

Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen durch Nutzung der LOHC-Technologie?

Peter Wasserscheid, Thomas Grube, David Sternfeld,
Melanie Essl, Martin Robinius, Detlef Stolten

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 453

ISBN 978-3-95806-386-0

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien (IEK-11)

Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen durch Nutzung der LOHC-Technologie?

Peter Wasserscheid, Thomas Grube, David Sternfeld,
Melanie Essl, Martin Robinius, Detlef Stolten

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

Band / Volume 453

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-386-0

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

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

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2019

Bildnachweis Titelseite: ©hxdyl – stock.adobe.com

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt/ Energy & Environment, Band / Volume 453

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-386-0

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



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

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Wasserstoff als Brennstoff für den Bahnverkehr	4
2.1	Physikalische und chemische Eigenschaften	4
2.2	Herstellung von Wasserstoff	5
2.3	Anlieferung von Wasserstoff und dessen Speicherung	6
2.4	Nutzung	9
2.5	Wasserstoff im Zugbetrieb	10
2.6	Rechtliche Rahmenbedingungen	11
2.7	Wasserstoffzug „Coradia iLint“ der Firma Alstom	14
3	Die „Liquid Organic Hydrogen Carrier“-Technologie	16
4	Teil A: Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellenzügen im Bayerischen Oberland	19
4.1	Wasserstoffquellen und mögliche Standorte für Wasserstofftankstellen	19
4.2	Pfadanalyse	21
4.3	Verdichtung und Betankung	25
4.4	Parameterannahmen und Arbeitsgrenzen	26
4.5	Zentrale und dezentrale Produktion	28
4.6	Betriebliche Bedingungen	29
4.7	Standortwahl und Akzeptanz in der Bevölkerung	31
4.8	Wirtschaftlichkeitsberechnung	34
4.9	Python-Modell	36
4.10	Ergebnisse und Analyse	38
4.10.1	Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse	38
4.10.2	Analyse der Treibhausgas-Emissionen	53
4.10.3	Energetische Analyse	58
4.10.4	Sensitivitätsanalyse	60
4.11	Ergebnisse im Vergleich zum Dieselbetrieb	62
4.11.1	Kosten	62
4.11.2	Treibhausgasemissionen	63
4.11.3	Energiebilanzen	64
4.12	Vergleich der Ergebnisse mit Literaturdaten	64
4.13	Teil A: Zusammenfassung und Ausblick	65

5	Teil B: Betrieb von Wasserstoffzügen mit on-Board-Wasserstoff-freisetzung aus LOHC-Systemen	69
5.1	Technische Realisierungsoptionen und Konfigurationen für einen Brennstoffzellen-Zug mit LOHC-Wasserstoffspeicherung	70
5.2	Tankvolumen an Bord eines Wasserstoff-Zuges mit LOHC-basierter Wasserstoffspeicherung	73
5.3	Wasserstofffreisetzung an Bord des Zuges	74
5.4	Einsatz von Wärmetauschern und Wasserstoffreinigung	79
5.5	Wasserstoffverstromung an Bord des Zuges	79
5.6	Infrastruktur zur Betankung und LOHC Tanks an Bord des Zuges	80
5.7	Robustheit, Dynamik und Redundanz	80
5.8	Investitionskosten-Vergleich „Zug mit Wasserstoff-Drucktank“ vs. „Zug mit LOHC-Tank“	80
5.9	Teil B: Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	81
6	Bibliographie	84
7	Anhang	87
7.1	Abkürzungsverzeichnis	87
7.2	Symbolverzeichnis	88

1 Einleitung

Werden die Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Deutschland betrachtet (Abbildung 1), so zeigt sich, dass der Transportsektor den zweitgrößten Anteil an Emissionen verursacht.

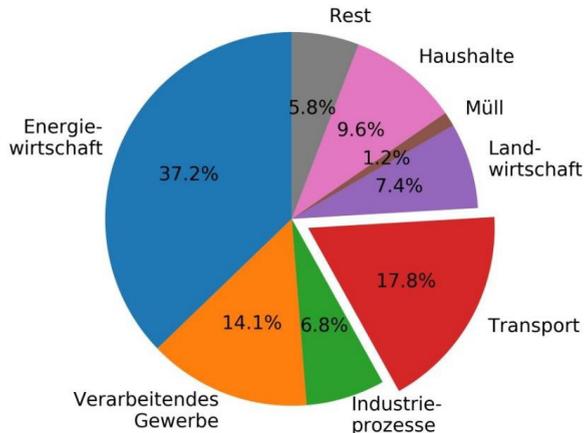


Abbildung 1: Anteil der Sektoren an den gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland 2015, eigene Abbildung nach Daten von [1].

Ein Teil der Emissionen aus diesem Bereich entstehen beim Transport und Verkehr auf der Schiene. Deutschland hat ein Schienennetz mit einer Gesamtlänge von ca. 38.000 km.[2] Davon sind über 40 % nicht elektrifiziert und werden mit Dieselfahrzeugen betrieben, [3] hauptsächlich handelt es sich dabei um weniger frequentierte Strecken oder Rangierverkehre, bei denen eine Elektrifizierung zu aufwendig oder zu kostenintensiv ist. Den 5.300 elektrisch angetriebenen Fahrzeugen stehen 6.200 Dieselfahrzeuge gegenüber.[4] Der deutsche Schienenverkehr verbraucht im Jahr 13.321 TJ Dieselmotorkraftstoff, was ca. 380 Mio. Litern entspricht.[5] Diese verursachen bei der Verbrennung Treibhausgasemissionen in Höhe von 972.800 tCO₂-Äq. Da bei einer Elektrifizierung mit 2 Mio. € pro km [6] hohe Investitionen anfallen, ist diese bei gering frequentierten Strecken nicht wirtschaftlich. Daher müssen alternative Wege gefunden werden, um die Treibhausgasemissionen im Transportsektor zu verringern und einen Beitrag zu leisten, die festgelegten Klimaziele zu erreichen.

Eine aktuell vielfach diskutierte Möglichkeit zur Emissionssenkung besteht darin, die vorhandenen Dieselfahrzeuge sukzessive durch wasserstoffbetriebene Fahrzeuge zu ersetzen. Dadurch würden lokale Treibhausgas- und Schadstoffemissionen während der Fahrt vermieden. Die noch anfallenden Emissionen bei der Wasserstoff-Produktion und dem Transport können in Zukunft durch einen steigenden Einsatz erneuerbarer Energien und alternative Transportkonzepte verringert werden.

Bei einem mit Wasserstoffzügen betriebenen Streckennetz ist zu prüfen, ob eine ausreichende und effiziente Wasserstoffversorgung realisiert werden kann und welche Technologie dafür vorzusehen ist. Es ist zu analysieren, welche Kosten für die Wasserstoffversorgung entstehen und welcher Energieaufwand dafür erforderlich ist. Außerdem ist zu beachten, inwieweit rechtliche Rahmenbedingungen und betriebliche Abläufe den Fahrbetrieb beeinflussen und

dieser gegebenenfalls angepasst werden muss. In Bezug auf die Kosten muss sich ein Wasserstoffbetrieb zumindest perspektivisch auf einem ähnlichen Niveau wie der Dieselbetrieb bewegen, da sonst eine Umstellung für privatwirtschaftliche Unternehmen nicht sinnvoll ist. Es ist nicht auszuschließen, dass es zukünftig gesetzgeberische Gründe gibt, einen Dieselbetrieb auszuschließen.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Wasserstoff zu produzieren, zu speichern und zu transportieren. Eine Produktion kann konventionell über Erdgas-Dampfreformierung oder per Elektrolyse realisiert werden. Ein Transport ist per LKW, Zug oder Pipeline möglich. Der Wasserstoff kann hierbei gasförmig, flüssig oder in einer organischen Trägerflüssigkeit gespeichert sein. Flüssige, organische Wasserstoffträger (engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers - LOHC) bieten hier eine neuartige technische Möglichkeit, um Wasserstoff in hoher Energiedichte in Form einer Diesel-ähnlichen Flüssigkeit unter Umgebungsbedingungen in existierenden Infrastrukturen für Kraftstoffe zu speichern, zu transportieren und an Bord von Fahrzeugen bereit zu stellen.[7, 8] Das organische Trägerfluid wird während dieser Lade- und Entlade-Prozesse selbst nicht verbraucht, es erfüllt die Rolle einer flüssigen „Pfundflasche“ für den chemisch gebundenen Wasserstoff. Im Projekt sollte insbesondere geprüft werden, inwieweit die vergleichsweise neue LOHC-Technologie geeignet ist, einen emissionsfreien Bahnverkehr auf nicht-elektrifizierten Bahnstrecken zu ermöglichen.

Teil A des durchgeführten kleinen Forschungsprojekts beschäftigte sich mit der Aufgabe, die Wasserstoffversorgung für Schienenfahrzeuge von der Quelle bis zur Senke hinsichtlich ihrer Kosten, der entstehenden Treibhausgasemissionen und der Energiebilanz zu analysieren und zu vergleichen. Als konkreter Anwendungsfall wurde die Versorgung des Streckennetzes der Bayerischen Oberlandbahn simuliert, um aktuell realisierbare Versorgungsmöglichkeiten zu ermitteln. Ziel war es hierbei, den aktuellen dieselbetriebenen Verkehr auf der Strecke zu erfassen und die Möglichkeit zu prüfen, ihn durch wasserstoffbetriebenen Verkehr zu ersetzen. Für diese Berechnungen sollte ein Python-Modell entwickelt werden, welches eine Vielzahl von Input-Parametern, insbesondere den täglichen Wasserstoffbedarf und die Quelle-Senken-Entfernung berücksichtigt. Das Modell berechnet darauf basierend, ausgehend von der H₂-Herstellung, über den Transport, bis zur Tankstelle, die für eine Analyse benötigten Output-Werte. Außerdem werden die betrieblichen und rechtlichen Rahmenbedingungen eines Wasserstoffbetriebs erfasst. Diese werden im Unterschied zum Dieselbetrieb diskutiert. Auf Basis dieser Ergebnisse wird die technisch zeitnah realisierbare Umstellung von Diesel- auf Wasserstoffbetrieb bewertet. Zusätzlich erlaubt das erstellte Modell, verschiedene technologische Varianten der Wasserstoffherzeugung und Logistik für die Anwendung im Schienenverkehr vergleichend zu beurteilen.

Der größte Nachteil von elementarem Wasserstoff als Energieträger ist seine niedrige volumetrische Speicherdichte von 3 Wh l⁻¹. Im **Teil B** des durchgeführten kleinen Forschungsprojekts wird daher die Option betrachtet, den Wasserstoff in chemisch-gebundener Form (LOHC-Technologie) auf den Zug zu vertanken und aus dem beladenen Wasserstoffträger während der Fahrt die Antriebs- und Betriebsenergie für den Zug zu gewinnen. Dieser Teil des Projekts geht von den technischen Daten des *Coradia iLint* der Firma *Alstom* aus. Dieser technisch verfügbare Wasserstoff-Zug speichert 178 kg an elementarem Wasserstoff in 350 bar Drucktanks der Firma *Hexagon Composites* zur Verstromung in den bordeigenen Brennstoffzellen. Die gleiche Energiemenge soll in den Betrachtungen des Teils B in Form von LOHC-beladenem Wasserstoff für den Zugbetrieb zur Verfügung gestellt werden. Bei der on-board Energiegewinnung aus einer LOHC-

Trägerflüssigkeit kann die heutige Tankstelleninfrastruktur für Diesel weiter genutzt werden. Aufwändige neue Infrastrukturen (Wasserstofftankstellen, Wasserstoffkompressoren, Druckspeicher mit Explosionsschutzzonen etc.) entfallen. Dadurch sind eine wesentlich flexiblere Nutzung und eine wesentlich bessere Exportfähigkeit der Technologie gegeben. Alle Wasserstoff-spezifischen Technologieelemente sind im Zug verbaut. Bei der LOHC-Lagerung an der Tankstelle und im Zug wird kein elementarer Wasserstoff gehandhabt. Bei der Wasserstoffbereitstellung im Zugbetrieb wird der erzeugte Wasserstoff unmittelbar verbraucht, so dass nur sehr geringe Mengen an elementarem Wasserstoff im Betrieb vorhanden sind. Dadurch entfallen sicherheitstechnische und genehmigungsrechtliche Randbedingungen. Die Handhabung des Wasserstoffs in LOHC-gebundener Form macht eine Nutzbarkeit der entsprechenden Wasserstoffzüge in Tunnelstrecken und in unterirdischen S-Bahn-Netzen wahrscheinlich.

Im Folgenden wird zunächst Wasserstoff als Energieträger für den Bahnverkehr vorgestellt und insbesondere in die LOHC-Technologie eingeführt. Danach wird der Coradia iLint der Firma Alstom als mögliches Anwendungsszenario und als Referenztechnologie für die Untersuchungsergebnisse dieses Projekts vorgestellt. Es folgt die Vorstellung der Projektergebnisse der Teile A und B des Forschungsprojekts, die inhaltlich unterschiedlichen Untersuchungsziele verfolgten und daher nacheinander und getrennt vorgestellt werden.

2 Wasserstoff als Brennstoff für den Bahnverkehr

In diesem Kapitel werden die für das weitere Verständnis notwendigen Informationen bezüglich der Eigenschaften von Wasserstoff, seiner heutigen Verwendung sowie technischer und rechtlicher Rahmenbedingungen des Einsatzes von Wasserstoff in Schienenfahrzeugen bereitgestellt.

2.1 Physikalische und chemische Eigenschaften

Wasserstoff ist farb-, geruch- und geschmacklos und besitzt eine starke Reaktivität, weshalb das Element auf der Erde hauptsächlich in Verbindungen vorkommt, z.B. als Wasser, H_2O . Um Wasserstoff als H_2 -Molekül verfügbar zu machen, muss Energie aufgewendet werden. Diese Energie kann bei der Verbrennung von Wasserstoff zu Wasser wieder nutzbar gemacht werden.

Der Vorteil bei der Energiegewinnung aus der Wasserstoffverbrennung ist, dass außer Wasser keine weiteren Reaktionsprodukte auftreten. Es treten keine CO_2 -, Stickoxid oder Feinstaub-Emissionen auf und eine Abgasreinigung ist nicht notwendig. Eine Ausnahme ist hierbei der H_2 -Verbrennungsmotor, bei dem Stickoxid-Emissionen auftreten. In Tabelle 1 werden einige Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zum Dieselmotorkraftstoff aufgeführt, um die Einsatz- und Ersatzmöglichkeiten bewerten zu können. Beim Vergleich der Werte ist zu erkennen, dass gasförmiger Wasserstoff zwar gravimetrisch einen hohen Heizwert hat, aber volumetrisch einen deutlich niedrigeren, was an der geringen Dichte von gasförmigem Wasserstoff liegt. Diese Eigenschaft macht sowohl den Transport, als auch die Speicherung von Wasserstoff aufwändiger als bei Dieselmotorkraftstoff.

Tabelle 1: Eigenschaften von Wasserstoff und Diesel im Vergleich [9, 10]

Eigenschaft	Wert
Heizwert H_2 (gravimetrisch)	33,33 kWh/kg
Heizwert Diesel (gravimetrisch)	11 kWh/kg
Heizwert H_2 (vol., Normalbedingungen ¹)	0,003 kWh/l
Heizwert H_2 (vol., 35 MPa)	0,8 kWh/l
Heizwert H_2 (vol., 70 MPa)	1,3 kWh/l
Heizwert H_2 (vol., flüssig)	2,4 kWh/l
Heizwert Diesel (vol.)	10 kWh/l
H_2 Siedetemperatur	-252,85 °C (20,3 K)
H_2 Dichte (Normalbedingungen ¹)	0,09 kg/m ³

H_2 kann nur mit bestimmten Sensoren detektiert werden. Ein Zusatz von Odorierungsmitteln, wie bei Erdgas, wird aufgrund der hohen Reinheitsansprüche bestimmter Wasserstoff-Nutzungspfade, z.B. der Brennstoffzellen, bisher nicht angewendet. Der Zusatzstoff darf nicht als Katalysatorgift in der Brennstoffzelle wirken und muss daher frei von Schwefel sein. Für die Zukunft ist ein Zusatz aber nicht auszuschließen. Aktuelle Sensoren registrieren Wasserstoff bei ca. 0,4 Vol.-%.

¹ Bei Normalbedingungen bei 0 °C und 0,1 MPa

Eine weitere Besonderheit besteht im großen Zündbereich von Wasserstoffgas, der von 4 Vol.-% bis 75 Vol.-% in Mischung mit Luft liegt, daher sind ungewollte Freisetzungen an die Umgebung unbedingt zu vermeiden. Eine andere Eigenschaft ist der Einfluss von H₂ auf Werkstoffe. Wasserstoff hat die höchste Diffusivität aller Gase. Zum einen bedeutet das, dass ein Teil des Wasserstoffs aus Behältern austreten kann, zum anderen werden Werkstoffe durch den Kontakt mit Wasserstoff spröde. Daher ist auf eine geeignete Materialauswahl zu achten. Wasserstoff hat eine geringe Schmierfähigkeit, was bei beweglichen Teilen zu berücksichtigen ist. Eine Zugabe von Schmiermitteln ist nicht möglich, da diese die Reinheit senken würde, was ebenfalls schädlich für Brennstoffzellen wären. Laut Gefahrstoffhinweisen hat gasförmiger Wasserstoff in Druckflaschen die folgenden Eigenschaften:

- Extrem entzündbares Gas;
- Enthält Gas unter Druck; kann bei Erwärmung explodieren;
- Von Hitze, heißen Oberflächen, Funken, offenen Flammen und anderen Zündquellenarten fernhalten. Nicht rauchen;
- Brand von ausströmendem Gas: Nicht löschen, bis Undichtigkeit gefahrlos beseitigt werden kann;
- Bei Undichtigkeit alle Zündquellen entfernen;
- Vor Sonnenbestrahlung schützen. An einem gut belüfteten Ort aufbewahren;
- Räume sind so zu lüften, dass keine gefährliche Gaskonzentration entstehen kann
- Anlagen sind auf Dauer technisch Dicht auszuführen (Ausnahme: betriebliche Gasaustrittsstellen);
- Bei Befüll- und Entleervorgängen ist Gasaustritt zu vermeiden;
- Gasmess- und Warngeräte vorsehen;
- Erden aller Teile, die sich aufladen können;
- Sicherheits- und Arbeitszonen einteilen.

Grundsätzlich ist Wasserstoff für den Menschen nicht giftig, kann aber bei zu hoher Konzentration in der Luft zu Sauerstoffmangel und Ohnmacht bis zur Erstickung führen. Je nach Temperatur sind auch Erfrierungen bei Hautkontakt möglich, insbesondere bei tiefkaltem flüssigem Wasserstoff.

2.2 Herstellung von Wasserstoff

Es gibt verschiedene Herstellungsverfahren um reinen Wasserstoff zu erzeugen. Die gängigsten werden im Folgenden kurz erläutert. In Deutschland betrug die gesamte H₂-Produktion im Jahr 2015 ca. 41 Mio. Nm³/d. Dabei wird der produzierte Wasserstoff in drei Kategorien unterteilt. Der Nebenprodukt- („surplus“- oder „by-product-“) Wasserstoff, welcher in der chemischen Industrie als Nebenprodukt auftritt und im eigentlichen Prozess nicht weiter verwendet werden kann. Außerdem gibt es den Captive-Wasserstoff, der in einem chemischen Prozess erzeugt und direkt im Prozessverlauf genutzt wird. Dieser Wasserstoff steht daher nicht für andere Anwendungen zur Verfügung. Als letzte Kategorie gibt es den Handels- („merchant“-) Wasserstoff, der am Markt frei gehandelt wird und über Lieferanten bezogen werden kann. Das folgende Diagramm zeigt die anteilige Verteilung der genannten Kategorien am in Deutschland erzeugten Wasserstoff.[11]

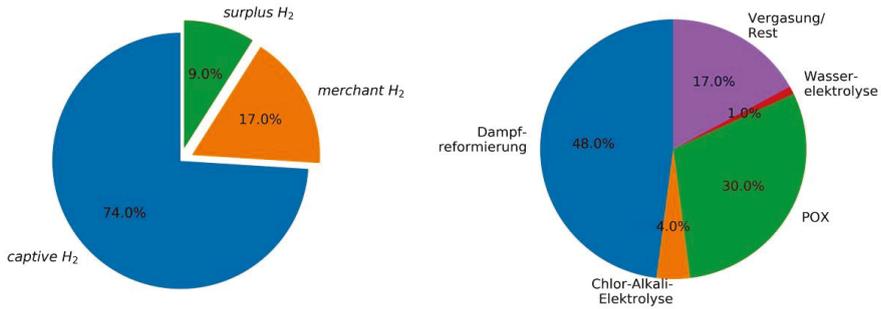


Abbildung 2: links: Anteil des in Deutschland produzierten Wasserstoffs nach Handelsart, angelehnt an [11]; rechts: Anteil der H₂-Herstellungsverfahren (weltweit), angelehnt an [10].

Als H₂-Bezugsquelle kommen also nur der Nebenprodukt- und der Handelswasserstoff in Frage. Diese liegen in der Regel in gasförmigem Zustand vor. 5 % des in Deutschland verkauften Wasserstoffes werden flüssig geliefert.[11]

Über 90 % des Wasserstoffes werden heute über thermische Konversionsverfahren aus fossilen Energieträgern wie Kohle, Öl und Erdgas hergestellt. Der Rest wird aus Strom über Elektrolyseverfahren erzeugt.[11] In Zukunft ist damit zu rechnen, dass der Anteil an Elektrolyse-H₂ ansteigen wird, da mit steigendem Ausbau erneuerbarer Energien, auch die Wahrscheinlichkeit von Zeitspannen mit negativer Residuallast steigt, so dass dann günstiger Strom für die Wasserstoffproduktion zur Verfügung steht. Wie der Wasserstoff produziert wird, wirkt sich bedeutend auf die Kosten und die Treibhausgasemissionen des Wasserstoffes aus. So müssen bei der thermochemischen Konversion von fossilen Energieträgern diese erst gewonnen und aufbereitet werden, bevor die Kohlenwasserstoffe im Produktionsprozess zu CO₂ umgesetzt werden. Bei der Elektrolyse mit Strom bestimmt hauptsächlich der Strommix die Höhe der Treibhausgasemissionen.[12]

2.3 Anlieferung von Wasserstoff und dessen Speicherung

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Wasserstoff vom Produktionsstandort zur Tankstelle zu transportieren und zu lagern. Grundsätzlich unterscheidet man bei der H₂-Speicherung drei Verfahren, die chemische Speicherung, bei der der Wasserstoff in einem anderen Stoff chemisch gebunden ist, die flüssige Speicherung, bei der Wasserstoff heruntergekühlt und so verflüssigt wird und die Druckspeicherung, bei der gasförmiger Wasserstoff stark verdichtet und bei bis zu 900 bar (90 MPa) gespeichert wird. Ziel bei allen Speichermöglichkeiten ist es, die volumetrische Energiedichte zu erhöhen, um Transport und Lagerung effizient gestalten zu können. Wie die Energiedichten in den unterschiedlichen Speicherformen im Verhältnis zueinander stehen, ist in Abbildung 3 zu sehen.

Stand der Technik für stationäre Speicherung geringer Wasserstoffmengen sind Stahlflaschen mit einem Volumen von 50 l, welche oft zu Flaschenbündeln zusammengefasst werden und **gasförmigen** Wasserstoff bei einem Druck von typischerweise 20 MPa speichern, um den Verdichteraufwand zu reduzieren. Wenn gasförmiger, elementarer Wasserstoff in einer mobilen Anwendung eingesetzt werden soll, muss die Energiedichte, und damit der Druck, aber deutlich erhöht werden. Beim Einsatz in einem H₂-PKW hat sich mittlerweile die 70 MPa Technik durchgesetzt, um die Tankgröße in einem heute üblichen Rahmen zu halten. Da bei

Bussen und Zügen grundsätzlich mehr Platz am Fahrzeug zur Verfügung steht und der Tankvorgang mit 70 MPa hinsichtlich der Betankungsrichtlinien aufwändiger ist, ist aktuell die 35 MPa Speicherung in diesem Bereich der Stand der Technik. Hierdurch kann Energie bei der Verdichtung eingespart werden. Es existieren aktuell vier unterschiedliche Druckflaschen-Typen um gasförmigen Wasserstoff zu speichern und zu transportieren.

- Typ I: Metalldruckbehälter
- Typ II: Metalldruckbehälter mit Verstärkung durch Faserwicklung in Umfangsrichtung
- Typ III: Metall Innenbehälter mit Verstärkung durch Faserwicklung in Umfangs- und Längsrichtung
- Typ IV: Kunststoff Innenbehälter mit Verstärkung durch Faserwicklung in Umfangs- und Längsrichtung.

Typ I und Typ II Behälter werden für die Anlieferung mit 20 MPa verwendet. Durch den hohen Stahlanteil und das damit verbundene Gewicht der Behälter können aufgrund der zulässigen LKW-Gesamtmasse nur wenige hundert Kilogramm H_2 transportiert werden. Aktuelle Druckbehälter vom Typ IV, welche einen Innenbehälter aus Kunststoff besitzen, sind deutlich leichter und können mit einem Druck bis zu 50 MPa befüllt werden, was eine Wasserstoffbeladung von um die 1.000 kg pro 40 Fuß-Container zulässt. [11] Grundsätzlich steigt bei der Druckspeicherung mit zunehmendem Druck die benötigte Verdichterleistung beziehungsweise der Energieeinsatz. Dafür sinkt der Platzbedarf und der hohe Druck kann bei der späteren Fahrzeugbetankung genutzt werden, um den Wasserstoff bis zum Druckausgleich in den Fahrzeugtank überströmen zu lassen.

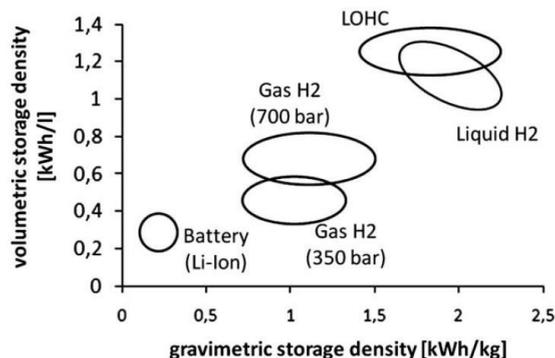


Abbildung 3: Energiedichten von Wasserstoff bei unterschiedlichen Speicherungsoptionen gravimetrisch und volumetrisch, Abbildung aus [13]

Grundsätzlich sollte ein Transport von Druckbehältern in 20- oder 40-Fuß-Containern auf **Güterzügen** kein Problem darstellen. In Europa gibt es aber bis auf ein Projekt in der Schweiz keine Erfahrungen mit dem Wasserstofftransport auf der Schiene. Dort hat laut einer NOW/LBST-Studie die Firma VTG über viele Jahre zwei mit je einem nahtlos gezogenen Typ I Stahlbehälter ausgerüstete Bahnwaggons zum regelmäßigen Wasserstofftransport bei 20 MPa eingesetzt. Theoretisch ist bei entsprechender Waggonlänge und ausreichend hohem Druckniveau ein Wasserstofftransport von 1.500 – 2.500 kgH_2 pro Waggon möglich. Alternativ können auch mehrere Waggons pro Zug mit H_2 beladen werden, was die transportierte Gesamtmenge, aber auch den Rangieraufwand erhöht. [11] Bei einem Zugtransport ist bei der

Standortwahl darauf zu achten, dass sowohl Quelle als auch Senke über eine Anbindung ans Schienennetz verfügen. Außerdem muss der reguläre Zugbetrieb ausreichend häufige H₂-Zuglieferungen zulassen. Es gibt zwei verschiedene Arten der Belieferung über die Schiene. Entweder wird der H₂-Behälter auf einem Abstellgleis geparkt und mit der Tankstelle verbunden oder der Wasserstoff wird vor Ort aus dem Waggon in einen stationären Speicher überströmt.

Eine weitere Transportart für gasförmigen Wasserstoff ist die **Wasserstoffpipeline**, welche eine kostengünstige Möglichkeit für den Transport von großen Mengen über große Entfernungen ist. Durch die hohen Investitionskosten lohnt sich diese Variante aber nur bei entsprechend hohen Abnahmemengen und Transportentfernungen.[14] Außerdem stellt eine Pipeline ein groß-flächiges Bauprojekt von der Quelle bis zur Senke dar, welches zusätzlich hohe Grunderwerbs- und Installationskosten mit sich bringt.[15]

Für den Transport von größeren Mengen Wasserstoff über große Entfernung wird aufgrund der hohen Energiedichte auch **flüssiger Wasserstoff** häufig in Erwägung gezogen. Wasserstoff wird verflüssigt, indem er auf ca. 20 K heruntergekühlt wird. Das steigert die Energiedichte auf ein Niveau deutlich über dem von hochverdichtetem gasförmigem Wasserstoff. In diesem Zustand kann per LKW eine Masse von rund 4.000 kg Wasserstoff transportiert werden (siehe Abbildung 4, rechts). Der Grund, warum diese Technologie nicht weiterverbreitet ist, liegt an dem hohen Energieverbrauch der Verflüssigung von ca. 40 MJ/kgH₂, was etwa einem Drittel des Heizwertes von Wasserstoff entspricht. Außerdem müssen Speicher, Transportbehälter, wie auch einige Teile der Peripherie isoliert sein, um einen Wärmeeintrag zu verhindern und damit die Verdampfung des flüssigen H₂ zu vermeiden.[9] Dieser Energieeinsatz lohnt sich nur bei sehr großen Transportentfernungen. Aus diesen Gründen gibt es in Deutschland nur zwei Verflüssigungsanlagen, eine in Leuna und eine in Ingolstadt.[11, 16] Wenn der Wasserstoff in flüssiger Form an die Tankstelle geliefert wird, muss er dort mit einer Krypumppe verdichtet werden, da er sich auf einem Druckniveau von 1 – 4 bar befindet. Anschließend wird er verdampft und gasförmig in das Fahrzeug getankt. Ausnahmen stellen Fahrzeuge dar, die mit flüssigem Wasserstoff betankt werden. Diese Variante wird hier aber nicht betrachtet, da der Coradia iLint der Firma Alstom gasförmigen Wasserstoff tankt. Wenn flüssiger Wasserstoff stationär gespeichert wird, befindet sich an einer hoch gelegenen Stelle des Tanks ein Abdampfventil, über welches durch Wärmeeintrag verdampfter Wasserstoff ausgetragen wird, um eine kritische Druckerhöhung im Tank zu vermeiden. Dieser sogenannte boil-off führt je nach Qualität der Wärmeisolierung zu einem größeren oder kleineren Wasserstoffverlust bei der Lagerung.

Abbildung 4 zeigt die unterschiedlichen Möglichkeiten zum Transport von elementarem Wasserstoff noch einmal anschaulich zusammen.



Abbildung 4: Unterschiedliche Technologien zum Transport von elementarem Wasserstoff mit einem LKW, angelehnt an [12].

Beim Transport von molekularem Wasserstoff, wie es beim gasförmigen und flüssigen Transport der Fall ist, muss berücksichtigt werden, dass Wasserstoff ein Gefahrstoff ist, für den bestimmte Sicherheitsvorschriften gelten. In Deutschland sind beispielsweise alle Tunnel so kategorisiert, dass festgelegt wird, welche Stoffe hindurch transportiert werden dürfen. Die einzelnen Kategorien sind in Abbildung 5 dargestellt. Da Wasserstoff als allgemeines Gefahrgut gekennzeichnet ist, dürfen ausschließlich Tunnel der Kategorie A (ohne Einschränkung) beim Transport genutzt werden.[17, 18]

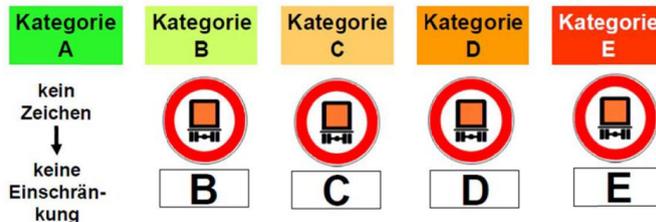


Abbildung 5: Tunnelkategorien und Kennzeichnungen, durch welche festgelegt wird, welche Stoffe hindurch transportiert werden dürfen, Abbildung aus [17].

Eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff zu speichern und zu transportieren, ist in chemisch-gebundener Form. In diesem Zusammenhang ist vor allem die sogenannte Liquid Organic Hydrogen Carrier (**LOHC**)-Technologie von Interesse, da aus Wasserstoff-beladenen LOHC-Trägerflüssigkeiten Wasserstoff relativ unproblematisch wieder freigesetzt werden kann. Diese Technologie wird im folgenden Kapitel detailliert vorgestellt.

2.4 Nutzung

Wasserstoff kann in Schienenfahrzeugen unterschiedlich genutzt werden. Eine Möglichkeit ist die Verwendung in einem **H₂-Verbrennungsmotor**. Der Wirkungsgrad ist hierbei höher, als bei konventionellen Verbrennungsmotoren, allerdings ist die volumenbezogene Leistung geringer. Die Firma BMW entwickelte Autos mit H₂-Motoren als Übergangstechnologie, die flüssigen Wasserstoff tanken konnten. Unter anderem aufgrund der Abdampf-Problematik und -Verluste, wurde das Programm aber 2009 eingestellt. [10]

Die meisten Wasserstofffahrzeuge funktionieren heute mit einer **H₂-Brennstoffzelle**, mit deren Hilfe elektrische Leistung für einen üblicherweise hybridisierten Elektroantrieb bereitgestellt wird. Da der in diesem Projekt betrachtete Zug, der Coradia iLint der Firma Alstom, auch auf diese Weise funktioniert, werden die anderen genannten Nutzungsmöglichkeiten hier nicht weiter betrachtet. Der Vorteil der Wasserstoffnutzung in einer Brennstoffzelle liegt in der direkten Umwandlung von chemischer in elektrische Energie und dem damit verbundenen höheren Wirkungsgrad. Außerdem treten keine lokalen THG-Emissionen oder Lärm auf. Zudem ist diese Technologie verschleißärmer, da es weniger beweglichen Teile gibt. Nachteile liegen aktuell noch in der, im Vergleich zu Benzin und Diesel, aufwändigen Speicherung und Transportkette für elementaren Wasserstoff. Hier ist aber durch zukünftige Entwicklungen (z.B. durch die LOHC-Technologie, siehe unten) und die zunehmende Marktdurchdringung von Wasserstoff eine Kostenreduktion zu erwarten.

Bei der Brennstoffzelle des Coradia iLint der Firma Alstom, handelt es sich um eine Niedertemperatur Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEMFC), deren schematischer Aufbau in Abbildung 6 zu sehen ist.

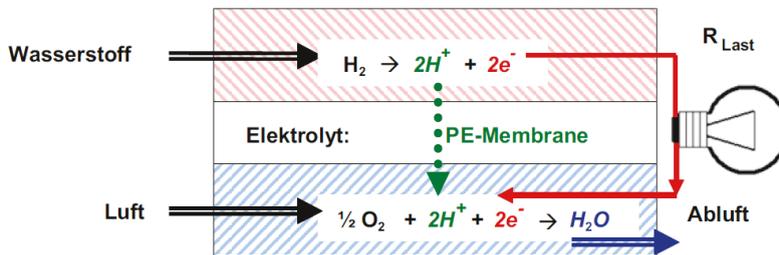


Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle mit Anoden- und Kathodenreaktion, Abbildung aus [10].

Diese Brennstoffzelle wird mit reinem gasförmigem Wasserstoff als Brennstoff und Luft als Oxidationsmittel betrieben. An der Wasserstoffseite (Anode) werden die Wasserstoffmoleküle im ersten Schritt in atomaren Wasserstoff gespalten, welcher im zweiten Schritt unter Bildung eines Protons sein Elektron abgibt. Dieser Vorgang findet an der Membran mit der Hilfe eines Katalysators (z.B. Platin) statt, der die zu überwindende Energieschwelle für die Reaktion herabsetzt. Die Elektronen fließen anschließend entsprechend der elektrischen Spannung über einen angeschlossenen Verbraucher und erzeugen so einen Stromfluss. Die Protonen können durch die protonenleitende Membran diffundieren und gelangen so, wie die Elektronen zur Kathodenseite. Auf dieser Seite findet mit dem Oxidationsmittel Sauerstoff die Reaktion unter Bildung von Wasser statt. In der praktischen Anwendung werden mehrere Zellen hintereinander in Serie geschaltet, um entsprechende Spannungen und Leistungen für die jeweilige Anwendung zu generieren.

2.5 Wasserstoff im Zugbetrieb

Für die Nutzung von Wasserstoff im Zugbetrieb sind sowohl technische als auch rechtliche Aspekte zu beachten. Beides wird für den konkreten Anwendungsfall einer Substitution des dieselbetriebenen Netzes der BOB durch Wasserstoffbetriebene Züge und eine entsprechende Versorgungsinfrastruktur betrachtet. Ein Wasserstoff-betriebenes Zugnetz ist am ehesten mit dem Betrieb von Wasserstoff-Bussen zu vergleichen. In beiden Fällen beträgt das Tankdruckniveau 35 MPa, worauf auch die vorgelagerte Prozess- und Versorgungskette ausgelegt werden muss. Außerdem sind Busse ebenfalls an einen Fahrplan gebunden, der eingehalten oder entsprechend der Versorgungsmöglichkeiten angepasst werden muss. Da im Vergleich zu Wasserstoff-Zügen schon einige Projekte mit Wasserstoff-Bussen realisiert wurden, wird teilweise auf Daten aus diesem Bereich verwiesen beziehungsweise vergleichende Annahmen getroffen. Insbesondere beim Genehmigungsprozess von Wasserstofftankstellen wird aufgrund fehlender bahnspezifischer Daten auf Erfahrungen im Straßenverkehr zurückgegriffen.

Züge mit Wasserstoff zu betreiben hat im Vergleich zu PKW-Wasserstoff-Tankstellen den großen Vorteil der Planbarkeit, da sich der Zugverkehr nach einem festen Fahrplan richtet und

klare Voraussagen darüber getroffen werden können, wie hoch die tägliche Abgabemenge ist und wann die Fahrzeuge zur Tankstelle kommen. Alle Tankstellenkomponenten, sowie die Wasserstoffanlieferung können darauf ausgelegt werden. Umgekehrt muss aber absolut sichergestellt werden, dass die Tankanlage so ausgelegt ist, dass der Fahrplan eingehalten werden kann. Das bedeutet, dass immer ausreichend H_2 zur Betankung zur Verfügung steht und dass ein Betankungsvorgang in einer bestimmten Zeit abgeschlossen ist. Die Betankungskomponenten orientieren sich an der aktuellen Busbetankung und erlauben einen maximalen Massentransfer von $120 \text{ gH}_2/\text{s}$. Grundsätzlich kommt es beim Betankungsvorgang zu einer Wärmeentwicklung, welche durch die maximal zulässige Temperatur der Schienenfahrzeugtanks begrenzt ist. Bei der PKW Betankung wird der Wasserstoff mit einer Vorkühleinrichtung bis auf -40 °C heruntergekühlt. Die Wärmeentwicklung hängt von Faktoren wie Betankungsgeschwindigkeit, Druckdifferenz zum Fahrzeugtank, Umgebungstemperatur sowie Betankungsdauer und -menge ab. Grundsätzlich ist eine energieintensive Vorkühlung zu vermeiden. Hierfür kann die Betankungsgeschwindigkeit oder die zu betankende Menge gesenkt werden. Also entweder wird ein Tank nicht zu 100 % gefüllt, wenn für einen Fahrdurchlauf keine volle Ladung benötigt wird oder ein Fahrzeug kommt mit einem nicht komplett geleerten Tank an der Tankstelle an. Aktuelle Erfahrungswerte gehen von durchschnittlichen Betankungsgeschwindigkeiten zwischen $25 \text{ gH}_2/\text{s}$ und $80 \text{ gH}_2/\text{s}$ aus.[11] Die Wasserstofftankstelle muss im Wesentlichen auf den Anlieferungszustand des Wasserstoffs angepasst werden. Je nach Lieferzustand wird der Wasserstoff an der Tankstelle so gelagert und umgewandelt, dass er anschließend gasförmig mit entsprechendem Druckniveau in das Fahrzeug geladen werden kann. Der Standort muss so gewählt werden, dass alle benötigten Komponenten auf das Grundstück passen und eine Anlieferung je nach Methode möglich ist. Außerdem muss sich die Tankstelle in Gleisnähe befinden und vom Schienenfahrzeug angefahren werden können. Die Größe und Auslegung der Tankstelle richtet sich dann nach dem täglichen Wasserstoffverbrauch der Fahrzeugflotte und der Taktung beziehungsweise Tankhäufigkeit. Als Standorte für die Tankstelle kommen nur die Endstationen in Frage, da der Zug nicht mit wartenden Passagieren betankt werden soll. Ist die Strecke eingleisig, ist eine Betankung auf der Strecke nicht möglich, ohne den regulären Verkehr zu behindern. Eventuell muss ein zusätzliches Abstellgleis gebaut werden.

2.6 Rechtliche Rahmenbedingungen

Allgemein sind die **Betriebssicherheitsverordnung** (BetrSichV) und die **Druckgeräteverordnung** (14. GPSGV) beim Umgang mit Wasserstoff zu beachten. Diese Verordnungen setzen die europäischen Richtlinien 2009/104/EG und 2014/68/EU in nationales deutsches Recht um. In diesen Verordnungen ist geregelt, von Anlagen welcher Art eine Gefährdung ausgeht, wie diese Gefährdung zu beurteilen und wie damit umzugehen ist. Unter diese Anlagen fallen unter anderem Druckbehälteranlagen, Füllanlagen und Tankstellen. Für Wasserstofftankstellen sind die TRBS 1111, 1201, 1203, 2131, 2141, 2152, 2153 und 3151 von besonderer Bedeutung. [19]

Bis zum aktuellen Zeitpunkt gibt es noch kein spezielles Zulassungsverfahren für Wasserstofftankstellen im Schienenverkehr. Im Folgenden wird kurz das Zulassungsverfahren für H_2 -Tankstellen im Straßenverkehr beschrieben, da es sich teilweise mit dem Zulassungsverfahren konventioneller Tankstellen im Schienenverkehr überschneidet.

Anschließend wird auf bahnspezifische Besonderheiten bei der Zulassung von Tankstellen eingegangen.

Grundsätzlich ist zu unterscheiden, ob es sich um eine Liefer-H₂-Tankstelle oder eine Station mit H₂-Produktion vor Ort handelt. Bei einer Liefer-H₂-Tankstelle sind die BetrSichV und die Landesbauordnung zu beachten. Wenn Wasserstoff am Tankstellenstandort produziert oder mehr als 3 t H₂ vor Ort gelagert werden, ist zusätzlich das BImSchG zu beachten. Im ersten Schritt muss die zuständige Behörde ermittelt werden, was je nach Standort der Tankstelle variieren kann. Anschließend ist die Anlage mit allen Stakeholdern zu spezifizieren und die dafür entsprechenden Genehmigungsanträge sind zu stellen. Laut Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) bedarf es zur Errichtung und zum Betrieb einer Tankstelle einer Erlaubnis:

§ 18 BetrSichV Absatz 1:

„Die Errichtung und der Betrieb [...] folgender Anlagen bedürfen einer Erlaubnis der zuständigen Behörde:“

§ 18 BetrSichV Absatz 1 Nr. 3:

„Anlagen einschließlich der Lager- und Vorratsbehälter zum Befüllen von Land- Wasser- und Luftfahrzeugen mit entzündbaren Gasen [...] zur Verwendung als Treib- oder Brennstoff (Gasfüllanlagen)“ [20]

In der BetrSichV sind Mindestvorschriften für Sicherheit und Gesundheitsschutz bei Arbeiten an der Anlage beschrieben. Außerdem sind die **Technischen Regeln zur Betriebssicherheit** einzuhalten, welche die Umsetzung der Sicherheitsvorschriften regeln. Vor der Übergabe des Antrages muss ein **ZÜS-Prüfbericht** bescheinigen, dass die Anforderungen für einen sicheren Betrieb nach BetrSichV grundsätzlich gegeben sind. Der Inhalt des ZÜS-Berichtes richtet sich nach dem Leitfaden des Länderausschusses für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik. Zusätzlich ist eine Baugenehmigung nach der Landesbauordnung zu beantragen. Bei einer Tankstelle mit H₂-Produktion vor Ort oder Lagerung von mehr als 3 t ist der erste Teil analog zu der Liefer-Tankstelle. Zusätzlich muss ein Antrag nach § 4 BImSchG gestellt werden. Bei der H₂-Produktion vor Ort oder der Lagerung von mehr als 30 t Wasserstoff ist nach § 10 der 9. BImSchV die Öffentlichkeit zu beteiligen.[11]

Zusätzlich zu den rechtlichen Rahmenbedingungen hat sich die Industrie auf den internationalen Standard SAE J2601 geeinigt, welcher Richtlinien für den Betankungsvorgang von Wasserstoff-Fahrzeugen festlegt. Diese Richtlinien wurden vereinbart, um einen gemeinsamen Standard zu finden, sind aber rechtlich nicht bindend. Momentan beziehen sie sich ausschließlich auf Straßenfahrzeuge. Trotzdem wird kurz auf die Norm J2601-2 (HD) für die 35 MPa Betankung von Bussen und schwere Nutzfahrzeuge mit Tankgrößen > 10 kg eingegangen. Dieser Teil der Norm kommt der Zugbetankung am nächsten und schreibt unter anderem folgendes vor [21]:

- Das Tanksystem darf beim Tankvorgang nicht überhitzen (85 °C sind nicht zu überschreiten);
- Der Fahrzeugtank darf nicht überfüllt werden (< 100 % SOC);
- Betankungsgeschwindigkeit: max. 7 kg/min (120g/s);
- Kommunikationsablauf zwischen Fahrzeug und Tankstelle.

Ein Kerninhalt der Norm ist der Kommunikationsablauf zwischen Fahrzeug und Tankstelle, um sicherzustellen, dass der Fahrzeugtank möglichst schnell gefüllt wird, ohne die vorgegebenen

Richtlinien zu verletzen. Unterschieden werden hierbei zwei Systeme, mit und ohne aktive Kommunikation vom Fahrzeug.[21, 22]

Wie bei den verbindlichen Rechtsvorschriften, gibt es auch bei dieser internationalen Norm keine bahnspezifischen Richtlinien. Es ist daher zukünftig zu prüfen, ob die verschiedenen Vorschriften speziell für die Eisenbahninfrastruktur erweitert werden. Im Folgenden wird kurz auf den Genehmigungsprozess von Tankstellen im Bahnbetrieb eingegangen. Dieser bezieht sich aktuell allerdings noch ausschließlich auf konventionelle Tankstellen. Tankstellen sind laut Allgemeinem Eisenbahngesetz (AEG) Serviceeinrichtungen und gehören als Betriebsanlagen zur Eisenbahninfrastruktur. Im Allgemeinen Eisenbahngesetz heißt es hierzu [11]:

§ 18 AEG Erfordernis der Planfeststellung:

„Betriebsanlagen einer Eisenbahn einschließlich der Bahnfernstromleitungen dürfen nur gebaut oder geändert werden, wenn der Plan vorher festgestellt ist. Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange einschließlich der Umweltverträglichkeit im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen. Für das Planfeststellungsverfahren gelten die §§ 72 bis 78 des Verwaltungsverfahrensgesetzes nach Maßgabe dieses Gesetzes.“ [23]

Beim Bau einer Wasserstofftankstelle für den Schienenverkehr ist also ein Planfeststellungsverfahren und unter Umständen eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vorgeschrieben. Der Planfeststellungsbeschluss hat Konzentrationswirkung, was bedeutet, dass andere Genehmigungen nach zum Beispiel Bauordnungsrecht, dem BImSchG oder der BetrSichV nicht separat beantragt werden müssen. Lediglich wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen nach § 19 WHG sind von der Konzentrationswirkung einer Planfeststellung ausgeschlossen. Die zuständige Planfeststellungsbehörde für das Verfahren ist das Eisenbahnbundesamt (EBA). Bei der Planfeststellungsentscheidung sind Planungsleitsätze grundsätzlich zu beachten. Sie stellen zwingendes Recht dar und müssen eingehalten werden. Im AEG gibt es keine bahnspezifischen Planungsleitsätze, trotzdem sind die allgemeinen Fachgesetze außerhalb des AEG zu achten. So beispielsweise das BNatSchG, in dem es heißt [11]:

§ 13 BNatSchG Allgemeiner Grundsatz

„Erhebliche Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft sind vom Verursacher vorrangig zu vermeiden. Nicht vermeidbare erhebliche Beeinträchtigungen sind durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen oder, soweit dies nicht möglich ist, durch einen Ersatz in Geld zu kompensieren.“ [24]

Grundsätzlich ist das BImSchG auch mit Blick auf Lärmimmissionen und Erschütterungen zu beachten. Bei einer Elektrolyse vor Ort muss zusätzlich das Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) berücksichtigt werden. Ob eine UVP durchzuführen ist, hängt von der Größe der Tankstelle, beziehungsweise der Menge des gelagerten Wasserstoffs und den örtlichen Gegebenheiten ab.[11] Im UVPG werden die möglichen Auswirkungen des Bauvorhabens auf die Schutzgüter im Sinne des Gesetzes beurteilt und bewertet.[11, 25]

Da alle in diesem Abschnitt genannten Gesetze, nicht nach der Art des Treibstoffs unterscheiden, gelten sie entsprechend auch für Wasserstofftankstellen, solange die Vorschriften nicht durch speziellere ergänzt oder ersetzt werden.

2.7 Wasserstoffzug „Coradia iLint“ der Firma Alstom

Für die Untersuchungen dieses Projekts wird der **Coradia iLint** von Alstom als Referenzfahrzeug hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs an der Tankstelle (Teil A) und Fahrleistung (Teil B) angenommen. Im Folgenden werden alle relevanten technischen Daten des Fahrzeugs beschrieben.

Der Coradia iLint basiert auf einem Coradia Lint 54, dessen Dieselantrieb durch einen Brennstoffzellenantrieb ersetzt wurde. Laut Hersteller hat das Wasserstofffahrzeug eine vergleichbare Fahrleistung mit gleicher Höchstgeschwindigkeit von 140 km/h und ein ähnliches Beschleunigungs- und Bremsverhalten. In Abbildung 7 ist der schematische Aufbau des Coradia iLint dargestellt. Der Wasserstoffspeicher und die Brennstoffzelle befinden sich auf dem Dach des Zuges. Die Brennstoffzelle versorgt den Zug mit Energie und lädt die Lithium-Ionen-Batterien im Bodenbereich des Zuges. Durch die Zwischenspeicherung in der Batterie, bei Betriebszuständen in denen die erzeugte Energie nicht direkt benötigt wird, ist ein effizienteres Energiemanagement und Verringerung des H_2 -Verbrauchs möglich, da die Brennstoffzelle in einem gleichmäßig optimalen Betriebszustand gehalten werden kann. Es werden die folgenden drei Betriebszustände unterschieden:

- **Beschleunigungsvorgang:** In Beschleunigungsphasen versorgt die Brennstoffzelle den Elektromotor zum Antrieb des Zuges und über einen Hilfsbetriebsumrichter die Bordelektronik. Zur Antriebsunterstützung wird die Batterie eingesetzt. Die Brennstoffzellenleistung wird nur bei langen Beschleunigungsphasen erhöht.
- **Niedrige Beschleunigung oder Rollen:** In dieser Phase lädt die Brennstoffzelle die Batterie und versorgt das Bordstromnetz. Ist die Batterie vollgeladen, wird die Brennstoffzelle heruntergefahren.
- **Bremsvorgang:** In Bremsphasen wird die Brennstoffzelle heruntergefahren und die rückgewonnene Bremsenergie wird genutzt, um die Batterie zu laden und das Bordnetz zu versorgen.[26]

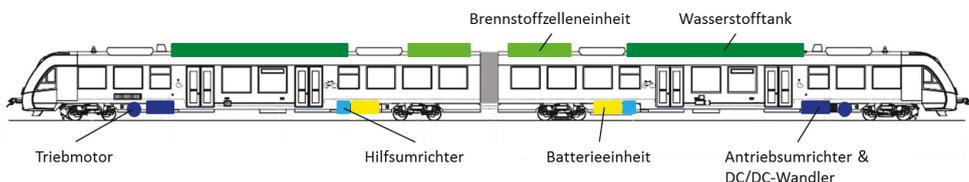


Abbildung 7: Schematischer Aufbau des Coradia iLint von Alstom, Abbildung aus [26].

In der folgenden Tabelle 2 sind die für dieses Projekt relevantesten technischen Daten zusammengefasst. Die Daten wurden aus zwei Studien [11, 27] entnommen, die sich beide auf Herstellerangaben von Alstom beziehen.

Im Wesentlichen stimmen die Angaben der beiden gut miteinander überein, bis auf einen Unterschied von 2 kg bei der Tankgröße und in der benötigten Reinheit des Wasserstoffs. Diese wird einmal mit 5.0 und einmal mit 4.0 angegeben. Bei einer konkreten Projektdurchführung sind die Voraussetzungen der eingesetzten Brennstoffzelle genau zu prüfen, um einen langlebigen Betrieb des Fahrzeugs gewährleisten zu können.

Tabelle 2: Technische Daten des Wasserstoffzuges Alstom Coradia iLint aus [11, 27].

Eigenschaft	Werte nach [11]	Werte nach [27]
Höchstgeschwindigkeit	140 km/h	k.A.
Motorleistung	2 x 200 kW	k.A.
Im Zug verfügbare Leistung für Antrieb und Hilfsbetriebe	2 x 200 kW (BZ) 2 x 225 kW (Batterie)	k.A.
Fahrgäste	327	k.A.
Tankvolumen	178 kg	<u>2 x 90 kg</u>
Reichweite	600 km	550 – 600 km
Speicherdruck	350 bar	350 bar
Max. zul. Betriebstemperatur	85 °C	85 °C
Max. zul. Betriebsdruck		438 bar
Max. Betankungsgeschwindigkeit	120 g/s 7,2 kg/min	120 g/s 7,2 kg/min
Füllvorgang pro Tank	20 – 30 min (insg.)	12 – 15 min
Vorkühlung Wasserstoff	nicht berücksichtigt	nicht notwendig
Reinheit Wasserstoff	99,999 % (5.0)	<u>99,99 % (4.0)</u>
Wasserstoffbedarf	0,3 - 0,32 kg/km	0,3 - <u>0,32</u> kg/km

3 Die „Liquid Organic Hydrogen Carrier“-Technologie

Die grundlegende Idee der LOHC-Technologie besteht darin ein organisches Trägerfluid (LOHC) reversibel mit elementarem Wasserstoff zu beladen. Dadurch erhöht sich die volumetrische Speicherdichte drastisch und der gebundene Wasserstoff kann in der existierenden Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe gehandhabt werden. LOHCs ermöglichen auf diese Weise eine einfache und sichere Handhabung großer Mengen an Wasserstoff in sehr dichter Form. Als ein LOHC-System betrachtet man die Paarung einer wasserstoffreichen Flüssigkeit und einer wasserstoffarmen Flüssigkeit, die durch katalytische Hydrier- und Dehydrierreaktionen vielfach ineinander überführt werden können, um auf diese Weise Wasserstoff zu speichern.

An technisch relevante LOHC-Systeme wird ein komplexes Anforderungsprofil gestellt. Die wichtigsten Eigenschaften sind:

- Hohe gravimetrische und volumetrische Speicherdichte;
- Gute Hydrier- und Dehydrierbarkeit: Reversible Wasserstoff-Beladung/-Entladung ohne Bildung von Zersetzungsprodukten und hohe Zyklenstabilität;
- Weiter Flüssigkeitsbereich: Hoher Siedepunkt um Verdampfung zu vermeiden und niedriger Schmelzpunkt um auch in der Kälte pumpfähig zu bleiben;
- Volle Kompatibilität mit der existierenden Infrastruktur für flüssige, fossile Kraftstoffe;
- Hohe intrinsische Sicherheit durch hohe Flamm- und Zündpunkte;
- Leichte Verfügbarkeit und großtechnische Herstellung der Stoffe;
- Günstige toxikologische und ökotoxikologische Eigenschaften.

Dieses komplexe Anforderungsprofil erfüllen nur wenige der theoretisch einsetzbaren LOHC-Systeme. In den Forschungsarbeiten des Lehrstuhls für Chemische Reaktionstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg und des Helmholtz-Instituts für Erneuerbare Energien (HI ERN) der letzten Jahre hat sich das LOHC-System Dibenzyltoluol (H0-DBT, LOHC⁻) / Perhydro-Dibenzyltoluol (H18-DBT, LOHC⁺) als besonders geeignet erwiesen.[28] Tabelle 3 zeigt ausgewählte Eigenschaften dieses LOHC-Systems. Es ist gekennzeichnet durch sehr niedrige Schmelzpunkte, eine sehr hohe intrinsische Sicherheit und eine günstigere Toxikologie als Dieselmotorkraftstoff. Weder H0-DBT noch H18-DBT sind als Gefahrgut klassifiziert, was den Transport und die Lagerung dieser Stoffe und deren Gemische sehr vereinfacht. Da das Wasserstoff-beladene LOHC-System keinen elementaren Wasserstoff enthält kann der Stoff ohne Einschränkung durch Tunnel transportiert werden. Lagerbehälter müssen nicht auf spezielle Druck- oder Temperaturbedürfnisse angepasst werden. Die Energiemenge, die für das Be- und Entladen von LOHC in einen Tank benötigt wird, ist insgesamt deutlich geringer, als die benötigte Energiemenge, die bei der Verflüssigung oder Komprimierung von Wasserstoff benötigt wird. Ein 40 t LOHC-Truck kann ca. 1.800 kg Wasserstoff transportieren, also mehr als zweimal so viel, wie in einer vergleichbaren 25 MPa Druckwasserstofflieferung.[29] Da sich diese Technologie noch in der Entwicklung befindet, sind Effizienzsteigerungen und Kostenreduktionen zu erwarten.

Tabelle 3: Stoffdaten und Eigenschaften des LOHC-Systems Dibenzyltoluol/Perhydro-Dibenzyltoluol, von [7].

	Dibenzyltoluol H0-DBT	Perhydro-Dibenzyltoluene (H18-DBT)
H ₂ Kapazität (Perhydro-Spezies) / g·kg ⁻¹	62 (2.06 kWh _{th} /kg)	
H ₂ Kapazität @ RT (Perhydro-Spezies) / g·L ⁻¹	58 (1.94 kWh _{th} /L)	
Dichte (20 °C) / kg·m ³	1040	920
Dyn. Viskosität (20 °C) / mPa·s	49	434
Schmelzpunkt / °C	-34	-45
Siedepunkt (1013 hPa) / °C	390	370
Flammpunkt / °C	200	161
Zündpunkt / °C	450	N.A.
GHS symbols		

Abbildung 8 zeigt schematisch das Verfahren der Wasserstoffspeicherung im LOHC-System H0-DBT/H18-DBT. H0-DBT wird in einer exothermen Reaktion mit Wasserstoff beladen und an der Wasserstofftankstelle (Teil A) oder an Bord des Zuges (Teil B) in einer endothermen Reaktion wieder entladen. Je H0-DBT-Molekül können 9 Mol H₂ aufgenommen werden. Bei der Beladung müssen bestimmte Parameter eingehalten werden, die die Hydrierreaktion begünstigen. So sollte die Reaktionstemperatur zwischen 150-300 °C liegen und der Wasserstoffdruck zwischen 10 und 30 bar betragen. Je höher die Hydrieratemperatur desto wertvoller ist die dabei freigesetzte Wärme für andere Nutzungsoptionen (z.B. Einspeisung in ein Dampf- oder Wärmenetz). Wasserstoffdrücke von 30 bar fallen sowohl bei der PEM-Elektrolyse als auch bei der industriellen Dampfpreformierung von Methan prozessbedingt an, es ist hier also keine zusätzliche Wasserstoffkompression erforderlich. Außerdem wird für die Hydrierung von H0-DBT ein spezifischer Katalysator benötigt, dessen Aktivität sich mit steigender Temperatur erhöht. Ist der Trägerstoff einmal mit H₂ beladen (H18-DBT, LOHC⁺), ist er chemisch stabil und kann wie ein normaler fossiler Kraftstoff ohne Energieverlust gelagert und transportiert werden.

Zur Wasserstofffreisetzung muss in Gegenwart eines geeigneten Katalysators auf dem richtigen Temperaturniveau (250-320 °C) Wärme zugeführt werden. Dabei wird der Wasserstoff auf einem Druckniveau bis zu 3 bar nahezu vollständig wieder freigesetzt. Neben dem freigesetzten Wasserstoff liegt nach vollständiger Entladung wieder der unbeladene Trägerstoff (H0-DBT, LOHC) vor, der zur Energiequelle transportiert und dort erneut beladen werden kann. Der Wärmeenergiebedarf der Dehydrierung ist identisch mit der Wärmeerzeugung bei der Hydrierung. Da beide Wärmen in einer Wasserstofftransportanwendung aber an unterschiedlichen Orten anfallen, ist die produzierte Wärme typischerweise nicht für den Dehydrier-Vorgang nutzbar.

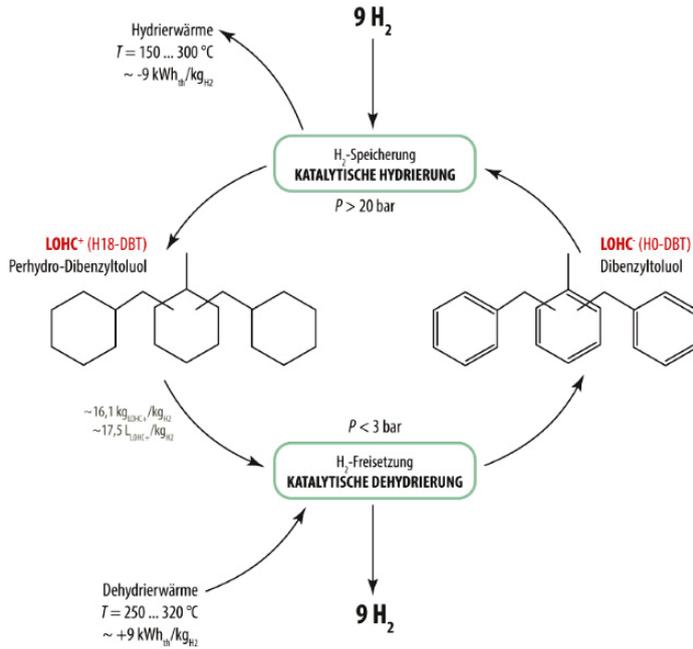


Abbildung 8: Wasserstoffspeicherung und Wasserstofftransport mit dem LOHC-System Dibenzyltoluol (H0-DBT, LOHC / Perhydro-Dibenzyltoluol (H18-DBT, LOHC*), Abbildung aus [30].

4 Teil A: Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellenzügen im Bayerischen Oberland

Teil A bewertet unterschiedliche Technologiepfade, um eine Wasserstoffversorgung für Züge im Bayerischen Oberland zu etablieren. Teil A geht dabei von dem Szenario aus, dass Wasserstoff in verschiedenen Transportformen an eine oder mehrere Wasserstofftankstellen im Netz der Bayerischen Oberlandbahn (BOB) gebracht, dort gelagert und als 350 bar Druckwasserstoff auf einen Wasserstoff-Zug (z.B. den *Coradia iLint* der Firma *Alstom*) vertankt wird.

Zunächst werden die Grundlagen für die durchgeführten Modellberechnungen mit der Software Python beschrieben und die geografischen Grundlagen analysiert. Hierzu zählen die Recherche von H₂-Produktionsstandorten, sowie die Analyse des BOB-Streckennetzes und die anschließende Festlegung potentieller Tankstellenstandorte. Im zweiten Schritt wird auf die verschiedenen Versorgungspfade mit ihren Besonderheiten, Vor- und Nachteilen eingegangen. Anschließend werden für die Berechnung wichtige Parameter und Annahmen festgelegt, beschrieben und die Arbeitsgrenzen des Modells aufgezeigt. Im Anschluss werden betriebliche Rahmenbedingungen und deren Implementierung in das Modell beschrieben. Danach wird auf die eigentliche Standortwahl für die zu planende Tankstelle eingegangen. Für die Beurteilung wird ein „Entscheidungs-Tool“ entwickelt und vorgestellt. Abschließend wird kurz auf die im Modell verwendete Wirtschaftlichkeitsberechnung eingegangen und die Ergebnisse des entwickelten Modells vorgestellt.

4.1 Wasserstoffquellen und mögliche Standorte für Wasserstofftankstellen

Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellberechnungen wurden nach der Literaturrecherche im ersten Schritt die Lage des zu betrachtenden Streckennetzes und dafür potentielle Wasserstoffquellen analysiert. Laut der Studie „Wasserstoffinfrastruktur für die Schiene“ befindet sich das BOB-Streckennetz nicht in einer der ausgewiesenen Potentialregionen.[11]

Die Strecke der Bayerischen Oberlandbahn führt von München Hbf zunächst nach Holzkirchen. Von dort teilt sich die Strecke in zwei Richtungen auf. Eine Linie fährt nach Bayrischzell, die andere nach Schaftlach. In Schaftlach teilt sie sich erneut und führt nach Lenggries und Tegernsee, welche mit Bayrischzell die drei Endhaltepunkte der Strecke sind. Die einzelnen Fahrzeuge, beziehungsweise Züge, welche aus mehreren Fahrzeugen bestehen, fahren nicht immer dieselbe Strecke, sondern rotieren in dem Liniensystem. Wäre dies nicht der Fall, könnte man das Streckennetz nicht mit einer einzelnen Tankstelle versorgen, wie es aktuell der Fall ist. In Abbildung 9 sind das BOB-Streckennetz und potentielle, industrielle Wasserstoffquellorte dargestellt.

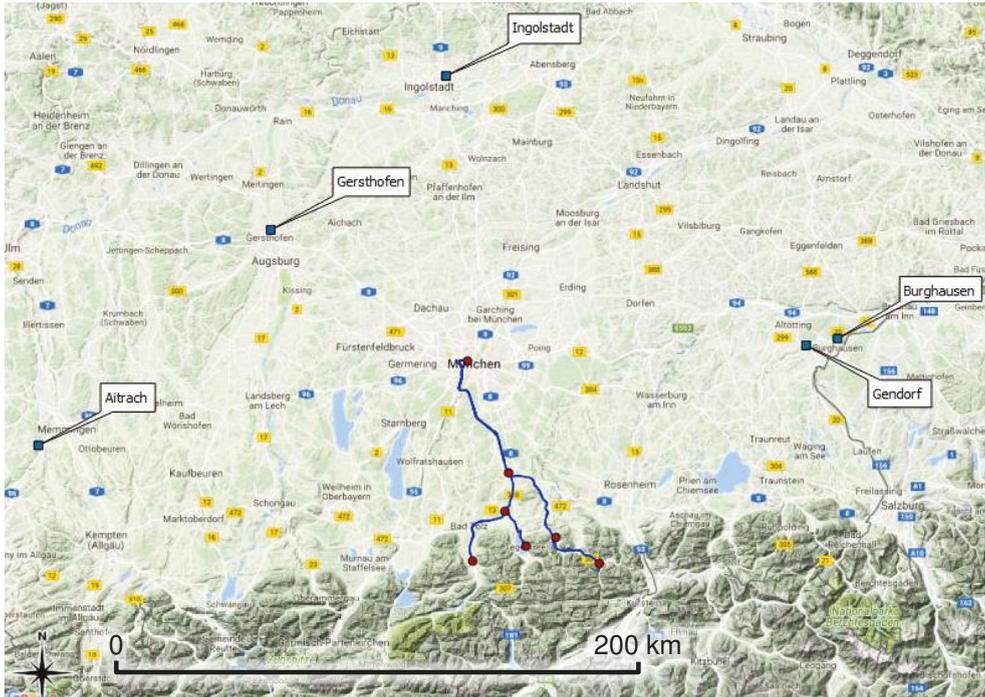


Abbildung 9: Kartenausschnitt mit BOB-Streckennetz und potentiellen Wasserstoffquellorten.

In Tabelle 4 sind die potentiellen Wasserstoffquellen mit ihren Produktionsdaten genannt. Für die Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass alle Quellorte den Tagesbedarf decken können.

Tabelle 4: Daten zu potentiellen Wasserstoffquellen zur Versorgung von H₂-Tankstellen der BOB.

Standort	Daten aus [11, 31]
Ingolstadt	Linde merchant H ₂ (SMR), Esso Raffinerie, $900 \cdot 10^3$ m ³ /d LH ₂ cap.: 4,4 t/d
Burghausen	Linde merchant H ₂ , $178 \cdot 10^3$ m ³ /d OMV by-product H ₂ , $161 \cdot 10^3$ m ³ /d
Gendorf	Dow by-product H ₂ , $57 \cdot 10^3$ m ³ /d (CS)
Augsburg	Clariant GmbH / Air Liquide by-product H ₂ , $44 \cdot 10^3$ m ³ /d
Aitrach	Sauerstoffwerk Friedrichshafen GmbH merchant H ₂

Produktionsstandorte, die ausschließlich captive H₂ produzieren und diesen in eigenen Prozessen weiterverarbeiten, wurden nicht betrachtet. Die Quell- und mögliche Tankstellen-Standorte ergeben eine Entfernungsmatrix, die in Abbildung 10 dargestellt ist.

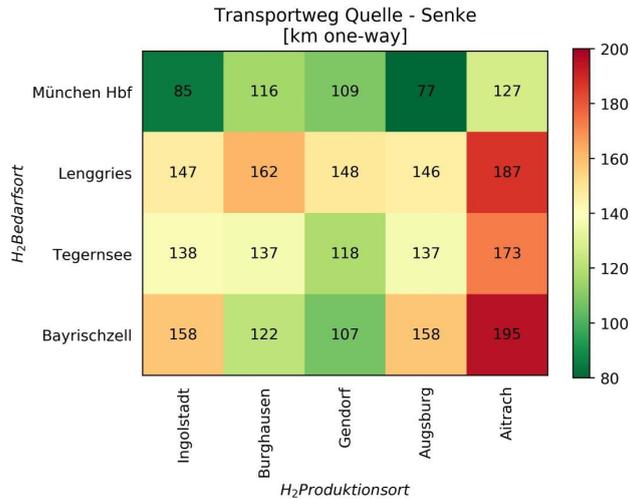


Abbildung 10: Entfernungs-matrix für die untersuchten Quell- und Tankstellenstandorte.

4.2 Pfadanalyse

Nach der Festlegung der potentiellen Quell- und Tankstellenstandorte, werden die möglichen Versorgungspfade identifiziert. Diese sind in Abbildung 11 dargestellt. Am Anfang der Versorgungskette steht die Wasserstoffproduktion, entweder als Handelswasserstoff oder als Nebenproduktwasserstoff. Nach einer eventuell notwendigen Reinigung, liegt der Wasserstoff gasförmig in benötigter Reinheit und geringem Druckniveau vor. Nun kann der Wasserstoff in einer LOHC-Flüssigkeit gespeichert, verdichtet oder verflüssigt werden. Im Anschluss wird der Wasserstoff per LKW, Zug oder Pipeline transportiert, wobei bei gasförmigem Transport, Varianten mit 25 MPa und 50 MPa analysiert werden. An der Tankstelle wird der Wasserstoff wieder in einen gasförmigen Zustand mit benötigtem Druckniveau gebracht. Anschließend wird der Zug mit gasförmigem H_2 betankt. Alternativ kann auch LOHC in den Zug getankt werden, was Gegenstand des Teils B dieses Projekts ist. Eine weitere Möglichkeit ist die on-site-Wasserstoff-Produktion, also eine SMR- oder Elektrolyse-Anlage auf dem Gelände der Tankstelle zu errichten, die den Wasserstoffbedarf der Tankstelle produziert. In diesem Fall entfallen eine ortsferne Produktion und die Transportvarianten.

Nach Analyse der generell möglichen Versorgungspfade werden im Folgenden die Pfade detaillierter beschrieben, die zum aktuellen Zeitpunkt technisch durchführbar sind und ökonomisch wettbewerbsfähig sein könnten. Diese werden anschließend genauer untersucht und verglichen. Eine LOHC-Betankung des Zuges mit on-board Energieumwandlung wird hier ausgespart und stattdessen ausführlich im Teil B dieses Berichts behandelt. Auch ein Transport per Pipeline wird nicht betrachtet, da es aktuell keine nutzbare bestehende H_2 -Pipeline im Bayerischen Oberland gibt und ein Neubau für die betrachteten Entfernungen und Bedarfsmengen ökonomisch nicht in Frage kommt. In Tabelle 5 sind die in dieser Arbeit betrachteten Pfade dargestellt, die anschließend detaillierter erläutert werden.

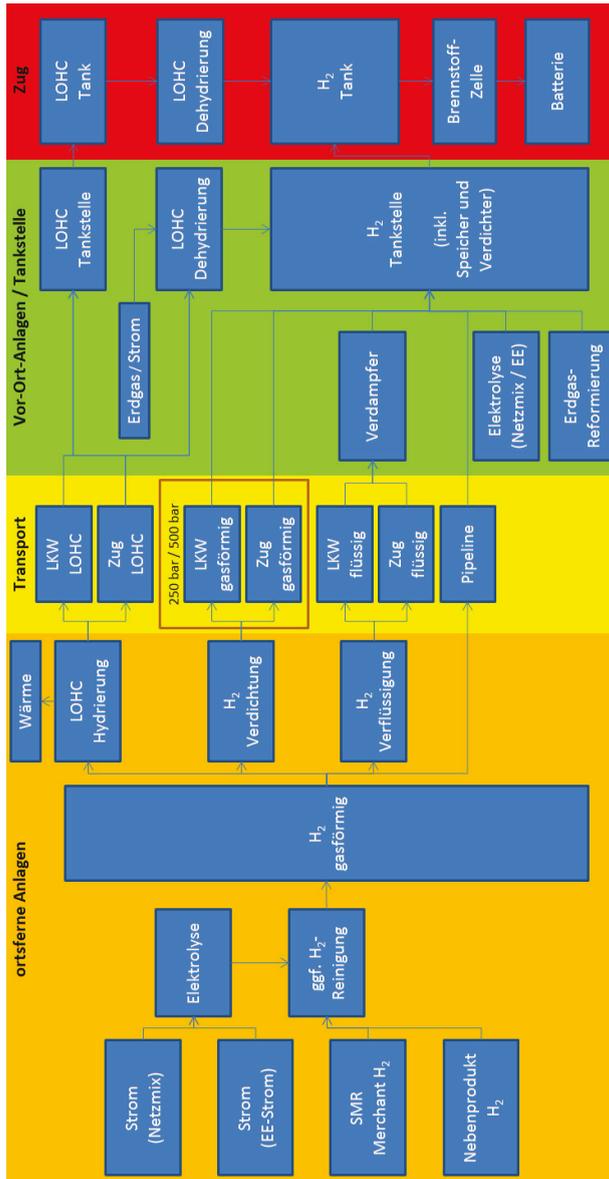


Abbildung 11: Mögliche Wasserstoffversorgungspfade.

Tabelle 5: Im Teil A des Forschungsprojekts betrachtete Wasserstoffversorgungspfade.

	Produktion	Transport	Tankstelle	Varianten
Pfad 1	zentrale H ₂ Erzeugung + Verdichtung 1	LKW gasförmig (25 MPa / 50 MPa)	Verdichtung 2	Produktionsvarianten Transport mit 25 MPa und 50 MPa
Pfad 2	zentrale H ₂ Erzeugung + Verflüssigung	LKW flüssig	Kryopumpe + Verdampfung	Produktionsvarianten
Pfad 3	zentrale H ₂ Erzeugung + Hydrierung	LKW LOHC	Dehydrierung + Verdichtung	Produktionsvarianten Nutzung der Hydrierwärme (Kosten- und THG-Gutschrift) Dehydrierwärme über Erdgas gedeckt Dehydrierwärme über Strom gedeckt
Pfad 4	dezentrale H ₂ Erzeugung	-	Verdichtung	Produktionsvarianten

In Pfad 1, der in Abbildung 12 schematisch dargestellt ist, wird der Wasserstoff an einem zentralen Standort produziert und anschließend auf 25 MPa oder 50 MPa verdichtet und mit dem LKW zur Tankstelle transportiert. Dort wird der Trailer als Speicher abgestellt. So werden höhere Investitionskosten für einen stationären Speicher vermieden. Außerdem werden Zeit und Energie für das Überströmen in einen vor-Ort-Speicher gespart. Der Truck nimmt nach der Anlieferung einen bereits entleerten Trailer wieder mit zur Produktionsstätte. Der volle Trailer wird mit der Tankstelle verbunden. Ein Teil des Wasserstoffes kann aufgrund des unterschiedlichen Druckniveaus zu dem eines leeren Fahrzeugtanks direkt überströmen werden. Der Rest wird auf ein entsprechendes Druckniveau verdichtet und in einem Kaskaden-Zwischenspeicher gelagert. Sobald ein Fahrzeug betankt wird, beginnt der Verdichter den Zwischenspeicher wieder aufzufüllen.

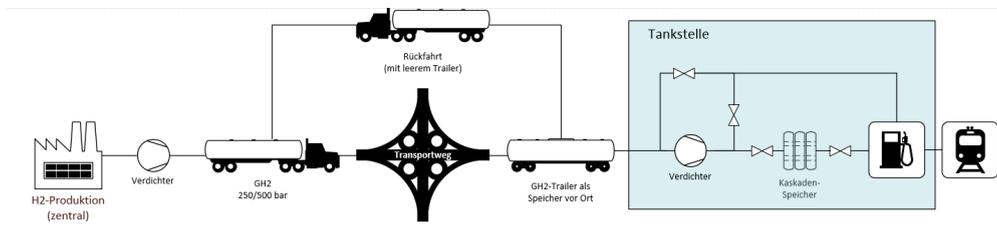


Abbildung 12: Pfad 1 mit zentraler H₂-Erzeugung und gasförmigem Transport per LKW.

Der zweite Pfad in Abbildung 13 beginnt ebenfalls mit einer zentralen H₂-Produktion. Nach der Erzeugung wird der gasförmige Wasserstoff allerdings heruntergekühlt und bei -253 °C verflüssigt. Anschließend wird er mit einem isolierten Flüssig-H₂-Trailer per LKW zur Tankstelle transportiert. An der Tankstelle dient der Trailer wie in Pfad 1 als mobiler Speicher. Der Wasserstoff wird mit einer Kryopumpe auf das benötigte Druckniveau verdichtet und anschließend verdampft, um in einem Puffer-Speicher für die Fahrzeugbetankung bereitzustehen.

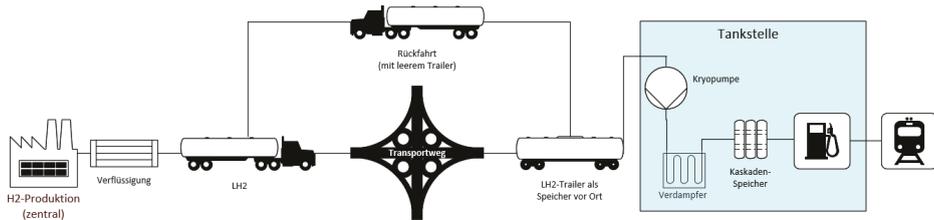


Abbildung 13: Pfad 2 mit zentraler H₂-Erzeugung, anschließender Verflüssigung und Transport per LKW.

In Pfad 3 (Abbildung 14) wird der Wasserstoff chemisch gebunden in LOHC per LKW transportiert. Hierfür muss er nach der zentralen Erzeugung zunächst in einer LOHC-Hydrierung genutzt werden. Bei diesem Vorgang entsteht Wärme, die für andere Prozesse genutzt werden kann. Anschließend wird die beladene LOHC-Flüssigkeit per LKW an die Tankstelle transportiert. Dort wird der Trailer als Speicher genutzt. Über eine LOHC-Pumpe wird die Flüssigkeit in die Dehydrierungseinheit gepumpt, in welcher der gebundene Wasserstoff gelöst wird. Dieser Prozess benötigt Wärme, welche über Strom oder Erdgas bereitgestellt werden kann. Nach der Dehydrierung wird der nun gasförmig vorliegende Wasserstoff verdichtet und in einem Kaskaden-Speicher zwischengelagert, bevor er in das Fahrzeug getankt werden kann. Die entladene LOHC-Flüssigkeit muss in einem zusätzlichen zweiten Speicher (Trailer) gelagert werden, welcher von einem Truck bei der Belieferung durch einen Trailer mit beladenem LOHC ersetzt wird.

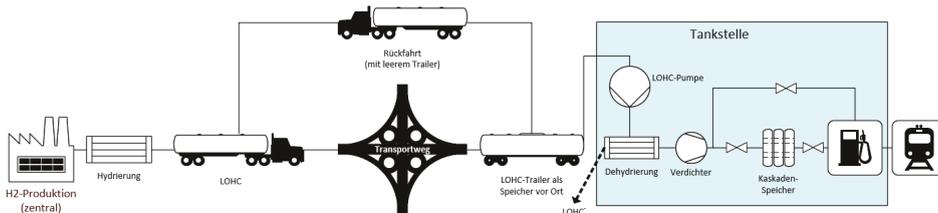


Abbildung 14: Pfad 3 mit zentraler H₂-Erzeugung und Transport chemisch-gebunden in LOHC per LKW.

In Pfad 1, 2 und 3 kann der Transport, wie oben beschrieben, statt per LKW auch mit dem Zug erfolgen. Hierbei wird der Wasserstoff in Zugcontainern oder Tankwagen transportiert. Die restlichen Schritte sind analog zu den anderen Prozessen. Bei dieser Variante muss sowohl der Quell- als auch der Tankstellenort über eine Schienenanbindung verfügen, die für diesen Zweck geeignet ist. An der Tankstelle sollte sich ein zusätzliches Abstellgleis befinden, auf dem der Anhänger abgestellt und mit der Tankstelle verbunden werden kann.

Als letzte untersuchte Variante (Pfad 4) wird die Vor-Ort-Produktion untersucht, bei welcher der Transportteil komplett entfällt. Der Wasserstoff wird entweder durch Elektrolyse oder Dampfreformierung von Methan im Bereich der Tankstelle produziert. Da er nach der Erzeugung in gasförmigem Zustand vorliegt, muss er lediglich verdichtet werden und kann nach einer Zwischenspeicherung in das Fahrzeug getankt werden. Die Prozesskette ist in Abbildung 15 dargestellt.

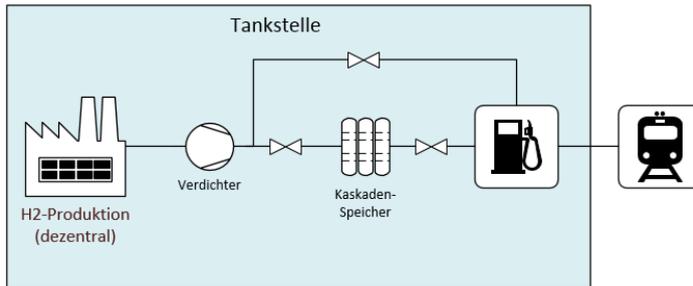


Abbildung 15: Pfad 4, on-site-Produktion an der Tankstelle.

4.3 Verdichtung und Betankung

Bei den verschiedenen Pfaden variiert jeweils die Art, Menge und Ort der Verdichtung. Beim Transport von gasförmigem Wasserstoff wird am Produktionsstandort auf den Transportdruck verdichtet. Das heißt, dass beim 50 MPa-Transport höher verdichtet werden muss, als beim 25 MPa-Transport. Es wird hier also für die Verdichtung am Produktionsstandort unterschiedlich viel Energie aufgewendet. Bei dem Transport mit LOHC und Flüssig-Wasserstoff, wird am Produktionsstandort überhaupt nicht verdichtet. Bei der Betrachtung der Verdichtung am Tankstellen-Standort muss ebenfalls unterschieden werden. Bei LOHC-Anlieferung muss der gesamte Wasserstoff auf den Tankdruck verdichtet werden, nachdem er dehydriert wurde. Hier wird von einem Druckniveau von 0,1 MPa nach der Dehydrierung ausgegangen, welches auf 50 MPa zur Betankung angehoben werden muss. Bei flüssigem H₂ übernimmt eine Kryopumpe vor dem Verdampfungsvorgang die Aufgabe des Verdichters. Bei gasförmiger Anlieferung kann ein gewisser Teil des Wasserstoffs direkt aus dem Trailer in den Fahrzeugtank überströmt werden. So kann das Druckniveau im Trailer und die Verdichtung am Produktionsstandort genutzt werden. Es kann so lange überströmt werden, bis sich der Fahrzeugtank auf dem gleichen Druckniveau wie der Trailer befindet. Da der Druck im Trailer bei jedem Tankvorgang sinkt, kann mit jedem neuen Tankvorgang immer weniger überströmt werden. Mit zunehmenden Betankungsvorgängen kann folglich immer weniger Menge überströmt werden. Umso mehr muss also durch den Verdichter an der Tankstelle verdichtet werden. Eine schematische Darstellung hierzu ist in Abbildung 16 zu sehen. Hierzu muss der Wasserstoff zunächst auf etwa 2 MPa zwischenentspannt werden, um anschließend im Verdichter wieder auf 50 MPa verdichtet zu werden. Anschließend wird der verdichtete H₂ in einem Kaskaden-Puffer-Speicher zwischengespeichert. Wenn ein Fahrzeug bei der Tankstelle befüllt werden soll, gibt es also mehrere Möglichkeiten der Betankung. Das Fahrzeug kann entweder direkt aus dem Trailer durch Überströmen des gasförmigen H₂ oder aus dem Kaskaden-Speicher beladen werden. Eine dritte Möglichkeit besteht aus einer Kombination der beiden Verfahren. Sobald der Kaskadenspeicher entladen wird, fängt der vorgeschaltete Verdichter erneut an, den Speicher zu befüllen. Alle Komponenten sind so ausgelegt, dass pro Stunde ein Fahrzeug betankt werden kann. In dieser Zeit ist ein Kaskadenspeicher, der zur Betankung eines Fahrzeugs entleert wurde, wieder komplett zu füllen. Der Kaskadenspeicher ist so ausgelegt, dass er ein Fahrzeug komplett befüllen kann. Bei der vor-Ort-Produktion liegt der gesamte Wasserstoff nach der Produktion auf einem geringen Druckniveau von 0,1 MPa vor. Es muss vor der Betankung also die gesamte Menge

auf das Tankdruck-Niveau gebracht werden, da nicht, wie bei der Anlieferung bereits eine Verdichtung stattgefunden hat. Die Verdichter an der Tankstelle sind also dementsprechend, wie bei der Anlieferung mit LOHC, auf eine höhere Leistung ausgelegt.

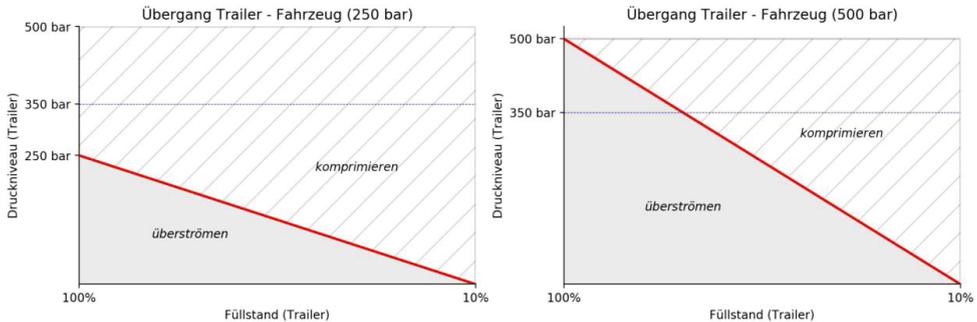


Abbildung 16: Wasserstoffmenge die vom Trailer in das Fahrzeug überströmt werden kann, beziehungsweise verdichtet werden muss, links für 25 MPa Transport, rechts für 50 MPa Transport, eigene Abbildung.

4.4 Parameterannahmen und Arbeitsgrenzen

Für das Modell und die einzelnen Berechnungen werden unterschiedliche Literaturwerte zu Kosten, Kapazitäten, Leistungen und Emissionen benötigt. Darüber hinaus müssen für fehlende, aber benötigte Werte, Annahmen getroffen werden. Außerdem muss vorab eine Betrachtungsgrenze gezogen und Rahmenbedingungen gesetzt werden.

Grundsätzlich wird in dem verwendeten Modell die Prozesskette von der Wasserstoffproduktion bis zur Tankstelle betrachtet. Es werden zwar mehrere Produktionsarten unterschieden und berücksichtigt, auf die einzelnen Produktionsprozesse wird aber nicht eingegangen. Hierfür werden bezüglich Kosten und Emissionen Literaturangaben herangezogen. Alle folgenden Umwandlungsprozesse, der Transport, sowie die Tankstelle werden detaillierter in unterschiedlichen Varianten berechnet und analysiert. Betrachtungsgrenze ist anschließend die Zapfpistole. Der Wasserstoffzug wird nur für Daten wie Verbrauch und Reichweite betrachtet, um daraus den Tagesbedarf und Betriebsbesonderheiten zu ermitteln. Es wird in diesem Teil A außerdem davon ausgegangen, dass der Zug mit gasförmigem Wasserstoff betankt wird. Grundsätzlich wird der Zugbetrieb inklusive Fahrplänen und Taktung im Modell nicht berücksichtigt, sondern nur ein zu ermittelnder Tagesbedarf gedeckt. Um der Realität etwas näher zu kommen, wurde der Betrieb betrachtet und wird nun in einer idealisierten Form, wie weiter unten beschrieben wird, angenommen. Die verwendeten Literaturwerte zeigt die nachfolgenden Tabelle 6 im Überblick.

Tabelle 6: Literaturparameter, die im Python-Modell als Input-Werte angenommen werden.

Modul Produktion	Werte	
SMR zentral	1,5 €/kgH ₂ [11, 32]	
Wirkungsgrad SMR zentral	76 % [33]	
SMR dezentral	7,2 €/kgH ₂ [32]	
Elektrolyse zentral	4,5 €/kgH ₂ [34]	
Wirkungsgrad Elektrolyse	70 % [29]	
Elektrolyse zentral (EE) ²	4,36 €/kgH ₂ [35]	
Elektrolyse dezentral	800 - 1.500 - 2.200 €/kW	[12, 36, 37]
Strombedarf SMR	1,11 kWh/kgH ₂ [38]	
Erdgasbedarf SMR	45 kWh/kgH ₂ [38]	
Strombedarf Elektrolyse	47,6 kWh/kgH ₂ [29]	
Wasserbedarf Elektrolyse	10 l/kgH ₂ [29]	
Wärmeproduktion Hydrierung	9 kWh/kgH ₂ [29]	
Strombedarf Hydrierung	0,37 kWh/kgH ₂ [29]	
Strombedarf Verflüssigung	6,78 kWh/kgH ₂ [29]	
Strombedarf Verdichtung	3,42 kWh/kgH ₂	25 MPa
Strombedarf Verdichtung	4 kWh/kgH ₂	50 MPa
Modul Transport (Trailer)	Investitionskosten [29]	Kapazität [29]
Trailer gasf. 25 MPa	550.000 €	670 kg
Trailer gasf. 50 MPa	1.200.000 € [39]	1.100 kg [39]
Trailer H ₂ flüssig	860.000 €	4.300 kg
Trailer LOHC	150.000 €	1.800 kg
Modul Transport (Truck)	Werte [29]	Kapazität [29]
Truck	160.000 €	1 Trailer
Durchschnittsgeschwindigkeit	50 km/h	
Kosten Fahrer	35 €/h	
Dieserverbrauch	35 l/100km	
Modul Tankstelle	Werte [29]	
Strombedarf Verdampfung	0,6 kWh/kgH ₂	
Wärmebedarf Dehydrierung	9 kWh/kgH ₂	
Strombedarf Dehydrierung	0,37 kWh/kgH ₂	
Strombedarf LH ₂ -Pumpe	0,1 kWh/kgH ₂	
Strombedarf LOHC-Pumpe	0,1 kWh/kgH ₂	
Strombedarf Verdichtung	1,97 kWh/kgH ₂	
Roh-/Betriebsstoffart	Kosten [29]	
Strompreis (Netz)	0,15 €/kWh	
Strompreis (EE 2050)	0,06 €/kWh	
Wasserpreis	4 €/m ³	
Erdgaspreis	0,04 €/kWh	
Dieselpreis	1,2 €/l	
THG-Emissionen [CO₂-Äquivalent]	Werte	
Strom Netzmix Deutschland	535 ³ - 540 g/kWh [29, 40]	
Strom EE (Ausblick 2050)	0 g/kWh	
Diesel	319 - 331 g/kWh [11, 29]	
Erdgas	238 g/kWh [29]	
Zentrale SMR	7,05 kg/kgH ₂ [34, 41]	
Dezentrale SMR	7,6 kg/kgH ₂ [34, 41]	

Die jeweilige Anlagengröße und Leistungshöhe und damit verbundene Investitionskosten von beispielsweise Pumpen, Verdichtern, Hydrierungs-, Dehydrierungsanlagen, Verflüssigern und Verdampfern werden im Python-Modell von Fall zu Fall entsprechend berechnet. Im Modell

nicht berücksichtigt sind Grundstücks- und Erschließungskosten, inklusive den Vermessungs-, Genehmigungs-, Bau- und Planungskosten, sowie Steuern und Versicherungskosten und Kosten für Energieversorgungsanschlüsse.

Der Fall einer Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien soll einen Ausblick in das Jahr 2050 geben. Hierbei wird angenommen, dass in Deutschland der Wasserstoff eine deutlich höhere Marktdurchdringung im Mobilitätssektor hat als heute. Es wird ferner davon ausgegangen, dass es ein deutschlandweites H₂-Transmissions- und Distributions-Pipelinennetz gibt. Wasserstoff wird in großen zentralen Elektrolyseuren aus regenerativem Strom produziert und anschließend verteilt. In diesem Fall liegen die THG-Emissionen für die Produktion bei 0 g/kWh, da ausschließlich die laufenden Emissionen betrachtet werden. Produktions- und Entsorgungsemissionen werden nicht berücksichtigt. Alle anderen Berechnungen in dieser Versorgungskette, also Transport und Tankstelle, beziehen sich auf die heutigen Werte. Hierbei fallen, im Gegensatz zur Produktion auch THG-Emissionen an, da diese nicht mit EE-Strom versorgt werden.

4.5 Zentrale und dezentrale Produktion

Eine dezentrale Wasserstoffproduktion hat den Vorteil, dass der Wasserstofftransport und die damit verbundene Logistik und die entstehenden Transportkosten vermieden werden. Nachteile entstehen aber dadurch, dass aufgrund der geringeren Anlagengröße (da nur der vor Ort anfallende Bedarf gedeckt werden muss) höhere spezifische Wasserstoffkosten entstehen, da der Skaleneffekt geringer ist, als bei einer größeren zentralen Produktion. Zusätzlich erfordert eine Produktionsanlage vor Ort deutlich höhere Anlageninvestitionen und ein größeres Grundstück. Bei der Produktion vor Ort gelten außerdem andere Genehmigungsrichtlinien als bei einer Liefer-H₂-Tankstelle.

Grundsätzlich sind bei der Variante on-site-Produktion die Eigentums- und Betreiberrolle genau festzulegen, um die Zuständigkeiten bei Sicherheits- und Betriebsvorschriften zu klären. Hier ist zu berücksichtigen, dass ein Eisenbahnverkehrsunternehmen nicht unbedingt als Betreiber von Eisenbahninfrastrukturanlagen oder H₂-Produktions-Anlagen auftreten möchte. Aus technischer Sicht muss bei einer vor-Ort-Produktion eine andere Ressourcenversorgung stattfinden, da nicht der Wasserstoff selbst, sondern Ausgangsressourcen, wie beispielsweise Wasser und Erdgas, im Falle einer Dampfreformierung, angeliefert werden müssen. Außerdem ist, insbesondere bei der dezentralen Elektrolyse, für einen ausreichend dimensionierten Stromanschluss zu sorgen und der lokale Strompreis zu beachten. Je nach Transportentfernung oder täglicher Bedarfsmenge kann eine dezentrale Erzeugungsanlage mehr oder weniger sinnvoll sein. Auch zukünftige Entwicklungen und eventuelle Kostenreduktionen der Produktionsanlagen können die Ergebnisse beeinflussen.

² Inklusive erster Umwandlung und Pipelinetransmissionskosten nach Bayern.

³ Vorläufiger Wert für 2015.

4.6 Betriebliche Bedingungen

Es gibt drei Möglichkeiten, den Zugbetrieb im Modell zu berücksichtigen:

- a) Die Lieferung und der Betrieb werden inklusive der H_2 -Bedarfsmenge, Lieferzeiten, Fahrzeugtaktung und Fahrleistungen exakt analysiert;
- b) Die Lieferung der täglichen H_2 -Bedarfsmenge wird ohne Berücksichtigung des Betriebes und zeitlicher Parameter betrachtet;
- c) Es wird ein idealisierter Betrieb angenommen, bei dem eine Belieferung so ausgelegt wird, dass eine kontinuierliche Betankung möglich ist.

Im Rahmen dieses Projekts wurde die dritte Möglichkeit betrachtet. Eine genaue Analyse des Zugbetriebes und der Fahrzeugtaktung mit Anpassungen, die im Rahmen einer Umstellung auf Wasserstoffbetrieb hätten gemacht werden müssen, hätte den Umfang des Projekts überschritten. Wenn die Tankstelle und die zugehörige H_2 -Versorgungskette ausschließlich auf den Tagesbedarf ausgelegt werden, fällt bei einer genaueren Betrachtung auf, dass eine solche Untersuchung nicht zu einer fundierten Entscheidung führen würde, ob eine Umstellung auf einen H_2 -Betrieb möglich ist. Überprüft werden würde in diesem Fall nur, wie viele Lieferungen am Tag nötig wären, um den Tagesbedarf zu decken. Die Leistung aller Komponenten wie Pumpen und Verdichter wäre auf einen gleichbleibenden 24 h Betrieb ausgelegt. Wenn man aber beispielsweise von einem H_2 -Tagesbedarf von 3.550 kg ausgeht und einer gasförmigen Belieferung mit einem Druckniveau von 25 MPa, ergibt sich ein Bedarf von sieben Tageslieferungen. Schlüsselt man nun die Belieferung halbstündlich auf, zeigt sich, dass bei einer angenommenen Transportentfernung von Quelle zur Senke von 100 km und einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 50 km/h, ein einzelner Truck nicht ausreicht, um genügend Wasserstoff an die Tankstelle zu liefern. Auch ein kontinuierlicher Tankbetrieb kann bei 180 kg pro Fahrzeugtank nicht gewährleistet werden. Bis der Truck mit einem an der Quelle befüllten Trailer erneut bei der Tankstelle ankommt, ist der vorige Trailer bereits leer und kein weiteres Fahrzeug konnte betankt werden. Wenn die 22 Fahrzeuge, die pro Tag im Streckennetz der BOB im Umlauf sind, einmal pro Tag betankt werden sollen, ist die Versorgung mit diesem Ansatz nicht zu realisieren.

Dieser Fall wird in Abbildung 17 dargestellt. Die gelben Balken zeigen die Hin- und Rückfahrt des LKW von der Quelle zur Tankstelle. Dafür benötigt er je eine Stunde. In der Zeile „Entladung“ wird gezeigt, wie viel H_2 aus dem Trailer in das Fahrzeug getankt werden kann. Bei einem 500 kg Trailer können nur 2 Fahrzeuge mit je 180 kg voll betankt werden. Ein drittes Fahrzeug muss eventuell warten, bis der Truck den zweiten Trailer anliefert, da nur noch ein Rest von 140 kg im Trailer verbleibt. Zusätzlich sind bei dieser Variante keine Be- und Entladezeiten für die Trailer berücksichtigt und der LKW ist 24 h pro Tag im Einsatz. Dies ist aufgrund von Wartungs- und Reparaturarbeiten, Fahrerwechseln und Pausenzeiten nicht realisierbar. Eine realistischere Betrachtung kann erst gemacht und anschließend im Modell berücksichtigt werden, wenn der Betrieb nicht tageweise, sondern beispielsweise stündlich oder halbstündlich aufgelöst betrachtet wird. Auch hier wird nicht der tatsächliche Fahrzeugumlauf der BOB berücksichtigt, trotzdem wird eine realistischere Analyse durchgeführt, durch die nicht realisierbare Versorgungsketten ausgeschlossen werden können.

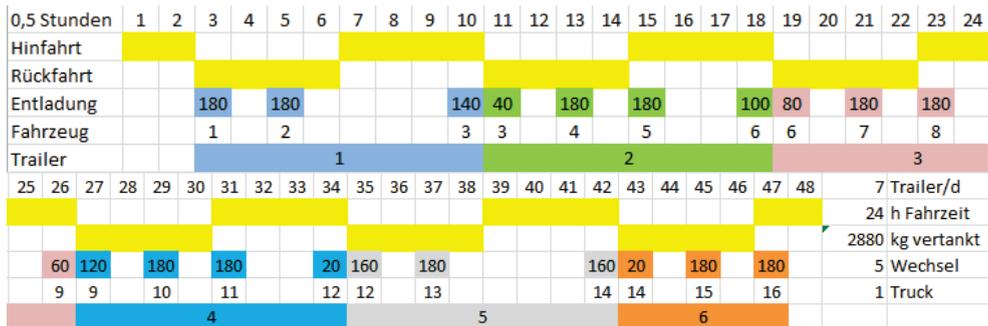


Abbildung 17: Belieferung und Tankvorgänge aufgelöst in 48 30 min-Intervalle, Belieferung erfolgt mit 25 MPa (500 kg) Trailern.

Aufgrund dieser Betrachtung wird in der Modellierung bei der Belieferung der Betrieb berücksichtigt, allerdings in idealisierter Form. Hierdurch soll das Modell dem realen Betrieb näherkommen und es soll geprüft werden, ob eine Versorgung unter den getroffenen Annahmen möglich ist. Folgende Anforderungen wurden an die Belieferung und Betankung gestellt:

- Pro Tag muss der Tagesbedarf geliefert und betankt werden können;
- Jedes der 22 Fahrzeuge muss einmal am Tag betankt werden können;
- Jedes Fahrzeug tankt pro Tankvorgang 180 kg H₂;
- Jeder Tankvorgang dauert eine Stunde (30 min Betankung und 30 min rangieren);
- Der Verdichter ist so ausgelegt, dass er den Zwischenspeicher in dieser Stunde wieder für den nächsten Tankvorgang auffüllt;
- Die Fahrzeuge müssen kontinuierlich über den Tag betankt werden können;
- Das Be- und Entladen der Trailer ist zeitlich zu berücksichtigen;
- Trucks können maximal 16 Stunden pro Tag fahren;
- Die Transportentfernung von Quelle zur Senke ist bei der Lieferdauer zu berücksichtigen.

Wenn im Vergleich zur Belieferung mit 25 MPa und 500 kg pro Trailer eine Anlieferung mit einem Druckniveau von 50 MPa und einer Kapazität von 1.000 kg pro Trailer betrachtet wird, ergibt sich der in Abbildung 18 dargestellte Ablauf.

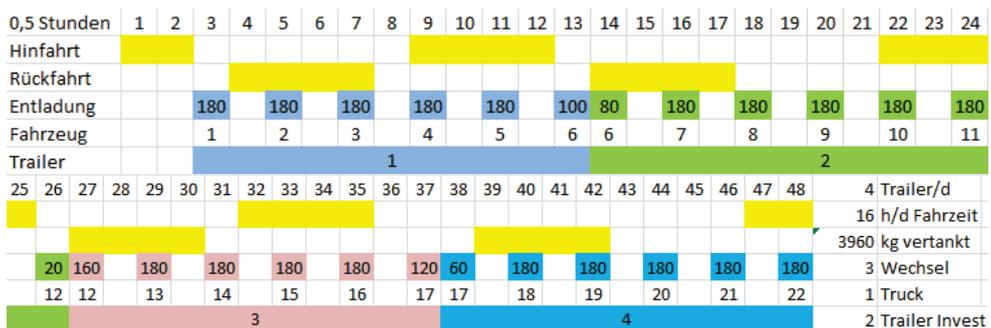


Abbildung 18: Belieferung und Tankvorgänge aufgeschlüsselt aufgelöst in 48 30 min-Intervalle, Belieferung mit 50 MPa (1.000 kg) Trailern.

Bei dieser Variante ist zu erkennen, dass alle 22 Fahrzeuge nacheinander betankt werden und der Tagesbedarf gedeckt werden kann. Außerdem sind Be- und Entladezeiten berücksichtigt und der LKW hat eine reine Fahrzeit von 16 h pro Tag. Auch hier wird zunächst vereinfacht von einer Entfernung von der Quelle bis zur Senke von 100 km ausgegangen.

Wenn stattdessen eine Entfernung von 200 km angenommen wird, hat dies bei gleichbleibender Durchschnittsgeschwindigkeit von 50 km/h Fahrzeiten von 4 h pro Strecke zur Folge. Eine Belieferung wie in Variante 2 ist dann nicht mehr möglich. In diesem Fall muss ein zusätzlicher Truck parallel den Transport aufnehmen, um die gestellten Anforderungen zu erfüllen. In diesem Fall wird auch ein weiterer Trailer benötigt. Der Bedarf bleibt zwar gleich, aber durch zwei parallel fahrende Trucks, sind mehr Trailer im Umlauf, da diese zeitweise gleichzeitig auf der Transportstrecke sind. In Abbildung 19 ist zu sehen, dass mit dieser Konstellation alle Anforderungen erfüllt werden können.

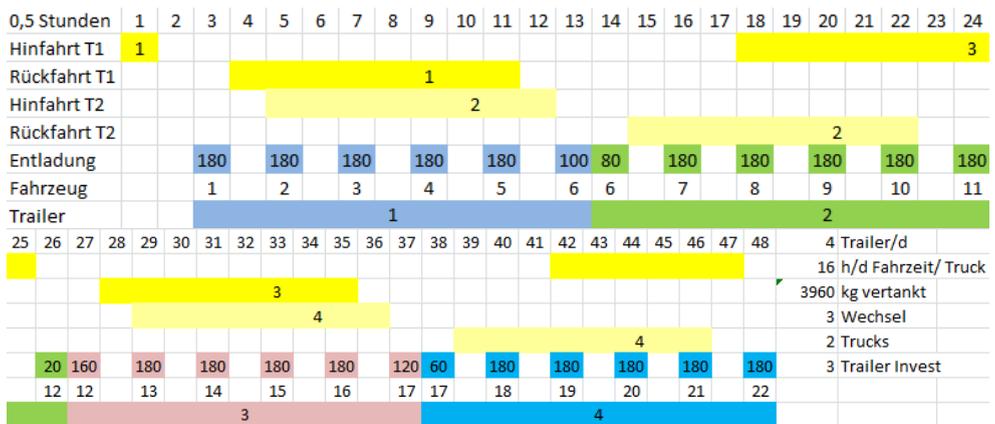


Abbildung 19: Belieferung und Tankvorgänge aufgeschlüsselt aufgelöst in 48 30 min-Intervalle, Belieferung mit 50 MPa und 1.000 kg Trailern und 2 Trucks.

Zur weiteren Analyse in dieser Arbeit, wird der beschriebene idealisierte Fahr- und Tankbetrieb unter den genannten Anforderungen angenommen. Der Zustand entspricht nicht dem wirklichen Zugumlaufplan, da die Fahrzeuge nicht in den angenommenen regelmäßigen Abständen zu Tankstelle kommen. Mit dieser Betrachtung ist aber gewährleistet, dass die Tankstelle realistisch beliefert werden kann und die Lieferfrequenz und -menge, sowie die Tankstellenkomponenten darauf ausgelegt sind, eine kontinuierliche Beladung zu ermöglichen.

4.7 Standortwahl und Akzeptanz in der Bevölkerung

Die Standortwahl hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zuallererst muss ein Grundstück in passender Lage und den Anforderungen entsprechend verfügbar sein. Folgende Faktoren müssen zwingend berücksichtigt werden:

- Verfügbares Grundstück an einer der Endhaltestationen des Streckennetzes;
- Schienenanbindung, um Fahrzeuge betanken zu können;
- Ausreichende Größe um alle Tankstellenkomponenten zu platzieren;

- Bei Anlieferung per LKW: Ausreichende Straßenanbindung, Rangiermöglichkeit und Abstellfläche für den Trailer als Speicher;
- Bei Anlieferung per Zug: Schienenanbindung, Rangiermöglichkeit und Abstellgleis für den H₂-Anhänger als Speicher; Möglichkeit die H₂-Lieferungen in den regulären Zugbetrieb einzubinden;
- Bei on-site-Produktion: Zusätzlicher Platz für die Produktionseinheit;
- Genehmigung zum Errichten einer H₂-Tankstelle.

Diese genannten Voraussetzungen müssen in jedem Fall erfüllt sein, um eine Tankstelle errichten zu können. Darüber hinaus können sich die verschiedenen Standorte in einigen Faktoren unterscheiden, die die Entscheidung beeinflussen. Hierzu zählen:

- Grundstückspreise;
- Transportentfernung zu geeigneten Wasserstoffquellen;
- Belieferungsmöglichkeiten (LKW, Zug oder beides möglich);
- Akzeptanz in der Bevölkerung;
- Lage im Streckennetz;
- Örtliche Besonderheiten.

Eine erste, grobe Möglichkeit der Standortbewertung ist das Erstellen einer Bewertungsmatrix. Zuerst wird die Gewichtung eines Kriteriums von 1 – 5 festgelegt, es wird also bewertet wie wichtig eine bestimmte Eigenschaft des Standortes für das Projekt ist. Danach wird die Erfüllung des Kriteriums für jeden Standort mit einem Faktor von 1 – 5 beurteilt. Anschließend werden beide Werte multipliziert. Je höher der Ergebniswert, umso besser ist der Standort geeignet. Durch diese Methode wird nur ein grober, je nach Auswahl der Kriterien und Gewichtung, teils subjektiver Wert ermittelt, welcher aber als erste Orientierung dienen kann. Eine erste beispielhafte Analyse nach diesem Schema ist in Tabelle 7 zu sehen. Es ist zu erkennen, dass alle Standorte in der Bewertung relativ nah beieinanderliegen und daher kein Standort im Vorfeld als untauglich aus der Betrachtung ausgeschlossen wird.

Im Folgenden wird kurz auf die Bewertungsmatrix in Tabelle 7 eingegangen. Kriterien, welche zwingend zu erfüllen sind, wie eine Schienenanbindung oder Endstation im BOB-Streckennetz werden nicht bewertet, da eine Vorauswahl getroffen wurde und diese Kriterien von allen ausgewählten Standorten erfüllt werden.

Tabelle 7: Standortbewertungsmatrix mit Bewertungskriterien, die nach Relevanz gewichtet und für jeden Standort über einen Erfüllungsfaktor (EF) bewertet werden; zwingende Kriterien für Standorte sind nicht Bestandteil dieser Matrix.

Kriterium	Gewichtung	München Hbf		Lenggries		Tegernsee		Bayrischzell	
		EF	Punkte	EF	Punkte	EF	Punkte	EF	Punkte
Grundstückspreis	2	1	2	2	4	2	4	2	4
Transport-entfernung	4	4	16	2	8	3	12	3	12
Lage im Streckennetz	3	4	12	3	9	3	9	3	9
Belieferung Zug	1	4	4	1	1	1	1	1	1
Platz für on-site-Produktion	2	1	2	3	6	3	6	4	8
Akzeptanz	3	4	12	4	12	4	12	4	12
Vorhandenes Grundstück	2	1	2	5	10	1	2	1	2
Gesamt			50		50		46		48

Als erstes Kriterium werden die **Grundstückspreise** genannt, welche mit 2 gewichtet werden, da sie eine Rolle spielen, aber nicht ausschlaggebend für die Entscheidung sein sollten. Bei

einer konkreten Projektdurchführung ist hier im Einzelnen genauer zu prüfen, ob und zu welchem Preis vor Ort ein geeignetes Grundstück erworben werden kann.

Beim nächsten Punkt, den **Transportentfernungen** von Quelle zur Senke, werden die Durchschnittsentfernungen zu allen Quellen berechnet und zugeordnet. In den Modellberechnungen werden alle Transportwege separat betrachtet. Für einen Überblick sind die Durchschnittswerte ausreichend, da auch zwischen den Quellen gewechselt werden kann. Die Standorte liegen durchschnittlich relativ nah beieinander, bis auf München, welches im Entfernungsfaktor am besten abschneidet. Die Entfernung wird mit 4 gewichtet, da sie sich direkt auf die H₂-Kosten und die Belieferungslogistik auswirkt. Die **Lage im Streckennetz** ist bei allen Bahnhöfen vergleichbar, da jeder einen Endpunkt im BOB Streckennetz darstellt. München Hbf hat aber einen Vorteil im Betrieb, da dieser Bahnhof häufiger angefahren wird, als die anderen. Dadurch könnten die Fahrzeuge häufiger betankt werden.

Alle Standorte verfügen zwar über eine Schienenanbindung, über die der Wasserstoff per **Zug angeliefert** werden kann. Bis auf München Hbf ist die Anbindung jedoch eingleisig und nach Angaben der BOB, aufgrund der engen Taktung keine H₂-Blieferung per Zug möglich. Die Gewichtung ist mit 1 gering gewählt, da eine Belieferung per LKW Stand der Technik ist und bei allen Standorten durchgeführt werden kann, was eine Zuzuglieferung nicht erforderlich macht.

Soll eine **on-site-Produktion** realisiert werden, steht nach einer ersten Betrachtung der Umgebung um München Hbf am wenigsten freies Gelände zur Verfügung. Bei den anderen Standorten sieht die Lage etwas besser aus. Hier sind bei einer konkreten Planung entsprechende Vermessungen durchzuführen. Aber auch hier ist die Gewichtung gering gewählt, da eine on-site-Produktion nicht zwingend notwendig ist. Die **Akzeptanz** für ein Wasserstofftankstellenprojekt an den einzelnen Standorten kann im Rahmen dieses Projekts nicht seriös beurteilt werden. Grundsätzlich ist die Einstellung der Bevölkerung gegenüber der H₂-Technologie aber positiv, wie später detaillierter beschrieben wird. Die Gewichtung liegt mit 3 im mittleren Bereich, da eine fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung eine Projektdurchführung erheblich behindern und zusätzlich Kosten verursachen kann. Ein Vorteil von Lenggries ist, dass sich dort bereits das BOB-Betriebswerk befindet, der Standort ist also bekannt und ein **Grundstück bereits vorhanden**. Insbesondere bei touristisch sehr attraktiven Regionen wie dem Bayerischen Oberland könnten technische Einrichtungen wie Speichersysteme oder verfahrenstechnische Anlagen zur Wasserstoffkonditionierung oder zur Wasserstofffreisetzung aus LOHC als störend empfunden werden. Ein Ziel bei der Projektumsetzung könnte demnach auch in der Minimierung der visuellen oder akustischen Wahrnehmbarkeit technischer Einrichtungen liegen. Dies kann sich auch in der Wahl des Wasserstoffversorgungspfades niederschlagen. Für eine diesbezügliche vergleichende Betrachtung müssten jedoch alle relevanten Anlagen im Bereich der Wasserstofftankstelle detailliert ausgelegt werden, was im Rahmen dieses Projekts nicht möglich war.

Es besteht auch die Möglichkeit, mehrere Tankstellen am Streckennetz der BOB zu errichten. Diese Möglichkeit wird im Rahmen der Modellberechnungen kurz betrachtet. Grundsätzlich ist aber von höheren Gesamtinvestitionen und Endkosten für den Wasserstoff frei Zapfpistole auszugehen, da der Skaleneffekt von großen Anlagen nicht genutzt werden kann. Alle Tankstellenkomponenten müssten in doppelter Ausführung gebaut und betrieben werden, was trotz geringerer Leistung pro Anlage die Investitionen erhöht. Auch die Transportkosten würden in diesem Fall höher sein, da zwei verschiedene Standorte von eventuell

verschiedenen H₂-Quellen angefahren werden müssten. Hierfür werden zusätzliche Fahrzeuge und außerdem ein weiteres Grundstück benötigt.

Um eine Akzeptanz für die Einführung eines wasserstoffbetriebenen Streckennetzes in der Bevölkerung zu sichern ist es notwendig, die Bürger frühzeitig einzubinden und zu informieren. Bei der Wasserstoffmobilität kommt hinzu, dass es sich um eine neue, für vielen Menschen unbekannte Technologie handelt und daher eine gewisse Skepsis auftreten könnte. Das Projekt „HyTrust – Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft“ hat Untersuchungen zum Thema Akzeptanz und Vertrauen in der Bevölkerung in Bezug auf die Einführung der H₂-Technologie im Mobilitätssektor gemacht. Hierzu wurden Umfragen und Einzelinterviews durchgeführt und ausgewertet. Das Projekt kommt zu dem Schluss, dass die Befragten der Wasserstofftechnologie grundsätzlich offen und positiv gegenüberstehen. In einer Umfrage gaben nur 3 % an, gegen die Einführung von Wasserstoffautos zu sein. Die Wasserstofftechnologie steht bei den befragten Menschen für eine nachhaltige saubere Energiequelle. Kritik kommt hingegen von einigen Umweltverbänden, die auf die energieintensive und auf fossilen Energieträgern beruhende Wasserstoffproduktion hinweisen. Hier sollte klar kommuniziert werden, dass das zukünftige Ziel eine H₂-Produktion mit regenerativ erzeugtem Strom ist. Je präsenter das Thema Wasserstoff wird, umso besser müssen die betroffenen Bürger mit verständlichen Informationen eingebunden werden, um die vorhandene positive Grundeinstellung zu bestätigen. Der Einsatz von Wasserstoff in LOHC-gebundener Form kann der Bevölkerung besonders gut vermittelt werden, da der Umgang mit flüssigen Energieträgern bestens bekannt und allgemein als sicher erachtet wird. Außerdem sind die heute favorisierten LOHC-Systeme nicht als Gefahrstoffe klassifiziert und daher besonders leicht der breiten Bevölkerung zu vermitteln.

4.8 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um eine Investition wirtschaftlich beurteilen zu können, muss eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden. Hierbei wird ermittelt, ob sich das Investitionsvorhaben für den Investor lohnt und wann sich das investierte Kapital refinanziert hat. Es gibt unterschiedliche Methoden zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit. Für die Beurteilung in diesem Projekt wird die Annuitätenmethode genutzt, die zu den dynamischen Verfahren zählt und zeitliche Unterschiede beim Anfall der Kosten und Erträge berücksichtigt. Hierbei werden die Anfangsinvestition sowie alle zukünftigen Kosten und Erträge über einen festgelegten Betrachtungszeitraum T und einen Kalkulationszinssatz i in periodisch konstante Zahlungen umgerechnet. Die anfallenden Kosten setzen sich aus den folgenden drei Kostenarten zusammen:

- Investitionskosten (CAPEX): Diese umfassen alle Anfangs- und Ersatzinvestitionen, also Anschaffungskosten für Anlagen, Bau- und Planungskosten, sowie weitere Dienstleistungen;
- Betriebskosten (OPEX fix): Diese umfassen Kosten, die im Betrieb der Anlage unabhängig von der Menge der „produzierten“ Einheiten anfallen. Dazu zählen beispielsweise Wartungs- und Instandhaltungskosten.
- Bedarfskosten (OPEX var): Diese umfassen Kosten, die in Anhängigkeit der „produzierten“ Einheiten anfallen. Beispiele sind Strom- und andere Rohstoffkosten.

- Sonstige Kosten: Diese umfassen unvorhersehbare Kosten oder Versicherungskosten
Diese wurden in diesem Projekt nicht berücksichtigt.

Die Investitionskosten werden mit dem Annuitätenfaktor multipliziert und anschließend mit den anderen Kostenarten addiert. So ergibt sich die jährliche Gesamtannuität der Kosten. Der Zinsfaktor q ergibt sich aus $1+i$.

$$ANF = \frac{q^T \cdot (q - 1)}{q^T - 1} = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}}$$

Anlagenkosten verhalten sich mit zunehmender Leistungshöhe nicht linear. Um hier realistische Kosten für Anlagenkomponenten, ausgehend von Literaturwerten, richtig zu dimensionieren, wird die folgende Formel angewendet:

$$Invest_{Total} = Invest_{Base} \cdot \left(\frac{capacity}{Invest_{compare}} \right)^{Invest_{Scale}}$$

Hierbei werden „Invest_{Base}“, „Invest_{Compare}“ und „Invest_{Scale}“ der Literatur entnommen. „capacity“ ist die tatsächlich benötigte Anlagengröße beziehungsweise Leistungshöhe, die mit folgender Formel berechnet wird:

$$capacity = capacity_{nominal} \cdot f_{cap} \cdot f_{prod}$$

„capacity_{nominal}“ gibt den eigentlichen Bedarf an, „f_{prod}“ ist ein Faktor um Verluste im Prozess zu berücksichtigen und „f_{cap}“ ist ein Faktor, der einen nicht kontinuierlichen Anlagenbetrieb ausgleichen soll. Wenn beispielsweise eine Anlage nur 50 % der gesamten 8.760 h im Jahr betrieben werden kann, muss die Leistung höher sein, um in der verbleibenden Zeit, ausreichend Arbeit zu verrichten.

In diesem Bericht soll die Investition nicht für sich betrachtet werden, sondern im Vergleich zum bestehenden, dieselbetriebenen Schienenverkehr. Hierzu wird die Gesamtannuität auf das einzelne Kilogramm Wasserstoff umgelegt, um einen Preis frei Zapfpistole zu erhalten. Dieser kann wiederum mit Verbrauchswerten auf den gefahrenen Streckenkilometer umgerechnet und so mit aktuellen Dieselpreisen verglichen werden. Zusätzlich kann der aktuelle Dieselpreis als Zielwert für Wasserstoff betrachtet werden, um zu ermitteln, welche Kostenreduktion notwendig ist, um mit Dieseldieselkraftstoff konkurrenzfähig zu sein.

Die **Transportkosten** werden so berechnet, dass eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den vollständigen Transportprozess durchgeführt wird. Hierzu zählen die Investitionskosten für Trucks und Trailer, sowie die Bedarfskosten für Kraftstoff und Fahrer und die Instandhaltungskosten. Bei der Anzahl der Trucks wird der oben beschriebene idealisierte Betrieb angenommen. Denn wie beschrieben, ist unter realistischen Annahmen nicht ausschließlich der tägliche H₂-Bedarf und die damit verbundene Anzahl an Trailern, nach der jeweiligen Kapazität, zu beachten. Das bedeutet, dass je nach Entfernung und daraus folgender Fahrzeit, zusätzliche Trucks und Trailer benötigt werden, um einen kontinuierlichen Betankungsvorgang gewährleisten zu können. Bei einer tatsächlichen Projektdurchführung würden diese Kosten in den Gesamtbeschaffungskosten des Wasserstoffes enthalten sein. Um aber die unterschiedlichen Prozesse vergleichen zu können, werden diese separat von den anderen Teilen berechnet und gehen anschließend in die End-H₂-Kosten ein.

4.9 Python-Modell

Das im Rahmen dieses Projekts erstellte Modell hat das Ziel, Kosten, Treibhausgas-Emissionen und Energiebilanzen für die verschiedenen Logistik-Pfade zu ermitteln und zu vergleichen. Hierbei sollen alle möglichen Kombinationen darstellbar und vergleichbar sein, wie schematisch in Abbildung 20 dargestellt. Grundsätzlich werden in dem Modell drei Teile unabhängig voneinander berechnet und anschließend in verschiedenen Kombinationen miteinander variiert, um die möglichen Pfade darzustellen.

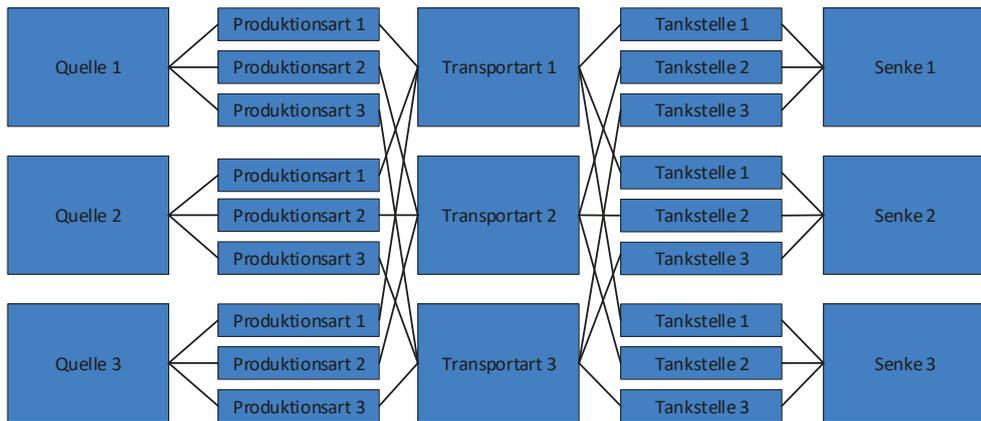


Abbildung 20: Schematische Darstellung des Python Modells.

Das Modell besteht aus dem Produktionsmodul, dem Transportmodul und dem Tankstellenmodul. Für jedes Modul gibt es mehrere Untermodule, die beispielsweise die unterschiedlichen Produktionsarten oder Tankstellentypen modellieren. Es kann nicht jedes Modul beliebig mit jedem anderen kombiniert werden. Wenn beispielsweise der Wasserstoff an der Produktionsanlage in LOHC gespeichert wird, kann er nur in einem LOHC-Trailer transportiert werden und an der Tankstelle muss eine entsprechende Dehydrierungsanlage vorhanden sein, um den Wasserstoff wieder in die Gasphase umzuwandeln. Bei der on-site-Produktion fällt die Betrachtung des Transportmoduls weg. Die Produktion wird, trotz gleichem Standort mit der Tankstelle, separat betrachtet, um einen besseren Vergleich zu den anderen Pfaden ziehen zu können. Alle Pfade werden für jede Quellen-Senken-Kombination betrachtet, da vorerst davon ausgegangen wird, dass jede Quelle den benötigten Tagesbedarf decken kann. Das Modell benötigt einige Input-Werte, grundsätzlich werden hierbei drei Input-Typen unterschieden:

- Literaturwerte: Diese Werte legen die grundsätzlichen Rahmenbedingungen der Berechnung fest. Hierzu zählen beispielsweise Kosten- und Emissionsdaten von bestimmten Technologien.
- Szenario-Werte: Diese Werte können verändert werden, um verschiedene Szenarien oder Projekte zu vergleichen. Der tägliche Wasserstoffbedarf oder Rohstoffpreise sind Beispiele hierfür.
- Quellen-Senken-Daten: Hier müssen alle Quellen und Senken mit den jeweiligen Transportentfernungen zueinander in einer Matrix angegeben werden.

Grundsätzlich können alle Eingabewerte verändert werden. Bei den im ersten Schritt festgelegten Literaturwerten macht eine Änderung aber nur Sinn, wenn überprüft werden soll, wie die Ergebnisse bei größeren Veränderungen variieren. Dies könnte erwünscht sein, wenn ein Szenario für das Jahr 2030 oder 2050 betrachtet werden soll und Investitionskosten und THG-Emissionswerte dementsprechend angepasst werden müssen. So kann das Modell zukünftig der Realität angepasst werden oder heute bereits mit prognostizierten Zielkosten bestimmter Technologien rechnen, um verschiedene Szenarien zu überprüfen. Für alle heutigen Szenario- und Varianten-Berechnungen können die gegebenen Literaturwerte beibehalten werden. Alle Input-Daten sind in einer Excel-Datei hinterlegt und können so einfach variiert werden.

Abbildung 21 gibt einen Überblick über den Ablauf des Python-Modells. Die Inputdaten werden in zwei Excel-Dateien übergeben, die von einem Python-Modul eingelesen werden. Anschließend verwenden die einzelnen Untermodule die Daten um die einzelnen Berechnungen durchzuführen. Im Anschluss werden alle Ergebniswerte der Einzelrechnungen an ein Gesamtmodul übergeben, zusammengeführt und im Rahmen der möglichen Versorgungspfade miteinander variiert. Die Ausgabe der Output-Werte erfolgt abschließend automatisiert in vergleichenden Diagrammen. Es werden sowohl die Einzelmodule, als auch das Gesamtergebnis dargestellt. So kann auf einen Blick ein Vergleich der verschiedenen Pfade und Quellen-Senken-Beziehungen gezogen werden. Für die THG-Emissionen werden die Ergebnisse analog dargestellt. Die Energiebilanz der einzelnen Prozessketten wird in einem Sankey-Diagramm gezeigt. Zusätzlich wird auch eine Sensitivitätsanalyse der wichtigsten Parameter durchgeführt. Diese gibt Angaben darüber, wie sensibel das Endergebnis auf die Variation bestimmter Eingangsparameter reagiert. Da alle Eingangsparameter sowie die Quell- und Zielorte und deren Entfernungen zueinander flexibel variiert werden können, kann das Modell zur Überprüfung von unterschiedlichen Dieselstrecken eingesetzt werden. Es ist somit nicht auf den hier betrachteten Anwendungsfall des BOB-Streckennetzes beschränkt.

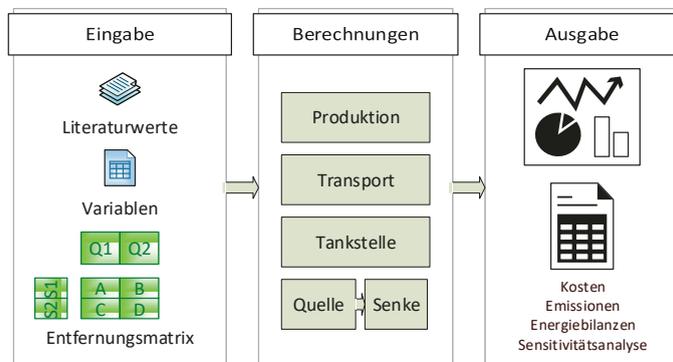


Abbildung 21: Input- und Output-Werte des Python Modells.

Wenn im Rahmen eines zukünftigen Projektes konkrete Anfragen zu H₂-Beschaffungs- oder Transport-/Lieferkosten gemacht werden, können diese auch genutzt werden, um Input-Literaturwerte oder getroffene Annahmen zu ersetzen. Dadurch kann das Modell an die Realität angepasst und aussagekräftiger gemacht werden.

4.10 Ergebnisse und Analyse

In diesem Projekt wurde mit dem beschriebenen Python-Modell am Beispiel der Strecken der Bayerischen Oberlandbahn eine Analyse des Wasserstoff-Betriebes im Vergleich zum bisherigen Dieselbetrieb durchgeführt. Die Ergebnisse werden in den folgenden Unterkapiteln dargestellt und diskutiert. Zunächst wird hier ein Referenzfall berechnet und detailliert analysiert. Anschließend werden drei verschiedene Varianten berechnet und vergleichend zum Referenzfall erläutert.

Der **Referenzfall** geht von folgenden Annahmen aus:

- Strom gemäß Netzmix (Deutschland);
- Wärmegutschrift für LOHC Hydrierwärme;
- THG-Gutschrift für LOHC Hydrierwärme;
- Vollständiger Ersatz aller Dieselfahrzeuge im BOB-Streckennetz;
 - Fahrleistung von 11.093 km/d, also 3.350 kg Wasserstoff pro Tag
 - Idealisierter Betrieb wie beschrieben;
- Alle Quellen können den Tagesbedarf decken;
- Die Versorgung soll über eine Tankstelle realisiert werden.

Variante 1 ist grundsätzlich wie der Referenzfall, jedoch nur mit einem 50 prozentigem Ersatz der Fahrzeugflotte, also mit dem halben H₂-Tagesbedarf des Referenzfalls.

Variante 2 ist wie der Referenzfall, allerdings gibt es hier keine Kosten- und THG-Gutschrift für die Hydrierwärme, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Wärme genutzt wird. Die Dehydrierwärme wird an der Tankstelle über Erdgas bereitgestellt.

Variante 3 ist wie Variante 2, allerdings mit dem Unterschied, dass die Dehydrierwärme über Strom (Netzmix Deutschland) bereitgestellt wird.

Grundsätzlich wird für jede Quelle jeder Versorgungspfad berechnet. Im Anschluss an die Analyse der Wirtschaftlichkeit, der THG-Emissionen und der Energiebilanzen wird eine **Sensitivitätsanalyse** durchgeführt, bei der überprüft wird, wie sensibel das Endergebnis bei einer Variation folgender Parameter reagiert:

- Gesamtkosten Produktion;
- Gesamtkosten Transport;
- Gesamtkosten Tankstelle;
- Stromkosten;
- Investitionskosten 50 MPa Trailer;
- Investitionskosten für Verdichter;
- SMR-Produktionskosten (zentrale Erzeugung).

4.10.1 Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse für den Referenzfall und die verschiedenen Varianten dargestellt. Die Berechnungen sind unterteilt in Produktions-, Transport- und Tankstellenkosten. Die Gesamtkosten der einzelnen Pfade für die verschiedenen Quellen-Senken-Kombinationen werden anschließend verglichen.

Referenzfall

In Abbildung 22 sind die einzelnen Produktionskosten der verschiedenen Pfade im Referenzfall dargestellt. Zusätzlich zur eigentlichen Produktion sind die Kosten für die erste Umwandlung des Wasserstoffs zur Vorbereitung auf den Transport enthalten. Im Falle des gasförmigen Transportes die Verdichtung, bei Transport von flüssigem oder in LOHC gebundenem Wasserstoff jeweils die Verflüssigung beziehungsweise die Hydrierung. Bei den dezentralen Produktionsverfahren ist die Verdichtung nicht enthalten, da diese den Tankstellenkosten zugeordnet werden. Die Werte beginnen von links mit den zentralen Dampfreformierungsverfahren mit unterschiedlichen Umwandlungs- und Transportvarianten. Es folgen die Varianten mit zentraler Elektrolyse heute und im Szenario 2050. Die letzten beiden Werte zeigen eine dezentrale Produktion per Elektrolyse und SMR am Ort der Tankstelle.

Es ist zu erkennen, dass eine zentrale Produktion mit Dampfreformierungsverfahren die geringsten Kosten verursacht. Vergleicht man die ersten beiden Werte, unterscheiden sich diese lediglich in der höheren Verdichtung im Falle eines 50 MPa Transportes, was die Kosten im Vergleich zur Verdichtung auf 25 MPa um 0,11 €/kgH₂ steigen lässt. Der dritte Wert, bei dem der Wasserstoff nach der Produktion zur LOHC-Hydrierung genutzt wird, hat mit 1,91 €/kg/H₂ die geringsten Kosten. Dies ist der Fall, da die Hydrierung weniger energieintensiv ist, als die Verdichtung in den ersten beiden Fällen. Ein großer Kostensprung ist beim Vergleich der ersten drei Werte mit dem vierten zu erkennen, bei dem nach der zentralen SMR der Wasserstoff verflüssigt wird. Die Verflüssigung ist so energieintensiv, dass es zu Produktionskosten von 5,11 €/kgH₂ führt, was mehr als das Doppelte der anderen zentralen SMR Varianten ist.

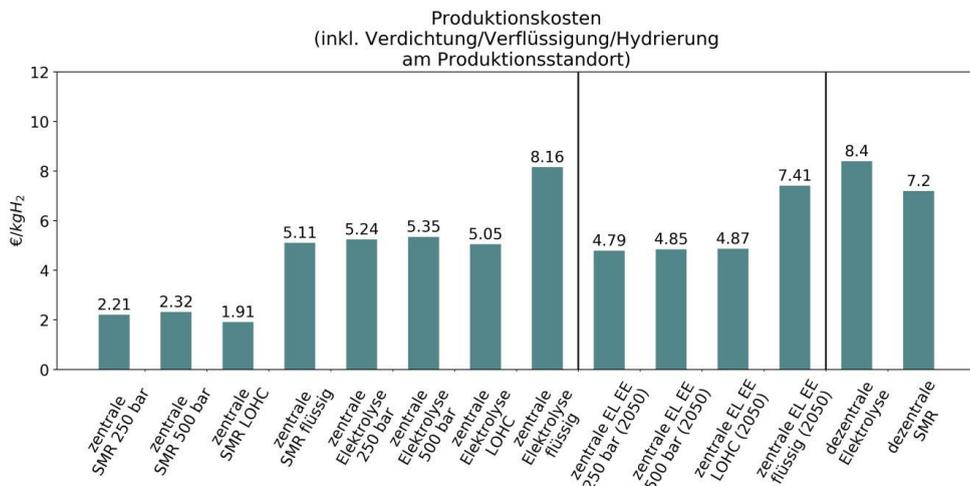


Abbildung 22: Produktionskosten inklusive Verdichtung/Verflüssigung/Hydrierung am Produktionsstandort (außer bei dezentralen Verfahren), eigene Darstellung aus Python-Modell.

Die Werte 5, 6, 7 und 8 sind Produktionskosten in einer zentralen Elektrolyseanlage, die mit Netzstrom (Netzmix Deutschland) betrieben wird. Die Unterschiede, der Produktionskosten zueinander sind analog zu den Werten 1 – 4, allerdings auf einem Niveau, welches über 5 €/kgH₂ (bei Verflüssigung über 8 €/kgH₂) liegt, da eine Produktion per Elektrolyse deutlich

energieintensiver und dementsprechend mit höheren Kosten verbunden ist, als eine Produktion per Dampfreformierung. Bei den Werten 9, 10, 11 und 12 ist eine spezielle Annahme getroffen worden, um einen Ausblick auf eine Produktion mit erneuerbaren Energien zu geben. In diesen vier Varianten, wird von einem Produktionsmodell im Jahr 2050 ausgegangen. In diesem Modell wird der Wasserstoff per zentraler Elektrolyse mit regenerativem Überschussstrom produziert, was die THG-Bilanz deutlich verbessert. Enthalten in den hier dargestellten Kosten sind die zentrale Produktion per Elektrolyse mit EE-Strom, eine erste Verdichtung und der Transport in einer Transmissions-Pipeline nach Bayern mit Kostendaten für das Jahr 2050. Ab diesem Punkt wird die Prozesskette mit heutigen Kostendaten für die Verdichtung/Konditionierung an der regionalen Verteilstation in Bayern fortgeführt. Trotzdem ist bereits bei der Produktion eine Kostensenkung um 0,45 - 0,5 €/kgH₂, beim LH₂-Pfad sogar um 0,75 €/kgH₂ zu erkennen. Die Werte 13 und 14 stellen die dezentralen Produktionsverfahren dar. Die Produktionskosten der dezentralen Elektrolyse belaufen sich auf 8,4 €/kgH₂ und die der dezentralen SMR auf 7,20 €/kgH₂. Dieser Werte sind höher, als bei der zentralen Produktion, da wie bereits beschrieben, eine kleinere Anlage, die nur den Tagesbedarf der Tankstelle decken muss, höhere spezifische Wasserstoffproduktionskosten hat, als eine große zentrale Produktion, bei der deutlich größere Mengen produziert werden. Der nächste Schritt in der Prozesskette ist der Transport des Wasserstoffs von der Quelle zur Senke. Ausgegangen wird hierbei von der oben beschriebenen Entfernungsmatrix. In Abbildung 23 sind die Transportkosten je nach Transportart über die Distanz dargestellt.

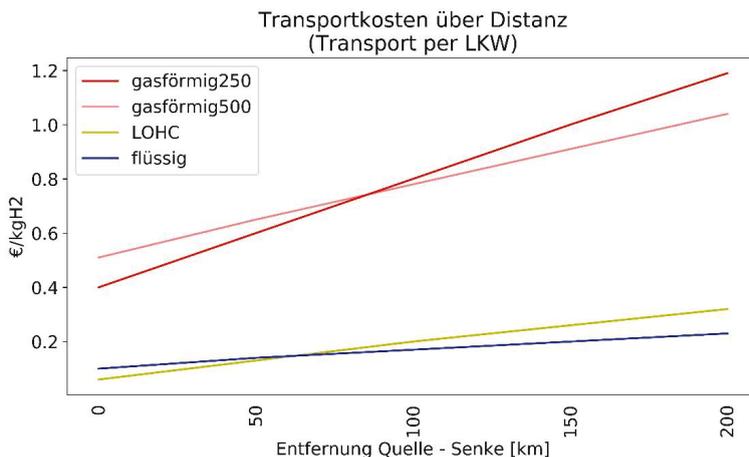


Abbildung 23: Transportkosten pro kg/H₂ über die Distanz nach Transportart, eigene Darstellung aus Python-Modell.

Bei km 0 betragen die Kosten ausschließlich die Höhe der Investitionen für die benötigten Trucks und Trailer. Mit zunehmender Entfernung steigen die Kraftstoff- und Fahrerkosten, sowie die, nach den idealisierten Betriebsannahmen notwendigen zusätzlichen Trucks. Wenn zuerst der gasförmige Transport betrachtet wird fällt auf, dass zunächst die 25 MPa Variante kostengünstiger ist, als die 50 MPa Variante. Das liegt an den geringeren Investitionskosten der Trailer. Mit zunehmender Entfernung besteht Bedarf an zusätzlichen Fahrzeugen, die eine kontinuierliche Lieferung garantieren. Da die Kapazität der 25 MPa Trailer deutlich geringer ist, wird ab ca. 80 km die Entfernung erreicht, an dem die Variante mit 50 MPa Trailern die

günstigere Alternative ist. Je größer die Transportentfernung, umso deutlicher wird der Unterschied der beiden Varianten. Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn man den Transport per LOHC und Flüssig-H₂ betrachtet. Zunächst ist aufgrund der Investitionskosten der LOHC-Trailer geringfügig günstiger als der Flüssig-Trailer. Mit steigender Entfernung wird der Flüssig-H₂-Trailer zur günstigeren Alternative. Da er mit einer Kapazität von ca. 4.000 kgH₂ pro Trailer, die benötigte Tagesmenge in einer einzigen Lieferung transportieren kann, gibt es kaum Kostensteigerungen, da keine zusätzlichen Trucks oder Trailer angeschafft werden müssen. Es steigen somit ausschließlich die Treibstoff- und Fahrerkosten. Auch bei dem LOHC-Trailer ist die Kostensteigerung aufgrund der höheren Kapazität, im Vergleich zum gasförmigen Transport, deutlich geringer, wenn auch etwas höher, als beim Flüssig-H₂-Transport.

Als dritter Teil der Modellberechnungen werden in Abbildung 24 die Tankstellenkosten der jeweiligen Prozessketten dargestellt.

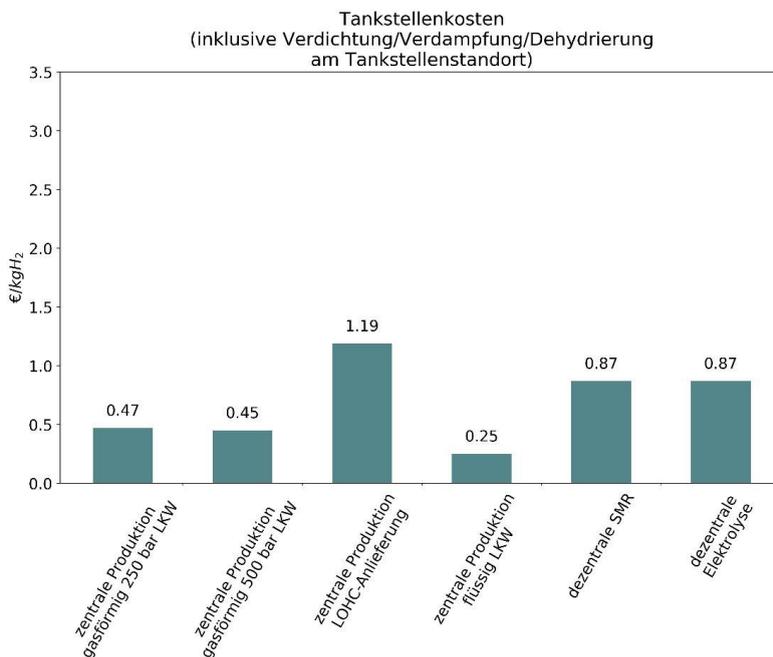


Abbildung 24: Tankstellenkosten inklusive Verdichtung/Verdampfung/Dehydrierung am Tankstellenstandort, eigene Darstellung aus Python-Modell.

Zunächst fällt auf, dass es deutlich weniger Varianten als bei der Produktion gibt. Das liegt daran, dass lediglich der Anlieferungszustand des Wasserstoffs, nicht die Produktionsart eine Rolle spielt. Er wird also entweder gasförmig auf 25 MPa oder 50 MPa verdichtet, in LOHC gebunden oder verflüssigt angeliefert. Als weitere Alternative gibt es Tankstellen für die dezentrale Produktion. Analog zu den Produktionskosten ist auch in diesen Kosten der Umwandlungsschritt am Tankstellenstandort enthalten. Das bedeutet bei der gasförmigen Anlieferung eine Verdichtung auf Tankniveau und bei LOHC und flüssiger Anlieferung jeweils entweder die Dehydrierung, beziehungsweise Verdampfung des Wasserstoffs. Bei der dezentralen Produktion sind ebenfalls die Verdichtungskosten enthalten. In den Tankstellenkosten sind folgende Posten enthalten:

- Umwandlungsanlagen (Dehydrierer / Verdampfer);
- LOHC-Pumpe/ Kryopumpe;
- Verdichter;
- Peripherie (Rohre, Steuerungseinrichtung usw.);
- Dispenser;
- Kaskaden-Puffer-Speicher;
- Trailer vor Ort als Speicher;
- Wartung und Instandhaltung;
- Stromkosten.

Nicht enthalten sind folgende Kosten:

- Grundstückskosten;
- Planungs- und Versicherungskosten;
- Kosten für Energieversorgungsanschluss.

Bei der gasförmigen Anlieferung ergibt sich ein gegenläufiges Bild zu den Produktionskosten. Hier sind die Tankstellenkosten bei der 50 MPa Anlieferung (0,45 €/kgH₂) im Vergleich zur 25 MPa Anlieferung (0,47 €/kgH₂) etwas geringer. Das liegt daran, dass bei einer 50 MPa Anlieferung das Druckniveau der Anlieferung in größerem Maße genutzt werden kann, als bei der 25 MPa Anlieferung. Das führt zu geringeren Verdichtungskosten. Deutlich höhere Kosten fallen bei einer LOHC-Anlieferung an (1,19 €/kgH₂). Der Grund hierfür liegt darin, dass der Wasserstoff nach der Dehydrierung auf einem sehr geringen Druckniveau vorliegt (< 0,3 MPa) und so die gesamte Wasserstoffmenge auf das entsprechende Tankdruckniveau verdichtet werden muss. Es kann also nicht, wie bei der gasförmigen Anlieferung ein Teil des Anlieferungsdruckes zur Betankung genutzt werden. Zusätzlich wird Energie für die Dehydrierung und die LOHC-Pumpe benötigt. Die geringsten Kosten fallen bei der Anlieferung von Flüssig-H₂ an (0,25 €/kgH₂), da lediglich eine Kryopumpe, die das Druckniveau des Wasserstoffs erhöht und ein Verdampfer benötigt werden, welche beide nicht sehr energieintensiv sind. Die Tankstellenkosten bei dezentraler H₂-Erzeugung sind aus dem gleichen Grund wie bei der LOHC-Anlieferung im Vergleich eher hoch (0,87 €/kgH₂). Da es kein entsprechend hohes Anlieferungs-Druckniveau gibt, welches zur Betankung genutzt werden kann sind die Verdichtungskosten hoch. Die Kosten liegen aber dennoch unter den Kosten der LOHC-Tankstelle, da die Kosten für die Dehydrierung hier wegfallen.

Werden nun alle drei Prozessschritte zusammengeführt, ergibt sich ein Bild der Gesamtkosten, welches in Abbildung 25 bis Abbildung 28 dargestellt ist.

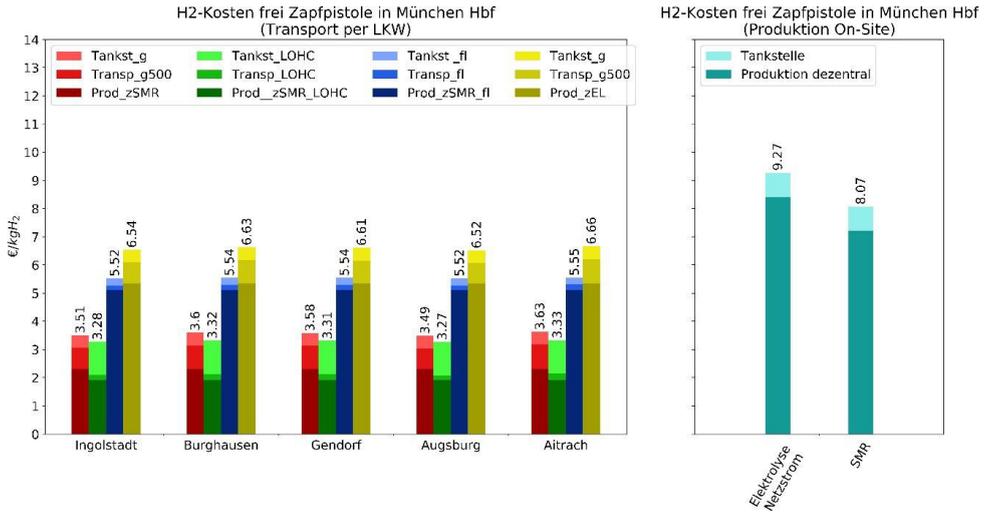


Abbildung 25: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in München Hbf, GH₂-Transport mit 50 MPa.

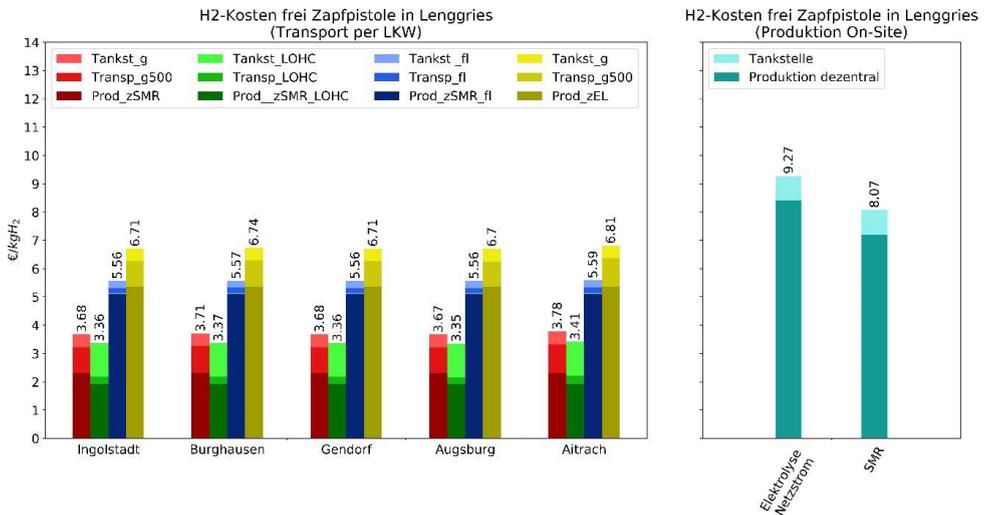


Abbildung 26: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in Lenggries, GH₂-Transport mit 50 MPa.

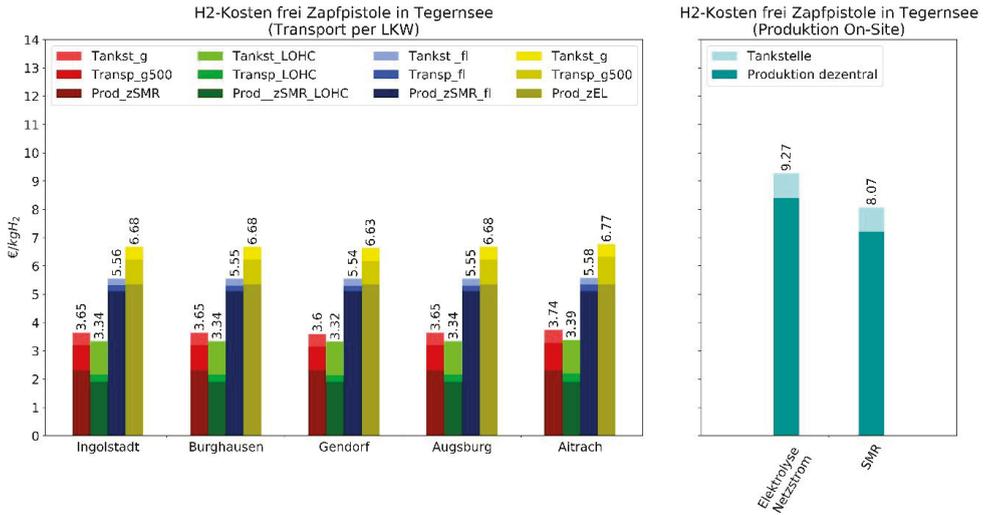


Abbildung 27: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in Tegernsee, GH₂-Transport mit 50 MPa.

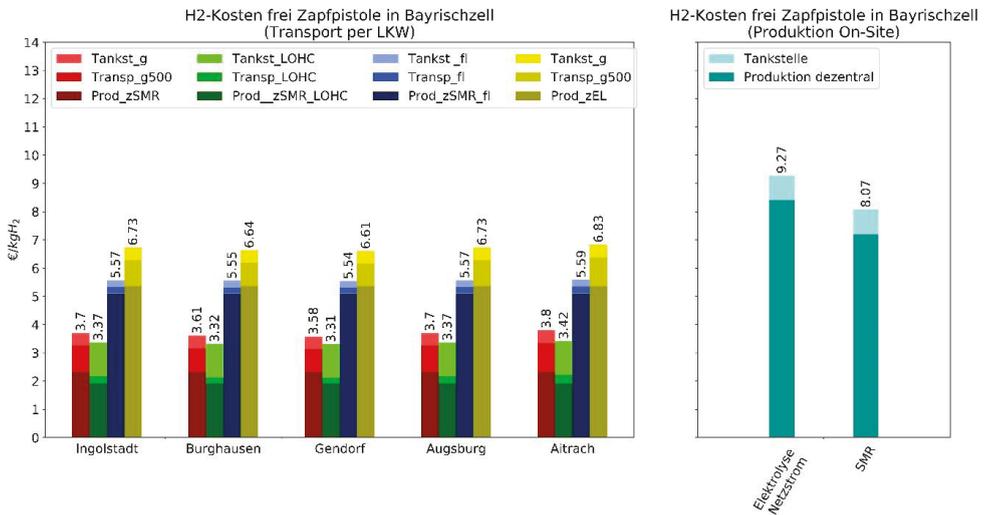


Abbildung 28: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in Bayrischzell, GH₂-Transport mit 50 MPa.

In den Abbildung 25 bis Abbildung 28 sind die Gesamtkosten pro kgH₂ frei Zapfpistole aufgeteilt in Produktions-, Transport-, und Tankstellenkosten zu sehen. Jedes Diagramm steht für eine Senke, also einen potentiellen Tankstellenstandort. Die Unterschiede der einzelnen Abbildungen bestehen also in den unterschiedlich hohen Transportkosten, basierend auf der Entfernung von Quelle zur Senke. Die drei jeweils linken Balken (rot, grün, blau) haben als Produktionsart die zentrale Dampfreformierung von Methan als Ausgangspunkt, da diese wie beschrieben, als kostengünstigste identifiziert werden konnte. Transport- und Tankstellenart variieren anschließend. Zum Vergleich gibt es den vierten Balken (gelb), welcher die Produktion per zentraler Elektrolyse mit gasförmigem Transport (50 MPa) darstellt. Im jeweils

rechten der beiden Diagramme sind zusätzlich die dezentralen Versorgungsvarianten dargestellt.

Die geringsten Gesamtkosten sind in dieser Berechnung mit den getroffenen Annahmen des Referenzfalles mit dem **LOHC-Versorgungspfad** zu erreichen. Die Kosten liegen im Durchschnitt über alle Quellen-Senken-Kombinationen ca. 0,31 €/kgH₂ unter denen eines gasförmigen Versorgungspfades. Die geringsten Gesamtkosten ergeben sich bei einem LOHC-Versorgungspfad von der Quelle Augsburg zur Senke München Hbf mit 3,27 €/kgH₂. Das war zu erwarten, da diese Kombination die geringste Transportentfernung zueinander hat. Die höchsten Gesamtkosten eines LOHC-Pfades hat dementsprechend die Kombination von Aitrach nach Bayrischzell, mit Endkosten von 3,42 €/kgH₂. Der geringe Unterschied von 0,15 €/kgH₂ zwischen den höchsten und niedrigsten LOHC-Versorgungskosten zeigt, dass der Transport bei dieser Variante nur einen kleinen Anteil an den Endkosten hat.

Bei einem **gasförmigen** Transport ist dieser Kostenanteil ca. doppelt so hoch, was sich in einem Kostenunterschied von 0,31 €/kgH₂ zwischen größter und geringster Entfernung bei gasförmigem Transport zeigt. Insgesamt liegt die Kostenspanne bei dieser Variante zwischen 3,49 – 3,80 €/kgH₂. Das sind ca. 9%, was gemessen an der Unsicherheit der Eingangsparameter, eine geringe Kostenspanne ist.

Wird nun der **Flüssig-H₂**-Pfad betrachtet, ist zu erkennen, dass deutlich höhere Endkosten zustande kommen. Diese sind auf die hohen Produktionskosten zurückzuführen, die wie bereits beschrieben, die sehr kostenintensive Verflüssigung enthalten. Die Transport- und Tankstellenkosten hingegen sind von allen Varianten die geringsten. Insgesamt bewegen sich die Endkosten dieses Pfades zwischen 5,52 – 5,59 €/kgH₂.

Die Kosten einer Versorgung durch **zentrale Elektrolyse** sind von den zentralen Versorgungsvarianten die höchsten. Durch die energieintensive Elektrolyse ergeben sich hohe Produktionskosten. Der anschließende Transport und die Tankstelle sind hier ebenfalls in der Variante gasförmig 50 MPa ausgeführt und dementsprechend analog zum ersten Balken (rot). Die Gesamtkosten liegen zwischen 6,52 und 6,82 €/kgH₂.

Es ist zu erkennen, dass die **dezentralen Versorgungsvarianten** mit Abstand die höchsten Endkosten verursachen. Sie liegen über 8 €/kgH₂ (SMR) beziehungsweise über 9 €/kgH₂ (Elektrolyse). Diese Kosten variieren aufgrund des fehlenden Transportteils nicht und sind an jedem Standort gleich.

Da der LOHC- und der GH₂-Pfad bei den Kosten so dicht beieinanderliegen, ist eine genaue Betrachtung der nachfolgenden Varianten und der Sensitivitätsanalyse sinnvoll, um hier im Falle einer konkreten Projektdurchführung die richtige Versorgungsvariante zu wählen.

Zum Vergleich ist in der folgenden Abbildung 29 für die Versorgung von Lenggries der GH₂-Pfad mit einem 25 MPa Transport, statt eines 50 MPa Transport dargestellt. In dieser Variante sind die bereits beschriebenen Gegebenheiten zu erkennen, dass die Produktionskosten aufgrund der geringeren Verdichtung etwas niedriger sind, als bei der 50 MPa Variante. Dafür sind die Transportkosten und die Tankstellenkosten höher. In diesem Fall liegen die Gesamtkosten der 25 MPa Variante bis zu 0,04 €/kgH₂ über denen der 50 MPa Variante. Wird der gleiche Fall für eine Lieferung nach München Hbf (Abbildung 30) betrachtet, ergibt sich jedoch ein anderes Bild.

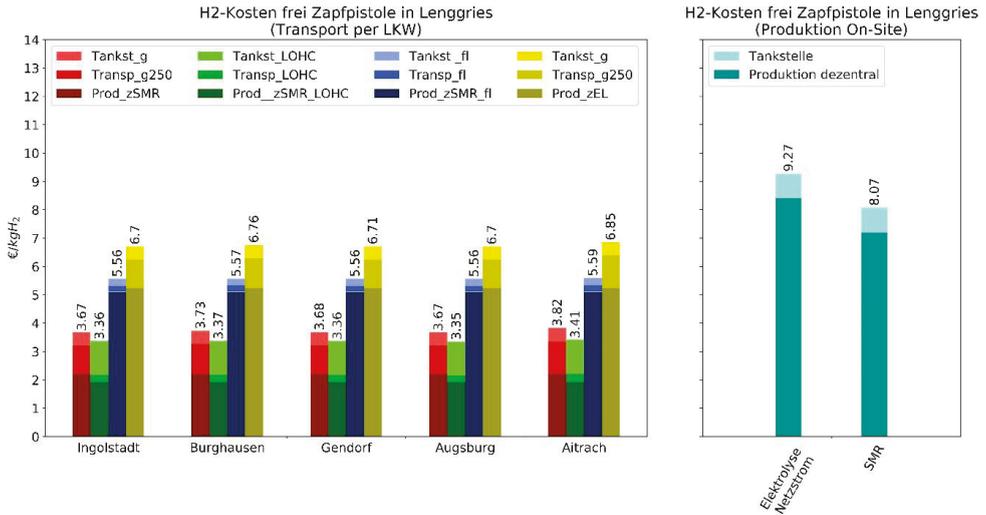


Abbildung 29: Gesamt-H2-Kosten frei Zapfpistole in Lenggries, GH₂-Transport mit 25 MPa.

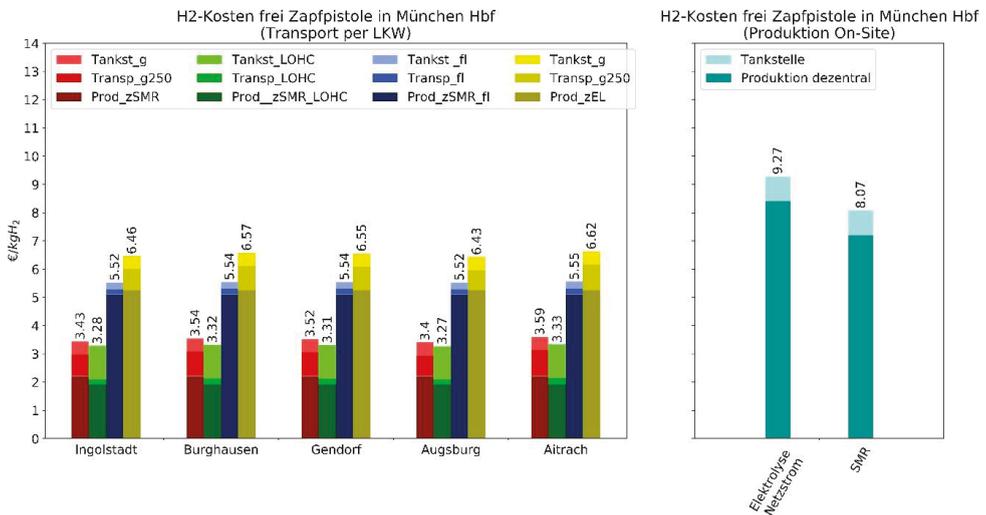


Abbildung 30: Gesamt-H2-Kosten frei Zapfpistole in München Hbf, GH₂-Transport mit 25 MPa.

Hier ist eine 25 MPa Variante günstiger, als der Transport mit 50 MPa. Im günstigsten Fall liegt diese Variante nur 0,13 €/kgH₂ über den Kosten des LOHC-Pfades, was im Rahmen der Parameterungenauigkeit (Input) als gleich anzusehen ist. Dieses Ergebnis resultiert aus den spezifischen Transportkosten, die bei kleinen Entfernungen für die 25 MPa Variante günstiger sind, als bei der 50 MPa Variante, da die Trailer deutlich geringere Investitionskosten haben. Bei Betrachtung der verschiedenen Versorgungspfade mit zentraler Elektrolyse als Produktionstechnologie, hier am Beispiel für Lenggries (Abbildung 31), ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der Produktion mit zentraler Dampfreformierung von Methan. Der LOHC-Pfad ist analog unter den getroffenen Annahmen die kostengünstigste Variante. Der

GH₂-Pfad hat geringfügig höhere Endkosten und die Flüssig-H₂-Variante ist mit Abstand die kostenintensivste.

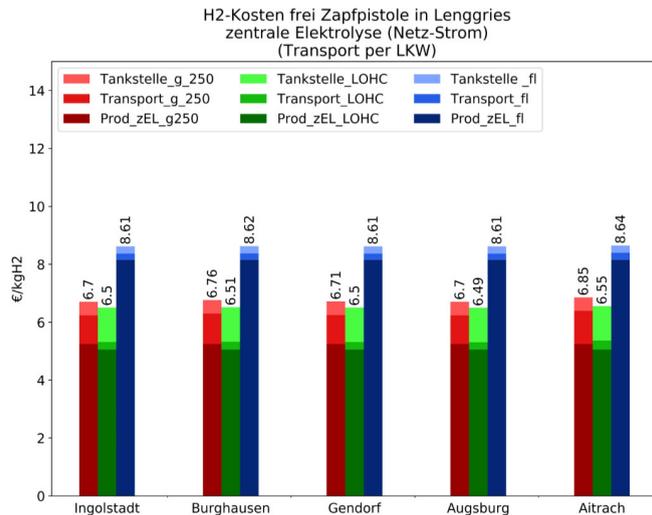


Abbildung 31: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in Lenggries, Produktion per zentraler Elektrolyse (Netzstrom), GH₂-Transport mit 25 MPa.

Wenn die gleiche Situation für den Standort München Hbf betrachtet wird (Abbildung 32), ist zu erkennen, dass die Kostenunterschiede zwischen GH₂- und LOHC-Pfad nur noch sehr gering sind.

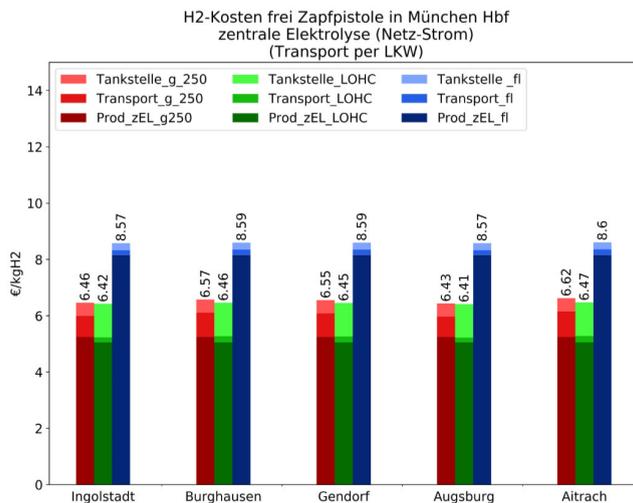


Abbildung 32: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in München Hbf, Produktion per zentraler Elektrolyse (Netzstrom), GH₂-Transport mit 25 MPa.

Das liegt an den Wasserstoffverlusten, durch Leckagen und Abdampfung, innerhalb der Prozessketten. Im LOHC-Pfad fallen höhere H₂-Verluste an (z.B. bei der

Wasserstoffreinigung), als im GH₂-Pfad.[24] Um also den gleichen Tagesbedarf an der Zapfpistole decken zu können, muss im Vergleich beim LOHC-Pfad mehr Wasserstoff produziert/beschafft werden, als beim GH₂-Pfad. Wenn die Produktionskosten je kgH₂ also steigen, wie bei der zentralen Elektrolyse im Vergleich zur zentralen SMR, nimmt der Endkostenunterschied ab und die GH₂-Gesamtkosten nähern sich den LOHC-Kosten an oder unterschreiten diese zum Teil.

Bei einer Betrachtung der Variante „Produktion per zentraler Elektrolyse mit regenerativem Überschussstrom“ aus einem Szenario für das Jahr 2050 ergibt sich das folgende Bild in Abbildung 33. Bei diesem Szenario ist der GH₂-Pfad für alle Standorte die kostengünstigste Variante, mit Kosten zwischen 5,98 – 6,17 €/kgH₂. Das folgt daraus, dass am Produktionsstandort für die Stromkosten ein Szenario-Wert für das Jahr 2050 von 0,06 €/kWh angenommen wird. Die im Verhältnis energieintensivere Verdichtung wird so im Vergleich zur kapitalintensiveren Hydrierung günstiger. Das ist außerdem daran zu erkennen, dass der Flüssig-H₂-Pfad mit der energieintensiven Verflüssigung im Verhältnis günstiger ausfällt, im Durchschnitt um 0,75 €/kgH₂. Die Transport- und Tankstellenkosten sind, wie bereits beschrieben, unverändert mit heutigen Werten berechnet worden. Auch mögliche Energieverbrauchs- oder Investitionskosten-Senkungen bis zum Jahr 2050 wurden nicht berücksichtigt, sondern mit heutigen Werten betrachtet. Sollte beispielsweise bei der, sich noch in der Entwicklung befindenden, LOHC-Technologie deutliche Kostenreduktionen im Vergleich zum GH₂-Pfad möglich sein, kann sich das Verhältnis zueinander entsprechend ändern.

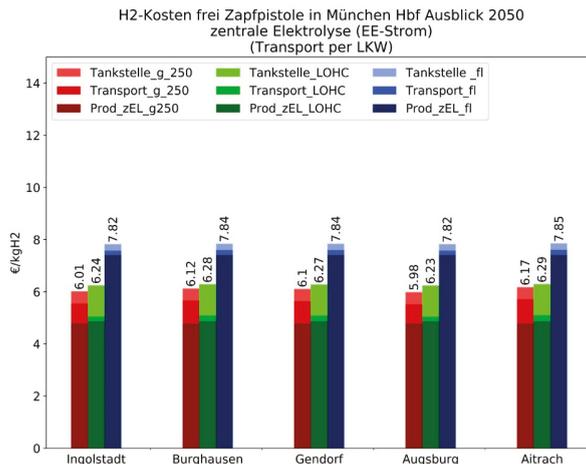


Abbildung 33: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole in München Hbf, Produktion per zentraler Elektrolyse (EE-Strom, Szenario 2050), GH₂-Transport mit 25 MPa.

Wenn nun die Gesamtkosten pro kgH₂ über die Distanz betrachtet werden, verhalten sich die einzelnen Pfade zueinander, wie in Abbildung 34 dargestellt.

Wie bereits in den vorigen Balkendiagrammen zu sehen, ergibt sich das Bild, dass der GH₂- und der LOHC-Pfad bei den Kosten recht nah beieinanderliegen. Darauf folgt der Flüssig-H₂-Pfad, mit höheren Gesamtkosten, aber über die Distanz kaum Kostensteigerung. Am kostenintensivsten sind die Pfade mit zentraler Elektrolyse. Diese beiden Pfade sind zu den

beiden GH₂-Pfad mit Produktion per zentraler SMR (rot), parallel um den Anteil der höheren Produktionskosten verschoben.

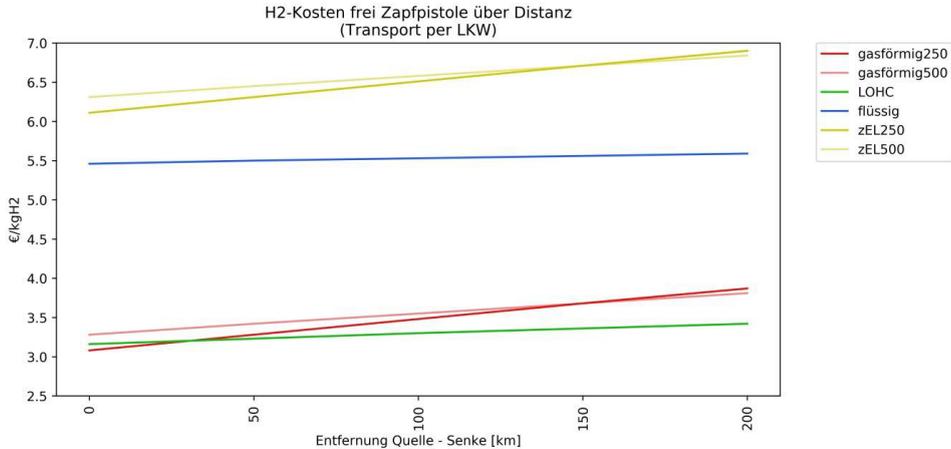


Abbildung 34: Gesamt-H₂-Kosten der verschiedenen Versorgungspfade über die Distanz, Produktion per zentraler SMR und zentraler Elektrolyse (zEL250/zEL500).

Ein genaueres Bild der GH₂-Pfade und des LOHC-Pfades, beide mit zentraler Produktion per SMR, ist in Abbildung 35 zu sehen. Bis zu einer Quellen-Senken-Entfernung von ca. 60 km ist die Variante GH₂ mit 25 MPa Transport am günstigsten. Ab diesem Punkt wird sie von dem LOHC-Pfad abgelöst. Der GH₂-Pfad mit 50 MPa Transport ist zu keinem Zeitpunkt die kostengünstigste Möglichkeit, wird ca. ab 150 km aber günstiger als die 25 MPa Alternative. Da beide GH₂-Pfade eine größere Kostensteigerung über die Distanz haben, nimmt der Abstand zum LOHC-Pfad mit zunehmender Distanz zu.

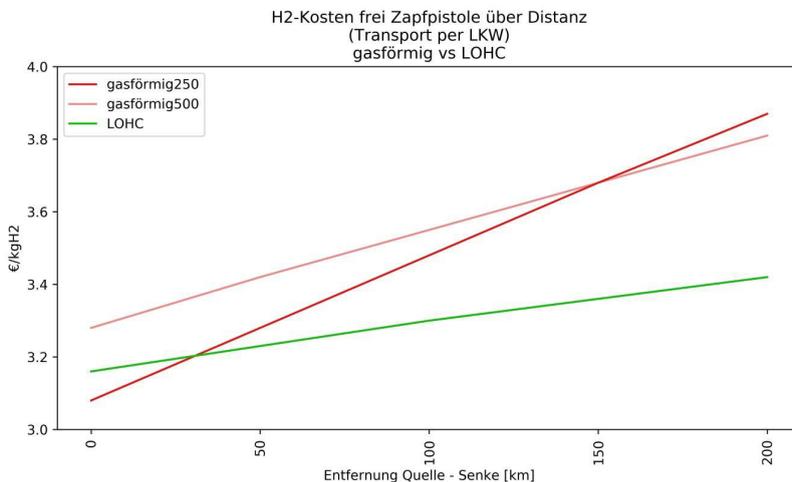


Abbildung 35: Gesamt-H₂-Kosten der Versorgungspfade (LOHC, GH₂ 25 MPa und GH₂ 50 MPa) über die Distanz, Produktion per zentraler SMR.

Variante 1 (Ersatz von 50 % der Fahrzeugflotte)

In der zweiten Berechnungsvariante des Python-Modells wurde im Unterschied zum Referenzfall nur von einem 50 prozentigem Tagesbedarf, also dem der Ersatz der Hälfte aller Dieselfahrzeuge, die auf dem Streckennetz der BOB eingesetzt werden, ausgegangen. Alle anderen Rahmenbedingungen sind zum Referenzfall identisch. Es werden in diesem Unterkapitel nun beispielhaft relevante Unterschiede zum Referenzfall dargestellt und erläutert.

Bei einem Blick auf die **Produktionskosten** fällt auf, dass diese über den Kosten des Referenzfalls liegen. Das liegt an den höheren spezifischen Kosten bei geringerer Produktionsmenge. Im Durchschnitt liegt die Kostensteigerung bei 0,06 €/kgH₂, mit Ausnahme des Flüssig-H₂-Pfades. Dieser liegt aufgrund der kapitalintensiven Verflüssigungsanlage 0,69 €/kgH₂ über dem Referenzfall.

Bei den **Transportkosten** über die Distanz ergibt sich ein ähnliches Bild, wie beim Referenzfall, mit der Ausnahme des Flüssig-H₂-Transportes. Da auch im Referenzfall ein einziger Trailer ausreichend ist, um den Tagesbedarf zu decken, kann diese Anzahl bei verminderter H₂-Menge nicht reduziert werden. Das hat zur Folge, dass die Transportkosten in Variante 1 auf 50 % der Tagesmenge des Referenzfalles umgelegt werden. Durch diesen Umstand ist im betrachteten Entfernungsbereich der LOHC-Transport durchgehend der kostengünstigste.

Die **Tankstellenkosten** in Variante 1 steigen im Durchschnitt um 0,2 €/kgH₂. Die höchste Kostensteigerung ist bei der Tankstelle für Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff mit 50 MPa zu verzeichnen (0,30 €/kgH₂) gefolgt von der LOHC-Tankstelle (0,21 €/kgH₂). Hierbei fällt auf, dass, im Gegensatz zum Referenzfall, die 50 MPa Tankstelle nun kostenintensiver ist, als die 25 MPa Alternative. Das liegt an den hohen Investitionskosten des 50 MPa-Trailers, der an der Tankstelle als Speicher verbleibt und so die Endkosten pro kg Wasserstoff dementsprechend deutlich erhöht.

Werden nun die **Gesamtkosten** in Abbildung 36 betrachtet, ist zu erkennen, dass es über alle Versorgungspfade hinweg eine Kostensteigerung pro kg Wasserstoff frei Zapfpistole gibt.

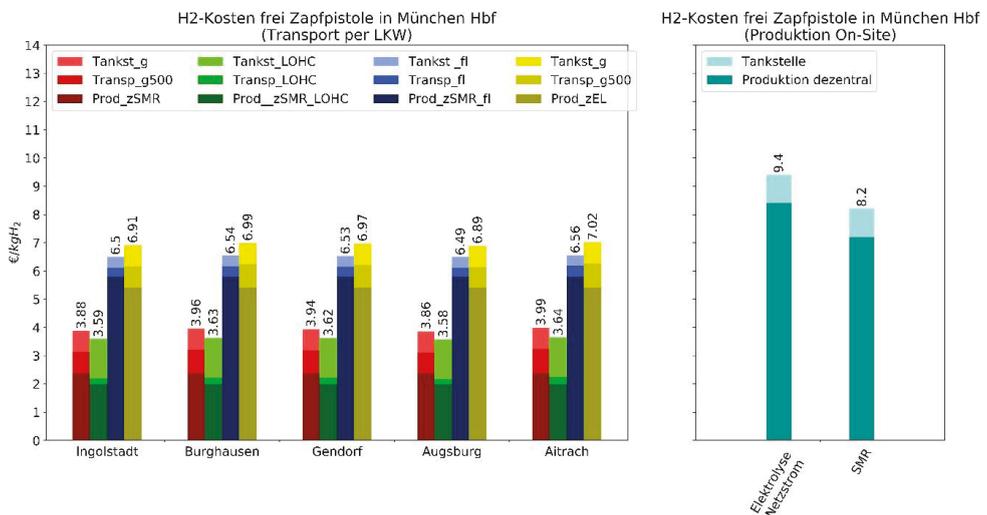


Abbildung 36: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole (Variante 1) in München Hbf, GH₂-Transport mit 50 MPa.

Die durchschnittliche Steigerung der Pfade mit zentraler Produktion liegt bei 0,5 €/kgH₂. Dabei fällt auf, dass der Abstand zwischen dem LOHC-Pfad und dem GH₂-Pfad größer geworden ist und im Durchschnitt bei 0,32 €/kgH₂ liegt. Beim Referenzfall lag der durchschnittliche Abstand noch bei 0,26 €/kgH₂. Der Flüssig-H₂-Pfad hat im Verhältnis höhere Endkosten und der Unterschied zum Pfad mit zentraler Elektrolyse ist geringer geworden. Die Kosten der dezentralen Versorgungsvarianten sind im Durchschnitt um 0,13 €/kgH₂ gestiegen.

Werden die Endkosten über die Distanz aufgetragen, ergibt sich das folgende Diagramm in Abbildung 37.

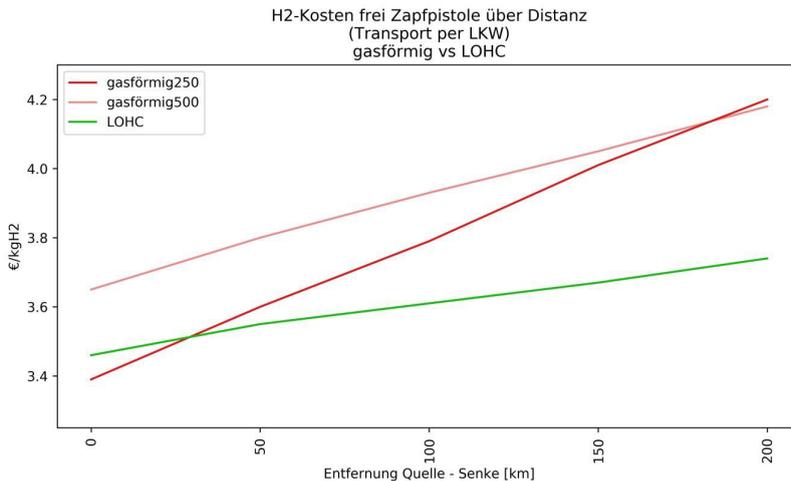


Abbildung 37: Gesamt-H₂-Kosten in Variante 1 für die Pfade GH₂ und LOHC, eigene Abbildung aus Python-Modell.

Variante 2 und Variante 3

In der Berechnung von **Variante 2** des Python-Modells, gibt es keine Gutschrift für die Hydrierwärme beim LOHC-Pfad. Alle restlichen Bedingungen sind analog zum Referenzfall, was bedeutet, dass sich ausschließlich die Kosten des LOHC-Pfades ändern. Fällt die Gutschrift weg, steigen die Pfadkosten um 0,36 €/kgH₂. Diese Kostensteigerung hat zur Folge, dass der GH₂-Pfad für die meisten Quellen-Senken-Kombinationen die kostengünstigste Alternative ist, wie in Abbildung 38 am Beispiel München Hbf zu sehen ist.

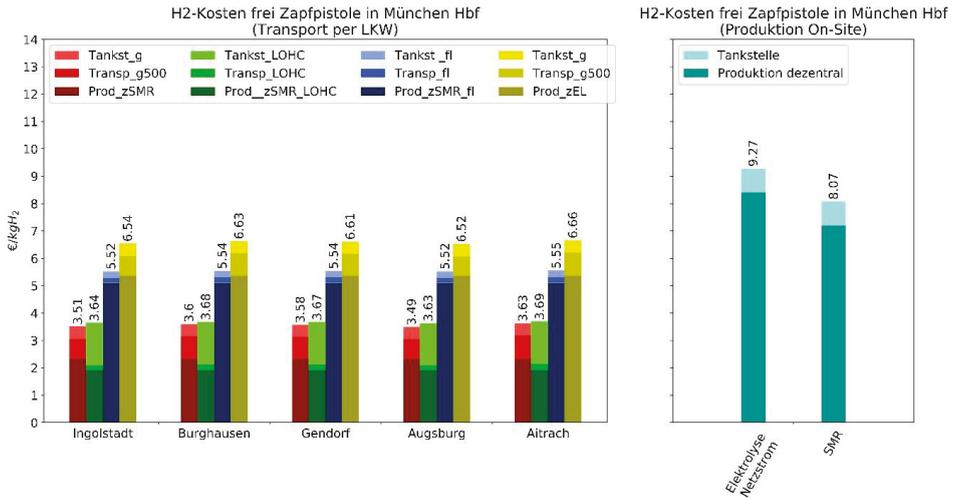


Abbildung 38: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole (Variante 2) in München Hbf, GH₂-Transport mit 50 MPa.

Die Gesamtkosten über die Distanz für Variante 2 sind in Abbildung 39 dargestellt. Für die betrachteten Entfernungen stellen die GH₂-Pfade, wie im vorigen Balkendiagramm beschrieben, die kostengünstigste Alternative dar. Für kleine Entfernungen bis ca. 150 km ist der Transport mit 25 MPa die günstigste Variante, ab 150 km wird ein Transport mit 50 MPa kostengünstiger.

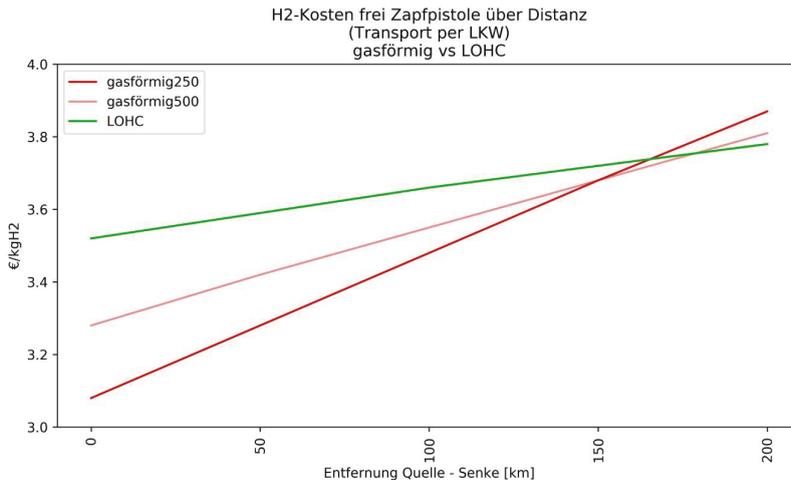


Abbildung 39: Gesamt-H₂-Kosten in Variante 2 für die Pfade GH₂ und LOHC.

Der LOHC-Pfad ist in dieser Betrachtung zwar der Pfad mit den höchsten Kosten, aber aufgrund der geringen Kostensteigerung über die Distanz, nähert er sich den beiden GH₂-Transportmethoden mit steigender Distanz an und liegt bei 200 km mit der 25 MPa Variante nahezu auf gleichem Kosten-Niveau. Bei größeren Entfernungen ist zu erkennen, dass eine LOHC-Versorgung selbst ohne Hydrierwärme-Gutschrift eine in den Kosten konkurrenzfähige Alternative sein wird.

Wird **Variante 3** betrachtet, bei der die Dehydrierwärme über Strom statt Erdgas bereitgestellt wird, steigen die Kosten um 0,99 €/kgH₂ gegenüber Variante 2 noch einmal an, was den LOHC-Pfad deutlich kostenintensiver als den GH₂-Pfad macht, wie in Abbildung 40 zu sehen ist. Das liegt an den durch die höheren Dehydrierkosten gestiegenen Tankstellenkosten, die auf 2,54 €/kgH₂ steigen.

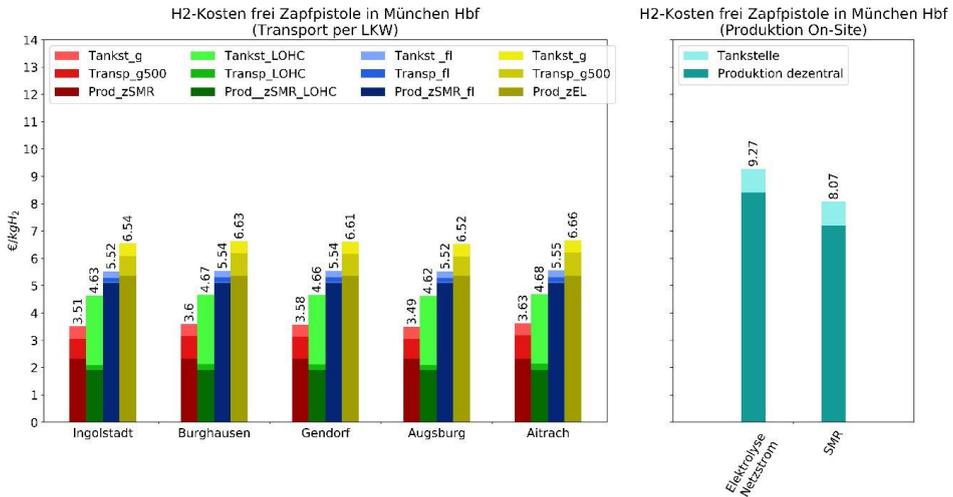


Abbildung 40: Gesamt-H₂-Kosten frei Zapfpistole (Variante 3) in München Hbf, GH₂-Transport mit 50 MPa, eigene Darstellung aus Python-Modell.

4.10.2 Analyse der Treibhausgas-Emissionen

In diesem Kapitel werden die Treibhausgasemissionen für die Versorgungspfade im Referenzfall und den verschiedenen Varianten dargestellt. Die Emissionen werden nach Produktion, Transport, Kompression und Konditionierung für den LOHC- und den LH₂-Pfad aufgeteilt. Sie werden in kgCO₂-Äq./kgH₂ und kgCO₂-Äq./km dargestellt, um einen direkten Vergleich zu einem dieselbetriebenen Fahrzeug zu ziehen.

Referenzfall

In Abbildung 41 sind die Treibhausgasemissionen am Beispiel der Belieferung von Ingolstadt nach München Hbf in kgCO₂-Äq./kgH₂ dargestellt. Aufgeteilt sind die Werte in Produktion, Transport, Kompression und die jeweiligen Umwandlungsschritte für den LOHC-beziehungsweise Flüssig-H₂-Pfad (Hydrierung/Dehydrierung und Verflüssigung bzw. Verdampfung). Von links beginnend, zeigen die ersten drei Balken eine Produktion mit zentraler SMR und jeweiligem Transport mit gasförmigem H₂ (50 MPa), per LOHC und Flüssigwasserstoff. Der vierte Balken zeigt die dezentrale Dampfreformierung und der fünfte Balken die dezentrale Elektrolyse. Die Emissionen der Produktion in den ersten drei Balken sind identisch (7,05 kgCO₂/kgH₂), da bei allen die zentrale Dampfreformierung zugrunde liegt. Die Emissionen bei einer dezentralen Produktion mit SMR liegen, aufgrund der geringeren Skalierung etwas darüber (7,6 kgCO₂/kgH₂). Auffallend über allen anderen Werten liegt die dezentrale Elektrolyse (25,14 kgCO₂/kgH₂), da diese energieintensiver als die anderen Verfahren ist und mit Netzstrom aus dem Strommix Deutschland betrieben wird. Wird anschließend bei den zentralen Produktionsvarianten der Transportanteil der Emissionen

betrachtet, ist er beim GH_2 -Pfad am höchsten ($0,27 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$) gefolgt vom LOHC-Pfad ($0,09 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$) und dem LH_2 -Pfad ($0,04 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$) mit den geringsten Transportemissionen. Diese Werte hängen direkt mit der Kapazität der Trailer und damit verbundenen Fahrt-Häufigkeit pro Tag zusammen. Je höher die Kapazität der Trailer, umso seltener muss zwischen Quelle und Senke gefahren werden und umso geringer sind die Emissionen. Bei den dezentralen Varianten fällt der Transportteil weg.

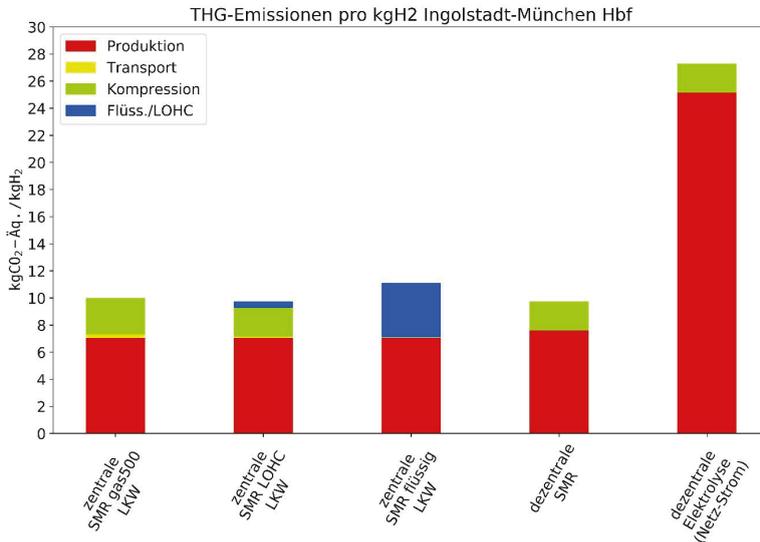


Abbildung 41: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro kgH₂, Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf.

Als nächster Wert ist der Kompressionsanteil der Emissionen dargestellt. Dieser ist beim GH_2 -Pfad am höchsten ($2,67 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$), da hier zwei Verdichtungen notwendig sind, eine am Produktionsstandort, um den Wasserstoff auf Transportdruck zu bringen und eine an der Tankstelle, um den H_2 auf Tankdruck-Niveau zu bringen. Beim Flüssig- H_2 -Pfad gibt es keine Verdichtung von gasförmigem Wasserstoff. Die Erreichung des Tankdruckniveaus wird durch die Krypumpe realisiert. Beim LOHC-Pfad und den beiden dezentralen Varianten ist der Verdichtungsanteil gleich groß ($2,14 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$), da jeweils einmal an der Tankstelle auf Tankdruckniveau verdichtet wird. Beim Flüssig- H_2 -Pfad und der LOHC-Versorgung kommen noch Emissionen für technologiespezifische Umwandlungsschritte hinzu. Beim LOHC sind das Hydrierung und Dehydrierung und Betrieb einer LOHC-Pumpe ($0,45 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$), beim Flüssig- H_2 die Verflüssigung, Verdampfung und der Betrieb einer Krypumpe. Hierbei ist zu erkennen, dass der Flüssig- H_2 -Pfad deutlich energieintensivere Umwandlungsschritte benötigt ($4 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$), die zu höheren Emissionen führen. Wie bereits erwähnt, wird im Referenzfall eine THG-Gutschrift für die Hydrierwärme berücksichtigt. Insgesamt liegen die ersten vier Varianten bei den Emissionen pro kg H_2 sehr dicht beieinander ($9,73 - 11,09 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$) und lediglich der Pfad mit dezentraler Elektrolyse hat deutlich höhere Emissionen aufzuweisen ($27,28 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$). Betrachtet man nun die THG-Emissionen umgerechnet auf einen Fahrzeug-km ergibt sich das folgende Bild in Abbildung 42. Es ist zu erkennen, dass bis auf die dezentrale Elektrolyse, die THG-Emissionen aller Pfade ($3,11 - 3,55 \text{ kgCO}_2/\text{km}$) ca. 13 % - 24 % unter denen eines Dieselbetriebes ($4,09 \text{ kgCO}_2/\text{km}$) liegen.

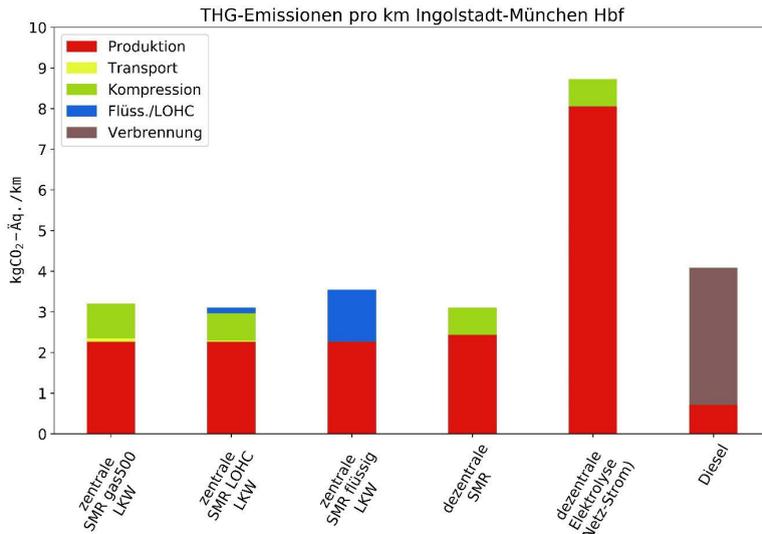


Abbildung 42: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro km im Vergleich zu Diesel-Emissionen, Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf.

Bei der Analyse der THG-Emissionen bei Produktion per zentrale Elektrolyse im Szenario 2050 mit erneuerbaren Energien, ist eine erhebliche Reduktion der Treibhausgas-Emissionen zu erkennen, die nun deutlich unter dem Niveau eines dieselbetriebenen Fahrzeuges liegen (Abbildung 43).

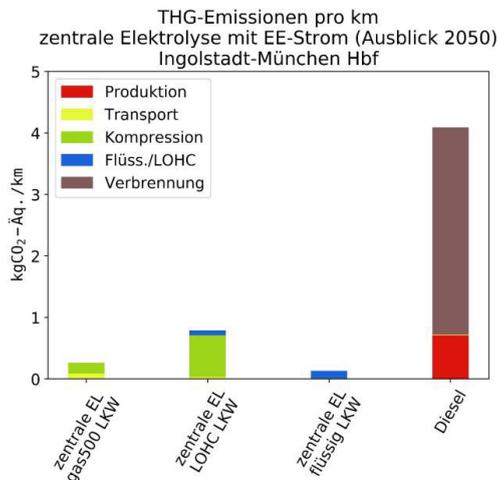


Abbildung 43: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro km im Vergleich zu Diesel-Emissionen, Produktion per zentraler Elektrolyse (EE-Strom), alle Verfahren am Produktionsort sind emissionsfrei, alle Verfahren am Tankstellenort werden mit Netzstrom betrieben, der dem heutigen Netzmix entspricht, Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf.

In diesem Szenario hat der LOHC-Pfad die höchsten THG-Emissionen (0,79 kgCO₂/km), was daran liegt, dass alle Verfahren, die am Produktionsstandort Strom benötigen, keine

Emissionen verursachen, da der Strom aus regenerativen Quellen bezogen wird. Aus diesem Grund entstehen beim GH₂-Pfad (0,26 kgCO₂/km) bei der Verdichtung am Produktionsstandort und beim LH₂-Pfad (0,13 kgCO₂/km) durch die energieintensive Verflüssigung keine THG-Emissionen. Alle Verfahren am Tankstellenstandort werden dagegen mit Netzstrom betrieben, eine Annahme, die die LOHC-Technologie hier benachteiligt. Alle Wasserstoff-Pfade sind natürlich deutlich günstiger als der Dieselbetrieb.

Variante 1, 2 und 3

Bei **Variante 1** gibt es keine Veränderung zum Referenzfall, da eine Halbierung der Produktionsmenge keine Auswirkungen auf die spezifischen Emissionen pro kgH₂ hat. In Abbildung 44 sind die THG-Emissionen für **Variante 2** dargestellt.

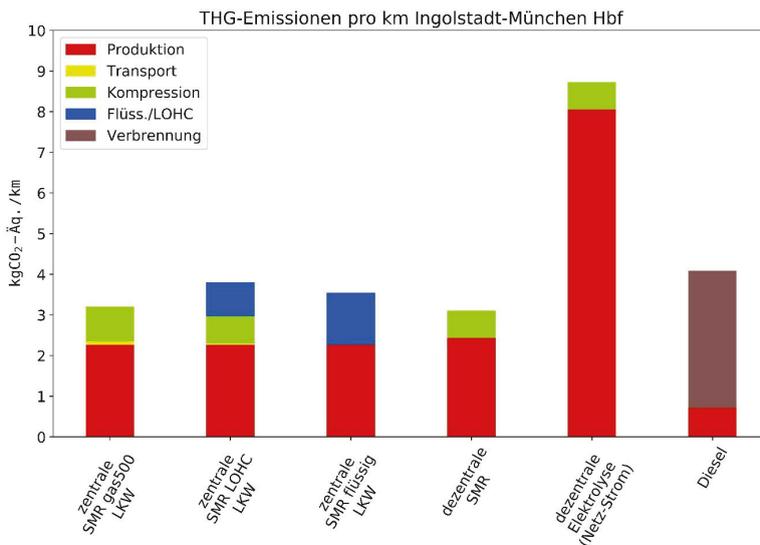


Abbildung 44: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro km im Vergleich zu Diesel-Emissionen, Berechnung für Variante 2, Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf.

Fällt die THG-Gutschrift für die Hydrierwärme weg, steigen die Emissionen des LOHC-Pfades auf 3,8 kgCO₂/km, was trotzdem noch 0,29 kgCO₂/km unter den Emissionen eines Dieselfahrzeuges liegt. Die THG-Emissionen der anderen Pfade bleiben unverändert.

Wird der Fall des Szenarios 2050 mit zentraler Elektrolyse und EE-Strom betrachtet (Abbildung 45), liegt der LOHC-Pfad ohne Gutschrift für die abgegebene Hydrierwärme immer noch deutlich unter dem Diesel-Emissionswert, aber die Emissionen pro km haben sich – im Vergleich zum Referenzfall - auf 1,48 kgCO₂/kgH₂ fast verdoppelt. Die anderen Pfade bleiben unverändert.

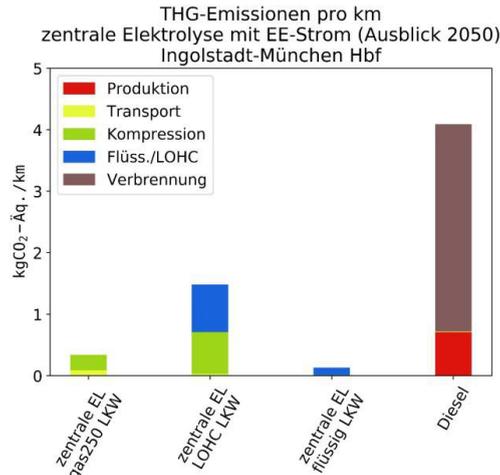


Abbildung 45: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro km im Vergleich zu Diesel-Emissionen, Produktion per zentraler Elektrolyse (EE-Strom), Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf, Berechnung nach Variante 2.

Bei **Variante 3**, bei der die Dehydrierwärme durch Strom bereitgestellt wird (Abbildung 46), steigen die THG-Emissionen des LOHC-Pfades auf 4,95 kgCO₂/km und liegen damit sogar über dem Wert eines dieselbetriebenen Fahrzeuges.

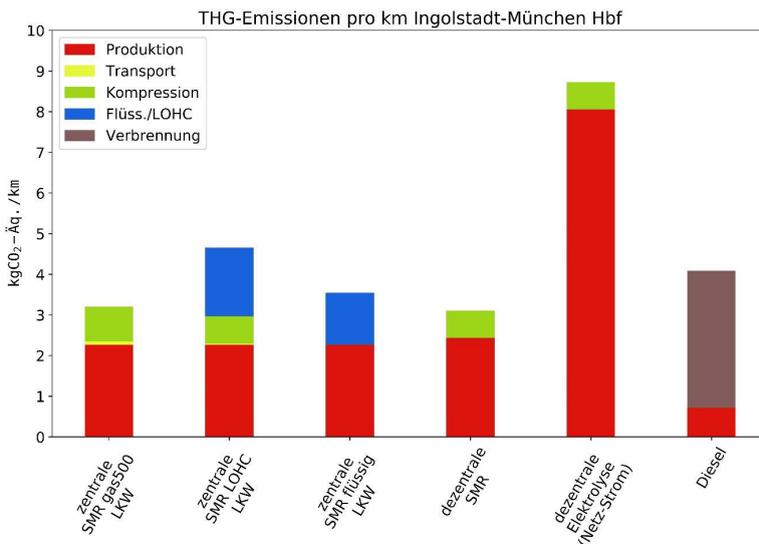


Abbildung 46: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro km im Vergleich zu Diesel-Emissionen, Berechnung für Variante 3, Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf, eigene Abbildung aus Python-Modell.

Auch hier wird die sehr konservative Annahme zugrunde gelegt, dass sich selbst 2050 der Netzmix am Tankstellenort gegenüber heute nicht verändert hat, obwohl es zu einem deutlichen Ausbau der Erneuerbaren Energie gekommen ist. Von einem veränderten

Strommix würde natürlich auch die dezentrale Elektrolyse im Hinblick auf die THG-Emissionen profitieren.

Im Fall des Szenarios 2050 (zentrale Elektrolyse mit EE-Strom), zu sehen in Abbildung 47, steigen die THG-Emissionen des LOHC-Pfades um ca. 57 % im Vergleich zu Variante 2 auf 2,33 kgCO₂/km. Das liegt zwar noch unter den Emissionen eines dieselbetriebenen Fahrzeuges (4,09 kgCO₂/km), aber ist deutlich höher, als in Variante 2, bei der die Dehydrierwärme mit Erdgas gedeckt wird. Das liegt an den höheren THG-Emissionen des Strommix (Deutschland) gegenüber Erdgas (hier auch für 2050 als unverändert gegenüber heute angenommen).

Zu diesem Szenario ist zu bemerken, dass in einem reinen EE-Produktionsszenario die Standorte der Wasserstoffquellen vermutlich deutlich weiter von der Tankstelle entfernt sein werden als dies die Entfernung Augsburg-München suggeriert. Bei größeren Transportentfernungen schneidet der LOHC-Pfad im Vergleich zum Druckwasserstoff-Pfad aber aufgrund der höheren Wasserstofftransportdichte auch hinsichtlich der THG-Emissionen wieder günstiger ab.

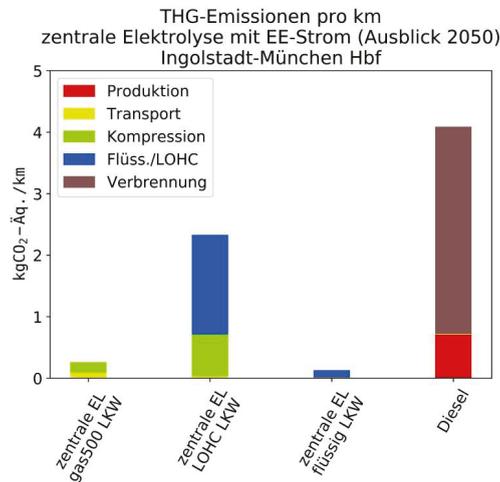


Abbildung 47: THG-Emissionen verschiedener Pfade pro km im Vergleich zu Diesel-Emissionen, Produktion per zentraler Elektrolyse (EE-Strom), Lieferung von Ingolstadt nach München Hbf, Berechnung nach Variante 3, Annahme: Strommix am Tankstellenort entspricht auch 2050 dem heutigen Strommix.

4.10.3 Energetische Analyse

In den folgenden Unterkapiteln wird vergleichend auf die Energiebilanzen der unterschiedlichen Pfade eingegangen. Alle Energieströme sind in kWh/kgH₂ angegeben. Als Beispiel wird die Belieferung von Ingolstadt nach München Hbf betrachtet. Der Referenzfall und die verschiedenen Berechnungsvarianten sind analog zur Betrachtung der Kosten und THG-Emissionen und richten sich nach den zuvor beschriebenen Angaben. In allen Fällen sind die Energieflüsse in einem Sankey-Diagramm dargestellt. Links beginnt der Energiefluss mit der eingesetzten Gesamtenergiemenge, wovon im Verlauf für die einzelnen Prozessschritte Energie benötigt wird, bis am Ende des Prozesses an der Zapfpistole das kg Wasserstoff mit einem Heizwert von 33,3 kWh/kg steht.

Referenzfall

Abbildung 48 sind die vier Fälle, Produktion per zentraler SMR mit Transport gasförmig (50 MPa), LOHC und Flüssig-H₂, sowie Produktion per zentraler Elektrolyse (Netz-Strom) und gasförmigem Transport (50 MPa) dargestellt.

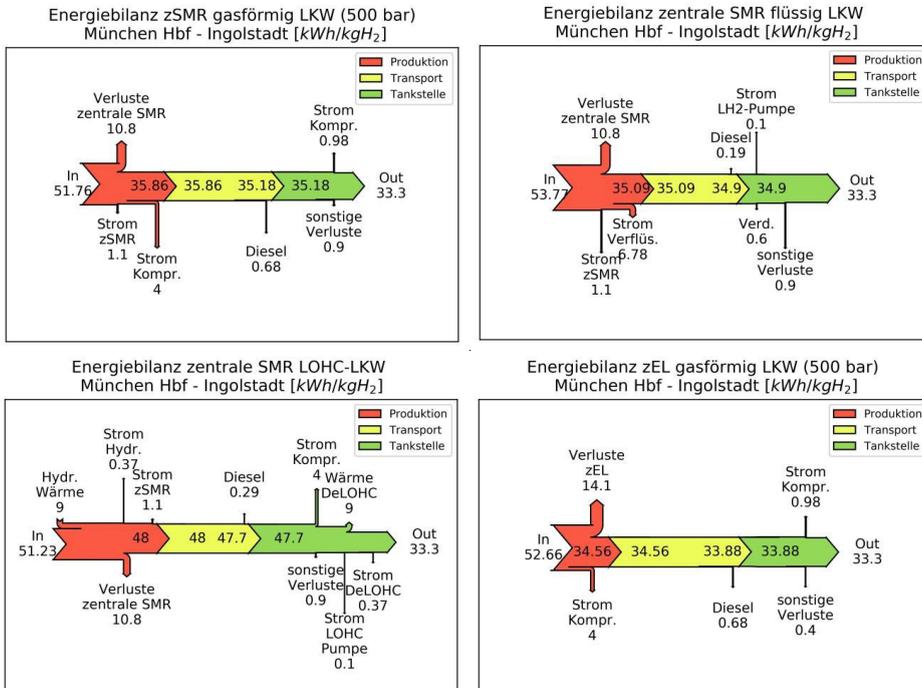


Abbildung 48: Energiebilanzen der verschiedenen Pfade; zSMR - zentrale Dampfreformierung, zEL - zentrale Elektrolyse, eigene Darstellung aus Python-Modell.

Bei den verschiedenen Pfaden ist zu erkennen, dass die benötigte Gesamtenergiemenge bei den Verfahren zentrale SMR mit gasförmigem Transport (51,76 kWh/kgH₂), zentrale SMR mit Flüssig-H₂-Transport (53,77 kWh/kgH₂) und zentrale Elektrolyse mit gasförmigem Transport (52,66 kWh/kgH₂) relativ nah beieinander liegen. Der LOHC-Pfad liegt mit einem Wert von 60,23 kWh/kgH₂ leicht darüber, wobei angemerkt werden muss, dass 9 kWh/kgH₂ ausgekoppelte Hydrerwärme im Referenzfall in einem anderen Prozess genutzt werden können, bilanziell also nur 51,23 kWh/kgH₂ benötigt werden.

Vergleicht man die beiden **Produktionsverfahren** zentrale Dampfreformierung und die zentrale Elektrolyse, fällt auf, dass die benötigte Energiemenge für die Produktion fast gleich groß ist. Hier muss aber bei der Bereitstellung der Energie unterschieden werden. Bei der SMR werden 45 kWh/kgH₂ über Erdgas gedeckt und die restlichen 1,1 kWh/kgH₂ über Strom. Bei der Elektrolyse werden 47 kWh/kgH₂ über Strom bereitgestellt. Da Strom ein höherwertiger und kostenintensiverer Energieträger ist, kommt es zu den beschriebenen Kostenunterschieden.

Beim **Transportteil** zeigt sich ein Bild, das sich direkt aus den Kapazitäten der einzelnen Transportvarianten und der damit verbundenen Lieferhäufigkeit ergibt. Beim gasförmigen

(50 MPa) Transport werden 0,68 kWh/kgH₂ an Dieselkraftstoff benötigt. Beim LOHC- und Flüssig-H₂-Transport fällt die benötigte Energie mit 0,29 und 0,19 kWh/kgH₂ entsprechend geringer aus. Insgesamt ist zu erkennen, dass der Transport nur einen geringen Anteil an der Energiebilanz einnimmt. Dies ist aber vor allem deswegen der Fall, weil die betrachtete Transportentfernung Augsburg-München gering ist.

An der **Tankstelle** ist der LOHC-Pfad aufgrund der Dehydrierung und Kompression der energieintensivste (13,37 kWh/kgH₂). Die Tankstelle für den flüssigen Wasserstoff hat den geringsten Wert (0,7 kWh/kgH₂), da Krypumpen und Verdampfer nicht viel Energie benötigen. Betrachtet man die **Verdichtung** ist zu erkennen, dass beim 50-MPa-Pfad die Verdichterenergie am Produktionsstandort mit 4 kWh/kgH₂ höher als die des 25-MPa-Pfades (3,42 kWh/kgH₂) ist. An der Tankstelle ergibt sich das gegenläufige Bild. Hier ist Verdichtungsenergie im 50 MPa-Fall mit 0,98 kWh/kgH₂ geringer, als im 25 MPa-Fall (1,48 kWh/kgH₂), da das hohe Druckniveau des Transports auch für den Tankprozess genutzt werden kann.

In **Variante 1, 2 und 3** ändern sich die Energiebilanzen nicht, da für die einzelnen Prozesse die gleiche Energiemenge pro kgH₂ benötigt wird. Die Energiebereitstellung hat darauf keinen Einfluss. Diese macht sich ausschließlich, wie in den vorigen Kapiteln beschrieben, bei Kosten und THG-Emissionen bemerkbar.

4.10.4 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse dient dazu, Berechnungsergebnisse daraufhin zu analysieren, wie sensibel sie auf Veränderungen der Eingangsparameter reagiert. In Abbildung 49 ist eine Sensitivitätsanalyse für die Gesamt-H₂-Kosten im Referenzfall und der Lieferung von Ingolstadt nach Lengries dargestellt. Alle Input-Werte werden um +/- 10 % variiert.

Der erste variierte Wert sind die **Produktionsgesamtkosten**, welche beim LH₂- und zentrale Elektrolyse-Pfad einen Endkostenunterschied von knapp über +/- 0,6 €/kgH₂ verursachen. Daran ist zu erkennen, dass diese Pfade eine sehr kostenintensive Produktion haben, was an den hohen Stromgesamtkosten für die Elektrolyse und die Verflüssigung liegt. Die anderen Pfade haben eine Kostenvarianz von ca. +/- 0,2 €/kgH₂.

Der zweite variierte Wert sind die **Transportgesamtkosten**. Diese fallen bei Pfaden mit geringen Transportkosten, wie dem LOHC- und dem LH₂-Pfad nur sehr gering ins Gewicht. Bei den GH₂-Pfad beträgt die Abweichung der Endkosten ungefähr +/- 0,1 €/kgH₂.

Als nächstes wurden die **Tankstellenkosten** variiert. Hier ist die größte Veränderung bei den LOHC-Kosten zu sehen, da die Tankstellenkosten aufgrund der Dehydrierungskosten höher liegen, als bei den anderen Pfaden. Die LOHC-Kosten haben hier als einzige eine Änderung der Gesamtkosten von über +/- 0,1 €/kgH₂.

Werden die **Stromkosten** verändert, wirkt sich das auf die GH₂-Pfade mit energieintensiver Verdichtung, den LOHC-Pfad mit Hydrierung und Dehydrierung und den LH₂-Pfad aufgrund der Verflüssigung, aus. Bei den drei ersten Pfaden verändern sich die Endkosten um ca. 0,08 €/kgH₂. Aufgrund des hohen Strombedarfes für die Verflüssigung ist hier die Endkostenänderung > +/- 0,1 €/kgH₂ am höchsten. Bei der zentralen Elektrolyse ist die Kostenänderung geringer als zu erwarten. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Produktionskosten bei der zentralen Elektrolyse über einen Literaturwert in die Berechnung eingehen. Eine Veränderung der Produktionskosten aufgrund variiertes Stromkosten wird also

nicht berücksichtigt. Die Kostenänderung bezieht sich also auf alle stromverbrauchenden Prozesse exklusive der Produktion.

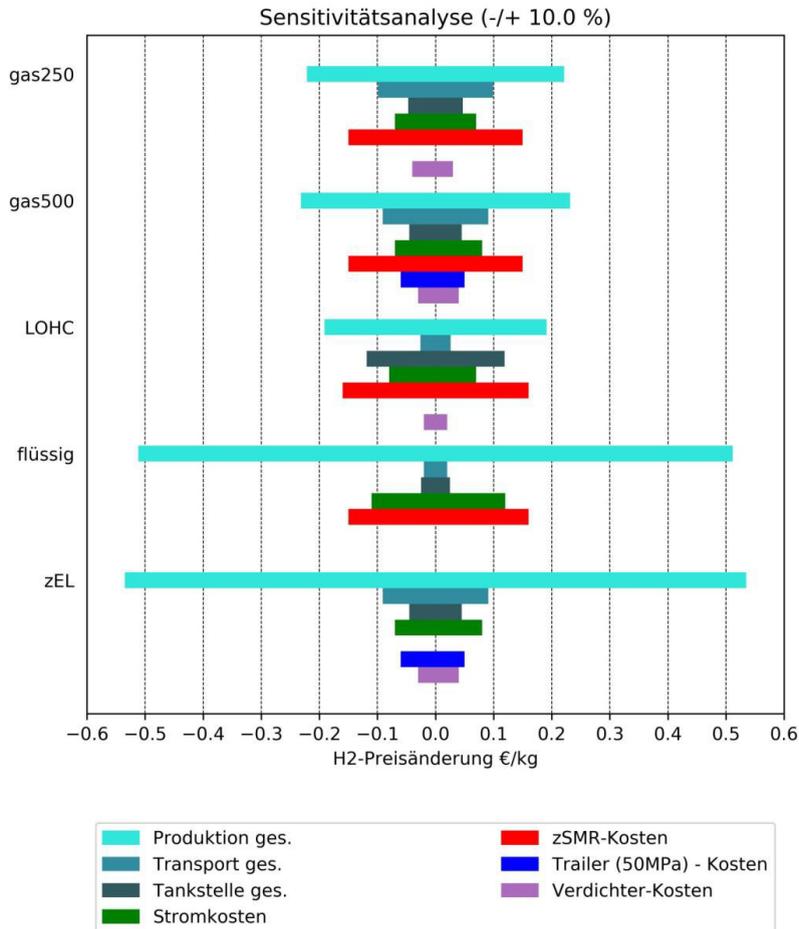


Abbildung 49: Sensitivitätsanalyse für die H₂-Gesamtkosten im Referenzfall für den Transport von Ingolstadt nach Lenggries.

Eine Variation der **Produktionskosten per zentraler Dampfreformierung** wirkt sich auf die betroffenen Pfade mit einer Veränderung der Endkosten von ca. +/- 0,16 €/kgH₂ aus. Eine Variation dieses Wertes wirkt sich am stärksten von allen variierten Einzelwerten aus.

Bei einer Variation der Investitionskosten des **50 MPa-Trailers**, ändern sich die Endkosten bei den betroffenen Pfaden um ca. +/- 0,05 €/kgH₂. Hier sind sowohl die Trailer betroffen, die für den Transport genutzt werden, als auch ein Trailer, der der Tankstelle permanent als Speicher zugeordnet ist

Die Investitionskosten für **Verdichter** fallen bei der Betrachtung der Gesamtkosten aller Pfade, im Vergleich zu den anderen variierten Werten, eher gering ins Gewicht (< +/- 0,05 €/kgH₂).

4.11 Ergebnisse im Vergleich zum Dieselbetrieb

In diesem Kapitel werden die Gesamtergebnisse der Modellberechnungen zusammengefasst dargestellt und vergleichend zum Dieselbetrieb betrachtet.

4.11.1 Kosten

Werden abschließend alle Endkosten des **Referenzfalles** für das Beispiel Augsburg-Lenggries betrachtet und auf den einzelnen Fahrzeug-Kilometer umgelegt, ergibt sich das in Abbildung 50 dargestellte Bild.

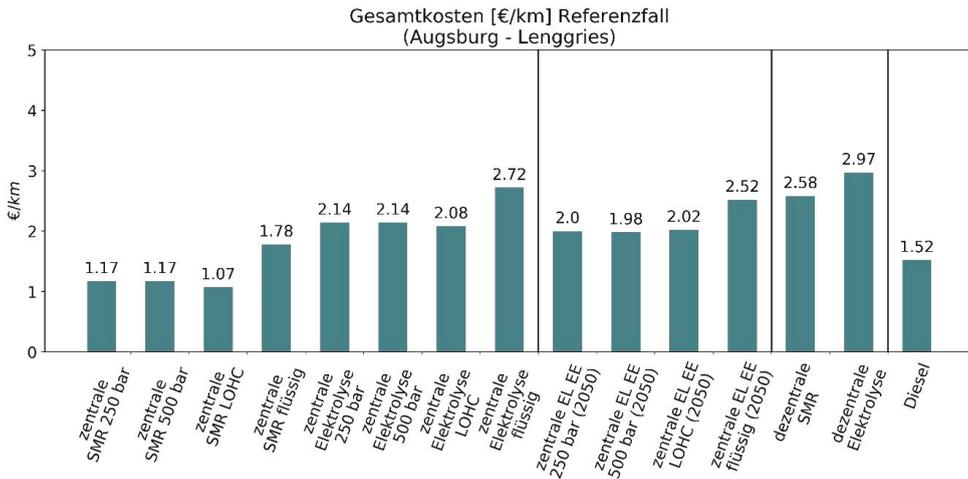


Abbildung 50: Gesamtkosten aller Pfade in € pro Fahrzeug-km im Vergleich zum Dieselbetrieb, für eine Quellen-Senken-Kombination von Augsburg nach Lenggries.

Werden die Kosten in Euro pro gefahrenem Fahrzeugkilometer berechnet, liegen drei der untersuchten H₂-Versorgungspfade unter den Kosten eines dieselbetriebenen Fahrzeuges. Die Pfade mit zentraler Dampfreformierung und gasförmigem Transport mit 25 MPa (1,17 €/km) und 50 MPa (1,17 €/km), sowie mit Transport per LOHC (1,07 €/km) liegen 0,35 – 0,45 €/km unter den Kosten des Dieselbetriebes (1,52 €/km). Hierbei sind die für die Berechnung der Kosten getroffenen Annahmen zu berücksichtigen. Alle anderen H₂-Versorgungspfade liegen in der Berechnung über den Dieselpfad, am nächsten liegt hier bei der SMR-Flüssig-H₂-Pfad (1,78 €/km), gefolgt von den drei Szenario-2050-Varianten mit zentraler Elektrolyse und überschüssigem EE-Strom. Hierbei ist der GH₂-Pfad mit 50 MPa Transport die kostengünstigste Variante mit 1,98 €/km, gefolgt vom 25 MPa Transport (2 €/km) und LOHC Transport (2,02 €/km). Die kostenintensivsten Versorgungspfade sind die dezentralen Varianten und die Pfade mit zentraler Elektrolyse und Flüssig-H₂ Transport. Diese liegen bei den Kosten zwischen 2,58 – 2,97 €/km.

In Abbildung 51, werden die Kosten in €/km für **Variante 1** dargestellt. Die Kosten der drei Versorgungspfade mit zentraler Produktion per SMR liegen zwar noch unterhalb der Dieselpfadkosten, allerdings nur noch 0,35 €/km (LOHC), 0,24 €/km (25 MPa) und 0,23 €/km (50 MPa). Die Kosten in dieser Variante zeigen die Kosten für eine Versorgung, wenn nur die Hälfte der Züge durch wasserstoffbetriebene Fahrzeuge ersetzt werden würde oder, wenn die

Fahrzeuge nicht von einer, sondern von zwei Tankstellen aus versorgt werden würden. Dieser Unterschied von 0,1 €/km (Unterschied beim LOHC-Pfad vom Referenzfall zu Variante 1), führt bei 11.093 Strecken-km pro Tag zu einer Kostenerhöhung von 404.895 €/Jahr. Aufgrund dieses Kostenunterschiedes ist eine einzelne zentrale Tankstelle, zwei kleineren vorzuziehen, wenn der Betrieb und die Fahrleistung der Fahrzeuge dies zulassen.

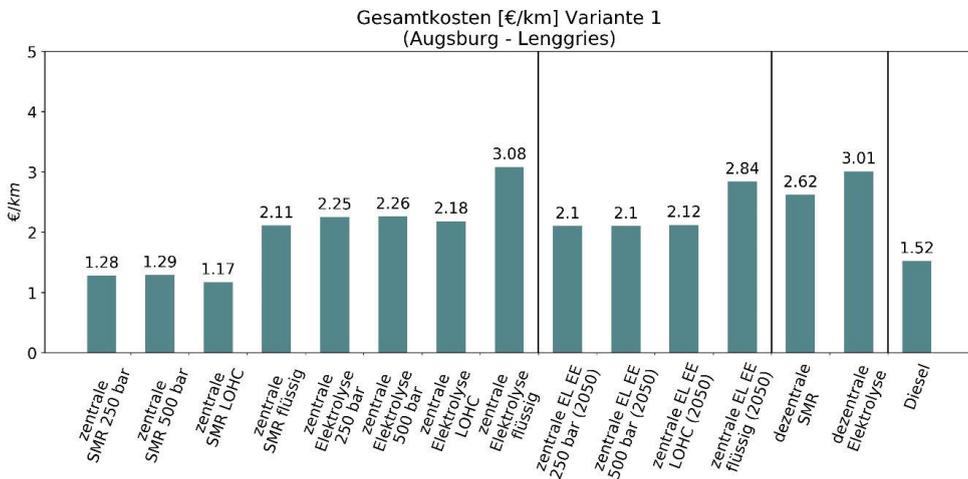


Abbildung 51: Gesamtkosten aller Pfade in € pro Fahrzeug-km (Variante 1) im Vergleich zum Dieseltreibstoff, für eine Quellen-Senken-Kombination von Augsburg nach Lenggries.

Bei **Variante 2**, bei der die Wärmegutschrift bei der LOHC-Hydrierung wegfällt und die Dehydrierwärme über Erdgas gedeckt wird, liegen die Kosten des LOHC-Pfades mit 1,19 €/km noch 0,33 €/km unter den Kosten eines Dieseltreibstoffes.

Wird die Dehydrierwärme allerdings - wie in **Variante 3** betrachtet - mit Strom statt Erdgas gedeckt, steigen die LOHC-Pfad Kosten auf 1,5 €/km und liegen damit ungefähr mit den Dieseltreibstoffkosten gleich auf.

Beim LOHC-Pfad sind der Referenzfall und die Varianten 2 und 3 genauer zu betrachten. Wird die beim Hydriervorgang entstehende Wärme wie im Referenzfall sowohl in den Kosten als auch in den THG-Emissionen als Gutschrift eingerechnet, wirkt sich das positiv für diesen Pfad aus, so dass dieser, wie im Referenzfall zu sehen, in allen Fällen die kostengünstigste Alternative ist. In einer konkreten Projektdurchführung ist allerdings zu prüfen, ob dies zutreffend ist. Wasserstoffquellen, an denen die Hydrierwärme genutzt werden kann sind zu bevorzugen. Zum jetzigen Zeitpunkt mit aktuellen Stromkosten und Emissionswerten für den Strommix Deutschland ist eine Erzeugung der Dehydrierwärme mit Erdgas (Variante 2) sowohl aus Kosten, als auch aus Emissionsgründen einer Erzeugung mit Strom (Variante 3) vorzuziehen.

4.11.2 Treibhausgasemissionen

Die THG-Werte aller **SMR-Versorgungspfade** im **Referenzfall** liegen dicht beieinander und wie beschrieben, leicht unter den Werten eines Dieseltreibstoffes. Sie liegen aber nicht so deutlich darunter, wie Teile der Bevölkerung vielleicht erwarten würden, die die

Wasserstofftechnik als eine „saubere Technologie“ betrachten. Die lokalen Emissionen beim eigentlichen Zugbetrieb liegen bei 0, da der Wasserstoff bei der Verstromung in reines Wasser umgewandelt wird und sonst keine Reaktionsprodukte entstehen. Emissionen treten aber bei der Produktion und dem Transport von Wasserstoff auf. Aktuell wird Wasserstoff überwiegend über Dampfreformierung hergestellt, die fossile Energieträger als Rohstoff nutzt, wobei nicht zu vernachlässigende Emissionen auftreten. Die Transportemissionen sind auf die Gesamtmenge betrachtet sehr gering nehmen aber mit ansteigender Transportentfernung zu. Weitere Emissionen treten bei verschiedenen Prozessen, wie der Verdichtung, Verflüssigung, (De-)Hydrierung und beim Pumpen durch Stromverbrauch auf.

Der Strom (Netzmix Deutschland) trägt maßgeblich zu den THG-Emissionen der betrachteten Prozesse bei, was insbesondere bei der **dezentralen Elektrolyse** mit hohem Strombedarf zu sehen ist. Dieser Versorgungspfad verursacht deutlich höhere Emissionen, als der aktuelle Dieselbetrieb. Werden aber zum Vergleich die Emissionswerte aus dem Szenario 2050 mit **zentraler Elektrolyse** aus regenerativem Überschussstrom betrachtet, liegen die Emissionswerte aller Wasserstoffpfade deutlich unter den Werten eines Dieselbetriebes. Dieser Zustand und die Senkung der THG-Emissionen der Versorgungspfade sollte das Ziel eines wasserstoffbetriebenen Streckennetzes sein. Da die meisten Versorgungspfade bereits zum jetzigen Zeitpunkt unter den Emissionen des dieselbetriebenen Zugverkehrs liegen, besteht eine günstige Ausgangslage. Je größer der Anteil an regenerativen Energien im Netzmix wird, umso besser wird die THG-Bilanz der Versorgungspfade. Sollte dann schrittweise die Produktion mit Dampfreformierung durch zentrale Elektrolyse mit EE-Strom ersetzt werden, können die Treibhausgasemissionen weiter gesenkt werden. So kann langfristig ein Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen in Deutschland geleistet werden. Bereits heute ist aber eine Reduktion möglich. Die vier untersuchten SMR-Pfade haben durchschnittliche THG-Emissionen von 3,33 kgCO₂-Äq./km, was 0,76 kgCO₂-Äq./km unter dem Wert eines Dieselbetriebes liegt. Damit können bei einer Fahrleistung von 11.093 km pro Tag, ca. 8,4 tCO₂-Äq. täglich eingespart werden.

4.11.3 Energiebilanzen

Die Energiebilanzen der betrachteten Pfade liegen relativ dicht beieinander. So ist das Verhältnis von eingesetzter Energie zu Energiegehalt des Wasserstoffs an der Zapfpistole bei allen Pfaden in einem Bereich von 62 % - 64 %. Der LH₂-Pfad liegt aufgrund der energieintensiven Verflüssigung mit 62 % am unteren Ende. Eine Ausnahme bildet der LOHC-Pfad, welcher inklusive Wärmegutschrift mit 65 % leicht höher liegt. Wird die Hydrierwärme herausgerechnet, sinkt das Verhältnis auf 55 % ab. Generell muss auch beachtet werden, wie die benötigte Energie gedeckt wird, da beispielsweise Strom ein höherwertiger Energieträger und damit kostenintensiver ist, als Erdgas oder Wärme. So kommt es auch zu den Kostenunterschieden, der einzelnen Pfade.

4.12 Vergleich der Ergebnisse mit Literaturdaten

In diesem Kapitel werden einige der Ergebnisse, die im Rahmen dieses Projekts ermittelt wurden, mit Ergebnissen aus der Literatur verglichen, um eine Einordnung vorzunehmen und eventuelle Abweichungen zu diskutieren.

In Tabelle 8 werden die Ergebnisse mit Werten aus der NOW/LBST-Studie „Wasserstoffversorgung für die Schiene“ und einer FCH JU-Studie verglichen. [11, 42] Da in der Studie von einem Tagesbedarf von ca. 1,7 tH₂ ausgegangen wird, werden zum Vergleich die berechneten Werte aus Variante 1 (halbierter Tagesbedarf, also 1750 kg/Tag) verwendet.

Tabelle 8: Vergleich der Ergebnisse mit Literaturwerten aus [11, 42]

	Pfad 1 dezentrale Elektrolyse	Pfad 2 zentrale SMR Flüssig-H₂	Pfad 3 Nebenprodukt H₂ GH₂ (52 MPa)
Kosten frei Zapfpistole [€/kg] aus Studie [11]	9,1	6,5	4,2
Kosten frei Zapfpistole [€/kg], diese Arbeit	9,4	6,49 – 6,64	3,71 – 4,16
Kosten frei Zapfpistole [€/km] aus Studie [11]	2,8	2	1,3
Kosten frei Zapfpistole [€/km], diese Arbeit	3,01	2,08 – 2,13	1,19 – 1,33
THG-Emissionen [gCO ₂ /kg] aus Studie [11]	23.196	18.012	10.224
THG-Emissionen [gCO ₂ /kg] aus Studie ⁴ [42]	36.900	16.000	12.700 ⁵
THG-Emissionen [gCO ₂ /kg], diese Arbeit	27.280	11.140	9.990
THG-Emissionen [gCO ₂ /km] aus Studie [11]	6.959	5.404	3.067
THG-Emissionen [gCO ₂ /km], diese Arbeit	8.730	3.870	3.500

Die Kosten aus der NOW/LBST-Studie und die Kosten, die im Modell in diesem Projekt berechnet wurden, liegen sehr dicht beieinander. Auch bei den Treibhausgasemissionen liegen die berechneten Werte in einem vergleichbaren Bereich. Als einzige Ausnahme ist der Flüssig-H₂-Pfad zu nennen. Die berechneten Emissionen liegen hier ca. 30 % unter den Literaturwerten aus der NOW/LBST-Studie. Das liegt an einer höheren Annahme für Emissionen, welche durch die Verflüssigung entstehen. Im Vergleich zur NewBusReFuelling-Studie ist der berechnete Wert nur 10 % geringer. Hier sind die Eingangsparameter bei einer konkreten Projektbetrachtung noch einmal genau zu überprüfen.

4.13 Teil A: Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Teils A dieses Forschungsprojekts ist untersucht worden, ob eine H₂-Versorgung für ein wasserstoffbetriebenes Streckennetz, am Beispiel der BOB, technisch durchführbar, wirtschaftlich konkurrenzfähig und ökologisch sinnvoll ist. Hierzu sind Kosten und Emissionen verschiedener Versorgungspfade in einem dafür entwickelten Python-Modell berechnet und verglichen worden. Nach einer Analyse und Bewertung der Ergebnisse kann gesagt werden, dass ein wasserstoffbetriebenes Streckennetz technisch realisierbar ist, da

⁴ hier ermittelt für eine Bustankstelle

⁵ hier betrachtet ohne Transport

alle benötigten Technologien von der Produktion, über den Transport bis zur Wasserstoffabgabe an der Tankstelle und den H₂-Fahrzeugen verfügbar sind. Auch wirtschaftlich sind die Pfade mit gasförmigem Transport (25 MPa und 50 MPa) und LOHC-Transport, unter den getroffenen Annahmen, bereits jetzt konkurrenzfähig und liegen 0,35 – 0,45 €/km unter den Kosten eines Dieselbetriebes, wobei weitere Kostenreduktionen zu erwarten sind. Bei den Treibhausgas-Emissionen liegen die meisten H₂-Versorgungspfade bereits heute unter den Emissionswerten von einem Betrieb mit Dieselfahrzeugen, wobei auch hier weitere Senkungen zu erwarten sind. Werden die durchschnittlichen THG-Emissionen für die Pfade mit zentraler Dampfreformierung angenommen, können bei einer Fahrleistung von 11.093 km pro Tag über 3.000 tCO₂-Äq. pro Jahr gegenüber einem Dieselbetrieb eingespart werden.

Es gibt allerdings nicht den einen Versorgungspfad, der abschließend als einzige Handlungsempfehlung gegeben werden kann, da es von verschiedenen Faktoren abhängt welcher Versorgungspfad von Vorteil ist. Einflussfaktoren sind die benötigte Tagesmenge, genauso wie die Transportentfernung von Quelle zur Senke und technologiespezifische Rahmenbedingungen, wie die Vermarktungsmöglichkeit der Hydrierwärme beim LOHC-Pfad. Außerdem sind zukünftige technologische Entwicklungen zu beachten, die Kosten und Emissionen der untersuchten Versorgungspfade beeinflussen können oder andere Versorgungsvarianten ermöglichen. Zum Teil liegen die Ergebnisse, insbesondere bei den GH₂- und LOHC-Pfaden so dicht beieinander, dass keine eindeutige Aussage darüber getroffen werden kann, welcher Pfad der geeignetere für ein bestimmtes Versorgungsszenario ist. Hierfür müssen für den konkreten Fall weitere Daten erhoben werden, um die hier gemachten Annahmen zu konkretisieren.

Für die hier durchgeführten Berechnungen wurden einige Annahmen gemacht, die bei einer konkreten Projektdurchführung genau zu überprüfen sind, beziehungsweise durch reale Werte beispielsweise aus Kostenanfragen zu ersetzen sind. Bei einer Projektrealisierung sollte bei der Suche nach einem geeigneten Grundstück für den Tankstellenstandort angefangen werden. Anschließend ist eine Planung durchzuführen und alle Genehmigungsanträge sind zu stellen. Hierfür und für den Energieversorgungsanschluss des Grundstücks wurden in den hier durchgeführten Berechnungen keine Kosten berücksichtigt. Parallel wäre bei den potentiellen H₂-Produktionsstätten anzufragen, ob und zu welchen Kosten eine Wasserstofflieferung in benötigter Qualität, Menge und Form tatsächlich realisierbar ist. Bis auf Ingolstadt, wo eine Verflüssigungsanlage vorhanden ist, wird aktuell nur gasförmiger Wasserstoff lieferbar sein. Dies kann sich in Zukunft, bei Marktdurchdringung von neuen Technologien, wie der LOHC-Speicherung, ändern und sollte entsprechend berücksichtigt werden.

Falls eine Versorgung mit der **LOHC-Technologie** realisiert werden soll, sind speziell die Ergebnisse in Variante 2 und 3 zu beachten. Einerseits ist es sehr vorteilhaft, wenn an der Wasserstoffquelle eine Gutschrift für die produzierte Hydrierwärme erzielt werden kann, andererseits muss entschieden werden, wie die benötigte Wärmeenergie für die Dehydrierung gedeckt werden soll, beispielsweise über Erdgas oder Strom, wie in dieser Studie betrachtet. Weitere Optionen sind ebenfalls denkbar (z.B. vor Ort verfügbare Wärmequelle oder ein regenerativ beladener Wärmespeicher). Für den aktuellen Fall wurden die Vorteile einer Erdgasvariante, sowohl bei den Kosten, als auch bei den Emissionen erläutert, was sich aber in Zukunft ändern kann. Wenn der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix zunimmt, verbessern sich die Emissionswerte einer Wärmebereitstellung durch Strom. Sollte auch der Strompreis in Zukunft sinken, wäre eine Wärmeversorgung durch Strom deutlich attraktiver.

Grundsätzlich ist der **Zugumlaufplan** auf der zu versorgenden Strecke genau zu analysieren. Im Gespräch mit der BOB wurde angemerkt, dass die Wasserstofffahrzeuge, welche in dieser Arbeit als Referenzfahrzeuge dienen, nicht die gleiche Fahrleistung haben, wie die zurzeit eingesetzten Dieselfahrzeuge und daher den aktuellen Fahrplan nicht halten können. Dies hat eine bei der DB Netz AG beauftragte Fahrzeitenrechnung ergeben. [43] Entweder ist also der Fahrplan an die Fahrzeuge anzupassen oder die Entwicklung von leistungstärkeren Fahrzeugen abzuwarten. Darüber hinaus könnten alternative Strecken in Bayern hinsichtlich der Fahrplaneinhaltung geprüft werden, die sich möglicherweise besser für den Einsatz des Coradia iLint eignen könnten. Der Betrieb muss dabei dann fahrplanscharf betrachtet werden, um genau zu analysieren, wann ein Fahrzeug zur Betankung an die Tankstelle kommt. Einerseits ist diese Planbarkeit ein großer Vorteil für eine Umstellung auf einen Wasserstoffbetrieb, andererseits muss der täglich benötigte Wasserstoff in ausreichenden Mengen zu festgelegten Zeiten an die Tankstelle geliefert werden, um eine kontinuierliche Betankung und damit reibungslosen Zugverkehr zu gewährleisten. Ist, aufgrund der zu geringen Fahrleistung der Fahrzeuge oder Schwierigkeiten bei der H₂-Belieferung in Menge oder Qualität, kein vollständiger Ersatz der dieselbetriebenen Fahrzeuge zu realisieren, kann ein schrittweiser Ersatz vorgenommen werden. Zunächst könnte nur ein Teil der Fahrzeuge durch H₂-Fahrzeuge ersetzt werden. Sollen später weitere Fahrzeuge folgen, muss die Tankstelle sowohl von der Grundstücksgröße als auch von der Anlagenkapazität und -leistung von Anfang an darauf ausgelegt werden.

Im Rahmen dieses Projekts wurde der Versorgungspfad von der Produktion über Transport bis zur Tankstelle so ausgelegt, dass der Tagesbedarf der BOB-Strecke gedeckt werden kann. Bei einer Realisierung sollten, um eine höhere Versorgungssicherheit zu gewährleisten, der Einsatz von **redundanten Systemen** geprüft werden. Sollte beispielsweise ein Verdichter oder eine LOHC-Pumpe ausfallen, kann dies zu einer Versorgungsunterbrechung und damit zur Störung des Zugbetriebes führen. Daher ist genau zu prüfen, wie anfällig einzelne Komponenten für eine Störung sind, wie schnell Störungen behoben werden können und wie redundant bestimmte Komponenten vorgehalten werden müssen. Auch die H₂-Lieferung von einer Ersatzquelle sollte im Vorfeld abgeklärt werden, falls es bei der Hauptquelle zu Produktionsproblemen kommen sollte. Insbesondere bei einer dezentralen Produktion vor Ort, sollte auch die Möglichkeit gegeben sein, die Tankstelle mit angelieferten Wasserstoff zu versorgen, um Störungen bei der dezentralen Produktionsanlage zu überbrücken und den Zugverkehr aufrechterhalten zu können.

Da in diesem Projekt ausschließlich die Versorgungskette von der Produktion bis zur Tankstelle betrachtet wird, müssen bei einer tatsächlichen Projektumsetzung weitere Punkte berücksichtigt werden, unter anderem die Anschaffung der **Wasserstoff-Fahrzeuge**. Laut Einschätzungen einer NOW/LBST-Studie, liegen die Investitionskosten 20 % - 30 % über den Kosten konventioneller Dieselfahrzeuge. Die Betriebskosten liegen dafür aber 5 % - 20 % unter denen eines Dieselfahrzeuges und betragen zwischen 0,64 €/km und 0,76 €/km. [11]

Bei der Betrachtung **zukünftiger Entwicklungen** im Bereich der Wasserstoffversorgung, sollten einige Aspekte besonders berücksichtigt werden. Zum einen wird es das Ziel sein, die THG-Emissionen der Versorgungskette und insbesondere der Produktion zu senken. Hierfür kann, wie im Szenario 2050 betrachtet, auf eine Produktion mit zentraler Elektrolyse mit überschüssigem regenerativem Strom umgestellt werden. Diese Alternative hat deutlich geringere Emissionswerte im Vergleich zur Dampfreformierung, basierend auf fossilen Energieträgern oder Elektrolyse mit aktuellem Netzstrom. Hier ist zu prüfen, zu welchen

Kosten ein solcher Pfad, mit zentraler Elektrolyse aus EE-Strom zukünftig möglich sein wird und welche Transportentfernungen sich daraus tatsächlich ergeben. Es ist ferner davon auszugehen, dass sowohl bei der Umwandlung, als auch im Transport und bei den Tankstellenkomponenten bis 2050 Kostensenkungen möglich sind, gerade mit zunehmender Marktdurchdringung des Mobilitätssektors durch Wasserstoff. Das US Department of Energy geht bereits im Jahr 2020 von Investitionskosten in Höhe von 660.000 \$ für einen 50 MPa Trailer aus, was ungefähr die Hälfte der Kosten sind, von denen in dieser Arbeit ausgegangen wird.[44] Auch bei der LOHC-Technologie wird mit einer deutlichen Kostenreduktion gerechnet. Für einen untersuchten Fall mit einer Tageslieferung von 6.300 kg wird ca. von einer Halbierung der Investitionskosten ausgegangen.[45] Bei zunehmender Wasserstoffdurchdringung des Mobilitätssektors, wird in Deutschland eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur benötigt. Wenn große Mengen Wasserstoff von zentralen Produktionsanlagen verteilt werden sollen, bietet sich, wie für Erdgas, ein Transmissions- und Distributionssystem über ein Pipelinenetz an.[46] Die Versorgung per Pipeline, wurde hier nur in den Szenario-Werten für 2050 berücksichtigt.

5 Teil B: Betrieb von Wasserstoffzügen mit on-Board-Wasserstoff-freisetzung aus LOHC-Systemen

Teil B des vorliegenden Projekts betrachtet die mittel- bis langfristige (5-8 Jahre Entwicklungszeit) Option Wasserstoff nicht nur in Form eines beladenen LOHC-Systems zu transportieren und zu lagern, sondern Wasserstoff in dieser gebundenen Form an Bord des Zuges energetisch zu nutzen. Anknüpfend an den Teil A dieses Berichts liegen die ökonomischen und ökologischen Vorteile dieser Variante darin, dass die energieintensive Dehydrierung und Kompression des LOHC-Pfads am Ort der Tankstelle entfällt und stattdessen dort eine einfache Befüllung mit einer Flüssigkeit erfolgt, so wie es bei heutigen Dieselmotoren der Fall ist. Dadurch entfallen am Ort der Tankstelle viele Sicherheitsmaßnahmen und bauliche Anforderungen, da dort kein elementarer Wasserstoff unter Druck gespeichert und vertankt wird. An Bord des Zuges wird während der Fahrt der LOHC-gebundene Wasserstoff genutzt, um den Energiebedarf des Zugbetriebs zu decken. Dabei existieren prinzipiell zwei unterschiedlichen Möglichkeiten:

- i. Elementarer Wasserstoff wird an Bord des Zuges in einem LOHC-Dehydrierer freigesetzt und anschließend in einer Brennstoffzelle an Bord des Zuges verstromt;
- ii. Der Wasserstoff wird in LOHC-gebundener Form in einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle direkt verstromt, an keiner Stelle tritt in diesem Fall elementarer Wasserstoff auf und die entsprechende Dehydrierwärme zur Freisetzung muss nicht aufgebracht werden [8].

In beiden Fällen muss auch die entladene Flüssigkeit im Zug gespeichert werden. Diese wird beim Tankvorgang flüssig entnommen, um entweder an der Tankstelle selbst oder an einer zentralen Hydrieranlage, die über kostengünstigen Wasserstoff verfügt (siehe oben), erneut beladen zu werden.

Beide Varianten sind bisher noch nicht zur Marktreife entwickelt, sondern befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Für die Variante a) existierend derzeit kommerzielle Prototypen für den stationären Betrieb, die von der Leistungsklasse den Anforderungen eines Wasserstoffzugs bereits ähneln. Hier besteht der Entwicklungsbedarf vor allem darin, die entwickelte Technologie für den Betrieb auf einer mobilen Plattform zu ertüchtigen. Für die Variante b) existieren heute lediglich Labordemonstratoren im 60 W-Maßstab, die erst kürzlich entwickelt wurden. Eine Einheit mit 150 W Leistung befindet sich derzeit in Vorbereitung und soll nach eingehender Untersuchung in den multi-kW-Maßstab erweitert werden. Wichtig ist daher der Hinweis, dass es sich bei der Direkt-LOHC-Brennstoffzellen-Technologie um eine sehr junge Technologie handelt, deren Robustheit im Dauerbetrieb noch nachzuweisen und deren technologisches Potential bei weitem noch nicht ausgeschöpft ist.

Im Teil B des vorliegenden Forschungsprojektes ging es nicht darum, die Wasserstoffnutzung an Bord eines Zuges technisch zu optimieren. Stattdessen sollte auf Basis bestimmter technischer Annahmen die technologische und anwendungstechnische Sinnhaftigkeit einer solchen Form der Energiebereitstellung an Bord eines Zuges grundsätzlich bewertet werden. Die Bewertung geht dabei von den technischen Daten des „Coradia iLint“ der Firma *Alstom* aus und soll die Frage beantworten mit welchen LOHC-Volumina und Baugrößen eine on-board Nutzung von LOHC-gebundenem Wasserstoff möglich wäre. Die technischen Daten des „Coradia iLint“ wurden bereits auf Seite 17 dieses Berichts ausführlich vorgestellt. Die relevantesten Vorgaben für diesen Projektteil sind, dass an Bord des Zuges das energetische

Äquivalent von 178 kg Wasserstoff, also 5,93 MWh, bereit zu stellen ist und außerdem eine Brennstoffzelle mit einer Leistung von 400 kW versorgt werden soll.

5.1 Technische Realisierungsoptionen und Konfigurationen für einen Brennstoffzellen-Zug mit LOHC-Wasserstoffspeicherung

Für die technische Realisierung wurden vier unterschiedliche Optionen betrachtet. Allen vier Optionen ist gemein, dass die LOHC-Tanks im unteren Teil des Zuges angeordnet sind, während sich die Wasserstoffdrucktanks beim *Coradia iLint* der Firma *Alstom* auf dem Dach befinden. Die Anordnung der LOHC-Tanks im Fahrzeugboden entspricht der Anbringung von Dieseltanks und erleichtert die Betankung. In allen vorgeschlagenen Konzepten zur Realisierung eines Brennstoffzellen-Zugs mit Wasserstoffspeicherung in einem LOHC-System befinden sich die Brennstoffzellen-Einheiten auf dem Dach des Zuges genau wie beim *Coradia iLint*. Dies geschieht, um eine Kühlung der Brennstoffzellen durch den Fahrtwind zu erleichtern. Wie beim *Coradia iLint* der Firma *Alstom* befinden sich in allen hier vorgeschlagenen Optionen die Antriebsmotoren, Hilfsumrichter, Batterieeinheiten sowie die Antriebsumrichter und die DC/DC-Wandler im Fahrzeugboden.

Die vier betrachteten Optionen unterscheiden sich in der Form der Bereitstellung der Wärmeenergie, die an Bord des Zuges für die energetische Nutzung des LOHC-gebundenen Wasserstoffs erforderlich ist. Folgende Optionen werden betrachtet:

- Teilverbrennung des entstehenden Wasserstoffes zur Beheizung der Dehydriereinheit;
- Biodiesel oder LOHC-Teilverbrennung zur Beheizung der Dehydriereinheit;
- Verstromung des LOHC in einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle;
- Antrieb eines Wasserstoffmotors mit aus LOHC freigesetztem Wasserstoff.

Option a und Option b

Für die Fälle a und b wird nach aktuellem Stand der Überlegungen eine Querschnittfüllende Dehydriereinheit hinter einer der Führerkabine empfohlen (zum Volumenbedarf siehe Berechnungen unten). Das technische Konzept für die Optionen a und b ist in Abbildung 52 dargestellt.

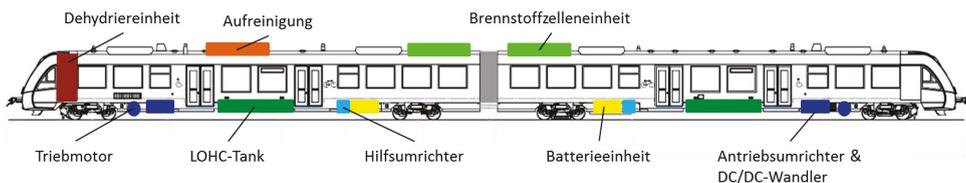


Abbildung 52: Technisches Konzept für die Optionen a und b: die Dehydrierwärme wird in Option a durch eine Teilverbrennung des freigesetzten Wasserstoffs bereitgestellt; Option b unterscheidet sich nur insofern, als dass zusätzlich kleine Biodiesel-Tanks am Fahrzeugboden angebracht sind bzw. eine kleine Menge des LOHC-Trägermaterials verbrannt wird.

Bei Option a muss der zur Beheizung der Dehydrierung aufgebrauchte Wasserstoff zusätzlich an Bord genommen und ebenfalls zunächst freigesetzt werden. 27% des freigesetzten Wasserstoffs wird dabei an Bord verbrannt, um das getankte Wasserstoff-reiche LOHC-

System vollständig entladen zu können. Nur 66 % des freigesetzten Wasserstoffs werden demnach für den Betrieb der Brennstoffzelle genutzt. Das Temperaturniveau der Dehydriereinheit beträgt 280 – 320 °C, je nach Betriebszustand.

Im Fall b wird eine geringe Menge des LOHC-Trägermaterials verbrannt oder zusätzlich zu dem LOHC-System noch eine kleine Menge Biodiesel an Bord genommen und nur zur Beheizung des Dehydrierers verbrannt (separater Tank erforderlich, bilanziell CO₂-emissionsfreier Betrieb). Es wird von der vereinfachenden und konservativen Annahme ausgegangen, dass der Heizwert des Biodiesels und des LOHC-Trägermaterials als gleich betrachtet werden können.

Option c

Bei Option c existiert an Bord des Zuges keine Dehydriereinheit sondern das Wasserstoff-beladene LOHC wird direkt in einer speziellen Brennstoffzelle verstromt und dabei in das Wasserstoff-entladene LOHC umgewandelt. Das Temperaturniveau der Direkt-Brennstoffzelleneinheit beträgt unter 200 °C. Abbildung 53 zeigt stark vereinfacht das Konzept einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle. Weitere Vorteile der Technologie ergeben sich daraus, dass nur ein Katalysator für die Wasserstoff-Abspaltung vom LOHC-System und die Wasserstoffoxidation in der Brennstoffzelle benötigt wird. Außerdem wird die endotherme Wasserstoffabspaltung mit der exothermen Wasserverbrennung in der Brennstoffzelle direkt gekoppelt, so dass die Dehydrierwärme zur Bildung von elementarem Wasserstoff nicht aufgebracht werden muss. An keiner Stelle im System wird elementarer Wasserstoff gehandhabt oder genutzt, was die Direkt-LOHC-Brennstoffzelle sicherheitstechnisch hochattraktiv macht. Wartungs- und Kontrollintervalle können im Gegensatz zur Handhabung von Druckwasserstoff gestreckt werden und die Genehmigung von Tunnelfahrten (z.B. in unterirdische S-Bahn-Netze) wird deutlich vereinfacht.

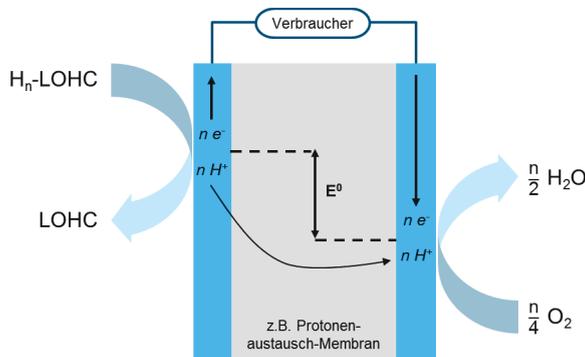


Abbildung 53: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle.

Abbildung 54 zeigt die technische Umsetzung der Option c auf der Zugplattform. Bei der Nutzung einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle entfällt die Dehydriereinheit an Bord des Zuges und alle technischen Einheiten sind im Boden oder auf dem Dach des Zuges angebracht.

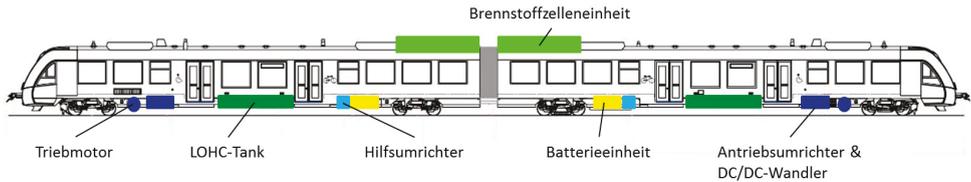


Abbildung 54: Technisches Konzept für die Option c: das Wasserstoff-beladene LOHC wird in Direkt-LOHC-Brennstoffzellen-Einheiten auf dem Dach des Zuges direkt verstromt.

Option d

Bei Option d wird der aus dem LOHC-Trägersystem freigesetzte Wasserstoff in einem Wasserstoffverbrennungsmotor genutzt. Die Abwärme des Verbrennungsmotors kann genutzt werden, um zumindest einen Teil der Dehydrierwärme bereit zu stellen. Rund 30% der Dehydrierwärme der LOHC-Wasserstoff-Freisetzungseinheit kann durch die Verlustwärme des Wasserstoffmotors aufgebracht werden.[47] Außerdem stellt der Verbrennungsmotor Abwärme auf anderen Temperaturniveaus zur Verfügung als eine Brennstoffzelle, die zum Klimatisieren des Zuges genutzt werden kann. Nachteilig ist der geringere Wirkungsgrad des Wasserstoffmotors, der mit 41 % angenommen wird,[48] und die Gefahr von NO_x im Abgas des Wasserstoffverbrennungsmotors, je nach Betriebsweise und verwendeter Technologie.

Außerdem kann bei Option d die Dehydriereinheit an Bord unter härteren Bedingungen betrieben werden, da kleinere Mengen von LOHC-Trägermolekülen oder Zersetzungsprodukte im Wasserstoffmotor ebenfalls thermisch mitverwertet werden können ohne den Motor zu schaden. Das Konzept bietet außerdem den Investitionskostenvorteil des Wasserstoffmotors gegenüber der Brennstoffzelle.

Abbildung 55 zeigt das technische Konzept des Zugs mit Wasserstoffverbrennungsmotor. Die Wasserstoff-Aufreinigung entfällt. Der Wasserstoffmotor wird zusammen mit der Dehydrierkammer z.B. in einem Technikbereich hinter der Führerkabine angeordnet, um eine möglichst effektive Wärmekopplung beider Einheiten zu ermöglichen.

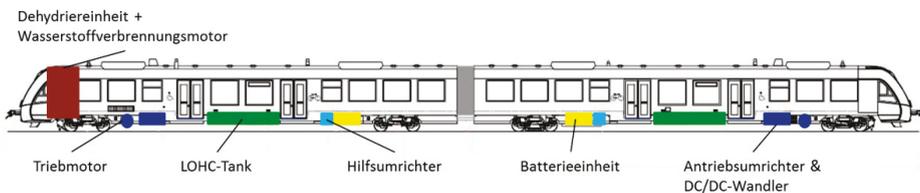


Abbildung 55: Technisches Konzept für den im Projekt bearbeiteten Fall d; hier wird der aus LOHC freigesetzte Wasserstoff in einem Wasserstoffmotor mit Generator verstromt

5.2 Tankvolumen an Bord eines Wasserstoff-Zuges mit LOHC-basierter Wasserstoffspeicherung

Je nach betrachteter Option muss der Zug eine unterschiedliche Menge an Wasserstoff-beladenem LOHC mitführen um das Äquivalent von 178 kg Wasserstoff bereitstellen zu können. Die benötigte Menge definiert in der Folge die benötigten Tankvolumina.

Eine wichtige Größe für die Berechnung der notwendigen Betankungsmenge an LOHC ist der Entladegrad, also die Frage wie vollständig an Bord des Zuges der im LOHC-gespeicherte Wasserstoff genutzt werden kann. Wasserstoff, der bei der Rückgabe des LOHC noch im Medium gebunden ist wäre nicht verloren, sondern würde den Ausgangspunkt für die erneute Befüllung darstellen (wie bei der erneuten Befüllung einer Gasflasche, in der sich noch ein Restdruck aus der vorhergehenden Nutzung befindet).

Im Rahmen dieses Projektes wurde ein Rechentool entwickelt, dass für unterschiedlichste Vorgaben entsprechende Tankgrößen ausrechnen kann. Für die Berechnung der im Anschluss gezeigten Ergebnisse wurden die folgenden Annahmen gemacht:

- Beladungsgrad des betankten LOHC: > 99.9 %;⁶
- Beladungsgrad des genutzten LOHC bei Rückgabe an der Zugtankstelle: 10 %;⁷ (perspektivisches Entwicklungsziel: Restwasserstoffgehalt von 2 %);
- Keine Wärmeverluste bei der Beheizung der Dehydriereinheit (Option a, b und d);⁸
- Vorwärmung von kaltem LOHC kann durch Wärmetausch mit dem Ablauf aus dem Reaktor erreicht werden;
- Direkt-LOHC-Brennstoffzelle erreicht die energetische Effizienz einer heutigen H₂-betriebenen Brennstoffzelle;⁹
- Reaktionsenthalpie 65 kJ mol_{H₂}⁻¹; [24]
- Wirkungsgrad des Wasserstoffverbrennungsmotors: 41 %
- Wärmenutzung des Wasserstoffverbrennungsmotors zur Wasserstofffreisetzung aus LOHC: 30 %.

Die für die Berechnungen verwendeten Stoffdaten sind in Tabelle 9 dargestellt.

⁶ Diese Annahme ist realistisch und vielfach experimentell validiert. Sie gilt insbesondere unter der Annahme, dass das LOHC in einer dafür optimierten Anlage beladen wird.

⁷ Dieser Wert wurde in stationären Laboranlagen vielfach erreicht und sollte auch auf der Zugplattform erreichbar sein.

⁸ Sollte bei kompakter Bauweise und guter Isolierung näherungsweise erreichbar sein.

⁹ Diese Annahme ist durch thermodynamische Berechnungen abgesichert, aber noch nicht praktisch demonstriert worden.

Tabelle 9: Stoffdaten zur Berechnung der Tankgröße für die Optionen a-d.

Stoffdaten Wasserstoff	Stoffdaten LOHC	Stoffdaten Diesel
$M_{H_2} = 2 \frac{g}{mol}$	$M_{H_{18-DBT}} = 290 \frac{g}{mol}$	$\rho_{Diesel}(20\text{ }^\circ\text{C}) = 0.88 \frac{kg}{l}$
$H_{I,H_2} = 33.3 \frac{kWh}{kg}$	$M_{H_0-DBT} = 272 \frac{g}{mol}$	$H_{I,Diesel} = 10.2 \frac{kWh}{kg}$
	$\rho_{H_{18-DBT}}(20\text{ }^\circ\text{C}) = 0.91 \frac{kg}{l}$	

Die Ergebnisse für das notwendige Tankvolumen sind für einen Umsatz von 90 % und im Optimierungsfall von 98 % in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Benötigte LOHC-Volumina an Bord des Zugs zur Bereitstellung von 178 kg Wasserstoff für den Antrieb und die Hilfsbetriebe.

Option/ LOHC-Menge	kg H ₂ (LOHC-gebunden)	Liter LOHC (H ₂ -Restgehalt 10%)	Liter LOHC (H ₂ -Restgehalt 2%)
Option a	268	5280	4850
Option b	178 + 157 kg Biodiesel	3500	3220
Option c	178	3500	3220
Option d	294	5800	5330

Die bestimmten Tankvolumina können beispielsweise in mehreren 800 Liter-Tanks am Boden des Brennstoffzellenzugs realisiert werden. Da die Sicherheitsvorschriften zur LOHC-Lagerung ungefähr denen zur Diesellagerung (keine Explosionsgefährdung, Maßnahmen gegen Wassergefährdung wie bei Diesel, geringere Toxizität des LOHC gegenüber Diesel, LOHC ist kein Gefahrgut) entsprechen, ist bei den LOHC-Tanks im Zug keine besondere Ausführung zu beachten. Die Tanks können identisch mit denen des heutigen *LINT54* Diesel-Triebwagens sein.

Es ist zu beachten, dass das während des Zugbetriebs entstehende entladene LOHC, wieder gelagert werden muss. Das heißt zu Beginn des Betriebs muss an Bord des Zuges ein Tank leer sein, um in diesem im Anschluss an die Wasserstoffabgabe im Fahrbetrieb nach und nach das entladene LOHC zu füllen. Ist dieser Behälter mit entladenerem LOHC befüllt, so wird der nächste in der Zwischenzeit leere Behälter mit dem entstehenden entladenen LOHC gefüllt. Für Option a wären auf diese Weise z.B. acht 800 Liter-Tanks nötig. Beim Betankungsvorgang wird das entladene LOHC an der Tankstelle wieder abgegeben und vor Ort erneut mit Wasserstoff befüllt oder an eine geeignete Wasserstoffquelle zur Befüllung geliefert. Wegen der Diesel-artigen Natur des LOHC können auch an der Tankstelle bereits bestehende Dieseltanks für die LOHC-Speicherung genutzt werden.

5.3 Wasserstofffreisetzung an Bord des Zuges

Ausgangspunkt für die Berechnungen ist die Anforderung, eine Brennstoffzellen-Leistung von 400 kW für den Betrieb des Zuges bereitzustellen (siehe „*Coradia iLint*“ der Firma *Alstom*). Die Berechnung der dafür notwendigen Größe der Dehydriereinheit konzentriert sich zunächst – wie in verfahrenstechnischen Abschätzungen üblich – auf das Hauptaggregat, den

Dehydrierreaktor. Nebenaggregate (Pumpen, Beheizungsaggregate, Wärmeträgermedien, Wärmetauscher, Reinigungseinheiten etc.) werden über Zuschlagsfaktoren berücksichtigt.

Die Berechnungen basieren auf kinetischen Untersuchungen in stationären Versuchsanlagen, die auch bereits zur erfolgreichen Auslegung großer Dehydrierer (100 kW) genutzt wurden.

Um das Dehydrierkonzept für eine bewegliche Plattform mit Beschleunigungen und Kippwinkeln (Berg-Tal-Fahrt) zur realisieren, wird vorgeschlagen die Dehydrierreaktion in senkrechten Röhren (siehe Abbildung 56) durchzuführen, in denen die Flüssigkeit kaum auf Bewegungen des Reaktors reagiert. Solche senkrechten Dehydriereinheiten wurden in kleinen Leistungsklassen (bis 20 kW) am Lehrstuhl CRT der FAU bereits erfolgreich ausgelegt und getestet. Die Skalierung durch Parallelisierung ist erfahrungs-gemäß ohne Probleme möglich.

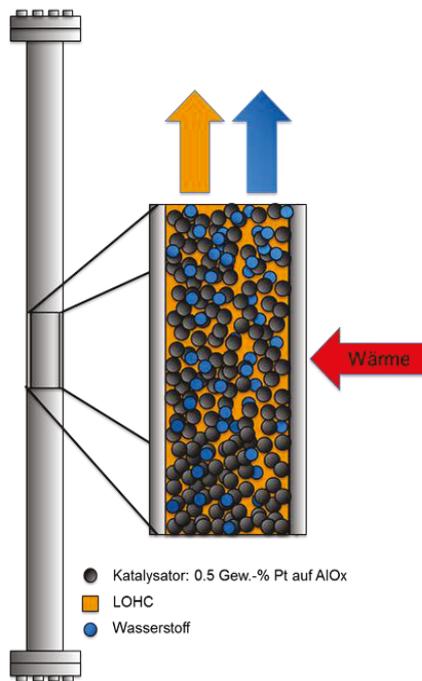


Abbildung 56: Schematische Darstellung eines senkrecht angebrachten Reaktionsrohrs der Dehydriereinheit (Länge 2 m, Durchmesser: 19 mm).

Im Folgenden werden die Berechnungen für das Katalysatorsystem 0.5 Gew.-% Pt auf AlO_x bei einer Temperatur von 310 °C und einem Wasserstoffdruck von ca. 1 bar vorgestellt.

Die verwendeten Daten zur Bestimmung des Reaktionsvolumens der Wasserstofffreisetzungseinheit sind in Tabelle 11 aufgetragen.

Tabelle 11: Verwendete Daten zur Bestimmung des Reaktionsvolumens.

Stoffdaten	Kinetische Daten	Reaktionsbedingungen
$w_{Pt} = 0.5 \frac{g_{Pt}}{g_{Kat}}$	$k_0 = 125.24 \frac{m^6}{kg s mol}$	$T = 310 \text{ }^\circ\text{C}$
$\rho_{Schüttung, Kat} = 1 \frac{kg}{l}$	$n_{Reaktion} = 1.98$	$p_{H_2} = 1 \text{ bar}$
$d_{Pellets} = 4 \text{ mm}$	$E_A = 119.8 \frac{kJ}{mol}$	

Die Dehydrierungsreaktion der Wasserstoff-beladenen LOHC-Verbindung H18-DBT wurde bereits ausführlich untersucht und charakterisiert.[28, 49] Dabei konnte nachgewiesen werden, dass während der Wasserstoff-Freisetzungsreaktion aus dem H18-DBT-Molekül die Zwischenprodukte H12-DBT und H6-DBT im Reaktionsgemisch auftreten.[50] Das im Rahmen dieses Projekts verwendete Modell basiert allerdings lediglich auf der Annahme einer einstufigen Freisetzung von Wasserstoff aus H18-DBT unter Bildung von H0-DBT. Diese Vereinfachungen ist bezogen auf die Daten Dichte und Viskosität akzeptabel, da ein annähernd linearer Zusammenhang mit dem Hydriergrad gezeigt wurde.[51] Auch das auf dieser vereinfachten Annahme beruhende kinetische Modell wurde bereits mehrfach erfolgreich zur Auslegung großer LOHC-Dehydrierer genutzt.

Auf Basis der notwendigen Brennstoffzellenleistung von 400 kW wurde unter der Annahme eines Brennstoffzellenwirkungsgrads von 55 % der notwendige Wasserstoffstrom bestimmt, der durch die Dehydrierung erzeugt werden muss. Darüber hinaus kann unter Annahme eines bestimmten Umsatzes, der notwendige LOHC-Strom berechnet werden, der in den Dehydrierer gefördert werden muss.

Aufgrund von wärmeübertragungstechnischen Betrachtungen ist der Durchmesser der Reaktorrohre auf 0.019 m festgelegt worden.[52] Die Rohrlänge wurde aufgrund der im Zug verfügbaren Bauhöhen auf 2 m festgelegt (Höhe iLint 54: 4340 mm). Um die notwendige Verweilzeit im Reaktionsraum für einen definierten Umsatz zu gewährleisten, wird die Anzahl an Rohren solange iterativ erhöht, bis der erzielte Umsatz erreicht wird. Für die Berechnung der Dehydriereinheit wurden zusätzlich folgende Annahmen gemacht:

- Im Reaktionsraum liegen keine Zwischenstufen vor → direkte Reaktion von H18-DBT zu H0-DBT;
- Das verwendete Dehydrierer-Reaktormodell basiert auf horizontalem Rohr; die Übertragbarkeit auf ein vertikales Rohr wird angenommen;
- Das Rohr ist vollständig mit Katalysator befüllt, das Leervolumen ist zur Hälfte mit Gas und zur Hälfte mit LOHC befüllt;
- Es herrscht eine konstante Temperatur- und Druckverteilung im kompletten Reaktionsraum;
- Der Einfluss von Gaslöslichkeiten und Verdampfungsgrad wird nicht beachtet.

In Abbildung 57 ist der Umsatz, sowie die Stoffmenge Wasserstoff gegen die dimensionslose Verweilzeit (τ/τ_{max}) aufgetragen.

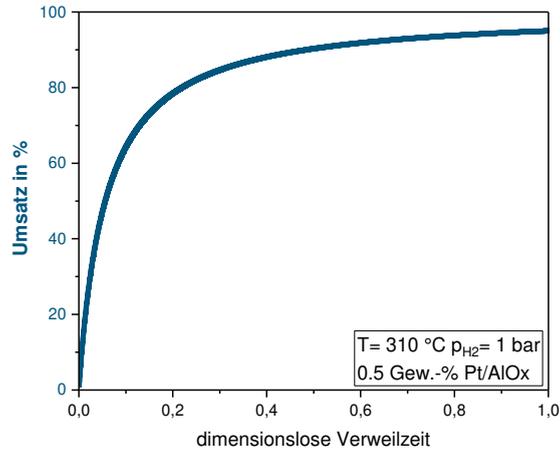


Abbildung 57: Kinetik der H18-DBT-Dehydrierung mit einem Pt auf AlO_x-Katalysator (0,5 mass% Pt auf Träger).

Aus der Abbildung 57 wird ersichtlich, dass eine weitere Steigerung des Umsatzes nahe Vollumsatz (beispielsweise von 90 auf 95 %) eine deutliche Verweilzeiterhöhung mit sich bringt. Dies ist auf die Kinetik des Reaktionssystems zurückzuführen, da bei geringerer Restbeladung des LOHCs auch die Freisetzungsgeschwindigkeit deutlich zurückgeht.

Aus diesem Grund wurde im entwickelten Rechentool eine Optimierung zwischen Reaktionsvolumen und Tankgröße integriert. Für den Fall a sind die notwendigen Volumen gegen den Umsatz in Abbildung 58 aufgetragen.

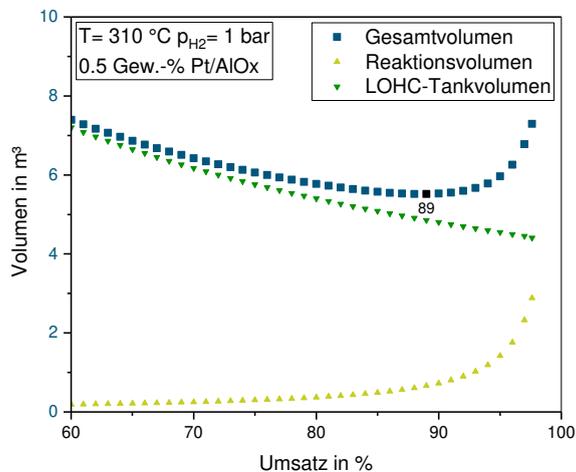


Abbildung 58: Reaktionsvolumen, Tankvolumen und das sich daraus ergebende Gesamtvolumen aufgetragen gegen den Umsatz.

Das notwendige Tankvolumen nimmt aufgrund der besseren Ausnutzung des LOHC Mediums linear mit steigendem Umsatz ab. Das Reaktionsvolumen ist hingegen an die Reaktionskinetik

gebunden und die Verweilzeit zur vollständige Freisetzung sehr hoch. Daraus ergibt sich ein minimales Gesamtvolumen (hier definiert als Reaktionsvolumen + Tankvolumen).

Im entwickelten Rechentool wird für den jeweils betrachteten Fall ein Optimum an Tankgröße und Reaktionsvolumen bestimmt und mit diesem ermittelten Umsatz die restlichen Daten bestimmt. In den hier betrachteten Optionen a, b und d liegt dieses Optimum bei einer Temperatur von 310°C bei 89 % Umsatz.

Eine Steigerung der Reaktionskinetik kann durch eine Temperaturerhöhung erreicht werden. In Abbildung 59 ist der Einfluss der Temperatur auf den Umsatz und damit auf das Reaktions- und Tankvolumen für den Fall a dargestellt.

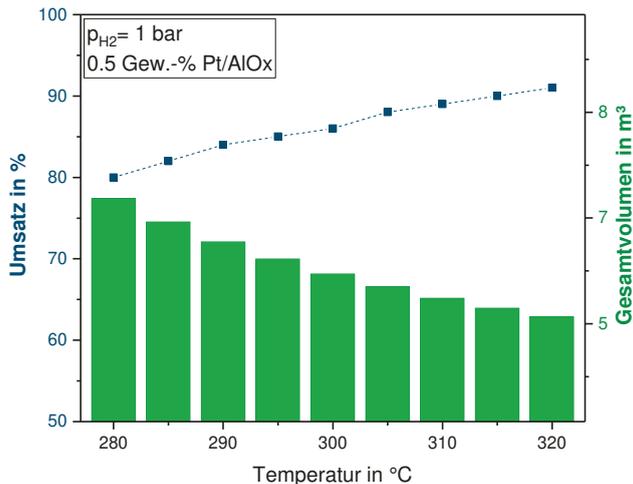


Abbildung 59: Umsatz und Gesamtvolumen (Tank- und Reaktions-volumen) für den Fall a gegen die Temperatur aufgetragen.

Durch die Steigerung der Reaktionskinetik bei höheren Temperaturen liegt auch das Optimum des Umsatzes bei höherer Wasserstoffreisetzungsrate.

Die erhaltenen Ergebnisse sind für einen Umsatz von 89 % in Tabelle 12 zusammengefasst. Es ist zu berücksichtigen, dass Teile des Volumens der Hilfsaggregate (z.B. Wasserstoffreinigungseinheiten und der Wasserstoffbrenner) in Option a auf dem Fahrzeugdach angebracht wären.

Ein **enormes zusätzliches Potential** zur Verkleinerung des Reaktionsvolumens liegt in einer höheren Beladung des Katalysators mit Edelmetall: Für stationäre Demonstratoren wurde bisher eine 0,5 % Beladung des Trägers erprobt, da dies die höchste Edelmetalleffizienz verspricht. Bei kleinen Einbußen an Edelmetalleffizienz und durch Weiterentwicklung (Optimierung Wärmeeintrag) könnte aber durch Steigerung der Beladung das Reaktionsvolumen entsprechend verkleinert werden.

Tabelle 12: Benötigte Reaktionsvolumina in der Dehydriereinheit zur Bereitstellung von 400 kW Leistung für den Antrieb und die Hilfsbetriebe eines Wasserstoffzugs aus on-Bord bevorratetem LOHC (LOHC-Entladegrad 89% für Optionen a, b und d).

Option/ Reaktions- volumen	Liter H18- DBT Tank	Liter Reaktionsvolumen	Anzahl paralleler Reaktionsrohre ¹⁰	Volumen Dehydriereinheit (Entwicklungsziel) ¹¹
Option a	5340	748	1320	2000 (1333)
Option b	3550	482	850	1205 (723)
Option c	3550	Es wird keine Dehydriereinheit benötigt		
Option d	5870	800	1404	2400 (1600)

5.4 Einsatz von Wärmetauschern und Wasserstoffreinigung

Um das beladene LOHC aus dem Tank für die Umsetzung im Dehydrierreaktor aufzuheizen, wird ein Wärmetauscher zwischen dem zugeführtem und abgeführten Flüssigstrom der Dehydriereinheit angebracht.

Das während der Dehydrierung entstehende Reaktionsgas wird nach der Reaktion in einem Wärmeüberträger gekühlt und nach Möglichkeit die Wärme auf den Heizkreislauf übertragen. Sind Teile des LOHCs in die Dampfphase übergegangen, so befinden sie sich nach der Dehydriereinheit im Wasserstoff-Gasstrom. Die Abscheidung dieses Anteils kann durch eine Kühlung des Dampf-/Gasstroms erreicht werden. Durch die Abkühlung können LOHC-Anteile im Abgas auskondensiert werden. Mithilfe eines Dephlegmators kann ein Wasserstoffgas mit einer Reinheit von 4.0 erreicht werden.

Diese Reinheit ist bei der Verbrennung des Wasserstoffs im Fall d ausreichend. Für die Brennstoffzelle sind laut ISO 14687-2 höhere Reinheiten notwendig. Aus experimentellen Daten der FAU konnte allerdings gezeigt werden, dass Spuren an voll-, un-, und teilhydriertem DBT die Membran der Brennstoffzelle nicht schädigen. Allerdings besteht hinsichtlich der Lebensdauer eines Brennstoffzellensystems das mit Wasserstoff aus LOHC-Systemen betrieben wird noch weiterer Forschungsbedarf. So sollten gezielte Belastungstests der Brennstoffzelle mit einem Hx-DBT-verunreinigten Wasserstoffstrom durchgeführt werden. Eine zusätzliche Wasserstoffreinigung kann vergleichsweise leicht mithilfe einer Adsorption (beispielsweise an Aktivkohle) erreicht werden.

5.5 Wasserstoffverstromung an Bord des Zuges

Nach den Recherchen dieses Projekts liegt das Volumen einer Wasserstoff-betriebenen Brennstoffzelle für eine Leistung von 400 kW bei etwa 1000 Litern. Die Brennstoffzelleneinheit ist auf dem Dach des Fahrzeugs angebracht und für die Optionen a und b identisch mit der Brennstoffzelle des *Coradia iLint* der Firma *Alstom*.

¹⁰ Jedes Reaktionsrohr ist 2 m lang und besitzt einen Durchmesser von 19 mm.

¹¹ Wegen der kompakteren Bauform eines Ölbrenners im Vergleich zum Wasserstoffbrenner werden für Option a und b unterschiedliche Zuschlagsfaktoren verwendet; für Option a und d: 3, Entwicklungsziel 2; für Option b: 2,5, Entwicklungsziel 1,5.

Für die Option der Nutzung einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle wird zwar keine Dehydriereinheit benötigt. Dafür ist die volumetrische Leistungsdichte der Brennstoffzelle nach Stand der heutigen Laborentwicklungen aber nur bei einem Drittel bis einem Fünftel einer Wasserstoff-betriebenen Brennstoffzelle. Nach dem heutigen Stand der Technik würde also im Falle einer Direkt-LOHC-Brennstoffzelle ein zusätzliches Volumen von 2000-4000 Liter für die Brennstoffzelleneinheit notwendig. Ziel der laufenden und zukünftigen Forschung auf diesem Gebiet ist es, dieses zusätzliche Volumen durch Weiterentwicklung dieser noch sehr jungen Technologie einsparen zu können, sprich sich dem Volumen der Wasserstoff-Brennstoffzelle anzunähern. Vermutlich wäre auch die Direkt-LOHC-Brennstoffzelleneinheit günstiger Weise auf dem Dach des Fahrzeugs verbaut.

5.6 Infrastruktur zur Betankung und LOHC Tanks an Bord des Zuges

Die Betankung erfolgt an einer leicht modifizierten Tankstelle. Die Lagerkapazität am Vertankungsort kann in bestehenden Dieseltanks realisiert werden. Beim Einfüllen in den Zug wird sowohl Wasserstoff-beladenes LOHC in den Zug gefüllt als auch entladenes LOHC abgesaugt. Für die LOHC-Bevorratung an Bord des Zuges schlagen wir vor, 800 Liter-Tanks zu verwenden und stets so viele Tanks an Bord zu montieren, dass nach jedem Betankungsvorgang einer der Tanks leer bleibt. Während des Betriebs des Zuges wird beladenes LOHC entladen und in den leeren Tank gepumpt. Nach und nach wird aus den Tanks beladenes LOHC entnommen und in das jeweils freie Tankvolumen das entladene Material eingefüllt. Bei der Rückkehr des Zuges zur Betankungsanlage wird zunächst das entladene Material abgesaugt und simultan oder danach das beladene Material eingefügt.

5.7 Robustheit, Dynamik und Redundanz

Die Lebensdauer der LOHC-Dehydrierkatalysatoren wird mit mindestens 2 Jahre abgeschätzt. Diese Lebensdauer sollte durch Katalysatorregeneration während der Wartung auf mindestens 5 Jahre gesteigert werden können.

Bezüglich der Systemdynamik wird vorgeschlagen, das LOHC-Brennstoffzellen-System möglichst stationär zu betreiben und die Dynamik des Fahrbetrieb (z.B. Anfahren) weitgehend über die Batterieeinheit des Zuges abzupuffern. Allerdings bietet auch das LOHC-System selbst dynamische Optionen z.B. durch Androsseln des Dehydrierreaktors.[52]

5.8 Investitionskosten-Vergleich „Zug mit Wasserstoff-Drucktank“ vs. „Zug mit LOHC-Tank“

Ein wesentlicher Kostenpunkt der heute auf dem *Coradia iLint* der Firma *Alstom* realisierten Wasserstoff-Bevorratung bei 350 bar Wasserstoffdruck sind die 350 bar Composite Drucktanks. Billigere Stahltanks wären möglich, sind aber für die Zuganwendung zu schwer. Unter Annahme von state-of-the-art Composite-Hochdrucktanks (z. B. der Firma *Hexagon Composites*)¹² erfordert die Bevorratung von 178 kg Wasserstoff bei 350 bar mehrere Zylinder der Composite Tanks mit einem Gesamtvolumen von 11.000 Litern und einem Gewicht von

¹² Information vom DOEhydrogen Statustreffen 2017.

2.400 kg. Die Kosten für ein solches Tanksystem liegen nach unseren Recherchen bei 175.000 € (sieben 25 kg-Tanks zu je 45.000 €).[53]

Bei allen LOHC-Systemen setzen sich die Kosten für die Wasserstoff-Bevorratung an Bord aus den einmaligen Investitionskosten für das LOHC-Material und den Kosten für die Tankhülle zusammen. Für die Tankkosten wurden 800 € pro 800 Liter Dieseltank angenommen (abgeleitet von entsprechenden Dieseltanks für große LKW). Für das LOHC werden 3 €/kg LOHC angenommen (Preis bei Bezug im einstelligen Tonnenmaßstab). Damit ergeben sich im „teuersten“ Fall der Option a für 8 Tanks (einer leer, siehe oben) von je 800 Liter 6.400 € und für 4860 kg LOHC-Material Kosten von 14.580 €, in Summe also Kosten von rund 21.000 €.

Für die LOHC-Systeme der Optionen a, b und d spielt die Platinmenge der Dehydriereinheit eine relevante Rolle für die initialen Investitionskosten. Aufgrund einer Platin-Recyclingrate von > 99,9 % kann die Investition beim Katalysatortausch wieder gutgeschrieben werden. Auch Edelmetall-Leasing-Modelle sind im Katalysatorgeschäft üblich. Derzeit kostet ein kg Platin ca. 25.000 €. Für die hier betrachtete Option a sind 4,1 kg Pt (102.500 €), für Option b 2,2 kg Pt (55.000 €) und für die Option d 4,4 kg Pt (110.000 €) initial zu beschaffen.

Für Option c gehen wir davon aus, dass zwar die Baugröße der Brennstoffzelle gegenüber einer Wasserstoff-Brennstoffzelle zunimmt, aber die Platineffizienz vergleichbar bleibt. Daher gehen wir von 10 g Pt / kW elektrischer Leistung aus, also 4 kg (100.000 €) für 400 kW. Diese initialen Investitionen sind auch im *Coradia iLint* der Firma *Alstom* sowie bei den Optionen a und b für die Brennstoffzelle aufzubringen. In einem solchen Szenario würden daher für die Direkt-LOHC-Brennstoffzelle keine zusätzlichen Edelmetallkosten entstehen, weil Wasserstoff-Abspaltung und Verstromung an einem Katalysator erfolgen.

5.9 Teil B: Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel des Teils B des Projekts war es, ein fundiertes technisches Konzept für die Wasserstoffversorgung eines Brennstoffzellen-betriebenen Zuges durch on-board Wasserstoffherzeugung aus einem LOHC-System zu entwickeln. Dabei wurde von den Randbedingungen des heutigen Alstom-Produkts *Coradia iLint* (178 kg verstrombarer Wasserstoff an Bord) ausgegangen. Es sollten insbesondere die notwendigen Volumina für Tanks und Freisetzer an Bord des Zuges ermittelt und verschiedene technische Realisierungskonzepte verglichen werden und Entwicklungspotentiale ausgelotet werden. Es wurden vier Optionen a - d betrachtet, wobei Option a einen Teil des freigesetzten Wasserstoffs zur Bereitstellung der Dehydrierwärme verbrennt, Option b einen Hilfskraftstoff (Biodiesel) oder einen kleinen Teil des LOHC-Trägers zur Bereitstellung der Dehydrierwärme verbrennt, Option c eine Direkt-LOHC-Brennstoffzelle nutzt und Option d einen Wasserstoffmotor in Wärmeintegration mit dem LOHC-Dehydrierer betreibt. Die wichtigsten Ergebnisse von Teil B dieses Projekts lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Alle Optionen a bis d vermeiden die Wasserstoffbevorratung am Bahnhof und nutzen die dort bereits vorhandene Infrastruktur für Dieselmotorkraftstoff.
- Alle Optionen a bis d vermeiden die Lagerung großer Mengen an Wasserstoff im Zug und sparen gegenüber dem Druckspeicher Speichervolumen ein (4.700 – 8.300 L gegenüber 11.000 L).

- Die Kosten für LOHC-Material und Freisetzer überschreiten die Kosten für die heutigen Drucktanks perspektivisch nicht. Außerdem ergeben sich durch die Nutzung von LOHC-gebundenem Wasserstoff erhebliche Kosteneinsparpotentiale bei der Wasserstoffbeschaffung und bei den Betankungsanlagen.
- Perspektivisch ist die Option c am interessantesten und sollte intensiv weiterentwickelt werden. Diese Option weist allerdings heute noch den geringsten TRL (TRL: technology readiness level) auf. Die Kernkomponenten der Optionen a, b und d wurden in stationären Anlagen im 10-100 kW-Maßstab bereits demonstriert und die Übertragbarkeit auf mobile Plattformen wurde prinzipiell nachgewiesen.

Auf Basis der erzielten Ergebnisse im Teil B dieses Projekts erscheint die Entwicklung eines Zugdemonstrators (auf Basis einer der Optionen a bis d) in einem Zeitraum von 5 Jahren durch ein Konsortium aus Helmholtz-Einrichtungen, akademischen Partnern und einschlägiger Industrie als realistisch. Projektziel eines solchen Entwicklungsprojekts wäre die Realisierung eines fahrbaren Zugdemonstrators der beladenes LOHC tankt und aus dem darin gebundenen Wasserstoff die Betriebsenergie für Antrieb und alle Aggregate bereitstellt.

Das HI ERN wäre gerne bereit, eine entsprechende Entwicklung federführend voran zu treiben, ein solches Entwicklungsprojekt zu führen und ein entsprechendes Konsortium zu koordinieren.

Danksagung

Diese Studie wurde von den Instituten IEK-11 (HI ERN) und IEK-3 des Forschungszentrums Jülich mit Unterstützung von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Lehrstuhls für Chemische Reaktionstechnik (CRT) der FAU erstellt. Wir danken hier vor allem den Herren Dr. Patrick Preuster und Dr. Andreas Bösmann vom Lehrstuhl CRT für wichtige Diskussionsbeiträge und Hinweise. Beide Teile des Forschungsprojekts wurden in enger Abstimmung mit der BOB bearbeitet. Wir danken Herrn Fabian Amini, Technischer Vorstand der BOB, und Herrn Arno Beugel, ebenfalls BOB, für zahlreiche Hinweise und Anregungen.

6 Bibliographie

- [1] GNIFFKE, P., Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, Umweltbundesamt, 2017.
- [2] *Schiennetz in Deutschland.* <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/infrastruktur/schiennetz/>. Aktualisierungsdatum: 11.08.2017.
- [3] *electrified railway lines.* https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/scoreboard/compare/energy-union-innovation/share-electrified-railway_en. Aktualisierungsdatum: 10.08.2017.
- [4] *Marktuntersuchung Eisenbahnen 2014.* Bundesnetzagentur 2014.
- [5] DOKUPL, M., et al.: *Compact propane fuel processor for auxiliary power unit application.* In: *Journal of Power Sources* 157 (2006), pp. 906-913.
- [6] HOLZHEY, M.: *Schiennetz 2025/2030.* Umweltbundesamt 2010.
- [7] PREUSTER, P., et al.: *Hydrogen Storage Technologies for Future Energy Systems.* In: *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering* 8 (2017), pp. 445-471.
- [8] PREUSTER, P., et al.: *Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy.* In: *Accounts of Chemical Research* 50 (2017), pp. 74-85.
- [9] EICHLSEDER, H.; KLELL, M.: *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik.* Vieweg und Teubner, 2008.
- [10] JOCHEN LEHMANN, T.L.: *Wasserstoff und Brennstoffzellen.* Springer-Verlag, 2014.
- [11] SCHOLZ, R.: *Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene.* NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie, 2016.
- [12] ADOLF, J.: *SHELL Wasserstoff-Studie.* 2017.
- [13] TEICHMANN, D., et al.: *A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC).* In: *Energy & Environmental Science* (2011).
- [14] *Wasserstoff-Infrastruktur für eine Nachhaltige Mobilität.* e-mobil BW GmbH und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2013.
- [15] YANG, C.; OGDEN, J.: *Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode.* In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2007).
- [16] Der sauberste Energieträger, den es je gab. Hydrogen Solutions von Linde Gas., in: AG, L. (Ed.), Linde AG, Linde AG.
- [17] WURSTER, R.; ZERTA, M.: *Sichere Wasserstoffinfrastruktur.* 2011.
- [18] AIR LIQUIDE, S.A., Sicherheitsdatenblatt gemäß RL 1907/2006/EG (REACH), 2015.
- [19] GARCHE, S., Rechtlicher Leitfaden zur Errichtung von „Wasserstoff-Tankstellen“, Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW und EnergieAgentur.NRW, 2015.
- [20] §18 *Betriebsicherheitsverordnung.* https://www.gesetze-im-internet.de/betrSichV_2015/18.html. Aktualisierungsdatum: 29.09.2017.
- [21] SAE J2601 Fueling Protocol, SAE International, California Energy Commission.
- [22] JAMES, W., An Introduction to SAE Hydrogen Fueling Standardization, in: ENERGY, U.S.D.O. (Ed.), U.S. Department of Energy.
- [23] *Allgemeines Eisenbahngesetz.* https://www.gesetze-im-internet.de/aeg_1994/BJNR239600993.html. Aktualisierungsdatum: 28.09.2017.
- [24] *Bundesnaturschutzgesetz.* https://www.gesetze-im-internet.de/bnatschG_2009/13.html. Aktualisierungsdatum: 29.09.2017.
- [25] *Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung.* <https://www.gesetze-im-internet.de/uvpg/index.html#BJNR102050990BJNE000106116>. Aktualisierungsdatum: 29.09.2017.
- [26] Coradia iLint: Alstoms emissionsfreier Zug, Alstom 2017.
- [27] BAYER, T., Wasserstoffbereitstellung für H2BZ-Schiennfahrzeuge im Rhein-Main-Gebiet, Infraserb GmbH & Höchst Co. KG, 2016.
- [28] BRÜCKNER, N., et al.: *Evaluation of Industrially Applied Heat-Transfer Fluids as Liquid Organic Hydrogen Carrier Systems.* In: *ChemSusChem* 7 (2014), pp. 229-235.

- [29] M. REUB, et al.: *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model*. In: (2017).
- [30] ARLT, W.: *Wasserstoff und Speicherung im Schwerlastverkehr*. Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg 2017.
- [31] *Roads2HyCom PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production*. Guy Maisonnier, IFP - Institut Français du Pétrole, Jérôme Perrin, AIR LIQUIDE, S.A., Dr. Robert Steinberger-Wilckens, Sören Christian Trümper (eds.), PLANET GbR, 2007.
- [32] TILLMETZ, W.; BÜNGER, U.: *Development status of hydrogen and fuel cells–Europe*. In *proceedings*: 18th World Hydrogen Conference, 2010.
- [33] EDWARDS, R., et al.: *WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT*. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport, 2014.
- [34] ALAZEMI, J.; ANDREWS, J.: *Automotive hydrogen fuelling stations: An international review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2015).
- [35] CERNIAUSKAS, S., Produktionskosten Zentrale Elektrolyse (EE-Strom 2050), in: STERNFELD, D. (Ed.), 2017.
- [36] LOZANOVSKI, A., Analysis of investments in workshops for fuel cell buses and hydrogen refuelling stations, in: INITIATIVE, F.C.A.H.J.T. (Ed.), Fuel Cells and Hydrogen Joint Technology Initiative, 2015.
- [37] WENSKE, M., Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse, in: AG, E. (Ed.), ENERTRAG AG.
- [38] RUTH, M., et al.: *Hydrogen Pathways: Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Seven Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios*. National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [39] WOLFGANG WOLTER; MEIBNER, J., Preisliste Container und Trailer für 300 und 500 bar, Wystrach GmbH, 2017.
- [40] *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990 - 2015*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen?sprungmarke=Strommix>. Aktualisierungsdatum: 14.09.2017.
- [41] L'ÉON, A.: *Hydrogen Technology - Mobile and Portable Application*. Springer, 2008.
- [42] REUTER, D.B., et al.: *New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots*. Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2017.
- [43] AMINI, F., Besprechung im Rahmen des BOB-Projektes, in: STERNFELD, D. (Ed.), 2017.
- [44] *Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan*. In: *U.S. Department of Energy* (2015).
- [45] *Systems for safe and efficient hydrogen storage and logistics via LOHC*, 2016, Hydrogenious Technologies GmbH.
- [46] KRIEG, D.: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. 2012
- [47] WENSING, M.: *Ergebnis aus dem Bavarian Hydrogen Center - Abschlussbericht*. Bavarian Hydrogen Center, 2017.
- [48] www.keyou.de.
- [49] FIKRT, A., et al.: *Dynamic power supply by hydrogen bound to a liquid organic hydrogen carrier*. In: *Applied Energy* 194 (2017), pp. 1-8.
- [50] DO, G., et al.: *Hydrogenation of the liquid organic hydrogen carrier compound dibenzyltoluene - reaction pathway determination by 1H NMR spectroscopy*. In: *Reaction Chemistry & Engineering* 1 (2016), pp. 313-320.
- [51] MÜLLER, K., et al.: *Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives*. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 54 (2015), pp. 7967-7976.
- [52] PREUSTER, P.: *Entwicklung eines Reaktors zur Dehydrierung chemischer Wasserstoffträger als Bestandteil eines dezentralen, stationären Energiespeichers*. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Dissertation. 2017

- [53] NOVAK, P.: *NOVAK COMPOSITES*. <http://novakcomposites.com>.
Aktualisierungsdatum: 20.03.2018.

7 Anhang

7.1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AEG	Allgemeines Eisenbahngesetz
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BOB	Bayerische Oberlandbahn (Eisenbahnverkehrsunternehmen der Transdev GmbH)
BZ / FC	Brennstoffzelle / Fuel Cell
COP	Conference of the Parties (UN-Klimakonferenz)
CRT	Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
EB	Eisenbahnbundesamt
EE	Erneuerbare Energien
EEV	Endenergieverbrauch
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln
ETS	Energie-Tragende-Stoffe
FAU	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
GH ₂	gaseous H ₂ (gasförmiger (Druck-)Wasserstoff)
GPSGV	Verordnung zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz
Hbf	Hauptbahnhof
LKW	Lastkraftwagen
LH ₂	Liquid H ₂ (flüssig-Wasserstoff)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (organische Trägerflüssigkeit für Wasserstoff)
PEMFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell (Polymerelektrolyt-BZ bzw. Protonenaustauschmembran-BZ)
PEV	Primärenergieverbrauch
PKW	Personenkraftwagen
POX	Partielle Oxidation
SMR	Steam Methane Reforming (Dampfreformierung)
SOC	State of Charge (Füllstand des Fahrzeugtanks)
THG	Treibhausgas
TRBS	Technische Regeln zur Betriebssicherheit
UN(O)	United Nations Organisation (Vereinte Nationen)
UVP(G)	(Gesetz über die) Umweltverträglichkeitsprüfung
vol.	volumetrisch (auf das Volumen bezogen)
Vol.-%	Volumenprozent
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

7.2 Symbolverzeichnis

Symbol	Bedeutung
°C	Grad Celsius
CH ₄	Chemische Formel von Methan
C	Chemische Formel von Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Chemische Formel von Kohlenstoffdioxid
H ₂	Chemische Formel von molekularem Wasserstoff
H ₂ O	Chemische Formel von Wasser
kg	Kilogramm (Einheit für Masse [1 kg = 1.000 g])
K	Kelvin
(M/T)J	(Mega-/Tera-) Joule (SI-Einheit für Energie)
(N)m ³	(Norm-) Kubikmeter (SI-Einheit für Volumen) unter Normalbedingungen
O ₂	Chemische Formel von molekularem Sauerstoff
Pa / MPa	Pascal (SI-Einheit für Druck [1 MPa = 10 bar])
t	Tonne (Einheit für Masse [1 t = 1.000 kg])

Band / Volume 439

Quantitative Luminescence Imaging of Solar Cells

V. Huhn (2018), 155 pp

ISBN: 978-3-95806-363-1

Band / Volume 440

Characterization of Phosphoric Acid Doped Polybenzimidazole Membranes

Y. Lin (2018), II, IV, 140 pp

ISBN: 978-3-95806-364-8

Band / Volume 441

Degradation Study of SOC Stacks with Impedance Spectroscopy

Y. Yan (2018), 135 pp

ISBN: 978-3-95806-367-9

Band / Volume 442

Future Grid Load of the Residential Building Sector

L. Kotzur (2018), xxi, 213 pp

ISBN: 978-3-95806-370-9

Band / Volume 443

Yttriumoxid-Dünnschichten als Tritium-Permeationsbarriere

J. Engels (2018), 252 pp

ISBN: 978-3-95806-371-6

Band / Volume 444

Inverse conditioning of a high resolution integrated terrestrial model at the hillslope scale: the role of input data quality and model structural errors

S. Gebler (2018), xxii, 160 pp

ISBN: 978-3-95806-372-3

Band / Volume 445

Cathode Stability and Processing in Inert Substrate-Supported Solid Oxide Fuel Cells

E. Matte (2018), viii, 178 pp

ISBN: 978-3-95806-373-0

Band / Volume 446

Aging and Degradation Behavior of Electrode Materials in Solid Oxide Fuel Cells (SOFCs)

X. Yin (2018), x, 103 pp

ISBN: 978-3-95806-374-7

Band / Volume 447

TRENDS 2017

Transition to Renewable Energy Devices and Systems

D. Stolten, R. Peters (Eds.) (2018), 206 pp

ISBN: 978-3-95806-376-1

Band / Volume 448

3D simulation of impurity transport in a fusion edge plasma using a massively parallel Monte-Carlo code

J. Romazanov (2018), xvi, 149 pp

ISBN: 978-3-95806-377-8

Band / Volume 449

Projektbericht Adelheid – aus dem Labor heraus in die Lüfte

D. Stolten, R. Peters (Eds.) (2018), xxi, 321 pp

ISBN: 978-3-95806-378-5

Band / Volume 450

**Microstructure and Thermomechanical Properties of $\text{SrTi}_{1-x}\text{Fe}_x\text{O}_{3-\delta}$
Oxygen Transport Membranes and Supports**

R. Oliveira Silva (2019), vi, 148 pp

ISBN: 978-3-95806-381-5

Band / Volume 451

Sodium Ion Conducting Ceramics for Sodium Ion Batteries

S. Naqash (2019), vii, 134 pp

ISBN: 978-3-95806-382-2

Band / Volume 452

**Quantitative Analyse der Trocknungsverläufe von
Katalysatordispersionen**

F. Scheepers (2019), VIII, 191 pp

ISBN: 978-3-95806-384-6

Band / Volume 453

**Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen
durch Nutzung der LOHC-Technologie?**

P. Wasserscheid, T. Grube, D. Sternfeld, M. Essl, M. Robinius, D. Stolten
(2019), II, 88 pp

ISBN: 978-3-95806-386-0

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 453
ISBN 978-3-95806-386-0

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

