgrößen wie Volumen der Speicherbehälter, Kompressordurchsatz etc. variiert und in Kapitel 3.4 optimiert werden können. Die Hauptsätze der Thermodynamik sowie der Massenerhaltungssatz werden angewendet und als bekannt angenommen. Für weitere Informationen siehe u. a. Stephan [37], Rönsch [61] und Wesselak et al. [62]. Die energetische Simulation von Wasserstofftankstellen basiert auf gängigen Definitionen von thermodynamischen Systemen und dessen Eigenschaften, beschrieben durch physikalische Zustandsgrößen [63, 64]. Die abstrakten Formulierungen gilt es anschließend auf tankstellenspezifische Sachverhalte anzuwenden. An Wasserstofftankstellen herrschen Drücke von bis zu 100 MPa. Aufgrund der hohen Dichte von Wasserstoff bei solch hohen Drücken sollten Eigenvolumina der Atome bzw. Moleküle sowie die gegenseitigen Wechselwirkungskräfte berücksichtigt werden. Allgemeine Ansätze zur Beschreibung des realen Gas-

verhaltens sind die Van-der-Waals-Korrektur, der Realgasfaktor und die Virialform der thermischen Zustandsgleichung [62]. Leachman et al. [65] beschreiben das Realgasverhalten von Wasserstoff durch Zustandsgleichungen basierend auf der Helmholtzschen freien Energie. Der Vergleich von berechneten und gemessenen Werten zeigt bei Drücken bis 300 MPa eine geringe Abweichung von ca. 0,04 % zwischen 250 K und 450 K und bis 1 % zwischen 450 K und 1000 K [65]. Aufgrund dieser hohen Genauigkeit wird die Stoffdatenbank von National Institute of Standards and Technology [47] in der Simulation verwendet.

Die Simulation wird mit Matlab/Simulink durchgeführt. Die Massenströme sowie die dazugehörigen Zustandsgrößen (Temperatur und Druck) stellen Basisinformationen dar. Die Zustandsgrößen von Wasserstoff werden in jedem Simulationsschritt ermittelt. Als HDSS findet ein Kaskadensystem Anwendung. Anstatt die Druckverluste und Wärmeentwicklungen von HD-Speicher bis Fahrzeugtank thermodynamisch zu modellieren wird die Simulationskomplexität reduziert, indem ein typisches Massenstromprofil (siehe Kapitel 3.4.1), angewendet wird. Somit stellt das verwendete Massenstromprofil eine typische Betankung dar. In der Realität existiert eine Bandbreite an Variationen dieses Profils. Ziel dieser Analyse ist in erster Linie der systematische Vergleich unterschiedlicher Tankstellenkonzepte. Somit ist das vordefinierte Massenstromprofil als legitim anzusehen. Der aus der Zapfpistole austretende Wasserstoff stellt den Anfang der Simulation dar. Somit wird die Simulation als sog. Rückwärtssimulation durchgeführt.

3.3.1.2 Tankstellen mit gasförmigem Wasserstoff

Die in der energetischen Simulation abgebildete CGH₂-Tankstelle besteht aus den Komponenten ND-Speicher, Kompressor, HDSS sowie der Vorkühlung (siehe Abbildung 2). Die betankungsspezifischen Größen Temperatur (T), Druck (p) sowie Massenstrom (\dot{m}) sind zeitvariable Eingangsgrößen. Das Volumen (V) und der Maximaldruck der Speicherbehälter (p_{max}) sowie der maximale Massenstrom (\dot{m}_{max}) des Kompressors sind konstante Eingangsgrößen.

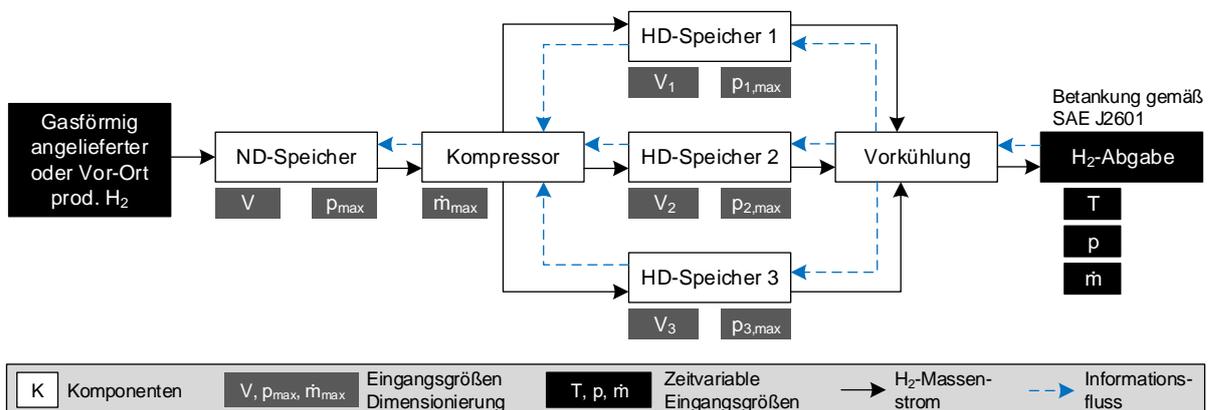


Abbildung 2: Schematische Darstellung der energetischen Simulation von Tankstellen mit gasförmig gespeichertem Wasserstoff.

Wie in einer Rückwärtssimulation üblich ist der Informationsfluss entgegen der physikalischen Bewegung der Wasserstoffmoleküle gerichtet. Die Wasserstoffabgabe (siehe Abbildung 2, rechts) bestimmt den erforderlichen Massenstrom aus den HD-Behältern sowie die Zieltemperatur, die von der Vorkühlung erzielt werden muss. Die sich entleerenden HD-Behälter wiederum melden einen Füllbedarf an den Kompressor, welcher Wasserstoff aus dem ND-Speicher entnimmt und in das HDSS komprimiert. Zusätzlich sendet das HDSS den Druck des aktiven HD-Behälters an den Kompressor, sodass dieser den

Auslassdruck entsprechend anpassen kann. Sofern keine Vor-Ort-Wasserstoffproduktion stattfindet, nimmt die Masse des ND-Speichers analog zum Durchsatz des Kompressors ab. Sowohl bei der LH₂- als auch CGH₂-Tankstelle werden die elektrischen Verbräuche von Nebenaggregaten (Regelungstechnik, Monitore etc.) vernachlässigt.

Druckspeicher

Um den Zustand des Wasserstoffs in sämtlichen Druckspeichern abhängig von ein- und ausströmender Enthalpie sowie unter Berücksichtigung der Wärmeübertragung zwischen Speicher und Umgebung zu ermitteln, werden in diesem Abschnitt die entsprechenden Berechnungen erläutert. Durch Integration der einströmenden (\dot{m}_{ein}) und ausströmenden Masse (\dot{m}_{aus}) sowie Berücksichtigung der Anfangsmasse (m_0) kann die Masse (m) zu jedem Zeitpunkt (t) bestimmt werden (siehe Formel 9). Somit ist die Dichte des Wasserstoffs im Tank bei gegebenem Volumen stets bekannt ($\rho = m/V$).

$$m(t) = m_0 + \int \dot{m}_{\text{ein}} dt - \int \dot{m}_{\text{aus}} dt \quad \text{Formel 9}$$

Analog dazu bestimmt sich die innere Energie (U) zu jedem Zeitpunkt durch Berücksichtigung der Anfangsenergie (U_0), der zeitlichen Integration des Produkts aus spezifischer Enthalpie des einströmenden (h_{ein}) bzw. ausströmenden (h_{aus}) Wasserstoffs mit der ein- bzw. ausströmenden Masse und der zeitlichen Integration des Wärmestroms (\dot{Q}) zwischen Speicher und Umgebung (siehe Formel 10).

$$U(t) = U_0 + \int \dot{m}_{\text{ein}} h_{\text{ein}} dt - \int \dot{m}_{\text{aus}} h_{\text{aus}} dt + \int \dot{Q}(t) dt \quad \text{Formel 10}$$

Die Berechnung des Wärmestroms kann durch Verwendung von Formel 6 erfolgen. Somit sind zwei Zustandsvariablen zu jedem Zeitpunkt bekannt und weitere können durch Verwendung der Stoffdatenbank von National Institute of Standards and Technology [47] bestimmt werden.

Hochdruckspeicher-System

Das HDSS wird als kaskadiertes System mit drei HD-Behälter simuliert. Die Anzahl der Behälter wird aus der Studie von Rothuizen und Rokni [55] abgeleitet. Gemäß diesen Studien führt jeder weitere Behälter nur noch zu einer geringen Energieeinsparung. Die drei Behälter des HDSSs können im Simulationsmodell unterschiedliche Kapazitäten und Maximaldrücke aufweisen. Der Betankungsvorgang beginnt stets mit dem HD-Behälter, welcher den geringsten Maximaldruck aufweist. Sobald der Druck des aktiven HD-Behälters auf das geforderte Zieldruckniveau an der Zapfpistole² sinkt, wird zum HD-Behälter mit nächsthöherem Maximaldruck gewechselt. Sinkt die Wasserstoffmasse mehrerer Behälter während eines Betankungsvorgangs unter die Anfangsmasse, so wird stets der HD-Behälter mit dem höchsten Maximaldruck wieder befüllt. Dadurch wird die Einsatzbereitschaft der Tankstelle für die nächste Betankung möglichst schnell wiederhergestellt. Um beliebig viele Betankungen nacheinander durchführen zu können werden die HD-Behälter stets wieder bis zur Anfangsmasse vor Betankungsbeginn gefüllt. Um die Maximaldrücke der HD-Behälter nicht zu überschreiten, bestimmt die aktuelle Temperatur des HD-Behälters die Auslasstemperatur des Kompressors. Unter Vernachlässigung von Wärmeübertragung zwischen Umgebung und HD-Behälter würde die Temperatur des Wasserstoffs im HD-Behälter während der Entleerung somit zunächst sinken und während der Befüllung wieder bis zur Anfangstemperatur ansteigen. Die Wärmeübertragung zwischen Umgebung und HD-Behälter ist jedoch im Modell

² Druckverluste von HD-Speicher zu Zapfpistole werden vernachlässigt. Erforderliche Druckunterschiede von Zapfpistole zu Fahrzeugtank sind dagegen berücksichtigt.

berücksichtigt. Entspricht die Wasserstofftemperatur im HD-Behälter bei Betankungsbeginn der Umgebungstemperatur, so sinkt sie durch die ausströmende Masse unter Umgebungstemperatur, wodurch Wärmeeintrag von der Umgebung kommend stattfindet. Somit liegt die Temperatur nach erneuter Befüllung des HD-Behälters über der Umgebungstemperatur. Um diesem Effekt entgegen zu wirken, werden alle HD-Behälter mit einer dünnen Dämmschicht umhüllt. Die HD-Behälter können in der Simulation gleichzeitig befüllt und entleert werden. Somit kann das HDSS kleiner dimensioniert werden, da der Kompressor das HDSS von Betankungsbeginn an wieder befüllen kann und der Abnahme von Druck bzw. Masse entgegenwirken kann. Zudem erlaubt diese Betriebsstrategie die Analyse eines Booster-Konzepts, indem der Durchsatz des Kompressors erhöht und die Kapazitäten der HD-Behälter auf null gesetzt werden. Somit können zwei Tankstellenkonzepte mit einem Modell analysiert werden.

Kompressor

In der Simulation wird ein fünfstufiger Kompressionsprozess mit Kühlung nach jeder Kompressionsstufe (i) abgebildet. Der gesamte Prozess einer mehrstufigen Verdichtung, mit Zwischenkühlung zwischen den Stufen, nähert sich mit zunehmender Anzahl an Stufen einer isothermen Verdichtung an. Der hier angewendete fünfstufige Kompressor ist zwar konstruktionstechnisch aufwändig, jedoch andererseits energetisch effizient. Der Massenstrom wird als konstant angenommen. Zudem wird angenommen, dass das Kompressionsverhältnis jeder Stufe (Π_i) bei der Verdichtung vom minimalen Einlassdruck ($p_{\text{ein,min}}$) zum maximalen Auslassdruck ($p_{\text{aus,max}}$) des Kompressors gleich groß ist (siehe Formel 11).

$$\Pi_i = \sqrt[5]{\frac{p_{\text{aus,max}}}{p_{\text{ein,min}}}} \quad \text{Formel 11}$$

Die minimalen Einlass- und maximalen Auslassdrücke jeder Stufe können vom konstanten Kompressionsverhältnis der Stufen abgeleitet werden. Bei entsprechend hohen Einlassdrücken bzw. niedrigen Zieldrücken werden komplette Kompressionsstufen deaktiviert. Die Temperatur des Wasserstoffs nach jeder Kompressionsstufe kann durch Anwendung von Formel 2 berechnet werden. Nach jeder Kompressionsstufe findet eine Zwischenkühlung statt, um die Kompressionsarbeit zu reduzieren. Die Kühlleistung wird in der Simulation von einem separaten Kühlaggregat zur Verfügung gestellt, welches das Kältemittel auf 50 K unter Umgebungstemperatur kühlt, sodass ein ausreichender Wärmeübergang stattfinden kann.

Der Energiebedarf des Kühlprozesses nach jeder Kompressionsstufe (i) lässt sich berechnen, indem der abzuführende Wärmestrom (\dot{Q}_i) über die Zeit integriert und mit der Leistungszahl der Kältemaschine (ε) und einem Gütegrad (η) dividiert wird. Den Gesamtenergieverbrauch der Kühlung (W) erhält man durch Aufsummierung der Energiebedarfe aller Kompressionsstufen. Kombiniert ergibt sich Formel 12 zur Berechnung des Gesamtenergieverbrauchs.

$$W = \frac{1}{\varepsilon\eta} \sum_{i=1}^5 \int \dot{Q}_i dt \quad \text{Formel 12}$$

$$\text{mit } \varepsilon = \frac{T_k}{T_w - T_k} \text{ und } \dot{Q}_i = \dot{m} c_p (T_{\text{H}_2,\text{ein},i} - T_{\text{H}_2,\text{aus},i})$$

Die Leistungszahl ergibt sich gemäß Böckh und Stripf [66] aus der Temperatur des kalten Reservoirs (T_k) dividiert durch die Temperaturdifferenz aus dem warmen (T_w) und kalten Reservoir. Da es sich

hierbei um einen theoretischen Wert handelt, der in der Praxis nicht zu erreichen ist, wird zudem der Gütegrad berücksichtigt. Der Wärmestrom berechnet sich aus dem Massenstrom (\dot{m}) multipliziert mit der spezifischen Wärmekapazität (c_p) und der Temperaturdifferenz aus einströmendem ($T_{H_2, \text{ein}}$) und ausströmendem ($T_{H_2, \text{aus}}$) Wasserstoff.

Der Energiebedarf der Kompressionsstufe berechnet sich durch zeitliche Integration des Produkts aus spezifischem Energieverbrauch der Kompressionsstufe ($w_{t,i}$) mit dem Durchsatz des Kompressors (\dot{m}_{Komp}), dividiert durch den mechanischen (η_{mech}) und elektrischen Wirkungsgrad (η_{el}). Den Energiebedarf des gesamten Kompressionsprozesses (W_{Komp}) erhält man durch Aufsummierung der Energiebedarfe aller Kompressionsstufen. Kombiniert ergibt sich Formel 13. Der spezifische Energieverbrauch der Kompressionsstufen wird durch Anwendung von Formel 4 ermittelt.

$$W_{\text{Komp}} = \frac{1}{\eta_{\text{mech}} \eta_{\text{el}}} \sum_{i=1}^5 \int w_{t,i} \dot{m}_{\text{Komp}} dt \quad \text{Formel 13}$$

Alle Tankstellenkonzepte beinhalten nur einen Kompressor, da zwei Kompressoren mit halbem Durchsatz, gemäß den Kostendaten von Pratt et al. [32], zu höheren Gesamtinvestitionskosten führen würden. Wie bereits bei der Beschreibung des HDSSs erläutert ist es möglich, mit jeder weiteren Betankung das Temperaturniveau im HDSS konstant zu halten, wenn die Temperatur des einströmenden Wasserstoffs der aktuellen Temperatur des Wasserstoffs im HD-Behälter entspricht. Dies wird in der Simulation angenommen. Eine genaue Regelung der Austrittstemperatur des Wasserstoffs aus dem Kompressor erfordert in der Praxis eine genaue Regelung der Kühlleistung zwischen den Kompressionsstufen. Der von der Kühlung realisierte Temperaturabfall zwischen den Kompressionsstufen hängt von verschiedenen Faktoren wie Kühlleistung des Kälteaggregats, Massenstrom, Temperatur des ausströmenden Wasserstoffs sowie der Konstruktion des Wärmeübertragers ab. In dieser Studie wird keine aufwändige Analyse der Zwischenkühlung des Kompressors durchgeführt. Es wird angenommen, dass die Temperatur des Kühlmittels konstant 50 K unter Umgebungstemperatur liegt. Diese Annahme beeinflusst lediglich die Leistungszahl (siehe Formel 12) des Kompressors. Die thermische Energie, die vom Wasserstoff abgeführt werden muss, wird exakt berechnet.

Vorkühlung

Um die betankungsrelevante Wasserstoffmenge innerhalb weniger Minuten auf Zieltemperatur von -33 bis -40 °C abzukühlen, wird anlog zu Reddi et al. [44] ein Aluminium-Block als Wärmeübertrager angewendet, der zudem einen Teil der abzuführenden Wärmemenge aufnimmt und sich während der Betankung erwärmt. Bis zum Start der nächsten Fahrzeugbetankung wird er wieder auf die ursprüngliche Temperatur heruntergekühlt. Somit kann die Leistung des Kälteaggregats gemäß des durchschnittlichen Massenstroms ausgelegt werden und muss nicht gemäß maximalem Massenstrom während der Betankung ausgelegt werden. Dadurch sinken die Investitionskosten des Kälteaggregats, jedoch wird der Wärmeübertrager mit der hohen thermischen Masse teurer und Standby-Verluste, um den Aluminiumblock kalt zu halten, entstehen. Vereinfachend wird angenommen, dass der Aluminiumblock bei einer konstanten Temperatur von -50 °C operiert. Um den Wärmeeintrag von der Umgebung in den Aluminiumblock und in das Kühlmittelrohr zu reduzieren, werden diese Komponenten von einer Wärmedämmschicht umhüllt. Die gesamte Kühlleistung (\dot{Q}_{Gesamt}) ergibt sich gemäß Formel 14 aus dem Wärmeeintrag in das Kühlmittelrohr (\dot{Q}_{KMR}) und den Aluminiumblock (\dot{Q}_{AB}) sowie der Kühlung des Wasserstoffs. Die Leistung zur Kühlung des Wasserstoffs wiederum ergibt sich aus dem Produkt aus Massenstrom

(\dot{m}), spezifischer Wärmekapazität (c_p) und der Temperaturdifferenz des in den Aluminiumblock ausströmenden ($T_{AB,aus}$) und einströmenden ($T_{AB,ein}$) Wasserstoffs. Die Leistung der Wärmeeinträge in das Kühlmittelrohr und den Aluminiumblock wird durch Anwendung von Formel 6 berechnet. Vereinfachend wird lediglich die Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials zur Berechnung herangezogen.

$$\dot{Q}_{Gesamt} = \dot{Q}_{KMR} + \dot{Q}_{AB} + \dot{m} * c_p * (T_{AB,aus} - T_{AB,ein}) \quad \text{Formel 14}$$

Die gesamte elektrische Energie, die zur Kühlung aufgewendet werden muss, bestimmt sich analog zur Energiebedarfsberechnung des Kühlprozesses nach jeder Kompressionsstufe (Zwischenkühlung Kompressor) aus Formel 12. Es wird angenommen, dass der Aluminiumblock ständig kalt gehalten wird.

3.3.1.3 Tankstellen mit Flüssigwasserstoff

Die Simulation der LH₂-Tankstelle ist bezüglich Eingangsgrößen und Informationsflüssen mit der CGH₂-Tankstelle identisch. Unterschiedlich zur CGH₂-Tankstelle jedoch ist, dass kalter Wasserstoff mit einer Temperatur von ca. -247 °C bis -253 °C und einer relativ hohen Dichte gespeichert und auf Zieltemperatur (-40 °C bis -33 °C) und Zieldruck (bis zu 90 MPa) gebracht werden muss. Neben einer Hochdruckpumpe wird dazu ein Luftwärmeübertrager der Länge L verwendet. Das energetische Simulationsmodell der LH₂-Tankstelle ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

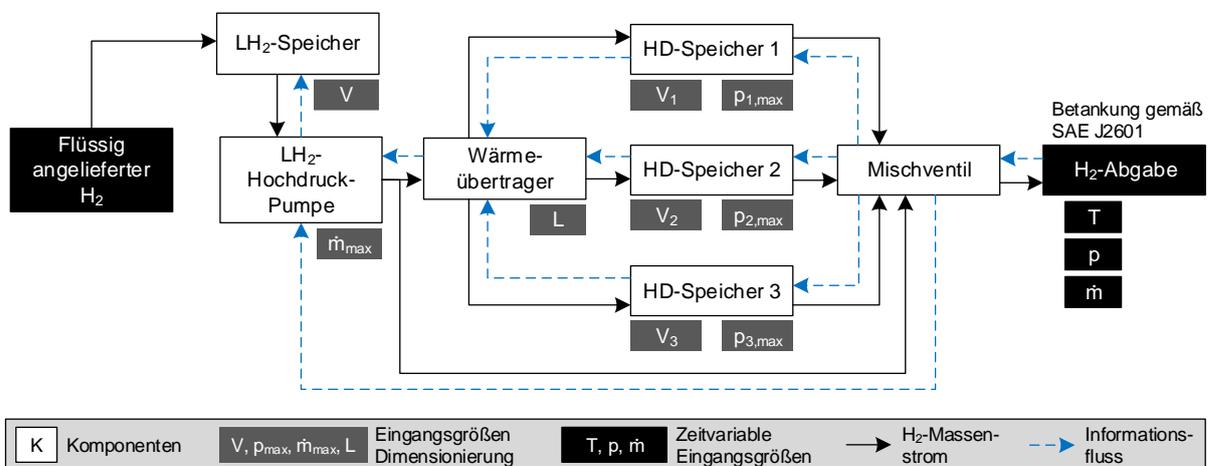


Abbildung 3: Schematische Darstellung der energetischen Simulation von Tankstellen mit flüssig gespeichertem Wasserstoff.

Flüssigspeicherung und Kompression

Zur Speicherung des äußerst kalten Wasserstoffs wird ein wärmedämmender Behälter eingesetzt. Der Wärmeeintrag von der Umgebung wird identisch zur Berechnung des Wärmeeintrags in die Druckspeicher durchgeführt. Um Drücke über 0,4 MPa zu vermeiden (siehe Kapitel 3.2.2) wird Wasserstoff durch Öffnen eines Ventils freigesetzt. Um den Flüssigwasserstoff auf Zieldruck von ca. 90 MPa zu bringen gibt es mehrere Möglichkeiten (siehe Kapitel 3.2.2 und Kapitel 3.2.3). Die thermische Kompression wird in dieser Analyse aufgrund der Kostenstruktur (siehe Kapitel 3.2.3) nicht angewendet. Zudem würden bei größeren Tankstellen eine große Anzahl an kryogenen HD-Behältern benötigt werden. Flüssigwasserstoff zuerst zu verdampfen und anschließend zu verdichten ist sowohl energetisch als auch wirtschaftlich eine unattraktive Lösung. Flüssigwasserstoff weist eine vergleichsweise hohe Dichte auf. Somit erfordert die Verdichtung des flüssigen Wasserstoffs eine geringe Volumenänderung. Dies führt zu einem geringen Energieverbrauch des Verdichtungsprozesses. Im Gegensatz dazu würde die Verdichtung von Wasserstoff mit geringem Druck und geringer Dichte (nach Verdampfung) zu einer hohen

Volumenänderung und somit zu einem hohen Energiebedarf führen. Zudem steigen die konstruktionsbedingten Herausforderungen mit steigender Volumenänderung an. Somit ist die Konstruktion eines Druckwasserstoffkompressors im konkreten Anwendungsfall deutlich aufwendiger als die Konstruktion einer HD-Pumpe, die Flüssigwasserstoff direkt verdichtet. Im Fall der Verdampfung und anschließenden Verdichtung müsste der Wasserstoff vor der Betankung wieder auf die Zieltemperatur heruntergekühlt werden. In dieser Simulation wird deshalb eine HD-Pumpe eingesetzt. Es wird angenommen, dass die Verdichtung aus der flüssigen Phase heraus isentrop ist. Der Energiebedarf ergibt sich aus der zeitlichen Integration des Produkts aus Massenstrom (\dot{m}) und der Enthalpiedifferenz von Pumpenaus- und Pumpeneinlass ($h_{\text{aus}} - h_{\text{ein}}$), dividiert durch den Wirkungsgrad (η) der HD-Pumpe (siehe Formel 15). Die ein- bzw. ausströmende Enthalpie bestimmt sich aus Einlassdruck (p_{ein}) bzw. Auslassdruck (p_{aus}) und einströmender Entropie (s_{ein}).

$$W = \frac{1}{\eta} \int (h_{\text{aus}} - h_{\text{ein}}) \dot{m} dt$$

Formel 15

mit $h_{\text{ein}} = h(p_{\text{ein}}, s_{\text{ein}})$; $h_{\text{aus}} = h(p_{\text{aus}}, s_{\text{ein}})$

Die Temperatur des Wasserstoffs am Pumpenausgang ist selbst bei sehr hohen Auslassdrücken deutlich unter der geforderten Zieltemperatur von -40 °C bis -33 °C . Somit muss der Wasserstoff vor der Betankung erwärmt werden. Dazu kann jedoch ein Luftwärmeübertrager verwendet werden, welcher kostenlose Wärme aus der Umgebung nutzt. Lediglich bei sehr niedrigen Außentemperaturen wird dieser von einer Heizspirale unterstützt. Der verdichtete und erwärmte Wasserstoff strömt anschließend in die HD-Behälter. Durch das HDSS kann nicht nur die HD-Pumpe, sondern auch der Wärmeübertrager kleiner dimensioniert werden, da der Wasserstoff auch zwischen den Fahrzeugbetankungen verdichtet und erwärmt werden kann. Während der Betankung regelt ein Mischventil den Massenstrom aus HDSS (nahezu Umgebungstemperatur) sowie HD-Pumpe (sehr kalt) und mischt die erforderliche Zieltemperatur. Die Differenz aus Durchsatz der HD-Pumpe und zur Mischung erforderlichem Massenstrom strömt durch den Wärmeübertrager in die HD-Behälter. Zwischen den Betankungen strömt der komplette Durchsatz der HD-Pumpe über den Wärmeübertrager in die HD-Behälter.

Thermomanagement

Bevor das Thermomanagement ausgelegt werden kann, muss die mögliche Nutzung des Boil-Off-Wasserstoffs betrachtet werden. Wie bereits erläutert, führt Wärmeeintrag von der Umgebung in den Flüssigwasserstoffspeicher zur teilweisen Verdampfung und somit zum Druckanstieg. Die Entnahme von Flüssigwasserstoff dagegen senkt den Druck im Speicher. Bei sehr niedrigen Auslastungen wird die Druckabsenkung durch Wasserstoffentnahme vom Druckanstieg durch den Wärmeeintrag überkompensiert und es muss Wasserstoff abgeblasen werden, um einen Überdruck zu vermeiden. Ab einer gewissen Auslastung muss somit kein verdampfter Wasserstoff mehr freigesetzt werden, da der maximale Betriebsdruck von $0,4\text{ MPa}$ nicht erreicht wird. Somit würde ein Nutzungskonzept für den abzu blasenden Wasserstoff (siehe Kapitel 3.2.2) lediglich bei niedrigen Auslastungen Anwendung finden. Sowohl ein sehr niedriger Markthochlauf von BZ-Fahrzeugen als auch eine dauerhaft niedrige Tankstellenauslastung sollten vermieden werden. Die andere Art von Wasserstoff-Freisetzung kann erfolgen, wenn der entleerte Tank mit Flüssigwasserstoff wieder befüllt wird. Laut Wietschel und Bünger [20] ist es derzeit gängige Praxis, den LKW-Anhänger per Wärmeeintrag unter Druck zu setzen und den Wasserstoff von LKW zu Tankstelle strömen zu lassen. Im Tankstellenspeicher verdrängt der Flüssigwasserstoff den Druckwasserstoff. Da der Wasserstoff in relativ kurzer Zeit und bei geringem Druck freige-

setzt wird, ist eine energetische Nutzung schwierig. Um den Wasserstoff per BZ zu nutzen, wäre entweder ein großer Pufferspeicher, ein zusätzlicher Druckkompressor oder eine sehr groß dimensionierte BZ notwendig. Ein anderes Konzept der Flüssigwasserstoffanlieferung gemäß Wietschel und Bünger ist, den Wasserstoff mithilfe einer Transferpumpe von LKW zu Tankstelle zu pumpen [20]. Technisch betrachtet ist es möglich, gleichzeitig Druckwasserstoff vom Tankstellenspeicher in den LKW-Tank zu pumpen. Somit muss kein Druckwasserstoff freigesetzt und an der Tankstelle verwertet werden. Darüber hinaus findet kein aktiver Wärmeeintrag in den LKW-Speicher statt und weniger Flüssigwasserstoff verdampft. Der in den LKW-Speicher gepumpte Druckwasserstoff kann an der Verflüssigungsanlage wieder verflüssigt oder in sonstiger Weise verwendet werden. Rudimentäre Berechnungen zeigen, dass dieses Konzept ökonomisch am attraktivsten ist. Dazu muss lediglich eine Flüssigwasserstoff-Transferpumpe am LKW installiert werden. Somit wird in diesem Modell kein Boil-Off-Nutzungskonzept betrachtet.

Der aus der HD-Pumpe kommende, sehr kalte Wasserstoff wird mit einem Luftwärmeübertrager erwärmt. Aufgrund der hohen Drücke ist die Wand des Rohrs relativ dick. Zudem fließt nur bei Wiederauffüllung des HDSSs Wasserstoff durch den Wärmeübertrager. Nachdem das HDSS wieder befüllt ist, erwärmt sich der kalte Wärmeübertrager, bis die nächste Fahrzeugbetankung startet. Um diesen instationären Prozess präzise zu beschreiben ist es erforderlich, die Temperaturverteilung der Rohrwand zu berücksichtigen. Die zweidimensionale Wärmeleitungsgleichung wird vereinfacht, da die Länge des Wärmeübertragers einen äußerst geringen Anteil der Tankstellenkosten beeinflusst und Druckverluste im Modell nicht berücksichtigt werden. Das Rohr wird der Länge nach in 20 gleich lange Stücke eingeteilt. Innerhalb eines Rohrstücks wird dieselbe Temperatur angenommen. Die Temperaturverteilung der Rohrwand kann somit durch Lösung der eindimensionalen Wärmeleitungsgleichung für zylindrische Koordinaten (siehe Formel 8) berechnet werden. Der äußere Wärmeübertragungskoeffizient wird als konstant angenommen. Der innere Wärmeübertragungskoeffizient wird in jedem Rohrstück abhängig von Fließgeschwindigkeit und Zustand des Wasserstoffs gemäß Formel 7 berechnet. Eine detaillierte Herleitung der in Formel 7 verwendeten Nusselt-Zahlen findet sich in Bauer et al. [23]. Findet kein Wasserstoffdurchsatz statt, so wird die Temperatur der Rohr-Innenwand mit der Wasserstofftemperatur gleichgesetzt. Die Wärmekapazität des Wasserstoffs wird im Gegensatz zur deutlich größeren Wärmekapazität des massiven Stahlrohrs vernachlässigt. Das HDSS wird analog zum HDSS der CGH₂-Tankstelle modelliert. Durch Transfer von Flüssigwasserstoff verursachter Boil-Off, wie von Petitpas [59] beschrieben, wird vernachlässigt.

3.3.2 Modellanwendung und Ergebnisse

In diesem Kapitel wird das energetische Tankstellensimulationsmodell anhand ausgewählter Szenarien angewendet. Um die Leistungsfähigkeit zu demonstrieren, werden wesentliche Simulationsgrößen wie Druck und Temperatur der einzelnen Komponenten für das Jahr 2015 gezeigt. Zur Vergleichbarkeit bzw. Validierung wird stets eine Umgebungstemperatur von 283,15 K und ein Durchsatz des Kompressors (CGH₂) sowie der HD-Pumpe (LH₂) von 56 kg/h angenommen. Behälter 1 mit 20 kg Kapazität bei Maximaldruck 50 MPa, Behälter 2 mit 20 kg bei Maximaldruck 70 MPa und Behälter 3 mit 14 kg bei Maximaldruck 90 MPa bilden das HDSS. Der ND-Speicher besteht aus einem Behälter mit 41,5 kg Kapazität bei Maximaldruck 5 MPa. Die Auslegung der Komponenten wird an dieser Stelle lediglich zur Demonstration der Leistungsfähigkeit des Simulationsmodells gewählt. In Kapitel 3.4 werden die Komponenten für alle Tankstellenkonzepte und -größen gemäß Wasserstoffbedarf und Kostengesichtspunkten optimal ausgelegt. Die Kapazitätsangabe der Speicher bezieht sich jeweils auf eine Temperatur von

283,15 K. Die Zieltemperatur von 236,65 K ergibt sich aus dem Mittelwert der erlaubten Temperaturspanne von -33 °C und -40 °C gemäß SAE J2601 [39]. Für die Betankungen werden Fahrzeugtanks mit 5,6 kg bei 1 kg Restmasse angenommen. Die für die Simulation verwendeten Eingangsdaten können Tabelle A 9 des Anhangs entnommen werden.

Die Abbildung 4 (links) zeigt den Druckverlauf der drei Behälter des HDSSs (Speicher 1, 2 und 3) sowie den Zieldruck der Tankstelle, der von der Norm SAE J2601 [39] vorgegeben wird. Der HD-Behälter mit geringstem Maximaldruck (Speicher 1) wird zuerst für die Befüllung des Fahrzeugtanks verwendet. Der Druck von Speicher 1 verringert sich, da mehr Wasserstoff ausströmt, als vom Kompressor verdichtet wird. Der geforderte Tankstellendruck und der Druck von Speicher 1 nähern sich im Zeitverlauf zunehmend an.

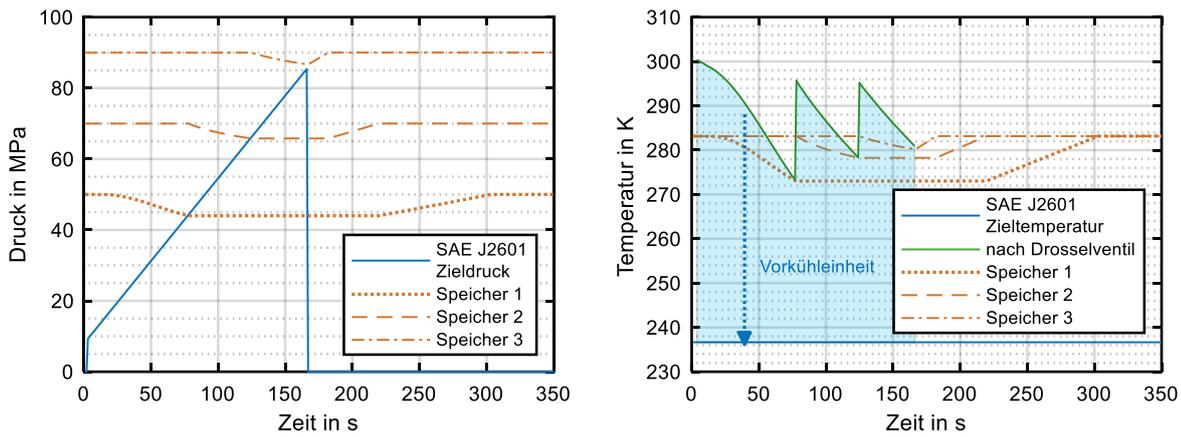


Abbildung 4: Druck- und Temperaturverlauf des HDSSs einer CGH₂-Tankstelle während einer Betankung.

Bei Druckgleichheit wird zum Behälter mit nächst höherem Druck geschaltet (Speicher 2). Gemäß der in Kapitel 3.3.1.2 definierten Betriebsstrategie befüllt der Kompressor nach dem Umschaltzeitpunkt Speicher 2, da dessen Masse unter die Anfangsmasse sinkt und einen höheren Zieldruck als Speicher 1 aufweist. Gleiches gilt beim Umschalten von Speicher 2 auf Speicher 3. Die erneute Befüllung der Speicher nach Betankungsende erfolgt somit in umgekehrter Reihenfolge zur Entleerung während des Betankungsvorgangs. Die Abbildung 4 (rechts) zeigt den Temperaturverlauf der drei HD-Speicher des HDSSs während des Betankungsvorgangs. Weiterhin wird die Temperatur des Wasserstoffs nach dem Drosselventil und die Zieltemperatur aufgezeigt. Aufgrund des Joule-Thomson-Effekts liegt die Temperatur nach dem Drosselventil über der Temperatur des aktiven Speichers, aus dem der Wasserstoff ausströmt. Da sich der Druck des aktuell verwendeten HD-Behälters und der Druck nach dem Drosselventil im Zeitverlauf angleichen, sinkt der Einfluss des Joule-Thomson-Effekts auf die Wasserstofftemperatur sukzessive, bis zum nächsten Druckbehälter umgeschaltet wird. Durch den Wechsel zum Behälter mit nächsthöherem Druck steigt die Druckminderung des Drosselventils und somit die Temperaturerhöhung schlagartig an. Die Vorkühleinheit muss den Wasserstoff um die Differenz zwischen Temperaturniveau nach dem Drosselventil und Zieltemperatur herunterkühlen. Somit beeinflusst die Auslegung des HDSSs nicht nur den Energieaufwand zur Kompression, sondern auch den Energieaufwand zur Kühlung auf Zieltemperatur. Nachdem wieder alle drei Behälter den anfänglichen Druck aufweisen ist die Temperatur nahezu identisch zur Temperatur vor dem Betankungsvorgang (siehe Abbildung 4, rechts). Dies liegt an der angewendeten Methodik, die in Kapitel 3.3.1.2 beschrieben wird.

Bei LH₂-Tankstellen wird die Zieltemperatur erreicht, indem sehr kalter Wasserstoff aus der HD-Pumpe und warmer Wasserstoff aus dem HDSS gemischt werden. Um das Temperaturverhalten des Wärmeübertragers zu demonstrieren, wird ein konstanter Massenstrom simuliert. Abbildung 5 zeigt die Temperatur des Wärmeübertragers (55 m Länge), der für 165 s mit einem Massenstrom von 56 kg/h durchströmt wird. Während eines tatsächlichen Betankungsvorgangs würde sich der Massenstrom im Zeitverlauf verändern (Methodik siehe Kapitel 3.3.1.3). Somit wäre der Massenstrom durch den Wärmeübertrager nicht konstant und würde erst stoppen, nachdem das HDSS wieder vollständig gefüllt wäre.

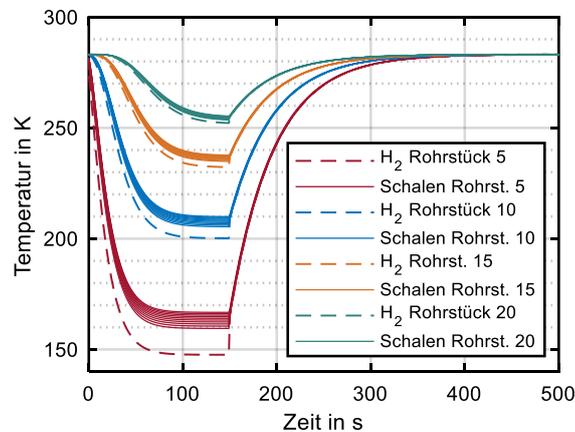


Abbildung 5: Temperatur von Wärmeübertrager und Wasserstoff an einer LH₂-Tankstelle.

Exemplarisch wird die Temperatur des Wasserstoffs bei Rohrstück 5, 10, 15 und 20 sowie die Temperatur des Rohrs aller 10 Schalen derselben Rohrstücke dargestellt. Mit fortschreitender Entfernung zum Eintrittspunkt des Wasserstoffs in den Wärmeübertrager werden sowohl der Wärmeübertrager als auch der Wasserstoff zunehmend wärmer und die Temperaturdifferenz zwischen Wasserstoff und Wärmeübertrager wird geringer. Nachdem der Wasserstoffdurchfluss stoppt (nach 165 s), erwärmen sich Wasserstoff und Wärmeübertrager und nähern sich im Zeitverlauf der Umgebungstemperatur von 283,15 K an. Die Abbildung 6 zeigt den Pumpendurchsatz sowie den erforderlichen Massenstrom direkt aus der HD-Pumpe und aus dem HDSS, um die Betankung mit einer Zieltemperatur von -33 °C bis -40 °C gemäß SAE J2601 [39] zu realisieren. Die Sprünge repräsentieren die Wechsel zum nächsten HD-Behälter. Da ausströmender Wasserstoff eine Temperaturabsenkung im HD-Behälter bewirkt, führt das Umschalten zum nächsten HD-Behälter zu einem sprunghaften Temperaturanstieg des ausströmenden Wasserstoffs. Zudem erhöht sich die Druckdifferenz zwischen HD-Behälter und Fahrzeugtank schlagartig, sodass die isenthalpe Expansion einen höheren Temperaturanstieg des Wasserstoffs bewirkt (Joule-Thomson-Effekt). Somit wird nach Umschalten zum nächsten Behälter ein größerer Massenstrom mit sehr kaltem Wasserstoff von der HD-Pumpe benötigt, um die erforderliche Zieltemperatur zu erreichen. Nach dem Betankungsende wird das HDSS wieder aufgefüllt, weswegen der Massenstrom in Abbildung 6 über den Betankungszeitraum hinaus konstant bleibt. Die Beispiele zeigen, dass das HDSS ein zentrales Element ist, das Einfluss auf das Thermomanagement der Tankstellen hat. Im Fall von CGH₂-Tankstellen beeinflusst es den Kühlbedarf, im Fall von LH₂-Tankstellen die erforderliche Länge des Luftwärmeübertragers.

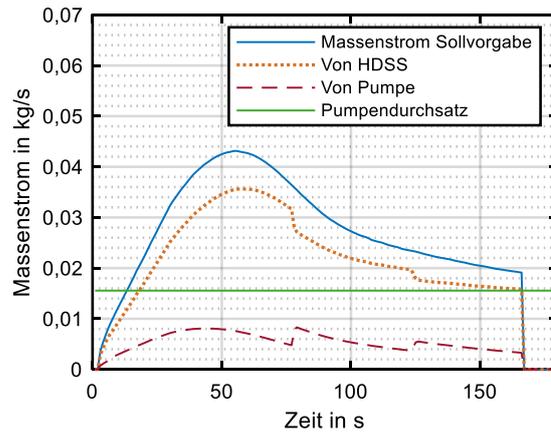


Abbildung 6: Massenströme von HD-Pumpe und HDSS an einer LH₂-Tankstelle.

Die Abbildung 7 zeigt den Leistungsbedarf einer gasförmig belieferten Tankstelle mit 5 MPa-Niederdruckspeicher (links) und einer flüssig belieferten Tankstelle (rechts). Die Leistungsanforderung des Kompressors bzw. der HD-Pumpe hängt vom aktuellen Druck des HDSSs ab, da es den Auslassdruck bestimmt. Nachdem der Wasserstoff aus dem ersten HD-Behälter herausströmt, startet der Kompressor bzw. die HD-Pumpe nach einer geringen Verzögerung (Schwellwert des Drucks erreicht) mit der Verdichtung in das HDSS. Der konstante Massenstrom repräsentiert eine konstante Hubfrequenz des Kompressors bzw. der HD-Pumpe. Eine konstante Leistung, resultierend in einer variierenden Hubfrequenz, wäre ebenfalls realisierbar. Mit sinkendem Druck in Speicher 1 sinkt das Verdichtungsverhältnis von ND-Speicher zu HDSS und somit die elektrische Leistungsanforderung (siehe Abbildung 7, links).

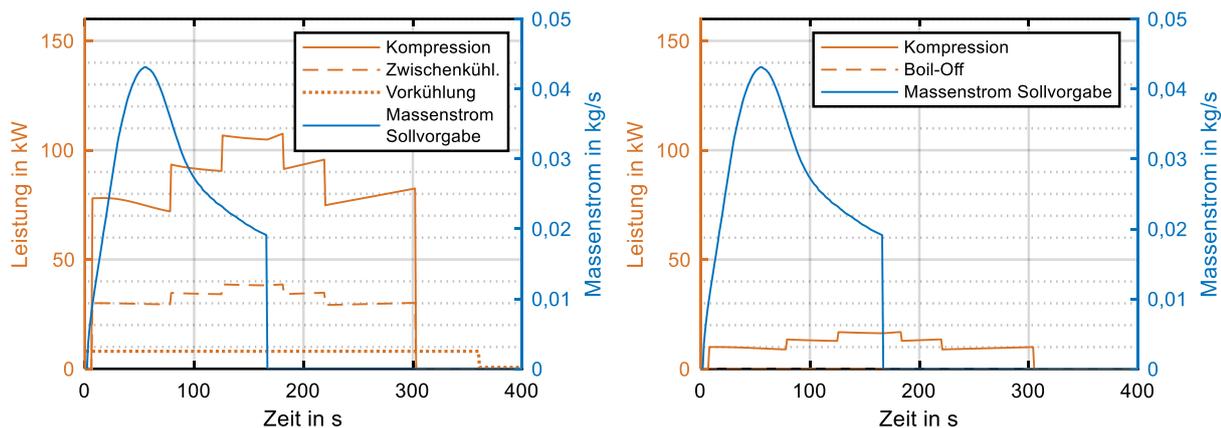


Abbildung 7: Leistung von Druck- (links) und Flüssigwasserstofftankstelle (rechts).

Sobald der Wasserstoff aus dem nächsten, druckhöheren HD-Speicher fließt, wird in diesen hineinverdichtet bzw. -gepumpt. Somit steigen das Kompressionsverhältnis und der Leistungsbedarf schlagartig an (siehe Abbildung 7, links und rechts). Gleiches trifft für den Umschaltzeitpunkt von Speicher 2 zu Speicher 3 zu. Die Leistungsanforderung für die Zwischenkühlung des Kompressors einer CGH₂-Tankstelle weist ein ähnliches Verhalten auf. Die Leistungsanforderung für die Vorkühlung des Wasserstoffs resultiert aus der Modellvereinfachung, dass der Aluminium-Block eine konstante Temperatur von -50 °C aufweist. Der variierende Kühlbedarf, der in Abbildung 4 (rechts) durch die blaue Fläche dargestellt ist, wird durch die thermische Masse des Aluminiumblocks gepuffert. Die thermische Leistung des Luftwärmeübertragers der LH₂-Tankstelle wird nicht bilanziert, da sie ökonomisch irrelevant ist. Da im Betrachtungszeitraum kein Wasserstoff abgeblasen wird, fällt bei der LH₂-Tankstelle keine Leistung in

Form von Boil-Off an. Die Entnahme von Flüssigwasserstoff senkt den Druck im Speicher und überkompensiert den Druckanstieg, der durch Wärmeeintrag und letztlich der Verdampfung von Wasserstoff entsteht.

Die Abbildung 8 zeigt das Integral der Leistung einer CGH₂-Tankstelle (links) und LH₂-Tankstelle (rechts) über einen 1.500 s langen Zeitraum, in dem 3 Betankungen stattfinden. Bei CGH₂-Tankstellen benötigt der Kompressor mit 2,25 kWh/kg für Verdichtung und Zwischenkühlung am meisten Energie. Das Druckniveau des anfänglich vollen ND-Speichers ist relativ hoch, was niedrige Energieverbräuche zur Folge hat. Mit sinkendem Druck des ND-Speichers steigt der Energieverbrauch, weil das Kompressionsverhältnis ansteigt. Die Vorkühlung des Wasserstoffs auf Zieltemperatur verursacht lediglich einen geringen Energieverbrauch (0,18 kWh/kg). Jedoch entsprechen 3 Betankungen innerhalb 1.500 s einer sehr hohen Auslastung. Somit ist der passive Stromverbrauch, um Aluminium-Block und Leitungen kalt zu halten, sehr gering. Bei sehr geringen Auslastungen kann der anteilige Standby-Stromverbrauch an der abgegebenen Wasserstoffmenge deutlich ansteigen.

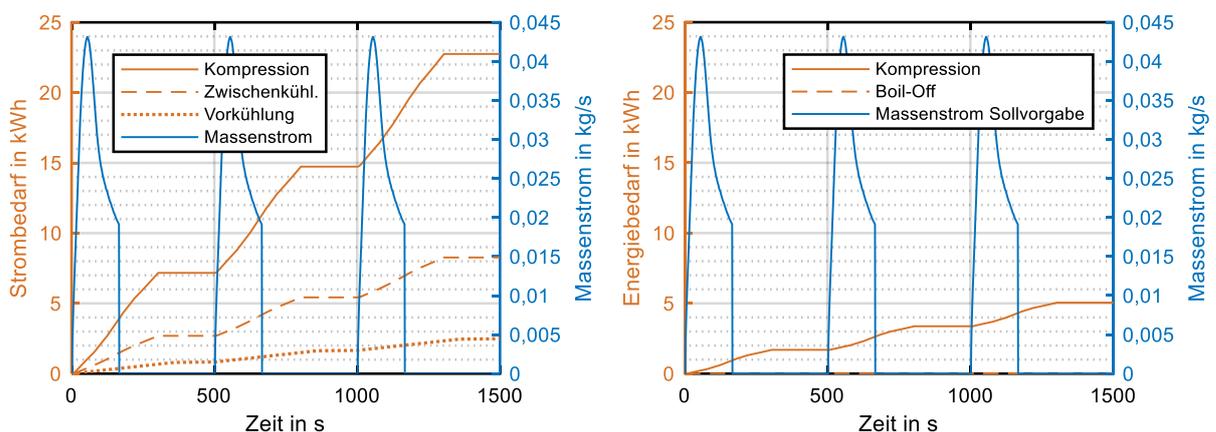


Abbildung 8: Energieverbrauch von Druck- (links) und Flüssigwasserstofftankstelle (rechts).

Der Energieverbrauch der LH₂-Tankstelle (siehe Abbildung 8, rechts) ist mit 0,37 kWh/kg sehr gering. Um den kalten Wasserstoff aus der HD-Pumpe (< -200 °C) zu erwärmen, kann kostenfreie Energie aus der Umgebungsluft verwendet werden. Den potentiell niedrigen Energieverbräuchen der LH₂-Tankstelle stehen jedoch hohe Energieverbräuche der Wasserstoffverflüssigung gegenüber.

3.4 Systemauslegung und Kostenrechnung

3.4.1 Methodik

3.4.1.1 Betankungsprofile und Tankstellen-Kapazitätsgrößen

Um Kapazitätsgrößen von Wasserstofftankstellen zu bilden, werden nutzerspezifische Informationen über das Tankverhalten benötigt. Aufgrund der aktuell noch äußerst geringen Stückzahl an BZ-Fahrzeugen im Markt liegen keine repräsentativen Daten vor. Grüger et al. [67] leiten das Tankverhalten privater PKWs, unter Beachtung jahreszeitlicher Unterschiede, von zwei konventionellen Tankstellen in Deutschland ab. Zudem analysieren sie das Tankverhalten von Carsharing-Fahrzeugen. Nexant et al. [68] analysieren das Tankverhalten an 387 konventionellen Tankstellen in den USA und leiten davon den stündlichen Wasserstoffbedarf an allen Wochentage ab. Da BZ-Fahrzeuge mit konventionellen Fahrzeugen in Hinblick auf Fahrleistungen, Betankungszeit und Reichweite vergleichbar sind, wird das Tankverhalten von BZ-Fahrzeugen in dieser Dissertation ebenfalls vom Tankverhalten konventioneller

Fahrzeuge abgeleitet. Aufgrund der hohen Stichprobenzahl werden die Daten von Nexant et al. [68] verwendet. Abbildung 9 zeigt den Anteil der stündlichen Betankungsvorgänge an den Betankungsvorgängen der Woche. Die meisten Tankvorgänge finden am Freitagnachmittag statt.

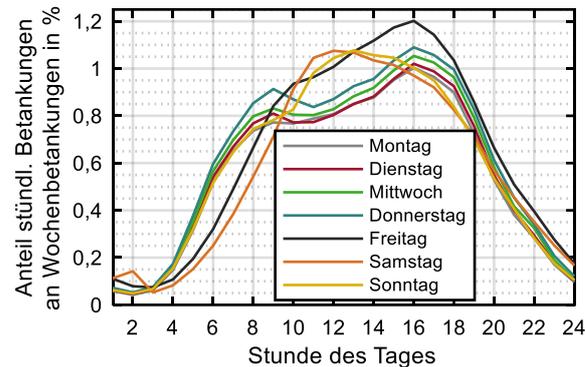


Abbildung 9: Betankungsvorgänge an konventionellen Tankstellen (Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Nexant et al. [68]).

In Pratt et al. [32] werden Tankstellen mit max. 2 Zapfpunkten analysiert, die zwischen 2 und 6 Betankungen direkt nacheinander durchführen können. Fahrzeuge über einen längeren Zeitraum hinweg direkt nacheinander zu betanken ist somit nicht möglich. In dieser Dissertation wird eine andere Methodik angewendet, da auch große Tankstellen mit mehr als 2 Zapfpunkten sowie Tankstellen mit der Möglichkeit, beliebig viele Fahrzeuge direkt nacheinander betanken zu können, analysiert werden sollen. Die Kapazitäten der kleinsten Tankstelle mit einer Zapfsäule („Dispenser“) der Größe „Extra Small“ (1DXS) und der zweitkleinsten Tankstelle mit einer Zapfsäule der Größe „Small“ (1DS) werden analog zu H2 Mobility [69] definiert. Die maximale Anzahl stündlicher Betankungsvorgänge ist somit auf 2,5 (1DXS) bzw. 6 (1DS) begrenzt. In der Studie von H2 Mobility weist die nächst größere Tankstelle 2 Zapfpunkte auf, die jeweils 6 Fahrzeuge pro Stunde betanken können [69]. Somit können größere Wartezeiten entstehen. Um diese zu vermeiden, wird entgegen H2 Mobility als nächst größere Tankstellenskapazität 1 Zapfpunkt mit maximal 10 Betankungen pro Stunde definiert (1D). Hierbei werden 6 min pro Fahrzeug für Betankung und Bezahlung angesetzt. Für maximale Kundenfreundlichkeit der Tankstellen mit mehreren Zapfpunkten muss jeder Zapfpunkt in der Lage sein, max. 10 Fahrzeuge pro Stunde zu betanken. Dies ist identisch zur Tankstellengröße „Large“ in H2 Mobility [69]. Die größte Tankstelle in dieser Dissertation wird mit 6 Zapfpunkten (6D) definiert. Die maximale Betankungsmenge pro Fahrzeug wird für alle Tankstellengrößen auf 5,6 kg festgelegt. Die daraus resultierenden stündlichen Maximalkapazitäten sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Stunde, in der die meisten Betankungen stattfinden, wird als maximale Auslastung definiert. Somit ist die Tankstelle gemäß der verwendeten Verteilung (siehe Abbildung 9) lediglich eine Stunde pro Woche maximal ausgelastet.

Als durchschnittliche Betankungsmenge wird gemäß Nexant et al. [68] 4,6 kg pro Fahrzeug verwendet. In Wirklichkeit variiert die Betankungsmenge aufgrund unterschiedlicher Tankgrößen, unterschiedlicher Tankgewohnheiten usw. Je geringer die Betankungsmenge, desto geringer der Druckabfall im HDSS, desto höher das Verdichtungsverhältnis von ND zu HD (an Tankstelle) und somit auch der spezifische Energiebedarf zur Verdichtung. Zudem erhöht sich der Energiebedarf der Vorkühlung mit zunehmendem Druck im HDSS. Aufgrund dieser nichtlinearen Effekte führt die Verwendung einer durchschnittlichen Betankungsmenge gegenüber tatsächlicher Betankungsmengen zu einer geringen Ungenauigkeit,

die aufgrund der Datenlage akzeptiert wird. Abbildung 10 zeigt die Tages-Betankungsprofile und durchschnittlichen Betankungsmengen beispielhaft für eine Tankstelle der Größe 1D. Diese ergeben sich aus den genannten Definitionen, Annahmen und der Verteilung aus Abbildung 9.

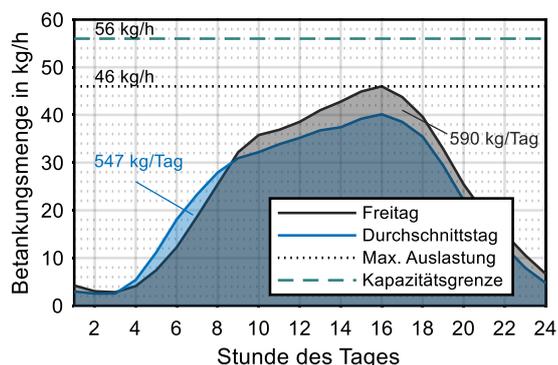


Abbildung 10: Tages-Betankungsprofile einer Wasserstofftankstelle der Größe 1D (Quelle: Berechnung basierend auf Nexant et al. [68] und eigenen Annahmen).

Die Kapazitätsgrenze liegt bei 56 kg/h, die maximale Auslastung bei 46 kg/h, die durchschnittliche Betankungsmenge am Freitag bei 590 kg und die durchschnittliche Betankungsmenge des Durchschnittstages bei 547 kg. Die auf Ganzzahl gerundeten Betankungen pro Freitag und Durchschnittstag sowie korrespondierende Wasserstoffmengen können Tabelle 1 für alle Tankstellengrößen entnommen werden.

Tabelle 1: Kapazitäten der Wasserstofftankstellengrößen.

Anzahl Zapfpunkte	Name	Max. Durchsatz		Betankungsmenge Ø Freitag		Betankungsmenge Ø Tag	
		Fzg./Std.	kg H ₂ /Std.	Fzg./Tag	kg H ₂ /Tag	Fzg./Tag	kg H ₂ /Tag
1	1DXS	2,5	14	32	147	30	138
1	1DS	6	33,6	77	354	71	327
1	1D	10	56	128	589	119	547
2	2D	20	112	256	1.178	238	1.095
3	3D	30	168	384	1.766	357	1.642
4	4D	40	224	512	2.355	476	2.190
5	5D	50	280	640	2.944	595	2.737
6	6D	60	336	768	3.533	714	3.284

Die in Tabelle 1 aufgeführte Anzahl an Betankungen pro Durchschnittstag und die in Abbildung 9 gezeigte Verteilung der Betankungsmengen über den Durchschnittstag ergeben die durchschnittlichen Betankungen pro Stunde. Diese werden anschließend auf Ganzzahl gerundet und so angepasst, dass die Summe der stündlichen Betankungen der Anzahl an Tagesbetankungen aus Tabelle 1 entspricht. Die Betankungsmenge des durchschnittlichen Tages wird als 100 % Auslastung definiert. Im nachfolgenden Kapitel werden die Energieverbräuche und Kosten für unterschiedliche Auslastungen berechnet. Für Auslastungen kleiner als 100 % werden die Betankungsmengen des durchschnittlichen Tages mit der entsprechenden Auslastung multipliziert und ebenfalls auf ganzzahlige Betankungen gerundet. Abbildung 11 zeigt die Anzahl stündlicher Betankungsereignisse pro Zapfpunkt für Tankstellen der Größe 1D-6D abhängig der Auslastung.

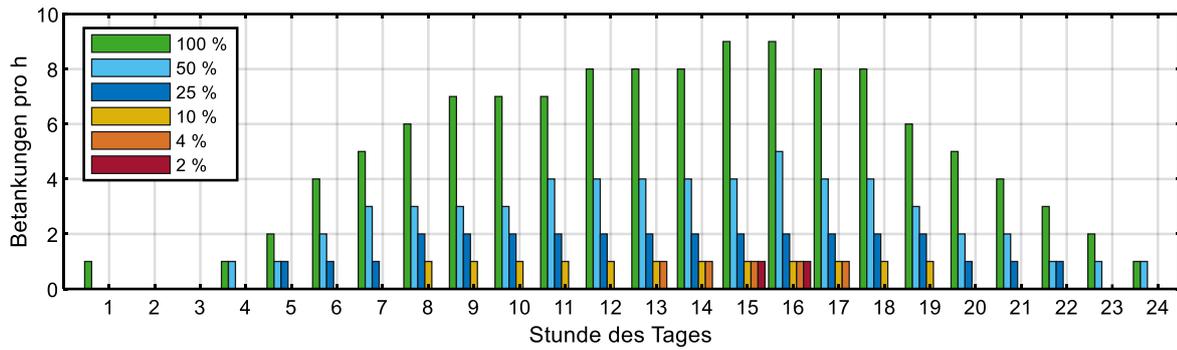


Abbildung 11: Betankungsprofil pro Zapfpunkt der Tankstellengrößen 1D-6D eines Durchschnittstages.

Für die spätere Simulation werden Massenströme und Tankstellendrücke in sekundlicher Auflösung benötigt. Die Anforderungen bezüglich des zur Verfügung zu stellenden Drucks werden durch Anwendung der Norm SAE J2601 [39] definiert. Die Erhöhungsrate des tankstellenseitigen Drucks ist während des Betankungsvorgangs konstant und abhängig von der Außentemperatur. Der finale Tankstellendruck, bei dem der Betankungsvorgang endet, ist abhängig von Außentemperatur und fahrzeugseitigem Anfangsdruck. Aufgrund von Schrittweiten von 5 °C (Außentemperatur) und bis zu 10 MPa (Anfangsdruck) findet eine lineare Interpolation statt. Die in Formel 16 dargestellte Betankungsdauer (BD) ergibt sich aus der Differenz des Tankstellendrucks am Ende der Befüllung ($p_{TS,E}$) und des Fahrzeugdrucks am Anfang der Befüllung ($p_{F,A}$), dividiert durch die Druckerhöhungsrate (DER).

$$BD = \frac{p_{TS,E} - p_{F,A}}{DER}$$

Formel 16

Die fahrzeugseitige Restmasse zu Beginn der Betankung wird mit 1 kg angenommen. Somit variiert der Anfangsdruck abhängig der Temperatur des Wasserstoffs zu Beginn der Betankung. Diese Temperatur jedoch hängt insbesondere von der Außentemperatur, der Fahrzeugtemperatur und dem Fahrverhalten ab. Vereinfachend wird angenommen, dass die Anfangstemperatur des Fahrzeugtanks der Außentemperatur entspricht. Basierend auf der Masse von 5,6 kg und des Zustands des Wasserstoffs bei 70 MPa und 15 °C, welcher gemäß SAE J2601 [39] als 100 % State of Charge definiert ist, kann das Tankvolumen berechnet werden. Bei einer Außentemperatur von -10 °C beträgt der Anfangsdruck 8,2 MPa, während er bei 12 °C bzw. 34 °C auf 8,9 MPa bzw. 9,6 MPa steigt.

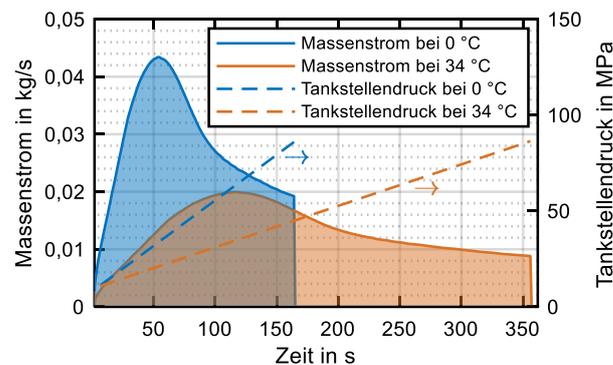


Abbildung 12: Tankstellendruck und Massenstromprofil eines Betankungsvorgangs (Quelle: Berechnung basierend auf SAE J2601 [39] und eigenen Annahmen).

Der Massenstrom der Betankung stellt einen Eingangsparameter in das Simulationsmodell dar. Es wird ein typisches Massenstromprofil gemäß SAE J2601 [39] verwendet. Da das verwendete Massenstromprofil zu einer bestimmten Außentemperatur und einer bestimmten Betankungsmasse korrespondiert, werden die Massenstromprofile für andere Konditionen daraus abgeleitet. Dazu wird das verwendete Massenstromprofil proportional so gestreckt, dass die erforderliche Betankungsdauer (siehe Formel 16) und die erforderliche Betankungsmenge (4,6 kg) resultieren. Die Abbildung 12 zeigt den Tankstellendruck sowie das Massenstromprofil für eine Betankung bei 0 °C und 34 °C Außentemperatur. Um die Betankungsprozesse (Massenstrom- und Druckprofile) innerhalb der Stunden zu verteilen, wird eine zeitliche Gleichverteilung angenommen.

3.4.1.2 Komponentenauslegung

Wasserstoff-Vorratsspeicher

Im Fall von Druckwasserstoff muss der maximale und minimale Arbeitsdruck bei der Auslegung des Speichers berücksichtigt werden. Während der maximale Druck vom Speicher vorgegeben ist, wird der minimale Arbeitsdruck in der Regel durch den minimalen Einlassdruck des Kompressors bestimmt. Um die nutzbare Wasserstoffkapazität bei unterschiedlichen Temperaturen zu gewährleisten, wird der Zustand des vollen Speichers (maximaler Druck) bei einer hohen Temperatur und der Zustand des leeren Speichers (minimaler Druck) bei einer niedrigen Temperatur definiert (konservativer Ansatz). Das resultierende Volumen des Druckwasserstoffspeichers (V_{DWS}) errechnet sich gemäß Formel 17 durch Division der maximalen Entnahmemenge ($M_{aus,max}$) durch die Differenz aus Dichte bei hoher Temperatur und maximalem Druck ($\rho_{HT,pmax}$) und Dichte bei niedriger Temperatur und minimalem Druck ($\rho_{NT,pmin}$).

$$V_{DWS} = \frac{M_{aus,max}}{\rho_{HT,pmax} - \rho_{NT,pmin}} \quad \text{Formel 17}$$

Um das erforderliche Volumen des Flüssigwasserstoffspeichers (V_{FWS}) zu berechnen, muss die Dichte des Druckwasserstoffs (ρ_g) und Flüssigwasserstoffs (ρ_{fl}), der Volumenanteil des Druckwasserstoffs direkt nach der Befüllung (G), die maximale Entnahmemenge sowie die minimale Masse des Flüssigwasserstoffs ($M_{min,fl}$) bekannt sein. Bei der Entnahme von Flüssigwasserstoff sinkt der statische Druck, wodurch Flüssigwasserstoff verdampft, bis sich ein neues thermodynamisches Gleichgewicht einstellt. Somit ist die Reduktion an Flüssigwasserstoff größer als die Entnahmemenge. Dies muss bei der Speicherauslegung berücksichtigt werden. Somit muss die maximale Entnahmemenge durch die Differenz der Dichte des flüssigen Wasserstoffs und Dichte des gasförmigen Wasserstoffs geteilt werden (erster Quotient in Formel 18). Das Volumen des Flüssigwasserstoffspeichers ergibt sich durch zusätzliche Berücksichtigung der minimalen Masse an Flüssigwasserstoff dividiert durch dessen Dichte und Berücksichtigung des Volumenanteils des Druckwasserstoffs direkt nach der Befüllung (siehe Formel 18).

$$V_{FWS} = \left(\frac{M_{aus,max}}{\rho_{fl} - \rho_g} + \frac{M_{min,fl}}{\rho_{fl}} \right) * \frac{1}{1 - G} \quad \text{Formel 18}$$

Kompressor und Hochdruckspeicher-System

Die Auslegung von Kompressor und HDSS beeinflussen einen beträchtlichen Anteil der Gesamtkosten einer Wasserstofftankstelle. Der Durchsatz des Kompressors und die Kapazität des HDSSs beeinflussen sich hierbei gegenseitig. Je größer die Kompressionskapazität, desto geringer die erforderliche Pufferkapazität des HDSSs, um normgerechte Betankungen zu realisieren. Neben den Investitionskosten werden zudem die Stromkosten vom HDSS beeinflusst. Nexant et al. [68] optimieren dieses Subsystem

basierend auf einem generierten Tages-Betankungsprofil, welches als herausfordernd genug angesehen wird, um die meisten Betankungssituationen einer Tankstelle abdecken zu können. Bei diesem Ansatz kann ein Optimum zwischen der Speicherkapazität des HDSSs und des maximalen Durchsatzes des Kompressors ermittelt werden. Dies erlaubt, den Kompressor kleiner zu dimensionieren als es die Zeit der Spitzenauslastung erfordern würde, da das HDSS als Puffer dient. Der Pufferspeicher wird in Zeiten geringerer Auslastung wieder gefüllt. Passiert es, dass die Spitzenauslastung länger andauert als im definierten Tages-Betankungsprofil, so entleert sich das HDSS komplett und die nachfolgenden Betankungen dauern länger. Mit Fokus auf maximaler Kundenzufriedenheit wurde in dieser Dissertation ein anderer Ansatz gewählt (siehe Kapitel 3.4.1). Für höchste Kundenzufriedenheit muss die Tankstelle (1D-6D) in der Lage sein, langfristig Fahrzeuge direkt nacheinander mit maximaler Wasserstoffmenge betanken zu können. Somit können Wartezeiten, infolge eines entleerten HDSSs (z. B. in Urlaubszeiten), vermieden werden. Diese Anforderung impliziert, dass das HDSS eine konstante Wasserstoffmenge zu Beginn jeder Betankung aufweisen muss. Im Fall einer Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde und Zapfsäule muss der Anfangszustand des HDSSs innerhalb 6 min wiederhergestellt sein. Im Fall von 6 bzw. 2,5 Betankungen pro Stunde resultiert eine Zeitspanne von 10 bzw. 24 min. Dies führt dazu, dass lediglich ein Betankungsprozess mit der jeweiligen Zeitspanne in den Optimierungsprozess (Komponentenauslegung) integriert werden muss.

Talpacci et al. [49] analysieren den Effekt der Auslegung des HDSSs auf den Energieverbrauch der Vorkühlung mithilfe einer thermodynamischen Beschreibung des Betankungsprozesses. Der Überströmvorgang wird mithilfe von Druckverlustgleichungen beschrieben. Unter Annahme eines Maximaldrucks der 3 kaskadierten HD-Behälter optimieren sie die Volumina dahingehend, dass ein minimaler Energieverbrauch der Vorkühlung resultiert. Im Gegensatz zu Talpacci et al. [49] werden Kompressor und HDSS in dieser Dissertation dahingehend optimiert, dass minimale Kosten entstehen. Es werden die maximalen Arbeitsdrücke und Kapazitäten der drei Behälter des HDSSs sowie der maximale Durchsatz des Kompressors optimiert. Als Randbedingung ergibt sich, dass der Druck des letzten Behälters des HDSSs am Ende der Betankung bei mind. 87,5 MPa liegen muss.

Vor allem an CGH₂-Tankstellen stellen die Stromkosten einen wesentlichen Kosteneinflussfaktor dar. Neben den Kapitalkosten werden die Stromkosten bei der Systemoptimierung daher berücksichtigt. Zeithorizont der Optimierung ist die gesamte Lebensdauer der Tankstelle. Dies ermöglicht, Kapitalkosten (Wertverlust und Kapitalverzinsung) und Stromkosten auf einen gemeinsamen Nenner zu bringen. Die Kosten von Wertverlust und Kapitalverzinsung werden durch die Annuitätenmethode ermittelt. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden als unabhängig von der Komponentenauslegung angenommen. Formel 19 zeigt die Ermittlung der aufgeführten Kosten der Tankstelle (K_L), die während der gesamten Lebensdauer anfallen. Diese ergeben sich durch Multiplikation des Annuitätenfaktors (A) mit der Summe aus Investitionsausgaben für Kompressor (I_K) und HDSS (I_{HDSS}) sowie der Addition der Stromkosten. Die Stromkosten wiederum ergeben sich aus den spezifischen Stromverbräuchen von Kompression (c_K) und Vorkühlung (c_{VK}), multipliziert mit der Gesamtbetankungsmenge (m_L) während der gesamten Lebensdauer der Tankstelle sowie dem Strompreis (p_S). Der Annuitätenfaktor wird unter Berücksichtigung des Zinssatzes (i) und der Lebensdauer der Tankstelle (a) berechnet.

$$K_L = (I_K + I_{HDSS})A + (c_K + c_{VK})m_L p_S$$

Formel 19

$$\text{mit } A = \frac{(1+i)^a \cdot i}{(1+i)^a - 1}$$

Zur Ermittlung der Gesamtbetankungsmenge wird eine Auslastung von 100 % eines durchschnittlichen Tages angesetzt (siehe Kapitel 3.4.1.1). Die Komponentenauslegung und die Berechnung des spezifischen Stromverbrauchs basieren auf einer Betankung mit 5,6 kg (max. Betankungsmenge), die Streckung des Stromverbrauchs auf die Gesamtabgabemenge während der Lebensdauer der Tankstelle jedoch auf einer Betankung mit 4,6 kg (durchschnittliche Betankungsmenge). Der höhere Anfangsdruck des Fahrzeugtanks bei Betankungen mit 4,6 kg hätte etwas höhere spezifische Stromverbräuche zur Folge, da das mittlere Kompressionsverhältnis des Kompressors, aufgrund geringerer Druckabfälle im HDSS der Tankstelle, höher wäre. Dies führt zu geringer Ungenauigkeit bei der Komponentenauslegung. Eine Möglichkeit wäre, im ersten Schritt zu überprüfen, welche Parameterkonfigurationen den erforderlichen Massenstrom einer Betankung mit 5,6 kg ermöglichen. Im zweiten Schritt könnte der spezifische Stromverbrauch der jeweiligen Konfiguration einer Betankung mit 4,6 kg ermittelt werden. Aufgrund der gering erwarteten Ungenauigkeit und aus Gründen der Simulationszeit wird auf die größere Modellkomplexität verzichtet und der Gesamtstromverbrauch aus der Betankung mit 5,6 kg abgeleitet. Da die Standby-Verluste bei der CGH₂-Tankstelle unabhängig von der Auslegung von Kompressor und HDSS sind, werden sie nicht in die Optimierung integriert.

Die Optimierung wird bei einer Umgebungstemperatur von 10 °C durchgeführt. Dies entspricht ungefähr der durchschnittlichen Jahrestemperatur in Deutschland. Der Hauptgrund jedoch ist die temperaturabhängige Leistungsanforderung an die Tankstelle. Höhere Temperaturen als 10 °C führen gemäß SAE J2601 [39] zu längeren Betankungszeiten. Somit kann der Kompressor mehr Wasserstoff während des Tankvorgangs in das HDSS komprimieren. Dies führt zu geringeren Druckabfällen im HDSS und zu sinkenden Anforderungen an die Volumina. Bei Temperaturen kleiner als 10 °C bleibt die Betankungszeit gemäß SAE J2601 [39] nahezu konstant (Differenz < 2 %). Jedoch steigt die Wasserstoffdichte mit sinkender Temperatur und somit kann die erforderliche Wasserstoffmenge in kleinere Volumina als bei 10 °C gespeichert werden. Rudimentäre Berechnungen zeigen, dass der minimal mögliche Kompressordurchsatz die kostengünstigste Lösung darstellt. Bei einer Tankstelle der Größe 1D entspricht der Durchsatz somit 5,6 kg in 6 min. Die zusätzlichen Kosten eines größeren Durchsatzes würden die Kosteneinsparung durch ein kleiner dimensioniertes HDSS überkompensieren. Dies deckt sich mit den Forschungsergebnissen von Pratt et al. [32], in welchen das Booster-Konzept ebenfalls die höchsten spezifischen Kosten aufweist. Somit verbleiben mit dem maximalen Arbeitsdruck und der maximalen Kapazität der 3 Behälter des HDSSs 6 Optimierungsparameter. Der untere und obere Grenzwert der Optimierung wird für alle 3 Behälter auf 5 kg bzw. 50 kg gesetzt. Als Schrittweite werden 5 kg gewählt. Die maximalen Arbeitsdrücke werden von 20 MPa bis 90 MPa mit Schrittweite 10 MPa optimiert. Der beschriebene Optimierungsprozess gilt für Flüssigwasserstoff gleichermaßen. Lediglich der Stromverbrauch der Vorkühlung in Formel 19 entfällt.

An Tankstellen mit ND-Speicher fällt der Druck zwischen den LKW-Belieferungen sukzessive, da Wasserstoff für die Betankung entnommen wird. Somit steigt das Kompressionsverhältnis von ND- zu HD-Speicher mit fallendem Druck des ND-Speichers. Dies wiederum resultiert in höheren Energieverbräuchen für die Kompression. Das Druckniveau des ND-Speichers ist somit ein maßgeblicher Einflussfaktor der erforderlichen Kompressionsenergie und beeinflusst die Auslegung von Kompressor und HDSS. Wird im Rahmen der Komponentenauslegung nur ein Betankungsvorgang betrachtet, so wird das durchschnittliche Druckniveau benötigt, mit dem die durchschnittliche Kompressionsenergie während eines Entleerungszyklus des ND-Speichers berechnet werden kann. Gemäß Kapitel 3.3.1.2 wird der 5-stufige Kompressor zur Berechnung des Energieverbrauchs als isentrope Verdichtung jeder Stufe mit anschließender Zwischenkühlung modelliert. Zur Vereinfachung wird die 5-stufige Verdichtung zur Be-

rechnung des durchschnittlichen Druckniveaus des ND-Speichers als 1-stufige Verdichtung angenommen. Da die Temperatur des Wasserstoffs bei Ein- und Austritt aus dem Kompressor nahezu identisch ist, kann der gesamte Verdichtungsprozess (über die 5 Stufen) als isotherm beschrieben werden. Weiterhin wird zur Berechnung des mittleren Druckniveaus Wasserstoff als ideales Gas angenommen. Die Vereinfachung betrifft lediglich die Auslegung der Tankstelle, nicht jedoch die spätere Energiebedarfsberechnung. Die spezifische technische Arbeit (w) der isothermen, einstufigen Verdichtung kann gemäß Böge [70] mithilfe von Formel 20 berechnet werden, indem das logarithmische Druckverhältnis (p_2/p_1) mit der Gaskonstanten (R) und der Temperatur (T) multipliziert wird.

$$w = RT * \ln\left(\frac{p_2}{p_1}\right) \quad \text{Formel 20}$$

Somit ist der Energiebedarf der Verdichtung proportional zum logarithmischen Verhältnis von Auslass- und Einlassdruck. Im konkreten Anwendungsfall fällt der Einlassdruck p_1 (ND-Speicher) im Tankstellenbetrieb, aufgrund der Wasserstoffentnahme durch den Kompressor, kontinuierlich ab. Um das durchschnittliche Kompressionsverhältnis von ND-Speicher zu HD-Speicher zu berechnen, wird zunächst das Flächenintegral des logarithmischen Druckverhältnisses (A_{ILDV}) über die Druckabnahme (p_A) ermittelt (siehe Formel 21). Dabei stellt die Differenz aus Maximaldruck des ND-Speichers ($p_{NDS,max}$) und Druckabnahme den aktuellen Druck im ND-Speicher und die Differenz aus Maximaldruck des ND-Speichers und Minimaldruck des ND-Speichers ($p_{NDS,min}$) die maximale Druckabnahme des ND-Speichers dar.

$$A_{ILDV} = \int_0^{p_{NDS,max} - p_{NDS,min}} \ln\left(\frac{p_{HDS}}{p_{NDS,max} - p_A}\right) dp_A \quad \text{Formel 21}$$

Die entsprechende Gesetzmäßigkeit, um das durchschnittliche Druckniveau des ND-Speichers zu ermitteln ist in Formel 22 dargestellt. Der logarithmische Quotient aus Druck des HD-Speichers (p_{HDS}) und durchschnittlichem Druck des ND-Speichers (\bar{p}_{NDS}) entspricht dem Quotienten aus Flächenintegral des logarithmischen Druckverhältnisses (siehe Formel 21) und der Differenz aus Maximal- und Minimaldruck des ND-Speichers (Δp_{NDS}).

$$\ln\left(\frac{p_{HDS}}{\bar{p}_{NDS}}\right) = \frac{A_{ILDV}}{\Delta p_{NDS}} \quad \text{Formel 22}$$

mit $\Delta p_{NDS} = p_{NDS,max} - p_{NDS,min}$

Durch Einsetzen von Formel 21 in Formel 22, Auflösung des Integrals, Umstellung nach \bar{p}_{NDS} und durch weiteres Vereinfachen ergibt sich das in Formel 23 dargestellte, mittlere Druckniveau des ND-Speichers.

$$\bar{p}_{LP} = \frac{1}{e * \left(\frac{1}{p_{NDS,max}}\right)^{\left(\frac{p_{NDS,max}}{\Delta p_{NDS}}\right)} * \left(\frac{1}{p_{NDS,min}}\right)^{-\left(\frac{p_{NDS,min}}{\Delta p_{NDS}}\right)}} \quad \text{Formel 23}$$

Wie in Formel 23 ersichtlich ist, beeinflusst das Druckniveau des HD-Speichers, das im Tankstellenbetrieb ebenfalls variiert, das bezogen auf die Kompressionsenergie mittlere Druckniveau des ND-Speichers nicht. Somit kann die entsprechende Berechnungsformel ohne weiteres in die Optimierung des Subsystems, bestehend aus Kompressor und HDSS, integriert werden.

3.4.1.3 Systemauslegung Gesamttankstelle

Die Ermittlung der elektrischen Anschlussleistung der Wasserstofftankstelle basiert auf der maximalen Leistung von Kompressor bzw. HD-Pumpe sowie des Thermomanagements. Bei CGH₂-Tankstellen mit Druckkompressor wird die maximale Kompressorleistung bei maximaler Umgebungstemperatur von 34 °C, minimalem Einlassdruck von 0,5 MPa und höchst möglichem Auslassdruck von 90 MPa ermittelt. Im Fall der Wasserstoffproduktion an der Tankstelle wird die elektrische Anschlussleistung der Produktionsanlage mitberücksichtigt. Bei Anwendung der PEM-Elektrolyse wird die Leistung bei maximaler Produktionsrate und maximal erlaubter Gesamtdegradation der Stacks angesetzt (siehe Kapitel 5.2.1.1 und Tabelle A 5 im Anhang). Die Dichte von Flüssigwasserstoff im thermodynamischen Gleichgewicht sinkt mit zunehmendem Druck. Eine sinkende Dichte führt zu höherem Energiebedarf der Verdichtung. Somit erfordert die Verdichtung vom maximal definierten Druck des Flüssigspeichers (0,4 MPa) den höchsten Energiebedarf und die höchste Leistung. An LH₂-Tankstellen mit HD-Pumpe wird die elektrische Leistung somit basierend auf der Verdichtung des Flüssigwasserstoffs von 0,4 MPa auf 90 MPa ermittelt. Zusätzlich wird für jeden Zapfpunkt ein elektrischer Heizer bezüglich der elektrischen Anschlussleistung berücksichtigt. Das 0,4 kV Niederspannungsnetz erlaubt laut Heuck et al. [71] die Integration von Stromverbrauchern bis zu einer Leistung von ungefähr 300 kW. Für elektrische Leistungen größer als 300 kW findet eine Anbindung an das Mittelspannungsnetz in der Simulation statt. Diesbezüglich werden ein Transformator und ein Mittelspannungskabel inkl. Verlegung berücksichtigt. Die Scheinleistung aller Komponenten bleibt unberücksichtigt. Für Tankstellen mit mehreren Zapfpunkten können die Hauptkomponenten unterschiedlich ausgelegt bzw. verschaltet werden. Der Wasserstoff-Vorratsspeicher wird für CGH₂- und LH₂-Tankstellen als ein großes Volumen modelliert. Im Fall mehrerer Behälter sind sie miteinander verbunden. Da die leistungsspezifischen Kosten eines Kompressors bzw. einer HD-Pumpe mit steigendem Durchsatz sinken, wird für alle Tankstellengrößen lediglich ein Kompressor bzw. eine HD-Pumpe angenommen. Das HDSS kann zentral oder separat für jede Zapfsäule installiert werden. Wird die Anforderung an die Tankstelle gestellt, dass an allen Zapfsäulen gleichzeitig eine Betankung starten kann (maximale Anforderung), so ist das erforderliche Gesamtvolumen des HDSSs bei beiden Konzepten identisch. Da die Behältervolumen im HD-Bereich aus wirtschaftlichen Gründen begrenzt sind, bestünde das Speichersystem im zentralen Fall ebenfalls aus mehreren Einzelbehältern. Somit wird in diesem Modell jeder Zapfsäule ein separates HDSS zugeordnet. Analog zum Kompressor wird das Kühlaggregat an CGH₂-Tankstellen als ein zentrales Gerät modelliert. Bei den elektrischen Heizern (LH₂) und Wärmeübertragern (LH₂ und CGH₂) wird eine dezentrale Installation pro Zapfpunkt angenommen. Verglichen zu einer zentralen Lösung kann der Wärmeübertrager somit näher zum Zapfpunkt platziert werden, was in kürzeren HD-Leitungen, geringeren Wärmeeinträgen und einfacherer Temperierung resultiert.

3.4.1.4 Kostenberechnungsmethodik

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Berechnung der Investitionskosten und spezifischen Kosten von Wasserstofftankstellen erläutert. Die spezifischen Kosten setzen sich aus den Wertverlust-, Kapitalbindungs-, Energie- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Analog zu Kapitel 3.4.1.2 werden die Kosten für Wertverlust und Kapitalbindung durch die Annuitätenmethode ermittelt. Neben den Kosten für die Hauptkomponenten der Tankstelle werden weitere Kosten wie bspw. für

Standortvorbereitung, Installation, ggfs. Mittelspannungskabel sowie Transformator berücksichtigt. Um die Investitionskosten unterschiedlicher Tankstellengrößen zu berechnen, werden für einige Komponenten leistungsabhängige Kostendaten benötigt. Aus Gründen der limitierten Datenverfügbarkeit müssen Methodiken zur Generierung weiterer Eingangsdaten angewendet werden. Dies basiert auf Gesetzmäßigkeiten zwischen Merkmalen wie der Leistung, Kapazität etc. und den Investitionskosten der Komponenten.

Aufgrund ansteigender Wandstärkeanforderungen mit steigendem Volumen ist das Volumen eines einzelnen Druckbehälters, vor allem im HD-Bereich, aus ökonomischen Gründen begrenzt. Somit werden die Investitionskosten der Druckspeicher proportional zur Kapazität skaliert. An Flüssigwasserstoffspeicher werden dagegen Wärmedämm Anforderungen gestellt. Die Kostenskalierung wird daher proportional zur Oberfläche durchgeführt. Die Energiekosten ergeben sich aus den Energieverbräuchen (Simulationsergebnis) und Energiepreisen. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden durch Zuschlagssätze auf die Investitionskosten berechnet. Die Kosten der Flächennutzung bleiben unberücksichtigt. Im Fall des Anschlusses an das Mittelspannungsnetz wird eine Kabellänge von 2.000 m angenommen. Ein Überblick der angewendeten Methodiken zur Berechnung der Investitionskosten sowie spezifischen Kosten kann Tabelle 2 entnommen werden.

Tabelle 2: Methodik zur Kostenberechnung von Wasserstofftankstellen.

Komponente		Investition	Energie	Wartung- und Instandhaltung
HD-Pumpe/ Kompressor	LH ₂ -HD-Pumpe	Skalierung gemäß max. Durchsatz (Potenzfunktion)	Stromkosten (Stromverbrauch aus Simulation)	Individuelle Zuschlagssätze auf die Investitionskosten
	CGH ₂ -Kompressor			
Speicher	LH ₂ -Speicher	Skalierung gemäß Oberfläche (Fixes Höhen-Durchmesser-Verhältnis)	Boil-Off-Kosten (H ₂ -Menge aus Simulation)	
	ND-Speicher	Skalierung gemäß Kapazität (linear)	-	
	HDSS	Skalierung gemäß max. Druck (Potenzfunktion) und Kapazität (linear)	-	
Thermo- management	Elektrischer Heizer (LH ₂)	Skalierung gemäß Anzahl an Zapfpunkten (linear)	Stromkosten (Stromverbrauch aus Simulation)	
	Luftwärmeübertrager (LH ₂)		-	
	Kühlaggregat Vorkühlung (CGH ₂)	Skalierung gemäß Kühlleistung (Potenzfunktion)	Stromkosten (Stromverbrauch aus Simulation)	
	Aluminiumblock-Wärmeübertrager (CGH ₂)	Skalierung gemäß Kühlleistung (linear)	-	
Zapfsäulen		Skalierung gemäß Anzahl an Zapfpunkten (linear)	-	
Standortvorbereitung & Installation		Aufschlag auf Investitionskosten der oben genannten Komponenten	-	Keine Wartungs- und Instandhaltungskosten
Transformator		Skalierung gemäß elektrischer Anschlussleistung (Potenzfunktion)	Stromkosten durch Transformationsverluste (Mengen aus Simulation)	
Mittelspannungskabel		Skalierung gemäß Länge (linear)	-	
Elektrolyseur/ Erdgasreformierungsanlage		Siehe Kapitel 5.3.2		

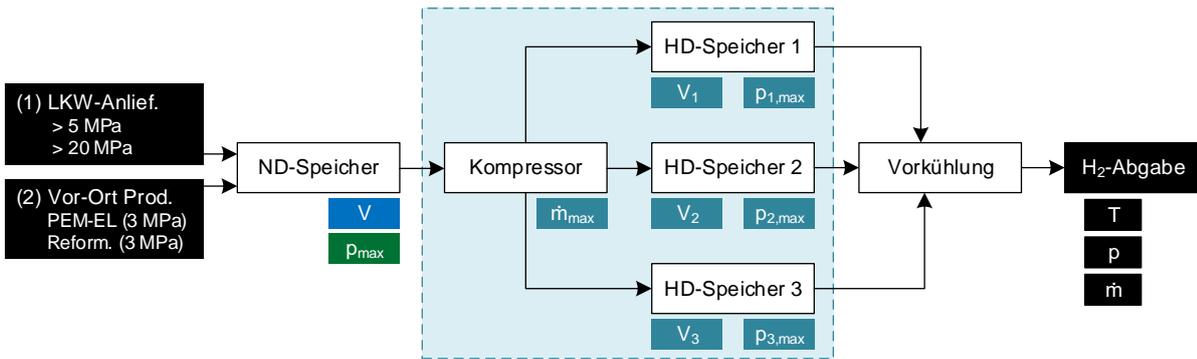
Da die Produktionsvolumen von Tankstellenkomponenten und die Anzahl am Markt befindlicher Tankstellen aktuell noch sehr niedrig sind, besteht Unsicherheit bezüglich der Kosten. Dies betrifft vor allem zukünftige Kosten bei einem eingeschwungenen Markt. Die verwendeten Daten stammen sowohl aus der Literatur als auch von Komponentenlieferanten. Investitionskosten und Lebensdauern von HD-Pumpen und Flüssigwasserstofftanks werden vom U.S. Department of Energy [72] übernommen. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird der durchsatzspezifische Kostenskalierungsfaktor vom Druckwasserstoffkompressor verwendet, um die Investitionskosten der HD-Pumpe zu ermitteln. Die Kostenkurve zur Ermittlung der durchsatzspezifischen Investitionskosten des Druckwasserstoffkompressors entstammen Pratt et al. [32]. Zur Ermittlung der druckabhängigen Investitionskosten von Wasserstoffspeichern (20-90 MPa) wird eine mathematische Funktion, die von Hersteller- und Literaturangaben abgeleitet wurde, angewendet. Die Investitionskosten der Vorkühlung, bestehend aus Kälteaggregat und Aluminiumblock (Wärmeübertrager), werden von Reddi et al. [44] übernommen. Die Investitionskosten von Vorkühlung und Druckwasserstoffspeicher im Jahr 2050 werden durch Anwendung des langfristigen Kostenreduktionspotenzials gemäß Reddi et al. [44] generiert. Unterbrechungen des Tankstellenbetriebs durch Störfälle, wie in Kodoth et al. [73] analysiert, werden vernachlässigt. Die verwendeten Eingangsdaten können Tabelle A 1, Tabelle A 9 und Tabelle A 12 des Anhangs entnommen werden. Ggfs. findet eine lineare Interpolation statt, um Eingangsdaten für weitere Betrachtungsjahre zu erzeugen. Fehlt die Angabe der Lebensdauer für einzelne Komponenten, so wird standardmäßig mit 20 Jahren gerechnet. Sämtliche Kosten beinhalten keine Mehrwertsteuer.

3.4.2 Modellanwendung und Ergebnisse

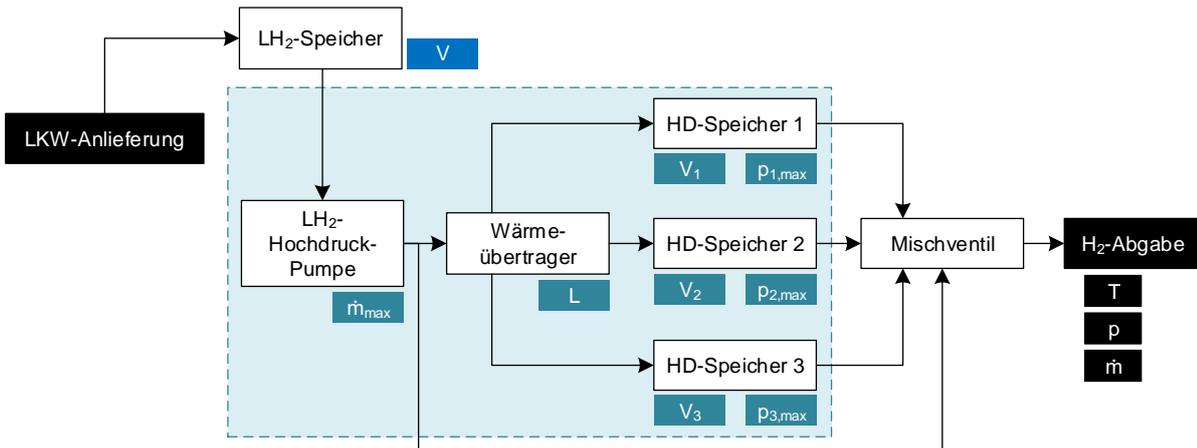
3.4.2.1 Modellüberblick

Die im vorigen Kapitel erstellte Methodik zur Systemauslegung und Kostenrechnung wird in diesem Kapitel auf das energetische Simulationsmodell von Kapitel 3.3 angewendet. Nach der Komponenten- und Systemauslegung werden die Investitionskosten, spezifischen Kosten und Energieverbräuche berechnet. Abbildung 13 zeigt die schematische Darstellung der Tankstellenmodelle mit der Komponentenauslegung. Im Fall von Druckwasserstoff (siehe Abbildung 13, oben) werden sowohl LKW-belieferte Tankstellen als auch Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion analysiert. Bei den LKW-belieferten Tankstellen werden ND-Speicher mit einem Maximaldruck von 5 MPa und 20 MPa untersucht. Bei den Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion bestimmt der maximale Auslassdruck der Produktionsanlage den Maximaldruck des ND-Speichers. Im konkreten Anwendungsfall beträgt der maximale Auslassdruck sowohl von PEM-Elektrolyseur als auch Erdgasreformierungsanlage 3 MPa. Das Volumen des ND-Speichers wird gemäß Wasserstoffbedarf ausgelegt, während der maximale Durchsatz des Kompressors und die Volumina sowie Maximaldrücke der HD-Behälter kostenoptimal ausgelegt werden. Im Fall von Flüssigwasserstoff (siehe Abbildung 13, unten) wird nur eine LKW-belieferte Tankstelle betrachtet. Das Volumen des LH₂-Speiches wird analog zum ND-Speicher der CGH₂-Tankstelle gemäß Wasserstoffbedarf dimensioniert. Die Länge des Wärmeübertragers wird kostenoptimal ausgelegt. Analog zur CGH₂-Tankstelle werden der maximale Durchsatz der HD-Pumpe und die Volumina sowie Maximaldrücke der HD-Behälter kostenoptimal ausgelegt.

Tankstelle mit gasförmig gespeichertem H₂



Tankstelle mit flüssig gespeichertem H₂



p_{max}	Definition/ Auslass H ₂ -Prod.-Anlage	V	Bedarfsgerechte Auslegung	$V_{1-3}, p_{1-3,max},$ \dot{m}_{max}, L	Kostenoptimale Auslegung	T, p, \dot{m}	Betankung gemäß SAE J2601
-----------	---	---	------------------------------	---	-----------------------------	-----------------	------------------------------

Abbildung 13: Schematische Darstellung der Wasserstofftankstellen mit Komponentenauslegung.

3.4.2.2 Systemauslegung

Vorratsspeicher

Die Wasserstoff-Vorratsspeicher aller analysierten Tankstellen werden so ausgelegt, dass die Betankungen eines durchschnittlichen Freitags (siehe Kapitel 3.4.1) plus einem Sicherheitsfaktor von 20 % abgedeckt werden können. Der Sicherheitsfaktor deckt stochastische Schwankungen der Nachfrage, Lieferverzögerungen bzw. im Fall der Vor-Ort-Produktion kurzzeitige Ausfälle der Produktionsanlage ab. Zur Auslegung der Speichervolumen wird die in Kapitel 3.4.1.2 beschriebene Methodik angewendet. Für Tankstellen ohne Vor-Ort-Wasserstoffproduktion wird eine täglich Wasserstoffanlieferung angenommen. Somit beträgt die maximal ausströmende Masse zwischen den Anlieferungen 120 % des durchschnittlichen Freitags. Um das benötigte Volumen zu berechnen, wird der maximale und minimale Arbeitsdruck benötigt (siehe Formel 17). Der im konkreten Anwendungsfall minimale Arbeitsdruck von 0,5 MPa entspricht dem minimalen Einlassdruck des Kompressors. Als Temperaturlimits werden die minimale Umgebungstemperatur von -10 °C (H₂-Dichte von 0,46 kg/m³ bei 0,5 MPa) und die maximale Umgebungstemperatur von 34 °C (H₂-Dichte von 3,84 kg/m³ bei 5 MPa und 14,09 kg/m³ bei 20 MPa) angesetzt. Temperaturunterschiede zwischen Umgebung und Speicher werden vernachlässigt. Die Anwendung von Formel 17 auf die in Kapitel 3.4.1 definierten Tankstellenkapazitäten ergibt die in Tabelle 3 dargestellten Volumina der Druckwasserstoffspeicher.

Tabelle 3: Volumen der H₂-Vorratsspeicher von LKW-belieferten Tankstellen.

Tankstellengröße	Max. ausströmende Masse pro Zyklus in kg	Volumen in m ³		
		20 MPa-Speicher	5 MPa-Speicher	Flüssigspeicher
1DXS	176,2	13,0	52,3	-
1DS	425,0	31,2	125,9	8,4
1D	706,6	51,8	209,3	14,0
2D	1.413,1	103,6	418,6	28,1
3D	2.119,7	155,5	627,8	42,1
4D	2.826,2	207,3	837,1	56,1
5D	3.532,8	259,1	1.046,4	70,1
6D	4.239,4	310,9	1.255,7	84,2

Zur Volumenberechnung des Flüssigspeichers wird die minimale Wasserstoffdichte angesetzt, welche bei maximalem Druck (0,4 MPa) herrscht (Gasphase 4,84 kg/m³, Flüssigphase 62,95 kg/m³, Temperatur 26,08 K [47]). Der Volumenanteil der Gasphase direkt nach der Befüllung wird auf 10 % festgelegt. Die minimale Masse an Flüssigwasserstoff wird mit 5 % eines durchschnittlichen Freitags angenommen. Die Anwendung von Formel 18 auf die jeweiligen Tankstellenkapazitäten ergibt die in Tabelle 3 dargestellten Speichervolumina. Aufgrund der hohen Dichte von Flüssigwasserstoff sind die erforderlichen Volumina sehr gering.

Im Fall von Tankstellen mit Wasserstoffproduktion vor Ort wird der ND-Speicher gleichzeitig befüllt und entleert. Wird die H₂-Produktionsanlage groß genug dimensioniert, so wird höchstens ein kleiner Pufferspeicher zwischen Produktionsanlage und Kompressor benötigt. Aufgrund der hohen Investitionskosten von Elektrolyseuren und Erdgasreformierungsanlagen sollte die Anlage möglichst klein dimensioniert werden. In dieser Dissertation wird die Anlage so definiert, dass sie die benötigte Wasserstoffmenge für einen durchschnittlichen Freitag (siehe Tabelle 1) innerhalb von 24 h produziert. Somit entleert sich der Speicher während des Tages und wird in der Nacht wieder aufgefüllt. Folglich wird ein entsprechender Speicher benötigt, um Wasserstoffproduktion und -entnahme auszugleichen. Die maximal ausströmende Netto-Wasserstoffmasse ergibt sich aus der Differenz zwischen der Betankungsmenge und der Produktionsmenge während der Engpasszeit. Die Engpasszeit ist die Zeitspanne, in der die Wasserstoffentnahmemenge größer als die Produktionsmenge ist. Analog zu belieferten Tankstellen wird ein Sicherheitspuffer von 20 % der Betankungsmenge eines durchschnittlichen Freitags hinzuaddiert. Analog zur Volumenberechnung beliefert Tankstellen wird Formel 17 angewendet. Die Dichte bei maximalem Speicherdruck (3 MPa) und maximaler Temperatur (34 °C) in Höhe von 2,33 kg/m³ und bei minimalem Speicherdruck (0,5 MPa) und minimaler Temperatur (-10 °C) in Höhe von 0,46 kg/m³ ergeben, zusammen mit der max. ausströmenden Wasserstoffmenge (netto), das erforderliche Speichervolumen (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Volumen der 3 MPa-Speicher von Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion.

Tankstellengröße	Max. ausströmende Masse (netto) in kg/Tag	Volumen in m ³
1DXS	77,0	41,2
1DS	170,7	91,4
1D	291,0	155,8
2D	582,1	311,5
3D	873,1	467,3
4D	1.165,1	623,1
5D	1.455,1	778,8
6D	1.746,2	934,6

Es zeigt sich, dass Tankstellen mit gasförmigem Speicher und mehreren Zapfpunkten ein sehr großes Speichervolumen benötigen. Insbesondere Speicher mit einem maximalen Arbeitsdruck von 0,5 MPa und mehreren Zapfpunkten müssten extrem groß dimensioniert werden, um eine Ein-Tages-Speicherung zu realisieren. Das Platzangebot an der Tankstelle ist somit ein wesentlicher Faktor bei der Wahl des Tankstellenkonzeptes.

Kompressor bzw. HD-Pumpe und Hochdruckspeichersystem

Wie bereits in Kapitel 3.4.1.2 erläutert ist es am günstigsten, den Durchsatz von Kompressor bzw. HD-Pumpe möglichst klein zu dimensionieren. Somit entspricht der erforderliche Durchsatz dem maximalen Tankstellendurchsatz (siehe Tabelle 1). Um die Kapazitäten und Maximaldrücke der Behälter des HDSSs zu ermitteln, wird für Druckwasserstofftankstellen zuerst das mittlere Druckniveau des ND-Speichers benötigt (siehe Formel 23). Dazu werden wiederum der maximale und minimale Druck innerhalb eines Entleerungs-Zyklus benötigt. Die Herleitung des mittleren Druckniveaus in Kapitel 3.4.1.2 basiert auf einer kontinuierlichen Wasserstoffentnahme ohne Wasserstoffzufluss, wie es bei einer Tankstelle mit Wasserstoffanlieferung der Fall ist. Bei der Vor-Ort-Wasserstoffproduktion strömt Wasserstoff gleichzeitig in den Speicher ein und aus. Somit schwankt das Druckniveau. Aus Gründen der Modellvereinfachung wird angenommen, dass die sortierten Drücke des ND-Speichers innerhalb eines Tages eine lineare Beziehung aufweisen. Somit kann die Methodik zur Berechnung des durchschnittlichen Drucks aus Kapitel 3.4.1.2 auch für Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion angewendet werden. Es wird eine Auslastung von 100 % für die Komponentenauslegung angenommen. Im Fall von belieferten Tankstellen wird angenommen, dass der Speicher nach Entnahme der Betankungsmenge eines durchschnittlichen Tages wieder aufgefüllt wird. Um die minimalen Drücke zu ermitteln, wird ein kompletter Tag bei 10 °C Umgebungstemperatur simuliert. Die minimalen und maximalen Druckniveaus sowie das resultierende, durchschnittliche Druckniveau sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Drücke des Niederdruckspeichers bei 10 °C Umgebungstemperatur.

Tankstelle	Maximaldruck in MPa	Minimaldruck in MPa	Ø Druck in MPa
5 MPa-Speicher	5,00	1,82	3,28
20 MPa-Speicher	20,00	5,58	12,06
Vor-Ort-H ₂ -Produktion	3,00	1,79 (1DXS)	2,37 (1DXS)
		1,81 (1DS)	2,38 (1DS)
		1,88 (1-6D)	2,42 (1-6D)

An Tankstellen mit Vor-Ort Wasserstoffproduktion unterscheidet sich das minimale Druckniveau der unterschiedlichen Tankstellengrößen minimal. Dies liegt am gleichzeitigen Ein- und Ausströmen von Wasserstoff und der Verteilung der Betankungsvorgänge über den Tag. Die Komponentenauslegung der unterschiedlichen Tankstellenkonfigurationen wird für zwei Zeithorizonte, für die Jahre 2015 und 2050, durchgeführt. Es wird eine konstante Vorkühltemperatur von 236,65 K an der Zapfpistole angesetzt. Dies entspricht dem Mittelwert des Temperaturbereichs gemäß SAE J2601 [39] von -33 °C bis -40 °C. Die verwendeten Eingangsdaten können Tabelle A 9 des Anhangs entnommen werden.

Der Stromverbrauch und somit die Stromkosten steigen mit zunehmendem Arbeitsdruck des HD-Speichers. Die spezifischen Investitionskosten steigen ebenfalls mit zunehmendem, maximalen Arbeitsdruck. Jedoch sinkt die erforderliche Gesamtkapazität des HDSSs mit zunehmendem Arbeitsdruck. Dies liegt an der größeren Differenz zwischen Behälterdruck am Anfang und am Ende der Befüllung, wodurch ein größerer Teil der Gesamtkapazität ausströmen kann. Die Optimierung zeigt, dass die maximalen Arbeitsdrücke der 3 HD-Behälter relativ hoch sind. Über alle Tankstellenkonfigurationen

und -größen hinweg ist der maximale Arbeitsdruck des ersten (druckniedrigsten) Speichers nie kleiner als 40 MPa. Aufgrund der Datenlage über Kosten- und Leistungsdaten von Kompressoren und HD-Pumpen ist der maximale Arbeitsdruck der Speicher auf maximal 90 MPa begrenzt. Da der erforderliche Tankstellendruck am Ende der Betankung bis zu 87,5 MPa aufweist, beträgt der maximale Arbeitsdruck des dritten (druckhöchsten) Behälters für alle Tankstellengrößen und -konfigurationen 90 MPa. Der maximale Arbeitsdruck von HD-Behälter 2 variiert über alle Tankstellengrößen und -konfigurationen von 80 MPa bis 90 MPa. Die Gesamtkapazität des HDSSs variiert von 45 kg bis 80 kg. Die minimalste Gesamtkapazität von 45 kg bis 50 kg wird an großen Tankstellen (1D-6D) benötigt. Kleine und sehr kleine Tankstellen brauchen ein großes HDSS. Dies liegt daran, dass der Betankungsmassenstrom pro Zapfpunkt unabhängig von der Tankstellengröße ist. Der Durchsatz von Kompressor bzw. HD-Pumpe bestimmt sich jedoch durch die minimale Zeit zwischen zwei Fahrzeugbetankungen. Somit ist der Durchsatz einer Tankstelle der Größe 1DXS mit 14 kg/h bzw. einer Tankstelle der Größe 1DS mit 33,6 kg/h deutlich kleiner als an einer Tankstelle der Größe 1D mit 56 kg/h. Folglich wird eine große Puffermenge benötigt, um den geringen Durchsatz von Kompressor bzw. HD-Pumpe bei einer Fahrzeugbetankung zu unterstützen. So erfordern sehr kleine Tankstellen (1DXS) ein HDSS mit einer Gesamtkapazität von 80 kg, kleine Tankstellen (1DS) ein HDSS mit einer Gesamtkapazität von 60-70 kg. Zwischen den Ergebnissen der Komponentenauslegung für die Jahre 2015 und 2050 ergeben sich nur geringe Unterschiede. Bei manchen Tankstellenkonfigurationen fällt der maximale Arbeitsdruck des Behälters leicht. Dies liegt an den fallenden Investitionskosten der HD-Behälter und den konstant bleibenden Strompreisen. Somit steigt die Bedeutung der Strompreise bzw. Verdichtungsenergie in Relation zu den Kapitalkosten. Gemäß Talpacci et al. [49] muss der HD-Behälter, mit dem die Betankung endet, ein achtfaches Volumen der beiden anderen HD-Behälter aufweisen, damit bei einer Außentemperatur von 20 °C der niedrigste Energieverbrauch zur Vorkühlung realisiert wird. In dieser Dissertation wurde als Extremwert nur für eine Konfiguration in einem Stützjahr ein 2,5-faches Volumen des druckhöchsten gegenüber eines weiteren ND-Speichers als kostenoptimal ermittelt. In den anderen Fällen ist das optimale Verhältnis teilweise kleiner als 1. Somit ist die Auslegung des HDSSs zur Realisierung minimaler Kosten über die gesamte Lebensdauer der Tankstelle bei Volllast (eingeschwungener Marktzustand) komplett unterschiedlich zur Auslegung, um einen minimalen Energieverbrauch der Vorkühlung zu realisieren. Eine detaillierte Übersicht des Optimierungsergebnisses kann Mayer et al. [16] entnommen werden. Dies beinhaltet die Maximaldurchsätze von Kompressor bzw. HD-Pumpe und die Maximaldrücke sowie Kapazitäten der HD-Behälter.

Thermomanagement

Die Länge des Luftwärmeübertragers an LH₂-Tankstellen wird unter Beachtung der Anforderung, die Tankstelle an der Kapazitätsgrenze bei einer Umgebungstemperatur von -10 °C ohne elektrischen Heizer betreiben zu können, minimiert. Somit muss er für Tankstellen der Größe 1D-6D (1 Wärmeübertrager pro Zapfsäule) in der Lage sein, einen permanenten Wasserstoffstrom von 56 kg/h auf -40 °C zu erwärmen. Die Temperatur von -40 °C entspricht der Minimaltemperatur des Typ IV Behälters (Tankstelle und Fahrzeug) und ist somit auch die Minimaltemperatur der Betankung gemäß SAE J2601 [39]. Bei Umgebungstemperaturen kleiner als -10 °C wird die Unterstützung des elektrischen Heizers benötigt. Die Optimierung mit einer Schrittweite von 5 m ergibt eine erforderliche Länge von 55 m. Eine Vereisung durch Kondensation des Wasserdampfs in der Luft bleibt unberücksichtigt. Aufgrund der geringen Investitionskosten (siehe Tabelle A 9 im Anhang) wird für die kleinere Tankstelle (1DS) mit max. 6 Betankungen pro Stunde derselbe Wärmeübertrager mit 55 m Länge angewendet.

Die Kühlleistung des Kälteaggregats der Vorkühlung (CGH₂-Tankstellen) wird von Elgowainy und Reddi [74] übernommen. In genannter Studie wird ermittelt, wie lange das Kälteaggregat abhängig der Leistung benötigt, den Aluminiumblock nach Erwärmung (infolge der Betankung) wieder auf die Zieltemperatur herunter zu kühlen. Laut Studie wird eine Kühlleistung von 14,4 kW benötigt, um den Aluminiumblock innerhalb 6 min wieder auf die anfängliche Temperatur zu kühlen. Die geringe Differenz zwischen den Betankungsmengen der Studie (5,0 kg) und dieser Dissertation (5,6 kg) wird vernachlässigt. Die Kühlleistung von 14,4 kW wird für Tankstellen der Größe 1D-6D je Zapfsäule verwendet. An kleineren Tankstellen mit max. 2,5 bzw. 6 Betankungen pro Stunde wird die Kühlleistung durch eine lineare Skalierung gemäß der maximalen Anzahl an Betankungen pro Stunde ermittelt. Die theoretische Leistungszahl (siehe Kapitel 3.3.1.2) ergibt sich aus der niedrigen Temperatur von -50 °C und der hohen Temperatur der Umgebung. Um den Wasserstoff innerhalb der Betankungszeit auf Zieltemperatur herunter zu kühlen, wird ein Aluminium Wärmeübertrager mit hoher thermischer Masse angewendet (siehe Kapitel 3.3.1.2). An Zapfpunkten mit max. 2,5 Betankungen pro Stunde (1DXS), max. 6 Betankungen pro Stunde (1DS) sowie max. 10 Betankungen pro Stunde (1D-6D) wird derselbe Wärmeübertrager mit gleicher thermischer Masse und Kühlleistung installiert, da der Betankungsvorgang unabhängig der Tankstellenkapazität ist. Die Masse des Wärmeübertragers basiert auf der Studie von Elgowainy und Reddi [74], in welcher der Zusammenhang zwischen Masse und Erwärmung während der Betankung analysiert wird. Gemäß Studie wird ein Temperaturdelta von 2-4 K des Aluminiumblocks vor und nach der Betankung empfohlen. Deshalb wird in dieser Dissertation die zum Temperaturdelta von 3 K korrespondierende Masse von 1.930 kg gemäß genannter Studie verwendet.

3.4.2.3 Energieverbrauch und elektrische Anschlussleistung

Das Druckniveau des ND-Speichers stellt einen wesentlichen Einflussfaktor des Energieverbrauchs von CGH₂-Tankstellen dar. Dies gilt es bei der Auswahl der Anfangs- und Endzustände der Verbrauchssimulation zu beachten, um repräsentative Werte eines langfristigen Betriebs zu erhalten. Für belieferte Tankstellen wird analog zu Kapitel 3.4.2.2 angenommen, dass der Speicher nach Entnahme der Betankungsmenge eines durchschnittlichen Tages wieder aufgefüllt wird. Simulationsziel ist die Berechnung des Energieverbrauchs zwischen den Wasserstoffanlieferungen. Die Simulation so lange durchzuführen, bis die Wasserstoffmenge eines durchschnittlichen Tages getankt wurde, ist bei niedrigen Auslastungen aus Gründen der Simulationszeit nachteilig. Bei einer Auslastung von 2 % wäre die Simulationszeit 50-mal höher wie bei einer Auslastung von 100 %. Daher wird der ND-Speicher proportional zur Auslastung skaliert, sodass die simulierte Zeit für alle Auslastungen auf einen Tag begrenzt wird. Aufgrund des geringeren Volumens des ND-Speichers bei kleineren Auslastungen ändert sich einerseits der Druckabfall und somit der Temperaturabfall bei Entnahme von Wasserstoff. Andererseits erhöht sich das Oberflächen-Volumen-Verhältnis, was zu einer schnelleren Angleichung der Temperatur von Umgebung und Druckbehälter führt. Aufgrund der geringen Auswirkung auf den Stromverbrauch der Tankstelle wird diese Ungenauigkeit aus Gründen der Simulationszeitverkürzung akzeptiert.

An Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion bestimmt die Betriebsstrategie der Produktionsanlage das Druckniveau des ND-Speichers maßgeblich. Im Fall von Vor-Ort-Elektrolyse wird der Elektrolyseur an das Stromnetz angeschlossen. Im Gegensatz zur Anbindung an eine fluktuierende Energiequelle (z. B. WKA) ist die Wasserstoffproduktion somit unabhängig von der Stromproduktion. Folglich kann der Betrieb nach ökonomischen Kriterien erfolgen. Bei Betankungsmengen kleiner als die durchschnittliche Betankungsmenge eines Freitags muss die Produktionsanlage nicht ganztägig bei voller Last Wasserstoff produzieren. Es kann die Produktionsrate reduziert oder die Produktion unterbrochen

werden. Letzterer Fall führt dazu, dass der Druckabfall im ND-Speicher geringer ausfällt. Bei sehr geringer Auslastung entspricht der durchschnittliche Druck bei dieser Betriebsstrategie nahezu dem maximalen Druck des ND-Speichers. Somit wird für die anschließende Verdichtung weniger Energie benötigt, da das Verdichtungsverhältnis sinkt. Um die ökonomische Vorteilhaftigkeit zu ermitteln, muss zunächst der spezifische Stromverbrauch der Produktionsanlage abhängig der Auslastung betrachtet werden. Elektrolyseure erreichen den niedrigsten Stromverbrauch auf Gesamtsystemebene (Stack und Peripherie) bei einer Teilauslastung. In der Studie von Garcke et al. [75] ist der Stromverbrauch bei einer Produktionsrate von 20 %, 50 % und 100 % aufgeführt (siehe Tabelle A 5 im Anhang). Die Energieeinsparung bei 50 % gegenüber 100 % Produktionsrate beträgt 3,9 kWh/kg (1,3 kWh/kg) in 2015 (2035+) und ist somit höher als eine mögliche Einsparung an Kompressionsenergie. Somit wird der Elektrolyseur bei minimalst möglicher Produktionsrate, mindestens jedoch bei 50 % betrieben. Bei Tankstellen mit Erdgasreformierungsanlage ist die Wasserstoffproduktionsrate gemäß Heinzl et al. [76] nahezu proportional zum einströmenden Methan. Somit würde ein Teillastbetrieb lediglich in höheren Stromverbräuchen der nachfolgenden Verdichtung resultieren. Deshalb wird die Erdgasreformierungsanlage stets bei maximaler Produktionsrate betrieben und abgeschaltet, sobald der ND-Speicher den Maximaldruck erreicht. An Tankstellen mit Vor-Ort-Produktion steigt der Druck des ND-Speichers von Simulationsbeginn (Mitternacht) zuerst an, da die Auslastung bei Nacht gering ist. Der maximale Speicherdruck des Tages ist erreicht, wenn die ausströmende Masse (Betankungen) der einströmenden Masse (Produktionsanlage) entspricht. An diesem Punkt sollte der Druck dem maximalen Behälterdruck entsprechen, um einen möglichst hohen Durchschnittsdruck während des Tages zu realisieren, was in einem minimalen Energiebedarf für die Kompression resultiert. Der hierfür erforderliche Startdruck wird berechnet, indem zuerst die Differenz aus produziertem und abgegebenem Wasserstoff (Nettozunahme) von Mitternacht bis Zeitpunkt der maximalen Wasserstoffmenge im ND-Speicher ermittelt wird. Anschließend wird diese Masse von der Masse bei vollem ND-Speicher (Maximaldruck) subtrahiert. Daraus ergeben sich die Startmasse und der Startdruck. Temperaturdifferenzen zwischen Anfangsbedingung und zum Zeitpunkt des höchsten Drucks sowie Temperaturunterschiede zwischen Speicher und Umgebung werden dabei vernachlässigt.

Bei der Simulation von LH₂-Tankstellen sind die Anfangsbedingungen des Flüssigspeichers (Tageszeit und Druck) ein wesentlicher Einflussfaktor bezüglich der Boil-Off-Verluste. Die Entnahme von Flüssigwasserstoff führt zu einem Druckabfall im Speicher. Folglich kann Wärmeeintrag eine Zeit lang geschehen, bis der Maximaldruck des Speichers wieder erreicht wird. Als Startbedingung der Simulation wird der maximale Speicherdruck von 0,4 MPa gewählt. Berechnungen zeigen, dass die Boil-Off-Verluste minimal sind, wenn die Simulation aller Auslastungen in der sechsten Stunde des Tages gestartet wird. In Realität können diese minimalen Boil-Off-Verluste erreicht werden, wenn die Wasserstoffanlieferung zu dieser Zeit stattfindet. Beim angenommenen Startdruck von 0,4 MPa handelt es sich um ein Worst-Case-Szenario. In Realität wird der Druck des Flüssigspeichers nach Auffüllung in vielen Fällen unter dem maximalen Betriebsdruck liegen.

Das Simulationsmodell wird für alle Tankstellenkonzepte mit den entsprechend ausgelegten Komponenten für Auslastungen von 2 %, 4 %, 10 %, 25 %, 50 % und 100 % sowie für Umgebungstemperaturen von -10 °C, 12 °C und 34 °C angewendet. Die verwendeten Eingangsdaten können Tabelle A 9 des Anhangs entnommen werden. Falls erforderlich, werden weitere Eingangsdaten durch lineare Interpolation erzeugt. Aufgrund der geringen Unterschiede zwischen den Energieverbräuchen im Jahr 2015 und späteren Jahren werden nachfolgend nur die Energieverbräuche im Jahr 2015 aufgezeigt. Eine Auslastung von 100 % entspricht dem Betankungsprofil eines durchschnittlichen Tages. Die Umgebungstemperatur wird über den ganzen Tag konstant gehalten, um den Einfluss der Temperatur auf

den Energiebedarf der Tankstelle systematisch ermitteln zu können. Entsprechend dem Mittelwert des Temperaturbereichs gemäß SAE J2601 [39] von -33 °C bis -40 °C wird eine konstante Vorkühltemperatur von $236,65\text{ K}$ an der Zapfpistole angesetzt. Die nachfolgenden Grafiken zeigen den Energieverbrauch aktueller Tankstellen (Jahr 2015). Der Energieverbrauch sinkt zukünftig nur leicht, da lediglich moderate Effizienzsteigerungen zu erwarten sind. Eine detaillierte Liste der Energieverbräuche aller Konzepte, Größen, Auslastungen und Umgebungstemperaturen findet sich in Mayer et al. [16].

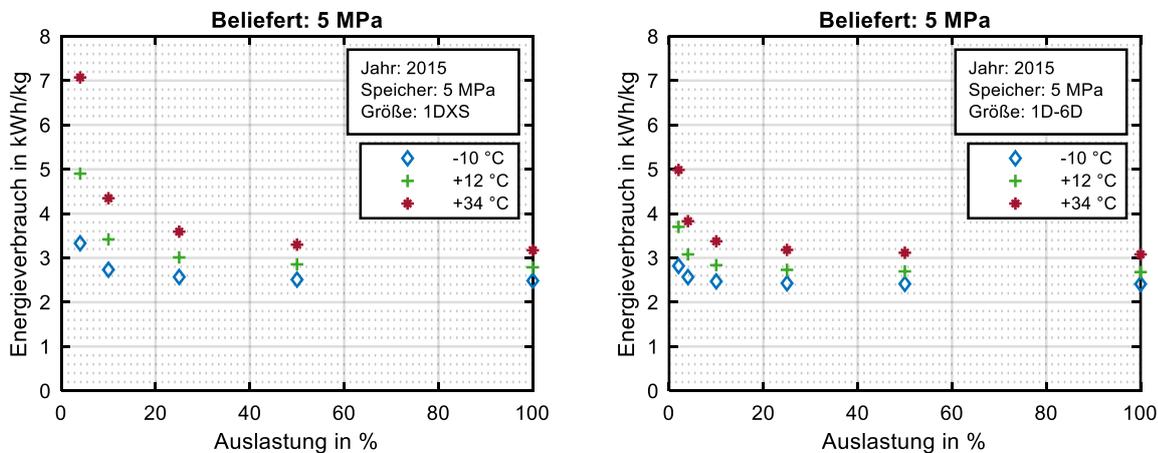


Abbildung 14: Energieverbrauch von belieferten Tankstellen mit 5 MPa-Speicher.

Die Abbildung 14 zeigt den spezifischen Energieverbrauch einer Tankstelle mit 5 MPa-Speicher bei unterschiedlichen Auslastungen, Umgebungstemperaturen und Kapazitätsgrößen. Bei einer Auslastung von 100 % ist der Unterschied zwischen einer Tankstelle mit max. 2,5 Betankungen pro Stunde (siehe Abbildung 14, links) und max. 10-60 Betankungen pro Stunde (siehe Abbildung 14, rechts) gering. Bei einer mittleren Umgebungstemperatur von 12 °C verbraucht die kleinste Tankstelle (1D XS) mit $2,79\text{ kWh/kg}$ nur geringfügig mehr Strom ($0,11\text{ kWh/kg}$) als die großen Tankstellen (1D-6D). Aufgrund von Standby-Verlusten des Vorkühlsystems (Wärmeeintrag in Wärmeübertrager und Leitungen) steigt der spezifische Energieverbrauch mit sinkender Auslastung bzw. Betankungsmenge. Bei Tankstellen mit max. 10-60 Betankungen pro Stunde steigt der Energiebedarf bei einer Auslastung von 2 % auf $2,83\text{ kWh/kg}$ (-10 °C), $3,70\text{ kWh/kg}$ (12 °C) und $4,98\text{ kWh/kg}$ (34 °C). Diese Auslastung ist mit einem Fahrzeug pro Tag und pro Zapfsäule jedoch sehr gering. Der Energieverbrauch sehr kleiner Tankstellen (1D XS) steigt bei einer Auslastung von ca. 4 % (1 Fahrzeug pro Tag) auf $3,33\text{ kWh/kg}$ (-10 °C), $4,90\text{ kWh/kg}$ (12 °C) bzw. $7,07\text{ kWh/kg}$ (34 °C).

Der Vergleich einer großen Tankstelle mit 5 MPa-Speicher (siehe Abbildung 14, rechts) und 20 MPa-Speicher (siehe Abbildung 15, links) zeigt, dass das Druckniveau des ND-Speichers einen maßgeblichen Einfluss auf den Energieverbrauch ausübt. Das höhere Druckniveau des 20 MPa-Speichers führt, aufgrund des geringeren Kompressionsverhältnisses, zu deutlich geringeren Energieverbräuchen. Bei großen Tankstellen (1D-6D) fällt der Energieverbrauch bei einer Auslastung von 100 % und 12 °C Umgebungstemperatur von $2,68\text{ kWh/kg}$ (5 MPa-Speicher) auf $1,63\text{ kWh/kg}$ (20 MPa-Speicher). Dies entspricht einer Reduktion von 39 %. Der niedrigste Energieverbrauch ($1,43\text{ kWh/kg}$) kann bei maximaler Auslastung und minimaler Temperatur von großen Tankstellen (1D-6D) mit 20 MPa-Speicher erreicht werden.

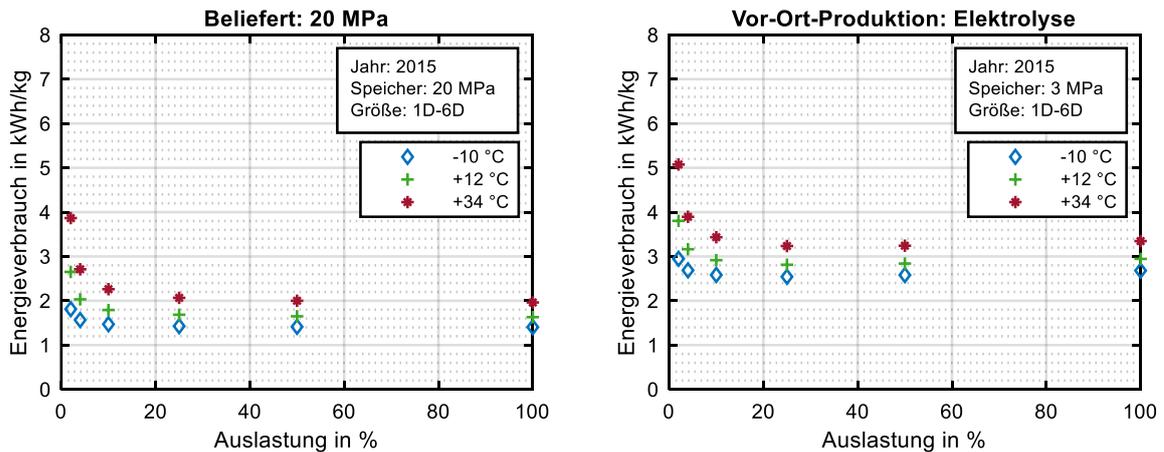


Abbildung 15: Energieverbrauch einer belieferten Tankstelle mit 20 MPa-Speicher und einer Tankstelle mit Vor-Ort-Elektrolyse.

Die nachfolgenden Stromverbräuche von dezentralen Tankstellen mit Elektrolyseur bzw. Erdgasreformierungsanlage beziehen sich auf die Tankstelle ohne Wasserstoffproduktionsanlage. Der Stromverbrauch von Tankstellen mit Vor-Ort-Elektrolyse ist minimal höher als der Stromverbrauch von belieferten Tankstellen mit 5 MPa-Niederdruckspeicher (vgl. Abbildung 14, rechts und Abbildung 15, rechts). Der Stromverbrauch der Tankstelle mit Erdgasreformierungsanlage ist fast identisch zur Tankstelle mit Elektrolyseur. Dies liegt daran, dass für beide H₂-Produktionsanlagen derselbe max. Auslassdruck von 3 MPa angenommen wird. Der je nach Größe, Umgebungstemperatur und Auslastung geringfügige Unterschied von < 0,11 kWh/kg resultiert aus der unterschiedlichen Betriebsstrategie. Bei Vor-Ort-Elektrolyse wird die Produktionsrate an die Auslastung der Tankstelle dahingehend angepasst, dass mit minimal möglicher Produktionsrate, mindestens jedoch mit 50 % produziert wird. Bei kleinen Auslastungen steigt das mittlere Druckniveau des ND-Speichers somit an. Im Fall der Erdgasreformierung wird die Produktionsanlage stets bei maximaler Produktionsrate betreiben. Somit ist das mittlere Druckniveau im Speicher bei 100 % Auslastung am niedrigsten und bei 2 % am höchsten. Folglich ist der Energieverbrauch für die Kompression bei 2 % Auslastung am geringsten, da das Kompressionsverhältnis von ND-Speicher zu HDSS hierbei am niedrigsten ist. Aufgrund der Standby-Verluste ist der spezifische Energieverbrauch bei minimaler Auslastung jedoch am höchsten. Der gesamte, spezifische Stromverbrauch einer Tankstelle mit Erdgasreformierung ist bei einer Auslastung von 50 % minimal. Bei Tankstellen mit Vor-Ort-Elektrolyse wird der niedrigste, spezifische Stromverbrauch je nach Umgebungstemperatur und Tankstellengröße bei Auslastungen zwischen 25 % und 100 % erreicht.

Während an CGH₂-Tankstellen nur Stromverbräuche ermittelt werden, müssen an LH₂-Tankstellen zusätzlich Energieverbräuche in Form von Boil-Off-Wasserstoffverlusten berücksichtigt werden. Um diese Verluste energetisch auszuweisen, wird der Brennwert von Wasserstoff angesetzt. Wie in Kapitel 3.3.1.3 erläutert, wird die Zieltemperatur der Betankung von 236,65 K durch Mischen von sehr kaltem Wasserstoff aus der HD-Pumpe und warmem Wasserstoff aus dem HDSS realisiert. Somit muss ein entsprechender Pumpendurchsatz zur Verfügung stehen, um auch bei hohen Umgebungstemperaturen die Zieltemperatur zu erreichen. Bei sehr kleinen Tankstellen mit max. 2,5 Betankungen pro Stunde (1DXS) reicht der Pumpendurchsatz von 14 kg/h dazu nicht aus. Die Simulation zeigt, dass die HD-Pumpe fast so groß wie bei einer Tankstelle mit max. 6 Betankungen pro Stunde (1DS) dimensioniert werden müsste. Eine weitere Möglichkeit wäre, analog zu CGH₂-Tankstellen, ein Vorkühlaggregat zu installieren. Dieses Konzept würde jedoch zusätzliche Investitionskosten, Betriebskosten und Energie-

verbräuche verursachen. Sehr kalter Wasserstoff würde nach der Kompression erwärmt und anschließend wieder aktiv heruntergekühlt werden. Ein By-Pass von der HD-Pumpe in das HDSS, um den Luftwärmeübertrager zu umgehen, würde den Energieverbrauch des Vorkühlsystems senken. Aufgrund der energetisch unvorteilhaften Prozesskette wird dieses Konzept jedoch nicht analysiert. Somit bleibt die kleinste Tankstelle mit max. 2,5 Betankungen pro Stunde unberücksichtigt. Der Energieverbrauch der LH₂-Tankstellen unterscheidet sich maßgeblich vom Energieverbrauch der CGH₂-Tankstellen. Bei einer Auslastung von 100 % ist der Energieverbrauch einer kleinen LH₂-Tankstelle (max. 6 Betankungen pro Stunde) mit 0,40 kWh/kg bei allen Umgebungstemperaturen sehr niedrig. Zur Energieverbrauchsermittlung großer LH₂-Tankstellen mit max. 10 bis 60 Betankungen pro Stunde (1D-6D) wird lediglich die kleinste Tankstelle (1D) simuliert. Werden bei größeren Tankstellen als die 1D-Tankstelle zusätzliche Flüssigspeicher proportional zur Anzahl an Zapfsäulen installiert, so ist der spezifische Boil-Off-Verlust identisch zu Tankstelle mit einer Zapfsäule. Wird jedoch ein einzelner Speicher installiert, so ändert sich das Volumen-Oberflächenverhältnis und der spezifische Boil-Off-Verlust sinkt. Weitere Untersuchungen dahingehend sollten durchgeführt werden. Die Tankstelle der Größe 1D weist bei einer Auslastung von 100 % einen Energiebedarf von 0,38-0,39 kWh/kg (siehe Abbildung 16) auf. Aufgrund der bereits hohen Dichte von Flüssigwasserstoff wird wenig Energie zur Verdichtung benötigt.

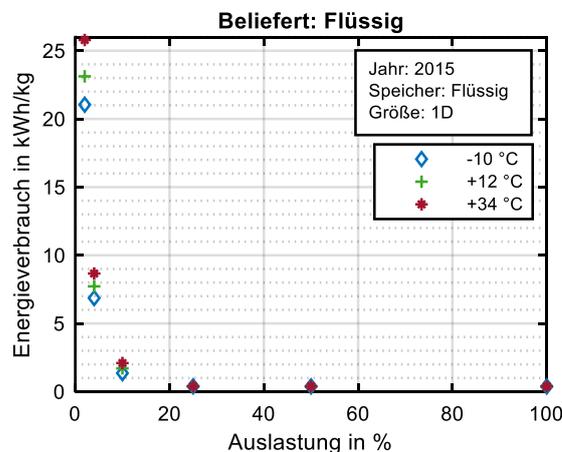


Abbildung 16: Energieverbrauch einer flüssig belieferten Tankstelle.

Die Simulation zeigt, dass eine Wasserstofffreisetzung zur Vermeidung eines Überdrucks im Flüssigspeicher nur bei niedrigen Auslastungen von kleiner als 25 % stattfindet. Bei größeren Auslastungen kann der entstandene Druckwasserstoff bei der Flüssigwasserstoffanlieferung komplett in den LKW gepumpt werden. Aufgrund der hohen Temperaturdifferenz von Flüssigtank zu Umgebung wirken sich Unterschiede in der Umgebungstemperatur nur geringfügig auf den Speicherdruck und somit auf die erforderliche Verdichtungsenergie aus. Bei einer Tankstelle der Größe 1D steigt der Energieverbrauch bei einer Auslastung von 2 % auf 25,79 kWh/kg (34 °C), 23,12 kWh/kg (12 °C) bzw. auf 21,04 kWh/kg (-10 °C) an. Die kleine Tankstelle (1DS) weist bei einer solch geringen Auslastung einen noch höheren Energieverbrauch auf. Der Großteil des Energieverbrauchs entsteht durch die Wasserstofffreisetzung.

Die Anschlussleistungen (siehe Tabelle 6) variieren zwischen den unterschiedlichen Tankstellenkonzepten erheblich. Die kleinste Tankstelle (1DXS) mit Vor-Ort-Elektrolyse weist bei einer maximalen Kapazität von 14 kg/h eine elektrische Anschlussleistung von 457 kW auf. Die größte flüssig belieferte Tankstelle (6D) mit einer Kapazität von 336 kg/h weist dagegen eine elektrische Anschlussleistung von nur 229 kW auf.

Tabelle 6: Anschlussleistung von Wasserstofftankstellen im Jahr 2015.

	Einheit	1DXS	1DS	1D	2D	3D	4D	5D	6D
Flüssig	kW	n. v.	26	38	76	114	152	191	229
5/20 MPa-ND-Speicher	kW	66	158	264	528	792	1.057	1.321	1.585
Vor-Ort-Reformierung	kW	85	205	341	682	1.023	1.364	1.705	2.046
Vor-Ort-Elektrolyse	kW	457	1.096	1.827	3.654	5.482	7.309	9.136	10.963

3.4.2.4 Investitionskosten und spezifische Kosten

In diesem Kapitel werden die Investitionskosten und spezifischen Kosten von Wasserstofftankstellen ermittelt. Die in Kapitel 3.4.1.4 erläuterte Kostenberechnungsmethodik wird für die unterschiedlichen Tankstellenkonzepte und -größen angewendet. Abbildung 17 zeigt die Investitionskosten für gasförmig belieferte Tankstellen mit 20 MPa-Niederdruckspeicher für die Jahre 2015 (links) und 2050 (rechts). Während kleine Tankstellen mit einem Zapfpunkt an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden können, müssen Tankstellen ab 2 Zapfpunkten an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Somit entstehen zusätzliche Kosten für Transformator und Kabel. Im Jahr 2015 variieren die Investitionskosten von 0,74 Mio. € für eine sehr kleine Tankstelle mit einer Kapazität von 2,5 Betankungen pro Stunde (1DXS) bis 6,96 Mio. € für die größte Tankstelle mit einer Kapazität von 60 Betankungen pro Stunde (6D). Die durchsatzspezifischen Investitionskosten, die ebenfalls in Abbildung 17 dargestellt sind, variieren im Jahr 2015 von knapp über 20 Tsd. € pro kg/h (6D) bis über 50 Tsd. € pro kg/h (1DXS).

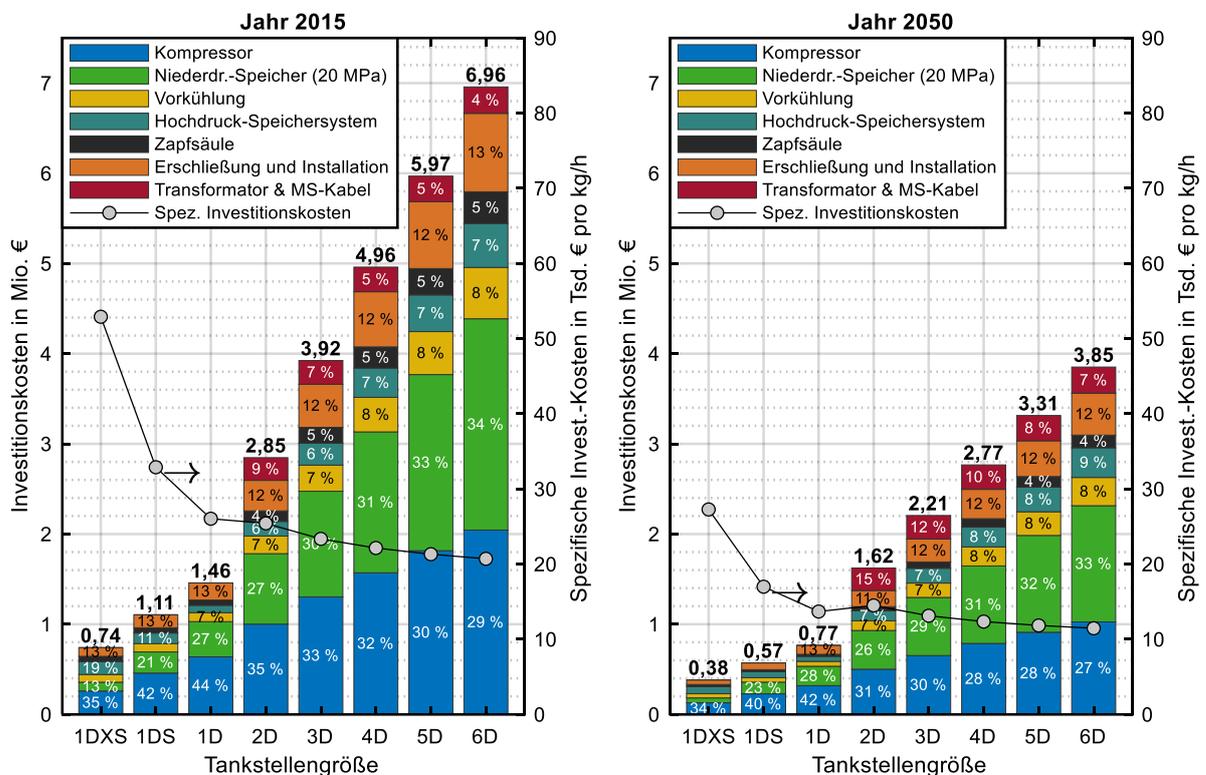


Abbildung 17: Investitionskosten von CGH₂-Tankstellen mit 20 MPa-Speicher.

Aufgrund von Skaleneffekten und technologischen Weiterentwicklungen wird eine deutliche Reduktion der Investitionskosten bis zum Jahr 2050 erwartet. Laut Analyse fallen die Investitionskosten der kleinsten Tankstelle von 0,74 Mio. € auf 0,38 Mio. € und der größten Tankstelle von 6,96 Mio. € auf 3,85 Mio. €. Somit wird ungefähr eine Kostenhalbierung bei diesem Tankstellenkonzept erwartet. Die

durchsatzspezifischen Investitionskosten steigen im Jahr 2050 von Tankstellengröße 1D auf 2D. Dies liegt am erforderlichen Anschluss an das Mittelspannungsnetz ab der Größe 2D. Die Größeneffekte, welche die Investitionskosten bei steigender Größe senken, werden durch die zusätzlichen Kosten für Transformator und Mittelspannungskabel überkompensiert. Generell sind der Kompressor und der ND-Speicher wesentliche Kostenfaktoren, besonders an großen Tankstellen mit 20 MPa-Niederdruckspeicher (ca. jeweils ein Drittel). Ein 5 MPa-Niederdruckspeicher führt bei gleicher Speicherkapazität zu geringeren Investitionskosten, jedoch auch zu deutlich höheren Raumanforderungen (siehe Kapitel 3.4.2.2). Bei einer großen Tankstelle mit 6 Zapfpunkten fallen die Investitionskosten derzeit um ca. 1 Mio. €, wenn ein 5 MPa-Speicher anstatt einem 20 MPa-Speicher installiert wird. Die Raumanforderung (nur Wasserstoff) steigt dabei von 311 m³ auf 1.256 m³. Bereits ein benötigtes Volumen von 311 m³ ist beträchtlich. Bezogen auf das Platzangebot der Örtlichkeit kann die Option der Vor-Ort-Wasserstoffproduktion bzw. Flüssigwasserstoff-Anlieferung im individuellen Fall das bessere Konzept sein. Die Forschungsergebnisse von Reddi et al. [44] zeigen ein ähnliches Investitionkostenniveau. Eine Tankstelle mit 100 kg bzw. 1.000 kg Kapazität pro Tag wird mit Investitionskosten in Höhe von 0,75 Mio. USD bzw. 3,3 Mio. USD angegeben.

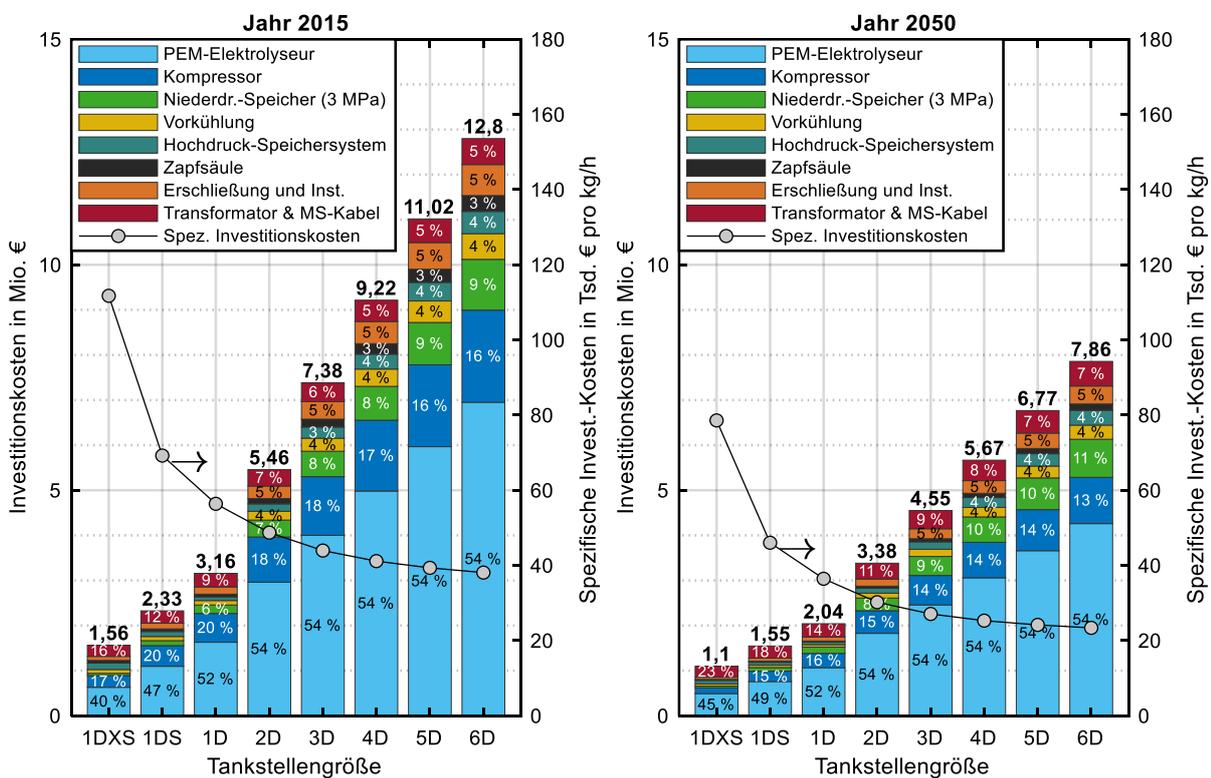


Abbildung 18: Investitionskosten von CGH₂-Tankstellen mit Vor-Ort-Elektrolyse.

Aufgrund der hohen Leistung des Elektrolyseurs benötigt bereits die kleinste Tankstelle mit Vor-Ort-Elektrolyse einen Mittelspannungsanschluss (siehe Abbildung 18). An sehr kleinen Tankstellen (1DXS) betragen die Investitionskosten des Elektrolyseurs 40 % (Jahr 2015) bzw. 45 % (Jahr 2050) der gesamten Investitionskosten. Bei großen Tankstellen (2D-6D) betragen sie 54 % (Jahr 2015 und 2050) und somit über die Hälfte der gesamten Investitionskosten. Sehr große Tankstellen (6D) erfordern eine Investitionssumme von 12,8 Mio. € im Jahr 2015 und 7,86 Mio. € im Jahr 2050. Eine hohe Tankstellenauslastung ist somit unabdingbar für einen ökonomischen Betrieb. Analog zu druckförmig belieferten

Tankstellen benötigt die Tankstelle mit Vor-Ort-Erdgasreformierung ab zwei Zapfpunkten einen Mittelspannungsanschluss. Die erforderlichen Speicherkapazitäten sind geringer als bei Tankstellen mit druckförmig angeliefertem Wasserstoff (siehe Kapitel 3.4.2.2). Somit sind die Investitionskosten von Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion (ohne Produktionsanlage) geringer als von Tankstellen mit gasförmig angeliefertem Wasserstoff. Die Investitionskosten von LH₂-Tankstellen (siehe Abbildung 19) sind im Vergleich zu CGH₂-Tankstellen deutlich niedriger. Dies liegt an den unterschiedlichen Anforderungen bzgl. Speicherung, Verdichtung und Temperierung. Im Vergleich zu Druckwasserstoff bei Drücken von 20 MPa bzw. 5 MPa und Umgebungstemperatur weist Flüssigwasserstoff eine hohe Dichte auf. Wasserstoff direkt aus der flüssigen Phase auf Drücke bis 90 MPa zu verdichten erfordert eine geringe Volumenreduzierung. Im Vergleich zu Druckwasserstoffkompressoren mit Verdichtungsverhältnissen von bis zu 180 (0,5 MPa auf 90 MPa) ist die Geometrieforderung an die HD-Pumpe gering. Aufgrund der geringen Volumenänderung und der niedrigen Temperatur des Wasserstoffs muss kein mehrstufiger Verdichtungsprozess mit Zwischenkühlung angewendet werden. Der Flüssigspeicher ist vor allem an großen Tankstellen deutlich günstiger als der Druckspeicher (insbesondere der 20 MPa-Speicher). Ein weiterer Einflussfaktor der niedrigen Investitionskosten von Flüssigwasserstofftankstellen ist das Thermomanagement. Im Gegensatz zu CGH₂-Tankstellen muss der Wasserstoff an LH₂-Tankstellen nicht heruntergekühlt, sondern erwärmt werden. Um den kalten Wasserstoff nach Austritt aus der HD-Pumpe zu erwärmen, können ein kostengünstiger Luftwärmeübertrager und ggfs. ein kostengünstiger elektrischer Heizer eingesetzt werden. Ein weiterer Faktor ist, dass alle Größenklassen an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden können. Die aktuellen (Jahr 2015) Investitionskosten variieren von 0,66 Mio. € (1DS) bis 3,06 Mio. € (6D).

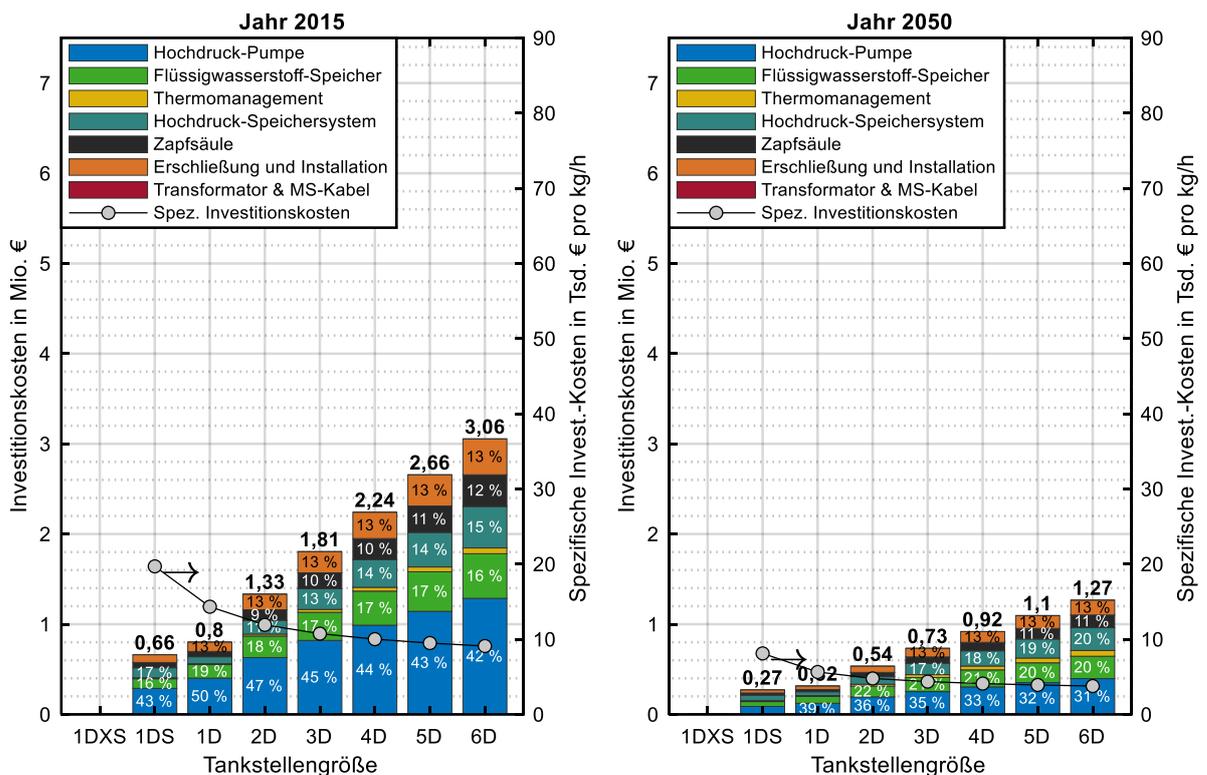


Abbildung 19: Investitionskosten von flüssig belieferten H₂-Tankstellen.

Die Analyse ergibt zukünftige Investitionskosten in Höhe von 0,27 Mio. € (1DS) bis 1,27 Mio. € (6D). Die erwartete Kostenreduktion von LH₂-Tankstellen ist höher als die von CGH₂-Tankstellen. Dies liegt daran, dass die LH₂-Tankstellentechnologie derzeit weniger etabliert als die CGH₂-Tankstellentechnologie ist. Beispielsweise besteht für HD-Pumpen Verbesserungspotenzial bei der Lebensdauer. Für das Jahr 2015 wird mit einer Lebensdauer von nur 10 Jahren, für das Jahr 2050 dagegen mit einer Lebensdauer von 20 Jahren gerechnet.

Die spezifischen Kosten beziehen sich auf eine Außentemperatur von 12 °C. Zur Kostenberechnung beider Zeithorizonte wurden dieselben Energiekosten angesetzt, um das Kostenreduktionspotenzial, das aus sinkenden Technologiekosten und technologischer Verbesserungen resultiert, transparent zu machen. Abbildung 20 zeigt die spezifischen Kosten druckförmig beliefeter Tankstellen mit einem ND-Speicher von 5 MPa bzw. 20 MPa im Jahr 2015. Die spezifischen Kosten der Tankstelle mit 20 MPa-Speicher sind etwas niedriger als die spezifischen Kosten einer Tankstelle mit 5 MPa-Speicher. Die höheren Wertverlust- und Kapitalbindungskosten der Tankstelle mit 20 MPa-Speicher werden durch niedrigere Kosten für die Kompression überkompensiert. Die kleinsten Tankstellen verursachen bei einer Auslastung von 100 % Kosten in Höhe von 2,28 €/kg (5 MPa-Speicher) bzw. 2,34 €/kg (20 MPa-Speicher). Dagegen liegen die Kosten der größten Tankstelle bei 1,10 €/kg (5 MPa-Speicher) bzw. 1,04 €/kg (20 MPa-Speicher). Der Kompressor trägt den höchsten Anteil an den spezifischen Kosten. Dagegen ist der Kosteneinfluss der Mittelspannungsanbindung sehr gering.

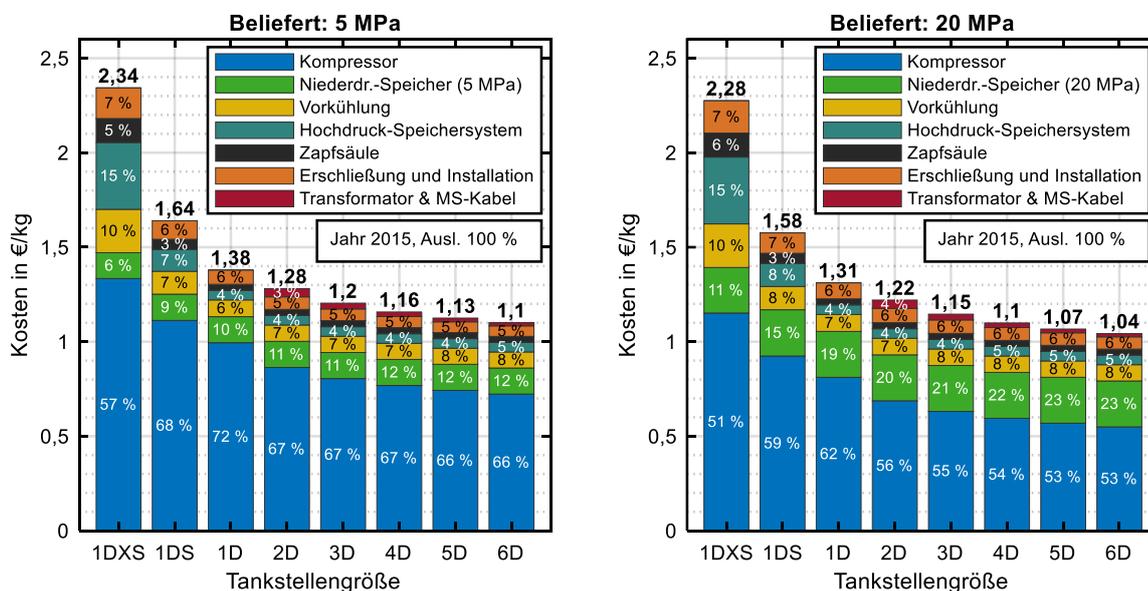


Abbildung 20: Spezifische Kosten von CGH₂-Tankstellen mit 5 und 20 MPa-Speicher.

Laut Berechnungsergebnissen sinken die Kosten der kleinsten Tankstelle auf 1,29 €/kg (5 MPa-Speicher) bzw. 1,16 €/kg (20 MPa-Speicher) bis zum Jahr 2050. Für die größte Tankstelle wird eine Kostenreduktion auf 0,76 €/kg (5 MPa-Speicher) bzw. 0,63 €/kg (20 MPa-Speicher) ermittelt. Die absolute Kostendifferenz pro abgegebener Wasserstoffmenge zwischen Tankstellen mit einem ND-Speicher von 5 bzw. 20 MPa ist für das Jahr 2050 sogar höher als für das Jahr 2015. Dies liegt am nahezu konstant bleibenden Kompressionskostenvorteil der 20 MPa-Tankstelle, während der Speicherkostenvorteil der 5 MPa-Tankstelle, aufgrund sinkender Speicherkosten, geringer wird. Die Kosten von Tankstellen mit Elektrolyse vor Ort (ohne Produktionsanlage) liegen im Jahr 2015 bei 2,33 €/kg (1DXS) bzw. 1,03 €/kg

(6D) und sinken auf 1,29 €/kg (1DXS) bzw. 0,70 €/kg bis zum Jahr 2050. Aufgrund der hohen Strombezugsmengen (zusammen mit Elektrolyseur) können bei diesem Tankstellenkonzept die niedrigsten Strombezugpreise realisiert werden. Die Kosten von Tankstellen mit Erdgasreformierung vor Ort (ohne Produktionsanlage) liegen im Jahr 2015 bei 2,36 €/kg (1DXS) bzw. 1,10 €/kg (6D) und fallen bis zum Jahr 2050 auf 1,31 €/kg bzw. 0,76 €/kg. Wie bereits die Investitionskosten sind auch die spezifischen Kosten von LH₂-Tankstellen deutlich geringer als von CGH₂-Tankstellen (vergleiche Abbildung 21 und Abbildung 20).

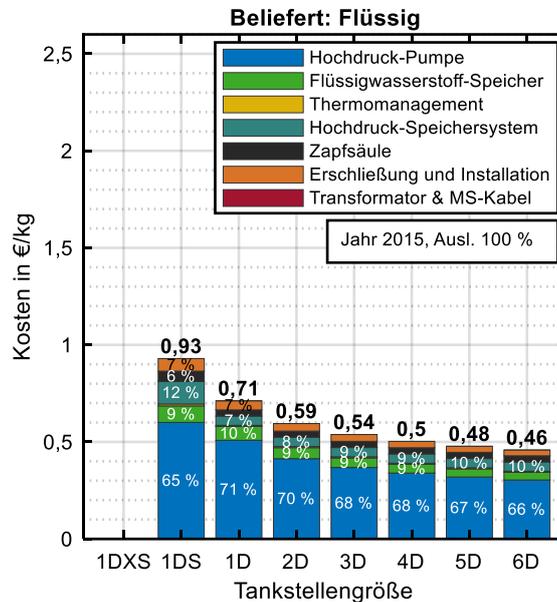


Abbildung 21: Spezifische Kosten von LH₂-Tankstellen.

Bei einer Auslastung von 100 % fallen im Jahr 2015 Kosten in Höhe von 0,93 €/kg für die kleinste und 0,46 €/kg für die größte Tankstelle an (siehe Abbildung 21). Für das Jahr 2050 werden Kosten in Höhe von 0,32 €/kg für die kleinste und 0,18 €/kg für die größte Tankstelle ermittelt. Die Abbildung 22 zeigt die spezifischen Kosten einer Tankstelle mit 20 MPa-Niederdruckspeicher bei unterschiedlichen Auslastungen für das Jahr 2015 (links) und für das Jahr 2050 (rechts).

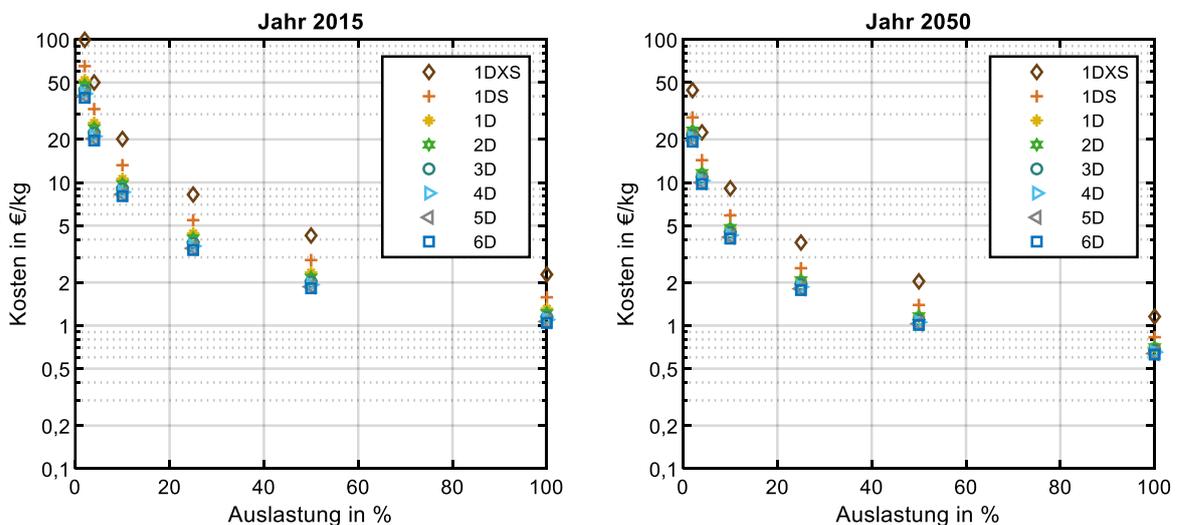


Abbildung 22: Spezifische Kosten von CGH₂-Tankstellen mit 20 MPa-Speicher abhängig der Auslastung.

Die spezifischen Kosten steigen mit sinkender Auslastung deutlich an. Von der Wasserstoffabgabemenge unabhängige Kosten werden bei geringer Auslastung einer geringen Wasserstoffmenge zugeordnet. Wie in Kapitel 3.4.1.4 erläutert, werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten über einen Proportionalitätsfaktor zu den Investitionskosten berechnet und sind somit unabhängig von der Auslastung. In der Literatur ist dies ein etabliertes Berechnungskonzept. In der Realität setzen sich die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten vermutlich aus zeit- und betriebsstundenabhängigen Komponenten zusammen. Da in der Literatur verfügbare Werte ausschließlich zeitbezogen sind, können die Kosten der Wartung und Instandhaltung nicht auslastungsabhängig abgebildet werden. Somit können die Wartungs- und Instandhaltungskosten bei geringer Auslastung überbewertet sein. Ein weiterer Grund hoher spezifischer Kosten bei geringer Auslastung sind die Energiekosten. An LH₂-Tankstellen steigen die Boil-Off-Verluste mit sinkender Auslastung.

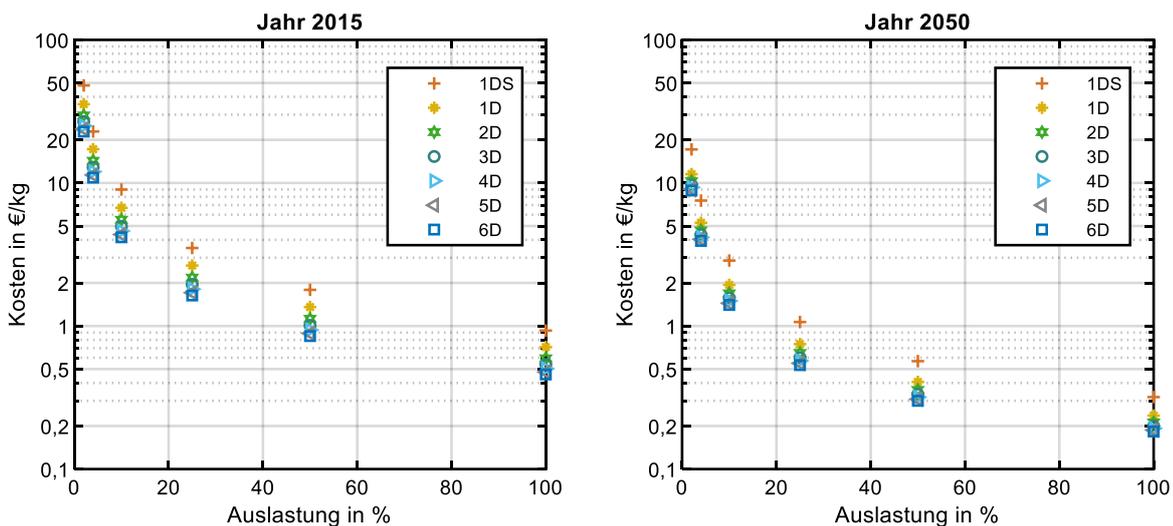


Abbildung 23: Spezifische Kosten von LH₂-Tankstellen abhängig der Auslastung.

An CGH₂-Tankstellen dagegen fallen Standby-Kosten der Vorkühlung an, welche bei geringer Auslastung hohe abgabespezifische Kosten verursachen. Des Weiteren steigen die Strombezugpreise bei allen Tankstellenkonzepten mit sinkender Auslastung. Die spezifischen Kosten von LH₂-Tankstellen (siehe Abbildung 23) sind bei geringen Auslastungen niedriger als von CGH₂-Tankstellen (siehe Abbildung 22). Somit weisen LH₂-Tankstellen sowohl bei niedrigen als auch hohen Auslastungen niedrigere spezifische Kosten als CGH₂-Tankstellen auf. Eine Übersichtstabelle mit den Investitionskosten und spezifischen Kosten der verschiedenen Tankstellenkonzepte kann Mayer et al. [16] entnommen werden. Bei den Tankstellen mit Wasserstoffproduktion vor Ort sind die Kosten der Produktionsanlage in der Übersichtstabelle nicht enthalten und die Kosten für Transformator und Kabel sind der restlichen Tankstelle, anhand der Anschlussleistung, zugeordnet.

4 Wasserstoffinfrastruktur und -transport

4.1 Einleitung

Um Wasserstofftankstellen mit Wasserstoff zu versorgen gibt es zwei unterschiedliche Konzepte. Das erste Konzept ist, die Tankstellen mit zentral produziertem Wasserstoff zu versorgen und das zweite Konzept ist, den Wasserstoff vor Ort über Elektrolyse oder sonstige Produktionsverfahren zu erzeugen. Der Vorteil der Vor-Ort-Produktion ist, dass ein bereits bestehendes Verteilnetzwerk (Stromnetze bzw. Gaspipelines) genutzt werden kann. Im Vergleich zur zentralen Produktion nachteilig sind jedoch die hohen spezifischen Investitionskosten der kleinen Produktionsanlagen sowie die hohen Energiebezugskosten aufgrund der geringen Bezugsmengen. Jedoch entfallen bei Tankstellen mit Wasserstoffproduktion vor Ort die Transportkosten. Somit hängt die ökonomische Vorteilhaftigkeit der beiden Konzepte von mehreren Faktoren wie der Kostenstruktur des Energiemarktes, den Produktionskapazitäten, den Distanzen der Tankstellen zu den Produktionsanlagen usw. ab.

In Deutschland wurde im Rahmen von Programmen wie der CEP (Clean Energy Partnership) [77] und der H2 Mobility [78] mit dem Wasserstoffinfrastrukturaufbau begonnen. Um Fahrern von BZ-Fahrzeugen ein deutschlandweit zufriedenstellendes Tankstellennetz zu bieten, sind jedoch viele zusätzliche Wasserstofftankstellen erforderlich. Zudem werden zusätzliche Wasserstoffproduktionsanlagen benötigt. In dieser Dissertation wird ermittelt, wie eine optimale Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland aussehen könnte. Dies umfasst Wasserstoff, der in Deutschland produziert und an BZ-Fahrzeuge abgegeben wird (siehe Kapitel 2.1).

Vor Beginn der Analyse wird zunächst der Stand der Wissenschaft betrachtet. Es konnten einige Studien ermittelt werden, in denen die Transportkosten ohne geographisches Modell ermittelt werden (siehe u. a. [13, 20, 79]). Die Transportstrecken stellen somit einen Eingangswert in die Berechnung dar. Stiller et al. [80] dagegen erstellen Wasserstoffinfrastrukturszenarien für Norwegen mithilfe eines räumlichen Modells. Die Szenarien umfassen die Produktion, Distribution und tankstellenseitige Abgabe des Wasserstoffs. Es wird angenommen, dass zuerst Oslo und anschließend andere Regionen mit Wasserstoff versorgt werden. Ab dem Jahr 2040 haben alle Regionen Zugang zu Wasserstoff. In allen Regionen wird derselbe Anteil an BZ-Fahrzeugen am Gesamtfahrzeugbestand angenommen. Die Regionen werden durch Korridore verbunden. Die Platzierung der Tankstellen innerhalb einer Region erfolgt unter Minimierung der durchschnittlichen Distanzen der Fahrzeuge zur nächsten Tankstelle. Neben einer Pipeline berücksichtigen Stiller et al. LKWs mit Druckspeicher als Transportoption. Die Verteilung des Wasserstoffs mit einem Flüssigspeicher wird in der Studie nicht analysiert. Als Ergebnis werden durchschnittliche Kosten und Emissionen von Szenarien mit mehreren Produktionsverfahren und Distributionsoptionen dargestellt. Ein systematischer Vergleich spezifischer Wasserstoffprozessketten erfolgt nicht.

In der Studie von Krieg [22] wird ein Pipelinesystem zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff simuliert. Den Wasserstoffbedarf für das Jahr 2050 ermittelt Krieg auf Landkreisebene. Dieser ergibt sich durch die Anzahl zugelassener Fahrzeuge, einem angenommenen Anteil an BZ-Fahrzeugen von 70 %, einem Wasserstoffverbrauch von 1 kg pro 100 km und einer spezifischen Fahrleistung von 12.000 km pro PKW. Als potentielle Wasserstofftankstellen werden die bestehenden, konventionellen Tankstellen verwendet. Jeder Tankstelle wird eine bundesweit gemittelte Absatzmenge von 1.500 kg/Tag zugewiesen. Die ermittelte Anzahl von 9.860 Wasserstofftankstellen liegt unter der Anzahl konventioneller Tankstellen in Deutschland.

Die ebenfalls in Kapitel 2.2 aufgeführte Studie von Reuß et al. [17] baut u. a. auf den Analysen von Krieg [22] auf und analysiert die Wasserstoffverteilung in Deutschland mit einem geographischen Modell. Es wird ein Straßenraster (DLM1000) mit Knoten und Kanten verwendet. Neben Autobahnen werden auch weitere Straßen berücksichtigt. Vereinfachend wird angenommen, dass die Durchschnittsgeschwindigkeit der LKWs bei 60 km/h auf Autobahnen und bei 30 km/h auf sonstigen Straßen liegt. Als Optimierungskriterium wird die Zeit gewählt, welche minimiert wird.

In dieser Dissertation werden die optimalen Tankstellenstandorte und -kapazitäten über den ortsabhängigen Wasserstoffbedarf, gesamtheitlich für Deutschland, ermittelt. Dies soll unter Verwendung routingfähiger Verkehrsdaten erfolgen. Die Ermittlung der Positionierungen und Kapazitäten der Produktionsanlagen sowie die Ermittlung der Auslieferungsrouten der LKWs sollen ebenfalls mithilfe geographischer und verkehrstechnischer Informationen erfolgen. Teile des Inhalts der Kapitel 4.2 bis 4.5 wurden bereits von Mayer et al. [81] veröffentlicht.

4.2 Prognose des Wasserstoffbedarfs

Die zukünftige Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen stellt hauptsächlich einen Diffusionsprozess dar, indem Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden. Laut Ngumkeu [82] sind die Gompertz- und Logistische Kurve in der Wissenschaft etablierte mathematische Beschreibungen für Entwicklungsprozesse wie bspw. Diffusionsprozesse. Ngumkeu vergleicht beide Ansätze basierend auf empirischen Werten von Traktorbesitzern in Spanien (1951-1976) sowie dem Autobestand in den Niederlanden (1965-1989). Ergebnis der Studie ist, dass sich die Anzahl an Traktorbesitzern eher mithilfe einer Logistischen Kurve, der Autobestand jedoch eher mithilfe einer Gompertz-Kurve beschreiben lässt. Da der konkrete Anwendungsfall inhaltlich eine höhere Übereinstimmung mit dem Fahrzeugbestand in den Niederlanden aufweist, wird analog zu Haiber [83] eine Gompertz-Kurve zur mathematischen Beschreibung des Markthochlaufszenarios angewendet. Formel 24 beschreibt den Marktanteil (M_t) mithilfe der Regressionsparameter a (oberer Grenzwert), b (zeitliche Verschiebung) und c (Wachstumsrate) sowie der Zeit (t).

$$M_t = a \exp(-be^{-c t})$$

Formel 24

Ermittelt wird ein HochlaufszENARIO des Anteils der Elektrofahrzeuge an den jährlichen Neuzulassungen in Deutschland. Die Regression (Methode der kleinsten Quadrate) wird mit Eingangsdaten der Jahre 2015 bis 2017 (empirische Werte) sowie 2025 und 2050 durchgeführt (siehe Tabelle A 14 im Anhang). Es wird angenommen, dass der Zielwert des Marktanteils in Höhe von 50 % im Jahr 2050 erreicht wird. Um den Verschiebungsfaktor b in einer moderaten Größenordnung zu halten, wird die Variable t in Formel 24 durch $(t-2.000)$ ersetzt, was keinerlei Auswirkungen auf oberer Grenzwert a und Wachstumsrate c hat. Das Regressionsergebnis ist in Abbildung 24 (links) dargestellt.

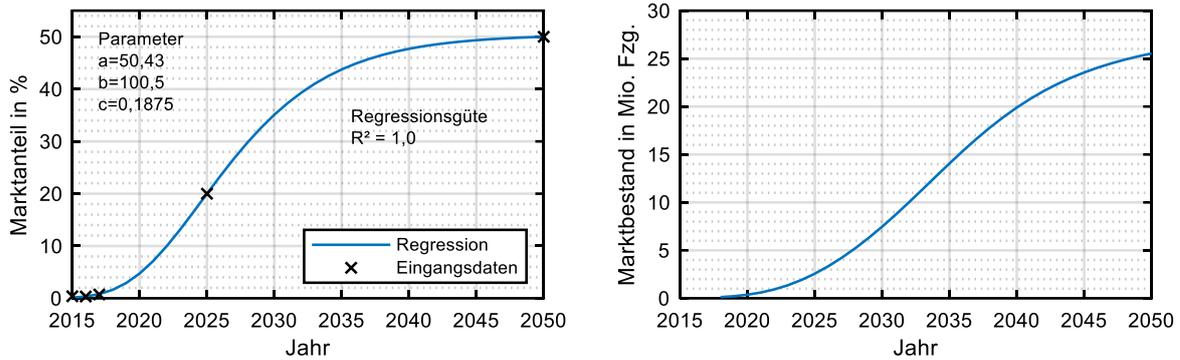


Abbildung 24: Marktanteil und -bestand von Elektrofahrzeugen in Deutschland.

Der Marktbestand an Elektrofahrzeugen (siehe Abbildung 24, rechts) ergibt sich durch Multiplikation des Marktanteils von Elektrofahrzeugen mit den jährlichen Neuzulassungen aller PKWs sowie der Berücksichtigung einer zeitverzögerten Verschrottung nach 15 Jahren. Zur Bestimmung der jährlichen Neuzulassungen aller PKWs wird vereinfachend angenommen, dass ein fünfzehntel des aktuellen PKW-Fahrzeugbestands (aufgrund Verschrottung) sowie die Bestandsveränderung neu zugelassen wird. Diese Vereinfachung bedeutet, dass stets mit derselben Lebensdauer der Fahrzeuge gerechnet wird und dass die zeitliche Verzögerung zwischen Marktein- und austritt unberücksichtigt bleibt. Die zukünftige Entwicklung des PKW-Fahrzeugbestands wird über die Veränderung der Gesamtfahrleistung aller PKWs beschrieben. Zur Generierung der Gesamtfahrleistung bis zum Jahr 2050 wird eine lineare Inter- und Extrapolation der Eingangsdaten durchgeführt. Die verwendeten Daten können Tabelle A 14 des Anhangs entnommen werden.

Den realen Kraftstoffverbrauch von BZ-Fahrzeugen zu prognostizieren ist aus mehreren Gründen herausfordernd. Neben Verbesserungen des BZ-Antriebstrangs (Wirkungsgrad, Gewicht usw.) müssen auch Verbesserungen bezüglich des Fahrzeugs (Luftwiderstandsbeiwert, Gewicht, Rollwiderstand) sowie die Zusammensetzung des zukünftigen Fahrzeugmarktes prognostiziert werden. Daher wird in dieser Arbeit ein einfacher Ansatz gewählt. Trotz geringer empirischer Vergangenheitswerte wird eine Regression (Potenzfunktion, Methode der kleinsten Quadrate) mit Trendextrapolation durchgeführt. Dazu werden Fahrzeugverbräuche gemäß NEFZ (Neuer Europäischen Fahrzyklus) verwendet. Da die Verbräuche einen Flottendurchschnitt repräsentieren sollen, werden lediglich Fahrzeuge der mittleren Fahrzeugsegmente (Mittelklasse usw.) verwendet. Somit werden BZ-SUVs wie z. B. der GM Motors HydroGen 4 oder Hyundai ix35 Fuel Cell nicht berücksichtigt. Der Verbrauch (V) wird über eine Potenzfunktion (siehe Formel 25) beschrieben. Die zur Regression und Trendextrapolation verwendeten Daten sind in Tabelle A 13 im Anhang aufgeführt. Das Regressionsergebnis ist in Abbildung 25 (links) dargestellt. Aufgrund der geringen Anzahl an Regressionswerten und dem hohen Extrapolationszeitraum ist die Prognose mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Im konkreten Anwendungsfall dient das entwickelte Szenario jedoch nur der Bestimmung des Kraftstoffbedarfs im Markt zum systematischen Vergleich von Druck- und Flüssigwasserstoff.

$$V(t) = a * (t - b)^c$$

Formel 25

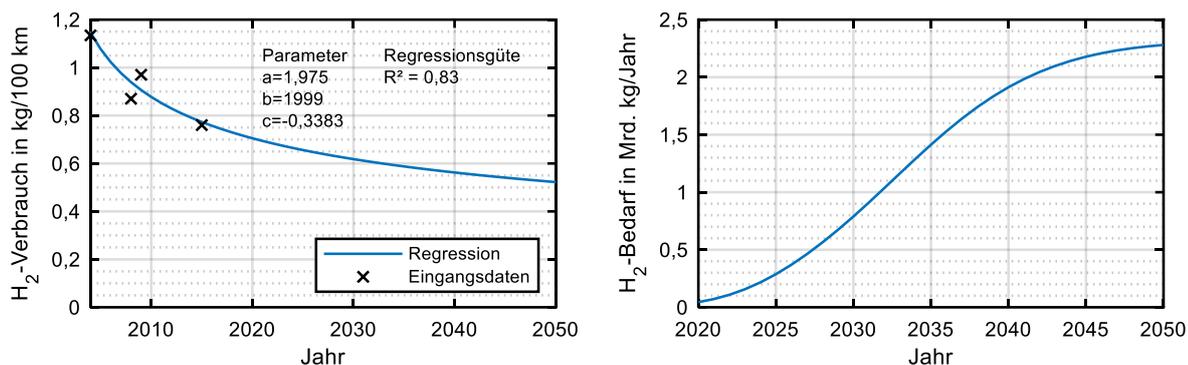


Abbildung 25: Kraftstoffverbrauch BZ-Fahrzeug und Wasserstoffbedarf in Deutschland.

Um realitätsnähere Verbrauchswerte von den Zertifizierungswerten (Ermittlung auf Rollenprüfstand) abzuleiten wird ein Mehrverbrauch von 22 % gemäß Kreyenberg [84] hinzugerechnet. Unter der Voraussetzung, alle Elektroautos seien BZ-Fahrzeuge, ergibt der Elektroauto-Bestand, die jährliche Fahrleistung in Höhe von 14.015 km pro Jahr gemäß KBA [85] sowie der Wasserstoffverbrauch der BZ-Fahrzeuge die in Deutschland benötigte Wasserstoffmenge (siehe Abbildung 25, rechts).

4.3 Bestimmung der erforderlichen Tankstellenerreichbarkeit

Um optimale Standorte von Wasserstofftankstellen zu identifizieren, wird eine Messgröße für den standortabhängigen Wasserstoffbedarf und für potentielle Standorte benötigt. Aktuell (Stand 2018) sind in Deutschland noch sehr wenige BZ-Fahrzeuge im Einsatz. Somit können keine signifikanten Zahlen bezüglich Nutzerverhalten und Fahrzeugverteilung ermittelt werden. Es wird angenommen, dass konventionelle Fahrzeuge teilweise durch BZ-Fahrzeuge ersetzt werden und sich das Nutzerverhalten durch den Technologiewechsel nicht ändert. Fahrzeugseitig ist das legitim, da die Fahrzeugeigenschaften von BZ-Fahrzeugen (Reichweite, Tankzeiten usw.) ein sehr ähnliches Nutzerverhalten wie verbrennungsmotorisch angetriebene Fahrzeuge ermöglichen. Daher werden Nutzerverhalten und Fahrzeugverteilung der BZ-Fahrzeuge von konventionellen Fahrzeugen abgeleitet. Als Messgröße für die Ermittlung des ortsabhängigen Wasserstoffbedarfs von BZ-Fahrzeugen werden Standortinformationen (Fahrzeugstarts) am Markt befindlicher Fahrzeuge von Auer et al. [86] verwendet. Dies impliziert einen örtlichen Zusammenhang von Fahrzeugstarts und Betankungen. Spezifische Faktoren der Diffusion von BZ-Fahrzeugen in den Markt, wie beispielsweise Fahrzeugpreis, ortsabhängige Kaufkraft usw. bleiben unberücksichtigt. Analog zu Krieg [22] sind die Standorte konventioneller Tankstellen potentielle Standorte für Wasserstofftankstellen. Die von Berger [87] weiter aufbereiteten Geoinformationsdaten der gjuce GmbH [88] zu konventionellen Tankstellen in Deutschland (14.620 Stück) werden verwendet. In Abbildung 26 sind die GPS-Punkte der konventionellen Tankstellen und Fahrzeuge dargestellt.

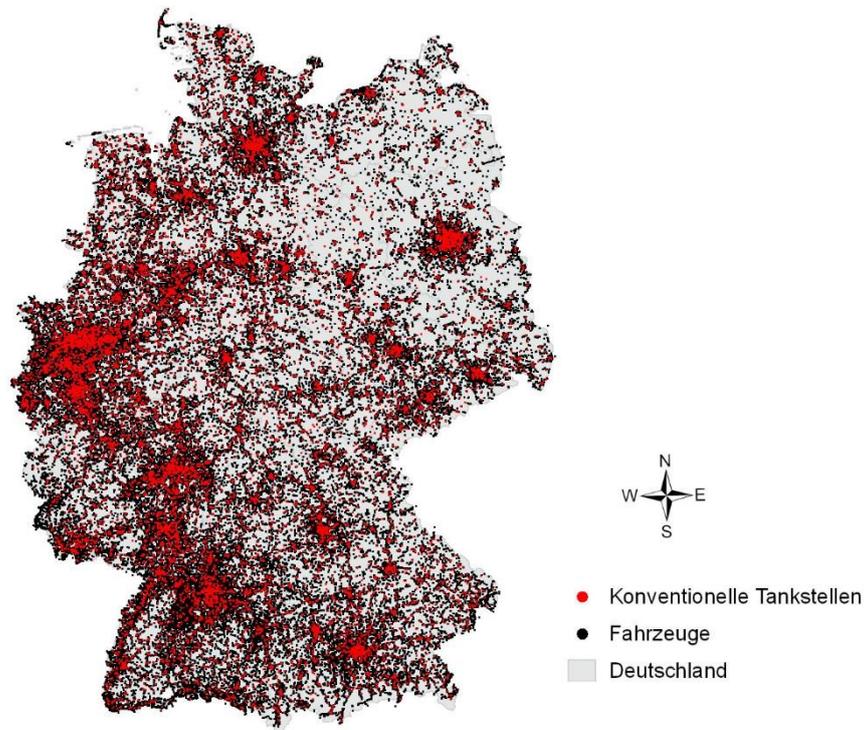


Abbildung 26: Standorte von konventionellen Tankstellen und Fahrzeugen (Quelle: Eigene Darstellung, Daten von Auer [86] und Berger [87]).

Mögliche Kenngrößen zur Beschreibung der Kundenzufriedenheit bezüglich der Tankstelleninfrastruktur sind die maximale Anfahrtszeit bzw. -strecke zur nächstgelegenen Tankstelle. Da die Strecke maßgeblich von äußeren Faktoren wie der Höchstgeschwindigkeit der Straßen, Anzahl an Ampeln usw. abhängt, wird die Zeit als Messgröße verwendet. Aufgrund der ähnlichen Nutzung von BZ- und konventionellen Fahrzeugen (siehe oben) wurden Fahrer von konventionellen Fahrzeugen (Anzahl 100) über die maximal akzeptable Fahrzeit zur nächsten Tankstelle befragt. Als Antwortmöglichkeiten standen 3, 5, 7, 10, 15 und 20 min zur Verfügung. Eine maximal akzeptierte Anfahrtszeit von 10 min wurde am häufigsten, eine maximal akzeptierte Anfahrtszeit von 15 min am zweithäufigsten genannt (siehe Abbildung 27, links). Als Kundenzufriedenheit definiert ist, dass die Anfahrtszeit die maximal akzeptierte Anfahrtszeit nicht überschreitet. Eine Anfahrtszeit von maximal 5 min stellt somit 99 % der Kunden von BZ-Fahrzeugen zufrieden (siehe Abbildung 27, rechts). Bei einer Anfahrtszeit von maximal 7 bzw. 10 min liegt die Kundenzufriedenheit bei 83 % bzw. 66 %.

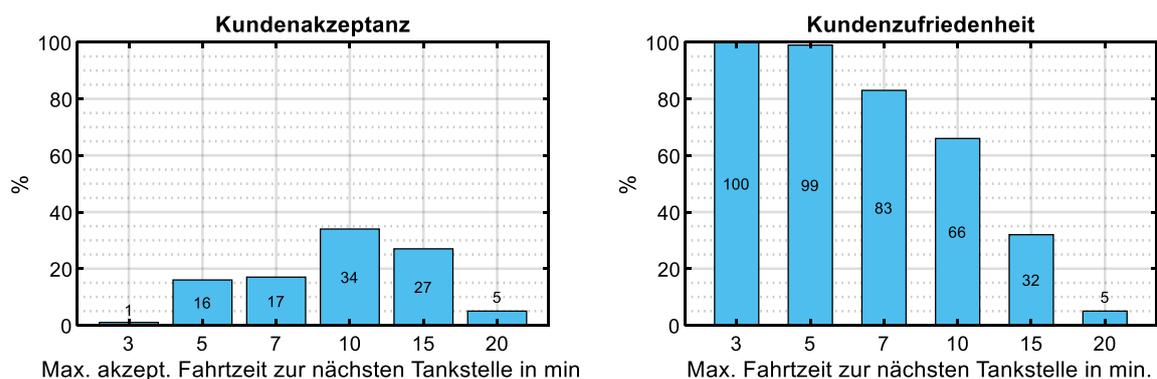


Abbildung 27: Ergebnisse Kundenbefragung zur Tankstellenabdeckung.

4.4 Ermittlung optimaler Standorte

4.4.1 Wasserstofftankstellen

Die Infrastrukturanalyse wird anhand zweier Szenarien durchgeführt. In Szenario 1 wird ein Marktanteil der BZ-Fahrzeuge in Höhe von 50 % für das Jahr 2050 angenommen (Markthochlauf siehe Kapitel 4.2). In Szenario 2 wird untersucht, wie hoch der Marktanteil der BZ-Fahrzeuge im Jahr 2050 mind. sein muss, um eine flächendeckende, Kunden zufriedenstellende Infrastruktur ökonomisch betreiben zu können und wie die Infrastruktur aussieht. Verwendet wird die Software ArcGIS Pro (Version 2.0.1) von ESRI (Environmental Systems Research Institute) mit der Erweiterungstoolbox Network Analyst [89]. Zur Durchführung von Routenberechnungen wird ein Network Dataset von Allmapdata [90] verwendet. Um die Investitions- und spezifischen Tankstellenkosten zu minimieren, wird die Mindestanzahl an Tankstellen ermittelt, die langfristig benötigt wird, um eine gewisse Kundenzufriedenheit (siehe Abbildung 27, rechts) zu erreichen. Das Modell zur optimalen Lokalisierung von Wasserstofftankstellen ist in Abbildung 28 dargestellt.

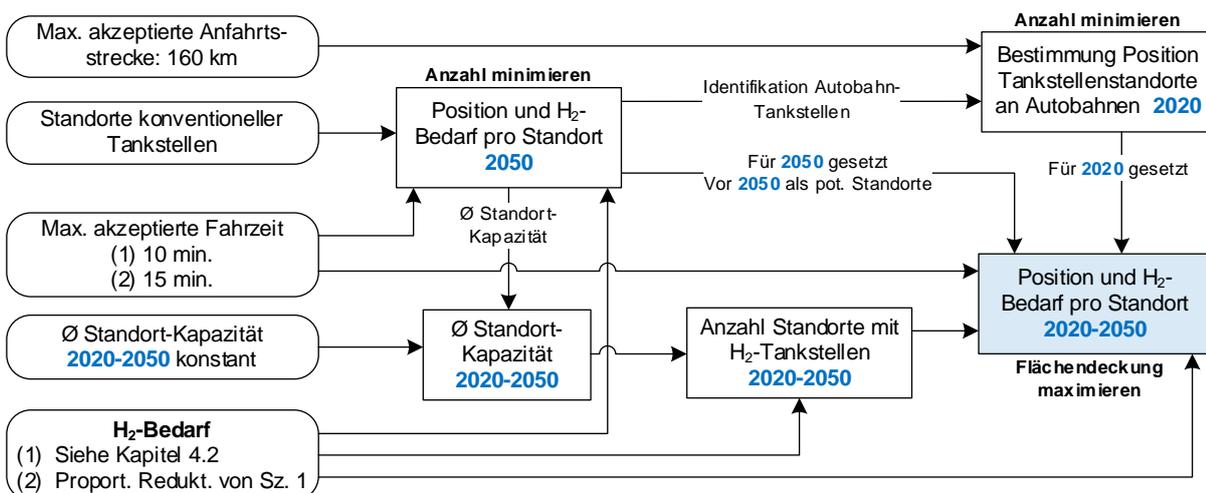


Abbildung 28: Schematische Darstellung der H₂-Tankstellen-Verortung.

Analog zum Fahrzeughochlauf wird als Zielhorizont einer finalen Tankstelleninfrastruktur das Jahr 2050 definiert. Die Analyse beginnt mit der Ermittlung der Mindestanzahl an Tankstellenstandorten, die zur Einhaltung einer maximalen Anfahrtszeit benötigt wird (siehe Abbildung 28, mittig links). Dazu werden die in Abbildung 26 gezeigten GPS-Punkte der konventionellen Tankstellen und Fahrzeuge verwendet. Es wird angenommen, dass der Anteil infrastrukturseitig zufriedengestellter Kunden denselben Marktanteil von BZ-Fahrzeugen ermöglicht. Weitere Faktoren der Kaufentscheidung für ein Fahrzeugkonzept wie Preis, gesetzliche Regularien usw. bleiben unberücksichtigt. Um eine Zufriedenheitsquote von 50 % zu erhalten, muss eine maximale Anfahrtszeit zwischen 10 und 15 min erreicht werden (siehe Abbildung 27, rechts). Da keine Kundenzufriedenheitswerte zwischen 10 und 15 min vorliegen, wird 10 min für die Analyse ausgewählt. Der Solver (Allokationsmethode: „Einrichtungen minimieren“ in ArcGIS [91]) ermittelt ein minimales Tankstellennetz gesamtheitlich für Deutschland zur Erfüllung dieser Anforderung. Fahrzeuge bzw. GPS-Punkte, die keinen potentiellen Tankstellenstandort innerhalb der maximalen 10 min erreichen, bleiben bei der Ermittlung des minimalen Wasserstoff-Tankstellennetzes unberücksichtigt. Dies betrifft lediglich Fahrzeuge in ländlichen Regionen, die auch aktuell keine konventionelle Tankstelle innerhalb der 10 min erreichen. Im Jahr 2050 werden laut Simulationsergebnis 5.312 Standorte mit Wasserstofftankstellen benötigt, um eine Anfahrtszeit von max. 10 min zu realisie-

ren. Die Analyse liefert neben den Standort-Positionen ebenfalls die Information, wie viele Bedarfspunkte (GPS-Punkte) den ausgewählten Tankstellenstandorten zugeordnet sind. Kriterium der Zuordnung ist die geringste Anfahrtszeit von Bedarfspunkt zur nächsten Tankstelle. Bedarfspunkte außerhalb der max. Anfahrtszeit bleiben unberücksichtigt. Zusammen mit dem gesamten Wasserstoffbedarf (siehe Abbildung 28, unten links) kann der jeweilige Wasserstoffbedarf der ausgewählten Standorte somit ermittelt werden.

Im Gegensatz zu konventionellen Tankstellen sind Wasserstofftankstellen kostenintensiv. Sowohl die Investitionsausgaben als auch die Betriebskosten (Strom- und Wartungskosten) sind deutlich höher als von konventionellen Tankstellen. Je geringer die Wasserstoffabgabekapazität und Auslastung, desto höher werden die abgabespezifischen Kosten. Die Bereitschaft der Kunden, in urbanen Gegenden mehr für Wasserstoff zu bezahlen als in Städten, entscheidet über einen ökonomischen Betrieb dieser Tankstellen. Dies wiederum hängt von Faktoren wie der Kostenstruktur und dem Kundennutzen alternativer Fortbewegungsmittel ab. Vereinfachend wird angenommen, dass ein ökonomisch rentabler Betrieb bis zu einer Auslastung von 50 % erfolgen kann. Standorte, deren erforderliche Kapazität kleiner als 50 % der kleinsten Tankstellenkapazitätsgröße (siehe Tabelle 1) ist, entfallen. Eine Zuordnung des nicht abgedeckten Wasserstoffbedarfs auf die restlichen Tankstellen erfolgt nicht, da der Prozess ansonsten iterativ gestaltet werden müsste. Von den 5.312 ermittelten Standorten entfallen laut Simulation 230 Standorte aufgrund zu geringer Kapazität. Somit verbleiben 5.082 Tankstellenstandorte im Jahr 2050. Der nicht berücksichtigte Wasserstoffbedarf ist vernachlässigbar gering (< 0,2 %).

Im Modell von Reuß et al. [17] wird, bei einem Anteil von 50 % BZ-Fahrzeugen in Deutschland, eine erforderliche Anzahl von 8.096 Tankstellen ermittelt. Die höhere Anzahl an Tankstellen im Vergleich zu dieser Dissertation ermöglicht somit eine geringere, maximale Anfahrtszeit zur nächstgelegenen Tankstelle. Sinkende Tankstellenkapazitäten resultieren jedoch in steigenden spezifischen Kosten.

Nachdem die Standorte für das Jahr 2050 identifiziert sind, werden die Standorte für die Jahre 2020, 2030 und 2040 ermittelt. Da aktuell (März 2018) noch sehr wenige Wasserstofftankstellen in Deutschland existieren und zudem ein ideales Tankstellennetz ermittelt werden soll, bleiben die im Bau bzw. Betrieb befindlichen Wasserstofftankstellen und die Pläne der H2 Mobility [78] unberücksichtigt. Die Anzahl der benötigten Standorte in den Stützjahren vor dem Jahr 2050 kann über den Wasserstoffbedarf am Markt sowie die durchschnittliche Kapazität pro Tankstelle ermittelt werden (siehe Abbildung 28, unten). Es wird angenommen, dass die durchschnittliche Tankstellenkapazität in allen Stützjahren gleich groß ist wie im Jahr 2050 ist. Somit ergibt sich die in Tabelle 7 dargestellte Anzahl an Tankstellenstandorten.

Tabelle 7: Anzahl H₂-Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 1).

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anzahl	100	1758	4263	5082

Die für das Jahr 2050 ermittelten Standorte bilden die potentiellen Standorte in den Stützjahren davor. In einem Stützjahr ausgewählte Standorte gelten für die weiteren Stützjahre als gesetzt. Um Kunden möglichst früh deutschlandweite Reisen zu ermöglichen und der Reichweitenangst entgegen zu wirken, werden die Wasserstofftankstellen zunächst an Autobahnen platziert. Ziel der Tankstellenplatzierung ist, dass die nächstgelegene (Attribut Strecke) Wasserstofftankstelle von allen Wasserstoffbedarfspunkten (GPS-Punkte) aus mit einem Viertel der maximalen Tankkapazität erreicht werden kann. Analog zu

Kapitel 3 wird mit einer Betankungsmenge von max. 5,6 kg pro BZ-Fahrzeug gerechnet. Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs (siehe Kapitel 4.2) kann die maximale Anfahrsstrecke zur nächstgelegenen Tankstelle berechnet werden. Diese ergibt ca. 160 km für das Jahr 2020. Um die Verortung vorzunehmen, wird zunächst ermittelt, welche der Standorte sich weniger als 200 m von einer Autobahn entfernt befinden. Diese gelten als potentielle Standorte für das erste Grundnetz. Da keine Informationen bzgl. einer möglichen Markt-Diffusion vorliegen, wird angenommen, dass BZ-Fahrzeuge analog zur Fahrzeugverteilung heutiger Fahrzeuge (siehe GPS-Punkte oben) in den Markt eintreten. Somit werden die für das Jahr 2050 verwendeten GPS-Punkte, die von aktuellen Fahrzeugen entstammen, auch in den Stützjahren vor 2050 als Messgröße für den ortsabhängigen Wasserstoffbedarf verwendet. Vom Solver wird ein minimales Netz ermittelt, mit dem die Anfahrsstrecke von max. 160 km für alle Positionen mit Wasserstoffbedarf gewährleistet wird (siehe Abbildung 28, oben). Ziel der weiteren Verteilung ist, mit den neuen Standorten möglichst viele Fahrzeuge innerhalb der max. Anfahrtszeit (10 min in Szenario 1) abzudecken (siehe Abbildung 28, mittig rechts). Dies geschieht durch die Allokationsmethode „Abdeckung maximieren“ in ArcGIS [91]. Das Resultat der Tankstellenverortung ist in Abbildung 29 grafisch dargestellt.

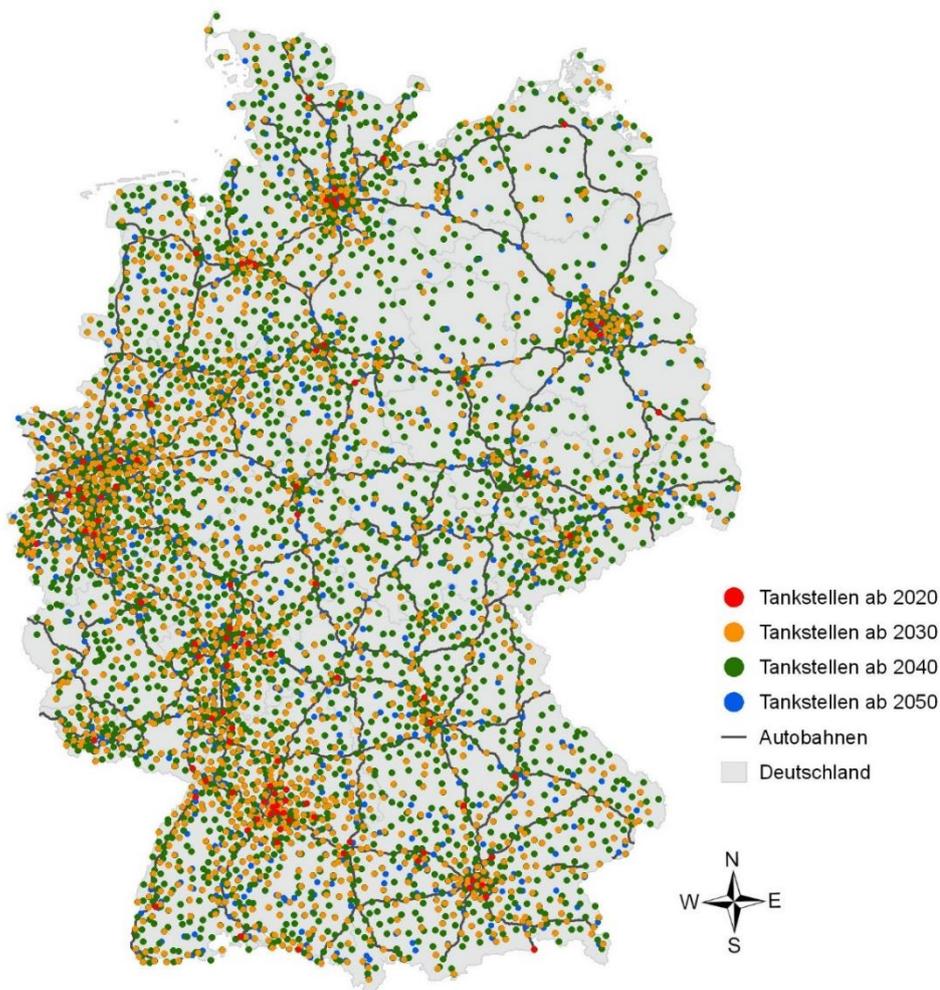


Abbildung 29: Optimierungsergebnis Wasserstoff-Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 1).

Erwartungsgemäß werden die Nicht-Autobahn-Tankstellen im ersten Stützjahr in den großen Städten positioniert, da sich hier die meisten potentiellen Kunden im Umkreis um die Tankstellen befinden. Mit

zunehmender Anzahl an Tankstellen verlagert sich die Erschließung neuer Standorte in Richtung ländlicher Gebiete. Im letzten Stützjahr 2050 werden nur noch ländliche Gebiete bzw. die Randgebiete von Städten neu mit Wasserstofftankstellen erschlossen.

Nachdem die Standorte für alle Stützjahre von Szenario 1 ermittelt wurden, findet eine Einteilung in Tankstellen-Kapazitätsgrößen statt. Über die Zuordnung der GPS-Punkte zum nächstgelegenen (Attribut Zeit) Tankstellenstandort und den Wasserstoffbedarf im Markt kann die benötigte Kapazität ermittelt werden. Es wird stets die Tankstellen-Größenklasse mit geringster Abweichung der Kapazität vom standortspezifischen Wasserstoffbedarf platziert. Übersteigt der standortspezifische Bedarf die Kapazität der größten Tankstelle, so werden mehrere Tankstellen am selben Standort auf Ganzzahl gerundet verortet. Somit kann es nachfolgend zu Unterschieden zwischen der Tankstellen- und Standortanzahl kommen. In Abbildung 30 ist der Wasserstoffbedarf pro Tankstelle und die Einteilung in eine Tankstellen-Kapazitätsgröße sowie die durchschnittliche Kapazität aller Tankstellen jeweils für das Jahr 2020 (links) und 2050 (rechts) dargestellt. Im Jahr 2050 werden 366 zusätzliche Tankstellen (Größe 6D) benötigt, da relativ viele Standorte Wasserstoffmengen über 3.284 kg/Tag erfordern. Dagegen ist die Anzahl an Wasserstofftankstellen mit Kapazitäten von 2.190 kg/Tag (4 Zapfpunkte) bzw. 2.737 kg/Tag (5 Zapfpunkte) relativ gering. Dies könnte daran liegen, dass die geographischen Koordinaten im Zeitpunkt des Fahrzeugstarts als Messgröße für den Wasserstoffbedarf verwendet werden. Spezifische Nutzerverhalten wie beispielsweise Betankungsstopps auf der Fahrt werden nicht explizit berücksichtigt. Die benötigten Tankstellen korrelieren somit stark mit der Bevölkerungsdichte. In sehr dicht besiedelten Gegenden werden mehr Tankstellen benötigt, als es die Flächenabdeckung erfordern würde.

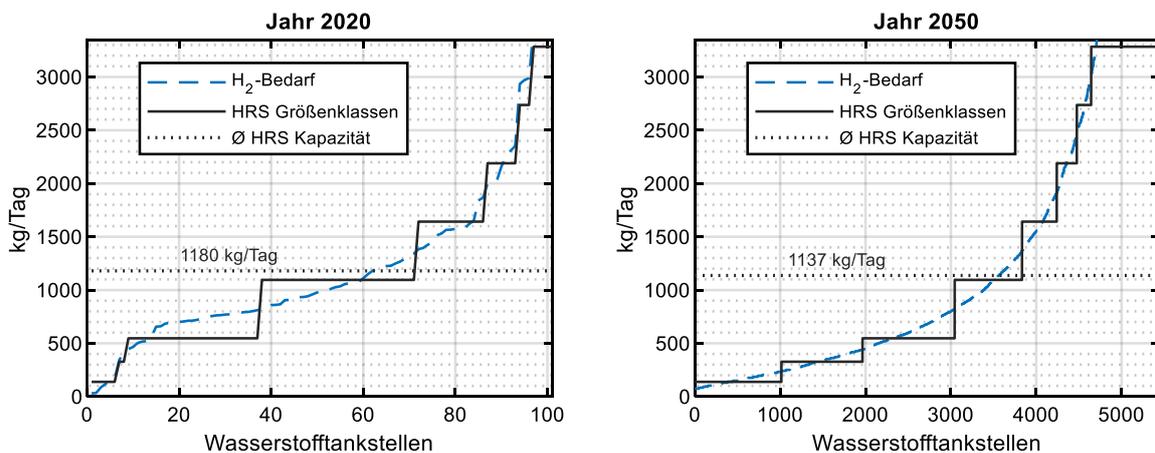


Abbildung 30: Wasserstoffbedarf und Einteilung in Tankstellen-Kapazitätsgrößen (Szenario 1).

Nach Einteilung der Standorte in Größenklassen ergibt sich eine durchschnittliche Tankstellenkapazität von 1.137 kg/Tag im Jahr 2050. Da keine Nutzfahrzeuge betrachtet werden, der fahrzeugspezifische Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2050 aufgrund effizienterer Fahrzeuge sinkt und ein Marktanteil der BZ-Fahrzeuge in Höhe von 50 % angenommen wird, resultieren deutlich weniger Zapfpunkte als heutige, konventionelle Tankstellen aufweisen.

In Szenario 2 (minimaler Marktanteil) soll die Voraussetzung erfüllt sein, dass der Betrieb der Tankstelleninfrastruktur ohne deutliche Mehrkosten – verglichen zu Szenario 1 – erfolgen kann. Die durchschnittliche Tankstellenkapazität in Szenario 1 entspricht ungefähr der Tankstellengröße 2D (Größenklassen siehe Kapitel 3.4.1.1). Wie aus Kapitel 3.4.2.4 ersichtlich ist, steigen die spezifischen Kosten bei Verringerung der Kapazität von 2D auf 1D lediglich moderat an. Bei einer weiteren Verringerung der Kapazität

steigen die spezifischen Kosten bereits deutlich an. Daher wird eine durchschnittliche Tankstellenkapazität von 547 kg/Tag (1D) für Szenario 2 angenommen. Es wird dieselbe Methodik zur Ermittlung der Tankstellenstandorte wie in Szenario 1 angewendet. Unterschiedlich zu Szenario 1 ist jedoch die maximale Anfahrtszeit zur nächsten Tankstelle. Da ein geringerer Anteil an Kunden infrastrukturseitig zufriedengestellt werden muss, kann die max. Anfahrtszeit zur nächsten Tankstelle größer als in Szenario 1 sein. Dies impliziert eine geringere Anzahl an Wasserstofftankstellen. Zusammen mit der geringeren, durchschnittlichen Tankstellenkapazität ergibt sich ein geringerer Marktanteil von BZ-Fahrzeugen. Um vor der umfangreichen Analyse den Marktanteil der BZ-Fahrzeuge abhängig der max. Anfahrtszeit zur nächsten Tankstelle abschätzen zu können, wird eine vereinfachte Berechnung durchgeführt. Über den Marktanteil der BZ-Fahrzeuge in Szenario 1, die Veränderung der durchschnittlichen Tankstellenkapazität sowie die Veränderung der Tankstellenanzahl kann der Marktanteil der BZ-Fahrzeuge in Szenario 2 abgeschätzt werden. Es wird vereinfachend angenommen, dass sich die Anzahl erforderlicher Tankstellen reziprok quadratisch mit der max. Anfahrtszeit verändert. Bei einer max. Anfahrtszeit von 20 min ergibt sich ein Marktanteil von 6,0 %. Somit übersteigt der Marktanteil den Anteil infrastrukturseitig zufriedener Kunden. Bei einer max. Anfahrtszeit von 15 min liegt der Anteil zufriedener Kunden mit 33 % über dem Marktanteil von 10,7 %. Daher wird eine max. Anfahrtszeit von 15 min für Szenario 2 ausgewählt.

Die vom Solver für das Jahr 2050 minimierte Tankstellenanzahl beträgt 2.683. Iterativ wird die Gesamtwasserstoffmenge ermittelt, welche zu einer durchschnittlichen Tankstellenkapazität von 547 kg/Tag führt. Hierbei sind die Einteilung der Tankstellen in Größenklassen, der Wegfall von Standorten mit zu geringem Wasserstoffbedarf und die Mehrfachverortung von Tankstellen an Standorten mit zu hohem Wasserstoffbedarf bereits berücksichtigt. Analog zu Szenario 1 bleibt der Wasserstoffbedarf entfallener Standorte bei der Größeneinteilung unberücksichtigt. Von den ursprünglich 2.683 Standorten entfallen 562 Standorte aufgrund zu geringer Kapazität (ca. 1,8 % des Wasserstoffbedarfs) und 21 zusätzliche Tankstellen werden verortet. Der Reduktionsfaktor auf den Wasserstoffbedarf von Szenario 1 entspricht 0,19. Folglich resultiert ein Marktanteil der BZ-Fahrzeuge in Höhe von 9,5 % für das Jahr 2050. Die Abweichung zur Schätzung vorab in Höhe von 1,2 %-Punkten ist somit gering. Der für 2050 ermittelte Reduktionsfaktor wird für alle Stützjahre angewendet (siehe Abbildung 28, unten links). Somit kann die Wasserstoffbedarfsmenge und letztendlich Standortanzahl (siehe Tabelle 8) für die Stützjahre berechnet werden.

Tabelle 8: Anzahl H₂-Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 2).

Jahr	2020	2030	2040	2050
Anzahl	42	734	1779	2121

Ein Marktanteil der BZ-Fahrzeuge in Höhe von 9,5 % reicht somit aus, um die Infrastruktur rentabel betreiben zu können. Die ermittelten Standorte von Wasserstofftankstellen sind in Abbildung 31 geografisch dargestellt. Es zeigt sich ein ähnliches Verteilungsmuster wie in Szenario 1. Die Tankstellen werden im Jahr 2020 zunächst an den Autobahnen (identisch zu Szenario 1) und städtischen Gebieten platziert. Mit fortlaufender Zeit bzw. Anzahl bereits verorteter Tankstellen werden die zusätzlichen Tankstellen in ländlicheren Gebieten platziert.

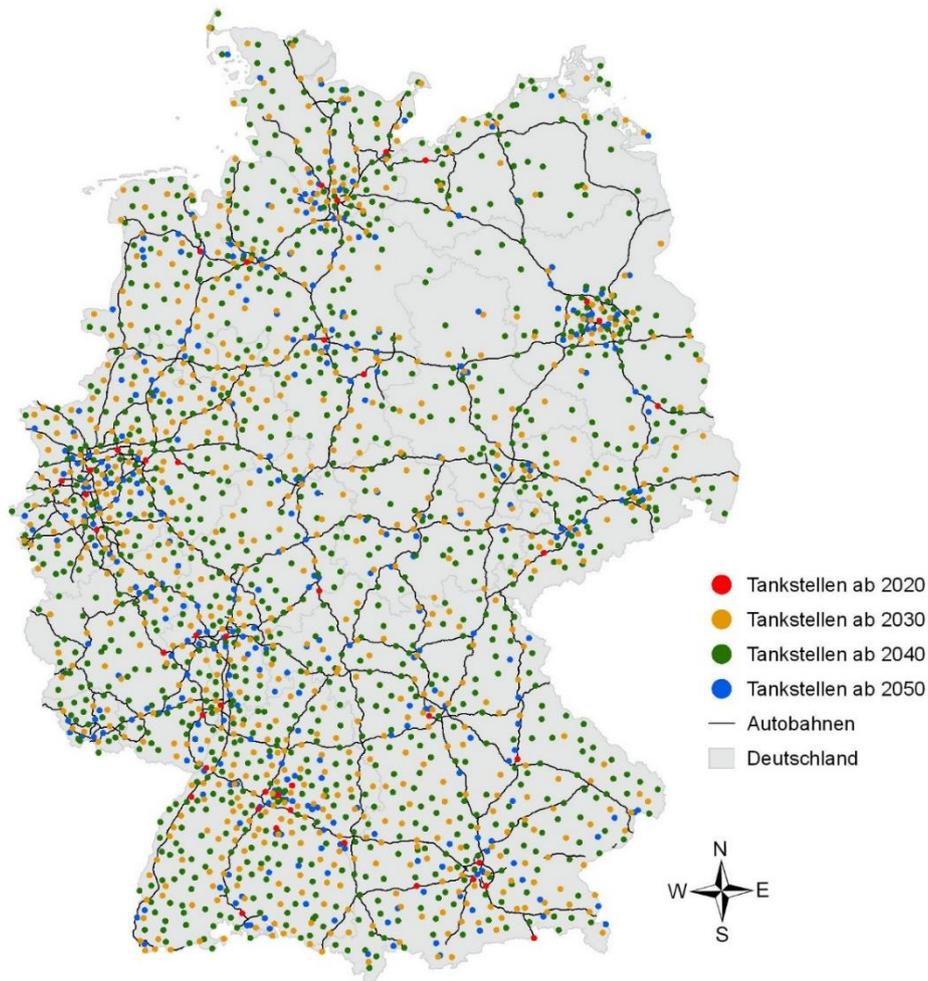


Abbildung 31: Optimierungsergebnis Wasserstoff-Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 2).

Die Abbildung 32 zeigt den Wasserstoffbedarf pro Tankstelle und die Einteilung in eine Tankstellen-Kapazitätsgröße sowie die durchschnittliche Kapazität aller Tankstellen jeweils für die Jahre 2020 (links) als auch 2050 (rechts). Abbildung 33 zeigt die Anzahl an Wasserstofftankstellen für beide Markthochlaufszzenarien, unterteilt in die entsprechenden Kapazitäts-Größenklassen. In Szenario 1 werden im Jahr 2020 am meisten 2D-Tankstellen mit 2 Zapfpunkten und max. 20 Betankungen pro Stunde (34 Stück),

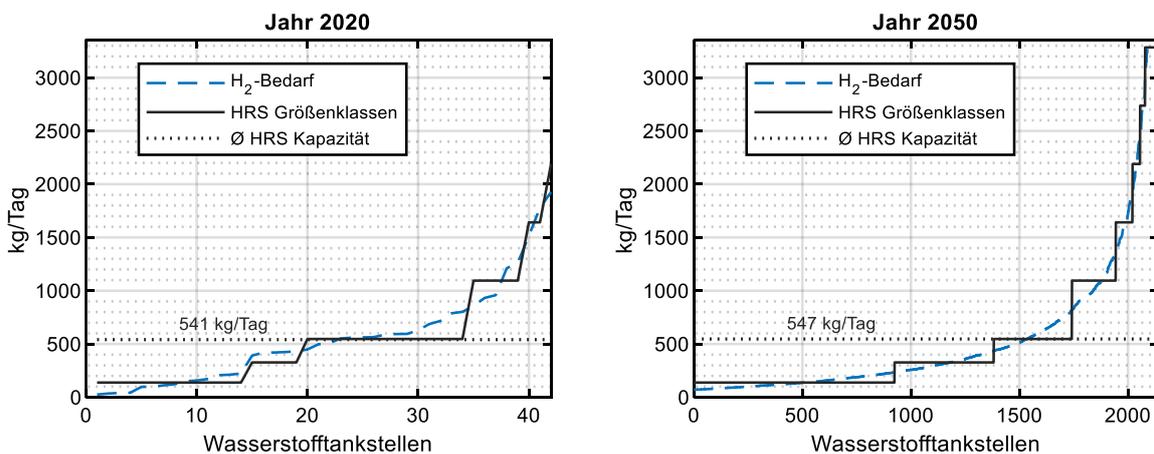


Abbildung 32: Wasserstoffbedarf und Einteilung in Tankstellen-Kapazitätsgrößen (Szenario 2).

gefolgt von 1D-Tankstellen mit einem Zapfpunkt und max. 10 Betankungen pro Stunde (29 Stück) sowie 3D-Tankstellen mit 3 Zapfpunkten und max. 30 Betankungen pro Stunde (15 Stück) verortet (siehe Abbildung 33, links). Die Anzahl benötigter sehr kleiner und sehr großer Tankstellen ist relativ gering. Dies liegt daran, dass die Tankstellen im Jahr 2020, abgesehen der Tankstellen an den Autobahnen, zunächst in städtischen Gebieten positioniert werden. Somit ist der Wasserstoffbedarf der einzelnen Tankstellen gleichmäßiger als in nachfolgenden Stützjahren, in denen auch ländliche Gebiete neu erschlossen werden. Im Jahr 2050 ist die Häufigkeit der neu verorteten Tankstellen der beiden kleinsten Kapazitäten mit max. 2,5 bzw. 6 Betankungen pro Stunde am höchsten, da lediglich noch ländliche Gebiete neu mit Wasserstofftankstellen versorgt werden. Die Standorte inmitten von Ballungsgebieten, an denen bereits im Jahr 2020 Tankstellen platziert werden, weisen im Jahr 2050 einen sehr großen Wasserstoffbedarf auf. Durch die Erschließung neuer Standorte mit Wasserstofftankstellen und dem Markteintritt von BZ-Fahrzeugen ändert sich die Wasserstoffnachfrage der Standorte im Zeitverlauf. Auf den Infrastrukturaufbau übertragen bedeutet dies, dass ein modulares Tankstellenkonzept zur Kapazitätserweiterung bzw. mobile Tankstellen zur Standortänderung von Vorteil wären. In Szenario 2 werden im Jahr 2020 am meisten 1D-Tankstellen (15 Stück), gefolgt von sehr kleinen 1DXS-Tankstellen mit einem Zapfpunkt und max. 2,5 Betankungen pro Stunde (14 Stück) verortet (siehe Abbildung 33, rechts). Wie auch in Szenario 1 werden in Szenario 2 im letzten Stützjahr (2050) am meisten sehr kleine Tankstellen (1DXS), hauptsächlich in ländlichen Gebieten, neu platziert.

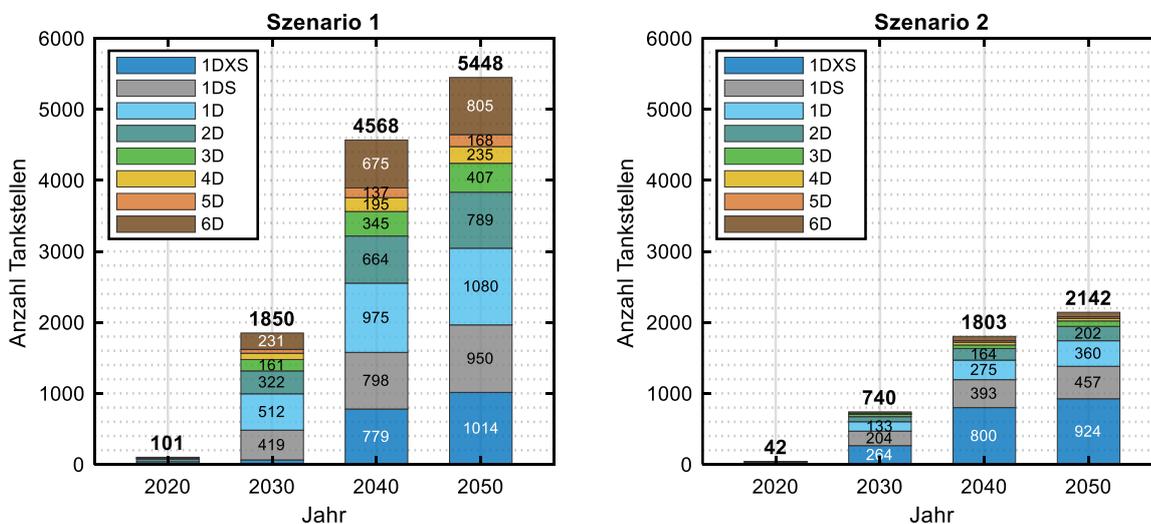


Abbildung 33: Anzahl an Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2050 unterteilt in Größenklassen.

4.4.2 Wasserstoffproduktionsanlagen

Um die im vorigen Kapitel ermittelten Tankstellenstandorte mit Wasserstoff versorgen zu können, werden zentrale Standorte mit einer Produktions- und Konditionierungsanlage sowie einem Speicher benötigt. Derzeit gibt es nur einen Standort mit einer im Betrieb befindlichen Wasserstoffverflüssigungsanlage in Deutschland. Die in Leuna befindliche Anlage weist aktuell (Stand 2018) eine Verflüssigungskapazität von ca. 5 t/Tag auf. Wasserstoffproduktionsanlagen mit gasförmiger Speicherung gibt es dagegen deutlich mehr in Deutschland. Maisonnier et al. [92] unterscheiden in ihrer Studie von 2007 zwischen Produktionsanlagen, an denen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt und Anlagen, deren primärer Zweck die Wasserstoffproduktion ist. Eine aktuellere Studie konnte nicht gefunden werden. Daher wird auf diese Datengrundlage zurückgegriffen. Da sich der Wasserstoffmarkt in Deutschland in einem eingeschwungenen Zustand befindet, kann davon ausgegangen werden, dass nur ein geringer Anteil der derzeitigen Produktionskapazität für die Mobilität zur Verfügung steht. Standorte von Unternehmen,

die Wasserstoff ausschließlich für den internen Zweck der Weiterverarbeitung produzieren und Anlagen, die standortintern Wasserstoff für ein anderes Unternehmen produzieren, bleiben unberücksichtigt. Zudem bleiben Produktionsanlagen, an denen Nebenprodukt-Wasserstoff bereits intern genutzt wird (Pipeline-Einspeisung eingeschlossen) und Anlagen, von denen die Produktionskapazität nicht bekannt ist, unberücksichtigt. Nicht mehr existente bzw. stillgelegte Produktionsanlagen werden ebenfalls von der Analyse ausgeschlossen. Von den verbleibenden Produktionsanlagen wird angenommen, dass 50 % des Nebenprodukt-Wasserstoffs für die Mobilität zur Verfügung steht. Für Anlagen, deren primärer Zweck die Wasserstoffproduktion ist, wird von einer freien Kapazität in Höhe von 10 % ausgegangen. Dies findet auch für die Wasserstoffverflüssigungsanlage Anwendung. Somit verbleibt eine freie Verflüssigungskapazität von 500 kg/Tag. Dies reicht nicht aus, um täglich einen LKW-Anhänger zu befüllen. Deshalb wird die Verflüssigungsanlage nicht weiter berücksichtigt. Produktionsanlagen mit einer freien Kapazität kleiner 3 t Nebenproduktwasserstoff pro Tag werden ebenfalls nicht berücksichtigt, da die Schaffung einer entsprechenden Infrastruktur (Abfüllung LKW-Anhänger) bei solch geringen Mengen vermutlich nicht realisiert werden würde. Produktionsanlagen, an denen bereits Wasserstoff zum Verkauf angeboten wird, werden nur dann ausgeschlossen, wenn die freie Kapazität nicht ausreichend ist, um täglich einen LKW-Anhänger zu füllen. Von den verbleibenden Standorten werden die geographischen Koordinaten (World Geodetic System 1984) ermittelt. Ein Überblick findet sich in Tabelle A 6 im Anhang.

Es wird angenommen, dass der Zubau an Produktionsanlagen (inkl. Konditionierungsanlage und Speicher) ohne Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten der aktuellen Anlagen stattfindet. Einerseits decken die ermittelten, zur Verfügung stehenden Kapazitäten lediglich 3,48 % (Szenario 1) der in 2050 für die Mobilität benötigte Wasserstoffmenge (18,30 % in Szenario 2). Andererseits sind die Daten und getroffenen Annahmen mit Unsicherheiten behaftet und es ist unbekannt, wie lange an den aktuellen Standorten noch Wasserstoff produziert wird. Um die Anzahl der benötigten Produktionsanlagen zu ermitteln, werden durchschnittliche Anlagengrößen angenommen. Da Wasserstoff für die Mobilität zukünftig mit erneuerbaren Energien produziert werden soll und die Verfügbarkeit von Biomasse stark begrenzt ist, wird ein Elektrolyseur als Referenz herangezogen. Verwendet werden die Eingangsdaten eines großen PEM-Elektrolyseurs 2035+ in der 100 MW-Klasse mit einer maximalen Produktionsrate von 2.116 kg/h bei maximaler Stromdichte (siehe Tabelle A 5 im Anhang). Für Produktionsstandorte mit gasförmiger Speicherung wird angenommen, dass ein Elektrolyseur pro Standort installiert wird. Um die jährliche Produktionsmenge pro Standort zu berechnen, werden eine Laufzeit von 6.000 Volllaststunden pro Jahr und die maximale Stromdichte angesetzt.

Ramsden et al. [93] beschreiben den Stromverbrauch und die Investitionskosten von Verflüssigungsanlagen abhängig der Kapazität. Der Stromverbrauch einer Anlage mit einer Kapazität von 200 t/Tag liegt ca. 4 kWh/kg unter dem Verbrauch einer Anlage mit einer Kapazität von 10 t/Tag. Bei angenommenen Strombezugskosten von 0,1 €/kWh ergibt sich eine Kostendifferenz von 0,4 €/kg. Die Mehrkosten, resultierend aus dem Strommehrverbrauch kleiner Anlagen gegenüber großen Anlagen, sind bereits höher als die langfristig erwarteten Transportkosten von Flüssigwasserstoff in Deutschland. Daher wird eine tägliche Verflüssigungsmenge von 200 t angesetzt, um die jährliche Produktionsmenge pro Standort zu berechnen. Dies bedeutet, dass an Produktionsstandorten mit Wasserstoffverflüssigung mehrere PEM-Elektrolyseure mit o. g. Produktionskapazität erforderlich sind. Zusammen mit den Wasserstoffzenarien ergibt sich die Anzahl erforderlicher Produktionsstandorte. Es findet eine Rundung auf die nächste Ganzzahl statt. Eine Übersicht findet sich in Tabelle 9.

Tabelle 9: Anzahl Wasserstoffproduktionsstandorte in Deutschland.

Prozesskette	Szenario	2020	2030	2040	2050
Gasförmig	1	4	63	151	180
	2	1	12	29	35
Flüssig	1	1	11	27	32
	2	1	3	5	6

Um optimale Standorte der Produktionsanlagen zu ermitteln, wird eine Optimierung in ArcGIS durchgeführt. Minimiert wird die Anfahrtstrecke von den Produktionsanlagen zu den Tankstellen. Die Anfahrtstrecke aller LKWs zu den Tankstellen hängt von der maximalen Kapazität der LKWs und der Routengestaltung ab. Letzteres wird bei der Standortoptimierung nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass jede Tankstelle auf direktem Weg von der nächstgelegenen Produktionsanlage beliefert wird. Weiterhin wird angenommen, dass die Tankstellen täglich beliefert werden. Die anzuliefernde Wasserstoffmenge entspricht somit der Betankungsmenge eines durchschnittlichen Tages (siehe Tabelle 1). Tankstellen mit durchschnittlichen Tagesumsätzen größer als die maximale Transportkapazität des LKW-Anhängers müssen mehrfach angefahren werden. Wird jeweils exakt der standortspezifische Wasserstoffbedarf angeliefert, so wird im Fall einer Anlieferung mit mehreren LKWs die Kapazität des letzten LKW-Anhängers meist nicht komplett ausgenutzt. Im Extremfall würde der letzte LKW nur eine äußerst geringe Menge Wasserstoff anliefern. Dies würde jedoch zu unerwünschten Verzerrungen der Anlieferungsstrecken zwischen den Anlieferungsoptionen sowie zwischen den Stützjahren führen. Des Weiteren würden in der Praxis solche Anlieferungen mit äußerst geringen Mengen vermieden werden. Die Speicherkapazität der Tankstelle könnte beispielsweise an die Speicherkapazität der LKW-Anhänger angepasst werden oder eine zeitliche Steuerung der LKWs könnte stattfinden. Um die erläuterten Verzerrungen zu vermeiden, werden die Anlieferungsmengen pro Standort auf ganzzahlige LKW-Anhänger gerundet, falls der standortspezifische Wasserstoffbedarf die Transportkapazität des LKW-Anhängers übersteigt. Die Speicherkapazitäten der LKW-Anhänger werden in Kapitel 5.2.1.2 erläutert.

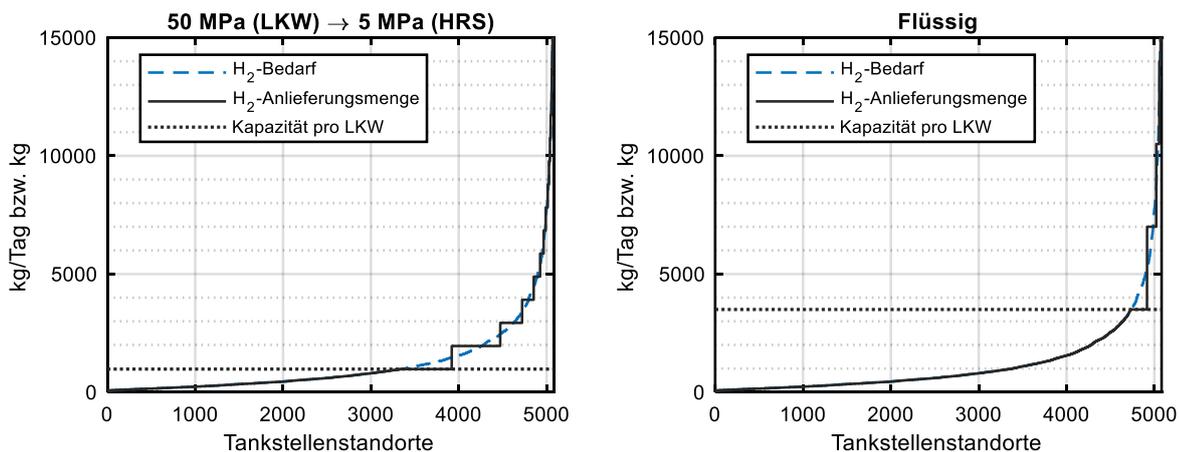


Abbildung 34: Wasserstoffanlieferungsmenge pro Tankstellenstandort im Jahr 2050 (Szenario 1).

Der tägliche Wasserstoffbedarf und die tägliche Wasserstoffanlieferungsmenge pro Standort im Jahr 2050 sind in Abbildung 34, exemplarisch für die Optionen Transport bei 50 MPa und Speicherung an der Tankstelle (Hydrogen Refueling Station - HRS) bei 5 MPa (links) und Flüssigtransport (rechts), für Szenario 1 dargestellt.

Große Elektrolyseure und große Wasserstoffverflüssigungsanlagen erfordern sehr hohe Anschlussleistungen. Als potentielle Standorte der Produktionsanlagen werden daher Knotenpunkte des Höchstspannungsnetzes verwendet. Dazu werden Daten der Forschungsstelle für Energiewirtschaft verwendet [94]. Zuerst werden die Produktionsanlagen (Anzahl siehe Tabelle 9) im Jahr 2050 verortet. Die für 2050 ausgewählten Standorte der zentralen Produktionsanlagen dienen als potentielle Standorte für die Stützjahre davor. Die in den Stützjahren vor 2050 ausgewählten Standorte gelten in den nachfolgenden Stützjahren als gesetzt. Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass die Anlagenpositionierung für den Endzustand der Infrastrukturentwicklung optimiert wird. Im Fall von Druckwasserstofftransport werden in der späteren Analyse 3 Optionen mit unterschiedlichen Transportkapazitäten betrachtet. Somit unterscheidet sich die Anzahl an LKWs, die benötigt werden, um alle Tankstellen mit Wasserstoff zu versorgen. Dies könnte zu geringen Unterschieden bei der Platzierung der Produktionsanlagen führen. Um die Modellkomplexität sowie den Simulationsaufwand zu begrenzen, wird die Platzierung der Produktionsanlagen im Fall von Druckwasserstoff-Belieferung ausschließlich für die Transportoption mit mittlerer Kapazität (30 MPa Maximaldruck LKW, Entleerung bis 5 MPa) durchgeführt. LKW-spezifische Routenrestriktionen werden vernachlässigt. Die ermittelten Produktionsstandorte (Druckwasserstoff) sind in Abbildung 35 grafisch dargestellt.

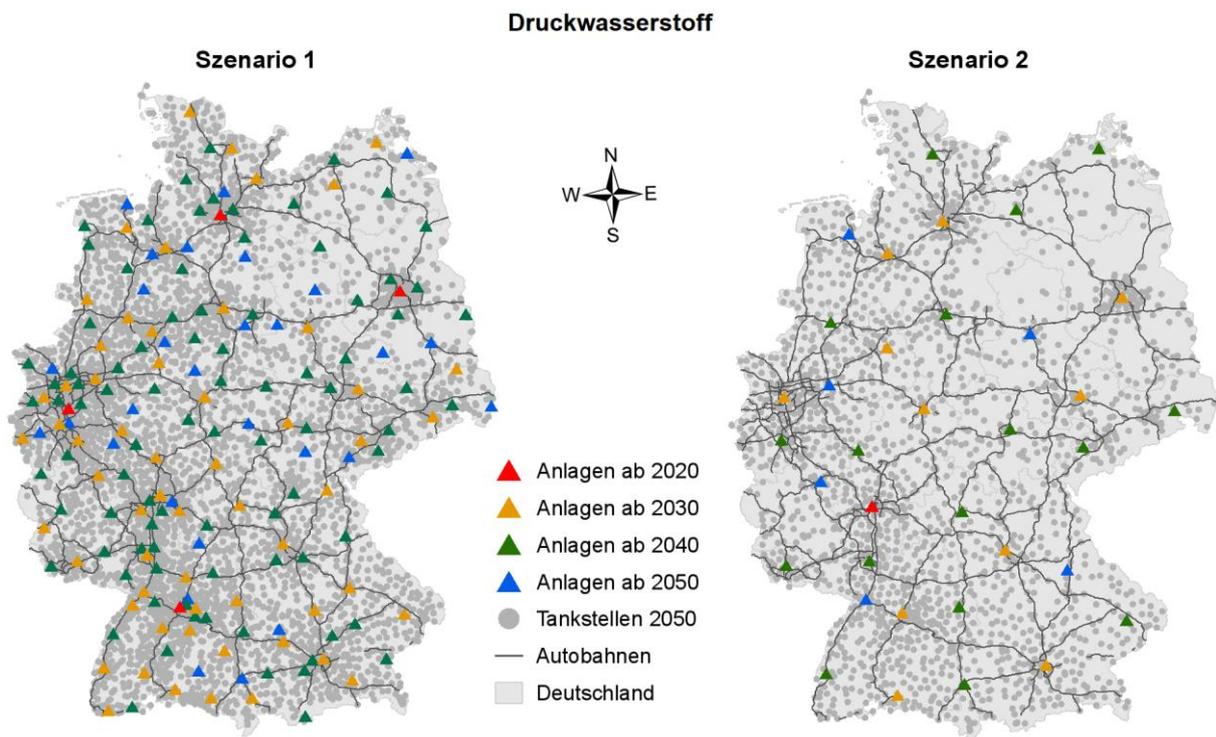


Abbildung 35: Wasserstoffproduktionsstandorte mit gasförmiger Speicherung in Deutschland.

Erwartungsgemäß werden die Produktionsanlagen im ersten Stützjahr (siehe Abbildung 35, rot) in den Metropolregionen platziert. In Szenario 1 sind dies Städte bzw. Regionen wie Berlin, Hamburg, Rhein-Ruhr und Stuttgart. In Szenario 2 wird im ersten Stützjahr lediglich eine weitere Wasserstoffproduktionsanlage benötigt. Unter diesen Voraussetzungen erweist sich Frankfurt als geeignetster Standort, um die Transportwege zu den Tankstellen zu minimieren. Erwartungsgemäß ist die Dichte an Produktionsanlagen in den Metropolregionen höher als in ländlichen Gebieten. Analog zur Verortung von Tankstellen werden die Produktionsanlagen im Zeitverlauf zunehmend in ländlicheren Gebieten platziert. Abbildung 36 zeigt die ermittelten Standorte für Wasserstoffproduktionsanlagen mit Verflüssigungsanlage.

Wie auch bei Druckwasserstoff findet die Verortung zunächst in Metropolen und im Zeitverlauf zunehmend in ländlicheren Gebieten statt.

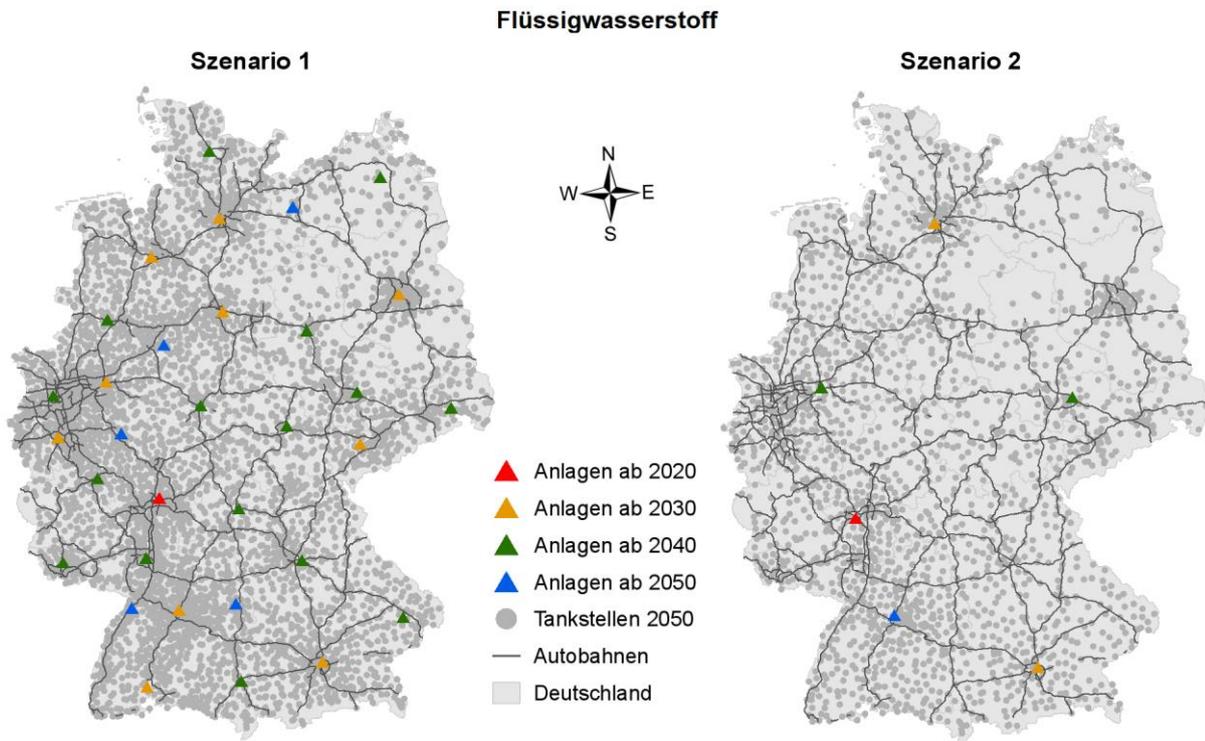


Abbildung 36: Wasserstoffproduktionsstandorte mit flüssiger Speicherung in Deutschland.

4.5 Ermittlung kostenoptimaler Auslieferungsrouten

Nachdem die Wasserstofftankstellen und Produktionsanlagen positioniert wurden, wird die Belieferung der Tankstellen per LKW simuliert. Entgegen Reuß et al. 2019 [17] wird nicht die Zeit, sondern die Kosten werden minimiert. Für die Durchführung des Vehicle Routings werden die strecken- und zeitbezogenen Kosten benötigt. Da die streckenbezogenen Kosten vom Kraftstoffpreis abhängig sind, wird ein mittlerer Dieselpreis von 1,20 €/l (ohne MwSt.) für die Analyse verwendet. Dieser fixe Preis beeinflusst lediglich die als optimal identifizierten Routen. Für die spätere Kostenberechnung in Kapitel 5 werden die jeweiligen Kraftstoffpreise, abhängig von Jahr und Szenario, angesetzt. Somit könnten sich leicht unterschiedliche Auslieferungsrouten bei variierenden Dieselpreisen ergeben, was aus Kostensicht zu vernachlässigen ist.

Untersucht werden die Optionen (1) Transport 30 MPa und ND-Speicher Tankstelle max. 5 MPa, (2) Transport 50 MPa und ND-Speicher Tankstelle max. 5 MPa, (3) Transport 50 MPa und ND-Speicher Tankstelle max. 20 MPa und (4) Flüssigspeicherung bei Transport und an Tankstelle. Die im Fall von Flüssigwasserstofftransport anfallenden Verdampfungsverluste werden zeitbezogen ermittelt. Zusätzlich zu den zeitbezogenen Lohnkosten des LKW-Fahrers fallen somit zeitbezogene Wasserstoffverlustkosten an. Für die Kostenberechnung wird ein Flüssigwasserstoffpreis (Produktion, Verflüssigung und Speicherung) von 5 €/kg angenommen. Sowohl für Zugmaschine als auch LKW-Anhänger wird ein Restwert von 0 € am Ende der Lebensdauer angenommen. Der geringe Stromverbrauch der Flüssigwasserstofftransferpumpe wird vernachlässigt. Wie auch in Kapitel 3 beinhalten sämtliche Kosten keine Mehrwertsteuer und die Kosten für Wertverlust und Kapitalbindung werden durch die Annuitätenme-

thode ermittelt. Für Zugmaschine und Anhänger (Chassis und Wasserstoffspeicher) wird dieselbe jährliche Laufleistung angenommen. Die fixen Eingangsdaten der Zugmaschine werden für alle Betrachtungsjahre verwendet, da es sich hierbei um eine reife Technologie handelt. Bei den Anhängern werden ggfs. Eingangsdaten für weitere Jahre durch lineare Interpolation erzeugt. Die verwendeten Eingangsdaten können Tabelle A 1, Tabelle A 7 und Tabelle A 8 des Anhangs entnommen werden. Für Druckwasserstoff ergeben sich zeitbezogene Kosten in Höhe von 0,83 €/min, für Flüssigwasserstoff in Höhe von 0,95 €/min. Die streckenbezogenen Kosten sind in Tabelle 10 dargestellt.

Komponenten	2020	2030	2040	2050
Zugmaschine + Anhänger (50 MPa)	2,10 €/km	1,95 €/km	1,80 €/km	1,65 €/km
Zugmaschine + Anhänger (30 MPa)	1,77 €/km	1,67 €/km	1,56 €/km	1,46 €/km
Zugmaschine + Anhänger (Flüssig)	1,58 €/km	1,47 €/km	1,36 €/km	1,25 €/km

Tabelle 10: Streckenbezogene Kosten der H₂-Transportoptionen.

Mittel- bis langfristig sollte die LKW-Auslieferung per BZ- oder Batterie-LKW erfolgen. Für die Kostenanalyse wird jedoch für alle Stützjahre ein Diesel-LKW angenommen. Aufgrund Datenverfügbarkeit muss auf ein Kartenmaterial zurückgegriffen werden, indem die Routing-Eigenschaften eines PKWs hinterlegt sind. Da sich LKWs langsamer als PKWs durch das Straßennetzwerk bewegen, werden die zeitbezogenen Kosten anhand der Geschwindigkeitsdifferenz korrigiert. Als Basis der Umrechnung werden Referenzgeschwindigkeiten beider Verkehrsmittel auf deutschen Autobahnen nach Geistefeldt und Lohoff [95] verwendet (LKW 80 km/h, PKW 100 km/h). Limitierungen wie Höhen- Breiten- oder Gewichtseinschränkungen werden vernachlässigt. Zudem können Belieferungsverzögerungen aufgrund von Staus nicht berücksichtigt werden, da entsprechende Informationen im verwendeten Kartenmaterial nicht enthalten sind.

Zur Durchführung eines Vehicle Routing Problems in ArcGIS werden Aufträge, Depots, Routen- und Pausenzeit-Informationen benötigt. Die Belieferung der Wasserstofftankstellen entspricht hierbei den Aufträgen. Für jede Wasserstofftankstelle werden die geographischen Koordinaten sowie die Wasserstoff-Anlieferungsmenge (siehe Kapitel 4.4.2) benötigt. Es wird angenommen, dass alle Wasserstoff-tankstellen beliefert werden. Die Depots entsprechen den Anlagen, an denen Wasserstoff abgeholt werden kann. Im Fall von Druckwasserstoff werden die derzeitigen Produktionsanlagen und für die Mobilität zur Verfügung stehenden Kapazitäten (siehe Kapitel 4.4.2 bzw. Tabelle A 6 im Anhang) berücksichtigt. Es wird angenommen, dass alle LKWs nach der Belieferungsrouten wieder zum ursprünglichen Depot zurückkehren. Zusammen mit der Einschränkung, dass jeder LKW pro Auslieferungsszenario nur eine Route fährt, kann die Wasserstoffkapazität pro Depot über die Anzahl an LKWs begrenzt werden. Die Kapazitäten werden auf ganzzahlige LKW-Anhänger gerundet. Bei neu verorteten Depots wird eine unbeschränkte Wasserstoffkapazität angenommen. Weiterhin wird angenommen, der Fahrer warte am Depot, bis der LKW befüllt ist. Dieses Konzept bedeutet eine hohe Ausnutzung der kostenintensiven LKW-Anhänger, da diese nur während der Befüllung am Depot verweilen. Andererseits wird jedoch zusätzliche Speicherkapazität am Depot benötigt. Dazu können jedoch stationäre Behälter mit geringerem Druck verwendet werden, die günstiger sind als die mobilen Behälter mit hohem Maximaldruck. Die verwendeten Massenströme der Befüllung und Speicherkapazitäten der LKW-Anhänger werden in Kapitel 5.2.1.2 erläutert. Die in Deutschland geltende, gesetzliche Regelung von Pflicht-Pausenzeiten wird berücksichtigt. Somit erfolgt nach 4,5 h Fahrt eine 45 min lange Pause. Eine Gesamtfahrzeitbeschränkung wird nicht angewendet, da bei sehr langen Routen eine Weiterfahrt am nächsten Tag möglich ist. Die Gesamtzeit der Belieferung ergibt sich aus der Fahrtzeit, der Pausenzeit, der Zeit zum Befüllen am Depot und der Zeit zum Entleeren an der Tankstelle. Mit o. g. Software werden die Gesamtzeit und die

Gesamtstrecke der Auslieferung unter dem Aspekt der Kostenminimierung ermittelt. Dazu werden die erläuterten strecken- und zeitbezogenen Kosten verwendet. Abbildung 37 zeigt die ermittelten Routen in Szenario 1, exemplarisch für Flüssigwasserstoff in den Jahren 2020 (links) und 2050 (rechts).

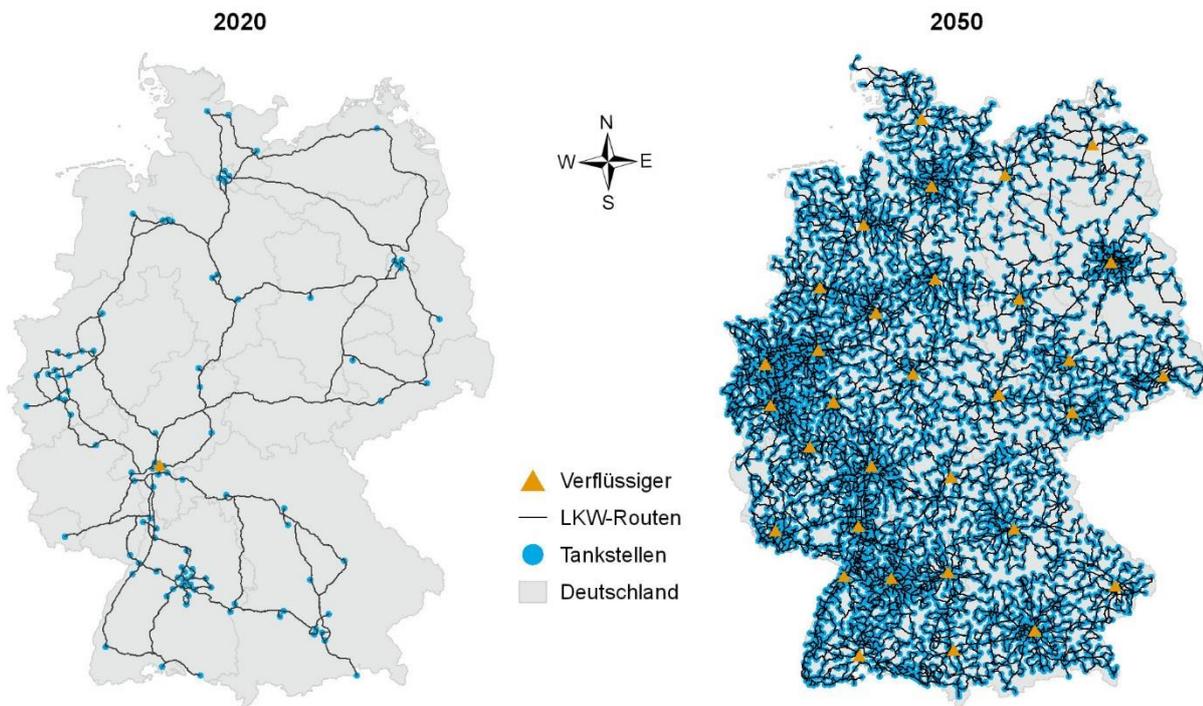


Abbildung 37: LKW-Routen Flüssigwasserstoff-Anlieferung (Szenario 1).

Die durchschnittliche Routenlänge pro Auslieferung ist in Abbildung 38 sowohl für Szenario 1 (links) als auch Szenario 2 (rechts) dargestellt. Die durchschnittliche Routenlänge ist im Jahr 2020, aufgrund der geringen Anzahl an Depots und Tankstellen, noch sehr hoch. Insbesondere Flüssigwasserstoff mit einer durchschnittlichen Routenlänge von 621 km in Szenario 1 und 809 km in Szenario 2 erfordert im Jahr 2020 noch sehr hohe Transportstrecken. Während Flüssigwasserstoff in beiden Szenarien und allen Stützjahren stets die längsten durchschnittlichen Routen aufweist, resultieren aus 50 MPa Transportdruck und Entleerung bis 20 MPa stets die geringsten durchschnittlichen Routen. Die erste Option mit 30 MPa Transportdruck und Entleerung bis 5 MPa weist stets die zweitkürzesten Routen auf. Die Unterschiede zwischen den Druckwasserstoffoptionen sind jedoch sehr gering. In Szenario 1 variiert die durchschnittliche Routenlänge der Druckwasserstoffoptionen im Jahr 2020 zwischen 121 km und 128 km, während sie im Jahr 2050 zwischen 38 km und 42 km variiert. Die durchschnittliche Routenlänge der Auslieferung von Flüssigwasserstoff sinkt bis zum Jahr 2050 auf 113 km in Szenario 1 bzw. 302 km in Szenario 2. Die durchschnittlichen Routenlängen der Druckwasserstoffvarianten sinken in Szenario 2 von 250 km bis 263 km im Jahr 2020 auf 87 km bis 97 km im Jahr 2050.

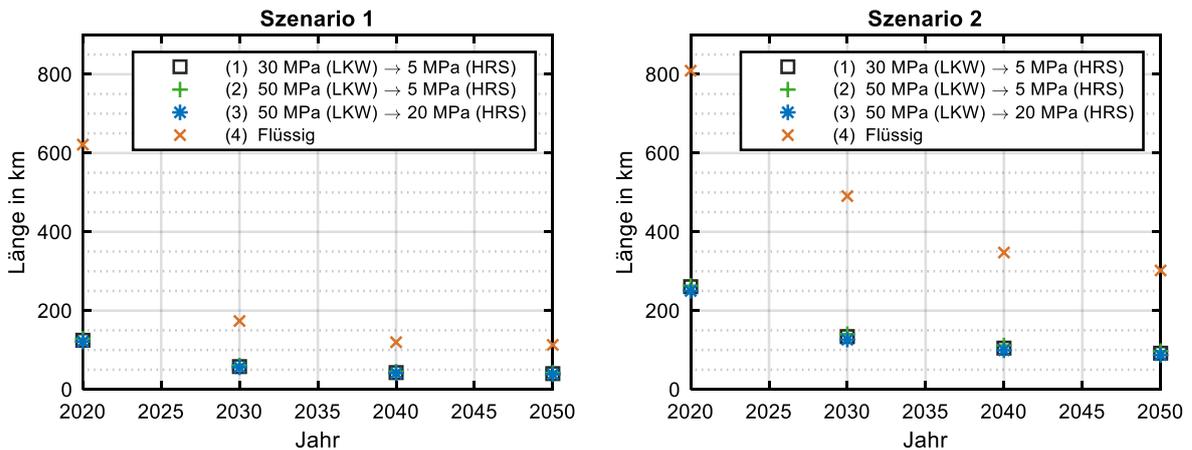


Abbildung 38: Durchschnittliche Länge pro LKW-Auslieferungsrouten.

Wie in Abbildung 39 dargestellt ist die durchschnittliche Wasserstoffmenge pro Auslieferungsrouten sowohl in Szenario 1 als auch in Szenario 2 bei Option (3) am geringsten, gefolgt von Option (1) und Option (2). Flüssigwasserstoff (4) weist eine deutlich höhere Wasserstoffmenge pro Auslieferung als die Druckwasserstoffoptionen auf. Zwischen den Druckwasserstoffoptionen ergeben sich bei der durchschnittlichen Auslieferungsmenge deutlich größere Unterschiede als bei der durchschnittlichen Routenlänge. Bis zum Jahr 2050 werden in Szenario 1 durchschnittliche Auslieferungsmengen von 767 kg bei Option (1), 957 kg bei Option (2), 582 kg bei Option (3) und 3.404 kg bei Option (4) erreicht. Die Unterschiede zu Szenario 2 sind relativ gering.

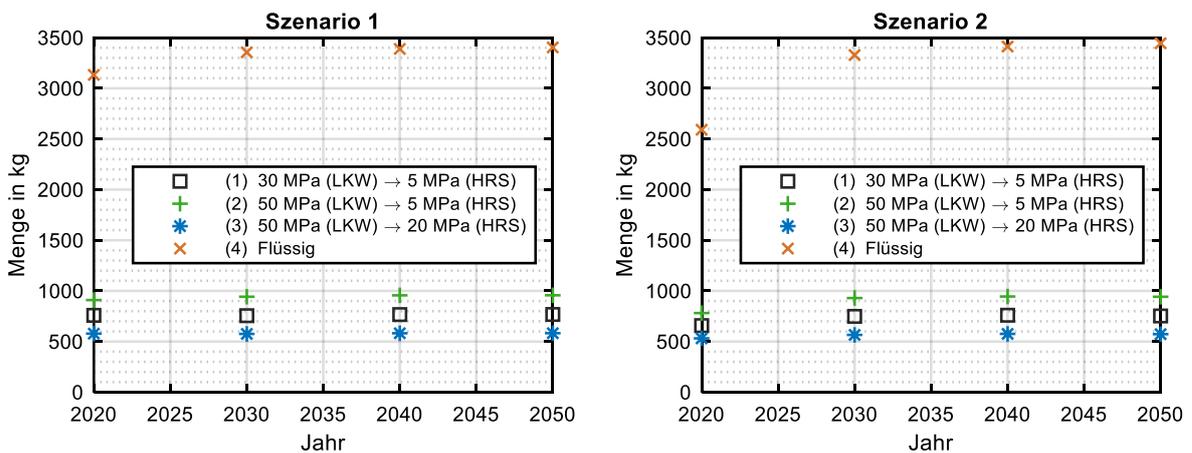


Abbildung 39: Durchschnittliche Transportmenge pro Auslieferungsrouten.

Ab dem Jahr 2030 ist die Gesamtfahrleistung der LKWs, die aus durchschnittlicher Routenlänge, durchschnittlicher Auslieferungsmenge und Wasserstoffbedarf des Marktes resultiert, für Flüssigwasserstoff bei beiden Szenarien am geringsten. Option (2) mit 50 MPa Transportdruck und Entleerung bis 5 MPa weist ab Jahr 2030 für beide Szenarien die zweitniedrigste Gesamtfahrleistung auf. Darauf folgen Option (1) mit 30 MPa Transportdruck und Entleerung bis 5 MPa und letztendlich Option (3) mit 50 MPa Transport und Entleerung bis 20 MPa. Die resultierenden Auslieferungskosten können Abbildung 40, sowohl für Szenario 1 (links) als auch Szenario 2 (rechts) entnommen werden. In Szenario 1 sind die spezifischen Kosten der Auslieferung von Flüssigwasserstoff im Jahr 2020 mit 0,51 €/kg, aufgrund der großen Transportstrecken, höher als die spezifischen Kosten der Optionen (1) mit 0,49 €/kg und (2) mit 0,48 €/kg. Ab dem Jahr 2030 weist Flüssigwasserstoff in Szenario 1 die geringsten Auslieferungskosten auf. Bis zum Jahr 2050 sinken die Auslieferungskosten von Flüssigwasserstoff in Szenario 1 auf

0,14 €/kg. Dies liegt, neben sinkenden Transportstrecken und geringfügig steigenden Transportmen- gen, hauptsächlich an sinkenden Kosten des mobilen Flüssigspeichers. Im Vergleich dazu liegen die Kosten von Option (2) bei 0,21 €/kg, gefolgt von Option (1) mit 0,22 €/kg und Option (3) mit 0,27 €/kg.

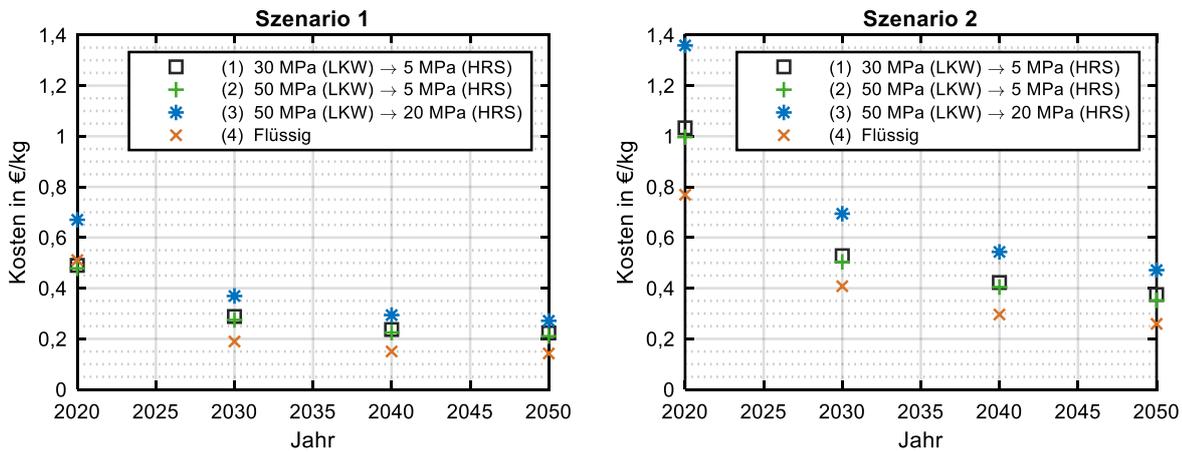


Abbildung 40: Durchschnittliche Kosten der Wasserstoffauslieferung.

In Szenario 2 dagegen sind die Auslieferungskosten von Flüssigwasserstoff bereits im Jahr 2020 niedriger als von Druckwasserstoff. Aufgrund der geringen Anzahl an Depots und Tankstellen sind die spezifischen Kosten, insbesondere von Option (1) mit 1,36 €/kg, noch sehr hoch. Dagegen weist Flüssigwasserstoff mit 0,77 €/kg bereits ein moderates Kostenniveau auf. Bis zum Jahr 2050 fallen die spezifischen Auslieferungskosten von Flüssigwasserstoff auf 0,26 €/kg. Darauf folgen Option (2) mit 0,35 €/kg, Option (1) mit 0,37 €/kg und Option (3) mit 0,47 €/kg.

5 Prozesskettenanalyse

5.1 Modellübersicht

In Kapitel 3 (Tankstellensimulation) und Kapitel 4 (Infrastruktursimulation) wurden wesentliche Eingangsgrößen für die Analyse der gesamten Kraftstoffprozessketten generiert. Sowohl die Kosten von Kapitel 3 als auch die Kosten von Kapitel 4 werden bei der Analyse der gesamten Kraftstoffprozesskette auf das jeweilige Energiepreisszenario angepasst. In Abbildung 41 ist das Modell zur Simulation der kompletten Kraftstoffprozessketten schematisch dargestellt. Bei den Wasserstoffprozessketten mit zentraler Produktion werden verschiedene Prozessketten analysiert. Produktionsseitig wird neben der Erdgasreformierung die Elektrolyse mit Netzstrom und Windstrom analysiert.

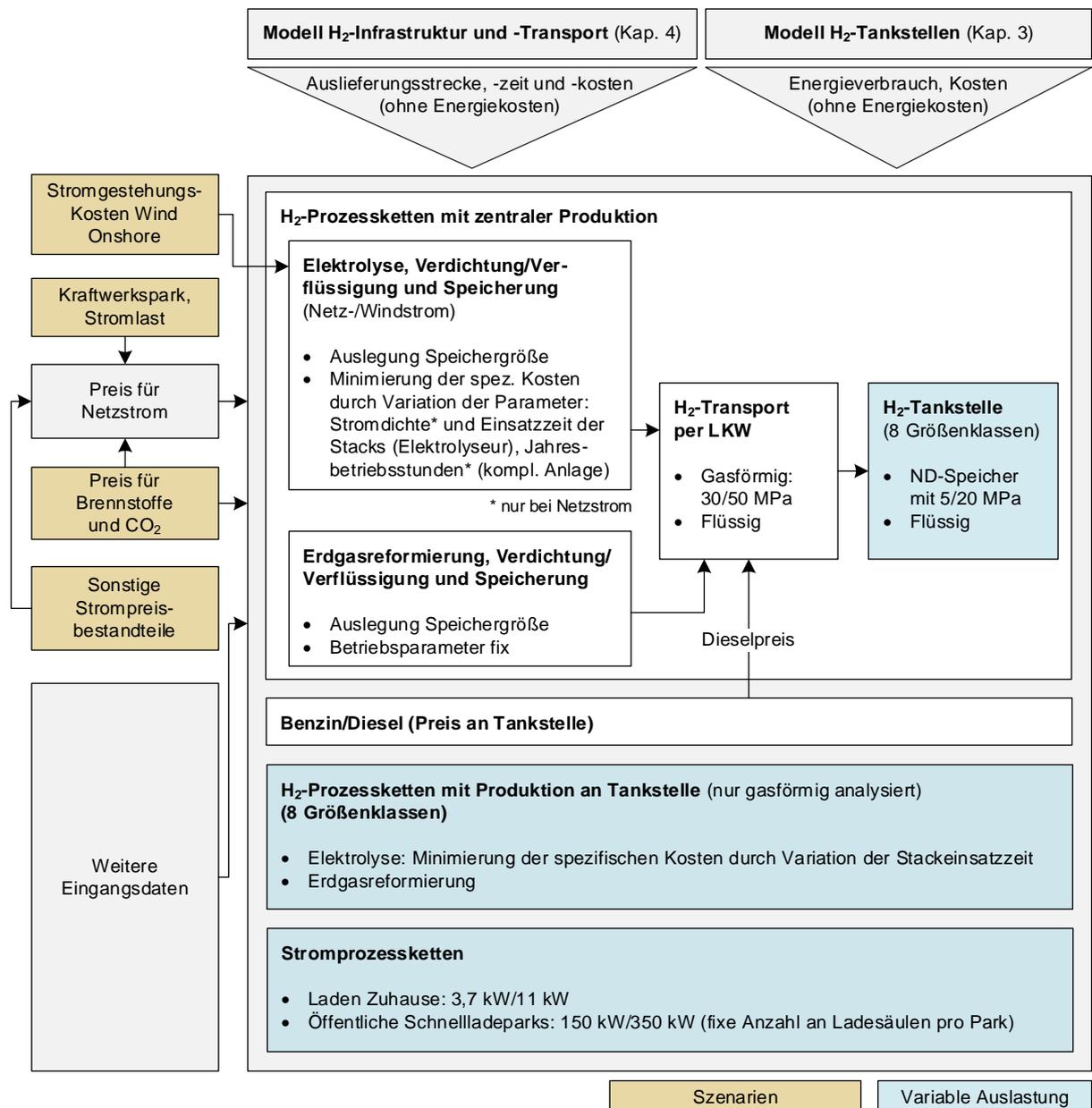


Abbildung 41: Schematische Darstellung der Simulation kompletter Kraftstoffprozessketten.

Analog zur Infrastrukturanalyse in Kapitel 4 werden die Optionen (1) Transport 30 MPa und ND-Speicher Tankstelle max. 5 MPa, (2) Transport 50 MPa und ND-Speicher Tankstelle max. 5 MPa, (3) Transport 50 MPa und ND-Speicher Tankstelle max. 20 MPa und (4) Flüssigwasserstoff bei Transport und Tankstelle analysiert. Aufgrund der hohen Stromabnahmemenge beziehen zentrale Elektrolyseure den erforderlichen Strom im Modell direkt über die Börse. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstofftankstellen mit Vor-Ort-Elektrolyse den Strom nicht über die Börse beziehen, da der administrative Aufwand zu groß wäre. Sowohl zentral wie auch dezentral wird eine mögliche Vergütung der Abwärme des Elektrolyseurs nicht berücksichtigt.

Die Speichergröße wird bei allen Prozessketten mit zentraler Wasserstoffproduktion (siehe Kapitel 5.3.1) abhängig der Jahresbetriebsstunden dimensioniert. Es wird berücksichtigt, dass die erforderliche Speicherkapazität mit sinkenden Jahresproduktionsstunden steigt. Dies erlaubt einen kontinuierlichen Wasserstoffabsatz trotz fluktuierender Erzeugung. Für die Prozessketten mit zentraler Elektrolyse wird eine Methodik entwickelt, mit der die spezifischen Kosten minimiert werden. Minimiert werden die Kosten von Elektrolyse, Konditionierung sowie Speicherung. Im Fall des Strombezugs vom Netz werden die Einsatzzeit und die Stromdichte der Stacks (Elektrolyseur) sowie die Jahresbetriebsstunden der kompletten Anlage optimiert. Bei direkter Anbindung des Elektrolyseurs an einen Windpark wird nur die Einsatzzeit der Stacks optimiert. Im Fall der Wasserstoffproduktion an der Tankstelle (siehe Kapitel 5.3.2) wird ebenfalls nur die Einsatzzeit der Stacks optimiert. Bei Prozessketten mit zentraler bzw. dezentraler Erdgasreformierung sind die Betriebsparameter fix.

Um die streckenbezogenen Kraftstoffkosten von Wasserstoff (BZ-Fahrzeug) mit den streckenspezifischen Kosten für die Batterieladung (Batteriefahrzeug) vergleichen zu können, werden zusätzlich Stromprozessketten (siehe Kapitel 5.3.3) analysiert. Diese beinhalten die Produktion und den Transport des Stroms sowie das Laden der Fahrzeugbatterie. Neben Laden zuhause mit 3,7 kW bzw. 11 kW werden zudem Schnellladeparks mit Ladeleistungen von 150 kW bzw. 350 kW pro Ladepunkt analysiert. Für alle Ladeoptionen wird ausschließlich Netzstrombezug analysiert.

Die Preise für Benzin und Diesel an der Zapfsäule werden abhängig der Rohölpreise ermittelt (siehe Kapitel 5.3.4). Während Benzin lediglich als Referenz zu den restlichen Optionen dient, wird der Dieselpreis zur Berechnung der Auslieferungskosten benötigt. Gemäß Energiesteuergesetz [96] wird eine Energiesteuer in Höhe von 654,5 €/1000 l für Benzin und 470,4 €/1000 l für Diesel angesetzt. Mit Ausnahme für die klassischen Kraftstoffe (Benzin und Diesel) wird eine Befreiung für die Freisetzung von CO₂ angesetzt. Dies betrifft sowohl die Stromproduktion als auch die Wasserstoffproduktion aus Erdgas. Die Ausnahme für die klassischen Kraftstoffe erfolgt aufgrund der bereits vorhandenen Energiesteuer und da zum Zeitpunkt der Modellberechnungen (Jahr 2018) die späteren Planungen der Bundesregierung noch nicht bekannt waren. Die Börsenstrompreise werden abhängig vom Kraftwerkspark, der Stromlast, den Brennstoffkosten und den CO₂-Preisen ermittelt. Um die gesamten Strombezugspreise zu ermitteln, werden zudem die sonstigen Strompreisbestandteile ermittelt (siehe Abbildung 41, links). Diese Eingangsdaten werden im Rahmen von drei Szenarien (siehe Kapitel 5.4.1) variiert. Die Strombezugspreise der einzelnen Prozesse werden abhängig von Abnahmemenge und Spitzenleistung ermittelt (siehe Kapitel 5.2.2). Die Scheinleistung und eine Rückkopplung der Stromentnahme auf das Stromnetz bleiben unberücksichtigt. Für die zentrale Elektrolyse wird zudem Onshore Windkraft als Strombezugsquelle analysiert.

Es wird stets eine Vollausslastung bei der zentralen Wasserstoffproduktion angenommen. Sowohl die Wasserstofftankstellen als auch die Ladeparks werden abhängig der Auslastung analysiert. Während

im Stützjahr 2050 ausschließlich eine Vollauslastung (eingeschwungener Marktzustand) betrachtet wird, werden die Kosten im Stützjahr 2020 für die gesamte Bandbreite von einer kleinen bis zu einer (theoretischen) Vollauslastung analysiert. Zudem werden mögliche Auslastungen ermittelt. Dazu wird analog zu Haussecker [97] und Graumann [98] angenommen, dass das infrastrukturseitige Kraftstoffangebot der fahrzeugseitigen Kraftstoffnachfrage um einen bestimmten Zeitraum vorseilt. Dieser Zeitraum wird von ein bis fünf Jahren variiert. Ein Vorseilen der Infrastruktur von nur einem Jahr scheint jedoch lediglich bei einer sehr guten Abstimmung zwischen Infrastrukturbetreibern und Fahrzeugherstellern realistisch. Weiterhin ist dazu ein sehr einfacher Genehmigungsprozess erforderlich. Die in Kapitel 4 generierten Daten zur Berechnung der Auslieferungskosten basieren auf einer Belieferung aller Tankstellen innerhalb eines Tages. Die ermittelten Routen sind somit auf eine Vollauslastung (eingeschwungener Marktzustand) der Tankstellen optimiert. Mit sinkender Tankstellenauslastung können sich, aufgrund einer geringeren Anzahl an Tankstellen die beliefert werden müssen, höhere Transportstrecken und somit höhere Transportkosten ergeben. Somit werden die Kosten bei sinkender Tankstellenauslastung zunehmend unterschätzt.

Im gesamten Modell werden die Investitionskosten der Anlagen im jeweiligen Stützjahr zur Berechnung der spezifischen Kosten angesetzt. Bestände inklusive Berücksichtigung der Investitionszeitpunkte und Lebensdauern werden nicht berücksichtigt. Wie auch in den Kapiteln 3 und 4 beinhalten sämtliche Kosten keine Mehrwertsteuer und die Kosten für Wertverlust und Kapitalbindung werden durch die Annuitätenmethode ermittelt. Abgesehen vom Laden zuhause mit einem Zinssatz von 1,34 % p. a. [99], der von Spareinlagen abgeleitet ist, wird stets eine Kapitalverzinsung von 6,3 % p. a. (siehe Tabelle A 1 im Anhang) angesetzt.

Der Fokus der Analyse liegt auf den streckenspezifischen Kraftstoffkosten. Somit wird die Effizienz des jeweiligen Antriebsstrangs berücksichtigt. Der Kraftstoff- bzw. Stromverbrauch setzt sich aus einem Verbrauch im Zyklus (NEFZ) und einem Mehrverbrauchs-Faktor zur Abbildung realitätsnaher Verbräuche zusammen. Die Zyklus-Verbräuche werden von Huss et al. [100] entnommen. Diese basieren auf verbrauchsoptimierten Fahrzeugen des C-Segments im Jahr 2020. Sowohl bei Benzin als auch Diesel werden die Fahrzeuge mit Direkteinspritzung des Kraftstoffs verwendet. Der Mehrverbrauchs-Faktor zur Abbildung realitätsnaher Verbräuche wird Kreyenberg [84] entnommen. Die genannten Verbräuche werden in der späteren Modellanwendung für alle Betrachtungsjahre verwendet.

5.2 Prozesse

5.2.1 Wasserstoff

5.2.1.1 Elektrolyse

Nach Smolinka et al. [101] lässt sich grundsätzlich in die alkalische, saure Protonenaustauschmembran- bzw. PEM- (engl. Abk. für Proton Exchange Membrane) und Hochtemperatur-Elektrolyse unterscheiden. Alkalischen wie auch PEM-Elektrolyseuren wird Wasser als Edukt flüssig zugeführt. Beim Phasenübergang von flüssigem Wasser zu Wasserdampf verringert sich die Bildungsenthalpie von Wasser um die Verdampfungsenthalpie. Beim Betrieb einer Hochtemperaturolektrolyse, mit Wasserdampf als Edukt, wird ein Teil der notwendigen Energie zur Spaltung des Wassers vorab in Form von Wärme zugeführt. Dadurch verringert sich der elektrische Strombedarf im Vergleich zur alkalischen oder PEM-Elektrolyse. An Standorten, an denen kostenfreie oder kostengünstige Hochtemperaturwärme zur Verfügung steht, könnten sich Kostenvorteile der Hochtemperaturolektrolyse im Vergleich zur alkalischen

oder PEM-Elektrolyse ergeben. Gemäß Smolinka et al. [101] befindet sich die Hochtemperaturelektrolyse in einem sehr frühen Entwicklungsstadium und muss sich materialtechnischen Herausforderungen stellen, während sich die alkalische Elektrolyse bereits in großen Leistungsklassen (> 100 MW) bewährt und als technisch ausgereift und zuverlässig gilt. PEM-Elektrolyseure wurden bisher nur im kleintechnischen Maßstab hergestellt. Großtechnische Systeme sind in der Entwicklungs- bzw. Prototypenphase und bieten ein – gegenüber alkalischen Elektrolyseuren – hohes Entwicklungspotenzial, was wiederum in großen Unsicherheiten bzgl. einer technologischen Langfristprognose resultiert [102]. Vorteile der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse sind u. a. die Leistungsdichte, der Wirkungsgrad sowie die Teillastfähigkeit [103, 104]. Zudem ist die PEM-Elektrolyse sehr dynamisch betreibbar, wodurch einer fluktuierenden Leistungseinspeisung gefolgt werden kann [101] bzw. Netzstabilisierungsaufgaben übernommen werden können [103]. Die hohe Leistungsdichte der PEM-Elektrolyseure resultiert in einer kompakten Bauweise, die vor allem an Standorten mit begrenztem Platz, wie beispielsweise an Wasserstofftankstellen, vorteilhaft ist.

Vorteile der alkalischen gegenüber der PEM-Elektrolyse sind die hohe Langzeitstabilität der Elektrolysezellen, die niedrigen Kosten und dass keine Edelmetallkatalysatoren eingesetzt werden müssen [103]. Die Langzeitstabilität sowie niedrige Kostenstruktur sind auf die bereits ausgereifte und in großtechnischen Anlagen umgesetzte Technologie zurückzuführen.

Die Peripherie eines Elektrolyseurs besteht im Wesentlichen aus etablierten Komponenten. Die Stacks eines PEM-Elektrolyseurs sind jedoch keine Jahrzehnte lang erprobte Technologie. Laut Garcke et al. [75] führen physikalische und chemische Alterungsprozesse (sogenannte Degradation) in Elektrolysezellen zur Verschlechterung des Wirkungsgrades und somit zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs und Verringerung der Lebensdauer bis hin zum kompletten Versagen der Funktionalität. Bei einer angenommenen Spannung der Elektrolysesacks von $1,9$ V und einer Degradationsrate von $10 \mu\text{V/h}$ erhöht sich der Stromverbrauch der Stacks innerhalb von 30.000 Betriebsstunden ($3,75$ Jahre bei 8.000 h/Jahr) bei konstanter Stromdichte um $15,8$ %. Da die Stack-Lebensdauer und der Stromverbrauch dominante Kostenverursacher darstellen, sind die Alterungsmechanismen der Elektrolysestacks ein relevanter Kosteneinflussfaktor. Neben der Degradation werden die Stromkosten maßgeblich vom Strombezugspreis sowie der Stromdichte beeinflusst. Sowohl alkalische als auch PEM-Elektrolyseure weisen im unteren Teillastbereich den höchsten Wirkungsgrad auf [102]. Der höhere Wirkungsgrad bedeutet geringere spezifische Stromkosten, gleichzeitig sinkt jedoch die Produktionsmenge. Somit steigen die spezifischen Kapitalkosten mit sinkender Stromdichte. In der Literatur beschriebene Kostenmodelle berücksichtigen die Degradation der Stacks meist nicht oder nur indirekt. Das U.S. Department of Energy [105] bietet ein Excel-basiertes Werkzeug zur Berechnung der Elektrolysekosten mit voreingestellten Werten. Die degradationsbedingte Aufbereitung der Stacks ist im Rahmen von regelmäßig anfallenden Kosten berücksichtigt. Der degradationsbedingte Mehrverbrauch kann nicht explizit kalkuliert werden. Es ist lediglich möglich, diesen Effekt indirekt über den spezifischen Stromverbrauch zu integrieren. Stolzenburg et al. [18] dagegen berücksichtigen die Stack-Degradation, welche einerseits die technische Lebensdauer der Stacks limitiert und andererseits den durchschnittlichen Wirkungsgrad über die Betriebsdauer reduziert. Erreichen die Stacks das Lebensende, indem die Zellspannung um $0,3$ V gegenüber Neuzustand ansteigt, so findet ein Austausch oder eine Überholung statt. Diese Kosten werden in der entsprechenden Studie im Rahmen der angenommenen fixen Kosten in Höhe von jährlich 4 % der Anfangsinvestition abgedeckt. Erbach [106] dagegen analysiert die Produktionskosten abhängig der Jahresbetriebsstunden, der Stromdichte sowie der Einsatzzeit der Stacks. Da diese Faktoren wesentliche Kosteneinflussfaktoren der Elektrolyse darstellen, sollen sie in das nachfolgend beschrie-

bene Berechnungsmodell mit aufgenommen (siehe Abbildung 42, links) und in der späteren Modellanwendung systematisch untersucht werden. Der degradationsbedingte Anstieg des Stromverbrauchs der Stacks und die zusätzlichen Investitionskosten durch Austausch der Stacks bedingt eine Aufspaltung in

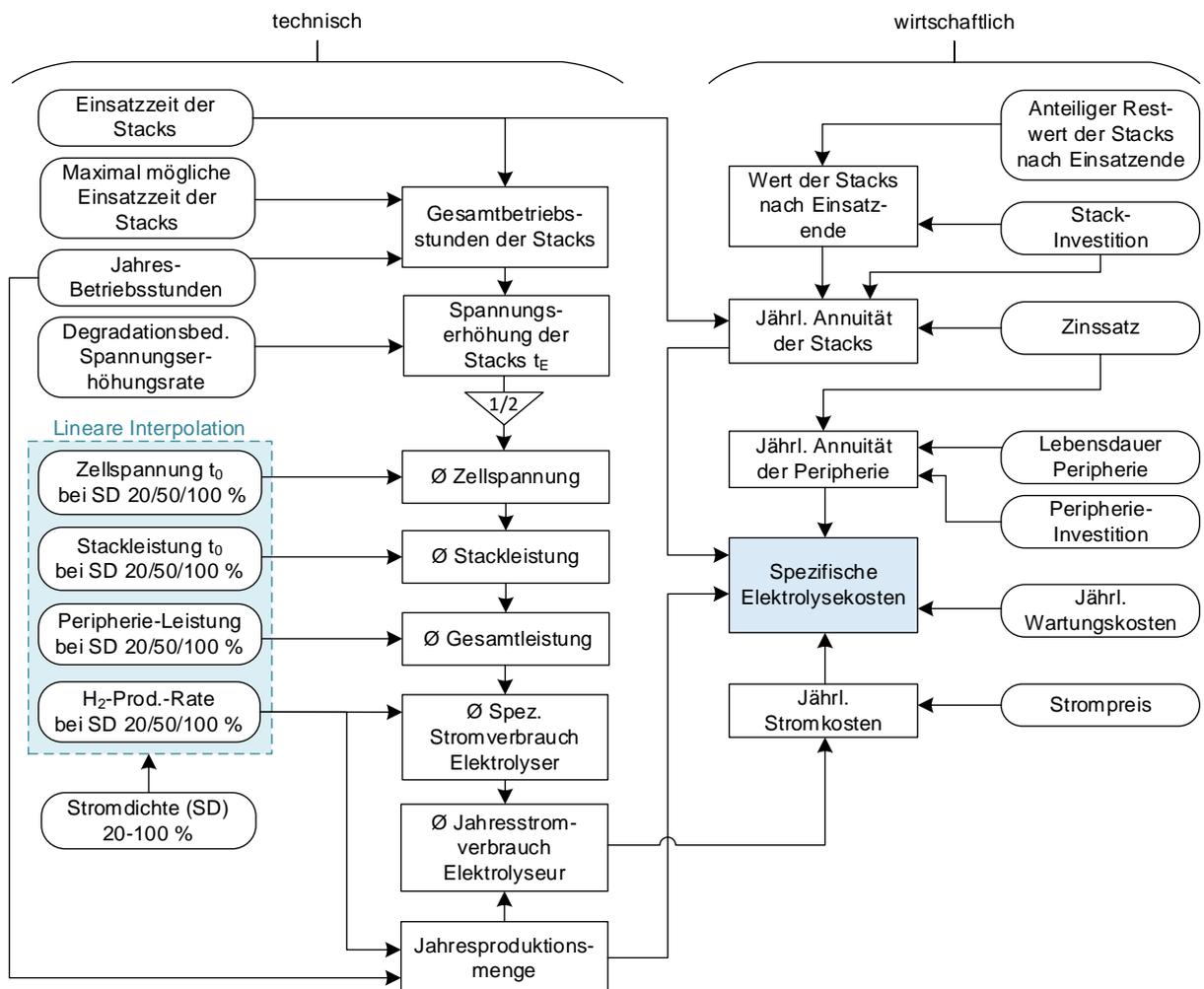


Abbildung 42: Methodik Kostenberechnung PEM-Elektrolyse.

Stacks und Peripherie bezüglich technischer und ökonomischer Kennwerte. Die Alterung der Stacks wird abhängig der Betriebsstunden und die Alterung der Peripherie abhängig der kalendarischen Zeit beschrieben. Die anfängliche Zellspannung und Leistung neuer Stacks zum Zeitpunkt t_0 (Neuzustand), die Peripherieleistung und Wasserstoff-Produktionsrate bei 20 %, 50 % und 100 % Stromdichte dienen als Eingangsdaten. Da die Kenngrößen Zellspannung im Neuzustand, Stackleistung, Peripherie-Leistung sowie H₂-Produktionsrate nur für ausgewählte Stromdichten (20 %, 50 % und 100 %) vorliegen, werden die Kenngrößen für die Lastbereiche dazwischen durch lineare Interpolation berechnet (siehe Abbildung 42, links). Die Gesamtbetriebsstunden der Stacks ergeben sich aus der Einsatzzeit und den Jahresbetriebsstunden. Ein Abgleich mit den maximal möglichen Einsatzstunden (definierte Lebensdauer) überprüft die technische Umsetzbarkeit der Parameter-Kombination aus Einsatzzeit und Jahresbetriebsstunden. Anschließend wird die degradationsbedingte Spannungserhöhung (bei konstanter Produktionsrate) der Stacks zum Zeitpunkt der Stackwechsel bzw. am Nutzungsende des Elektrolyseurs (t_E) berechnet. Zur Kostenberechnung über die ganze Einsatzzeit der Stacks wird analog zu Stolzenburg et al. [18] vereinfachend die Hälfte der Gesamtdegradation angesetzt. Um die Anschlussleistung des Elektrolyseurs zu ermitteln, wird anstatt der durchschnittlichen Degradation die

volle Degradation angesetzt. Der Stromverbrauch der Peripherie wird als unabhängig von der Degradation angenommen. Die Kostenberechnung (siehe Abbildung 42, rechts) umfasst die Bestandteile Wertverlust, Kapitalbindung sowie Wartung und Instandhaltung. Für die Peripherie wird ein Restwert von 0 € nach der Nutzungsphase von 20 Jahren angenommen. Für die Stacks wird angenommen, dass einzelne Komponenten bzw. Materialien wie beispielsweise Edelmetalle der Membran-Elektrodeneinheit wiederverwendet bzw. aufbereitet werden können. Dementsprechend wird ein Restwert der Stacks am Ende der Nutzungsdauer angesetzt (siehe Abbildung 42, oben rechts). Die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden unabhängig der Produktionsmenge bzw. Betriebsstunden angesetzt. Der Standby-Stromverbrauch der Anlage wird vernachlässigt.

Generell lassen sich Alterungsprozesse der Komponenten und Materialien von Elektrolyseuren in mechanische, thermische, chemische und elektrochemische Mechanismen unterteilen [75], die sich teilweise gegenseitig beeinflussen und von Betriebsparametern abhängig sind. Der Stand der Wissenschaft erlaubt es derzeit nicht, ein quantitatives Alterungsmodell zu erstellen, das die Alterung in Abhängigkeit der Betriebsparameter beschreibt. Daher ist es üblich, die Lebensdauer bzw. Degradation von Elektrolysestacks als Erhöhung der Zellspannung bei einer konstanten Stromdichte über die Zeit zu beschreiben. Die Degradationsrate wird üblicherweise in μV pro Betriebsstunde beschrieben. Dieser Ansatz wird auch in dieser Dissertation gewählt. Es wird angenommen, dass die Degradationsrate über den gesamten Bereich der Betriebsstromdichte konstant ist.

5.2.1.2 Konditionierung an Produktionsanlage

Der erforderliche Energiebedarf zum Befüllen eines LKW-Anhängers mit Druckwasserstoff hängt von mehreren Faktoren ab. Neben dem Einlassdruck in den Kompressor sind der Anfangsdruck und der Enddruck der zu füllenden Speicher sowie der Massenstrom maßgeblich bestimmend. Der Einlassdruck wird vom Druckniveau im Vorratsspeicher bzw. vom Auslassdruck der Produktionsanlage (direkte Kopplung) bestimmt. Darüber hinaus sind die Wasserstofftemperatur bei Eintritt und Austritt, die Effizienz des Kompressors und die Wärmeübertragung zwischen Umgebung und Druckbehälter gewisse Einflussfaktoren. Um die Komplexität der Simulation zu verringern, stellen nur der Einlassdruck und der Massenstrom des Kompressors sowie der Anfangs- und Enddruck der LKW-Speicherbehälter veränderliche Größen dar. Die restlichen Größen werden konstant gehalten. Als Einlasstemperatur wird vereinfachend 20 °C verwendet. Die Berechnung der Verdichtungsenergie wird analog zu Kapitel 3.3.1.2 durchgeführt. Dabei handelt es sich um einen 5-stufigen Verdichter mit Zwischenkühlung nach jeder Stufe und potentieller Stufenabschaltung. Die thermodynamische Simulation der Druckbehälter des LKW-Anhängers wird analog zur Simulation der tankstellenseitigen Speicher in Kapitel 3.3.1.2 durchgeführt. Es wird angenommen, dass der LKW-Anhänger ohne Kompressor ausgestattet ist. Somit bestimmt der maximale Druck des tankstellenseitigen Vorratsspeichers den minimalen, verbleibenden Restdruck des LKW-Druckspeichers am Ende der Auslieferungsrouten. Die Temperatur des LKW-Druckspeichers am Ende der Entleerung an der Tankstelle und zu Beginn der Befüllung an der Produktionsanlage wird vereinfachend mit 10 °C (ungefährer Jahresmittelwert von Deutschland) angenommen. Schwankungen der Lufttemperatur und Wärmeeinträge in die Druckbehälter des Anhängers bzw. umgekehrt bleiben unberücksichtigt.

Es wird angenommen, dass Typ IV-Behälter zum Transport verwendet werden. Somit kann von der PKW-Betankung abgeleitet werden, dass die Betriebstemperatur von 85 °C gemäß SAE J2601 [39] nicht überschritten werden darf. Durch iterative Berechnung wird die erforderliche Wasserstofftemperatur nach Verdichtung und Kühlung ermittelt, bei der die Temperatur der Druckbehälter am Ende der

Befüllung 80 °C beträgt. Dazu wird eine komplette Befüllung des LKW-Speichers analysiert, da hierbei die größte Wärmeentwicklung stattfindet. Die Wasserstoffmenge bzw. -dichte bei 10 °C und einem Druck von 30 MPa bzw. 50 MPa wird als maximaler Füllstand definiert. Durch die Wärmeentwicklung im Speicher herrscht am Ende der LKW-Befüllung zunächst ein entsprechend höherer Druck als 30 MPa bzw. 50 MPa. Nachfolgend wird der Druck des LKW-Speichers direkt nach der Befüllung mit 30+ MPa bzw. 50+ MPa bezeichnet. Die nutzbare Wasserstoffkapazität berechnet sich aus der Dichte (ρ) bei einem maximalen (p_{\max}) und minimalen (p_{\min}) Arbeitsdruck sowie dem Volumen (V) der Druckbehälter (siehe Formel 26).

$$K = (\rho_{p_{\max}, 283 \text{ K}} - \rho_{p_{\min}, 283 \text{ K}}) * V \quad \text{Formel 26}$$

Die entsprechenden Dichten von Wasserstoff werden mittels der Stoffdatenbank von National Institute of Standards and Technology [47] ermittelt. Die Volumina der beiden untersuchten Anhänger-Varianten (50 MPa bzw. 30 MPa) können Tabelle A 8 des Anhangs entnommen werden. Da in Kapitel 2.2 Wasserstofftankstellen mit 5 und 20 MPa ND-Speicher untersucht werden, wird die Verdichtung in den LKW-Anhänger von (1) 5 MPa auf 30+ MPa, von (2) 5 MPa auf 50+ MPa und von (3) 20 MPa auf 50+ MPa untersucht. Durch Anwendung von Formel 26 ergeben sich maximal nutzbare Transportkapazitäten von (1) 782 kg, (2) 978 kg und (3) 591 kg. Entsprechend den Angaben von Zorn [107] wird eine Befüllungszeit von 52,5 min für die Befüllung eines LKW-Speichers mit einem Druck von 50 MPa verwendet. Diese ergibt sich aus dem Mittelwert der angegebenen Zeitspanne von 45 bis 60 min. Es ergibt sich eine Befüllungsrate von 18,62 kg/min für Option (2), bei welcher der LKW-Speicher einen Anfangsdruck in Höhe von 5 MPa aufweist. Diese Befüllungsrate wird auf alle 3 Optionen angewendet. Die daraus resultierende Dauer zur kompletten Befüllung des LKW-Druckspeichers beträgt (1) 42,0 min, (2) 52,5 min bzw. (3) 31,8 min.

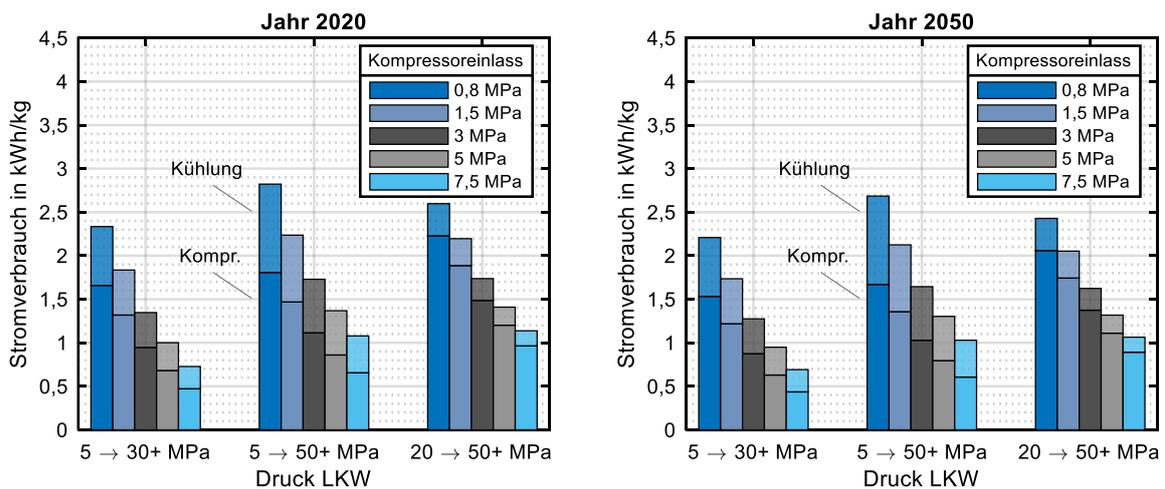


Abbildung 43: Spezifischer Energiebedarf zur Befüllung der LKW-Druckbehälter.

Die Analyse ergibt, dass die erforderliche Eintrittstemperatur in die LKW-Druckbehälter bei Option (1) 29 K, bei Option (2) 41 K und bei Option (3) 10 K unter Umgebungstemperatur liegt. Somit erfordert Option (2) den größten spezifischen Energieaufwand für die Kühlung, da bei diesem Konzept das Verhältnis von Anfangsdruck (5 MPa) zu Enddruck (50+ MPa) und somit die entstehende Kompressionswärme am größten ist. Der spezifische Energiebedarf der Kompression ist jedoch bei Option (3) am höchsten, da das mittlere Verdichtungsverhältnis hierbei höher als bei den anderen Optionen ist. So weisen Option (2) und (3) bei hohen Einlassdrücken nahezu denselben spezifischen Energiebedarf auf,

da der Mehraufwand der Verdichtung bei Option (3) gegenüber Option (2) durch einen geringeren Kühlaufwand kompensiert wird (siehe Abbildung 43). Bei niedrigen Einlassdrücken weist Option (2) den höchsten Energiebedarf auf. Option (1) weist bei allen untersuchten Einlassdrücken des Kompressors den niedrigsten, spezifischen Energiebedarf auf.

Die Analyse zeigt, dass der Energiebedarf zur Kühlung bei niedrigen Einlassdrücken hoch sein kann. So wird bei einem Einlassdruck von 0,8 MPa bei Option (2) im Jahr 2020 eine elektrische Energie in Höhe von 1,02 kWh/kg zur Kühlung benötigt. Bei Option (3) dagegen sind bei gleichem Einlassdruck nur 0,37 kWh/kg erforderlich. Die zukünftige Effizienzsteigerung wird analog zur Effizienzsteigerung tankstellenseitiger Kompressoren angenommen. Abbildung 43 (rechts) zeigt den spezifischen Energiebedarf der Befüllung des LKW-Speichers für das Jahr 2050, welcher entsprechend der Effizienzsteigerung niedriger ist als der spezifische Energiebedarf des Jahres 2020 (siehe Abbildung 43, links).

In dieser Dissertation wird angenommen, dass der Wasserstoff direkt in die Druckbehälter des LKWs verdichtet wird. In einer weiteren Analyse sollten Konzepte wie die Verdichtung in einen HD-Behälter und anschließendes Überströmen in den LKW-Speicher untersucht werden. Die Kostenberechnung basiert auf dem Tankstellenkompressor von Kapitel 3. Die Methodik der Kostenberechnung kann Tabelle 2 und die Eingangsdaten können Tabelle A 9 des Anhangs entnommen werden. Ggfs. findet eine lineare Interpolation statt, um Eingangsdaten für weitere Betrachtungsjahre zu erzeugen. Der Kompressor weist einen minimalen Einlassdruck von 0,5 MPa und einen maximalen Auslassdruck von 90 MPa auf. Somit handelt es sich um einen konservativen Ansatz, da die Druckanforderungen im konkreten Anwendungsfall geringer als an den Tankstellen sind. Vereinfachend wird die Anschlussleistung des Kompressors, zur späteren Berechnung des Strombezugspreises, auf Basis des durchschnittlichen Energieverbrauchs ermittelt. Bezüglich der Stufenanzahl der Kompression und der Befüllungsrate sollten weitergehende Analysen erfolgen. Bei einer deutlich niedrigeren Befüllungsrate könnte beispielsweise der Bedarf zur Kühlung entfallen, ohne die maximale Temperatur der HD-Behälter des LKWs zu überschreiten. Auf der anderen Seite wären die teuren LKW-Anhänger deutlich länger an der Produktionsanlage und somit geringer ausgelastet, was wiederum höhere Kosten bewirken würde.

Die Wasserstoffverflüssigung ist ein sehr energieintensiver Prozess. In der Regel weisen im Betrieb befindliche Anlagen derzeit eine sehr geringe Verflüssigungskapazität von wenigen Tonnen Wasserstoff pro Tag auf. Laut Asadnia und Meerpooya [108] liegt der spezifische Energieverbrauch kleiner, effizienter Anlagen bei ca. 13-15 kWh/kg. Ramsden et al. [93] beschreiben den Energieverbrauch in einer Analyse von 2013 abhängig von der Verflüssigungskapazität. Laut der Studie weisen kleine Anlagen mit einer Kapazität von wenigen Tonnen pro Tag einen spezifischen Energieverbrauch von ca. 12 kWh/kg auf. Dagegen verbrauchen Anlagen mit einer Kapazität von 200 t pro Tag ca. 8 kWh/kg. In naher Zukunft realisierte, großtechnische Anlagen verbrauchen laut Asadnia und Meerpooya [108] zwischen 5 und 8 kWh/kg. Dies deckt sich mit der Analyse von Sadaghiani et al. [109], in der ein spezifischer Energieverbrauch von 7,6 kWh/kg eines neuartigen Anlagenkonzepts mit einer Kapazität von 130 t pro Tag ermittelt wird.

Da die technologische Weiterentwicklung von Verflüssigungsanlagen in den letzten Jahren als moderat eingeschätzt wird, werden in dieser Dissertation die techno-ökonomischen Daten von Ramsden et al. 2013 [93] für das Jahr 2020 verwendet. Die techno-ökonomischen Daten für zukünftige Anlagen entstammen einer Studie des U.S. Department of Energy [72]. In der genannten Studie sind langfristige erreichbare Entwicklungspotenziale für die Investitionskosten und den Energieverbrauch angegeben. In

dieser Dissertation wird angenommen, dass die Entwicklungspotenziale bis zum Jahr 2050 ausgeschöpft werden. Um auch für das Jahr 2050 kapazitätsabhängige Eingangsdaten zu erhalten, wird die mathematische Beschreibung zur kapazitätsabhängigen Skalierung von Stromverbrauch und Investitionskosten von Ramsden et al. [93] übernommen. Eine detaillierte Übersicht der verwendeten Eingangsdaten kann Tabelle A 4 des Anhangs entnommen werden. Der verwendete Umrechnungskurs von US-Dollar zu Euro kann Tabelle A 1 des Anhangs entnommen werden.

5.2.1.3 Speicherung an Produktionsanlage

Um Wasserstoffproduktion und -abgabe innerhalb eines gewissen Zeitrahmens zu entkoppeln, muss ein Speicher am Ort der Wasserstoffproduktion installiert werden. Zur Auslegung des Speichers wird bei Druckwasserstoff mit einer Temperatur von 20 °C gerechnet. Die erforderliche Kapazität des Druckwasserstoffspeichers (K_{DWS}) ergibt sich gemäß Formel 27 aus der maximalen Pufferzeit (PZ), multipliziert mit der maximalen Produktionskapazität (PK) sowie dem Quotienten aus Dichte bei Maximaldruck ($\rho_{p,max}$) und Differenz zwischen Dichte bei Maximaldruck und Dichte bei Minimaldruck ($\rho_{p,min}$).

$$K_{DWS} = PZ * PK * \frac{\rho_{p,max}}{\rho_{p,max} - \rho_{p,min}} \quad \text{Formel 27}$$

Die Pufferzeit besagt, wie lange der Speicher bei maximaler Produktionsrate, ohne einer gleichzeitigen Entleerung des Speichers, gefüllt werden kann. Die Kostenberechnung wird analog zur Kostenberechnung des 5 MPa-Speichers der Tankstelle (siehe Kapitel 3.4.1.4) mit denselben ökonomischen Eingangsdaten durchgeführt.

Bei Flüssigwasserstoff wird analog zur Tankstelle angenommen, dass sich der flüssige und gasförmige Wasserstoff im thermodynamischen Gleichgewicht befinden. In der flüssigen Phase liegt die niedrigste Dichte des Wasserstoffs somit bei maximalem Druck vor. Es wird ein maximaler Betriebsdruck des Flüssigspeichers von 0,4 MPa zur Auslegung angenommen. Um eine komplette Entleerung als auch eine komplette Befüllung des Flüssigwasserstoffs zu vermeiden, wird die erforderliche Speicherkapazität um einen prozentualen Anteil (P) erhöht. Die erforderliche Kapazität des Flüssigwasserstoffspeichers (K_{FWS}) ergibt sich gemäß Formel 28 aus der maximalen Pufferzeit, der maximalen Produktionskapazität und dem Skalierungsfaktor (1+P).

$$K_{FWS} = PZ * PK * (1 + P) \quad \text{Formel 28}$$

Große, stationäre Speicher weisen, im Vergleich zur Oberfläche, ein relativ großes Volumen auf. Somit ist der Boil-Off an großen, stationären Speichern im Verhältnis zu kleinen Speichern verhältnismäßig gering. Zudem besteht am Ort der Verflüssigungsanlage die Möglichkeit, den kalten, verdampften Wasserstoff wieder zu verflüssigen. Die niedrige Temperatur des verdampften Wasserstoffs resultiert in niedrigen Energieverbräuchen für die erneute Verflüssigung. Aufgrund des geringen Einflusses auf die Kostenstruktur der gesamten Wasserstoffprozesskette wird der Boil-Off nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zum Speicher an der Tankstelle findet die Skalierung der Investitionskosten nicht proportional zur Oberfläche des Speichers, sondern proportional zur Kapazität statt. Dies liegt daran, dass in der Modellanwendung als Basis bereits ein sehr großer Speicher mit einem Volumen von 3.500 m³ verwendet wird. Somit wird davon ausgegangen, dass eine Vervielfältigung der Speicherkapazität durch weitere Speicher realisiert wird. Davon abgesehen findet die Kostenberechnung analog zur Kostenberechnung der LH₂-Tankstelle (Kapitel 3.4.1.4) mit denselben ökonomischen Eingangsdaten statt.

5.2.2 Stromproduktion und Strompreise

Die Energiepreise üben einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten der Kraftstoffherstellung aus. Vergleicht man unterschiedliche Kraftstoffe, so ist es von zentraler Bedeutung, mit einheitlichen Primärenergieträgerkosten zu rechnen. Wird Strom zur Kraftstoffherstellung bzw. nachfolgend benötigt, so sollten die Strompreise abhängig der Beschaffungskosten für die Primärenergieträger ermittelt werden. Die Kosten fossiler Brennstoffe sind sehr schwierig zu prognostizieren, da sie sehr vielen Einflussfaktoren unterliegen. Somit sollten unterschiedliche Entwicklungsszenarien betrachtet werden, die zudem eine systematische Untersuchung erlauben, wie sich die Kraftstoffkosten abhängig der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändern.

Mit der Liberalisierung im Jahr 1998 wurde die Strombörse mit den Spot-, Termin- und Regelenergiemärkten in Deutschland etabliert. Der Strompreis ergibt sich seither frei am Markt aus Angebot und Nachfrage. Der Betreiber versucht laut Zapf [110], sein Kraftwerk immer dann einzusetzen, wenn der Erlös die Grenzkosten übersteigt. Somit bilden die Grenzkosten in der Regel die Preisuntergrenze, zu welcher der Stromerzeuger seinen Strom am Markt anbietet. Der Market Clearing Price (Schnittpunkt Angebot und Nachfrage) ergibt den Börsenstrompreis. Gemäß von Roon und Huck [111] können die Grenzkosten (GK) der konventionellen Kraftwerke mithilfe von Formel 29 berechnet werden.

$$GK = \frac{P_B}{\eta} + \frac{EF}{\eta} * EP + BK_v \quad \text{Formel 29}$$

Die Grenzkosten ergeben sich aus Brennstoffpreis (P_B), Emissionsfaktor (EF), Wirkungsgrad (η) des Kraftwerks, CO₂-Emissionspreis (EP) und variablen Betriebskosten (BK_v). Die sog. Merit Order des Kraftwerksparks ist die aufsteigend sortierte Grenzkostenkurve der Kraftwerke. Aufgrund der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz muss die restliche Last (Residuallast) vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden. Kennt man die gesamte Stromlast einer Volkswirtschaft und die Einspeiseleistung erneuerbarer Energien, so lässt sich mithilfe der Merit Order Kraftwerkskurve der Market Clearing Price ermitteln. Hierbei handelt es sich um ein Berechnungsmodell, das keine Faktoren wie bspw. Kraftwerksausfälle abbildet, welche zu Abweichungen des berechneten zum tatsächlichen Strompreis führen können. Im Fall einer negativen Residuallast wird in dieser Dissertation mit einem Börsenstrompreis von 0 €/kWh gerechnet.

Zusätzlich zum Börsenstrompreis fallen für den Endverbraucher in Deutschland noch weitere Strompreisbestandteile an. Dies ist einerseits die EEG-Umlage. Die zukünftige EEG-Umlage wird, basierend vom aktuellen Wert [112], mithilfe eines EEG-Rechners des Öko-Instituts [113] ermittelt. Um die Rahmenbedingungen auf diese Dissertation anzupassen, werden die Eingangsdaten des EEG-Rechners bzgl. des jährlichen Bruttokapazitätszubaues der Erneuerbare-Energie-Anlagen, der Börsenstrompreise sowie des Nettostromverbrauchs in Deutschland angepasst. Es wird angenommen, dass keine Vergünstigung der EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen gemäß § 63 in Verbindung mit § 64 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien [114] erfolgt. Das Netzentgelt wird in dieser Dissertation analog zu Graumann [98] abhängig von Spannungsebene, Jahresbenutzungsdauer und Jahreshöchstlast gemäß Preise der Netze BW [115] ermittelt. Zusätzlich werden die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, die Umlage gemäß Kraftwärmekopplungsgesetz, die Offshore-Haftungsumlage und die Konzessionsabgabe berücksichtigt. Diese werden von Netze BW [115] entnom-

men. Sonderkonditionen wie beispielsweise für stromkostenintensive Unternehmen werden nicht berücksichtigt. Zudem wird die Stromsteuer gemäß § 3 Stromsteuergesetz [116] berücksichtigt. Sonderkonditionen finden auch hierbei keine Anwendung. Dies betrifft beispielsweise die Elektrolyse, die gemäß § 9a, Absatz 1, Satz 1 Stromsteuergesetz [116] eine Befreiung erfahren würde. Aus Gründen der Vergleichbarkeit unter den Kraftstoffen wird im entsprechenden Szenario stets der reguläre Betrag berücksichtigt. Die Umlage für abschaltbare Lasten wird, aufgrund ihrer geringen Höhe, nicht berücksichtigt.

5.3 Prozessketten

5.3.1 Zentrale Wasserstoffproduktion

Nachdem das Hauptmodell mit den unterschiedlichen Kraftstoff- und Stromprozessketten in Kapitel 5.1 erläutert wurde, werden in diesem Kapitel die Modelldynamik und die Systemauslegung innerhalb der Prozessketten mit zentraler Wasserstoffproduktion vorgestellt. Da Produktion, Konditionierung und Speicherung am selben Ort stattfinden, wirkt sich die maximale Produktionskapazität als Eingangsparemeter (siehe Abbildung 44, links) auf die Systemauslegung und Kostenberechnung dieses ganzen Teilsystems aus. Die Produktions- und Konditionierungsanlagen werden an das Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen. Bei allen Anlagen mit Elektrolyseur oder Verflüssigungsanlage findet ein Anschluss an das Hochspannungsnetz statt. Lediglich bei Erdgasreformierung mit anschließender Verdichtung wird ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz angenommen. Für die Produktions- und Konditionierungsanlage findet die Ermittlung von Anschlussleistung und Stromabnahmemenge, zur Berechnung der Strombezugspreise, gesamtheitlich statt (siehe Abbildung 44, oben).

Analog zu Kapitel 4.4.2 werden die maximalen Produktionskapazitäten pro Standort für Druckwasserstoff auf 2.116 kg/h und für Flüssigwasserstoff auf 200 t pro Tag bzw. 8.333 kg/h definiert. Zur Kostenberechnung der Elektrolyse wird die Methodik von Kapitel 5.2.1.1 angewendet. Sowohl für Druck- als auch Flüssigwasserstoff werden die techno-ökonomischen Eingangsdaten des Elektrolyseurs der Größe L (siehe Tabelle A 5 im Anhang) verwendet. Ein Standort mit Verflüssigungsanlage erfordert somit mehrere Elektrolyseure. Ggfs. findet eine lineare Interpolation statt, um Eingangsdaten für weitere Betrachtungsjahre zu erzeugen. Eine Extrapolation der Eingangsdaten findet jedoch nicht statt. Werden Eingangsdaten über den abgedeckten Zeitraum hinaus benötigt, so werden die Eingangsdaten des letzt verfügbaren Jahres verwendet (konservativer Ansatz). Die verwendeten techno-ökonomischen Daten der Erdgasreformierungsanlage können Tabelle A 2 des Anhangs entnommen werden. Da es sich hierbei um eine reife Technologie handelt, werden die fixen Eingangsdaten für alle Betrachtungsjahre verwendet.

Bei der Prozesskette Elektrolyse mit Netzstrom werden die Betriebsgrößen Stromdichte und Einsatzzeit der Elektrolysestacks sowie die Jahresbetriebsstunden der kompletten Anlage variiert, um die spezifischen Kosten von Produktion, Konditionierung und Speicherung zu minimieren (siehe Abbildung 44, mittig links). Es wird die Annahme zugrunde gelegt, dass stets in Zeiten der günstigsten Strompreise Wasserstoff produziert wird. Folglich sinkt der durchschnittliche Strombezugspreis mit sinkenden Jahresbetriebsstunden. Gleichzeitig steigt jedoch das erforderliche Speichervolumen mit sinkenden Jahresbetriebsstunden. Zudem erhöhen sich die spezifischen Kapitalkosten (Wertverlust und Kapitalbindung) sowie spezifischen Wartungs- und Instandhaltungskosten aufgrund der sinkenden Produktionsmenge. Eine entsprechende Größenskalierung der Anlage, sodass die jährliche Produktionsmenge trotz veränderlicher Jahresbetriebsstunden konstant bleibt, wird nicht angewendet. In der Modellanwendung

werden Eingangsdaten großtechnischer Anlagen verwendet. PEM-Elektrolyseure und Wasserstoffverflüssigungsanlagen werden heute jedoch lediglich in kleineren Leistungsbereichen realisiert. Die verwendeten Eingangsdaten stellen somit eine Prognose für zukünftige, großtechnische Anlagen dar. Eine weitere Größenskalierung der Anlage, aufgrund sinkender Jahresbetriebsstunden, wäre mit der Problematik der Datenverfügbarkeit bzw. mit einer zunehmenden Prognoseungenauigkeit verbunden. Die konstante Anlagengröße stellt somit einen konservativen Ansatz dar. Das Erlöspotenzial durch Teilnahme des Elektrolyseurs am Regelenergiemarkt wird im Modell vernachlässigt. Gemäß Pellingner [117] sank der Abruf an Sekundärregelleistung und dessen Erlöspotenzial in den letzten Jahren deutlich.

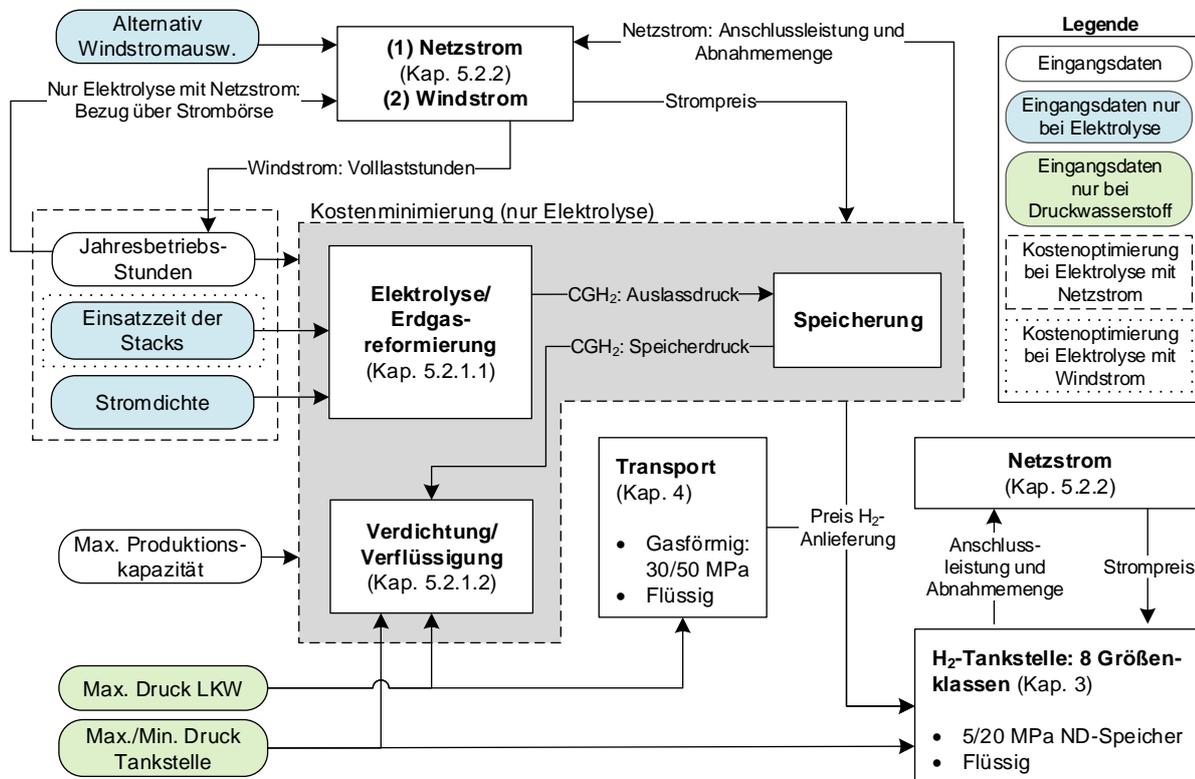


Abbildung 44: Methodik zur Berechnung von Prozessketten mit zentraler H₂-Produktion.

Im Fall der zentralen Elektrolyse mit Windstrom (alternatives Szenario) findet die Kostenoptimierung durch Variation der Einsatzzeit der Stacks als einziger Optimierungsparameter statt. Die Jahresbetriebsstunden und im Betrieb gefahrenen Stromdichten des Elektrolyseurs werden vom fluktuierenden Lastprofil der WKA vorgegeben. Vereinfachend wird eine durchschnittliche Stromdichte von 50 % zur Ermittlung der Jahresbetriebsstunden angenommen. Somit sind die Jahresbetriebsstunden des Elektrolyseurs doppelt so hoch wie die theoretischen Volllaststunden des Windparks. Dies wirkt sich unmittelbar auf die Degradation der Stacks aus, die als unabhängig von der Stromdichte angenommen wird. Die Wasserstoffproduktionsmenge und der Stromverbrauch werden gemäß der Anzahl an Volllaststunden des Windparks und der maximalen Stromdichte des Elektrolyseurs (100 %) berechnet. Aufgrund der geringen Kostenrelevanz wird der Standby-Stromverbrauch des Elektrolyseurs nicht berücksichtigt.

Die Kosten der Wasserstoffspeicher werden abhängig der Pufferzeit berechnet. In Tabelle 11 sind die erforderlichen Pufferzeiten sowohl für Druck- als auch Flüssigspeicher dargestellt.

Speicher	Druckwasserstoff-Prozesskette		Flüssigwasserstoff-Prozesskette	
	PEM-Elektrolyse	Erdgasreformierung	PEM-Elektrolyse	Erdgasreformierung
CGH ₂	Abhängig von Jahresbetriebsstunden	8 Stunden	6 Stunden	6 Stunden
LH ₂	-	-	Abhängig von Jahresbetriebsstunden	8 Stunden

Tabelle 11: Pufferzeitanforderung zentraler Wasserstoffspeicher.

Zur Befüllung der LKW-Anhänger mit Druck- bzw. Flüssigwasserstoff wird ein täglicher Betrieb von 6-22 Uhr angenommen, was 5.840 h pro Jahr entspricht. Bei einer Vollaustattung über das ganze Jahr muss der Speicher nur die produzierte Wasserstoffmenge während der angenommenen Ruhezeit der LKW-Abholung von 22-6 Uhr speichern können. Dies betrifft die Prozessketten mit Erdgasreformierung und Elektrolyse bei Vollaustattung. Bei den Flüssigwasserstoffprozessketten wird ein Druckspeicher mit einer Pufferzeit von sechs Stunden zur Kompensation der Lastdynamik der Verflüssigungsanlage angenommen. Formel 30 zeigt die von den verwendeten Residuallastkurven abgeleitete Berechnung der erforderlichen Pufferzeit (PZ) in Stunden, abhängig von den Jahresbetriebsstunden (JBS) der Produktionsanlage.

$$PZ = 310,46 * e^{-0,000414 * JBS}$$

Formel 30

Die Kosten der Druckwasserstoffspeicher werden zudem vom maximalen Speicherdruck, welcher dem maximalen Auslassdruck der Produktionsanlage entspricht (siehe Abbildung 44, mittig), beeinflusst. Gemäß den verwendeten Eingangsdaten (siehe oben) liegt dieser bei 3 MPa. In der Praxis werden zur Wasserstoffspeicherung im niedrigen Druckbereich oftmals 5 MPa-Speicher verwendet. In der Modelanwendung werden daher die Eingangsdaten des tankstellenseitigen 5 MPa-Speichers aus Kapitel 3 verwendet. Die Methodik zur Berechnung der Druck- und Flüssigwasserstoffspeicher ist in Kapitel 5.2.1.3 erläutert.

Der maximale Druck des LKW-Speichers sowie der maximale und minimale Druck des tankstellenseitigen Vorratsspeichers stellen Eingangsparameter bei den Druckwasserstoffprozessketten dar (siehe Abbildung 44, unten links). Der maximale Druck des LKW-Speichers wirkt sich auf die Verdichtungs- und Transportkosten aus. Die Berechnung der Kosten zur Befüllung der LKWs (siehe Kapitel 5.2.1.2) wird vereinfachend für den Fall durchgeführt, dass der Speicherdruck an der Produktionsanlage dem Maximum entspricht. Der minimale und maximale Druck des Tankstellenspeichers wirkt sich auf die Kosten von Transport und Tankstelle aus. Für Flüssigwasserstoff wurde in Kapitel 3 die Sinnhaftigkeit einer Transferpumpe am LKW aufgezeigt. Die in Kapitel 4 ermittelten Auslieferungskosten beinhalten bereits die Kosten der Transferpumpe, welche an der Produktionsanlage zum Befüllen des LKWs verwendet werden kann. Aufgrund des sehr geringen Energieverbrauchs der Transferpumpe werden die Stromkosten vernachlässigt. Die Methodik zur Berechnung der Verflüssigungskosten ist in Kapitel 5.2.1.2 erläutert.

Der Anlieferungspreis des Wasserstoffs aus Sicht des Tankstellenbetreibers ergibt sich aus den Kostenkomponenten Produktion, Speicherung, Konditionierung und Transport. Hierfür werden jeweils Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten veranschlagt. Es wird angenommen, dass die Gemeinkosten unabhängig von der Prozesskette sowie den Energiekosten sind. Als Referenz zur Ermittlung der Gemeinkosten wird Wasserstoff aus Erdgasreformierung mit Kompression auf 30 MPa, inkl. einer kurzzeitigen Speicherung von 8 Stunden (siehe Tabelle 11), im Jahr 2020 herangezogen. Als Gemeinkostenzu-

schlagssatz werden 38 % verwendet. Dieser Wert ermittelt sich aus den Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie den Kosten der umgesetzten Leistungen der Linde AG im Geschäftsjahr 2016 [118]. Die Kosten der Tankstelle werden von Kapitel 3 übernommen und entsprechend der veränderlichen Energiepreise angepasst.

5.3.2 Dezentrale Wasserstoffproduktion

Bei den Prozessketten mit Wasserstoffproduktion an der Tankstelle werden die Erzeugungsoptionen Elektrolyse und Erdgasreformierung analysiert. Die Methodik zur Simulation der dezentralen Prozessketten ist in Abbildung 45 dargestellt. Der Wasserstoffspeicher dient zum Ausgleich von Wasserstoffproduktion und -abgabe. Eine mehrtägige Speicherung des Wasserstoffbedarfs ist nicht vorgesehen, sodass kein preisgesteuerter Strombezug erfolgen kann. Im Gegensatz zur zentralen Elektrolyse wird somit auch kein reines Windkraftszenario analysiert.

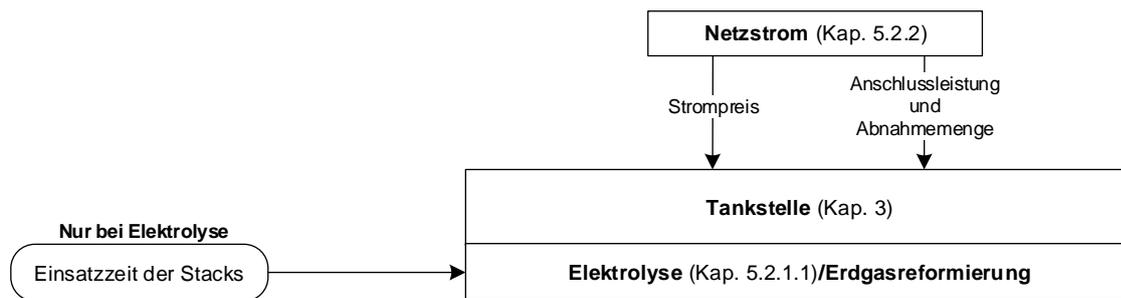


Abbildung 45: Methodik zur Berechnung von Prozessketten mit dezentraler H₂-Produktion.

Die Optimierung der Elektrolyse-Betriebsstrategie erfolgt somit ausschließlich durch Variation der Einsatzzeit der Stacks und wird für alle Tankstellengrößen und -auslastungen separat durchgeführt. Die Stromdichte (Erläuterung siehe Kapitel 3.4.2.3) und letztlich auch die Jahresbetriebsstunden des Elektrolyseurs ergeben sich aus der Tankstellenauslastung. Zur Kostenberechnung der Elektrolyse wird die Methodik von Kapitel 5.2.1.1 angewendet. Die verwendeten Eingangsdaten sind Tabelle A 5 des Anhangs zu entnehmen. Der spezifische Stromverbrauch des Elektrolyseurs mittlerer Größe (M) wird für alle Tankstellengrößen verwendet. Die Investitions- und Wartungskosten werden durch lineare Interpolation zwischen den drei Größenklassen der Eingangsdaten ermittelt. Dazu werden die erforderlichen Produktionsraten und Netto-Produktionsraten herangezogen. Die techno-ökonomischen Eingangsdaten der dezentralen Erdgasreformierungsanlage können Tabelle A 3 entnommen werden. Sowohl beim Elektrolyseur als auch bei der Erdgasreformierungsanlage findet ggfs. eine lineare Interpolation statt, um Eingangsdaten für weitere Betrachtungsjahre zu erzeugen. Eine Extrapolation der Eingangsdaten findet jedoch nicht statt. Werden Eingangsdaten über den abgedeckten Zeitraum hinaus benötigt, so werden die Eingangsdaten des letzt verfügbaren Jahres verwendet (konservativer Ansatz). Wie auch bei den zentralen Wasserstoffprozessketten werden die Kosten der Tankstelle von Kapitel 3 übernommen und entsprechend der veränderlichen Energiepreise angepasst.

5.3.3 Strom inklusive Ladung der Fahrzeugbatterie

In diesem Kapitel wird das Teilmodell erläutert, mit dem die energetische und ökonomische Berechnung der Ladung einer Fahrzeug-Traktionsbatterie durchgeführt wird. Betrachtet werden öffentliche Schnellladestationen mit 150 kW bzw. 350 kW und private Ladestationen mit einer Leistung von 3,7 kW bzw. 11 kW. Abbildung 46 zeigt die Lade- und Verlustleistungen sowie Wirkungsgrade (η) für die genannten Ladeoptionen. Analog zu Wasserstofftankstellen wird angenommen, dass ab einer Anschlussleistung von 300 kW ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz erfolgen muss. Somit muss bereits eine einzelne

Ladestation mit 350 kW Ladeleistung an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Bei 150 kW Ladeleistung trifft dies erst ab 2 Stationen pro Standort zu. Da keine einzelnen Ladestationen analysiert werden, findet im Modell stets ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz statt. Nach Netztransformation und Wandlung von Wechselspannung auf Gleichspannung beträgt die Ladeleistung im Modell per Definition 150 kW bzw. 350 kW. Für die Transformation von Mittel- auf Niederspannung wird ein Wirkungsgrad von 98 % angenommen. Der im Modell verwendete Wirkungsgrad der Ladesäule beträgt 95 %. Es wird angenommen, dass die Wärmemenge, die beim Laden im Fahrzeug entsteht, komplett abgeführt wird. Bei 150 kW Ladeleistung wird ein Wirkungsgrad der Batterieladung in Höhe von 94 % angenommen. Hierbei handelt es sich um einen durchschnittlichen Wert, da der konkrete Wert von Faktoren wie Zellchemie, Spannung der Batterie, Batteriekapazität etc. abhängt. Die zugrunde liegende Batteriespannung beträgt ungefähr 400 V. Für die Batterieladung mit 350 kW wird derselbe Wirkungsgrad angenommen. Durch Erhöhung der Batteriespannung bzw. Batteriekapazität kann dies erreicht werden. Es wird ein Energy Efficiency Ratio (EER) der Kältemaschine, die zum Abtransport der entstehenden Wärme benötigt wird, in Höhe von zwei angenommen. Eine iterative Berechnung ergibt die Aufteilung des Stroms in Ladestrom zur Batterie und Strom zum Kälteaggregat. Alternativ könnte der Betrieb des Kälteaggregats auch durch einen separaten Stromkreis erfolgen. Dies hätte keinen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad, welcher bei beiden Ladeoptionen knapp über 91 % beträgt, sondern lediglich auf die Leistung der Batterieladung. Die entstehende Wärme über ein Kühlsystem abzuführen, anstatt die Ladeleistung zu drosseln, wirkt sich negativ auf den Gesamtwirkungsgrad aus. Jedoch ermöglicht die konstante Ladeleistung höhere Stromabgabemengen, was sich wiederum positiv auf die spezifischen Kapitalkosten auswirkt. Um solch hohe Wärmemengen abzuführen, werden sehr hohe Anforderungen an das Kühlkonzept gestellt. Bei der Ladung mit 150 kW muss ein Wärmestrom in Höhe von 8,7 kW und bei der Ladung mit 350 kW ein Wärmestrom in Höhe von 20,4 kW abtransportiert werden (siehe Abbildung 46, oben rechts).

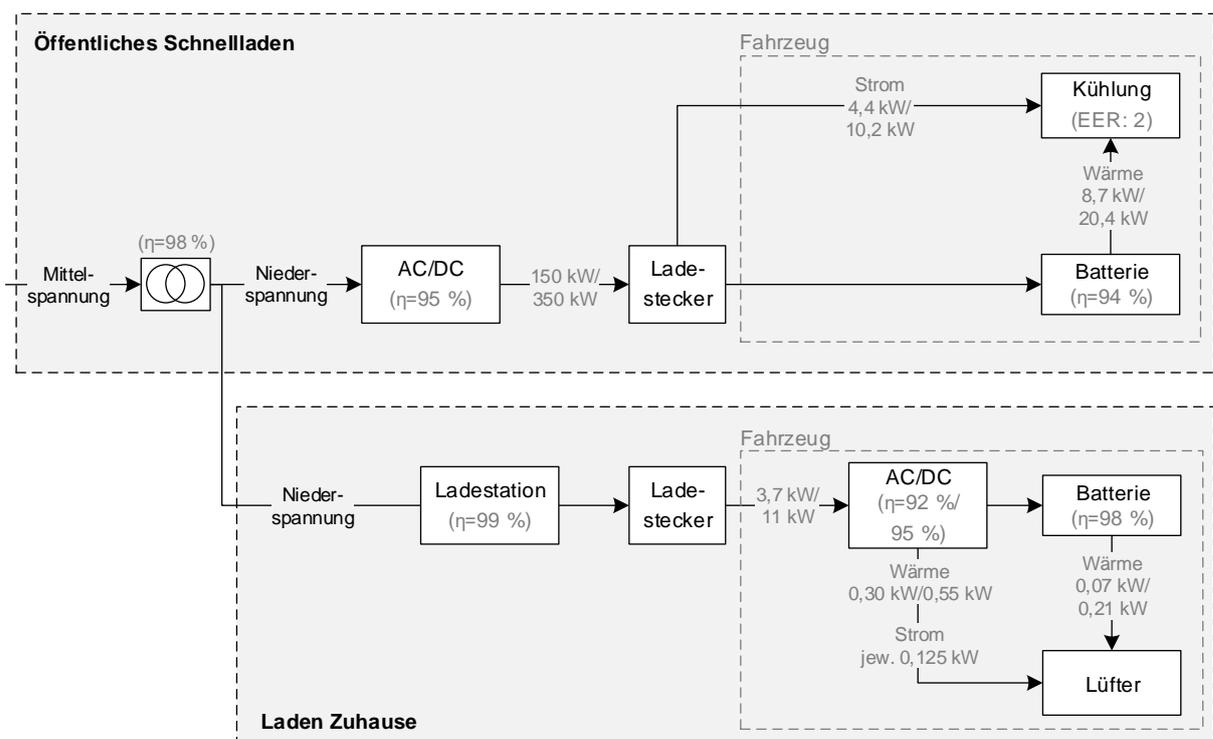


Abbildung 46: Lade- und Verlustleistungen beim Normal- und Schnellladen.

Das Laden zuhause erfolgt durch Anschluss an das Niederspannungsnetz (siehe Abbildung 46, unten). Die Verluste der Ladestation sind mit ca. 1 % sehr gering. Die Wandlung von Wechselspannung zu Gleichspannung (AC/DC-Wandler) findet im Fahrzeug statt. Es werden Wirkungsgrade in Höhe von 92 % bei 3,7 kW und 95 % bei 11 kW Ladeleistung angenommen. Der Wirkungsgrad der Batterieladung ist aufgrund der moderaten Ladeleistung sehr hoch (98 %). Es wird angenommen, dass bei beiden Ladeoptionen ein Lüfter mit einer elektrischen Leistung von 125 W die entstehende Wärme abführt. Der Gesamtwirkungsgrad beträgt knapp 87 % bei 3,7 kW Ladeleistung und knapp 92 % bei 11 kW Ladeleistung. Die Drosselung der Ladeleistung bei hohen Ladezuständen der Batterie bleibt unberücksichtigt.

Um Wasserstofftankstellen mit Schnellladeparks vergleichen zu können, muss zunächst die Anzahl an Ladestationen pro Ladepark bestimmt werden. Dies geschieht analog zu Haussecker [97] und Graumann [98], indem für beide Optionen dieselbe Reichweitenerhöhung pro Tag vorausgesetzt wird. Die durchschnittlich generierte Reichweite (RW) pro Ladesäule und Zeiteinheit ergibt sich gemäß Formel 31 durch Multiplikation der Ladeleistung am Ladestecker (LL) mit der Zeiteinheit (Z), dem Wirkungsgrad von Ladestecker zu Batterie (η_{LB}), dem Verhältnis von Ladezeit zu Besetzungszeit der Ladesäule (A_{LV}), dem Besetzungsgrad der Ladesäule bei eingeschwungenem Marktzustand (B_{EM}), der Auslastung (AL), dividiert durch den spezifischen Energieverbrauch des Fahrzeugs (E).

$$RW = LL * Z * A_{LV} * B_{EM} * \eta_{LB} * AL/E \quad \text{Formel 31}$$

Es wird eine durchschnittliche Lademenge von 20 kWh angenommen. Im Fall der 350 kW-Ladung ergibt sich eine Ladezeit von 3,76 min. Analog zu H₂-Tankstellen werden 10 Fahrzeugladungen pro Stunde als Maximum angesetzt. Somit ergibt sich bei maximaler Auslastung eine durchschnittliche Zeit von 2,24 min für den Fahrzeugwechsel und das Verhältnis von Ladezeit zu Besetzungszeit der Ladesäule beträgt 62,6 %. Für die 150 kW-Ladung wird dieselbe durchschnittliche Zeit für den Fahrzeugwechsel angesetzt. Aufgrund der längeren Ladezeit beträgt das Verhältnis von Ladezeit zu Ladesäulen-Besetzungszeit 79,6 %. Der langfristige Besetzungsgrad der Ladesäule wird sowohl für die 150 kW- als auch 350 kW-Ladung von Feismann et al. [119] abgeleitet. Verwendet wird die durchschnittliche, stündliche Wochenauslastung eines Netzwerks vieler Ladestationen, die auf Basis von ca. 400.000 Ladevorgängen ermittelt wurde. Analog zu Wasserstofftankstellen definiert die höchste Nachfragemenge im Wochenverlauf das Kapazitätsmaximum der Ladesäule. Die Besetzungsgrad ergibt somit 45,6 %. Die Fahrzeugverbräuche können Kapitel 5.1 entnommen werden.

Die 150 kW-Ladesäule generiert bei einer Vollaustattung (AL=100 % in Formel 31) eine Reichweite von 9.935 km/Tag, während die 350 kW-Ladesäule eine Reichweite von 18.214 km pro Tag generiert. Tabelle 12 zeigt die generierte Reichweite von Wasserstofftankstellen bei Vollaustattung und die erforderliche Anzahl an Ladesäulen eines äquivalenten Ladeparks.

Größe H ₂ -Tankstelle	Betankungsmenge pro Ø Tag in kg H ₂	Generierte Reichweite pro Ø Tag in km	Ladesäulenanzahl eines äquiv. Ladeparks	
			150 kW-Ladesäule	350 kW-Ladesäule
1DXS	138	25.204	2,5	1,4
1DS	327	59.723	6,0	3,3
1D	547	99.903	10,1	5,5
2D	1.095	199.989	20,1	11,0
3D	1.642	299.892	30,2	16,5
4D	2.190	399.978	40,3	22,0
5D	2.737	499.882	50,3	27,4
6D	3.284	599.785	60,4	32,9

Tabelle 12: Vergleich von Wasserstofftankstellen mit Schnellladestationen.

In der nachfolgenden Analyse soll die H₂-Tankstelle 1D mit dem äquivalenten 150 kW-Ladepark (10 Ladesäulen) und die H₂-Tankstelle 2D mit dem äquivalenten 350 kW-Ladepark (11 Ladesäulen) verglichen werden. Die Methodik zur Berechnung der spezifischen Ladekosten ist in Abbildung 47 dargestellt. Aufgrund von unterschiedlichen Lebensdauern von Ladesäulen, Transformator und Mittelspannungskabel (inkl. Tiefbauarbeiten) findet die Berechnung für die Komponenten einzeln statt. Es wird mit einer Lebensdauer von 20 Jahren für die Ladesäulen gerechnet. Die Lebensdauern für den Transformator und das Mittelspannungskabel können Tabelle A 12 des Anhangs entnommen werden.

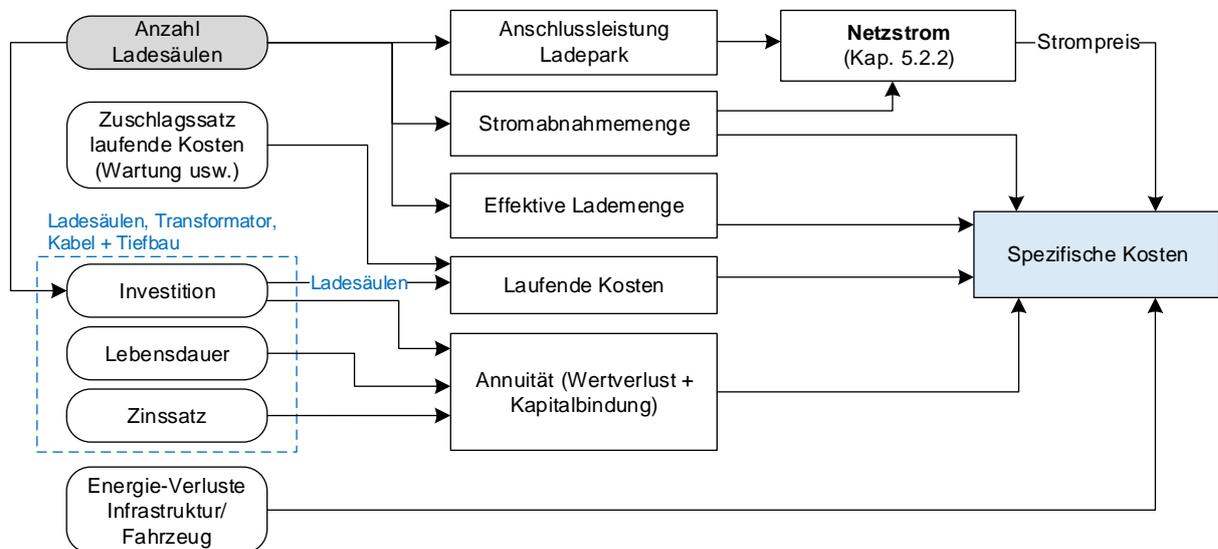


Abbildung 47: Methodik zur Berechnung der spezifischen Kosten der Schnellladung.

Die Anzahl an Ladesäulen pro Ladepark (siehe Abbildung 47, oben links) wirkt sich einerseits auf die Investitionskosten und andererseits auf die Anschlussleistung, Jahresstromabnahmemenge und Jahresstromabgabemenge des Ladeparks aus. Die Investitionskosten der Ladesäulen werden proportional zur Anzahl, die Investitionskosten für das Mittelspannungsnetz proportional zur Länge und die Investitionskosten des Transformators durch Anwendung einer nicht-linearen Kostenfunktion skaliert. Gemäß der Analyse von Broll [120] wird für einen Ladepark mit einer Ladeleistung von 150 kW pro Ladesäule eine Kabellänge von 1,9 km und für einen Ladepark mit 350 kW Ladeleistung pro Ladesäule eine Kabellänge von 2,1 km zum Anschluss an das Mittelspannungsnetz angesetzt. Die Anschlussleistung des Ladeparks wird durch Addition der Anschlussleistungen aller Ladesäulen ermittelt. Die laufenden Kosten werden durch einen Zuschlagssatz auf die Investitionskosten der Ladesäulen berechnet. Die aus der Differenz zwischen effektiver Lademenge und Stromabnahmemenge entstehenden Kosten werden, entsprechend ihrer Verursachung, der Infrastruktur (Transformator und Ladesäule) und dem Fahrzeug

(Kälteaggregat und Batterie) zugeordnet. Analog zur Lade- und Verlustleistungsberechnung wird das Kälteaggregat dem Fahrzeug zugeordnet. Die in Kapitel 5.1 beschriebene Methodik zur Ermittlung möglicher Auslastungen von Wasserstofftankstellen wird bei den Ladeparks analog angewendet. Die weiteren Eingangsgrößen finden sich in Tabelle A 11 und Tabelle A 12 im Anhang. Die fixen Eingangsdaten zum Stromnetz werden für alle Betrachtungsjahre verwendet, da es sich hierbei um eine reife Technologie handelt. Die Kostenberechnung für das Laden zuhause folgt der Methodik zur Berechnung der Ladekosten an Schnellladestationen. Jedoch entfallen der Transformator und der Anschluss an das Mittelspannungsnetz. Als Basisgröße für einen durchschnittlichen Haushalt ohne Batteriefahrzeug wird ein durchschnittlicher Jahresstromverbrauch von knapp über 3 MWh gemäß Statistischem Bundesamt [121] angenommen. Es wird eine jährliche Laufleistung in Höhe von 14.015 km pro Jahr gemäß KBA [85] zur Ermittlung der jährlichen Strombezugsmenge verwendet. Das Verhältnis von Ladevorgängen zuhause zu gesamten Ladevorgängen wird gemäß NPE [122] mit 85 % angesetzt. Dies wird vereinfachend auf die effektive Lademenge übertragen. Die weiteren Eingangsgrößen können Tabelle A 11 des Anhangs entnommen werden.

5.3.4 Klassische Kraftstoffe

Die Benzin- und Dieselpreise an den Tankstellen hängen sehr stark vom international gehandelten Rohöl ab. Daher werden die Kraftstoffpreise von den prognostizierten Rohölpreisen abgeleitet. Es wird der Zeitraum von 2014 bis 2017 in monatlicher Auflösung analysiert, um den Zusammenhang zwischen Rohöl- und Kraftstoffpreis zu bestimmen. Dazu wird die Differenz aus Nettoverkaufspreis (ohne Energie- und Mehrwertsteuer) und Rohölpreis (UK Brent) gebildet. Die Differenz deckt sämtliche Kosten und Margen von Raffinerie, Transport, Lagerung und Beimischungen ab. Die Abbildung 48 zeigt, dass diese Differenz eine sehr geringe Abhängigkeit zum Rohölpreis aufweist. Daher wird zur Kraftstoffkostenprognose der Durchschnitt aller Werte (siehe Abbildung 48, blau) der sonstigen Kosten als fixer Kostenbestandteil verwendet.

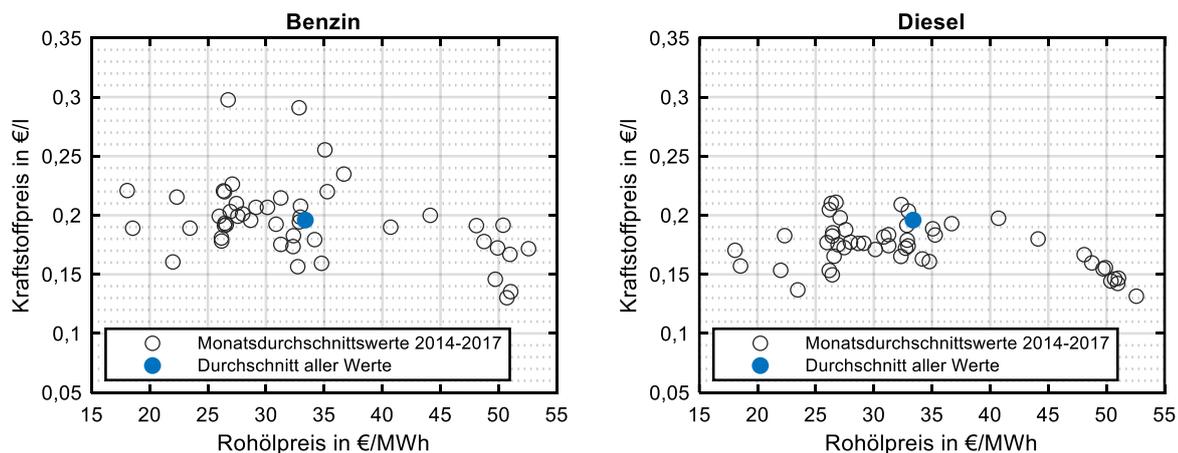


Abbildung 48: Differenz aus Nettoverkaufspreis und Rohölpreis von Benzin und Diesel (Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Mineralölwirtschaftsverband [123, 124]).

Die verwendeten Dichten und Energiedichten von Benzin und Diesel können Tabelle A 1 des Anhangs entnommen werden. Die Kraftstoffpreise für Benzin und Diesel (P_K) werden gemäß Formel 32 durch Multiplikation von Rohölpreis ($P_{R\ddot{O}}$) und Energiegehalt des Kraftstoffs (EG_K) sowie der weiteren Addition sonstiger Kosten (S_K) und der Energiesteuer (EST_K) berechnet.

$$P_K = P_{R\ddot{O}} * EG_K + S_K + EST_K$$

Formel 32

5.4 Modellanwendung und Ergebnisse

5.4.1 Szenarienerstellung

Die in den vorigen Kapiteln beschriebenen Prozessketten werden nachfolgend berechnet. Dies geschieht in Abhängigkeit von energiewirtschaftlichen Szenarien. Verwendet werden Daten der Forschungsstelle für Energiewirtschaft bzgl. dem fossilen Kraftwerkspark (Leistungen, Wirkungsgrade, variable Kosten), den fossilen Brennstoffkosten, den CO₂-Preisen und den Residuallasten Deutschlands [94]. Die CO₂-Preise betragen 12,9 €/t (moderat) bzw. 27 €/t (hoch) für das Jahr 2020 und 76 €/t (moderat) bzw. 96 €/t (hoch) für das Jahr 2050. Die Kostenszenarien der fossilen Brennstoffe sind in Abbildung 49 dargestellt. Die Residuallast aller Stunden der Jahre 2020 und 2050 können Abbildung A 1 des Anhangs entnommen werden.

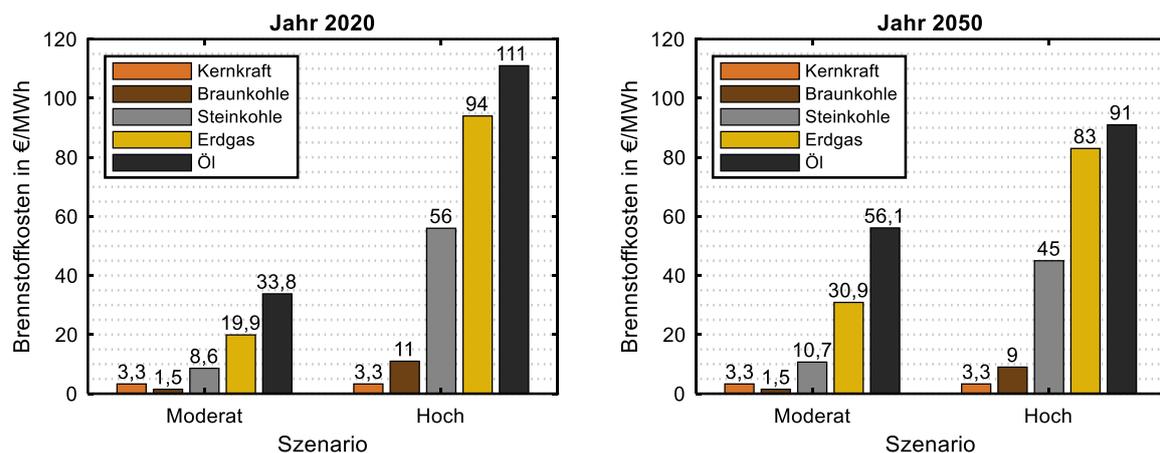


Abbildung 49: Kostenszenarien der fossilen Brennstoffe (Quelle: Eigene Darstellung, Daten von Forschungsstelle für Energiewirtschaft [94]).

Von Regett et al. [125] werden das Basis-, Umweltschutz- und Ressourcenknappheitsszenario mit den entsprechenden Merkmalsausprägungen übernommen (siehe Tabelle 13). Das zusätzliche Szenario in genannter Studie mit der Technologie Carbon Capture and Storage wird nicht analysiert. Die heutige gesellschaftliche und politische Akzeptanz dieser Technologie ist in Deutschland sehr niedrig, wodurch ein zukünftiger Einsatz als unwahrscheinlich gilt.

	Brennstoffkosten	Ausbau EE-Anlagen	CO ₂ -Preise
Szenario 1: Basisszenario	Moderat	Moderat	Moderat
Szenario 2: Umweltschutz	Moderat	Hoch	Hoch
Szenario 3: Ressourcenknappheit	Hoch	Moderat	Moderat

Tabelle 13: Übersicht über die energiewirtschaftlichen Szenarien.

Bei der Elektrolyse ergibt sich nach aktueller Gesetzeslage eine sehr große Bandbreite des Strombezugspreises. Je nach Standort, Branchenzugehörigkeit des Unternehmens, Weiterverarbeitung des Wasserstoffs, Stromabnahmemenge usw. fallen unterschiedliche hohe Strompreisbestandteile, zusätzlich zum Börsenstrompreis, an. Zudem ist ungewiss, wie sich die Gesetzeslage zukünftig verändern wird. Daher werden bei Netzstrombezug nachfolgend beide Extremfälle, ein vollständiges Entrichten bzw. eine vollständige Befreiung von Steuern, Abgaben, Entgelten und Umlagen (nachfolgend sonstige Strompreisbestandteile genannt) untersucht. Die mögliche Befreiung des Stroms von sonstigen Preisbestandteilen wird für die Elektrolyse (zentral und dezentral) sowie transportkonforme Aufbereitung

(Kompression/Verflüssigung) an zentralen Anlagen untersucht. Somit wird auch für die dezentrale Wasserstoffherzeugung an der Tankstelle die potentielle Kostenreduktion aufgezeigt. Insbesondere bei einer Vollauslastung müsste jedoch die Auslegung und Betriebsstrategie der in Kapitel 3 untersuchten, dezentralen Tankstelle ggfs. angepasst werden, um die Betriebsflexibilität zum netzdienlichen Einsatz zu erhöhen. Für die betankungskonforme Aufbereitung des Wasserstoffs an der Tankstelle wird keine potentielle Befreiung betrachtet, da der Tankstellenbetrieb an die Nachfrage gekoppelt ist und nur bedingt netzdienlich gestaltet werden kann. Bei dezentralen Tankstellen wird somit zwischen Strom für die Elektrolyse und Strom für die betankungskonforme Aufbereitung unterschieden. Auch für Ladesäulen wird angenommen, dass sie keine potentielle Befreiung von sonstigen Strompreisbestandteilen erfahren können, da der Strombezug an die Nachfrage gekoppelt ist. Bei Elektrolyse mit Windstrom wird davon ausgegangen, dass kein Anschluss an das Stromnetz erfolgt und keine Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen entrichtet werden müssen.

Da die Vollaststunden der WKA maßgeblich von der Standortqualität abhängen, wird sowohl eine hohe als auch eine niedrige Standortqualität berücksichtigt. Die Gestehungskosten für das Jahr 2050 werden durch lineare Extrapolation der Eingangsdaten erzeugt. Sowohl die Vollaststunden als auch die Gestehungskosten können Tabelle A 10 des Anhangs entnommen werden. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit wirken sich die in Kapitel 4 erstellten Markthochlaufszenerarien nicht auf die Anlagekosten der Wasserstoff- bzw. Strominfrastruktur aus. Es werden lediglich die Transportkosten von Wasserstoff, aufgrund unterschiedlicher Transportrouten, beeinflusst.

5.4.2 Ergebnisse

5.4.2.1 Basisszenario

Die Börsenstrompreise des Basisszenarios ergeben sich durch Anwendung der Methodik aus Kapitel 5.2.2 mit den Eingangsdaten aus Kapitel 5.4.1. Die geordneten Börsenstrompreise und deren arithmetischer Mittelwert bis zur jeweiligen Stunde sind in Abbildung 50 für die Jahre 2020 (links) und 2050 (rechts) dargestellt. Die geordneten Grenzkosten des fossilen Kraftwerksparks sind in Abbildung B 1 im Anhang dargestellt. Aufgrund der moderaten CO₂- und Brennstoffpreise ergeben sich ebenfalls moderate Börsenstrompreise. In knapp 2.000 h des Jahres 2050 führt die negative Residuallast zu Börsenstrompreise in Höhe von 0 €/kWh.

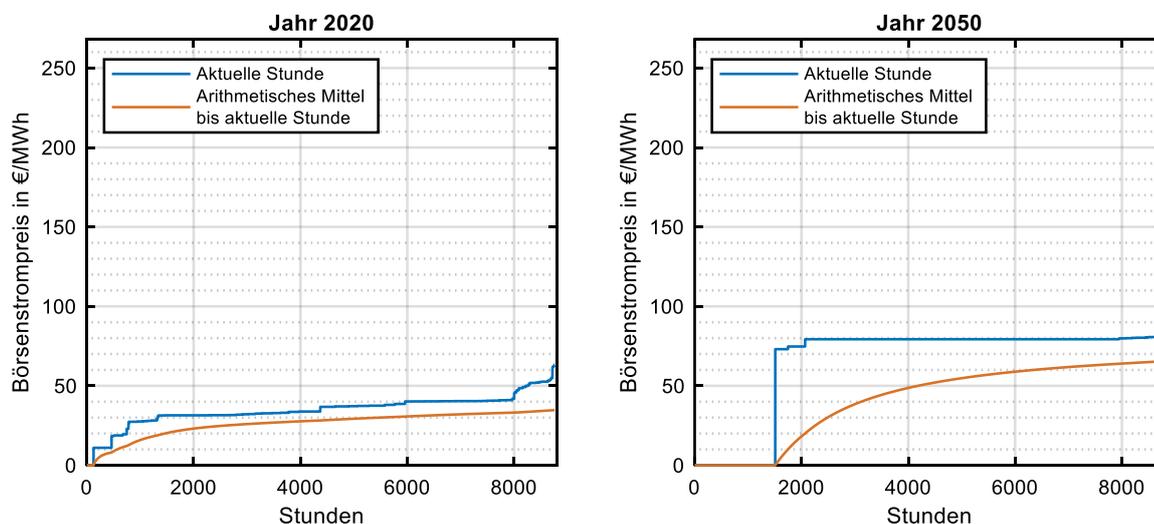


Abbildung 50: Geordnete Börsenstrompreise in Deutschland (Basisszenario).

Nachfolgend werden die spezifischen Kosten zentraler Wasserstoffprozessketten standardmäßig auf Basis eines hohen Markthochlaufs an BZ-Fahrzeugen (Szenario 1 in Kapitel 4) aufgezeigt. Auswertungen auf Basis eines niedrigen Markthochlaufs (Szenario 2 in Kapitel 4) sind explizit gekennzeichnet. Aufgrund der relativ kleinen, verbrauchsoptimierten Fahrzeuge des C-Segments (siehe Kapitel 5.1) sind die streckenspezifischen Kraftstoff- bzw. Stromkosten aller Fahrzeugantriebe verhältnismäßig niedrig. Das BZ-Referenzfahrzeug weist einen Wasserstoffverbrauch von 18,2 kWh/100 km (bezogen auf Heizwert) auf. Dies entspricht 0,55 kg/100 km. Das batteriebetriebene Referenzfahrzeug weist ohne Berücksichtigung der Ladeverluste einen Stromverbrauch in Höhe von 12,0 kWh/100 km auf. Das Referenzfahrzeug mit Dieselmotor verbraucht 40,8 kWh/100 km bzw. 4,1 l/100 km Kraftstoff. Beim Referenzfahrzeug mit Ottomotor liegt der Kraftstoffverbrauch bei 49,0 kWh/100 km bzw. 5,5 l/100 km.

Erdgasreformierung

Als erstes werden die Ergebnisse der Prozessketten mit Erdgasreformierung erläutert. Abbildung 51 zeigt die spezifischen Kosten der Prozesskette mit einer H₂-Tankstelle der Größe 1D im Jahr 2020. In Abbildung 51 (links) sind die spezifischen Kosten in Abhängigkeit der Auslastung dargestellt. Dagegen sind die spezifischen Kosten in Abbildung 51 (rechts) bei einer Vollauslastung (eingeschwungener Markt) dargestellt. Wasserstoffseitig werden die Prozessketten mit zentraler Produktion und anschließender Verdichtung (1-3), die Prozesskette mit zentraler Produktion und anschließender Verflüssigung (4) und die Prozesskette mit Vor-Ort-Erdgasreformierung (5) betrachtet. Bei den Prozessketten 1-3 entspricht die erste Zahl der Nomenklatur dem maximalen Druckniveau beim Transport und die zweite Zahl dem maximalen Druckniveau an der Tankstelle. Neben den fünf Wasserstoffprozessketten werden zudem drei Strompfade, das Laden zuhause mit 3,7 kW bzw. 11 kW sowie das Laden an einem Ladepark mit 150 kW-Ladesäulen analysiert. Zum Vergleich wird zusätzlich Benzin bzw. Diesel, unterteilt in Energiesteuer und restlicher Preis, dargestellt. Aus Abbildung 51 (rechts) wird ersichtlich, dass das BZ-Fahrzeug mit erdgasreformiertem Wasserstoff bei einer Vollauslastung der Prozesskette niedrigere, streckenspezifische Kraftstoffkosten aufweist als das Batterie-, Benzin- und Dieselfahrzeug.

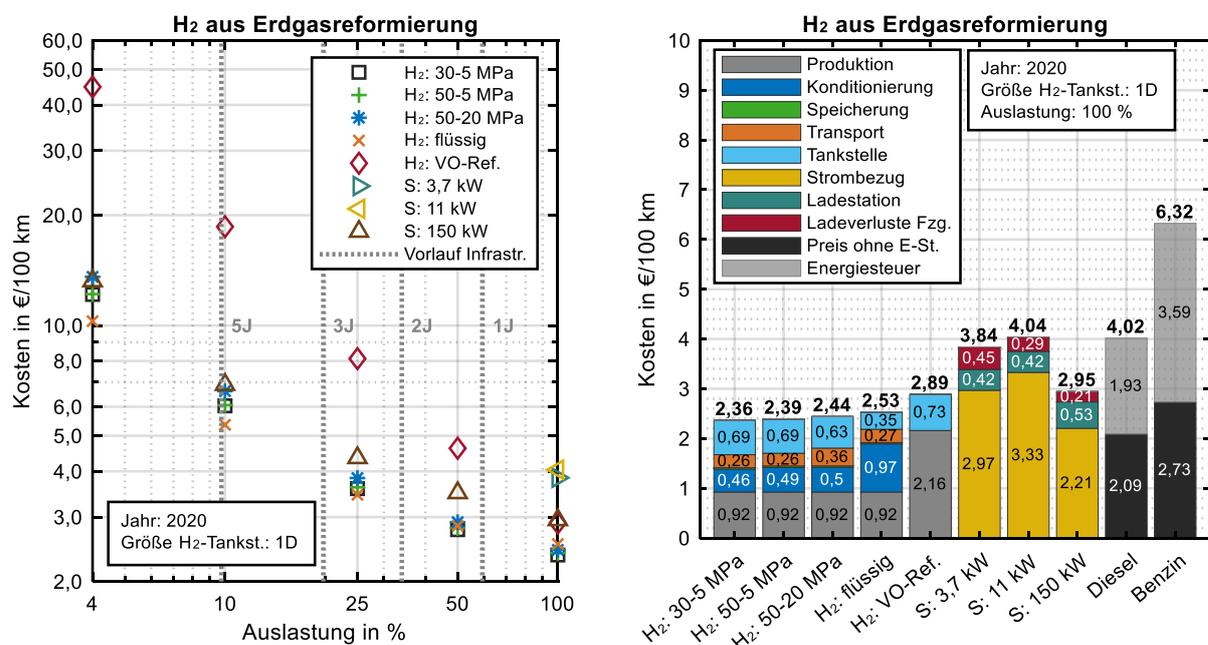


Abbildung 51: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, H₂ aus Erdgasreformierung, H₂-Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).

Die Kosten der Prozessketten mit zentral produziertem Wasserstoff und LKW-Transport sind sogar niedriger als die Kosten von Benzin unter Vernachlässigung der Energiesteuer. Dies liegt hauptsächlich an der höheren Effizienz des BZ-Fahrzeugs im Vergleich zu einem Fahrzeug mit Otto-Motor. Unter den drei Prozessketten mit zentraler Wasserstoffproduktion ist die Variante mit 30 MPa-Transport und 5 MPa-Speicherung an der Tankstelle die günstigste Option (2,36 €/100 km). Die Prozesskette mit 50 MPa-Transport und 20 MPa-Speicherung tankstellenseitig (2,44 €/100 km) ist trotz niedriger Tankstellenkosten insgesamt etwas teurer als die Option 50 MPa-Transport und 5 MPa-Speicherung tankstellenseitig (2,39 €/100 km). Dies liegt an den höheren Transportkosten aufgrund der niedrigeren Transportkapazität. Mit Kraftstoffkosten in Höhe von 2,53 €/100 km ist die Prozesskette mit Flüssigwasserstoff etwas teurer als die Optionen mit Druckwasserstoff. Die Tankstelle mit Erdgasreformierung vor Ort ist mit 2,89 €/100 km teurer als die Prozessketten mit zentraler Erdgasreformierung. Die deutlich höheren spezifischen Kosten einer kleinen Erdgasreformierungsanlage überkompensieren die eingesparten Transportkosten. Trotz der höheren Fahrzeugeffizienz weisen die Stromprozessketten mit Laden zuhause (Strommix Deutschland) mit 3,84 €/100 km (3,7 kW) bzw. 4,04 €/100 km (11 kW) deutlich höhere Kosten als die Wasserstoffprozessketten auf. Dies liegt in erster Linie an den hohen Strombezugskosten privater Haushalte, was in ähnlichen Verbrauchskosten wie für Diesel inkl. Energiesteuer resultiert. Es fällt auf, dass die private Ladestation höhere spezifische Kosten verursacht als eine flüssig belieferte Wasserstofftankstelle. Dies liegt an der sehr geringen Auslastung einer privaten Ladestation. Die Prozesskette öffentliches Laden an Ladeparks mit 150 kW Ladeleistung je Ladepunkt (deutscher Strommix) weist bei einer theoretischen Vollaustattung mit 2,95 €/100 km ein niedrigeres Kostenniveau als die Prozessketten mit Laden zuhause auf. Jedoch liegen die Kosten über dem Niveau der Wasserstoffprozessketten. Benzin inkl. Energiesteuer liegt mit 6,32 €/100 km deutlich über dem Kostenniveau der restlichen Prozessketten. Es gilt zu berücksichtigen, dass die Wasserstoff- und Stromprozessketten, im Gegensatz zu Benzin und Diesel, bereits Kosten für die Emission von Treibhausgasen enthalten. Die Prozessketten mit Wasserstoff aus Erdgasreformierung und Laden mit deutschem Strommix können bei einer Vollaustattung der Infrastruktur bereits heute mit Benzin und Diesel konkurrieren. Eilt die installierte Lade- bzw. Betankungskapazität der Nachfrage fünf Jahre voraus, so beträgt die Auslastung im Jahr 2020 nur ca. 10 % (siehe Abbildung 51, links). Eine Auslastung der Tankstelle von 10 % würde jedoch bereits ausreichen, damit Wasserstoff konkurrenzfähig zu Benzin (inkl. Energiesteuer) wird, vorausgesetzt Wasserstoff bliebe weiterhin von der Energiesteuer befreit. Bei einem Vorseilen der Infrastruktur von drei Jahren bzw. einem Jahr kann eine Auslastung in Höhe von 20 % bzw. 60 % im Jahr 2020 erreicht werden. Während die Prozesskette mit zentraler Wasserstoffproduktion und anschließender Verflüssigung bei einer Vollaustattung die teuerste Option darstellt, ist sie ab einer Auslastung kleiner 25 % die günstigste Option. Die Option Vor-Ort-Erdgasreformierung wird mit sinkender Auslastung zunehmend unattraktiver. Dies liegt daran, dass die Auslastung der Produktionsanlage ebenfalls sinkt. Im Vergleich dazu bleibt die Auslastung der zentralen Produktionsanlage auch im Fall einer geringen Tankstellenauslastung hoch.

Ladeparks mit 350 kW Ladeleistung, die gemäß Methodik von Kapitel 5.3.3 mit Wasserstofftankstellen der Größe 2D verglichen werden, weisen mit 3,0 €/100 km nur minimal höhere Kosten (0,05 €/100 km) als Ladeparks mit 150 kW Ladeleistung (Referenz zu Tankstelle der Größe 1D) auf. Dies bezieht sich auf eine theoretische Vollaustattung im Jahr 2020. Die in Abbildung 51 abgebildeten Kosten der Wasserstoffprozessketten mit 1D-Tankstelle reduzieren sich bei Substitution mit einer 2D-Tankstelle nicht wesentlich. So reduzieren sich die Kosten der günstigsten Prozesskette mit 30 MPa-Transport und einem maximalen Speicherdruck an der Tankstelle von 5 MPa um lediglich 0,03 €/100 km.

Abbildung 52 zeigt dieselben Prozessketten wie Abbildung 51, im Fall von Wasserstoff werden jedoch eine sehr kleine Tankstelle (links) und eine sehr große Tankstelle (rechts) betrachtet. Im Fall der sehr kleinen Tankstelle fehlt die Prozesskette mit Flüssigwasserstoff, da dieses Konzept für sehr kleine Betankungskapazitäten nicht analysiert wurde (siehe Kapitel 3.4.2.3). Zudem fehlt der Vergleich zu Schnellladestationen, da für sehr kleine und sehr große Wasserstofftankstellen kein Referenz-Schnellladepark analysiert wird. Die Prozessketten mit einer sehr kleinen Wasserstofftankstelle und Vor-Ort-Erdgasreformierungsanlage verursachen ähnlich hohe spezifische Kosten wie die Prozessketten mit Laden zuhause und Diesel inkl. Energiesteuer. Bei Prozessketten mit sehr großen, volla ausgelasteten Tankstellen ist die Vor-Ort-Erdgasreformierung mit Kosten in Höhe von 2,20 €/100 km die günstigste Option (siehe Abbildung 52, rechts). Bei niedrigen Auslastungen wird diese Option jedoch zur kostenintensivsten. Aus heutiger Sicht ist eine Vollausslastung kurzfristig nicht zu erreichen. Langfristig sollte Wasserstoff wiederum nicht aus Erdgas reformiert werden, da bei der Produktion in der Regel CO₂ freigesetzt wird.

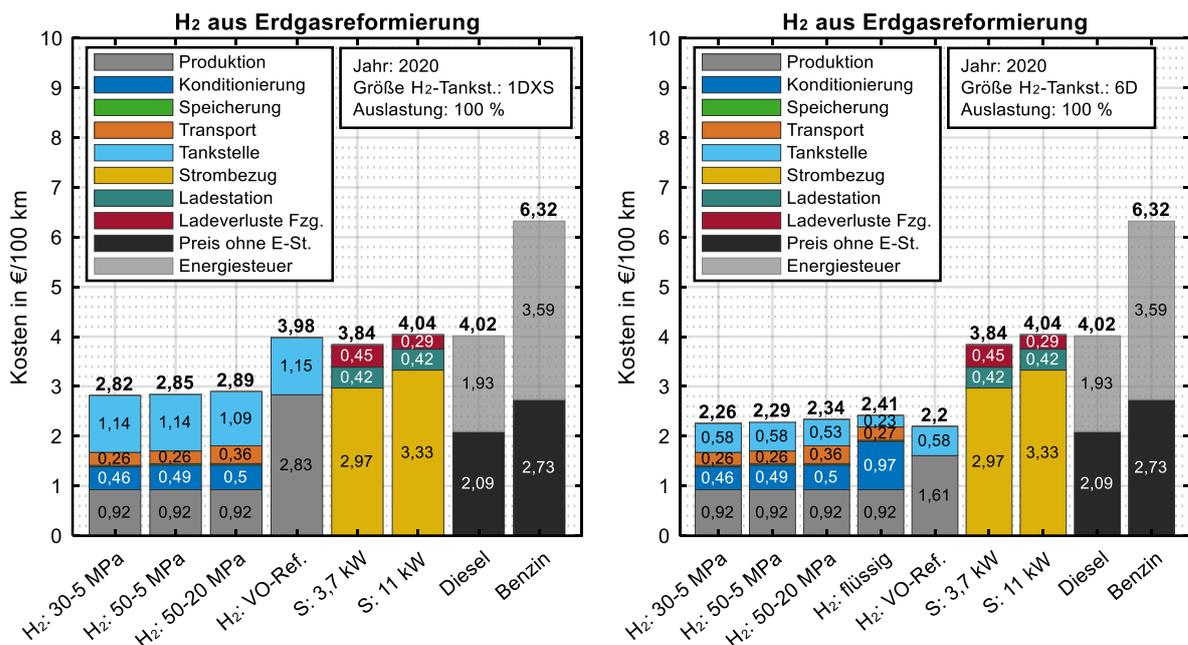


Abbildung 52: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, H₂ aus Erdgasreformierung, H₂-Tankstelle mit max. 2,5 (links) und max. 60 Betankungen (rechts) pro Stunde (Basisszenario).

Abbildung 53 zeigt dieselben Prozessketten wie Abbildung 52 (rechts) für den Fall, dass Wasserstoff im Bereich von PKWs nur einen niedrigen Markthochlauf erfährt. Die steigenden Transportkosten verteuern somit die Prozessketten mit zentraler Wasserstoffproduktion. Dies führt dazu, dass die Prozesskette mit Erdgasreformierung vor Ort bei einer Vollausslastung deutlich niedrigere Kosten als die anderen Prozessketten aufweist. Dies ändert sich ab einer Auslastung kleiner 60 % bis 70 %. Diese Auslastung könnte bei einem Vorlauf der Infrastruktur gegenüber den Fahrzeugen von nur einem Jahr erreicht werden. Genehmigungsverfahren, Marktinhomogenität und weitere Faktoren lassen dies jedoch als äußerst herausfordernd erscheinen. Abgesehen von der Prozesskette mit Erdgasreformierung vor Ort ist die Prozesskette mit Flüssigwasserstoff bis zu Auslastungen von knapp 100 % die günstigste Option.

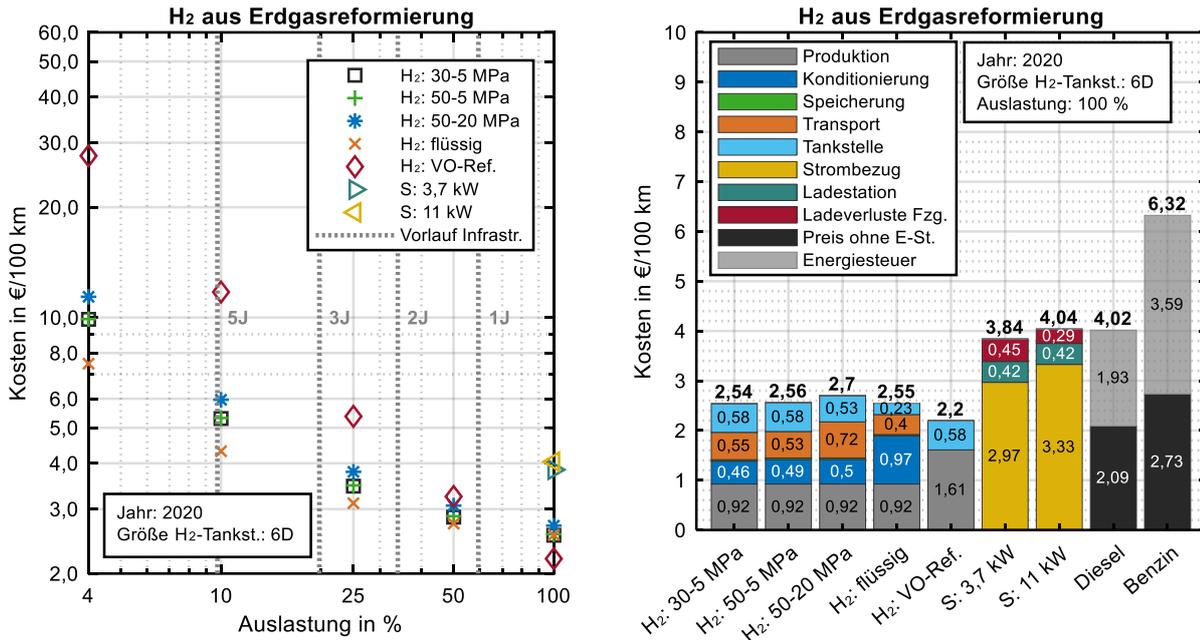


Abbildung 53: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, niedriger Markthochlauf, H₂ aus Erdgasreformierung, H₂-Tankstelle mit max. 60 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).

PEM-Elektrolyse mit Netzstrom

Nachfolgend werden die Optimierungsergebnisse der Betriebsstrategie von Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung betrachtet. Zwischen den drei Druckwasserstoff-Prozessketten bestehen nur geringe Unterschiede in der Kostenstruktur, verursacht durch die Kosten der Befüllung der LKW-Druckbehälter. Daher wird ausschließlich die Option 30 MPa-Transport und tankstellenseitige Speicherung und somit Entleerungsdruck des LKWs von 5 MPa grafisch dargestellt. Abbildung 54 zeigt die Kostenstruktur im Jahr 2020 abhängig der Einsatzzeit der Stacks in Jahre und jährlichen Betriebsstunden für den Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen (links) und den Fall, dass keine Befreiung für sonstige Strompreisbestandteile gewährt wird (rechts).

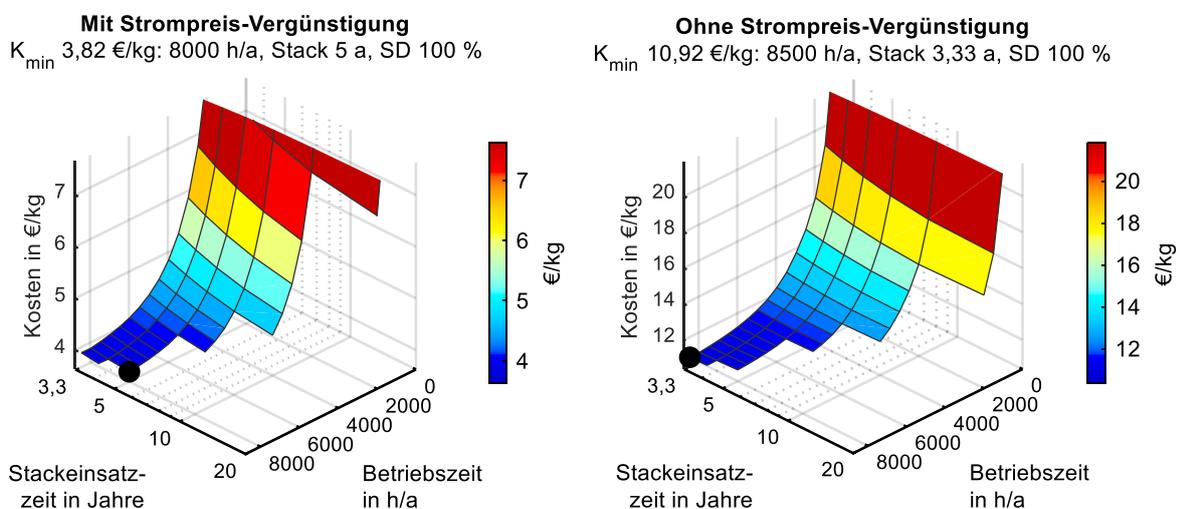


Abbildung 54: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Speicherung und Verdichtung in einen LKW von 5 auf 30 MPa im Jahr 2020 (Basisszenario).

Fehlende Bereiche des Kostennetzes in Abbildung 54 lassen sich, aufgrund der maximalen Betriebsstunden der Stacks, nicht realisieren. In beiden Fällen liegt das Kostenoptimum bei einer sehr hohen Auslastung von 8.000 h/a (Befreiung von sonstigen Strompreisbestandteilen) und 8.500 h/a (ohne Befreiung). Sinkende Jahresbetriebsstunden führen zwar zu geringeren Strombezugspreisen. Gleichzeitig steigen jedoch das erforderliche Speichervolumen, die spezifischen Kapitalkosten (Wertverlust und Kapitalbindung) sowie die spezifischen Wartungs- und Instandhaltungskosten aufgrund der sinkenden Produktionsmenge.

Im Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen liegt die optimale Betriebszeit der Stacks bei der maximalen Lebensdauer von 40.000 h. Im Fall des Strombezugs ohne einer teilweisen Kostenbefreiung sollte der Stack nach 3,33 Jahren und 28.333 Betriebsstunden gewechselt werden. Bei hohen Strompreisen lohnt es sich somit, die Stacks vor dem technisch möglichen Nutzungsende zu tauschen bzw. aufzubereiten. Durch den Wechsel der Stacks wird der degradationsbedingte Mehrverbrauch an Strom eliminiert, was die zusätzlichen Investitionskosten langfristig überkompensiert. In beiden Fällen führt die maximale Stromdichte (100 %) zu den niedrigsten Kosten. Eine geringere Stromdichte senkt zwar den spezifischen Energieverbrauch des Elektrolyseurs. Dies wird jedoch von den steigenden Kosten, die aus der sinkenden Produktionsmenge resultieren, überkompensiert. Im Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen können Elektrolysekosten in Höhe von 3,82 €/kg realisiert werden, wohingegen bei voller Bepreisung des Stroms Kosten in Höhe von 10,92 €/kg resultieren. Die Kosten für Erdgasreformierung inkl. Verdichtung und Speicherung liegen zum Vergleich bei 3,05 €/kg. Somit ist aktuell (Jahr 2020) eine hohe Kostenbefreiung des Netzstroms erforderlich, um ähnlich günstig wie eine Erdgasreformierung produzieren zu können. Die Kostenstruktur für PEM-Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung ist in Abbildung 55 dargestellt.

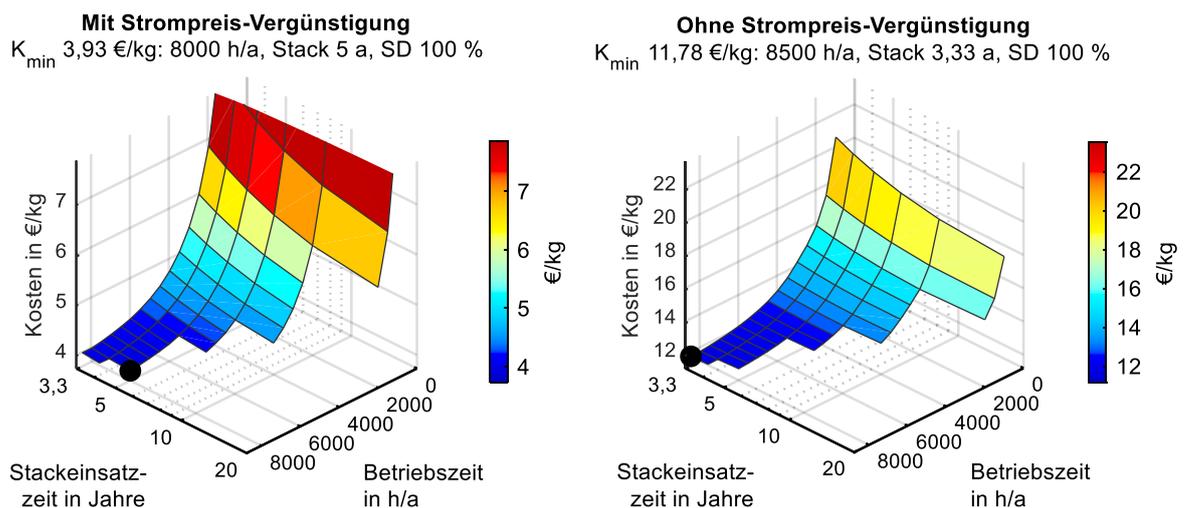


Abbildung 55: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2020 (Basiszenario).

Sowohl bei Strombezug zu Börsenpreisen (links) als auch bei Strombezug ohne Befreiung von sonstigen Preisbestandteilen (rechts) sind die drei Parameter zur Realisierung minimaler Kosten identisch zur bereits vorgestellten Prozesskette mit Druckwasserstoff. Das Kostenniveau ist jedoch, aufgrund des relativ hohen Energiebedarfs der Verflüssigung, mit 3,93 €/kg bzw. 11,78 €/kg höher als das von Druckwasserstoff (3,82 €/kg bzw. 10,92 €/kg). Bei Bezug des Stroms zu Börsenpreisen ist die Differenz mit 0,11 €/kg deutlich geringer als bei Strombezug ohne einer teilweisen Kostenbefreiung (0,86 €/kg). Trotz

sinkender Investitionskosten und steigender Lebensdauer von PEM-Elektrolyseuren, Verdichtern und Speichertanks werden im Fall des Strombezugs zu Börsenstrompreisen für das Jahr 2050 (siehe Abbildung 56, links) höhere Minimalkosten als für das Jahr 2020 (siehe Abbildung 54, links) prognostiziert. Die sinkenden Kosten der Anlagen werden von steigenden Börsenstrompreisen (siehe Abbildung 50) überkompensiert.

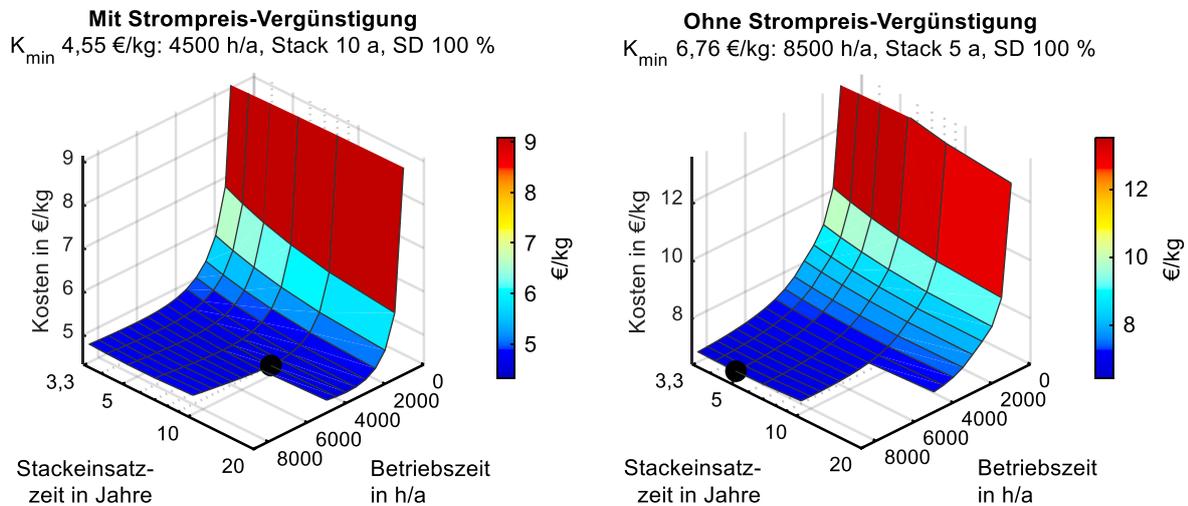


Abbildung 56: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Speicherung und Verdichtung in einen LKW von 5 auf 30 MPa im Jahr 2050 (Basisszenario).

Im Fall des Strombezugs zu Börsenstrompreisen liegt das Kostenminimum bei 4.500 Betriebsstunden pro Jahr und 10 Jahren Einsatzzeit der Stacks. Der Elektrolyseur ist im Jahresmittel nur knapp über 50 % ausgelastet. Die deutlich niedrigeren Strombezugspreise (siehe Abbildung 50) führen trotz steigenden spezifischen Kosten, die aus den sinkenden Produktionsmengen resultieren, zu geringeren spezifischen Gesamtkosten im Vergleich zur Vollauslastung. Die max. möglichen 100.000 Betriebsstunden werden ebenfalls nicht vollends ausgeschöpft, da ein früher Wechsel der Stacks nach 45.000 Betriebsstunden die Kosten minimiert. Im Fall des Strombezugs inkl. sämtlicher Strompreisbestandteile liegt der optimale Zeitpunkt eines Wechsels der Stacks in einem ähnlichen Bereich (42.500 h). Die jährlichen Betriebsstunden betragen jedoch 8.500. Die Einsatzzeit der Stacks beträgt somit 5 Jahre. Der Unterschied bei den Jahresbetriebsstunden resultiert aus dem Netzentgelt. Dieses fällt unabhängig von der entnommenen Strommenge an. Somit sinken die spezifischen Netzkosten mit steigenden Jahresbetriebsstunden. Sowohl bei Strombezug zu Börsenpreisen als auch bei keiner Befreiung der sonstigen Kostenkomponenten beträgt die Stromdichte zur Realisierung minimaler spezifischer Kosten 100 % (Maximum). Somit lassen sich spezifische Kosten in Höhe von 4,55 €/kg bzw. 6,76 €/kg im Jahr 2050 realisieren. Abbildung 57 zeigt die Kostenstruktur von PEM-Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Fall des Strombezugs zu Börsenstrompreisen (links) und im Fall des Strombezugs ohne Befreiung von sonstigen Preisbestandteilen (rechts) für das Jahr 2050. Während die Produktions-Betriebsparameter der Flüssigwasserstoffprozesskette für den Fall des Strombezugs ohne Vergünstigung identisch zu denen der Druckwasserstoffprozesskette sind, weichen sie im Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen erheblich davon ab. Durch die geringen Kosten für die Flüssigspeicherung und den Wegfall der Leistungspreiskomponente des Netzentgeltes, welche unabhängig von der Abnahmemenge berechnet wird, ist es ökonomisch vorteilhaft, die Produktionsanlage nur 1.500 h pro Jahr zu betreiben.

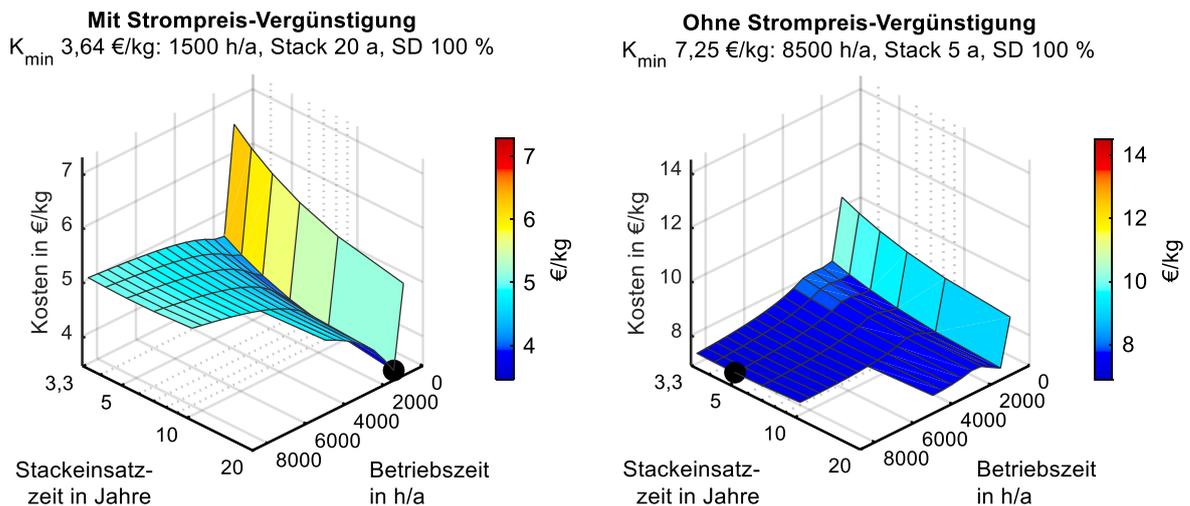


Abbildung 57: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2050 (Basiszenario).

Die im Vergleich zur Vollauslastung deutlich geringeren spezifischen Strombezugskosten überkompensieren die höheren spezifischen Kosten, resultierend aus den geringeren Jahresproduktionsmengen. Aufgrund der vergleichsweise hohen Speicherkosten von Druckwasserstoff reicht der Wegfall der Leistungspreiskomponenten des Netzentgeltes nicht aus, um die Anlage bei sehr niedrigen Jahresbetriebsstunden am günstigsten zu betreiben. Aus den niedrigen Strompreisen und Jahresbetriebsstunden resultiert die ökonomische Vorteilhaftigkeit der Flüssigwasserstoffprozesskette, die Stacks während der gesamten Einsatzzeit des Elektrolyseurs von 20 Jahren nicht zu wechseln. Nachteilig bei solch einer Betriebsstrategie ist die hohe Installationskapazität und somit auch der hohe Ressourcenbedarf der Anlage, da die Auslastung nur 17 % im Jahresdurchschnitt beträgt. Es resultieren Kosten in Höhe von 3,64 €/kg bei Strombezug zu Börsenpreisen und 7,25 €/kg bei Strombezug ohne Vergünstigung. Bei der Druckwasserstoffprozesskette dagegen liegen die Kosten bei 4,55 €/kg bzw. 6,76 €/kg. Somit ist die Prozesskette mit Flüssigwasserstoff im Fall des Strombezugs zu Börsenstrompreisen deutlich kostengünstiger als die Prozesskette mit Druckwasserstoff. Die Kostenberechnung der Speicherung von Druckwasserstoff basiert auf Stahlbehältern mit einem Druckniveau von 3 MPa. Wie sich die Kostenstruktur durch Speicherung in einem Unterspeicher ändern würde, sollte in einer weiteren Analyse ermittelt werden.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Prozessketten mit Elektrolyse an der Tankstelle erläutert. Abbildung 58 zeigt die maximal mögliche und kostenoptimale Einsatzzeit der Stacks in den Jahren 2020 (links) und 2050 (rechts) für die kleinste (1DXS) und größte (6D) Tankstelle. Dabei wird ein Strombezug ohne Vergünstigung angesetzt. Im Jahr 2020 ist es lediglich für die große Tankstelle mit sechs Zapfpunkten ökonomisch rentabel, die Stacks vor Erreichen der maximalen Lebensdauer zu tauschen. Bei kleinen Tankstellen und somit kleinen Elektrolyseuren sind die leistungsspezifischen Investitionskosten der Stacks relativ hoch, sodass die zusätzlichen Investitionskosten durch einen früheren Wechsel der Stacks die eingesparten Stromkosten übersteigen. Im Jahr 2050 sollten die Stacks einer großen Tankstelle mit sechs Zapfpunkten, aus ökonomischen Gesichtspunkten, ab einer Auslastung von mindestens 25 % vor Erreichen der maximalen Lebensdauer getauscht werden. Bei sehr kleinen Tankstellen ist dies nur bei einer Vollauslastung der Fall.

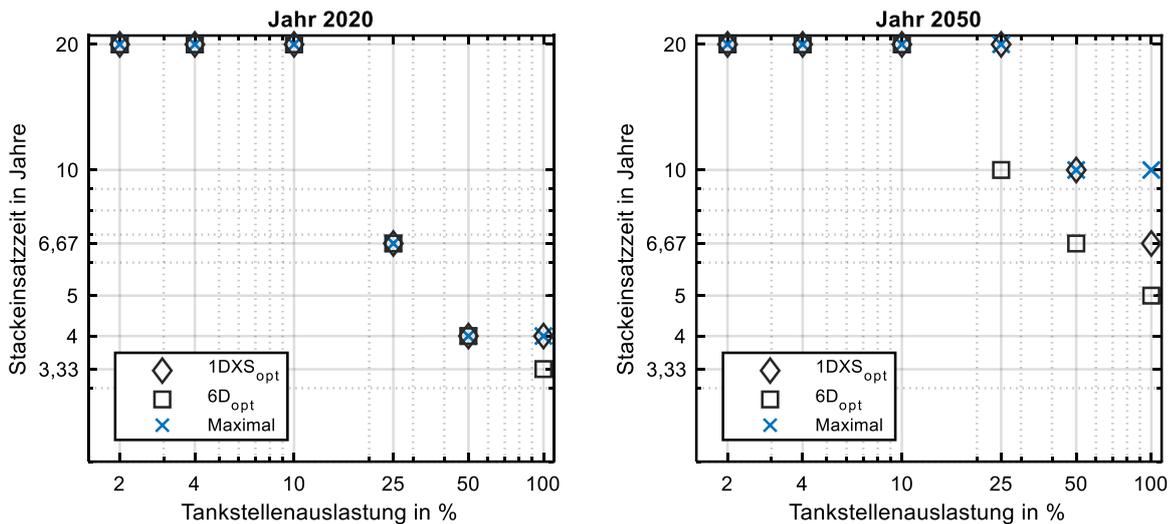


Abbildung 58: Maximale und optimale Stackeinsatzzeit der dezentralen PEM-Elektrolyse in den Jahren 2020 und 2050 (Basisszenario).

Abbildung 59 zeigt die spezifischen Kosten der Vor-Ort-Elektrolyse (ohne restliche Tankstelle) an einer großen Tankstelle mit sechs Zapfpunkten bei Strombezug zu Börsenpreisen (links) und Strombezug ohne jegliche Befreiung von weiteren Preisbestandteilen (rechts) im Jahr 2050. Im Fall des Strombezugs zu Börsenstrompreisen können die Kosten bei einer Vollauslastung um ca. 0,04 €/kg bzw. 0,02 €/100 km durch Optimierung der Einsatzzeit der Stacks gesenkt werden. Als Vergleichsbasis werden die Kosten bei maximaler Einsatzzeit der Stacks verwendet. Bei Strombezug ohne einer teilweisen Kostenbefreiung beträgt das Einsparpotenzial ca. 0,10 €/kg bzw. 0,05 €/100 km. Insbesondere bei Strombezug zu Börsenpreisen ist das Kosteneinsparpotenzial durch Optimierung der Einsatzzeit der Stacks sehr begrenzt.

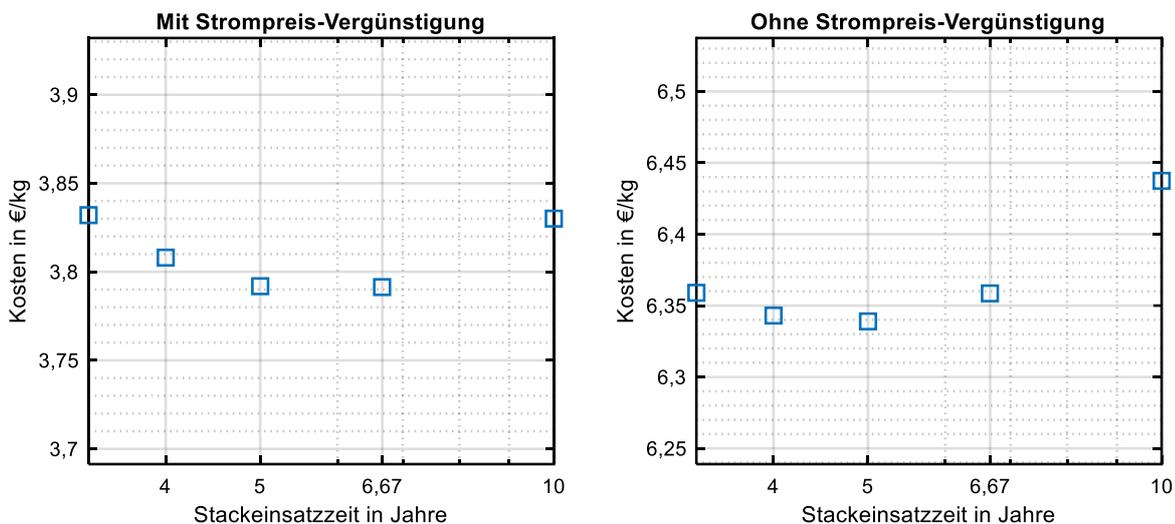


Abbildung 59: Spezifische Kosten der Vor-Ort-Elektrolyse an einer Tankstelle der Größe 6D bei einer Auslastung von 100 % im Jahr 2050 (Basisszenario).

Nachfolgend werden die streckenspezifischen Kraftstoffkosten der gesamten Prozessketten aufgezeigt. Zur Kostenberechnung werden die optimalen Betriebsstrategien angewendet. Die Wasserstoffprozessketten werden mit reinen Stromprozessketten sowie Diesel und Benzin verglichen (siehe Abbildung 60).

Die Kosten der Prozessketten mit zentraler Wasserstoffproduktion liegen bei Strombezug von Elektrolyseur und Konditionierungsanlage zu Börsenpreisen im Jahr 2020 zwischen 2,75 €/100 km (flüssig) und 3,07 €/100 km (50 MPa-Transport und 20 MPa Speicherung an Tankstelle). Somit liegen die Kosten auf ähnlichem Niveau wie beim Laden an einem Ladepark (150 kW-Ladesäulen) mit Kosten in Höhe von 2,95 €/100 km (siehe Abbildung 60, links). Bei zentraler Elektrolyse ist die Prozesskette mit Flüssigwasserstoff im Jahr 2020 kostengünstiger als die Prozesskette mit Druckwasserstoff, sofern der Strombezug von Elektrolyseur und Konditionierungsanlage zu Börsenpreisen stattfindet. Bei Strombezug ohne teilweiser Kostenbefreiung ist Druckwasserstoff hingegen die kostengünstigere Option. In diesem Fall sind die Kosten in Höhe von 6,47 €/100 km (Vor-Ort-Produktion) bis 7,09 €/100 km (flüssig) im Jahr 2020 jedoch sehr hoch und nicht konkurrenzfähig zu Strom (für Batterieladung) bzw. Benzin und Diesel ohne Energiesteuer. Bei einer Auslastung von 100 % weist die Prozesskette mit dezentraler Elektrolyse im Jahr 2020 die günstigsten Kosten aller Wasserstoffprozessketten auf (siehe Abbildung 60, links). Für das Jahr 2050 wird mit keiner EEG-Umlage mehr gerechnet, wodurch die Differenz zwischen Kosten bei Strombezug mit und ohne teilweiser Kostenbefreiung deutlich geringer als im Jahr 2020 ausfällt (siehe Abbildung 60). Weiterhin sinkt die absolute Kostendifferenz aufgrund der steigenden Effizienz des Elektrolyseurs.

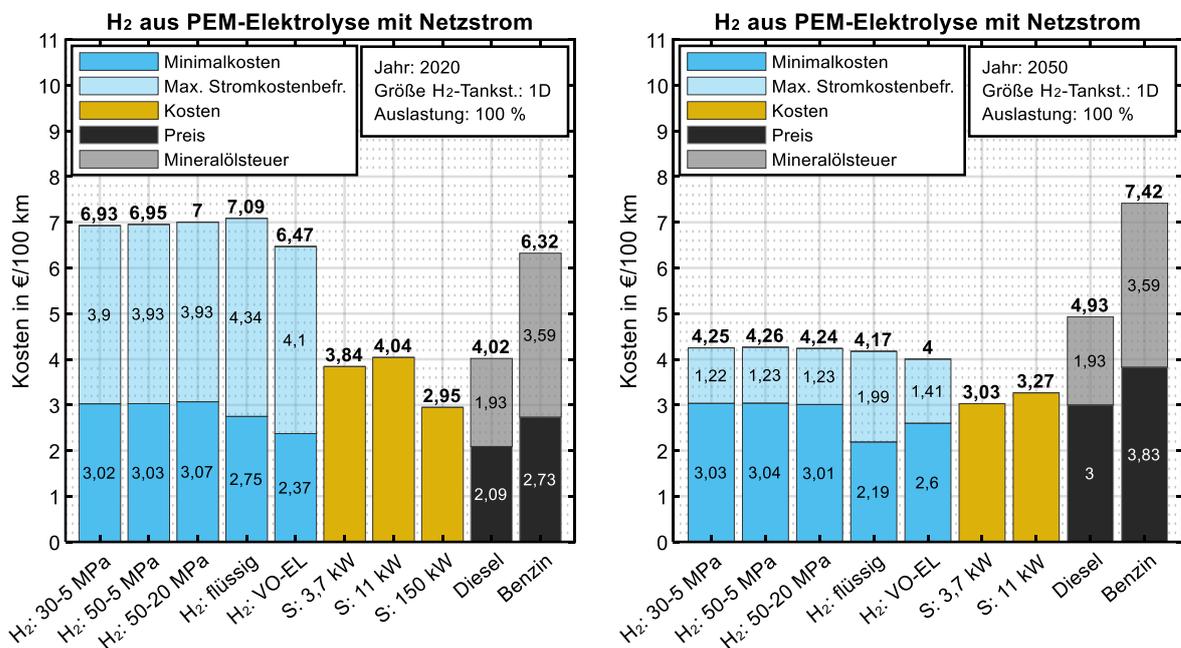


Abbildung 60: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020 und 2050, H₂ aus PEM-Elektrolyse, H₂-Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).

Mit Kosten in Höhe von 2,19 €/100 km ist die Flüssigwasserstoffprozesskette bei Strombezug von Elektrolyseur und Konditionierungsanlage zu Börsenpreisen die günstigste Prozesskette. Bei Strombezug ohne Vergünstigung ist die Flüssigwasserstoffprozesskette mit 4,17 €/100 km, nach der Vor-Ort-Elektrolyse, die zweitgünstigste Wasserstoffprozesskette im Jahr 2050. Die Kosten für das Laden Zuhause sinken bis zum Jahr 2050 auf Kosten in Höhe von 3,03 €/100 km (3,7 kW) bzw. 3,27 €/100 km (11 kW) und liegen zwischen den Minimal- und Maximalkosten der Flüssigwasserstoffprozesskette. Hauptverantwortlich für die Kostenreduzierung ist der Wegfall der EEG-Umlage. Wird beim Strombezug von Elektrolyseur (zentral/dezentral) und Konditionierungsanlage (zentral) im Jahr 2050 die Hälfte der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte erlassen, so können ähnliche Kosten wie beim Laden zuhause mit 11 kW erreicht werden.

PEM-Elektrolyse mit Windstrom

Bei Elektrolyse mit Windstrom übt die Standortqualität der WKA einen großen Einfluss auf die Produktionskosten aus. Neben hohen Strombezugskosten sind die jährlichen Volllast-Produktionsstunden an schlechten Standorten niedrig. Dies bedeutet, dass einerseits hohe Kosten für Wertverlust und Kapitalbindung der Anlage resultieren. Andererseits erfordern die geringen Volllast-Produktionsstunden große Speicher, um die fluktuierende Wasserstofferzeugung an die Wasserstoffnachfrage anzupassen. Abbildung 61 zeigt die spezifischen Kosten für Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung von Druck- und Flüssigwasserstoff für das Jahr 2020 bei einer niedrigen (links) und hohen Standortqualität (rechts). Aufgrund der geringen Kostenunterschiede zwischen den Druckwasserstoffoptionen wird nur die Option mit 30 MPa-Transport und 5 MPa-Speicherung an der Tankstelle dargestellt. Minimale Produktionskosten ergeben sich bei maximaler Einsatzzeit der Stacks. An Standorten mit hoher Qualität beträgt die maximale Einsatzzeit der Stacks im Jahr 2020 lediglich fünf Jahre, wohingegen sie an Standorten mit niedriger Qualität zehn Jahre beträgt. An Standorten mit niedriger Qualität resultieren Minimalkosten in Höhe von 11,41 €/kg für Druckwasserstoff und 10,17 €/kg für Flüssigwasserstoff (siehe Abbildung 61, links). Mit einer Differenz von 1,24 €/kg ist Flüssigwasserstoff gegenüber Druckwasserstoff die deutlich günstigere Option. Aufgrund des hohen Kostenniveaus sind jedoch beide Optionen für die Wasserstoffherstellung wenig attraktiv. Bei einer hohen Standortqualität der WKA liegen die Minimalkosten mit 6,07 €/kg (Druckwasserstoff) und 5,85 €/kg (Flüssigwasserstoff) auf deutlich niedrigerem Niveau (siehe Abbildung 61, rechts). Mit einer Differenz von 0,22 €/kg ist Flüssigwasserstoff auch bei einer hohen Standortqualität gegenüber Druckwasserstoff im Jahr 2020 die kostengünstigere Prozesskette.

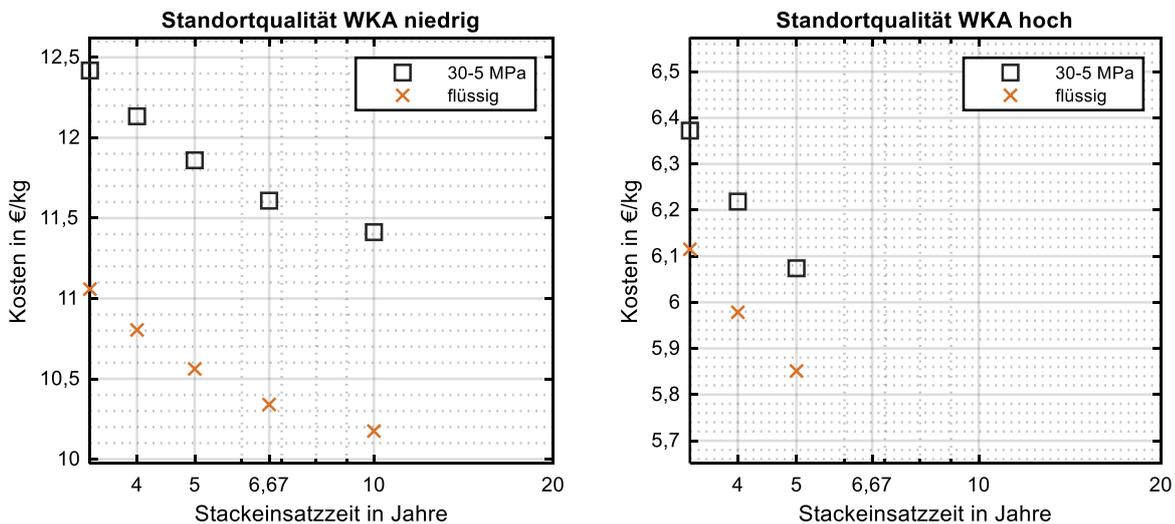


Abbildung 61: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung im Jahr 2020 bei direkter Anbindung an WKA (Basisszenario).

Im Jahr 2050 betragen die minimalen Kosten für Produktion, Konditionierung und Speicherung bei einer niedrigen Standortqualität nur noch 7,92 €/kg (Druckwasserstoff) bzw. 6,66 €/kg (Flüssigwasserstoff) (siehe Abbildung 62, links). Bei einer hohen Standortqualität betragen die Kosten 4,10 €/kg für Druckwasserstoff und 3,86 €/kg für Flüssigwasserstoff (siehe Abbildung 62, rechts). Somit sind die Flüssigwasserstoffprozessketten auch im Jahr 2050 kostengünstiger als die Druckwasserstoffprozessketten. Wie auch im Jahr 2020 ist es ökonomisch am rentabelsten, die Stacks des Elektrolyseurs maximal lange zu betreiben.

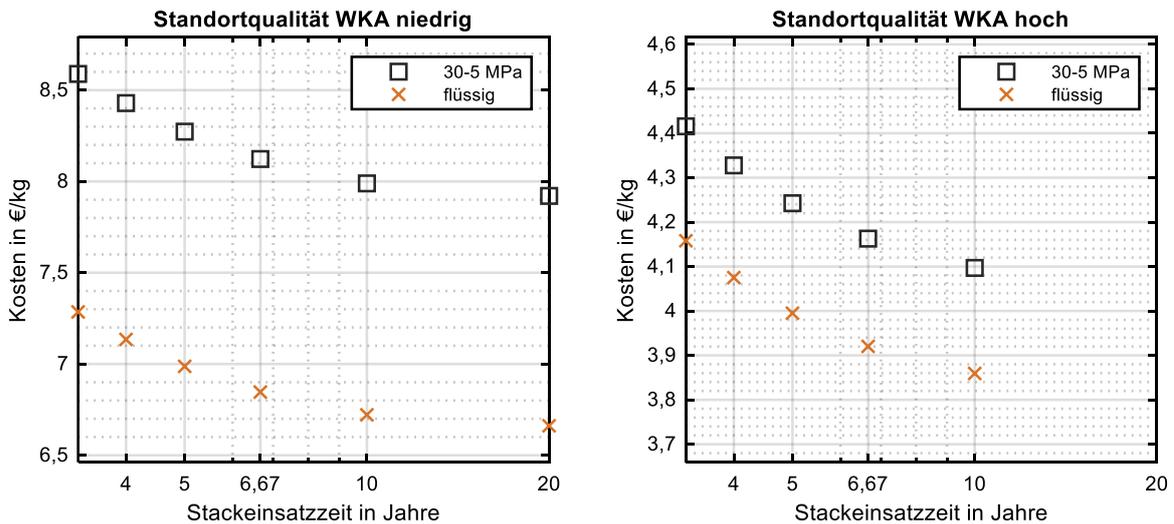


Abbildung 62: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung im Jahr 2050 bei direkter Anbindung an WKA (Basisszenario).

Unter Anwendung der optimalen Betriebsstrategien werden die Kosten der kompletten Kraftstoffprozessketten verglichen. Abbildung 63 zeigt die spezifischen Kraftstoffkosten im Jahr 2020 bei einer niedrigen (links) und einer hohen Standortqualität (rechts) der WKA. Bei einer niedrigen Standortqualität sind die Kosten von Flüssigwasserstoff mit 6,20 €/100 km um ca. 1 €/100 km günstiger als von Druckwasserstoff. Auffallend sind die hohen Speicherkosten von Druckwasserstoff (1,71 €/100 km) im Vergleich zu den Speicherkosten von Flüssigwasserstoff (0,20 €/100 km). Die niedrigen Speicherkosten überkompensieren die höheren Kosten für die Verflüssigung (1,27 €/100 km) im Vergleich zur Kompression (0,40-0,41 €/100 km). Zudem sind die Kosten der Tankstelle bei flüssiger Belieferung mit 0,35 €/100 km günstiger als bei gasförmiger Belieferung (0,63-0,69 €/100 km). Die Tankstellenkosten sind unabhängig vom Windkraftszenario, da die Tankstelle stets Netzstrom bezieht.

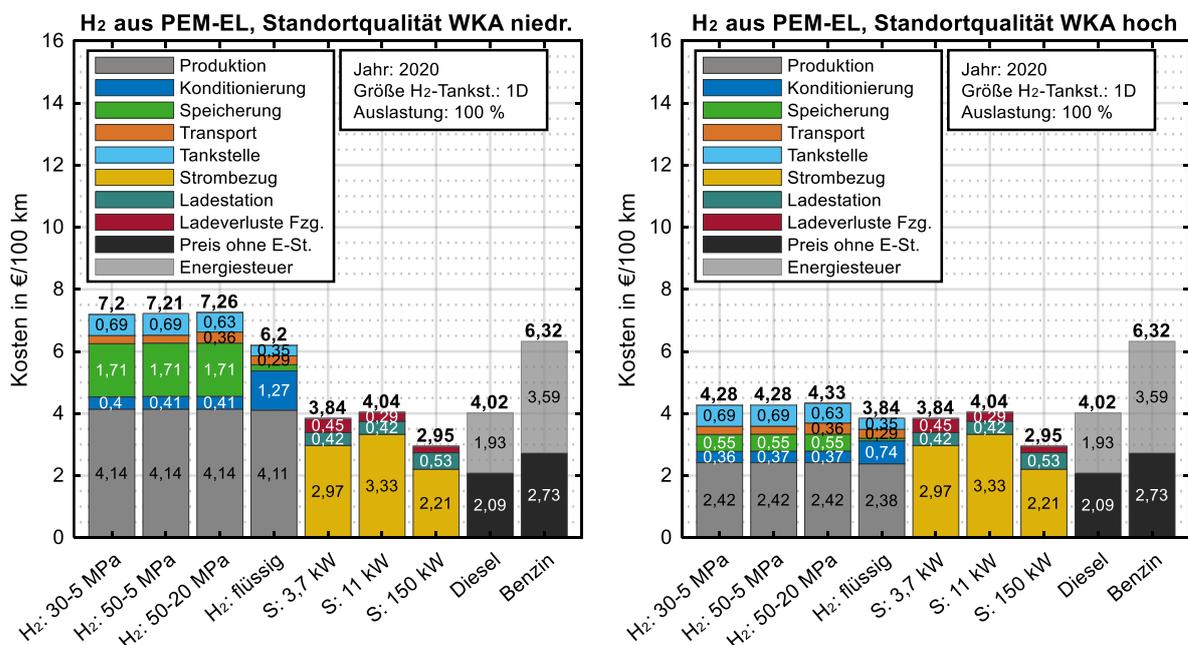


Abbildung 63: Streckenspezifische Kraftstoffkosten im Jahr 2020, H₂ aus PEM-Elektrolyse bei niedriger (links) und hoher (rechts) Standortqualität der WKA, H₂-Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).

Bei einer theoretischen Auslastung von 100 % sind die spezifischen Verbrauchskosten der Flüssigwasserstoffprozesskette bereits im Jahr 2020 auf ähnlichem Niveau wie Benzin inkl. Energiesteuer. Stehen die WKA dagegen an Standorten mit hoher Qualität, so lassen sich im Jahr 2020, bei einer theoretischen Auslastung von 100 %, bereits dieselben Kosten wie beim Laden zuhause realisieren (siehe Abbildung 63, rechts). Hierbei gilt nochmals zu erwähnen, dass beim Laden zuhause Netzstrombezug angenommen wird, was eine deutlich höhere CO₂-Freisetzung als bei den Wasserstoffpfaden (Elektrolyse mit Windstrom) bedeutet. Auffallend sind zudem die niedrigen Speicherkosten bei einer hohen Standortqualität der WKA. Die höheren Volllaststunden der WKA bewirken einerseits eine höhere Wasserstoffproduktionsmenge und zudem kann der Speicher kleiner ausgelegt werden, da kürzere Zeiträume abgedeckt werden müssen. Bei einer niedrigen Standortqualität der WKA liegen die Kosten der Flüssigwasserstoffprozesskette im Jahr 2020 mit 3,85 €/100 km auf ähnlichem Niveau wie Benzin ohne Energiesteuer mit 3,83 €/100 km (siehe Abbildung 64, links). Wie auch im Jahr 2020 sind die Kosten der Druckwasserstoffprozessketten ca. 1 €/100 km höher als die der Flüssigwasserstoffprozesskette. Bei einer hohen Standortqualität der WKA sind alle Wasserstoffprozessketten günstiger als die restlichen Kraftstoffprozessketten. Die Kosten der klassischen Kraftstoffe sind bereits ohne Energiesteuer mit 3,00 €/100 km für Diesel und 3,83 €/100 km für Benzin höher als die Kosten der Druckwasserstoffprozessketten (2,76 €/100 km bis 2,79 €/100 km) sowie der Flüssigwasserstoffprozesskette (2,32 €/100 km). Die Kosten für Laden zuhause liegen mit 3,03 €/100 km (3,7 kW) bis 3,27 €/100 km (11 kW) zwischen den Kosten der Flüssigwasserstoffprozesskette bei hoher (2,32 €/100 km) und niedriger (3,85 €/100 km) Standortqualität der WKA.

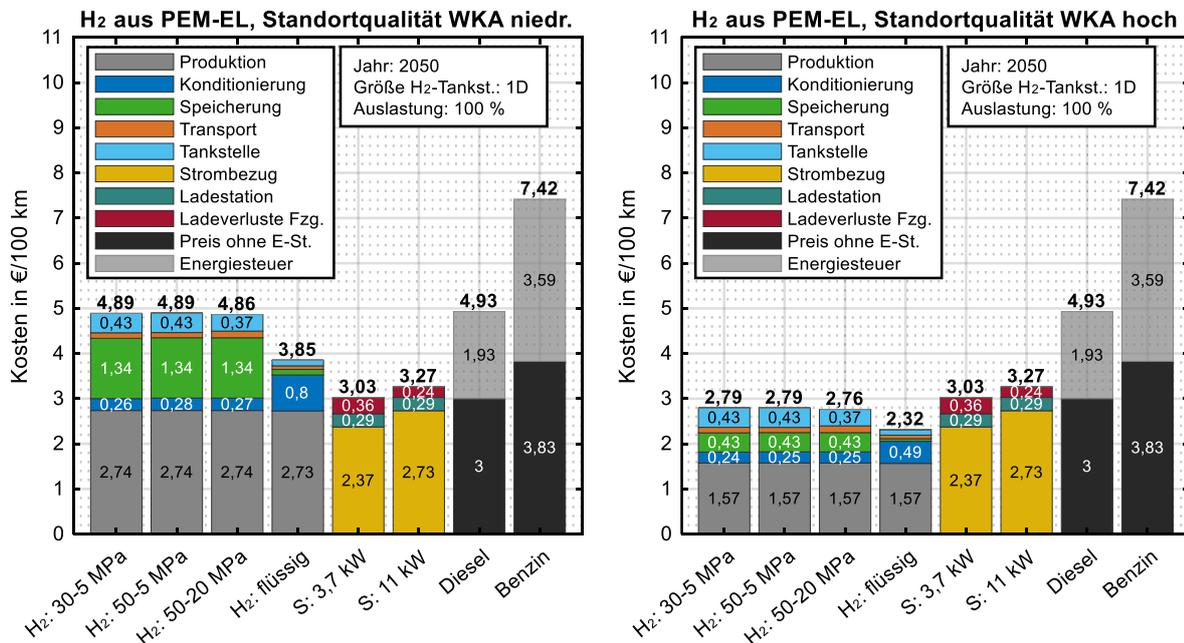


Abbildung 64: Streckenspezifische Kraftstoffkosten im Jahr 2050, H₂ aus PEM-Elektrolyse bei niedriger und hoher Standortqualität der WKA, H₂-Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).

Bei einem niedrigen Hochlauf an BZ-Fahrzeugen und Wasserstofftankstellen fallen höhere spezifische Transportkosten als bei einem hohen Hochlauf an. Die Prozesskette mit 30 MPa- bzw. 50 MPa-Transport und 5 MPa Tankstellenspeicherdruck verteuert sich hierbei um 0,03 €/100 km im Jahr 2050. Die Prozesskette 50 MPa-Transport und 20 MPa Tankstellenspeicherdruck verteuert sich um

0,07 €/100 km und die Flüssigwasserstoffprozesskette um 0,04 €/100 km. Somit treffen die Aussagen bzgl. Vorteilhaftigkeit der Prozessketten auch auf das Szenario mit niedrigem Markthochlauf zu.

5.4.2.2 Szenario Umweltschutz

Im Szenario Umweltschutz erhöhen sich der Ausbau an EE-Anlagen und die CO₂-Kosten gegenüber dem Basisszenario (siehe Kapitel 5.4.1). Die Grenzkosten des fossilen Kraftwerksparks (siehe Abbildung B 1), die geordneten Börsenstrompreise und deren arithmetischer Mittelwert bis zur jeweiligen Stunde (siehe Abbildung B 2) können dem Anhang entnommen werden. Abbildung 65 zeigt die spezifischen Kosten für Elektrolyse, Verdichtung und Speicherung im Jahr 2050 bei Strombezug zu Börsenpreisen (links) und bei Strombezug ohne Befreiung von sonstigen Preisbestandteilen (rechts). Analog zum Basisszenario sind ausschließlich die Kosten der Prozesskette 30 MPa-Transport und 5 MPa Speicherdruck an der Tankstelle dargestellt.

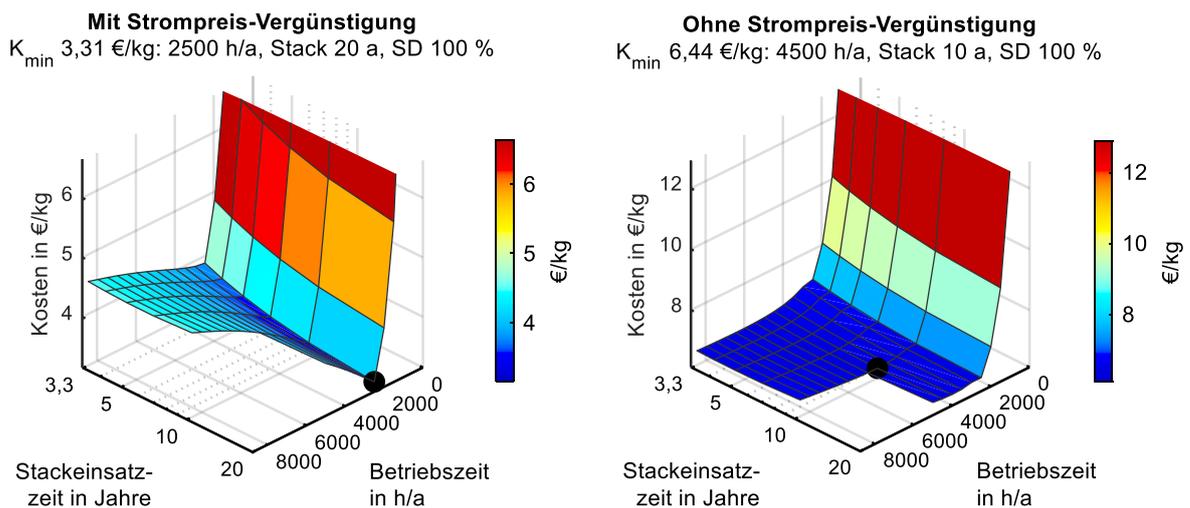
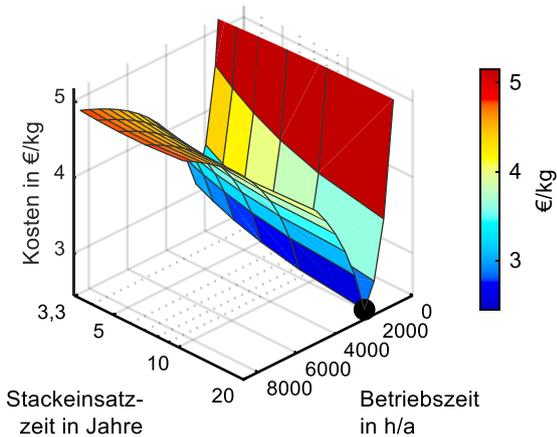


Abbildung 65: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Speicherung und Verdichtung in einen LKW von 5 auf 30 MPa im Jahr 2050 (Umweltschutzszenario).

Im Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen reduzieren sich die optimalen Jahresbetriebsstunden von 4.500 im Basisszenario auf 2.500 im Umweltschutzszenario, während sich die optimale Einsatzzeit der Stacks von 10 auf 20 Jahre erhöht. Die Kosten reduzieren sich hierbei von 4,55 €/kg auf 3,31 €/kg. Falls der Strom ohne Kostenbefreiung bezogen wird, reduzieren sich die optimalen Jahresbetriebsstunden von 8.500 im Basisszenario auf 4.500 im Umweltschutzszenario, während sich die optimale Einsatzzeit der Stacks von 5 auf 10 Jahre erhöht. Die Kosten sinken dabei von 6,76 €/kg (Basisszenario) auf 6,44 €/kg. Wie auch im Basisszenario werden die niedrigsten spezifischen Kosten stets bei maximaler Stromdichte des Elektrolyseurs erreicht.

Abbildung 66 zeigt die spezifischen Kosten für Produktion, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2050 für den Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen (links) und den Fall des Strombezugs ohne Befreiung von sonstigen Preisbestandteilen (rechts). Die minimalen spezifischen Kosten werden in beiden Fällen bei 2.500 Jahresbetriebsstunden, einer maximalen Einsatzzeit der Stacks von 20 Jahren und der maximalen Stromdichte von 100 % erreicht. Im Vergleich zum Basisszenario erhöhen sich die optimalen Jahresbetriebsstunden von 1.500 auf 2.500 für den Fall des Strombezugs zu Börsenpreisen und reduzieren sich von 8.500 auf 2.500 Jahresbetriebsstunden für den Fall, dass keine Befreiung von sonstigen Strompreisbestandteilen gewährt wird.

Mit Strompreis-Vergünstigung
 K_{\min} 2,57 €/kg: 2500 h/a, Stack 20 a, SD 100 %



Ohne Strompreis-Vergünstigung
 K_{\min} 6,13 €/kg: 2500 h/a, Stack 20 a, SD 100 %

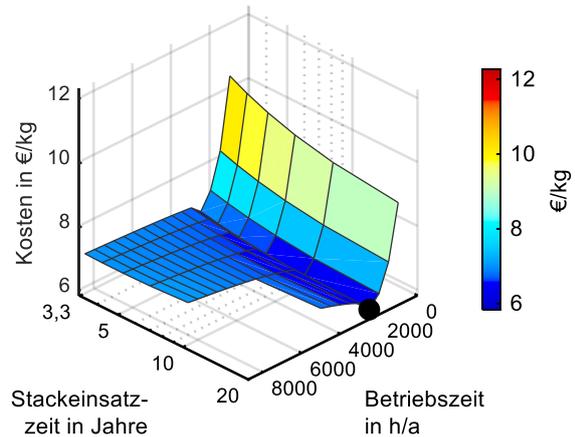


Abbildung 66: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2050 (Umweltschutzszenario).

Abbildung 67 zeigt die spezifischen Kraftstoffkosten im Jahr 2050. Die spezifischen Kosten der Wasserstoffprozessketten sind niedriger als die spezifischen Kosten des Ladens zuhause, sofern der Strombezug von Elektrolyseur (zentral/dezentral) und Konditionierungsanlage (zentral) zu Börsenpreisen erfolgt. Müssen jedoch auch die sonstigen Strompreisbestandteile entrichtet werden, so liegen die spezifischen Kosten der Wasserstoffprozessketten über den spezifischen Kosten des Ladens zuhause. Die günstigste Wasserstoffprozesskette ist die von Flüssigwasserstoff. Im Fall des Strombezugs ohne Befreiung von den sonstigen Strompreisbestandteilen sind die Kosten der Flüssigwasserstoffprozesskette in Höhe von 3,56 €/100 km nur geringfügig höher als beim Laden zuhause mit 11 kW (3,23 €/100 km). Somit muss der netzdienliche Einsatz von Elektrolyseur und Verflüssigungsanlage im Jahr 2050 nur geringfügig vergütet werden, damit die Flüssigwasserstoffprozesskette und die Prozesskette mit Laden

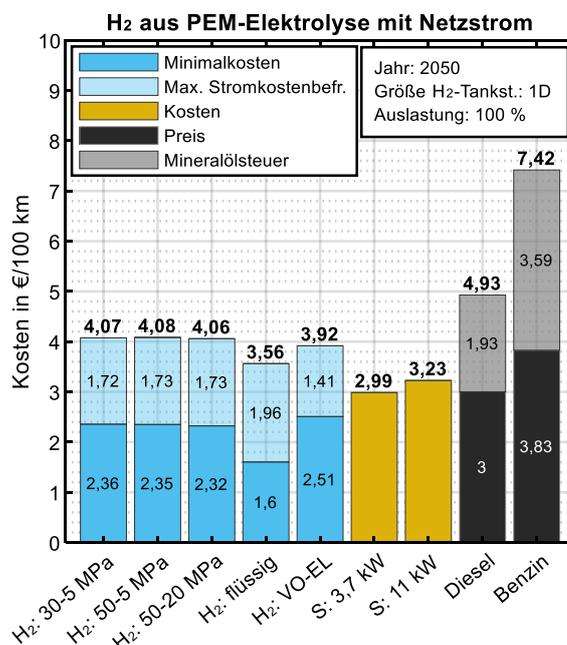


Abbildung 67: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2050, H₂ aus PEM-Elektrolyse mit Netzstrom, H₂-Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Umweltschutzszenario).

zu Hause Kostenparität erreichen. Im Fall des Strombezugs von Elektrolyseur und Verflüssigungsanlage zu Börsenpreisen sind die spezifischen Kosten der Flüssigwasserstoffprozesskette von 1,60 €/100 km deutlich niedriger als die spezifischen Kosten der Prozesskette mit Laden zu Hause.

5.4.2.3 Szenario Ressourcenverknappung

Im Szenario Ressourcenverknappung erhöhen sich die Kosten für fossile Brennstoffe gegenüber dem Basisszenario signifikant (siehe Kapitel 5.4.1). Die Grenzkosten des Kraftwerksparks (siehe Abbildung B 1) und die Börsenstrompreise (siehe Abbildung B 2) können dem Anhang entnommen werden. Abbildung 68 zeigt die spezifischen Kosten der Kraftstoffprozessketten bei einer theoretischen Auslastung von 100 % im Jahr 2020. In Abbildung 68 (links) erfolgt die Wasserstoffproduktion bei den Wasserstoffprozessketten per Erdgasreformierung und in Abbildung 68 (rechts) per Elektrolyse mit Windstrom (hohe Standortqualität). Findet die Wasserstoffproduktion per Erdgasreformierung statt, so sind die Kosten der Druckwasserstoffprozessketten bei zentraler Produktion mit 4,39-4,45 €/100 km niedriger als beim Laden zu Hause mit 4,50 €/100 km (3,7 kW) bis 4,66 €/100 km (11 kW). Bei der Schnellladung an Ladeparks mit 150 kW Ladeleistung pro Ladesäule fallen Kosten in Höhe von 3,62 €/100 km an. Somit sind die Kosten um ca. 0,80 €/100 km niedriger als bei den zentralen Druckwasserstoffprozessketten. Im Gegensatz zum Basisszenario ist das Laden mit 150 kW in diesem Szenario die günstigste Prozesskette. Dies liegt daran, dass die reinen Produktionskosten von Strom (Börsenpreise) einen relativ geringen Anteil an den Gesamtkosten der Prozesskette ausmachen. Somit ist die Sensitivität bezüglich einer Preiserhöhung der fossilen Brennstoffe relativ gering. Sämtliche Wasserstoff- und Stromprozessketten sind inkl. CO₂-Kosten günstiger als Benzin und Diesel ohne Energiesteuer und ohne CO₂-Kosten. Wird der Wasserstoff per Elektrolyse mit Windstrom (hohe Standortqualität) erzeugt, so lassen sich bereits im Jahr 2020 niedrigere spezifische Kraftstoffkosten als per Erdgasreformierung erzielen. Während bei zentralen Druckwasserstoffprozessketten lediglich ein geringer Kostenunterschied von max. 0,05 €/100 km resultiert, so sind es bei der Flüssigwasserstoffprozesskette 0,80 €/100 km.

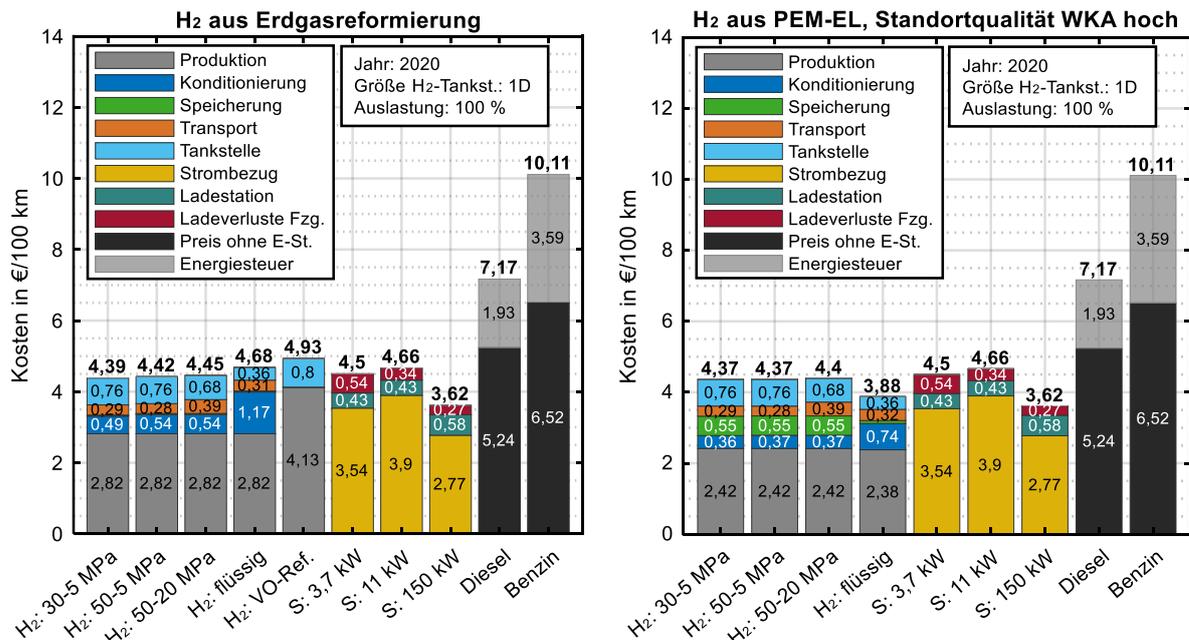


Abbildung 68: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, H₂ aus Erdgasreformierung und aus Elektrolyse bei hoher Standortqualität der WKA, H₂-Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Szenario Ressourcenverknappung).

6 Zusammenfassung und Ausblick

Verglichen mit konventionellen Benzin- und Dieseltankstellen gibt es aktuell nur sehr wenige Wasserstofftankstellen in Deutschland. Diese weisen meist nur geringe Betankungskapazitäten auf. Zudem sind die Auslastungen, aufgrund der geringen Anzahl an BZ-Fahrzeugen im Markt, aktuell sehr niedrig. Größere Stückzahlen an BZ-Fahrzeugen im Markt erfordern neben zusätzlichen Betankungskapazitäten auch zusätzliche Produktionskapazitäten. Dies wirkt sich sowohl auf die Produktions- als auch Distributionskosten aus. Ziel dieser Dissertation war, ein Modell für Deutschland zu entwickeln, mit dem das aktuelle und langfristige Kostenpotenzial von Wasserstoff, als Kraftstoff für BZ-Fahrzeuge, ermittelt und mit weiteren Kraftstoffen verglichen werden kann. Das erstellte Modell erlaubt den systematischen Vergleich der Kraftstoffe bei unterschiedlichen Preisszenarien für die eingesetzte Primärenergie. Neben den Wasserstoffprozessketten wurde Strom für Batteriefahrzeuge (Laden zuhause und Schnellladung) sowie Benzin und Diesel analysiert. Da eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur noch viele Freiheitsgrade der Umsetzung aufweist, wurden optimale Standorte zukünftiger Produktionsanlagen und Tankstellen für zwei Marktentwicklungsszenarien ermittelt. In Szenario 1 wurde ein Marktanteil der BZ-PKWs von 50 % im Jahr 2050 angenommen. In Szenario 2 wurde untersucht, welcher Marktanteil der BZ-PKWs benötigt wird, um die Tankstellen-Infrastruktur rentabel betreiben zu können. Zudem wurden unterschiedliche Versorgungskonzepte analysiert. Dies umfasst den Vergleich von Druck- und Flüssigwasserstoffprozessketten sowie den Vergleich von Prozessketten mit zentraler und dezentraler Wasserstoffproduktion. Bei den Druckwasserstoffprozessketten wurden drei Optionen mit unterschiedlichen Speicherdrücken bei Transport und an der Tankstelle analysiert. Die Wasserstoffproduktion aus dem kohlenstoffhaltigen Energieträger Erdgas sollte sukzessive reduziert und langfristig komplett eingestellt werden. Daher wurde der Fokus der Wasserstoffproduktion auf die Elektrolyse gelegt, welche dahingehend optimiert wurde, die spezifischen Kosten zu minimieren. Der über das Stromnetz zu beziehende Strom stellte eine wichtige Rolle in der Analyse dar, da er eine Eingangsgröße zur Berechnung der Elektrolyse-, Wasserstofftankstellen- und Ladekosten darstellte. Daher wurden die Stromkosten abhängig der Brennstoffkosten und abhängig der Anschlussleistungen sowie Abnahmemengen ermittelt. Da es der Betrieb von Elektrolyseuren ermöglicht, die Stromabnahme und zunehmend fluktuierende Stromerzeugung auszugleichen, wurde eine potentielle Vergütung berücksichtigt. Diese zu prognostizieren ist jedoch mit einer Unsicherheit behaftet. Daher wurde für die Elektrolyse (zentral und dezentral) und Kompression bzw. Verflüssigung (zentral) die Spannbreite von kompletter Befreiung des Stroms von Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelten bis hin zu keinerlei Befreiung untersucht. Neben der Anbindung des Elektrolyseurs an das Stromnetz wurde zudem die Anbindung an einen dedizierten On-Shore Windpark analysiert. Minimale Kosten der Distribution per LKW wurden mithilfe einer Routenoptimierung ermittelt. Wasserstofftankstellen wurden sowohl energetisch als auch ökonomisch simuliert und wesentliche Komponenten so dimensioniert, dass minimale Kosten über die gesamte Lebensdauer der Tankstelle resultieren. Um auch Aussagen über die Wasserstoffkosten bei Teilauslastungen treffen zu können, wurden Energie- und Kostenanalysen bei unterschiedlichen Auslastungen durchgeführt.

Das für Szenario 1 ermittelte Tankstellennetz erfüllt das Kriterium einer maximalen Anfahrtszeit von 10 min. Um dies zu realisieren, sind 5.082 Standorte mit Wasserstofftankstellen in Deutschland erforderlich. Bei optimaler Auswahl der Standorte sind somit nicht einmal die Hälfte der heutigen Standorte konventioneller Tankstellen erforderlich. Der durchschnittliche Wasserstoffbedarf pro Standort liegt im eingeschwungenen Marktzustand bei knapp über 1,1 t pro Tag. Für Szenario 2 wurde eine maximale Anfahrtszeit zur nächsten Tankstelle von 15 min angesetzt. Um dies zu erreichen, sind nur 2.121 Tankstellenstandorte erforderlich. Im Vergleich zu Szenario 1 sinkt die durchschnittliche Kapazität der Tankstellen auf ungefähr die Hälfte. Somit ergibt sich ein Marktanteil der BZ-PKWs in Höhe von 9,5 % für

das Jahr 2050. Dieser Anteil reicht aus, um die Tankstelleninfrastruktur rentabel betreiben zu können. Um ein flächendeckendes Netz und eine möglichst große Abdeckung an Fahrzeugen zu gewährleisten, sollten die Tankstellen zunächst an Autobahnen und in Metropolregionen lokalisiert werden. Mit zunehmender Anzahl an Fahrzeugen im Markt steigt der standortspezifische Wasserstoffbedarf. Zusätzlich sollten neue Standorte in zunehmend ländlicheren Gebieten erschlossen werden. Um dies ökonomisch sinnvoll zu realisieren, sollten die Tankstellen mobil oder modular erweiterbar gestaltet werden.

In Szenario 1 wurden 180 zentrale Druckwasserstoff- bzw. 32 zentrale Flüssigwasserstoffdepots bis zum Jahr 2050 verortet. Um eine effiziente und kostengünstige Wasserstoffverflüssigung zu realisieren, sind hohe Kapazitäten erforderlich. Weiterhin sind die Kosten pro Tonnenkilometer bei Flüssigwasserstoff deutlich geringer als bei Druckwasserstoff. Somit sollten sehr große Verflüssigungsanlagen mit einer Kapazität von mehreren hundert Tonnen pro Tag realisiert werden. Die durchschnittliche Routenlänge der LKWs ist im Jahr 2020, aufgrund der geringen Anzahl an Depots und Tankstellen, noch sehr hoch. Insbesondere Flüssigwasserstoff mit einer durchschnittlichen Routenlänge von 621 km in Szenario 1 und 809 km in Szenario 2 erfordert im Jahr 2020 noch sehr lange Transportstrecken, da nur eine Verflüssigungsanlage erforderlich ist. Bis zum Jahr 2050 sinkt die durchschnittliche Routenlänge auf 113 km in Szenario 1 und 302 km in Szenario 2. Die durchschnittlichen Routenlängen der LKWs sinkt bei den Druckwasserstoffvarianten in Szenario 1 von 121-128 km im Jahr 2020 auf 38-42 km im Jahr 2050. In Szenario 2 dagegen sinkt sie von 250-263 km im Jahr 2020 auf 87-97 km im Jahr 2050. Die durchschnittlichen Auslieferungskosten von Druckwasserstoff sinken in Szenario 1 von 0,48-0,67 €/kg im Jahr 2020 auf 0,21-0,27 €/kg im Jahr 2050. Flüssigwasserstoff weist mit 0,51 €/kg im Jahr 2020 etwas höhere Auslieferungskosten als die günstigste Druckwasserstoffprozesskette auf. Im Jahr 2050 sind die durchschnittlichen Auslieferungskosten von Flüssigwasserstoff mit 0,14 €/kg jedoch deutlich geringer als die von Druckwasserstoff. In Szenario 2 werden im Jahr 2050 Kosten in Höhe von 0,26 €/kg für den Transport von Flüssigwasserstoff und 0,35-0,47 €/kg für den Transport von Druckwasserstoff erreicht.

Die Analyse der Wasserstofftankstellen ergab, dass die kleinstmögliche Auslegung von Kompressor- bzw. HD-Pumpe bei allen Konfigurationen zu minimalen Gesamtkosten führt. Eine Kapazitätserhöhung erlaubt zwar ein kleineres oder gar entfallendes HDSS, jedoch ergeben sich hierbei höhere Gesamtkosten. Die Optimierung des kaskadierten HDSSs zeigte, dass relativ hohe Maximaldrücke der Speicherbehälter zu den niedrigsten Gesamtkosten führen. Je nach Art der Tankstelle, Kapazität und Jahr liegt der optimale Maximaldruck des ersten HD-Speichers bei 40-60 MPa, der des zweiten Speichers bei 80-90 MPa und der des dritten Speichers bei 90 MPa. Sehr kleine Tankstellen mit einer Betankungskapazität von nur wenigen Fahrzeugen pro Stunde benötigen ein vergleichsweise großes HDSS, da der klein dimensionierte Kompressor bzw. die klein dimensionierte HD-Pumpe den Betankungsmassenstrom nur in geringem Umfang unterstützen kann. Zwischen einer aktuellen und zukünftigen Tankstelle konnte nur ein geringer Unterschied bezüglich der kostenoptimalen Komponentenauslegung festgestellt werden. Der Energieverbrauch von Flüssigwasserstoff-Tankstellen, die Flüssigwasserstoff aus der flüssigen Phase direkt verdichten, ist bei einer hohen Auslastung deutlich geringer als von Druckwasserstofftankstellen mit Gaskompressor. Bei Auslastungen unter 25 % eines eingeschwungenen Marktes kann der Druckanstieg im Flüssigwasserstoffspeicher, der durch Wärmeeintrag entsteht, nicht mehr durch Entnahme von Flüssigwasserstoff kompensiert werden. Bei sehr kleinen Abgabemengen entsteht ein sehr ungünstiges Verhältnis von abgeblasenem zu abgegebenem Wasserstoff. Da Auslastungen unter 25 % langfristig vermieden werden sollten, wurde kein Nutzungskonzept für abgeblasenen Wasserstoff erarbeitet. Um möglichst wenig Wasserstoff abblasen zu müssen, sollte der Druckwasserstoff, der im Flüssigwasserstoffspeicher der Tankstelle entsteht, bei erneuter Befüllung mit Flüssigwasserstoff

in den LKW-Behälter gepumpt werden. Ab einer Auslastung von ca. 25 % erreicht die flüssig belieferte Tankstelle aller Kapazitätsgrößen einen Energieverbrauch von ca. 0,4 kWh/kg. Dagegen liegt der Energieverbrauch von Druckwasserstoff-Tankstellen mit 5 MPa-Speicher und einer Betankungskapazität von mind. 10 Betankungen pro Stunde aktuell bei 2,41 kWh/kg (-10 °C) bzw. 3,08 kWh/kg (34 °C). Im Vergleich dazu kann der Energieverbrauch der Tankstelle durch Installation eines Speichers mit einem Maximaldruck von 20 MPa um ca. 1 kWh/kg reduziert werden. Dies erhöht jedoch den Energieverbrauch zur Verdichtung an der Produktionsanlage. Laut Simulationsergebnissen sinkt der Energieverbrauch, aufgrund steigender Effizienz des Kompressors, bis zum Jahr 2050 nur moderat. Die im Simulationsmodell ermittelten Investitionskosten von Flüssigwasserstoff-Tankstellen waren sowohl für das Jahr 2015 wie auch das Jahr 2050 deutlich niedriger als von Druckwasserstoff-Tankstellen. Die für das Jahr 2015 ermittelten Investitionskosten von Tankstellen mit einem Zapfpunkt und maximal 10 Betankungen pro Stunde liegen bei 0,80 Mio. € für Flüssigwasserstoff-Tankstellen, 1,46 Mio. € für Druckwasserstoff-Tankstellen mit 20 MPa-Niederdruckspeicher und bei 3,16 Mio. € für Druckwasserstoff-Tankstellen mit PEM-Elektrolyseur. Bei einer theoretischen Vollauslastung (eingeschwungener Markt) wurden für das Jahr 2015 spezifische Kosten in Höhe von 0,71 €/kg für flüssig belieferte Tankstellen und 1,31 €/kg für gasförmig belieferte Tankstellen mit 20 MPa-Niederdruckspeicher ermittelt. Für alle untersuchten Kapazitätsgrößen und Auslastungen ergeben sich für Flüssigwasserstoff-Tankstellen günstigere abgabespezifische Kosten als für Druckwasserstoff-Tankstellen. Flüssigwasserstoff-Tankstellen sind somit nicht nur für große Abgabemengen geeignet. Bei großen Abgabemengen ergeben sich jedoch erhebliche Vorteile im Vergleich zu Druckwasserstoff-Tankstellen. Sowohl der Platzbedarf als auch die elektrische Anschlussleistung sind bei Flüssigwasserstoff-Tankstellen deutlich geringer als von Druckwasserstoff-Tankstellen. Laut Analyse muss nicht einmal die größte Wasserstofftankstelle mit einer Betankungskapazität von über 3 t Wasserstoff pro Tag an das Mittelspannungs-Stromnetz angeschlossen werden. Die hohe Dichte von Flüssigwasserstoff erlaubt zudem hohe Anlieferungsmengen pro LKW. Diese Faktoren bedeuten vor allem in Metropolregionen mit sehr begrenztem Platzangebot einen erheblichen Vorteil.

Die Simulation der Wasserstofftankstellen und der Infrastruktur dienen als Eingangsdaten für das übergeordnete Modell zur Analyse der gesamten Kraftstoffprozessketten. Die Kraftstoffkosten wurden auf die Fahrstrecke von 100 km eines effizienten Referenzfahrzeugs des C-Segments normiert. Ladeparks, bestehend aus Ladestationen mit einer Ladeleistung von 150 kW, wurden mit Wasserstofftankstellen der Größe 1D verglichen, welche einen Zapfpunkt und eine Maximalkapazität von 10 Betankungen pro Stunde aufweisen. Ladestationen mit 350 kW Ladeleistung wurden mit Tankstellen der Größe 2D verglichen, welche die doppelte Kapazität als Tankstellen der Größe 1D aufweisen.

Im Basisszenario wurden moderate Brennstoffkosten und Kosten der CO₂-Freisetzung sowohl für die Stromerzeugung als auch Erdgasreformierung angesetzt. Bei einer theoretischen Auslastung von 100 % weist die Prozesskette zentrale Produktion, Verdichtung, Transport bei 30 MPa und Tankstelle der Größe 1D mit 5 MPa-Niederdruckspeicher im Jahr 2020 die geringsten Kosten (2,36 €/100 km) aller Wasserstoffprozessketten mit Erdgasreformierung auf. Die spezifischen Kosten sind somit deutlich geringer als Diesel inkl. Energiesteuer (4,02 €/100 km). Wären zusätzlich Kosten für die CO₂-Freisetzung bei Herstellung des Diesels angesetzt worden, so wären die Kraftstoffkosten sogar noch höher. Die Dieselposten ohne Energiesteuer liegen mit 2,09 €/100 km nur unwesentlich unter den Wasserstoffkosten. Die Kosten der Prozesskette mit Flüssigwasserstoff liegen 0,17 €/100 km über den Kosten der günstigsten Druckwasserstoffprozesskette. Laden zuhause mit Kosten in Höhe von 3,84 €/100 km (3,7 kW) bzw. 4,04 €/100 km (11 kW) und 150 kW-Schnellladen mit Kosten in Höhe von 2,95 €/100 km sind somit deutlich teurer als Wasserstoff. Bei sehr großen Tankstellen (6 Zapfpunkte) ist die Vor-Ort-

Erdgasreformierung im Jahr 2020 ab einer Auslastung von 60-70 % die günstigste Prozesskette. Die zentrale Elektrolyse inkl. Konditionierung und Speicherung erreicht die niedrigsten spezifischen Kosten im Jahr 2020, je nachdem ob Kosten wie Netzentgelt, EEG-Umlage etc. zu entrichten sind, bei 8.000 bzw. 8.500 Betriebsstunden. Die Befreiung der Elektrolyse (inkl. Kompression/Verflüssigung) von sonstigen Stromkostenbestandteilen wirkt sich somit nur marginal auf die optimale Betriebsstrategie aus. Zwischen Druck- und Flüssigwasserstoff besteht kein Unterschied bei der optimalen Betriebsstrategie. Das hohe Niveau der Jahresbetriebsstunden liegt an den geringen Zeiten niedriger bzw. negativer Residuallast und somit niedriger Börsenstrompreise. Zudem sind die Investitionskosten von PEM-Elektrolyseuren aktuell noch hoch. Somit können die niedrigeren spezifischen Strombezugskosten die höheren spezifischen Kosten, die aus den sinkenden Produktionsmengen resultieren, nicht überkompensieren. Die Vor-Ort-Elektrolyse ist bei einer theoretischen Vollauslastung im Jahr 2020 die günstigste Wasserstoffprozesskette. Bei Strombezug des dezentralen Elektrolyseurs zu Börsenpreisen (Befreiung von sonstigen Strompreisbestandteilen) und einer theoretischer Vollauslastung werden im Jahr 2020 Kosten in Höhe von 2,37 €/100 km von der gesamten Prozesskette erreicht. Dies bezieht sich auf die Prozesskette mit einer Tankstelle der Größe 1D (max. 10 Betankungen pro Stunde). Dagegen sind die Kosten der zentralen Flüssigwasserstoffprozesskette (2,75 €/100 km) und der zentralen Druckwasserstoffprozessketten (3,02-3,07 €/100 km) bei Strombezug von Elektrolyseur und Konditionierungsanlage zu Börsenpreisen deutlich höher. Für den Fall, dass der Strombezug keiner Befreiung von sonstigen Preisbestandteilen erfährt, liegen die Kosten der Prozesskette mit dezentraler Elektrolyse bei einer theoretischen Vollauslastung im Jahr 2020 mit 6,47 €/100 km deutlich über den Kosten von Laden zuhause (ca. 4 €/100 km) und 150 kW-Schnellladen (2,95 €/100 km). Mit sinkender Auslastung der Tankstelle steigt jedoch die Vorteilhaftigkeit der zentralen gegenüber der dezentralen Wasserstoffproduktion. Dies liegt daran, dass zentrale Produktionsanlagen auch bei niedrigen Tankstellenauslastungen hohe Auslastungen erzielen können. Sowohl mit als auch ohne Befreiung von sonstigen Strompreisbestandteilen wird die Flüssigwasserstoffprozesskette ab einer Auslastung unter 60 % die günstigste Option. Bei direkter Anbindung des Elektrolyseurs an einen Windpark werden, je nach Standortqualität der Windkraftanlagen, Kosten der gesamten Prozesskette in Höhe von 3,84-6,20 €/100 km bei theoretischer Vollauslastung im Jahr 2020 erreicht. Voraussetzung jedoch ist, dass keinerlei Kosten wie beispielsweise die EEG-Umlage zu entrichten sind. Bei beiden Standortqualitäten der Windkraftanlagen ist Flüssigwasserstoff die günstigste Option. Dies liegt vor allem an den deutlich geringeren Speicherkosten von Flüssig- im Vergleich zu Druckwasserstoff. Bei Anbindung des Elektrolyseurs an einen Windpark mit hoher Standortqualität können, im Fall der Vollauslastung, dieselben spezifischen Kosten wie beim Laden zuhause, mit 3,7 kW Ladestrom aus dem Netz, erreicht werden. Das Laden mit Strom aus einer eigenen Photovoltaikanlage und die dezentrale Elektrolyse mit Windstrom wurden nicht analysiert. Bei Befreiung des Stroms für die zentrale Elektrolyse und Kompression/Verflüssigung von sonstigen Preisbestandteilen unterscheidet sich die optimale Betriebsstrategie der Anlage (Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung) im Jahr 2050 erheblich von der optimalen Betriebsstrategie im Jahr 2020. Anlagen mit Druckwasserstoff erreichen die minimalen spezifischen Kosten bei 4.500 h/a und Anlagen mit Flüssigwasserstoff bei 1.500 h/a. Aufgrund der geringen Kosten der Flüssigwasserstoffspeicherung ist es ökonomisch sinnvoll, die Anlage lediglich in Zeiten sehr niedriger Strombezugspreise zu betreiben und entsprechend große Speicher zu installieren. Bei zentraler Elektrolyse im Jahr 2050 weist die Flüssigwasserstoffprozesskette stets geringere Kosten als die Druckwasserstoffprozessketten auf. Dies betrifft den Netzstrombezug sowohl mit als auch ohne Befreiung von sonstigen Preisbestandteilen sowie den Windstrombezug bei niedriger wie auch hoher Standortqualität der Windkraftanlagen. Zudem gilt die Aussage für alle Größen und Auslastungen der Tankstelle. Die Prozesskette mit Vor-Ort-Elektrolyse ist im Jahr 2050 nur dann günstiger als die Prozesskette mit Flüssigwasserstoff, wenn Elektrolyseur und zentrale Konditionierungsanlage keine Befreiung des Stroms von sonstigen Preisbestandteilen erfahren und

Vollauslastung herrscht. Die Prozesskette mit zentraler Elektrolyse, Strombezug von Windkraftanlagen mit hoher Standortqualität und Vollauslastung der Tankstellen erreicht Kosten in Höhe von 2,32 €/100 km im Jahr 2050. Dies entspricht dem Niveau der Prozesskette mit zentraler Erdgasreformierung im Jahr 2020. Bei niedriger Standortqualität der Windkraftanlagen werden Kosten in Höhe von 3,85 €/100 km im Jahr 2050 erreicht. Die Kosten von Laden zuhause mit 11 kW (3,27 €/100 km) liegen im Jahr 2050 zwischen den Kosten der Prozessketten Elektrolyse mit Netzstrombezug zu Börsenpreisen bzw. zu Preisen inkl. sonstigen Strompreisbestandteilen (2,17 €/100 km bzw. 4,00 €/100 km).

Im Szenario Umweltschutz 2050 sind die Kosten der Prozesskette mit zentraler Elektrolyse und anschließender Verflüssigung geringer als von der Prozesskette mit zentraler Elektrolyse und anschließender Verdichtung sowie der Prozesskette mit dezentraler Elektrolyse. Bei Strombezug von Elektrolyseur und Verflüssigungsanlage zu Börsenpreisen werden sehr niedrige Kosten in Höhe von 1,60 €/100 km von der gesamten Prozesskette erreicht. Wird dem Betrieb von Elektrolyseur und Verflüssigungsanlage keinerlei Vergünstigung auf den Strombezug gewährt, so werden Kosten in Höhe von 3,56 €/100 km erreicht. Diese liegen nur unwesentlich über den Kosten für Laden zuhause (11 kW) mit Kosten in Höhe von 3,23 €/100 km. Im Szenario Ressourcenverknappung wurden die Kraftstoffkosten bei sehr hohen fossilen Brennstoffkosten untersucht. Bei einer theoretischen Vollauslastung im Jahr 2020 sind die spezifischen Kosten der Flüssigwasserstoffprozesskette mit zentraler Elektrolyse aus Windstrom (hohe Standortqualität) bereits 12 % niedriger als die günstigste Prozesskette mit Erdgasreformierung, jedoch 7 % über den spezifischen Kosten der öffentlichen Schnellladung eines Batteriefahrzeugs mit 150 kW Ladeleistung.

Über alle Szenarien und Stützjahre hinweg führt der Betrieb des Elektrolyseurs bei maximaler Stromdichte zu den geringsten Wasserstoffkosten. Bei Anbindung des Elektrolyseurs an einen Windpark werden die minimalen spezifischen Kosten stets erreicht, wenn die Stacks bis zum Erreichen des technischen Lebensendes im Elektrolyseur verbleiben. Bei Netzstrombezug können die Kosten durch Wechseln der Stacks vor Erreichen des technischen Lebensendes in einigen Fällen reduziert werden.

Limitierungen der Modelle und weiterer Forschungsbedarf

Die mit den Simulationsmodellen generierten Aussagen sind von geografischen, ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen abhängig. Die für Deutschland generierten Aussagen können somit nicht ohne Weiteres auf andere Länder übertragen werden. In weiterer Forschungsarbeit könnte das Modell auf weitere Länder bzw. Regionen angepasst werden. Zudem könnte der Wasserstoffimport von Ländern mit günstiger, regenerativer Energie untersucht werden. Für die zentrale Wasserstoffproduktion wurden Knotenpunkte des Hochspannungsnetzes als mögliche Standorte neuer Anlagen angenommen. Dies setzt vor allem bei Elektrolyseuren entsprechende Übertragungskapazitäten des Hochspannungsnetzes voraus. Die Übertragungskapazitäten des Hochspannungsnetzes und eine Rückkopplung des entnommenen Stroms auf die Stromerzeugung wurden nicht modelliert und könnten im Rahmen zukünftiger Forschungsarbeiten in das Modell integriert werden. Vor allem für das Jahr 2050 zeigte sich eine Vorteilhaftigkeit von Flüssigwasserstoff gegenüber Druckwasserstoff. Als Speichermedium für Druckwasserstoff wurden jedoch lediglich Stahlbehälter analysiert. Eine weitere Möglichkeit wäre die Speicherung im Untergrund, wie beispielsweise in Salzkavernen. In weiteren Untersuchungen sollte ermittelt werden, ob die gasförmige Speicherung im Untergrund ökonomische Vorteile gegenüber der Speicherung in Stahlbehältern bietet. Eine günstige Realisierung der Untergrundspeicherung könnte die Druckwasserstoffprozessketten ökonomischer gestalten. Für die Versorgung der Tankstellen mit zentral produziertem Wasserstoff wurde ausschließlich die Belieferung mit LKWs analysiert. Vor allem bei ho-

hen Wasserstoffmengen könnten Pipelines die günstigere Transportmöglichkeit darstellen. Das Simulationsmodell dieser Dissertation sollte um diese Komponente erweitert werden. Die Routenoptimierung zur Ermittlung der Auslieferungskosten von Wasserstoff wurde lediglich für eine Vollauslastung durchgeführt. Somit wurde nicht berücksichtigt, dass bei niedrigeren Auslastungen nur einzelne Tankstellen hätten angefahren werden müssen, was sich negativ auf die durchschnittliche Anfahrstrecke ausgewirkt hätte. Zudem wurde angenommen, dass die Transportkapazitäten sowohl bei Druck- als auch bei Flüssigwasserstoff bis zum Jahr 2050 konstant bleiben. Neue gesetzliche Regelungen der Längen- bzw. Gewichtsbeschränkungen oder eine Verbesserung der gravimetrischen Energiedichte von Druckbehältern könnten zu höheren Transportkapazitäten führen. Zukünftige Strompreise wurden auf dem heutigen Marktdesign basierend ermittelt. Zudem wurde die Annahme getroffen, dass die Netzentgelte und weiteren Steuern und Abgaben konstant bleiben. In weiterer Forschungsarbeit könnte der zukünftige Netzausbau und die resultierenden Netzentgelte abgeschätzt werden. Die angewandte Methodik zur Optimierung der Betriebsstunden des Elektrolyseurs setzt Transparenz über die Strombezugspreise voraus. Vor allem bei sehr niedrigen Jahresbetriebsstunden besteht die Herausforderung, sich im tatsächlichen Betrieb dem theoretischen Optimum anzunähern. Die im Modell verwendeten Eingangsdaten für Komponenten der Wasserstoffprozesskette sind oftmals mit Unsicherheiten behaftet. Dies trifft vor allem auf die Prognose für das Jahr 2050 zu. Die durch Weiterentwicklung und Volumeneffekte entstehende Kostensenkung ist heute noch schwer zu prognostizieren. Somit war es nicht möglich, unterschiedliche Kosten für die beiden Markthochlaufszszenarien anzusetzen. Die Analyse in Kapitel 5 fokussierte auf die streckenspezifischen Kraftstoffkosten einzelner Prozessketten. In weiterer Forschungsarbeit könnte der Zubau des kompletten Anlageparks berücksichtigt werden, um die Investitionskosten für Deutschland zu ermitteln.

Literaturverzeichnis

- [1] Navarro RM, Guil R, Fierro JLG (2015). Introduction to hydrogen production. In: Subramani V, Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 1: Hydrogen Production and Purification* (pp. 21-61). Oxford: Woodhead Publishing.
- [2] Hamacher T (2014). Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger. In: Töpler J, Lehmann J (Eds.), *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven* (pp. 1-23). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [3] Poudyal RS, Tiwari I, Koirala AR, Masukawa H, Inoue K, Tomo T, et al. (2015). Hydrogen production using photobiological methods. In: Subramani V, Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 1: Hydrogen Production and Purification* (pp. 289-317). Oxford: Woodhead Publishing.
- [4] Roeb M, Säck JP, Rietbrock P, Prah C, Schreiber H, Neises M, et al. (2011). Test operation of a 100 kW pilot plant for solar hydrogen production from water on a solar tower. *Solar Energy*, 85 (4), pp. 634-44.
- [5] Eichlseder H, Klell M (2012). *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung*. 3. edition. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [6] Lee DH (2015). Hydrogen production via the Kværner process and plasma reforming. In: Subramani V, Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 1: Hydrogen Production and Purification* (pp. 349-91). Oxford: Woodhead Publishing.
- [7] Aceves SM, Espinosa-Loza F, Ledesma-Orozco E, Ross TO, Weisberg AH, Brunner TC, et al. (2010). High-density automotive hydrogen storage with cryogenic capable pressure vessels. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35 (3), pp. 1219-26.
- [8] Ahluwalia RK, Peng JK, Hua TQ (2016). Cryo-compressed hydrogen storage. In: Gupta RB, Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure* (pp. 119-45). Oxford: Woodhead Publishing.
- [9] Brunner T (2011). BMW Hydrogen: Cryo-compressed Hydrogen Storage. *Hydrogen Storage Workshop*, Washington D.C., 14.-15. Feb. 2011.
- [10] Kunze K, Kircher O (2012). Cryo-compressed Hydrogen Storage. *Cryogenic Cluster Day*, Oxford, 28. Sept. 2012.
- [11] Mohrdieck C, Venturi M, Breitrück K, Schulze H (2016). Automobile Application. In: Töpler J, Lehmann J (Eds.), *Hydrogen and Fuel Cell: Technologies and Market Perspectives* (pp. 55-105). Berlin, Heidelberg: Springer.
- [12] Teichmann D, Arlt W, Wasserscheid P (2012). Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (23), pp. 18118-32.
- [13] Reuß M, Grube T, Robinius M, Preuster P, Wasserscheid P, Stolten D (2017). Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, 200, pp. 290-302.
- [14] Niermann M, Beckendorff A, Kaltschmitt M, Bonhoff K (2019). Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (13), pp. 6631-54.
- [15] Robinius M, Linßen J, Grube T, Reuß M, Stenzel P, Syranidis K, et al. (2018). Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles, *Schriftenreihe Energie & Umwelt*, Vol. 408. Jülich: Forschungszentrum Jülich.

- [16] Mayer T, Semmel M, Guerrero Morales MA, Schmidt KM, Bauer A, Wind J (2019). Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (47), pp. 25809-33.
- [17] Reuß M, Grube T, Robinius M, Stolten D (2019). A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy*, 247, pp. 438-53.
- [18] Stolzenburg K, Hammelmann R, Wietschel M, Genoese F, Michaelis J, Lehmann J, et al. (2014). NOW-Studie: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Abschlussbericht. Berlin. Abgerufen am 22.05.2017 unter: <https://www.now-gmbh.de/de/aktuelles/presse/abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht>.
- [19] McKinsey (2010). A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. European Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, NOW GmbH. Abgerufen am 11.05.2018 unter: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power_trains_for_Europe.pdf.
- [20] Wietschel M, Bünger U (2010). Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger: Endbericht. Karlsruhe. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. Abgerufen am 08.07.2016 unter: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-133130.html>.
- [21] Pfennig M, Gerhardt N, Pape C, Böttger D (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H₂-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen: Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Förderkennzeichen: 16EM3007. Kassel. Fraunhofer IWES.
- [22] Krieg D (2012). Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, Schriftenreihe Energie & Umwelt, Vol. 144. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- [23] Bauer A, Mayer T, Semmel M, Guerrero Morales MA, Wind J (2019). Energetic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (13), pp. 6795-812.
- [24] Mayer T, Semmel M, Bauer A, Guerrero-Morales M, Schmidt KM, Wind J (2017). Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with trucked-in gaseous or liquid hydrogen. Präsentation und Tagungsunterlagen. EVS30 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Stuttgart, 09.-11. Okt. 2017.
- [25] Elgowainy A, Wang M (2013). Sustainable Vehicle Fuels, Well-to-Wheel Analysis. In: Ehsani M, Wang F-Y, Brosch GL (Eds.), *Transportation Technologies for Sustainability* (pp. 911-38). New York: Springer.
- [26] Xiao J, Bénard P, Chahine R (2016). Charge-discharge cycle thermodynamics for compression hydrogen storage system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41 (12), pp. 5531-9.
- [27] Farzaneh-Gord M, Deymi-Dashtebayaz M, Rahbari HR, Niazmand H (2012). Effects of storage types and conditions on compressed hydrogen fuelling stations performance. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (4), pp. 3500-9.
- [28] Serdaroglu G, Khzouz M, Gillott M, Shields A, Walker GS (2015). The effect of environmental conditions on the operation of a hydrogen refuelling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40 (47), pp. 17153-62.
- [29] Guo J, Xing L, Hua Z, Gu C, Zheng J (2016). Optimization of compressed hydrogen gas cycling test system based on multi-stage storage and self-pressurized method. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41 (36), pp. 16306-15.

- [30] Reddi K, Elgowainy A, Sutherland E (2014). Hydrogen refueling station compression and storage optimization with tube-trailer deliveries. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39 (33), pp. 19169-81.
- [31] Rothuizen E, Mérida W, Rokni M, Wistoft-Ibsen M (2013). Optimization of hydrogen vehicle refueling via dynamic simulation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38 (11), pp. 4221-31.
- [32] Pratt J, Terlip D, Ainscough C, Kurtz J, Elgowainy A (2015). H2FIRST Reference Station Design Task: Project Deliverable 2-2. Technical Report NREL/TP-5400-64107, SAND2015-2660 R.
- [33] Valenti G (2016). Hydrogen liquefaction and liquid hydrogen storage. In: Gupta RB, Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure* (pp. 27-51). Oxford: Woodhead Publishing.
- [34] Tietze V, Stolten D (2016). Thermodynamics of Pressurized Gas Storage. In: Stolten D, Emonts B (Eds.), *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology* (pp. 601-28). Weinheim: Wiley-VCH.
- [35] Tschöke H, Hölz H (2014). Kompressoren, Verdichter. In: Grote K-H, Feldhusen J (Eds.), *Dubbel* (pp. 1061-81). Berlin, Heidelberg: Springer.
- [36] Stephan P (2013). B1 Wärme und verschiedene Arten der Wärmeübertragung. In: VDI (Ed.), *VDI-Wärmeatlas* (pp. 19-22). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [37] Stephan P (2013). B2 Berechnungsmethoden für Wärmeleitung, konvektiven Wärmeübergang und Wärmestrahlung. In: VDI (Ed.), *VDI-Wärmeatlas* (pp. 23-36). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [38] Martin H (2013). E2 Instationäre Wärmeleitung in ruhenden Körpern. In: VDI (Ed.), *VDI-Wärmeatlas* (pp. 727-52). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [39] Society of Automotive Engineers (2014). J2601: Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles. *Surface Vehicle Standard*. Revised 2014-07.
- [40] Society of Automotive Engineers (2014). J2799: Hydrogen Surface Vehicle to Station Communications Hardware and Software. *Surface Vehicle Standard*. Revised 2014-04.
- [41] Schnell P (2016). Refueling Station Layout. In: Stolten D, Emonts B (Eds.), *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology* (pp. 891-916). Weinheim: Wiley-VCH.
- [42] Fraunhofer ISE (2013). Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität: Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Stuttgart: e-mobil BW.
- [43] Léon A (2008). Hydrogen Storage. In: Léon A (Ed.), *Hydrogen Technology: Mobile and Portable Applications* (pp. 81-128). Berlin, Heidelberg: Springer.
- [44] Reddi K, Elgowainy A, Rustagi N, Gupta E (2017). Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (34), pp. 21855-65.
- [45] Reese W (2015). Weiterentwicklung der Kryopumpentechnologie: Status Referenzmesssystem. NIP Vollversammlung, Berlin, 02. Juni 2015.
- [46] Linde AG (2016). Die treibende Kraft. Mit Linde Wasserstoffprojekte realisieren. Abgerufen am 23.12.2016 unter: http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegrou.global/de/images/00299_LG_Wasserstoff_Broschuere_218x305_DE_72_2MB16_233488.pdf?v=3.0.

- [47] Lemmon WW, Huber ML, McLinden MO (2010). Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP). Version 9.0. Gaithersburg: National Institute of Standards and Technology.
- [48] Reese W-H, Kederer T, Schäfer S, Westermeier M, Scheday J (2016). Patent Offenlegungsschrift Nr. DE 10 2014 015 987 A1. Boil-Off-Gas-Management an Wasserstoff-Tankstellen. München: Deutsches Patent- und Markenamt.
- [49] Talpacci E, Reuß M, Grube T, Cilibrizzi P, Gunnella R, Robinius M, et al. (2018). Effect of cascade storage system topology on the cooling energy consumption in fueling stations for hydrogen vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43 (12), pp. 6256-65.
- [50] Ortiz Cebolla R, Acosta B, de Miguel N, Moretto P (2015). Effect of precooled inlet gas temperature and mass flow rate on final state of charge during hydrogen vehicle refueling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40 (13), pp. 4698-706.
- [51] Hosseini M, Dincer I, Naterer GF, Rosen MA (2012). Thermodynamic analysis of filling compressed gaseous hydrogen storage tanks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (6), pp. 5063-71.
- [52] Striednig M, Brandstätter S, Sartory M, Klell M (2014). Thermodynamic real gas analysis of a tank filling process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39 (16), pp. 8495-509.
- [53] Yang JC (2009). A thermodynamic analysis of refueling of a hydrogen tank. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34 (16), pp. 6712-21.
- [54] Nistor S, Dave S, Fan Z, Sooriyabandara M (2016). Technical and economic analysis of hydrogen refuelling. *Applied Energy*, 167, pp. 211-20.
- [55] Rothuizen E, Rokni M (2014). Optimization of the overall energy consumption in cascade fueling stations for hydrogen vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39 (1), pp. 582-92.
- [56] Elgowainy A, Reddi K, Lee D-Y, Rustagi N, Gupta E (2017). Techno-economic and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (49), pp. 29067-79.
- [57] Brown T, Stephens-Romero S, Samuelsen GS (2012). Quantitative analysis of a successful public hydrogen station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (17), pp. 12731-40.
- [58] Petitpas G, Aceves SM, Gupta N (2012). Vehicle refueling with liquid hydrogen thermal compression. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (15), pp. 11448-57.
- [59] Petitpas G (2018). Simulation of boil-off losses during transfer at a LH2 based hydrogen refueling station. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43 (46), pp. 21451-63.
- [60] Petitpas G, Aceves SM (2018). Liquid hydrogen pump performance and durability testing through repeated cryogenic vessel filling to 700 bar. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43 (39), pp. 18403-20.
- [61] Rönsch S (2015). Anlagenbilanzierung in der Energietechnik. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [62] Wesselak V, Schabbach T, Link T, Fischer J (2013). Thermodynamische Bewertung Regenerativer Energiewandlungen. In: *Regenerative Energietechnik* (pp. 741-850). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [63] Stephan P, Schaber K, Stephan K, Mayinger F (2013). *Thermodynamik - Grundlagen und technische Anwendungen*. Band 1: Einstoffsystem. 19. edition. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

- [64] Geller W (2003). Thermodynamik für Maschinenbauer: Grundlagen für die Praxis. 5. edition. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [65] Leachman JW, Jacobsen RT, Penoncello SG, Lemmon EW (2009). Fundamental equations of state for parahydrogen, normal hydrogen, and orthohydrogen. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 38 (3), pp. 721-48.
- [66] von Böckh P, Stripf M (2015). Technische Thermodynamik: Ein beispielorientiertes Einführungsbuch. 2. edition. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [67] Grüger F, Dylewski L, Robinius M, Stolten D (2018). Carsharing with fuel cell vehicles: Sizing hydrogen refueling stations based on refueling behavior. Applied Energy, 228, pp. 1540-9.
- [68] Nexant Inc., Air Liquide, Argonne National Laboratory, Chevron Technology Venture, Gas Technology Institute, National Renewable Energy Laboratory, et al. (2008). H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results. Interim Report. No. DE-FG36-05GO15032.
- [69] H2 Mobility (2010). 70MPa Hydrogen Refuelling Station Standardization Functional Description of Station Modules. Abgerufen am 30.12.2015 unter: https://www.now-gmbh.de/content/5-service/4-publikationen/4-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/h2mobility_hrs_functional_description.pdf.
- [70] Alfred Böge (2009). Handbuch Maschinenbau: Grundlagen und Anwendungen der Maschinenbau-Technik. 19. edition. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.
- [71] Heuck K, Dettmann K-D, Schulz D (2010). Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8. edition. Wiesbaden: Vieweg+Teubner.
- [72] U.S. Department of Energy (2015). Fuel Cell Technologies Office Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan. 3.2 Hydrogen Delivery. Abgerufen am 08.02.2017 unter: <https://energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22>.
- [73] Kodoth M, Aoyama S, Sakamoto J, Kasai N, Shibutani T, Miyake A (2018). Evaluating uncertainty in accident rate estimation at hydrogen refueling station using time correlation model. International Journal of Hydrogen Energy, 43 (52), pp. 23409-17.
- [74] Elgowainy A, Reddi K (2015). DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Annual Merit Review: Hydrogen Fueling Station Pre-Cooling Analysis. No. PD 107. Abgerufen am 16.06.2017 unter: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review15/pd107_elgowainy_2015_o.pdf.
- [75] Garcke J, Holst M, Lickert T, Smolinka T, Vock H, Wiebe N (2017). PEM-Elektrolyse. Unveröffentlichte Studie. Fraunhofer ISE, Fuel Cell and Battery Consulting Ulm - FCBAT, Diamond Lite SA. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- [76] Heinzel A, Vogel B, Hübner P (2002). Reforming of natural gas - hydrogen generation for small scale stationary fuel cell systems. Journal of Power Sources, 105 (2), pp. 202-7.
- [77] CEP - Clean Energy Partnership (2002). Abgerufen am 06.04.2016 unter: <https://cleanenergy-partnership.de/home/>.
- [78] H2 Mobility (2018). Abgerufen am 16.03.2018 unter: <http://h2-mobility.de/h2-stationen/>.
- [79] Elgowainy A, Reddi K, Brown D, Rustagi N, Mintz M, Gillette J, et al. (2015). Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM). Version 3.0. Abgerufen am 26.04.2016 unter: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>.

- [80] Stiller C, Bünger U, Møller-Holst S, Svensson AM, Espegren KA, Nowak M (2010). Pathways to a hydrogen fuel infrastructure in Norway. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35 (7), pp. 2597-601.
- [81] Mayer T, Haiber A, Berger J, Hopmann S, Wind J (2017). Hydrogen Refuelling Station Network and Route Optimisation of Trucked-in Hydrogen in Germany. Posterpräsentation und Tagungsunterlagen. 7th World Hydrogen Technologies Convention, Prag, 09.-12. Juli 2017.
- [82] Nguimkeu P (2014). A simple selection test between the Gompertz and Logistic growth models. *Technological Forecasting and Social Change*, 88, pp. 98-105.
- [83] Haiber A (2016). Weiterentwicklung eines Transportmodells zur Anlieferung von Wasserstoff an die Wasserstoff-Tankstellen. Masterthesis, Hochschule Heilbronn.
- [84] Kreyenberg D (2016). Fahrzeugantriebe für die Elektromobilität: Total Cost of Ownership, Energieeffizienz, CO2 Emissionen und Kundennutzen. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [85] KBA (2017). Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2016. Abgerufen am 09.02.2018 unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html.
- [86] Auer M, Bogenberger K, Rehborn H, Koller M, Palmer J (2017). Mobilitätskennwerte für den motorisierten Individualverkehr aus Flottendaten. *Straßenverkehrstechnik*, 61 (2), pp. S. 87-93.
- [87] Berger J (2016). Prognosebasierte Routenoptimierung der Belieferung aktueller und zukünftiger Wasserstoff-Tankstellen. Bachelorthesis, Hochschule Pforzheim.
- [88] gjuce GmbH (2016). Aufbereitete Geoinformationsdaten zu konventionellen Tankstellen in Deutschland. Stand Februar 2016. Köln: gjuce.
- [89] ESRI. Was ist die Erweiterung "ArcGIS Network Analyst"? Abgerufen am 13.02.2018 unter: <https://desktop.arcgis.com/de/arcmap/latest/extensions/network-analyst/what-is-network-analyst.htm>.
- [90] Allmapdata. Abgerufen am 14.03.2016 unter: <https://www.allmapdata.com>.
- [91] ESRI. Location-Allocation-Analyse. Abgerufen am 12.02.2018 unter: <https://desktop.arcgis.com/de/arcmap/latest/extensions/network-analyst/location-allocation.htm>.
- [92] Maisonnier G, Perrin J, Steinberger-Wilckens R, Trümper SC (2007). Roads2HyCom. Deliverable 2.1 and 2.1a. "European Hydrogen Infrastructure Atlas" and "Industrial Excess Hydrogen Analysis". PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production. Doc. No. R2H2006PU.1. Abgerufen am 13.01.2016 unter: http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/d/df/Roads2HyCom_R2H2006PU_-_Part_II_-_Industrial_Surplus_H2.pdf.
- [93] Ramsden T, Ruth M, Diakov V, Laffen M, Timbario TA (2013). Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios. Technical Report NREL/TP-6A10-60528. Denver.
- [94] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2015). Per Mail bereitgestellter Datensatz zum fossilen Kraftwerkspark (Leistungen, Wirkungsgrade, variable Kosten), zu fossilen Brennstoffkosten, zu CO2-Preisen, zu Knotenpunkten des Höchstspannungsnetzes und zu Residuallasten Deutschlands. München: FfE.
- [95] Geistefeldt J, Lohoff J (2011). Stausituation auf den Autobahnen in Nordrhein-Westfalen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen. Abgerufen am 14.03.2018 unter: http://www.vm.nrw.de/presse/_container_presse/StausituationNRW_Schlussbericht_Endfassung-Presse.pdf.

- [96] Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) geändert worden ist.
- [97] Haussecker S (2017). Erstellung eines techno-ökonomischen Bewertungsmodells für Strom als Kraftstoff für die Mobilität. Masterthesis, Hochschule Trier.
- [98] Graumann N (2017). Techno-ökonomische Bewertung von Strom als Kraftstoff für die Mobilität. Bachelorthesis, HWI Hamburg.
- [99] Statista (2016). Entwicklung des durchschnittlichen Zinssatzes für Spareinlagen (Sparbuchzinsen) in Deutschland in den Jahren 1975 bis 2016. Abgerufen am 04.06.2018 unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/202295/umfrage/entwicklung-des-zinssatzes-fuer-spareinlagen-in-deutschland/>.
- [100] Huss A, Maas H, Hass H (2013). Well-to-Wheels Analysis of future Automotive fuels and Powertrains in the European Context: Tank-to-Wheels Report Version 4.0. Report EUR 26027 EN. Ispra, Italien. European Commission - Joint Research Centre.
- [101] Smolinka T, Günther M, Garche J (2011). Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. NOW-Studie. Kurzfassung des Abschlussberichts. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- [102] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Ludwig Bölkow Systemtechnik, Fraunhofer ISE, KBB Underground Technologies (2014). Plan-DelyKaD - Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Abgerufen am 28.12.2015 unter: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-36796/.
- [103] Forschungszentrum Jülich (2013). IEK-3 Report 2013: Langlebige elektrochemische Verfahrenstechnik, Schriftenreihe Energie & Umwelt, Vol. 172. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- [104] Millet P (2015). Hydrogen production by polymer electrolyte membrane water electrolysis. In: Subramani V, Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 1: Hydrogen Production and Purification (pp. 255-86). Oxford: Woodhead Publishing.
- [105] U.S. Department of Energy (2015). DOE H2A Production Analysis - Central Hydrogen Production from PEM Electrolysis. Version 3.101. Abgerufen am 26.04.2016 unter: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_production.html.
- [106] Erbach S (2015). Techno-ökonomische Analyse von Wasserstofftankstellen. Optimierung der Betriebsstrategie in Abhängigkeit verschiedener Strompreisszenarien. Masterthesis, FH Münster.
- [107] Zorn T (2013). Bausteine für den H2-Infrastrukturaufbau für Brennstoffzellenfahrzeuge. 13 Jahrestagung des Netzwerkes Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, Düsseldorf, 14. Nov. 2013.
- [108] Aasadnia M, Mehrpooya M (2018). Large-scale liquid hydrogen production methods and approaches: A review. Applied Energy, 212, pp. 57-83.
- [109] Sadaghiani MS, Mehrpooya M, Ansarinassab H (2017). Process development and exergy cost sensitivity analysis of a novel hydrogen liquefaction process. International Journal of Hydrogen Energy, 42 (50), pp. 29797-819.
- [110] Zapf M (2017). Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [111] von Roon S, Huck M (2010). Merit Order des Kraftwerksparks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Abgerufen am 14.02.2018 unter: https://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf.

- [112] BNA (2017). EEG-Umlage 2018 beträgt 6,79 ct/kWh. Pressemitteilung Bundesnetzagentur. Bonn, 16.10.2017. Abgerufen am 17.01.2018 unter: https://bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2017/16102017_EEG-Umlage.pdf.
- [113] Öko-Institut (2016). EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Modellversion 3.3.2. Berlin, 10.01.2017.
- [114] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- [115] Netze BW (2017). Preise für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Netze BW GmbH. Gültig ab 1. Januar 2018, Version 1.3, Stand: 18. Dez. 2017.
- [116] Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das durch Artikel 11 des Gesetzes vom 3. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist.
- [117] Pelling CMH (2016). Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht. Dissertation, Technische Universität München.
- [118] Linde AG (2017). Potenziale heben. Finanzbericht 2016. München.
- [119] Feismann D, Gaul AJ, Leyder S, Czajkowski C, Voit S, Silvestre L, et al. (2016). PlanGridEV: D6.3 Handbook/White Paper of Novel Planning Rules for EV in Smart Grids. DOI: 10.13140/RG.2.1.3837.0961/1.
- [120] Broll D (2017). Techno-ökonomische Untersuchung des Ausbaus einer Schnellladeinfrastruktur für Batteriefahrzeuge. Masterthesis, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
- [121] Statistisches Bundesamt. Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. Abgerufen am 07.02.2020 unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html>.
- [122] Nationale Plattform Elektromobilität (2015). Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland: Statusbericht und Handlungsempfehlungen. AG 3 – Ladeinfrastruktur und Netzintegration. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (Ed.). Berlin. Abgerufen am 19.02.2019 unter: http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_AG3_Statusbericht_LIS_2015_barr_bf.pdf.
- [123] Mineralöl Wirtschafts Verband. Rohölpreise. Abgerufen am 15.05.2018 unter: <https://www.mwv.de/statistiken/rohoelpreise/>.
- [124] Mineralöl Wirtschafts Verband. Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin/Dieselmotortreibstoff. Abgerufen am 15.05.2018 unter: <https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/>.
- [125] Regett A, Heller C, Mayer T, Wind J (2015). Einfluss des Strom- und Wasserstoff-Produktionsmixes auf die Well-to-Wheels-Bilanz elektrisch angetriebener Fahrzeuge. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65 (12), pp. 83-6.
- [126] KPMG (2016). Kapitalkostenstudie 2016. Wertmessung – quo vadis? Abgerufen am 19.05.2017 unter: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/ch/pdf/cost-of-capital-study-2016-de.pdf>.
- [127] Statista (2017). Jährliche Entwicklung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem US-Dollar von 1999 bis 2016. Abgerufen am 18.09.2017 unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/>.
- [128] Edwards R, Larivé J-F, Rickeard D, Weindorf W (2014). Well-to-Wheels Analysis of future Automotive fuels and Powertrains in the European Context: Well-to-Tank Appendix 1 - Version 4a: Conversion factors and fuel properties. Report EUR 26237 EN. Ispra. European Commission - Joint Research Centre.

- [129] Ball M, Weindorf W, Bünger U (2009). Hydrogen production. In: Ball M, Wietschel M (Eds.), The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges (pp. 277-308). Cambridge: Cambridge University Press.
- [130] Bayer M (2008). Lkw-studie / Lkw-Kunden und -Hersteller unter Druck: erste Ergebnisse der Nutzfahrzeugstudie von MBtech Consulting. AUTOHAUS-Spezial "Transporter", AH 17/2008.
- [131] Zeiten F, Augustin K-H (2012). Mercedes Actros 1845 Big Space. lastauto omnibus, 89 (09/2012), pp. 24-9.
- [132] Hersteller A (2016). Richtpreisangebot Druckwasserstoff-Trailer (30/50 MPa).
- [133] Hersteller B (2015). Richtpreisangebot Fahrgestell LKW-Anhänger.
- [134] U.S. DRIVE (2013). Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap. Abgerufen am 24.09.2017 unter: https://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/pdfs/program/hdt_roadmap_june2013.pdf.
- [135] Pehnt M (2010). Energieeffizienz. Berlin, Heidelberg: Springer.
- [136] Bohne D (2014). Wärme – und Kälteversorgungsanlagen. 10. edition. Wiesbaden: Springer.
- [137] Elgowainy A, Reddi K, Brown D, Rustagi N, Ringer M, Mintz M (2017). Hydrogen Refueling Station Analysis Model (HRSAM). Version 2.0. Abgerufen am 18.04.2018 unter: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hrsam>.
- [138] Kost C, Shammugam S, Jülch V, Nguyen H-T, Schlegel T (2018). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg. Fraunhofer ISE. Abgerufen am 24.05.2018 unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- [139] Büchner J, Katzfey J, Flörcken O, Moser A, Schuster H, Dierkes S, et al. (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Forschungsprojekt Nr. 44/12. Bonn. E-Bridge Consulting.
- [140] Wind J (2016). Hydrogen-fueled road automobiles – Passenger cars and buses. In: Basile A, Veziroğlu TN (Eds.), Compendium of Hydrogen Energy, Vol. 4: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy (pp. 3-21). Oxford: Woodhead Publishing.
- [141] Rosen PA (2018). Beitrag zur Optimierung von Wasserstoffdruckbehältern: Thermische und geometrische Optimierung für die automobile Anwendung. Wiesbaden: Springer.
- [142] Statista (2018). Anzahl der Neuzulassungen von Pkw in Deutschland von 1955 bis 2017. Abgerufen am 08.02.2018 unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/74433/umfrage/neuzulassungen-von-pkw-in-deutschland/>.
- [143] Statista (2018). Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos in Deutschland von 2003 bis 2017. Abgerufen am 08.02.2018 unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/244000/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-in-deutschland/>.
- [144] Statista (2018). Anzahl der gemeldeten Pkw in Deutschland in den Jahren 1960 bis 2017. Abgerufen am 09.02.2018 unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12131/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland/>.
- [145] Schubert M, Kluth T, Nebauer G, Ratzenberger R, Kotzagiorgis S, Butz B, et al. (2014). Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht. Nr. 96.0981/2011. Abgerufen am 04.04.2017 unter: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-schlussbericht-los-3.pdf?__blob=publicationFile.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodischer Ansatz der Forschungsarbeit.	8
Abbildung 2: Schematische Darstellung der energetischen Simulation von Tankstellen mit gasförmig gespeichertem Wasserstoff.	15
Abbildung 3: Schematische Darstellung der energetischen Simulation von Tankstellen mit flüssig gespeichertem Wasserstoff.	19
Abbildung 4: Druck- und Temperaturverlauf des HDSSs einer CGH ₂ -Tankstelle während einer Betankung.	22
Abbildung 5: Temperatur von Wärmeübertrager und Wasserstoff an einer LH ₂ -Tankstelle.	23
Abbildung 6: Massenströme von HD-Pumpe und HDSS an einer LH ₂ -Tankstelle.	24
Abbildung 7: Leistung von Druck- (links) und Flüssigwasserstofftankstelle (rechts).	24
Abbildung 8: Energieverbrauch von Druck- (links) und Flüssigwasserstofftankstelle (rechts).	25
Abbildung 9: Betankungsvorgänge an konventionellen Tankstellen.	26
Abbildung 10: Tages-Betankungsprofile einer Wasserstofftankstelle der Größe 1D.	27
Abbildung 11: Betankungsprofil pro Zapfpunkt der Tankstellengrößen 1D-6D eines Durchschnittstages.	28
Abbildung 12: Tankstellendruck und Massenstromprofil eines Betankungsvorgangs.	28
Abbildung 13: Schematische Darstellung der Wasserstofftankstellen mit Komponentenauslegung.	36
Abbildung 14: Energieverbrauch von belieferten Tankstellen mit 5 MPa-Speicher.	42
Abbildung 15: Energieverbrauch einer belieferten Tankstelle mit 20 MPa-Speicher und einer Tankstelle mit Vor-Ort-Elektrolyse.	43
Abbildung 16: Energieverbrauch einer flüssig belieferten Tankstelle.	44
Abbildung 17: Investitionskosten von CGH ₂ -Tankstellen mit 20 MPa-Speicher.	45
Abbildung 18: Investitionskosten von CGH ₂ -Tankstellen mit Vor-Ort-Elektrolyse.	46
Abbildung 19: Investitionskosten von flüssig belieferten H ₂ -Tankstellen.	47
Abbildung 20: Spezifische Kosten von CGH ₂ -Tankstellen mit 5 und 20 MPa-Speicher.	48
Abbildung 21: Spezifische Kosten von LH ₂ -Tankstellen.	49
Abbildung 22: Spezifische Kosten von CGH ₂ -Tankstellen mit 20 MPa-Speicher abhängig der Auslastung.	49
Abbildung 23: Spezifische Kosten von LH ₂ -Tankstellen abhängig der Auslastung.	50
Abbildung 24: Marktanteil und -bestand von Elektrofahrzeugen in Deutschland.	53
Abbildung 25: Kraftstoffverbrauch BZ-Fahrzeug und Wasserstoffbedarf in Deutschland.	54
Abbildung 26: Standorte von konventionellen Tankstellen und Fahrzeugen.	55
Abbildung 27: Ergebnisse Kundenbefragung zur Tankstellenabdeckung.	55
Abbildung 28: Schematische Darstellung der H ₂ -Tankstellen-Verortung.	56
Abbildung 29: Optimierungsergebnis Wasserstoff-Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 1).	58
Abbildung 30: Wasserstoffbedarf und Einteilung in Tankstellen-Kapazitätsgrößen (Szenario 1).	59
Abbildung 31: Optimierungsergebnis Wasserstoff-Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 2).	61
Abbildung 32: Wasserstoffbedarf und Einteilung in Tankstellen-Kapazitätsgrößen (Szenario 2).	61
Abbildung 33: Anzahl an Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2050 unterteilt in Größenklassen.	62
Abbildung 34: Wasserstoffanliefermenge pro Tankstellenstandort im Jahr 2050 (Szenario 1).	64
Abbildung 35: Wasserstoffproduktionsstandorte mit gasförmiger Speicherung in Deutschland.	65
Abbildung 36: Wasserstoffproduktionsstandorte mit flüssiger Speicherung in Deutschland.	66
Abbildung 37: LKW-Routen Flüssigwasserstoff-Anlieferung (Szenario 1).	68
Abbildung 38: Durchschnittliche Länge pro LKW-Auslieferungsrouten.	69
Abbildung 39: Durchschnittliche Transportmenge pro Auslieferungsrouten.	69
Abbildung 40: Durchschnittliche Kosten der Wasserstoffauslieferung.	70

Abbildung 41: Schematische Darstellung der Simulation kompletter Kraftstoffprozessketten.....	71
Abbildung 42: Methodik Kostenberechnung PEM-Elektrolyse.....	75
Abbildung 43: Spezifischer Energiebedarf zur Befüllung der LKW-Druckbehälter.	77
Abbildung 44: Methodik zur Berechnung von Prozessketten mit zentraler H ₂ -Produktion.....	82
Abbildung 45: Methodik zur Berechnung von Prozessketten mit dezentraler H ₂ -Produktion.....	84
Abbildung 46: Lade- und Verlustleistungen beim Normal- und Schnellladen.	85
Abbildung 47: Methodik zur Berechnung der spezifischen Kosten der Schnellladung.	87
Abbildung 48: Differenz aus Nettoverkaufspreis und Rohölpreis von Benzin und Diesel	88
Abbildung 49: Kostenszenarien der fossilen Brennstoffe	89
Abbildung 50: Geordnete Börsenstrompreise in Deutschland (Basisszenario).	90
Abbildung 51: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, H ₂ aus Erdgasreformierung, H ₂ - Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).	91
Abbildung 52: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, H ₂ aus Erdgasreformierung, H ₂ - Tankstelle mit max. 2,5 (links) und max. 60 Betankungen (rechts) pro Stunde (Basisszenario).....	93
Abbildung 53: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, niedriger Markthochlauf, H ₂ aus Erdgasreformierung, H ₂ -Tankstelle mit max. 60 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).....	94
Abbildung 54: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Speicherung und Verdichtung in einen LKW von 5 auf 30 MPa im Jahr 2020 (Basisszenario).	94
Abbildung 55: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2020 (Basisszenario).....	95
Abbildung 56: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Speicherung und Verdichtung in einen LKW von 5 auf 30 MPa im Jahr 2050 (Basisszenario).	96
Abbildung 57: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2050 (Basisszenario).....	97
Abbildung 58: Maximale und optimale Stackeinsatzzeit der dezentralen PEM-Elektrolyse in den Jahren 2020 und 2050 (Basisszenario).....	98
Abbildung 59: Spezifische Kosten der Vor-Ort-Elektrolyse an einer Tankstelle der Größe 6D bei einer Auslastung von 100 % im Jahr 2050 (Basisszenario).	98
Abbildung 60: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020 und 2050, H ₂ aus PEM-Elektrolyse, H ₂ -Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).	99
Abbildung 61: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung im Jahr 2020 bei direkter Anbindung an WKA (Basisszenario).....	100
Abbildung 62: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Konditionierung und Speicherung im Jahr 2050 bei direkter Anbindung an WKA (Basisszenario).....	101
Abbildung 63: Streckenspezifische Kraftstoffkosten im Jahr 2020, H ₂ aus PEM-Elektrolyse bei niedriger (links) und hoher (rechts) Standortqualität der WKA, H ₂ -Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).	101
Abbildung 64: Streckenspezifische Kraftstoffkosten im Jahr 2050, H ₂ aus PEM-Elektrolyse bei niedriger und hoher Standortqualität der WKA, H ₂ -Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Basisszenario).	102
Abbildung 65: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Speicherung und Verdichtung in einen LKW von 5 auf 30 MPa im Jahr 2050 (Umweltschutzszenario).	103
Abbildung 66: Spezifische Kosten von Elektrolyse, Verflüssigung und Speicherung im Jahr 2050 (Umweltschutzszenario).	104
Abbildung 67: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2050, H ₂ aus PEM-Elektrolyse mit Netzstrom, H ₂ -Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Umweltschutzszenario).	104
Abbildung 68: Streckenspezifische Kraftstoffkosten 2020, H ₂ aus Erdgasreformierung und aus Elektrolyse bei hoher Standortqualität der WKA, H ₂ -Tankstelle mit max. 10 Betankungen pro Stunde (Szenario Ressourcenverknappung).....	105

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kapazitäten der Wasserstofftankstellengrößen.	27
Tabelle 2: Methodik zur Kostenberechnung von Wasserstofftankstellen.	34
Tabelle 3: Volumen der H ₂ -Vorratsspeicher von LKW-belieferten Tankstellen.	37
Tabelle 4: Volumen der 3 MPa-Speicher von Tankstellen mit Vor-Ort-Wasserstoffproduktion.	37
Tabelle 5: Drücke des Niederdruckspeichers bei 10 °C Umgebungstemperatur.	38
Tabelle 6: Anschlussleistung von Wasserstofftankstellen im Jahr 2015.	45
Tabelle 7: Anzahl H ₂ -Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 1).	57
Tabelle 8: Anzahl H ₂ -Tankstellenstandorte 2020-2050 (Szenario 2).	60
Tabelle 9: Anzahl Wasserstoffproduktionsstandorte in Deutschland.	64
Tabelle 10: Streckenbezogene Kosten der H ₂ -Transportoptionen.	67
Tabelle 11: Pufferzeitanforderung zentraler Wasserstoffspeicher.	83
Tabelle 12: Vergleich von Wasserstofftankstellen mit Schnellladestationen.	87
Tabelle 13: Übersicht über die energiewirtschaftlichen Szenarien.	89

Anhang A: Eingangsdaten

Tabelle A 1: Allgemein.

Art	Wert	Quelle
Kapitalverzinsung	6,3 % p. a.	[126]
Wechselkurs Euro-Dollar	1,11 EUR/USD	[127]
Dichte Diesel	832 kg/m ³	[128]
Dichte Benzin	745 kg/m ³	
Energiedichte Diesel (Heizwert)	11,97 kWh/kg	
Energiedichte Benzin (Heizwert)	12,00 kWh/kg	

Tabelle A 2: Zentrale Erdgasreformierungsanlage.

Art	Wert	Quelle
Produktionskapazität	33.300 Nm ³ /h	[129]
Volllaststunden	8.000 h/a	
Investitionskosten (IK)	400 €/kW H ₂	
Wartungs- und Instandhaltungskosten	3 % von IK p. a.	
Wirkungsgrad	71,4 %	
Auslassdruck	3 MPa	
Lebensdauer	30 Jahre	

Tabelle A 3: Dezentrale Erdgasreformierungsanlage.

Art	Jahr	Wert	Quelle
Investitionskosten (IK) abhängig von Produktionskapazität (PK)	2015-2030	$IK_2 = IK_1 * \left(\frac{PK_2}{PK_1}\right)^{0,7}$	[20]
Investitionskosten bei PK ₁ (667 kW H ₂)	2015	3,55 Mio. €	
	2030	1,77 Mio. €	
Wartungs- und Instandhaltungskosten	2015-2030	5,0 % von IK p. a.	
Stromverbrauch	2015	0,094 kWh el./kWh H ₂	
	2030	0,031 kWh el./kWh H ₂	
Gasverbrauch	2015	1,45 kWh Gas/kWh H ₂	
	2030	1,32 kWh Gas/kWh H ₂	
Lebensdauer	2015-2050	20 Jahre	Eigene Annahme

Tabelle A 4: Wasserstoffverflüssigungsanlage.

Art	Jahr	Wert	Quelle
Investitionskosten (IK)	2020	$IK(D) = 5,7986 * D^{0,6549}$ Mio. USD, D = Max. Durchsatz in t/Tag	Funktion von [93] abgeleitet und auf Jahr 2020 angewendet
	2050	$IK(D) = 3,3889 * D^{0,6549}$ Mio. USD, D = Max. Durchsatz in t/Tag	Funktion abgeleitet von langfristigen Zielkosten (für Jahr 2050 angenommen) in Höhe von 142 Mio. USD bei 300 t/h [72] und Exponent zur kapazitätsabhängigen Skalierung [93]
Wartungs- und Instandhaltungskosten	2020-2050	4 % von IK p. a.	Eigene Annahme
Stromverbrauch (SV)	2020	$SV(D) = 13,4271 * D^{-0,1003}$ kWh/kg, D = Max. Durchsatz in t/Tag	Funktion von [93] abgeleitet und auf Jahr 2020 angewendet
	2050	$SV(D) = 10,6329 * D^{-0,1003}$ kWh/kg, D = Max. Durchsatz in t/Tag	Funktion abgeleitet vom langfristigen Zielwert (für Jahr 2050 angenommen) in Höhe von 6 kWh/kg bei 300 t/h [72] und Exponent zur kapazitätsabhängigen Skalierung [93]
Lebensdauer	2020-2050	20 a	Eigene Annahme

Tabelle A 5: PEM-Elektrolyseure.

Art und Einheit		Stromdichte	Jahr und Größe								
			2015			2025			2035+		
			S	M	L	S	M	L	S	M	L
Max. Prod.-Rate in kg/h		20 %	1,7	10,5	396	1,8	10,6	405	1,8	10,7	423
		50 %	4,6	26,4	991	5,0	26,4	1.014	5,0	26,7	1.058
		100 %	9,6	52,8	1.982	10,2	52,9	2.027	10,4	53,4	2.116
Leistung in kW	Stacks	20 %	86	461	17.280	89	445	17.046	89	445	17.602
		50 %	234	1.246	46.710	238	1.188	45.540	233	1.166	46.170
		100 %	513	2.736	102.600	518	2.592	99.360	490	2.448	96.900
	Peripherie	20 %	18	93	3.679	18	88	3.596	18	89	3.692
		50 %	22	117	4.676	22	109	4.456	21	107	4.499
		100 %	37	195	8.161	37	179	7.733	33	165	7.364
Spannung Stacks in V		20 %	1,6			1,54			1,54		
		50 %	1,73			1,65			1,62		
		100 %	1,9			1,8			1,7		
Investition in Tsd. €	Stacks	-	222	1.047	29.386	171	740	26.219	114	476	16.027
	Peripherie	-	328	1.124	25.097	316	904	21.869	305	871	19.507
	Rest ³	-	269	996	26.129	239	754	23.064	205	618	17.041
Restwert Stacks ⁴ in %		-	17,4	18,2	22,5	17,9	22,2	22,6	17,5	22,1	23,4
Wartungs- und Instandhaltungskosten in Tsd. €/a		-	9,4	39,8	1.212	8,4	25,0	932	7,4	20,7	689
Max. Einsatzzeit	Stacks	-	30.000 h			50.000 h			100.000 h		
	Peripherie	-	20 a								
Degradation Stacks in μ V/h		-	10			6			3		
Auslassdruck in MPa		-	3								

Quelle: Garche et al. [75].

³ Rohrleitungen, Armaturen, Elektrischer Anschluss, Stahlbau, Gebäude, Konstruktion, Planung.

⁴ Vom ehemaligen Neupreis der Stacks.

Tabelle A 6: Aktuelle H₂-Produktionsstandorte.

Bundesland	Ort	Straße	Zweck	Kapazität in kg/Tag		Breitengrad	Längengrad
				Gesamt	Frei		
Rheinland-Pfalz	67056 Ludwigs-hafen	Trichterstraße, Tor 12	Nebenprodukt	159.393	79.696	49,520136	8,414347
Schleswig-Holstein	25541, Brunsbüttel	Fährstraße 51	Nebenprodukt	13.935	6.967	53,901854	9,184946
Sachsen	04575, Neukieritzsch	S71	Nebenprodukt	23.824	11.912	51,187709	12,355139
Nordrhein-Westfalen	53859, Niederkassel	Feldmühlestraße 3	Nebenprodukt	9.350	4.675	50,826108	7,029282
Nordrhein-Westfalen	50354, Hürth	Industriestraße 149	Nebenprodukt	17.261	8.630	50,863340	6,869888
Nordrhein-Westfalen	50389, Wesseling	Brühler Straße 60	Nebenprodukt	47.737	23.868	50,833066	6,966982
Nordrhein-Westfalen	50389, Wesseling	Ludwigshafener Straße 1	Nebenprodukt	24.363	12.181	50,813798	7,005390
Nordrhein-Westfalen	45722 Marl	Lipper Weg 201	Nebenprodukt	63.559	31.780	51,679780	7,102382
Sachsen-Anhalt	06258, Schkopau	Straße B13	Nebenprodukt	15.193	7.597	51,394319	11,974453
Sachsen-Anhalt	06237, Leuna	Spergauer Str. 1A	Verkauf	269.700	26.970	51,327227	12,010839
Bayern	85126, Münchsmünster	Berghauser Weg 50	Nebenprodukt	14.024	7.012	48,755501	11,703746
Bayern	84489, Burghausen	Haiminger Straße 1	Nebenprodukt	14.474	7.237	48,195860	12,834940
Niedersachsen	21683, Stade	Johann-Rathje-Köser-Str. 5A	Nebenprodukt ⁵	98.890	9.889	53,649776	9,497734
Niedersachsen	26388, Wilhelmshaven	Inhausersieler Straße 25	Nebenprodukt	9.889	4.945	53,622610	8,058660

Quelle: Maisonnier et al. [92] und eigene Datenaufbereitung.

Tabelle A 7: Zugmaschine.

Art	Wert	Quelle
Investitionskosten	110.000 €	Preisangebot eines Actros LS 1845 mit 330 kW (Jahr 2015)
Lebensdauer	1.000.000 km	Abgeleitet von [20]
Laufleistung	125.000 km/a	[20]
Zuschlagskostensatz ⁶	400 % der jährlichen Abschreibung	Abgeleitet von [130]
Diesel-Verbrauch	35,1 l/100 km	[131]
AdBlue-Verbrauch	1,14 l/100 km	
AdBlue-Preis	0,6 €/l	Eigene Annahme
Lohnkosten Fahrer	50 €/h	[20]

⁵ Fällt als Nebenprodukt an, wird jedoch intern verwendet sowie zum Verkauf angeboten. Daher wird analog zum Wasserstoff, der ausschließlich zum Verkauf angeboten wird, eine freie Kapazität von 10 % angenommen.

⁶ Verwaltung, Versicherung, Maut, Wartung und Instandhaltung.

Tabelle A 8: Anhänger zum Transport von Druck- bzw. Flüssigwasserstoff.

Komponente	Art	Jahr	Wert	Quelle	Erläuterung/Weitere Annahme
Druck 30 MPa-H ₂ -Anhänger	Füllvolumen	2020-2050	45.150 l	[132]	Eigene Annahme: In Angebot genannter Wert ist fix
	Investitionskosten (IK)	2016	629.000 €	[132]	
		2050	55 % von IK in 2016	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2016 angewendet
	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2020-2050	7,95 % von IK p. a.	Abgeleitet von [132]	Eigene Annahme: Von Angebot abgeleiteter Wert ist fix
	Lebensdauer	2020	30 Jahre	[72]	
2050		30 Jahre	Eigene Annahme		
Druck 50 MPa-H ₂ -Anhänger	Füllvolumen	2020-2050	35.020 l	[132]	Eigene Annahme: In Angebot genannter Wert ist fix
	Investitionskosten (IK)	2016	1.200.000 €	[132]	
		2050	55 % von IK in 2016	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2016 angewendet
	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2020-2050	4,17 % von IK p. a.	Abgeleitet von [132]	Eigene Annahme: Von Angebot abgeleiteter Wert ist fix
	Lebensdauer	2020-	30 Jahre	[72]	
2050		30 Jahre	Eigene Annahme		
Flüssig-H ₂ -Anhänger	Transportkapazität (nutzbar)	2020-2050	3.500 kg	[20]	Eigene Annahme: In Studie genannter Wert ist fix
	Investitionskosten (IK)	2020	190 USD/kg H ₂	[72]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostenziel gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht
		2050	70 USD/kg H ₂		
	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2020-2050	2 % von IK p. a.	[20]	Eigene Annahme: In Studie genannter Wert ist fix
	Lebensdauer	2020	30 Jahre	[72]	
		2050	30 Jahre	Eigene Annahme	
Boil-Off	2020-2050	1 % pro Tag	Abgeleitet von [45]	Eigene Annahme: Von Studie abgeleiteter Wert ist fix	
Flüssig-H ₂ -Transferpumpe (1.720 kg/h)	Investitionskosten (IK)	2020	70.000 USD	[72]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostenziel gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht
		2050	57.000 USD	[72]	
	Lebensdauer	2020	10 Jahre	[72]	Eigene Annahme
		2050	20 Jahre		
	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2020	4 % von IK p. a.	Werte aufgrund Datenverfügbarkeit von Wasserstoffkompressoren an Tankstellen (siehe Tabelle A 9) übernommen	
2050		2 % von IK p. a.			
Chassis (Druck- und Flüssig-Anhänger)	Investitionskosten (IK)	2020-2050	31.000 €	[133]	Eigene Annahme: Keine Kostendegression, da ausgereifte Technologie
	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2012-2050	3 % von IK p. a.	Eigene Annahme	

Tabelle A 9: Wasserstofftankstellen.

Komponente	Art	Jahr	Wert	Quelle	Erläuterung/Weitere Annahme
ND-Speicher 5 MPa	Investitions- kosten (IK)	2015	300 €/kg H ₂	Von Herstel- lerangaben abgeleitet	Bei 20°C
		2050	75 % von IK in 2015	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2015 ange- wendet
Type IV Druck- behälter (20- 90 MPa)	Investitions- kosten (IK)	2015	$IK(p) = 343,06 * e^{0,02005 * p}$ €/kg H ₂ , p = maximaler Druck in MPa	Eigene Be- rechnung mit Daten aus mehreren Quellen	Bei 20°C
		2050	55 % von IK in 2015	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2015 ange- wendet
	Wartungs- und Instandhal- tungskosten	2015- 2050	3,5 % von IK p. a.	Von Herstel- lerangaben abgeleitet	Eigene Annahme: Ermittelter Wert ist fix
Flüssig- Speicher	Investitions- kosten	2015	6,6 Mio. USD	[72]	Speichervolumen beträgt 3.500 m ³
		2020	6,6 Mio. USD		
		2050	3,3 Mio. USD		
	Verhältnis Länge zu Ra- dius	2015- 2050	4	Eigene An- nahme	
Lebensdauer	2015- 2050	30 Jahre	Wert aufgrund Datenverfügbarkeit von Flüssig-H ₂ - Anhänger (siehe Tabelle A 8) übernommen		
Kompressor	Investitions- kosten (IK)	2015	$IK(D) = 51.901 * TP^{0,65}$ USD, D = maximaler Durchsatz in kg/h	Von [32] abgeleitet	Verkaufspreis bei geringer Stück- zahl ("Actual, 2 stage, 20 to 950 bar")
		2050	$IK(D) = 25.687 * TP^{0,65}$ USD, D = maximaler Durchsatz in kg/h	Von [32] abgeleitet	Produktionskosten bei hoher Stückzahl ("HDSAM, Cascade, 20 b")
	Wartungs- und Instandhal- tungskosten	2015,	8 % von IK p. a.	[72]	
		2020	4 % von IK p. a.		
		2050	2 % von IK p. a.		
	Isentroper Wir- kungsgrad	2015	73 %	[134]	
		2050	80 %	[134]	Studienwert für Jahr 2020 auf Jahr 2050 angewendet (konservativer Ansatz)
	Elektrischer Wirkungsgrad E-Maschine	2015- 2050	95 %	[135]	Effizienzklasse IE2, Leistung > 100 kW
Elektrischer Wirkungsgrad Leistungselek- tronik	2015- 2050	98%	Eigene An- nahme		

Fortsetzung von Tabelle A 9.

Komponente	Art	Jahr	Wert	Quelle	Erläuterung/Weitere Annahme	
HD-Pumpe	Investitionskosten (IK)	2015	650.000 USD	[72]	Max. Pumpendurchsatz: 100 kg/h	
		2020	650.000 USD			
		2050	200.000 USD			
	Exponent zur Skalierung der Investitionskosten	2015-2050	0,65	Werte aufgrund Datenverfügbarkeit von Wasserstoffkompressoren an Tankstellen (siehe Tabelle A 9) übernommen		
	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2015-2050	8 % von IK p. a.			
			4 % von IK p. a.			
	Isentroper Wirkungsgrad	2015-2050	58 %	Abgeleitet von [45]	Eigene Annahme: Von Studie abgeleiteter Wert ist fix	
Lebensdauer	2015-2020	10 Jahre	[72]			
	2050	20 Jahre	Eigene Annahme			
Vorkühlung - Kälteaggregat	Investitionskosten (IK)	2015	$IK(P) = 2.205,7 \cdot P^{0,8665}$ USD, P = Kühlleistung in kW	Von [44] abgeleitet		
		2050	55 % von IK in 2015	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2015 angewendet	
	Gütegrad	2015-2050	0,35	[136]	Konservativer Ansatz: Minimalwert der in Studie genannten Spanne verwendet	
Vorkühlung – Aluminium-Block	Investitionskosten (IK)	2015	$IK(P) = 5.955 \cdot P + 2.128,5$ USD, P = Kühlleistung in kW	Von [44] abgeleitet		
		2050	55 % von IK in 2015	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2015 angewendet	
Elektrischer Heizer	Wirkungsgrad	2015-2050	100 %	Eigene Annahme	Vereinfachung	
Zapfsäule	Investitionskosten	2015	65.000 USD	[72]	Eine Zapfpistole pro Zapfsäule	
		2050	40 % von IK in 2015	[44]	Eigene Annahme: Langfristiges Kostensenkungspotenzial gemäß Studie wird im Jahr 2050 erreicht und wird auf Basisjahr 2015 angewendet	
Verschiedene Komponenten ⁷	Wartungs- und Instandhaltungskosten	2015-2050	2 % von Investitionskosten p. a.	[54]	Eigene Annahme: In Studie genannter Wert ist fix	
Konstruktion und Standortvorbereitung	Investitionskosten	2015-2050	15 % Kostenzuschlag auf Investitionskosten der Hauptkomponenten ⁸	[137]		
	Zeitraum der Abschreibung	2015-2050	20 Jahre	Analog zu Hauptkomponenten		

⁷ Ausgenommen Kompressor, HD-Pumpe und HDSS.

⁸ Ohne Netzanschluss und ggfs. ohne Produktionsanlage.

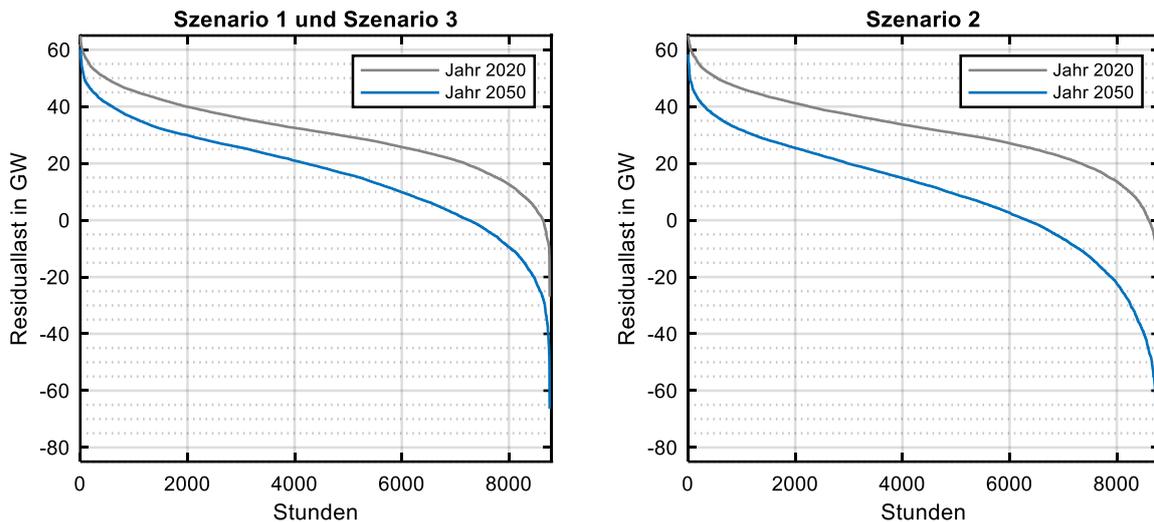


Abbildung A 1: Residuallast in Deutschland (Daten: Forschungsstelle für Energiewirtschaft [94]).

Tabelle A 10: Windkraftanlagen.

Komponente	Art	Jahr	Wert	Quelle
Wind Onshore (Volllaststunden maximal)	Volllaststunden	2020-2035	3.200 h/a	[138]
	Gestehungskosten (GK)	2020-2035	$GK(J) = -0,0304 * J + 65,29$ €-Cent/kWh, J = Jahr	
Wind Onshore (Volllaststunden minimal)	Volllaststunden	2020-2035	1.800 h/a	
	Gestehungskosten (GK)	2020-2035	$GK(J) = -0,0666 * J + 142,60$ €-Cent/kWh, J = Jahr	

Tabelle A 11: Ladensäulen und -stationen.

Komponente	Art	Jahr	Wert	Quelle
Private Ladestation 3,7-11 kW	Investitionskosten	2020-2050	500 €	Herstellereinformationen und eigene Annahmen
	Installationskosten	2020-2050	300 €	
DC-Ladesäule 150 kW (1 Ladepunkt)	Investitionskosten	2020	80.000 €	
	Genehmigung, Planung, Montage, Bau	2020	10.000 €	
DC-Ladesäule 350 kW (1 Ladepunkt)	Investitionskosten	2020	100.000 €	
	Genehmigung, Planung, Montage, Bau	2020	30.000 €	
DC-Ladesäule 150/350 kW	Laufende Kosten (Wartung, Abrechnung usw.)	2020	3 % p. a. von Investitionskosten (ohne Netzanschluss)	

Tabelle A 12: Stromnetz.

Komponente	Art	Wert	Quelle
Transformator Hochspannung - Mittelspannung	Investitionskosten	$IK(L) = 143,38 * L^{0,84} \text{ €}$, L = Max. Leistung in kW	[75]
	Lebensdauer	30 Jahre	[139]
Mittelspannungskabel	Investitionskosten inkl. Betriebsmittel, Gemeinkosten, Erdarbeiten, Erdschlusskompensation, Kosten für Grund und Boden	112 €/m	Maximalwert der in [139] genannten Spanne verwendet
	Lebensdauer	40 Jahre	[139]

Tabelle A 13: Wasserstoffverbrauch von BZ-Fahrzeugen.

Fahrzeug	Jahr	Wert	Quelle
Mercedes-Benz A-Klasse F-Cell	2004	1,13 kg/100 km	Daimler AG
Honda FCX Clarity	2008	0,87 kg/100 km	[140]
Mercedes-Benz B-Klasse F-Cell	2009	0,97 kg/100 km	
Toyota Mirai	2015	0,76 kg/100 km	[141]

Tabelle A 14: Marktdaten von PKWs in Deutschland.

Art	Jahr	Wert	Quelle
Jährl. Neuzulassungen PKWs	2015	3,21 Mio. Stück	[142]
	2016	3,35 Mio. Stück	
	2017	3,44 Mio. Stück	
Neuzulassungen Elektrofahrzeuge	2015	12.363 Stück	[143]
	2016	11.410 Stück	
	2017	25.056 Stück	
Marktanteil Elektrofahrzeuge	2025	20 %	Eigene Annahme
	2050	50 %	
Gemeldete Fahrzeuge	2017	45.804.000 Stück	[144]
Gesamtfahrleistung	2016	6,26 Mrd. km/a	[85]
	2030	6,57 Mrd. km/a	[145]

Anhang B: Zwischenergebnisse Börsenstrom

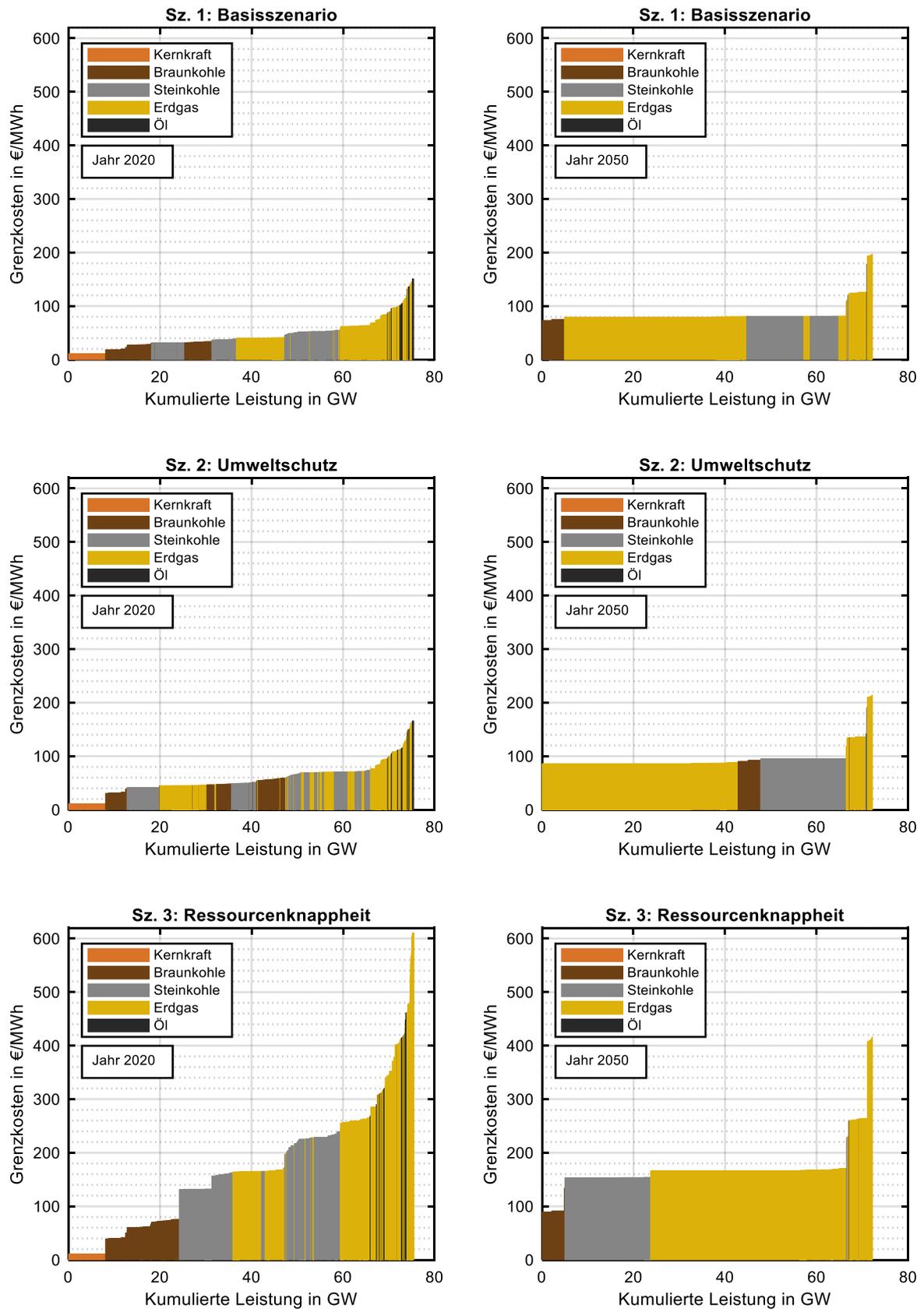


Abbildung B 1: Geordnete Grenzkosten der fossilen Kraftwerke.

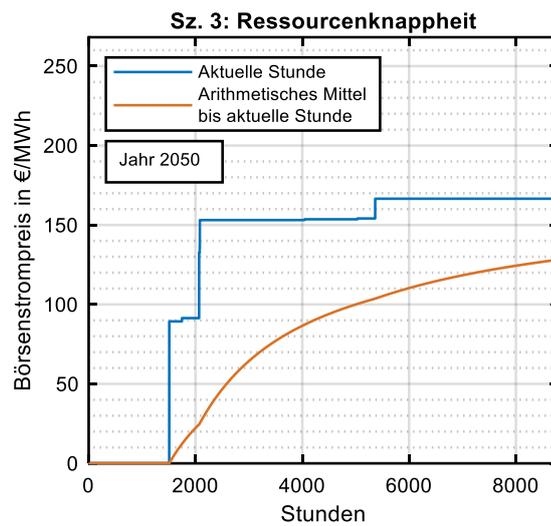
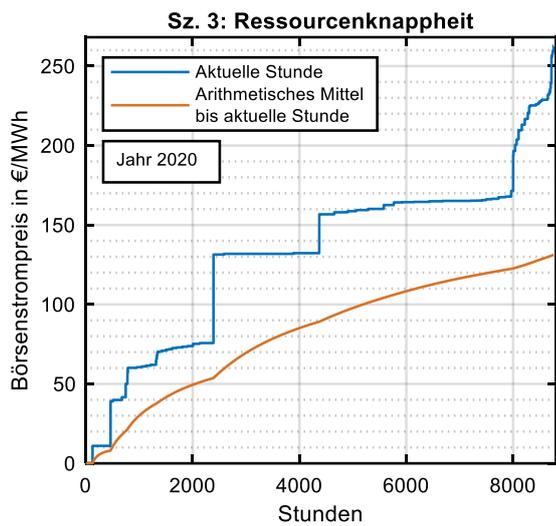
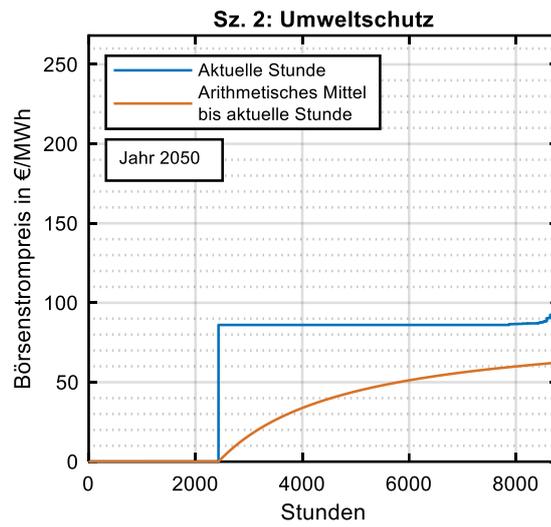
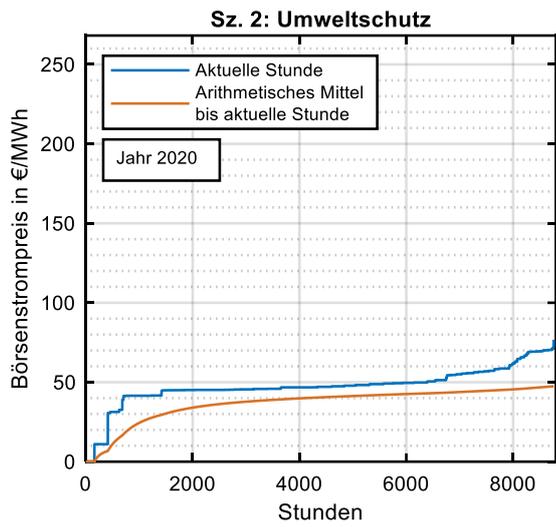


Abbildung B 2: Geordnete Börsenstrompreise in Deutschland.