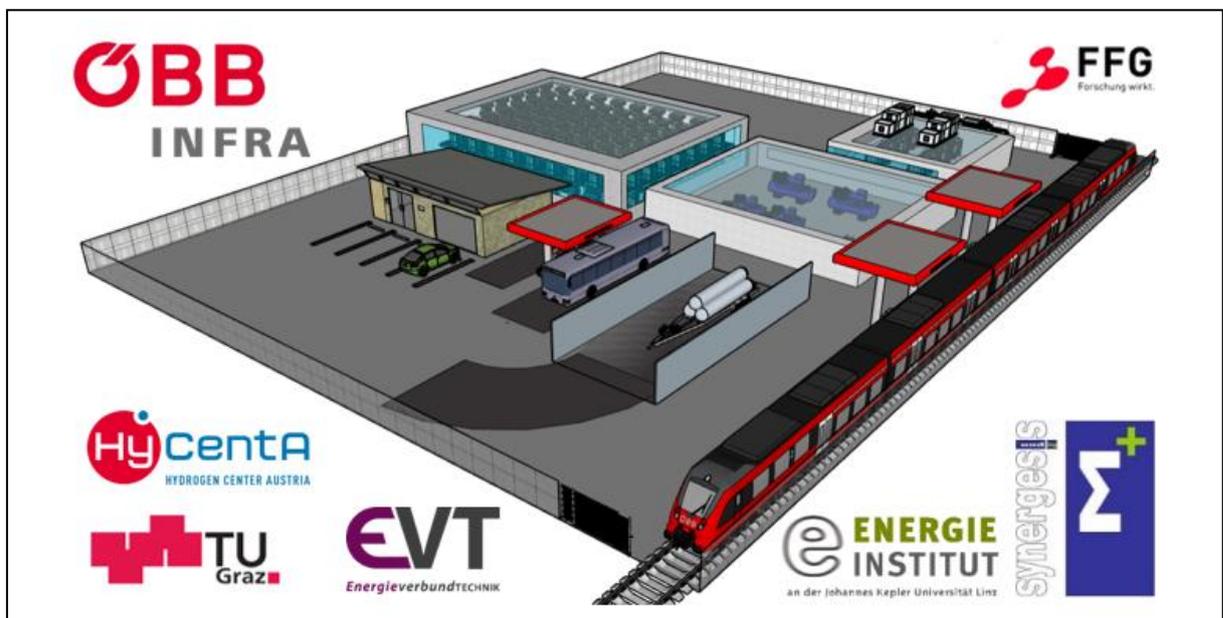


HYTRAIL

Hydrogen Technology for Railway Infrastructure

Ein Projekt finanziert im Rahmen der
Verkehrsinfrastrukturforschung 2017
(VIF2017)

Oktober 2019



Impressum:

Herausgeber und Programmverantwortung:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Abteilung Mobilitäts- und Verkehrstechnologien
Radetzkystraße 2
A – 1030 Wien

 **Bundesministerium**
Verkehr, Innovation
und Technologie

ÖBB-Infrastruktur AG
Praterstern 3
A – 1020 Wien

 **ÖBB**
INFRA

Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-
Aktiengesellschaft
Rotenturmstraße 5-9
A – 1010 Wien

 **ASFiNAG**

Für den Inhalt verantwortlich:
HyCentA Research GmbH
Inffeldgasse 15
8010 Graz

 **HyCentA**
HYDROGEN CENTER AUSTRIA

Montanuniversität Leoben - Lehrstuhl für
Energieverbundtechnik
Franz-Josef Straße 18
8700 Leoben

 **EVT**
EnergieverbundTECHNIK

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
Altenbergerstraße 69
4040 Linz



Ing. Herbert Wancura
synergesis consult.ing
Puschweg 37
8053 Graz-Neuhart



Technische Universität Graz - Institut für Eisenbahnwesen
und Verkehrswirtschaft
Rechbauerstraße 12/II
8010 Graz



Programmmanagement:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH
Thematische Programme
Sensengasse 1
A – 1090 Wien



HYTRAIL

Hydrogen Technology for Railway Infrastructure

Ein Projekt finanziert im Rahmen der
Verkehrsinfrastrukturforschung
(VIF2017)

AutorInnen:

Dipl.-Ing. Dr.techn. Patrick Pertl

Dipl.-Ing. Mateja Gyurica

Dipl.-Ing. Dr.techn. Alexander Trattner

Dipl. Ing. Julia Vopava

Univ. Prof. DI. Dr.techn. Thomas Kienberger

Ing. Andreas Zauner MSc.

Dipl. Ing. Hans Böhm

Dr. Robert Tichler

Ing. Herbert Wancura

Dipl.-Ing. Dr.techn. Matthias Landgraf

Dipl.-Ing. Martina Zeiner

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Peter Veit

Auftraggeber:

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
ÖBB-Infrastruktur AG

Auftragnehmer:

HyCentA Research GmbH
Montanuniversität Leoben - Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
synergesis consult.ing
Technische Universität Graz - Institut für Eisenbahnwesen und Verkehrswirtschaft

INHALTSVERZEICHNIS

1	EXECUTIVE SUMMARY	9
2	KURZFASSUNG.....	11
3	EINLEITUNG	23
4	POTENTIELLE WASSERSTOFFANWENDUNGEN.....	27
4.1	ANALYSE DER BESTEHENDEN INFRASTRUKTUR	27
4.1.1	Analyse der Verkehrsknoten und der Container Terminals	32
4.1.2	Erhebung von Synergiepotentialen	45
4.1.3	Analyse des konzerneigenen österreichweiten Bahnstromnetzes	47
4.2	POTENTIALE ZUR SUBSTITUTION FOSSILER ENERGIETRÄGER DURCH WASSERSTOFF	66
4.2.1	Verbrauchsanalysen des Wasserstoffbedarfs für H ₂ -Brennstoffzellenzüge.....	67
4.2.2	Verbrauchsanalyse konzerneigener Straßenverkehrsbetrieb und Regionalverteilung 91	
4.2.3	Substitutionspotentiale in den festgelegten Regionen bzw. entlang der Linien	99
4.2.4	Abschätzung zusätzlicher Infrastruktursynergiepotentiale der ÖBB	108
4.3	GESAMTÖSTERREICHISCHES POTENTIAL FÜR DEN ÖBB-KONZERN	110
4.3.1	Bahnbetrieb	110
4.3.2	Busbetrieb (ÖBB-Postbus GmbH).....	113
4.4	NACHFRAGEENTWICKLUNGEN UND POTENTIALABSCHÄTZUNG NEUER ANWENDUNGSMÖGLICHKEITEN.....	115
4.4.1	Externe Wasserstoffabnehmer für Mobilitätsanwendungen.....	115
4.4.2	Potentiale aus dem Netzbetrieb des konzerneigenen Bahnstromnetzes.....	121
4.4.3	Externe Wasserstoffabnehmer der Industrie.....	124
5	ANALYSE TECHNISCHER UND SICHERHEITSRELEVANTER ASPEKTE EINER WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR.....	126
5.1	GRUNDLAGEN UND ALLGEMEINES	126

5.1.1	Produktion.....	127
5.1.2	Speicherung und Distribution	132
5.1.3	Wasserstoffbetankung	136
5.1.4	Wasserstoffnutzung	138
5.2	SICHERHEITSKONZEPT FÜR DIE WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR	147
5.2.1	Allgemeines	147
5.2.2	Explosionsschutzkonzept	148
5.2.3	Brandschutz- und Aufstellungskonzept von Druckbehältern.....	148
5.2.4	Blitzschutzkonzept	149
5.2.5	Wartung, Instandhaltung und wiederkehrende Überprüfungen	149
5.3	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN.....	151
5.3.1	Begriffsbestimmungen im EisbG	151
5.3.2	Rechtliche und normative Rahmenbedingungen	152
5.3.3	Rechtsvorschriften für die Planung, Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffanlagen	158
5.3.4	Genehmigungsprozedere Wasserstofftankstellen.....	163
5.3.5	Netzebenen des Stromnetzes	164
5.4	BEISPIEL EINER KONZEPTIONIERUNG EINER BAHNSPEZIFISCHEN H ₂ -INFRASTRUKTUR.....	179
5.5	RISIKOBETRACHTUNG IN BEZUG AUF SICHERHEIT UND TECHNIK	188
5.5.1	Risikobetrachtung.....	188
5.5.2	Erhebung nötiger Personalkompetenzen	191
6	MARKTPOTENTIAL UND RISIKOFAKTOREN	195
6.1	MARKTVARIABLE	195
6.1.1	Abschätzung der Entwicklung der Wasserstoffkosten	195
6.1.2	Kompetitive Situationen der Antriebstechnologien.....	204

6.1.3	Ressourcen und Verfügbarkeit	217
6.1.4	Sonstige Einflüsse	220
6.2	RISIKOFAKTOREN	227
6.2.1	Dynamik der Nachfrage	227
6.2.2	Betriebliche Risiken	231
7	WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG KONKRETER UMSETZUNGSKOZEPTE	233
7.1	BEWERTUNG KONKRETER BAHNEIGENER UMSETZUNGSKONZEPTE	233
7.1.1	Definition der Szenarien	233
7.1.2	Quantifizierung der H ₂ -Gestehungskosten	235
7.1.3	Sensitivitätsanalyse	237
7.1.4	Conclusio	238
7.2	BEWERTUNG SYNERGETISCHER WASSERSTOFFANWENDUNGEN	241
8	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	242
9	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	249
10	TABELLENVERZEICHNIS	255
11	QUELLEN	258

1 EXECUTIVE SUMMARY

In ihrer Klima- und Energiestrategie haben sich die ÖBB das ambitionierte Ziel gesetzt, bis 2030 vollkommen CO₂-neutrale Mobilität anbieten zu können. Um dieses Ziel zu erreichen, setzen die ÖBB auf klimafreundliche Mobilität auf der Schiene und auf der Straße. Neben einer fortschreitenden Elektrifizierung des Eisenbahnnetzes und der Verwendung von 100 Prozent grünem Bahnstrom wird auf Nebenstrecken, auf denen eine Elektrifizierung mit Oberleitung aus ökonomischen Gesichtspunkten nicht sinnvoll erscheint, die Entwicklung alternativer Antriebstechnologien vorangetrieben.

Das Ziel von HYTRAIL (Hydrogen Technology for Railway Infrastructure) ist die Identifikation von potentiellen bahnspezifischen Wasserstoffanwendungen für Infrastruktur und Fahrbetrieb unter Berücksichtigung von marktspezifischen Aspekten und Risikofaktoren. Basierend auf der Datenerhebung und Analyse der gegenwärtigen Bahninfrastruktur steht die Erarbeitung konkreter Umsetzungskonzepte gemeinsam mit der ÖBB-Infrastruktur AG im Fokus. Die technische Machbarkeit dieser Konzepte, unter Berücksichtigung von Sicherheit und Wirtschaftlichkeit, werden dabei bewertet.

Die eingesetzten METHODEN im Rahmen von HYTRAIL umfassen:

- Die Klassifizierung der Strecken zur Auswahl repräsentativer Strecken bzw. Streckenabschnitte.
- Simulationen der Zuglängsdynamik für Personenverkehrs- und Güterverkehrsstrecken und daraus abgeleitet Leistungs- und Energiebedarfe unter Einhaltung der Fahrdynamik und der bestehenden Umlaufpläne.
- Modellrechnungen für die Wasserstofferzeugung unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen und Anbindung an das bestehende Bahnstromnetz sowie Abschätzung von Zusatzpotentialen durch Hochrechnung aus vergleichbaren bestehenden Anwendungen.
- Literaturanalysen zu Sicherheitsanforderungen sowie Konzeptionen von modular strukturierten Infrastrukturanlagen als Grundlage für die Kostenanalyse.
- Die Bestimmung von H₂-Gestehungskosten auf Basis von internationalen CAPEX-Daten unter Berücksichtigung von Lernkurven und Skaleneffekten
- Die Ökologische Betrachtung basierend auf Well-to-Wheel Analysen

Die wichtigsten ERGEBNISSE aus der Studie können folgend zusammengefasst werden:

- Aus wirtschaftlicher Sicht hat die Wasserstoff-Brennstoffzellen Technologie das Potential, konkurrenzfähig mit etablierten Anwendungen zu werden. Nach derzeitigem Erkenntnisstand kann eine Kostenparität zu Dieselanwendungen, unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern, bis 2030 als „Best Case“ erwartet werden. Längerfristig besteht noch weiteres Kostensenkungspotential.
- Die Implementierung von Wasserstoff-basierten Technologien kann einen wesentlichen Beitrag zur vollständigen Umsetzung der Zielsetzung „CO₂ free by 2030“ im Verkehrsbereich der ÖBB unter Einbeziehung der ÖBB-Postbus GmbH leisten. Zusätzlich können für den Wärmebedarf der ÖBB erhebliche Synergiepotentiale entstehen und weitere CO₂-Reduktionspotentiale generiert werden.
- Die Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff durch/für die ÖBB-Infrastruktur AG und die ÖBB Absatzgesellschaften ist technisch realisierbar und in Hinblick auf die Sektorenkopplung Energie/Verkehr auch ein potentielles Geschäftsmodell.
- Aufgrund der zu erwartenden Reichweiten kann die Umsetzung auch ohne wesentliche Eingriffe in den Betriebsablauf des bestehenden Bahn- und Busbetriebs verwirklicht werden.
- Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung sind darstellbar, auch wenn in manchen Einzelaspekten noch Anpassungen erforderlich sein werden.
- Die erforderlichen Anlagen sind bereits erprobt und eine Skalierung auf hohe Energiemengen kann durch Modularisierung mit geringem Skalierungsrisiko dargestellt werden.
- Das derzeit vergleichsweise geringe H₂-Transportvolumen wird primär mit LKW abgewickelt. Mit steigender Nachfrage bietet es sich für die Zukunft insbesondere im Mittel- und Langstreckenbereich an, die Versorgung auf die Schiene zu verlagern bzw. intermodale Lösungen anzustreben.

Die Elektromobilität erfordert den Einsatz und Ausbau erneuerbarer Energien und unterstützt somit die Bemühungen zur Sektorenkopplung. Die Zukunft der Wasserstoffherzeugung wird auf Basis von Elektrolyse und daher emissionsfrei erfolgen. Der Einsatz von Elektrolyseuren bietet zudem das Potential zur Optimierung der Stromversorgung und zur Entlastung der Netze. Wasserstoff als Energieträger lässt sich ausgezeichnet und ohne Verluste langfristig speichern, womit die Entkopplung von Produktion und Nachfrage möglich ist. Zudem wird sich Wasserstoff als globales Handelsgut weiter etablieren.

2 KURZFASSUNG

Das erarbeitete Klimaübereinkommen der Vereinten Nationen verpflichtet alle teilnehmenden Staaten zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen. Der Mobilitätssektor gilt dabei als einer der signifikanten Emittenten. Daher empfiehlt sich insbesondere für den öffentlichen Verkehr der vollständige Ersatz fossil betriebener Fahrzeuge durch Elektromobilität. Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV – Fuel Cell Electric Vehicles) wie auch Batteriefahrzeuge (BEV – Battery Electric Vehicles) sind lokal emissionsfrei und haben das Potenzial, die CO₂-freie Bahnstrategie mit dem Einsatz von regenerativem Strom bis 2030 erfolgreich umzusetzen.

Brennstoffzellen mit Wasserstoff sind die geeignete Technologie für die „Heavy Duty“-Elektromobilität. Durch die Trennung von Energiespeicher und Energiewandler sind deutlich höhere Energiedichten und damit höhere Reichweiten der Fahrzeuge möglich als bei Batterien. Die Betankung mit Wasserstoff erfolgt durch Überströmen aus einem Reservoir analog zu fossilen Kraftstoffen innerhalb weniger Minuten. Die Elektromobilität mit Brennstoffzelle bietet daher vor allem bei schwereren Fahrzeugen, höheren Belastungen und Spezialanwendungen deutliche Vorteile gegenüber der Batterie-Elektromobilität.

Das Ziel von HYTRAIL (Hydrogen Technology for Railway Infrastructure) ist die Identifikation von potentiellen bahnspezifischen Wasserstoffanwendungen für Infrastruktur und Fahrbetrieb unter Berücksichtigung von marktspezifischen Aspekten und Risikofaktoren. Basierend auf der Datenerhebung und Analyse der gegenwärtigen Bahninfrastruktur steht die Erarbeitung konkreter Umsetzungskonzepte gemeinsam mit der ÖBB-Infrastruktur AG im Fokus. Die technische Machbarkeit dieser Konzepte, unter Berücksichtigung von Sicherheit und Wirtschaftlichkeit, werden dabei bewertet.

Die **Streckenauswahl** (siehe Abbildung 1) erfolgt in Abstimmung mit der ÖBB-Infrastruktur AG und berücksichtigt vorliegenden Elektrifizierungspläne, sowie den Wunsch, im Rahmen des Projektes einen möglichst diversen Datenbestand für die Berechnungen zusammenzustellen. Dabei sind auch Zulaufstrecken berücksichtigt, die auf Grund der aktuellen Umlaufplangestaltung von Relevanz sind. In der Streckenauswahl sind sowohl Personenverkehrs- als auch Güterverkehrsstrecken inkludiert. Zusätzlich sind Synergiepotentiale in Bezug auf weitere konzerninterne Bereiche und potentielle multi-modale Knotenpunkte berücksichtigt. Die im Vorfeld ebenfalls definierten Standorte möglicher Wasserstoffinfrastrukturen sind Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt.

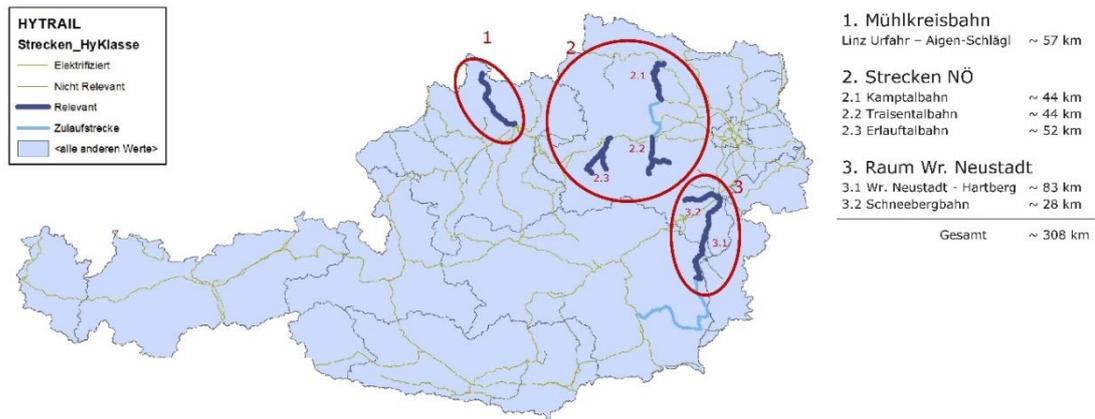


Abbildung 1: Grafische Übersicht der Streckenauswahl

Auf Basis ausgewählter Referenzfahrzeuge, Dieselmotoren als Vergleichsbasis sowie konzeptionelle Wasserstoff-Brennstoffzellenzüge, werden **Energie- und Leistungsbedarfe** bezogen auf die jeweiligen Strecken mittels einer Längsdynamiksimulation ermittelt. Zusätzliche Nebenverbraucher sowie der Klimatisierungsbedarf fürs Heizen und Kühlen sind dabei ebenfalls berücksichtigt.

Die Validierung des entwickelten Längsdynamiksimulationsmodells basiert einerseits auf gemessene Dieserverbrauchsdaten und andererseits auf ÖBB-interne Berechnungsprogramme zur Energiebedarfsbestimmung ausgewählter Fahrzeuge und Strecken. Die Abweichungen der Simulationsergebnisse auf Basis der Dieselmotoren zu den genannten Referenzen betragen im Mittel ca. 1%. Somit ist das verwendete Simulationsmodell geeignet zur Bestimmung der Wasserstoffverbräuche der entsprechenden Züge.

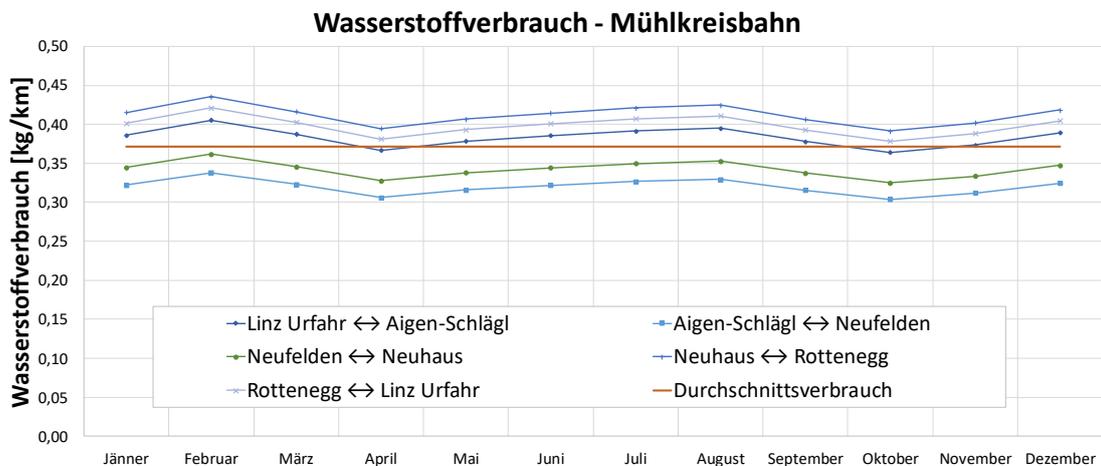


Abbildung 2: Spezifischer H₂-Verbrauch pro Streckenabschnitt für die Mühlkreisbahn über ein Jahr

Abbildung 2 zeigt exemplarisch den Wasserstoffverbrauch pro Streckenabschnitt für die Mühlkreisbahn über ein Jahr gemäß einer „End-of Life“ Betrachtung für Traktionsbatterie und Brennstoffzellensystem. Anhand von Alterungsmodellen ist dabei die Degradation der betreffenden Antriebsstrangkomponenten berücksichtigt. Im Mittel ergibt sich ein spezifischer Verbrauch von 0,37 kg/km. Deutlich zu erkennen sind, bedingt durch die Klimatisierung, Verbrauchsspitzen im Winter und im Sommer. Bei einer „Begin-of-Life“ Betrachtung, also im ersten Verwendungsjahr des H₂-Brennstoffzellenzugs, reduziert sich der Verbrauch auf 0,29 kg/km und liegt somit in typischen Verbrauchsbereichen für Brennstoffzellenzüge auf durchschnittlichen Streckenprofilen.

Anhand der Umlaufpläne können die jeweiligen **Tagesbedarfe an Wasserstoff** pro Strecke ermittelt werden. Hierbei ist zusätzlich zu erwähnen, dass aufgrund besserer Fahrleistungen (wie z.B. Beschleunigung, etc.) eines H₂-Brennstoffzellenzugs davon auszugehen ist, dass auch Optimierungen in der Umlaufplangestaltung durch Verkürzung der Fahrzeiten erfolgen können. Dies stellt, neben dem CO₂-freien Betrieb, einen weiteren wesentlichen Vorteil der Elektromobilität gegenüber der konventionellen Dieselmobilität dar. In Abbildung 3 ist der Tageswasserstoffbedarf der definierten Bahnstrecken dargestellt. Die Ergebnisse beziehen sich wiederum auf „End-of-Life“ Alterungsannahmen und sind somit als „Worst Case“ Variante für den Wasserstoffbedarf anzusehen.

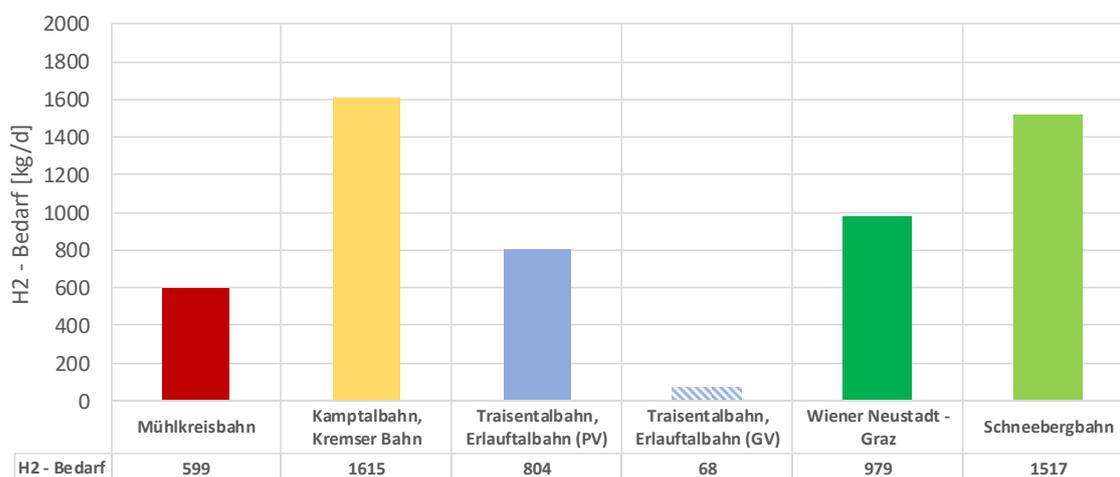


Abbildung 3: Gesamter Wasserstofftagesbedarf definierter Bahnstrecken für Personen- und Güterverkehr

In den Strecken der Traisen- und ErlaufalBahn teilt sich der Bedarf in Personenverkehr (PV) und Güterverkehr (GV) auf. Alle übrigen Strecken sind reiner Personenverkehr. Der höchste Teilstreckenbedarf ergibt sich im Raum Wiener Neustadt (Schneebergbahn und

Strecke Wiener Neustadt – Graz) mit insgesamt 2.496 kg Wasserstoff pro Tag. Die Kamptal-, Traisen- und Erlaufalbahn Strecken weisen, für einen möglichen Wasserstoffbezugskosten St. Pölten, einen geringfügig kleineren Tageswasserstoffbedarf von 2.487 kg auf. Die Mühlkreisbahn als Inselbetrieb benötigt ca. 600 kg pro Tag.

Zusätzlich zum reinen Bahnbedarf konzentriert sich die Studie auf **Synergiepotentiale** einer sich am Bahnbetrieb orientierenden Wasserstoffinfrastruktur. Als Basis dienen dabei die bestehende Dieseltankanlagenstruktur und die entsprechenden Absätze in regionaler Differenzierung sowie der Nutzung durch unterschiedliche Kostenträger.

Zur Feststellung von Synergiepotentialen innerhalb des ÖBB-Konzerns werden die Absatzmuster zwischen der Bahn und dem Konzernunternehmen ÖBB Postbus GmbH analysiert und regionale Synergien betrachtet. Wenngleich aus betrieblichen Gründen die Abgabestellen grundsätzlich auf dem Postbusgelände verbleiben müssen, und damit auch zumindest Verdichterstationen und Abgabeterminals, so kann doch für ca. 50 % der Abgabestellen eine Synergie in der Produktion erzielt werden (siehe Abbildung 4). Die entsprechenden Bedarfsvolumina für den Regionalbusbetrieb der ÖBB-Postbus GmbH basieren auf statistischen Analysen der Linienstrukturen. Zusammen mit Durchschnittsverbräuchen aus vorhandenem Datenmaterial können die standortspezifischen Wasserstoffbedarfe ermittelt werden. Aufgrund des Dieselgesamtverbrauchs kann damit auch der österreichweite Gesamtwasserstoffbedarf überschlagen werden.

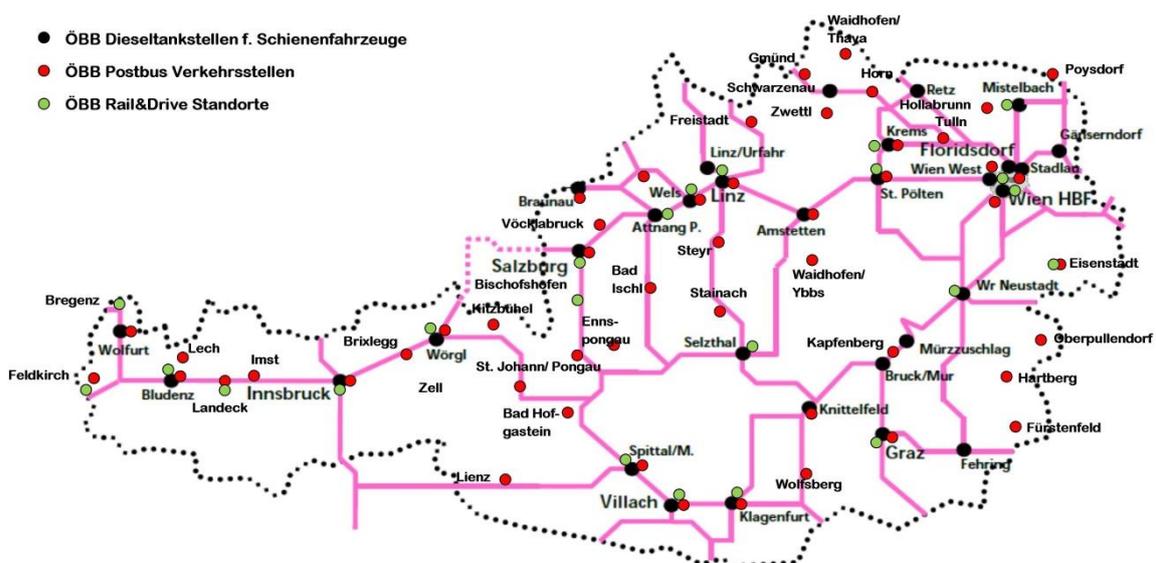


Abbildung 4: Darstellung der regionalen Synergiepunkte

Weitere Synergiepotentiale ergeben sich im Straßenverkehrsbereich durch konzerninterne Fahrzeuge, die vor allem im Zuge des ÖBB Rail & Drive Service genutzt werden. Dieser betreibt derzeit ca. 300 Fahrzeuge als Car-Sharing Angebot für Bahnkunden. Sollten im Zuge der Strategieentwicklung multimodale Knoten mit Druckniveaus für PKW (700 bar) errichtet werden, könnten diese Fahrzeuge dort betankt werden. Des Weiteren wäre noch Potential aus Partnerschaften mit Taxiunternehmen und Kooperationen mit Tankstellenbetreibern für Privatkunden darstellbar und im Sinne einer Policy-kongruenten Wasserstoffverkehrsstrategie sinnvoll. Abbildung 4 zeigt eine zusammenfassende Darstellung regionaler Synergiepunkte unter Berücksichtigung der ÖBB Dieseltankstellen für Schienenfahrzeuge, der ÖBB Postbus GmbH Verkehrsstellen sowie der ÖBB Rail & Drive Standorte.

Auf Basis der Verbrauchsanalysen des Bahnverkehrs, des Verschubs, der konzerneigenen Straßenverkehrsbetriebe (ÖBB Postbus GmbH und ÖBB Rail Equipment GmbH) ergibt sich für die Standorte Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt ein Wasserstoffbedarf nach Abbildung 5.

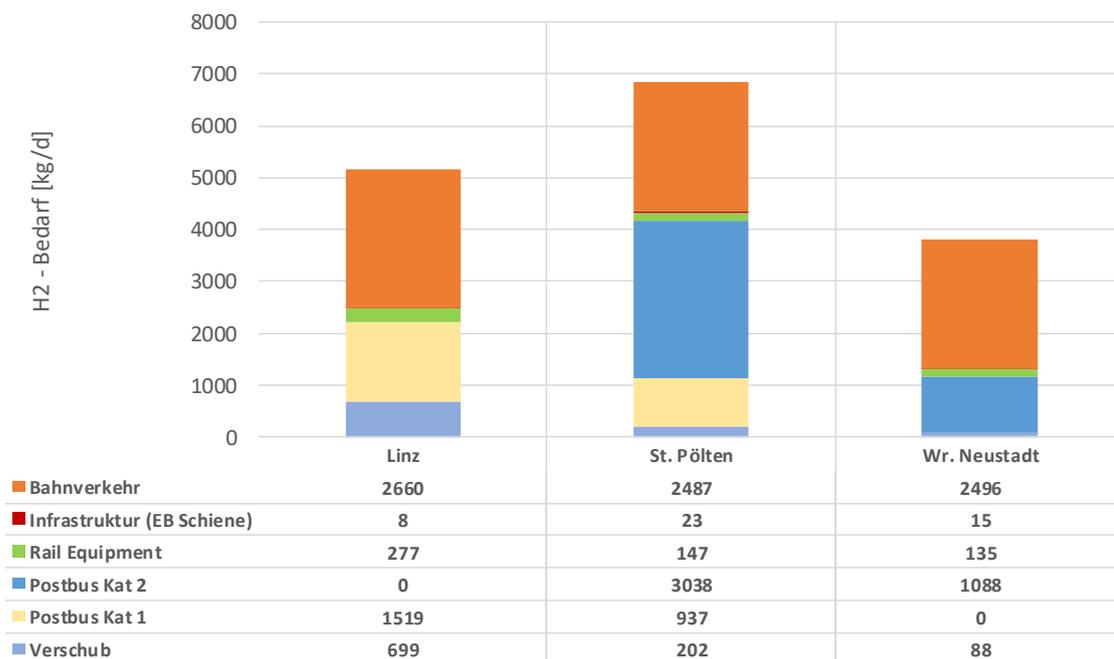


Abbildung 5: Wasserstoffbedarf der Standorte inkl. Bahnverkehr, Infrastruktur, Rail Equipment, Postbus und Vershub

Am Standort Linz ist neben der Mühlkreisbahn, die eine der definierten Strecken darstellt, das mögliche Substitutionspotential der nicht elektrifizierten Personen- und Güterverkehrsstrecken, die von Linz aus versorgt werden können, inkludiert. Die

Mühlkreisbahn stellt einen Inselbetrieb dar, dabei ist die Versorgung vom Linzer Hauptbahnhof nach Linz Urfahr abzuklären. Für Linz ergibt sich ein Gesamtwasserstoffbedarf pro Tag von knapp über 5 t.

Am Knotenpunkt St. Pölten können die Traisental-, Erlaufthal-, Kremser und Kamptalbahnhof mit Wasserstoff entlang der Bahnstrecken versorgt werden. Außerdem macht das Substitutionspotential des Busbetriebs mehr als die Hälfte des Gesamtbedarfs aus. In Summe müssten am Standort St. Pölten knapp unter 7 t pro Tag erzeugt werden.

Für die Standorte Linz und St. Pölten würde somit die Seveso-III-Richtlinien (Unterer Seveso-Grenzwert ist 5 t) in Kraft treten und einen bedeutenden organisatorischen und finanziellen Mehraufwand verursachen. Von einem Standort in St. Pölten mit einer zentralen Versorgung ist aus dieser Sicht abzuraten. In Linz ist der Schwellenwert knapp überschritten, hier ist durch entsprechende Anpassungen eine zentrale Produktion möglich.

Am Standort Wr. Neustadt können die Schneebergbahn und die Strecke Wr. Neustadt – Graz versorgt werden. Der Tagesbedarf an Wasserstoff beträgt hier ca. 3.8 t. Gemäß dem Seveso III Grenzwert wären noch Kapazitäten verfügbar um beispielsweise Taxiflotten oder kommunale Servicedienstleister zu bedienen. Auch aus diesem Betrachtungswinkel wäre ein Standort in Wiener Neustadt sehr gut geeignet.

Zudem sind auch **Nachfrageentwicklungen und Potentialabschätzungen** in den Bereichen Mobilität und Industrie externer Wasserstoffabnehmer in dieser Studie berücksichtigt. Der Bereich Mobilität beinhaltet regionale Taxi- und Logistikflotten sowie kommunale Servicefahrzeuge (z.B. Müllabfuhr, etc.) und Privatfahrzeuge, der Bereich Industrie umfasst beispielsweise die Metall- und Glas-verarbeitende Industrie sowie die Elektronik- und Lebensmittelindustrie. Die Wasserstoffgroßabnehmer wie die Stahl-, Ammoniak- und Petrochemie-Industrie fallen aufgrund der notwendigen Mengengerüste aus, da deren Tagesbedarfe deutlich über jenen der ÖBB liegen. In Spezialmärkten, die heute von den Gasanbietern bedient werden, bestünde in Einzelfällen Potential, beispielsweise bei Kunden, die ab Werk Frachtdienstleistungen der Rail Cargo Group in Anspruch nehmen und aus technischen Gründen Wasserstoff benötigen.

Die **Analyse des konzerneigenen Bahnstromnetzes** umfasst die Identifizierung potentieller Standorte für Wasserstoffproduktionsanlagen. Anhand Primärenergieanalysen kann die erforderliche elektrische Energie für die Wasserstoffproduktion ermittelt werden. Dazu ist ein Entscheidungsmodell berücksichtigt, das Kriterien wie z.B. Einhaltung des Umlaufplans, Entfernung des Ausgangs- und Zielbahnhofs zum 15 kV Netz, Vorhandensein

bestehender Dieseltankstellen, Anbindung des Ausgangsbahnhofs zur elektrifizierten Strecke und die Entfernung des Ausgangsbahnhofs zum potentiellen Standort der Wasserstoffversorgung und Betankung umfasst. Die Energieversorgung basiert primär auf dem bahneigenen Level 1 Netz (55/110 kV, 16,7 Hz) bzw. Level 2 Netz (15 kV/16,7 Hz). Für die Standorte St. Pölten und Wr. Neustadt ergeben sich nach diesem Entscheidungsprozess günstige Voraussetzungen. Eine sehr geringe Eignung ist, laut den Analysen, für den Ausgangsbahnhof der Mühlkreisbahn in Linz-Urfahr gegeben.

Anhand von Lastprofilmodellierungen erfolgt die Überprüfung möglichst hohe Anteile erneuerbarer Energiequellen für die Wasserstoffproduktion zu nutzen. Abbildung 6 zeigt für den Standort St. Pölten verschiedene Konfigurationen aus Photovoltaik, Wind und Bandlast der elektrischen Anlagenleistung.

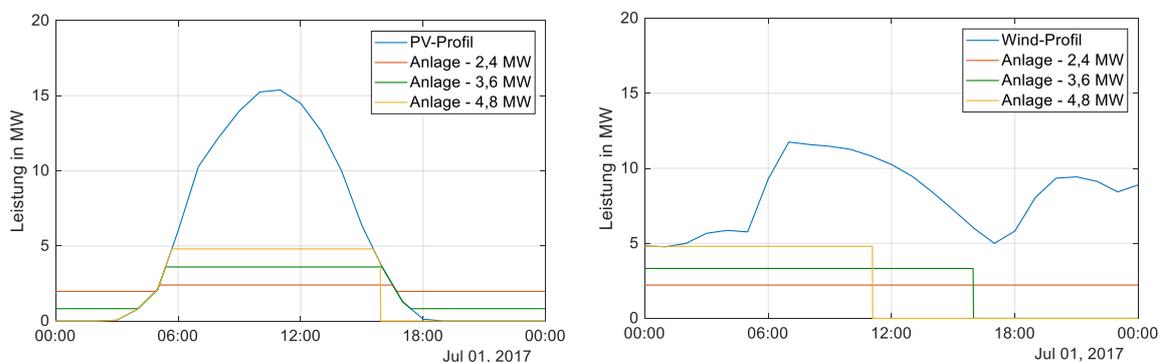


Abbildung 6: Potentieller Standort St. Pölten, Lastprofil für H₂-Anlagen unterschiedlicher Anschlussleistungen basierend auf PV-Profil (links) und Wind-Profil (rechts)

Die Analysen zeigen, dass für den Standort St. Pölten die Voraussetzung für Wind- und Solarenergiebereitstellung bei entsprechender Anlagengröße (hier bis 4,9 MW – dies würde beispielsweise für die Versorgung des Bahnverkehrs auf der Traisen- und Erlauftalbahn ausreichen) gegeben sind ohne die Elektrolyseanlage ständig in Vollast betreiben zu müssen. Durch die Erhöhung der Anschlussleistungen kann die Anlagenauslastung bei gleichbleibendem Wasserstoffbedarf gesenkt und damit die Flexibilität, z.B. zur Nutzung günstiger Stromtarifperioden, erhöht werden. Zudem kann die steigende Flexibilität für das Fahrplanmanagement sowie das Engpassmanagement von Vorteil sein.

Hinsichtlich der Potentialanalyse des konzerneigenen Bahnstromnetzes (110 kV und 15 kV) gilt, dass dieses Netz der Versorgung des Bahnbetriebes, d.h. der Züge, dient. Wird daher unabhängig vom Anschlusspunkt (110 kV Bahnstromnetz, Unterwerk, 15 kV Bahnstromnetz) eine Elektrolyseanlage an dieses Netz angeschlossen und Bahnstrom zur

Produktion von Wasserstoff genutzt, muss Leistung zur Versorgung der Züge zugekauft werden. Daher ist zum aktuellen Zeitpunkt, basierend auf der momentanen Entgeltstruktur, vermutlich der Anschluss direkt (ohne Netz) an eine Erzeugungsanlage Dritter bei entsprechender Vertragsgestaltung die kostengünstigste Variante. Des Weiteren ist zur Gewährleistung der Netzstabilität und Sicherung des Bahnbetriebes ein Fahrplanmanagement von Vorteil. Im Falle von Leistungsengpässen, Störungen, den Beschleunigungsvorgängen eines Zuges, etc. müssen die Anlagen regelbar bzw. abschaltbar sein, d.h. ein Engpassmanagement ist unabdingbar. Während im 15 kV Netz Anschlussleistung bis zu 6 MW technisch möglich sind, können Wasserstoffproduktionsanlagen bis zu 12 MW theoretisch im 110 kV Bahnstromnetz bzw. im Unterwerk angeschlossen werden. Die Integration einer Wasserstoffproduktionsanlage in St. Pölten und Wr. Neustadt in das 15 kV Netz ist bis zu einer Anschlussleistung von 2,4 MW realisierbar. Für höhere Anschlussleistung ist ein Anschluss im vorhandenen Unterwerk (110 kV Bahnstromnetz) erforderlich. Für die Versorgung der Wasserstoffproduktionsanlage durch neu zu errichtende PV- bzw. Windkraftanlagen gilt, dass bei der Integration in das konzerneigene 110 kV und 15 kV Bahnstromnetz neben diversen Richtlinien vor allem die Umformung in Bahnstrom (16,7 Hz) bei der Anlagenauslegung sowie der damit verbundenen Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden muss.

Der **Bezug des Wasserstoffs** kann prinzipiell auf mehrere Arten erfolgen, wobei zur Sicherstellung der Emissionsfreiheit nur „grüner Strom“ aus regenerativer Erzeugung und somit „grüner Wasserstoff“ aus Elektrolyse in Frage kommen. Dazu zählen beispielsweise die On-Site-Herstellung mittels Elektrolyse direkt bei der Tankstelle, der Bezug über eine Pipeline, die Anlieferung aus einer Großanlage mittels Trailer eines externen Zulieferers oder die Anlieferung über die Schiene von einer entsprechend ausgelegten zentralen Wasserstoffproduktion (vgl. auch die Projektergebnisse der mit ÖBB Beteiligung erarbeiteten Studie „Bulk Hydrogen On Rail“).

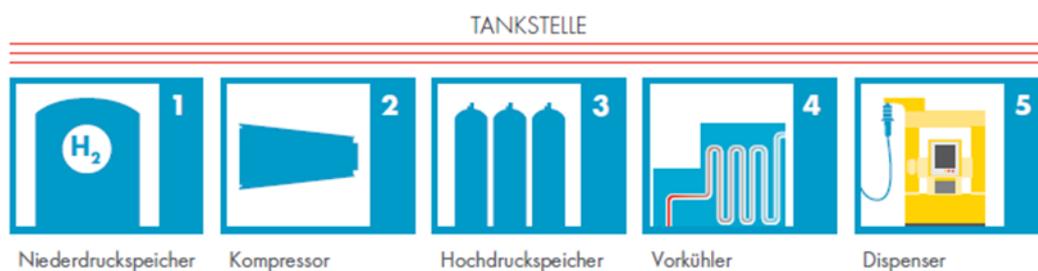
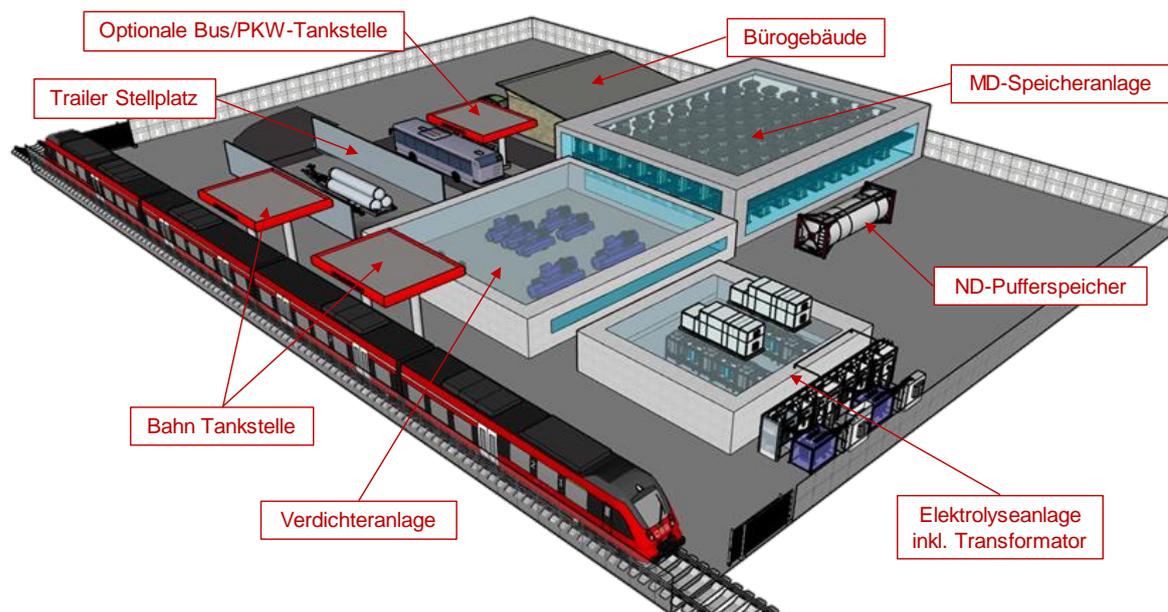


Abbildung 7: Subsysteme einer Wasserstoffbetankungsanlage [187]

Für den Betrieb einer Wasserstofftankstelle sind folgende technische Komponenten erforderlich: für alle Bedarfsszenarien und entsprechende Versorgungssicherheit ausreichend dimensionierte Speichermöglichkeiten für Wasserstoff, Verdichter (Kompressoren), die den Wasserstoff auf das erwünschte Gasdruckniveau bringen, eine Vorkühlung und eine äquivalente Anzahl an Dispensern (Zapfanlagen) für die Abgabe von Wasserstoff an die Züge, siehe Abbildung 7.

Als **Konzeptionierungsbeispiel** einer bahnspezifischen Wasserstoffinfrastruktur dient der Ausgangsbahnhof Linz-Urfahr. Auf Basis des Wasserstofftagesbedarfs der Züge der Mühlkreisbahn (ca. 600 kg/d) zeigt Abbildung 8 ein Produktions- und Infrastrukturkonzept. Das Betankungskonzept beruht auf der sogenannten Hybridbetankung, einer Mischform der kaskadierten Betankung (direkt Abfüllung aus dem Speicherreservoir) und der Booster Betankung (direkte Abfüllung über einen Verdichter). Die technischen Daten der Elektrolyse, Speicher und Verdichter sind im Aufstellungsplan enthalten.



2 x Elektrolyse
Leistung = 4,2 MW

1 x ND-Speicher
 $p_{\text{nenn}} = 30 \text{ bar}$
 $m_{\text{nenn}} = 124 \text{ kg}$
 $V_{\text{ges}} = 50 \text{ m}^3$

2 x MD-Verdichter
 $\dot{m}_{\text{ges}} = 94 \text{ kg/h}$
 $p_{\text{ein}} = 10 - 35 \text{ bar}$
 $p_{\text{aus}} = 450 \text{ bar}$
 $P_{\text{ges}} = 178 \text{ kW}$

50 x MD-Speicher
 $p_{\text{nenn}} = 450 \text{ bar}$
 $m_{\text{nenn}} = 1433 \text{ kg}$
 $V_{\text{ges}} = 49 \text{ m}^3$

5 x Booster Verdichter
 $\dot{m}_{\text{ges}} = 310 \text{ kg/h}$
 $p_{\text{ein}} = 55 - 400 \text{ bar}$
 $p_{\text{aus}} = 450 \text{ bar}$
 $P_{\text{ges}} = 225 \text{ kW}$

Abbildung 8: Grundriss des Aufstellungskonzepts einer H₂-Infrastruktur für den Standort Linz-Urfahr (Mühlkreisbahn)

Das Aufstellungskonzept beinhaltet die Elektrolyse- und Speicheranlage, die Tankstelle der Züge sowie das Bürogebäude, das mit der Abwärme aus der Elektrolyse versorgt werden

kann. Eine multimodale Wasserstoffversorgung für PKWs und Busse ist ebenfalls eingeplant. Der Flächenbedarf der gesamten Infrastruktur beträgt ca. 3.600 m². Das Konzept ist auf Grund der Modularität leicht skalierbar.

Die rechtlichen und sicherheitsrelevanten Randbedingungen zur Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur sind im Bericht umfassend dargestellt. Auf spezifische Risiken ist ebenfalls hingewiesen und der Bereich der erforderlichen Kompetenzen des Personals beschrieben.

Zur **wirtschaftlichen Beurteilung mögliche Umsetzungsstrategien** einer bahnspezifischen Wasserstoffinfrastruktur sind, ausgehend von modularen Konzepten, drei Szenarien definiert:

- Szenario 1 - Dezentrale On-Site Elektrolyse

Primäre Aufgabe ist es, den Bahnbetrieb einer Strecke mit Wasserstoff zu versorgen. Der für die H₂-Züge benötigte Wasserstoff wird direkt vor Ort an einem an der Bahnstrecke gelegenen Bahnhof produziert.

- Szenario 2 – Dezentraler multimodaler Hauptknoten mit On-Site Elektrolyse

Das Szenario 2 entspricht im Wesentlichen dem von Szenario 1, wobei neben dem Wasserstoffbedarf für die H₂-Züge zusätzlich noch Kapazitäten für die Betankung von H₂-Autos und H₂-Bussen vorhanden sind.

- Szenario 3 – Zentraler Produktionsstandort mit Bahnanschluss

Im Szenario 3 wird der benötigte Wasserstoff an einem zentralen Produktionsstandort, der über einen Bahnanschluss verfügt, produziert und per Bahn an die jeweiligen Bahnhöfe zur Betankung von den H₂-Zügen transportiert.

Die wirtschaftliche und ökologische Modellierung und Bewertung basiert auf den Toolboxen „PResTiGE“ und „CoLLeCt“. Für jene Szenarien, die einen Transport von einem zentralen Produktionsstandort zum Abnahmepunkt erfordern, wird auf die modellierten Transportkosten für Wasserstoff auf der Schiene (Projektergebnis „Bulk Hydrogen On Rail“) zurückgegriffen.

Die errechneten Investitionskosten in Abbildung 9 sind als Richtwerte zu sehen und basieren auf einem allgemeinen Anlagenschema bestehend aus Elektrolyseeinheit, Pufferspeicher für die Speicherung eines Tagesbedarfs, Verdichter sowie Betankungsvorrichtung. Bei der zentralen Wasserstoffproduktion sind keine Pufferspeicher

erforderlich, da die Druckbehälter für den Wasserstofftransport zugleich als Speicher dienen. Für die genauere Abschätzung der Investitionskosten muss eine Detailplanung der Anlage vorgenommen werden.

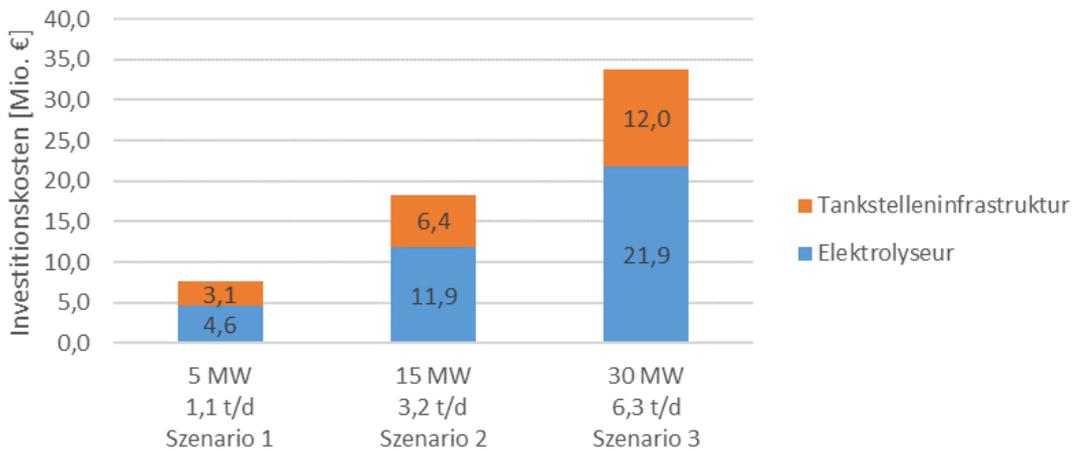


Abbildung 9: Investitionskosten der Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseeinheit für unterschiedliche H₂-Produktionskapazitäten im Jahr 2020

Es zeigt sich, dass eine Skalensensitivität existiert, sie jedoch mit zunehmenden Produktionsvolumen geringer wird. Jedoch können die Skaleneffekte durch die Transportkostenerfordernisse wiederum ausgeglichen werden. Der Elektrolyseur besitzt den größten Kostenanteil an den Investitionskosten für die H₂-Bereitstellung. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten in Abhängigkeit der Nennleistung von drei Elektrolysetechnologien (AEC – Alkalische Elektrolyse, PEMEC – Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse und SOEC – Oxidkeramik Elektrolyse oder Hochtemperaturelektrolyse).

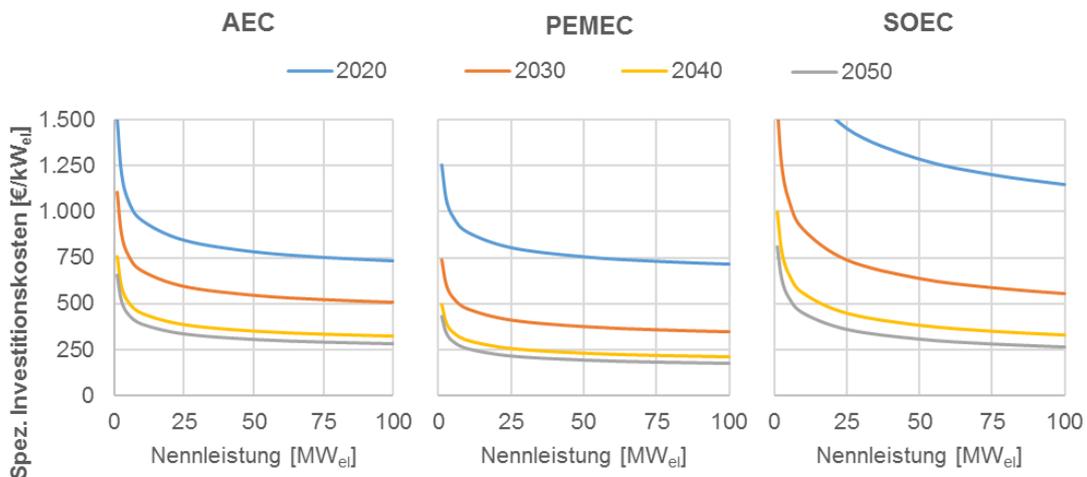


Abbildung 10: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren in Abhängigkeit der Nennleistung bis 2050

Eine Kostenreduktion aufgrund von Skaleneffekten ist vor allem im einstelligen MW Bereich sehr stark ausgeprägt. Bereits bis zum Jahr 2030 wird bei allen analysierten Elektrolysetechnologien (AEC, PEMEC und SOEC) eine deutliche Kostenreduktion aufgrund von Lernkurveneffekten erwartet, die bis 2040 anhält. Danach ist mit geringeren Kostenreduktionen zu rechnen.

Im Allgemeinen zeigen die Analysen die Attraktivität der Nutzung des Energieträgers Wasserstoff für die Umstellung der derzeitigen Dieseltraktion auf Bahnstrecken ohne Oberleitungen auf. Eine modulare Konzeption kann sowohl die bahneigenen als auch die Postbus-Betriebsbedarfe abdecken und, wo synergistisch sinnvoll, auch Kombinationen davon darstellen. Die so ermittelten Preise sind daher im Wesentlichen repräsentativ für reale Betriebsfälle, auch wenn vor konkreten Investitionsentscheidungen noch detailliertere Fallstudien durchzuführen sind. Für eine gesamthafte Strategieentwicklung ist die Tiefe jedoch ausreichend. Weiters ist nicht davon auszugehen, dass Handels- bzw. Nebenprodukt-Wasserstoff eine langfristig entsprechend akzeptable Quelle darstellen. Für den Hochlauf sollten diese Quellen aber in die Beschaffungsstrategie eingebunden werden.

Eine durchgeführte **ökologische Bewertung** anhand einer Well-to-Wheel Analyse zeigt eine **Reduktion der CO₂ äquivalenten Treibhausgase um 85 % im Vergleich zum Diesel**. Dabei gilt die Annahme, dass der Betrieb mit CO₂-freiem Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird. Darüber hinaus können auch erhebliche Reduktionspotentiale in Bezug auf Luftschadstoffe (insbesondere NO_x und Partikel) erzielt werden. Dies stellt somit auch eine Konformität mit der ÖBB-Klimaschutzstrategie „CO₂-neutraler Mobilitätssektor 2030“ dar.

Abschließend ist zu erwähnen, dass eine vollständige Substitution des derzeitigen, gesamten Dieserverbrauchs der ÖBB für den Bahn- und Busbetrieb ebenfalls möglich ist. Für den Bahnbetrieb müssten laut Berechnungen ca. 23,3 bis 29,3 t Wasserstoff pro Tag, für den Busbetrieb ca. 32,9 bis 37 t Wasserstoff pro Tag erzeugt werden. **Konzertweit** wären somit ca. **56,5 bis 66,6 t Wasserstoff pro Tag** erforderlich. Gemäß den Analysen stellt der Busbetrieb mit ca. 55% des Gesamtbedarfs den größten potentiellen Wasserstoffverbraucher dar.

3 EINLEITUNG

Um den anthropogenen Anteil am Treibhauseffekt einzudämmen und die Klimaziele 2050 zu erreichen, sind der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und die massive Steigerung der Effizienz des Energie- und Mobilitätssystems unerlässlich. Grüner Strom und grüner Wasserstoff können alle Anforderungen der Energietechnik in Mobilität, Haushalt und Industrie erfüllen.

Der erste Schritt in der Energiewende ist der konsequente und flächendeckende Umstieg von fossilen Primärenergieträgern auf die erneuerbaren Energieträger Sonne, Wind, Wasser, biogene Energieträger und soweit möglich Geothermie. Die dazu erforderlichen Technologien sind global verfügbar und technisch ausgereift. Wasserkraftwerke, Windturbinen und Photovoltaik liefern Strom, thermische Solarkraftwerke auch Wärme.

Bei der Analyse und Bewertung verschiedener Technologien sind vor allem technische, ökologische und ökonomische Gesichtspunkte von Interesse. Bei der technischen Bewertung spielt meist der Wirkungsgrad die größte Rolle, wobei dessen Bedeutung bei erneuerbaren Energien, wo Sonne, Wind und Wasser ohnehin zur Verfügung stehen, geringer ist als bei fossilen Energieträgern, die verbraucht werden. Ökologisch ist die Emission von Lärm, Schadstoffen und speziell von CO₂ von Bedeutung. Ökonomisch spielen Kosten und Preise die größte Rolle, wobei natürlich neue Technologien aufgrund der erforderlichen Entwicklung und anfänglich geringen Stückzahl höhere Kosten verursachen.

Die Elektromobilität (eMobilität) basierend auf Batterie und Brennstoffzelle bietet gegenüber der konventionellen Mobilität mit fossil betriebenen Verbrennungsmotoren folgende Vorteile [106]:

- keine Emission von Lärm, Treibhausgasen oder Schadstoffen
- höherer Wirkungsgrad und damit hohes Energieeinsparungspotenzial

Vor allem für den öffentlichen Verkehr empfiehlt sich wegen der Vermeidung der Emission von Lärm und Schadstoffen wie Kohlendioxid, Stickoxiden, Partikeln, Feinstaub und Kohlenwasserstoffen der vollständige Umstieg auf Elektromobilität.

Die Elektromobilität mit Batterien weist höchste Fahrzeugwirkungsgrade auf und ist ideal für kurze Strecken bei geringer Belastung geeignet, also etwa für Taxis und Stadtpendlerdienste. Die Batterie (eigentlich: Akkumulator) ist gleichzeitig Energiespeicher und Energiewandler, was geringere Energiedichten und geringere Lebensdauern durch das

Wiederaufladen bedingt. Hohe Ladeleistungen schädigen die Batterie vor allem hinsichtlich ihrer Lebensdauer. Die stärksten Schnellladestationen liefern derzeit etwa 140 kW, wobei diese Leistungen nur unter optimalen Bedingungen und zu Ladebeginn möglich sind. Da Strom nicht lokal speicherbar ist, müssen sowohl Ladeenergie wie auch Ladeleistung direkt bereitgestellt werden, was eine hohe Belastung für die elektrische Infrastruktur bedeutet. Die chemischen Prozesse der Batterie sind außerdem stark temperaturabhängig, vor allem bei Li-Ionen Batterien ist das Laden bei niedrigen Temperaturen stark eingeschränkt. Ebenfalls nachteilig sind die Recyclingfähigkeit sowie die Umweltbelastung beim Abbau der benötigten Rohstoffe.

Die Elektromobilität basierend auf Brennstoffzellen erscheint auf den ersten Blick aufwendiger, da der Treibstoff, reiner Wasserstoff, bei hohem Druck im Tank gespeichert wird. In der Zelle wird er mit Sauerstoff aus der Luft oxidiert und liefert dadurch Strom, einziges Abgas ist Wasser. Durch die Trennung von Energiespeicher und Energiewandler sind jedoch deutlich höhere Energiedichten und damit Reichweiten der Fahrzeuge möglich. Auch bei niedrigeren Temperaturen bleibt die Funktionalität der Brennstoffzelle vollständig erhalten. Die Betankung erfolgt wie bei konventionellen Kraftstoffen durch das Überströmen aus einem Reservoir oder das Verdichten in den Tank an der Tankstelle. Dadurch sind deutlich höhere Tankleistungen möglich. Werden an einer Abgabestation 180 kg (Tankinhalt des H₂-Zugs Coradia iLint) Wasserstoff in 30 Minuten getankt wird eine Energie von 21,6 MJ oder 6 MWh in 30 Minuten übertragen. Das entspricht einer Betankungsleistung von 12 MW. Durch die Bevorratung des Wasserstoffs an der Tankstelle können auch mehrere Zapfsäulen parallel betrieben werden.

Während somit die Elektromobilität mit Batterien ideal für kurze Strecken bei geringer Belastung geeignet ist, bietet sich die Brennstoffzelle als „Heavy Duty Elektromobilität“ für kurze Betankungszeiten und hohe Reichweiten an, also auch für schwere PKW, LKW, Busse und Züge, siehe Bereiche für BEV (Battery Electric Vehicle) und FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) in Abbildung 11.

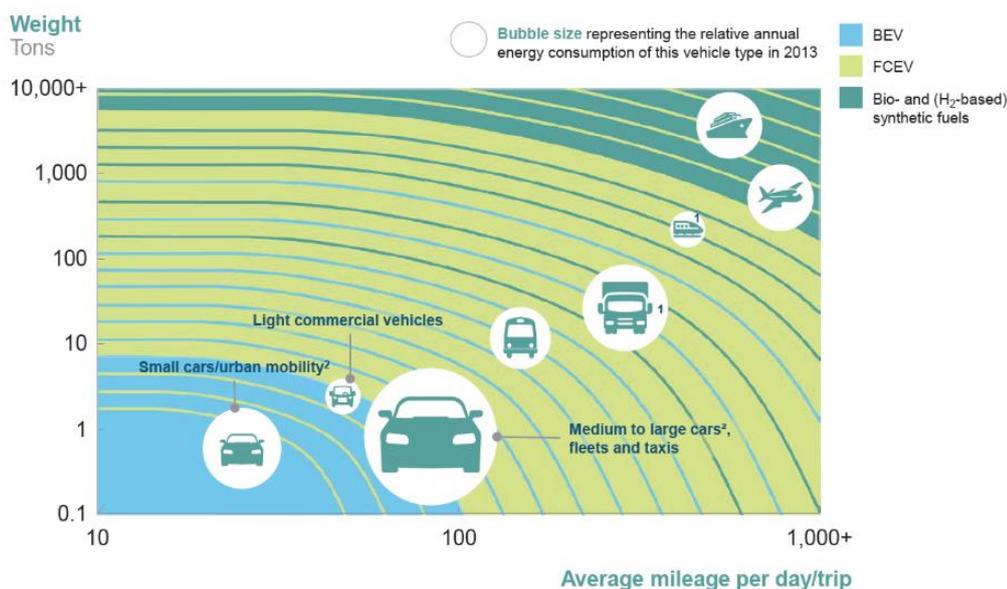


Abbildung 11: Elektromobilität mit Batterie und Brennstoffzelle [93]

Sowohl die Batterie- wie auch die Brennstoffzellen-Elektromobilität ist nur dann sinnvoll, wenn dafür grüner Strom und grüner Wasserstoff mit alternativer Stromerzeugung aus Wind, Wasser, Sonne und Elektrolyse eingesetzt werden. Damit ist die Frage der Infrastruktur mit der Bereitstellung von Ladestationen und Wasserstofftankstellen bei jedem e-Mobilitätskonzept mit zu berücksichtigen. Neben Fragen von Emissionen und Wirkungsgraden sind natürlich auch Szenarien für Kosten und Verfügbarkeit der Energie zu betrachten.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts für die ÖBB-Infrastruktur AG wird ein Gesamtkonzept der Wasserstoffinfrastruktur für den Einsatz und die Versorgung von Wasserstoffzügen im ausgewählten Analysebereich dargestellt. Das Vorhaben zielt auf die Identifikation möglicher Wasserstoffanwendungspotentiale für die bestehende Bahninfrastruktur, möglicher Umsetzung im Bahnbetrieb sowie Ausarbeitung konkreter Anwendungsszenarien ab. Dabei steht die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse durch elektrische Energie der Bahn-Oberleitung im Mittelpunkt.

Wasserstoff ist der Schlüssel für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion aus Wind, Wasser und Sonne, da Energieüberschüsse genutzt und langfristige und effiziente Energiespeicherung kostengünstig ermöglicht werden. Der erzeugte Wasserstoff kann dabei in vielen Anwendungsbereichen eingesetzt werden. Die Substitution von dieselektrischen Lokomotiven durch brennstoffzellenbetriebene E-Lokomotiven mit Wasserstoffinfrastruktur zur Betankung wird in diesem Vorhaben betrachtet. Die Elektrolyse

kann zur Netzstabilisierung beitragen und Lastspitzen im Oberleitungsnetz abdecken. Durch die Umsetzung von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle kann im Bedarfsfall auch elektrische Energie in das Bahn- bzw. öffentliche Stromnetz gespeist werden. Weitere Potentiale bezüglich Speichertechnik, Betankungstechnik bis hin zur Bereitstellung von Wasserstoff für externe Abnehmer sollen ebenfalls aufgezeigt werden.

Durch die Analyse der gesamten Bahninfrastruktur bezüglich wasserstoffrelevanter Anwendungsmöglichkeiten wird ein Überblick hinsichtlich technischer Umsetzbarkeit unter Betrachtung bahnspezifischer Sicherheitsanforderungen geliefert. Die Analyse technischer und sicherheitsrelevanter Aspekte umfasst alle bahnspezifischen Einsatzbereiche der Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff. Anhand der Erhebung von Marktpotentialen wird die Wirtschaftlichkeit konkreter Umsetzungskonzepte bewertet. Eine umfassende Risikobetrachtung bezüglich Technik, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit wird parallel erstellt.

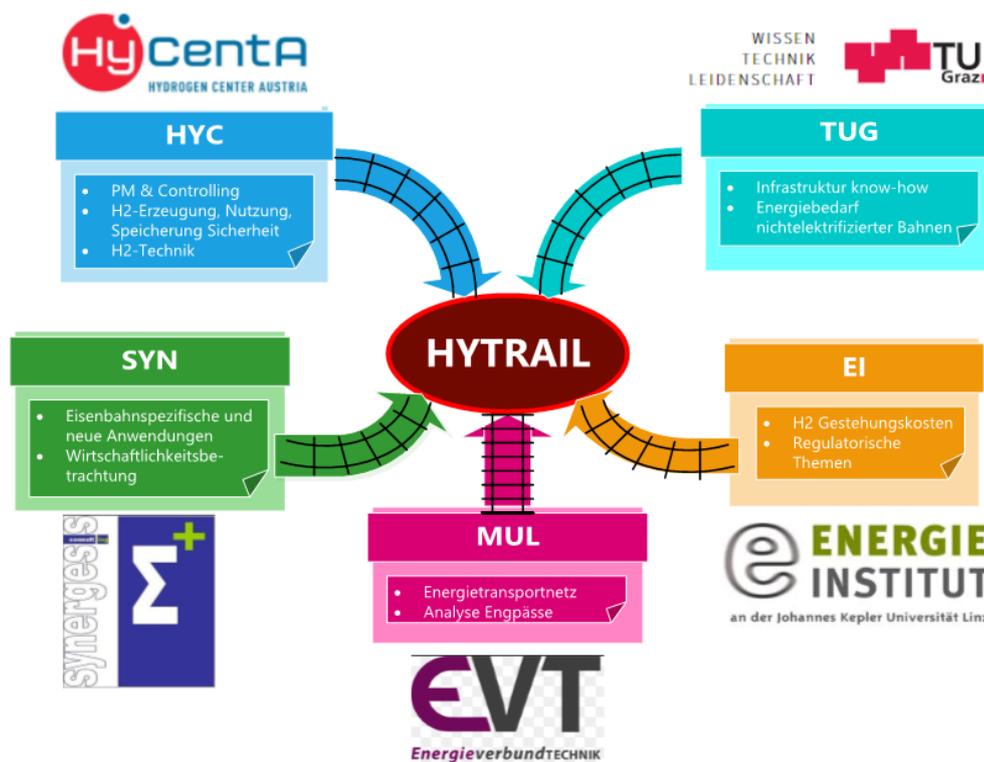


Abbildung 12: Kompetenzen der Projektpartner

Durch die unterschiedlichen Schlüsselkompetenzen der Projektpartner werden die Fragestellungen aus unterschiedlichen Blickwinkeln evaluiert und analysiert. Alle involvierten Partner haben langjährige und ausgiebige Erfahrung mit F&E-Projekten und zudem ausreichende Ressourcen, um die Analysen umfassend zu realisieren.

4 POTENTIELLE WASSERSTOFFANWENDUNGEN

4.1 Analyse der bestehenden Infrastruktur

Der Elektrifizierungsgrad der österreichischen Bahninfrastruktur ist, insbesondere bei zweigleisigen Strecken, weit vorangeschritten (vgl. Tabelle 1). Eingleisige Strecken weisen eine Elektrifizierungsrate von 52,6 % auf. Diese nicht elektrifizierten Strecken werden mit herkömmlichen Dieselmotoren befahren, was hohe Emissionen zur Folge hat. Eingleisige Strecken weisen daher ein hohes Potential zur Umstellung auf alternative Antriebsformen auf. Eine Substitution von dieselektrischen Lokomotiven durch brennstoffzellenbasierte E-Lokomotiven könnte wesentlich zur Dekarbonisierung und Schadstoffentlastung des Personen- und Güterverkehrs beitragen. Darüber hinaus kann eine Umstellung auf derartigen Strecken auch dem Umstand vorbeugen, dass diese im Zuge von Betriebsrationalisierungsüberlegungen oder einem Verbot von dieselbetriebenen Lokomotiven aufgegeben werden. Dies setzt jedoch auch eine Betankungs- und Produktionsinfrastruktur auf Basis von grünem Wasserstoff voraus. Zukünftig ist bei ausreichendem Fahrzeugangebot auch der Wasserstoffeinsatz an Stelle der Investition in Streckenelektrifizierungen im Einzelfall zu prüfen.

Tabelle 1: Elektrifizierungsgrad ÖBB [142]

	Länge [km]	Elektrifiziert [km]	Anteil
Strecken Betriebslänge	4826	3537	73%
davon eingleisig	2721	1432	53%
davon zweigleisig	2105	2105	100%

Gemeinsam mit dem Auftraggeber werden, basierend auf der Datenerhebung und Analyse der gegenwärtigen Bahninfrastruktur, dieselbetriebene Nebenstrecken und Knotenpunkte ausgewählt, die sich als potentielle bahnspezifische Wasserstoffanwendungsbereiche eignen könnten.

Für die Streckenauswahl von nicht elektrifizierter ÖBB-Infrastruktur dienen technische sowie regional-organisatorische Kriterien. Die regional-organisatorische Auswahl begründet sich unter anderem auf der Ausschöpfung von möglichen Synergiepotentialen und wird in weiterer Folge detailliert erklärt.

Generell werden sämtliche nicht elektrifizierten Strecken im Detail hinsichtlich deren technischer Eignung für dieses Projekt sowie bekannter Elektrifizierungs- und Stilllegungspläne analysiert. Diese Strecken sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

Strecke	Relevanz	Pläne/ Anmerkungen	Länge [m]	PV (Takt*)	GV Bedeutung	V _{max}	Neigung		Radius		Streckenklasse		Tunnel	Stationen
							max	min	Intensität	min	max			
Aspangbahn - Wechselbahn - Thermenbahn	3		132.801	2h	>	100	22,5	118	hoch	C4	D4	6	29	
Mattersburger Bahn	3	Evt. Elektrifizierung?	25.822	~ 1h	n/a	120	13,0	460	mittel		D3	0	4	
Mühlkreisbahn	3		57.784	~ 2h	-	80	46,0	112	hoch		B2	0	19	
Salzkammergutbahn	3		33.012	1h / 0,5h	n/a	100	28,0	190	hoch		D4	1	9	
Innkreisbahn	3		20.072	1h / 0,5h	<	120	12,0	271	mittel		D4	0	4	
Mattigtalbahn	3	Steindorf-Friedburg wird elektrifiziert	37.000	1h / 0,5h	>	80	11,0	156	gering		D2	0	13	
Radkersburgbahn	2	Wsl. Abgabe an Land Stmk?	31.095	1h / 0,5h	n/a	80	20,0	143	gering		D4	0	8	
Schneebergbahn	2	Evt. Elektrifizierung?	28.205	1h	n/a	110	44,0	152	mittel		D4	0	5	
Stammersdorfer Lokalbahn	2		17.254	1h / 0,5h	n/a	60	10,0	173	mittel		B2	0	7	
Stammersdorfer Lokalbahn	2		10.949	1h / 0,5h	n/a	60	10,0	173	mittel		B2	0	1	
Kamptalbahn	2		43.844	1h	n/a	80	21,0	181	hoch		D4	0	15	
Erlaufalpbahn	2		26.928	1h	n/a	60	14,0	141	hoch	C3	D4	0	10	
Aschacher Bahn	2	ev. Elektrifizierung (falls Übernahme durch Stern & Hafferl)	20.500	-	>	65	17,0	171	mittel		D4	0	10	
Innkreisbahn	2		36.804	1h	<	120	12,0	271	mittel		D2	0	8	
Lavanttalbahn	2	ab Wolfsberg im Zuge Koralmbahn elektrifiziert Zwischen Zeltweg und Bad St. Leonhard eingestellt	66.636	-	>	n/a	27,5	174	hoch		D4	3	15	
Innere Aspangbahn	1		31.267			120	14,7	370	gering	C4	D4	0	12	
Gutensteinerbahn	1		2.020	1h / 0,5h	400.000 to/Jahr	90	22,0	139	mittel		D4	0	2	
Gutensteinerbahn	1		23.487	1h / 0,5h	400.000 to/Jahr	90	22,0	139	hoch	C4	D4	0	15	
Ostbahn	1		6.212	-	n/a	40	13,0	145		C4, B2		0	5	
Ostbahn	1		7.585	-	n/a							0	1	
Leobersdorfer Bahn	1		19.100	1h / 0,5h	-	90	n/a	177	hoch	D3	D4	0	8	
Lokalbahn Drösing-Zistersdorf	1		11.432	-	>	40	20,0	200	mittel		D4	0	1	
Lokalbahn Korneuburg-Hohenau	1		29.937	-	n/a	40	27,0	147	hoch	B2	C4	0	5	
Bahnstrecke Novosedly-Zellerndorf	1	Nur Teilstrecke planmäßig im Güterverkehr genutzt Rest dient bei Bedarf als Umleitungsstrecke	35.700	-	<	60	10,0	192	mittel	B2	D4	0	5	
Traisentalbahn	1		31.363	1h	-	90	n/a	177	mittel	C3	D3	0	13	
Traisentalbahn	1		12.199	-	>	60	14,0	157	hoch		C3	0	6	
Lokalbahn Ober-Grafendorf -Gresten	1		24.747	-	>	60	27,0	80	hoch		D4	0	4	
Donauuferbahn	1		7.280	1h	n/a	n/a	22,0	173	gering		D4	0	2	
Donauuferbahn	1		68.112	4x tägl.	n/a	n/a	22,0	173	hoch	B2	C4	1	12	
Almtalbahn	1	Abschnitt Sattledt-Grünau: GV 2002 eingestellt PV soll 2019 eingestellt werden	30.090	2h / 1h	siehe Anmerkung	80	23,0	139	hoch		B1	0	19	
Lokalbahn Lambach-Gmunden	1		18.068	>	-	n/a	n/a	n/a	mittel		D3	0	4	
Salzkammergutbahn	1		30.548	1h	n/a	100	28,0	190	mittel		D4	0	8	
Fohnsdorfer Bahn	1	Wolfsberg - Pöls interessant	7.676	-	>	60	26,4	191	mittel		D4	0	1	
Görschitzalpbahn	1		16.000	-	>	60	25,0	192	mittel		D2	0	3	
Steirische Ostbahn	0	Elektrifizierung - Jahr unbekannt	78.829	1h / 0,5h	wachsend	120	16,2	600	mittel		D4	1	19	
Marchegger Ostbahn	0	Wird elektrifiziert (lt. SNNB)	35.606	0,5h / 0,25h	n/a	120	3,0	360	gering		D4	0	11	
Nordbahn	0	Wird elektrifiziert (lt. SNNB)	18.174	1h	n/a	100	16,0	320	gering		D4	0	3	
Bahnstrecke Schwarzenau-Martinsberg-Gutenbrunn	0	Stilllegung geplant	34.711	-	-	60	25,0	171	hoch		D4	0	6	
Außerfernbahn	0	Wird elektrifiziert (lt. SNNB)	10.490	2h	>	70	37,5	n/a	mittel		D2	0	5	
Rosentalbahn	0	Wird elektrifiziert (lt. SNNB)	12.119	1h	<	160 (?)	26,0	n/a	mittel		B2	0	4	

* Regeltakt / Spitzenzeiten
n/a ... keine Information gefunden
< ... unbedeutend
> ... bedeutend
-... Verkehr findet nicht statt

Abbildung 13: Alle analysierten nicht elektrifizierten Strecken vor der Streckenauswahl

Die technischen Kriterien setzen sich wie folgt (vgl. Abbildung 14) zusammen:

- Länge
- Verkehrsbelastung (Personen- und Güterverkehr)
- Maximale Geschwindigkeit
- Maximale Neigung
- Radius
 - Minimal
 - Intensität (gering/hoch/mittel)
- Streckenklasse (min/max)
- Anzahl Tunnel
- Anzahl Stationen
- Elektrifizierungs- bzw. Stilllegungspläne



Klassifizierung

Relevanz 1 (gering) bis 3 (hoch)
 Relevanz 0, wenn Stilllegung oder Elektrifizierung geplant.

Abbildung 14: Festgelegte technische Kriterien zur Streckenauswahl

Hinsichtlich der technischen Auswahlkriterien wird das Hauptaugenmerk auf die Verkehrsbelastung, Länge, Steigung und Stilllegungs- bzw. Elektrifizierungspläne gelegt. Die Länge spielt eine Rolle, da die Befüllmenge bzw. der Abstand etwaiger Wasserstofftankstellen darauf abgestimmt werden muss. Die Steigung ist ebenso als kritisches Merkmal zu betrachten, da höhere Gradienten einen höheren Energieverbrauch bedingen. Die Strecken werden mit einer Relevanz 0-3 klassifiziert, wobei mit „0“ nicht relevante Strecken bewertet sind, da bereits eine Stilllegung oder Elektrifizierung geplant ist. Strecken mit der Relevanz „0“ bleiben daher für das aktuelle Projektvorhaben unberücksichtigt.

Neben technischen Merkmalen müssen aber auch regional-organisatorische Überlegungen angestellt werden. Eine geringe Distanz der Strecken zueinander sowie gemeinsame Bahnhöfe ermöglichen beispielsweise einen gebündelten Infrastrukturausbau (hinsichtlich der Wasserstofftankstellen) an bestimmten Knotenpunkten. Auch die Überschneidung mit anderen Verkehrsträgern entlang der Strecke bzw. an Knotenpunkten ermöglicht Synergien. Die geographische Lage im Streckennetz beeinflusst daher zum einen den wirtschaftlichen Ausbau neuer Infrastruktur und zum anderen das Ausschöpfen von Synergiepotentialen.

In Abstimmung mit der ÖBB-Infrastruktur AG (Netzentwicklung) und in Anlehnung an die zuvor beschriebenen technischen sowie regional-organisatorischen Auswahlkriterien sind sechs Strecken mit einer Gesamtlänge von etwa 308 km ausgewählt (Abbildung 15). Fünf der Strecken befinden sich in Niederösterreich, eine in Oberösterreich, in unmittelbarer Nähe von Linz.

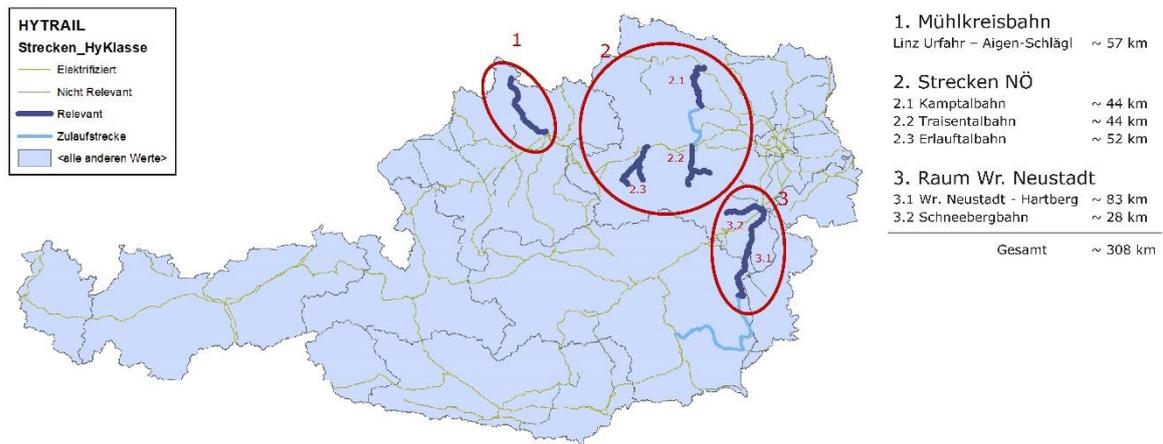


Abbildung 15: Grafische Übersicht der Streckenauswahl

Tabelle 2 fasst die Streckenauswahl in tabellarischer Form zusammen.

Tabelle 2: Tabellarische Übersicht der Streckenauswahl auf ÖBB-Nebenstrecken

DB 776	Bez. Hytrail	Strecke	Start	Ende	V_max	Neigung		Radius		Streckenklasse		Tunnel	Stationen
						max	min	Intensität	min	max			
3581	1	Mühlkreisbahn	Linz Urfahr	Aigen-Schlögl	80	46,0	112	hoch		B2	2	19	
1741	2.1	Kamptalbahn	Sigmundsherberg	Hadersdorf am Kamp	80	21,0	181	hoch		D4	0	16	
1072	2.2	Traisentalbahn	St. Pölten	Hainfeld	90	n/a	177	mittel	C3	D3	0	13	
1511	2.2	Traisentalbahn	Traisen	Freiland	60	14,0	157	hoch		C3	0	6	
1551	2.3	Erlaufalbahn	Pöchlarn	Scheibbs	60	14,0	141	hoch	C3	D4	0	11	
1581	2.3	Erlaufalbahn	Wieselburg a.d. Erlauf	Gresten	60	27,0	80	hoch		D4	0	4	
1671	3.1	Aspangbahn	Wr. Neustadt	Hartberg	100	22,5	118	hoch	C4	D4	6	21	
1672		Wechselbahn											
7671		Thermenbahn											
1631	3.2	Schneebergbahn	Wr. Neustadt	Puchberg am Schneeberg	110	44,0	152	mittel		D4	0	14	

Darüber hinaus sind auch die Streckenabschnitte zwischen Hadersdorf am Kamp und St. Pölten sowie Hartberg bis Graz (über Fehring) aufbereitet, um die durchgehenden Umlaufpläne mitberücksichtigen zu können.

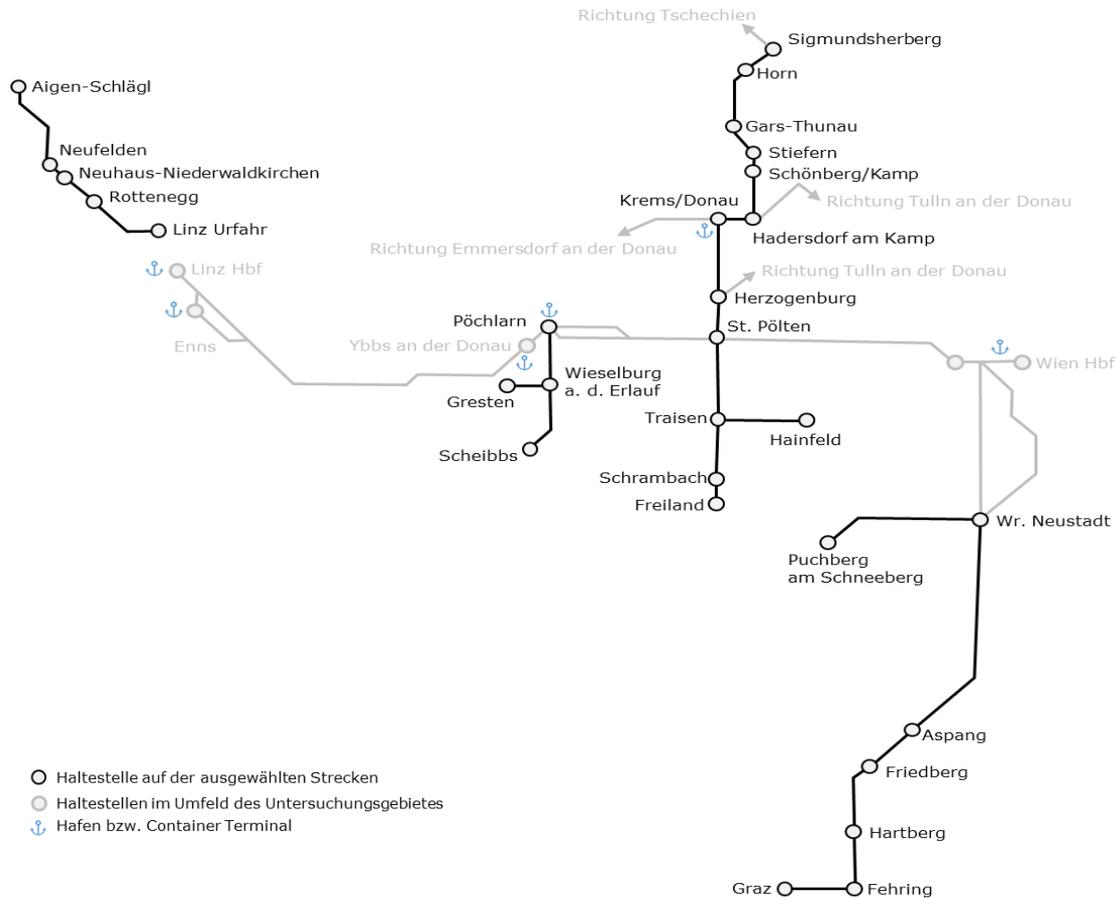


Abbildung 16: Ausgewählte Strecken im Analyseraum

Die regional-organisatorischen Begründungen können für die Streckenauswahl wie folgt zusammengefasst werden: Die geringe Distanz der ausgewählten Strecken zueinander sowie gemeinsame Bahnhöfe sind gegeben. Für einen gebündelten Infrastrukturausbau an Knotenpunkten eignen sich die Städte Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt sowie kleinere Städte, wie z.B. Krems oder Pöchlarn. Besonders St. Pölten zeichnet sich dadurch aus, dass der Bahnhof für einen Teil des Zugverkehrs von drei der ausgewählten Strecken Start- bzw. Endpunkt ist. Ebenso ist Wiener Neustadt ein Knoten für zwei der ausgewählten Strecken. Bei jeder Betankungsanlage ist zu überprüfen, ob Synergien mit anderen Verkehrsträgern möglich sind. So kann beispielsweise der Umstieg auf andere Antriebsformen für den öffentlichen Straßenverkehr unterstützt bzw. geschaffen werden. Des Weiteren befinden sich zwei der ausgewählten Strecken auch in der Nähe von bedeutenden Häfen entlang an der Donau. Dadurch ist ein Erzielen von Synergien mit Container Terminals möglich, bzw. kann ein weiteres Anwendungsfeld für die Last-Mile

bzw. die Vor- und Nachläufe zu Häfen, die Großteils mit LKW-Verkehr stattfinden, geschaffen werden.

4.1.1 Analyse der Verkehrsknoten und der Container Terminals

Die Analyse der ausgewählten Strecken inkl. der zugehörigen Verkehrsknoten sowie der Container Terminals hinsichtlich möglicher Dieselsubstitutionen durch Wasserstofftechnologien soll eine Grundlage schaffen und als Eingangsdaten für benötigte Informationen dienen.

An dieser Stelle sei zudem angemerkt, dass seitens der Technischen Universität neben der Analyse des Untersuchungsraums auch Streckenbänder zur Verfügung gestellt wurden, um in weiterer Folge den Energiebedarf für die ausgewählten Strecken errechnen zu können und damit eine Verbrauchsabschätzung durchzuführen. Die Streckenbänder beinhalten, alle 25 cm entsprechend kilometriert, das VzG (Verzeichnis der örtlich zulässigen Geschwindigkeiten), die Neigung sowie den zugehörigen Radius. Die Rohdaten sind als imc-Famos Streckenband über die TUG-Datenbank generiert. Etwaige Unvollständigkeiten in den Rohaufzeichnungen sind interpoliert, bearbeitet und anschließend den Projektpartnern als *.csv Datei zur Verfügung gestellt. Die Erlaubnis zur Verwendung dieser Datenbank, die auf den Daten der ÖBB-Infrastruktur AG basiert, wurde seitens des Auftraggebers (ÖBB-Infrastruktur AG) erteilt.

Analyse der Strecken und Knotenpunkte hinsichtlich des Personenverkehrs

Im Rahmen dieser Analyse ist die derzeitige Fahrleistung der unterschiedlichen Strecken näher betrachtet. Um in weiterer Folge den Energieverbrauch der aktuellen Auswahlbereiche zu berechnen, ist die Anzahl der täglich verkehrenden Züge [143] [144] im Personenverkehr für die jeweiligen Strecken ermittelt (vgl. Abbildung 17 bis Abbildung 22) sowie Takt bzw. Intervall der Zugfahrten. Die Verbindungen zeigen auf fast allen Strecken, besonders zu Spitzenzeiten, ein regelmäßiges Intervall zwischen einer und zwei Stunden. Eine Ausnahme bildet die Strecke 1 - Mühlkreisbahn. Hier kann zwar vom Endbahnhof Aigen-Schlägl bis Linz Urfahr ein Takt von ca. zwei Stunden vermerkt werden, jedoch erhöht sich der Takt in Richtung Linz Urfahr, da von nachfolgenden Haltestellen immer mehr Züge in einem dichteren Intervall nach Linz Urfahr verkehren (siehe Abbildung 17).

In einem weiteren Schritt werden auch die derzeit verkehrenden Zuggattungen und Zugzusammenstellungen identifiziert. Tabelle 3 gibt hierfür einen Überblick. Zur Strecke 1

- Mühlkreisbahn (vgl. Abbildung 17) sei angemerkt, dass derzeit keine direkte Gleisverbindung zum Bahnhof Linz besteht. Dort könnten zusätzlich acht der 16 Linzer Buslinien, drei Nachtbuslinien sowie Regional- und Fernbusse von einem Wasserstoffangebot profitieren. Auch die direkte Anbindung durch öffentlichen Busverkehr zum Linzer Hafen erhöht die potentiellen Nutzer für alternative Antriebsformen. [113] [236]

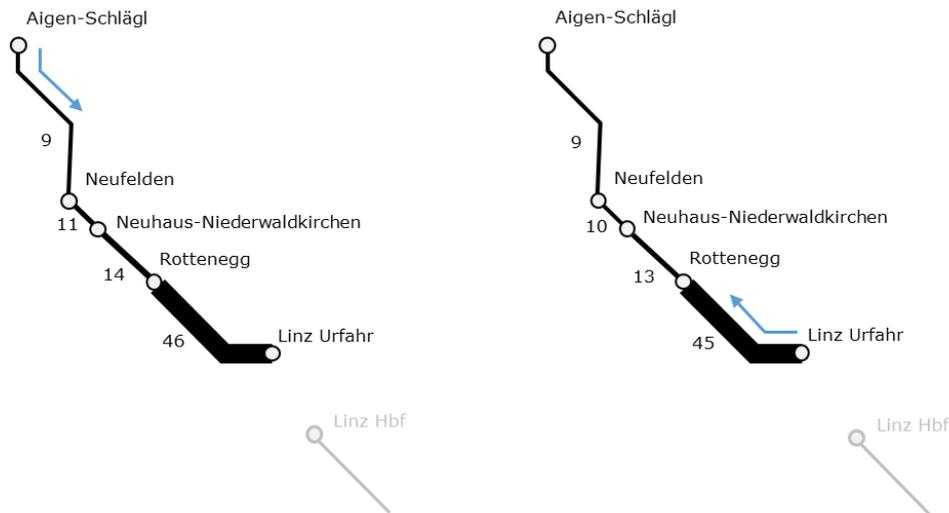


Abbildung 17: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 1 - Mühlkreisbahn

Für die Zugfahrten auf der Strecke 2.1 zwischen Sigmundsherberg und Hadersdorf am Kamp (vgl. Abbildung 18) ist zu erwähnen, dass ein Großteil der Züge, die in Richtung Hadersdorf am Kamp fahren, ihren Ursprung in Horn haben bzw. die meisten Züge aus Hadersdorf am Kamp den Endbahnhof Horn aufweisen. Für die Beförderung von Sigmundsherberg bis nach Hadersdorf am Kamp gibt es lediglich vier direkte Verbindungen, in die Gegenrichtung sogar nur drei. Zwischen Horn und Sigmundsherberg verkehren demnach zusätzliche Züge, um ein regelmäßiges Intervall zu gewährleisten. Aufgrund der geringen Anzahl an Direktverbindungen zwischen Sigmundsherberg und Hadersdorf am Kamp eignet sich Horn als Knoten sicherlich besser als Sigmundsherberg. Der regionale Busverkehr zum bzw. vom Bahnhof Horn [144] zeigt zudem, dass Synergien mit anderen Verkehrsträgern entstehen können. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es auf der Kamptalbahn auch einige direkte Verbindungen von bzw. nach St. Pölten gibt (vgl. Abbildung 22).



Abbildung 18: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 2.1 - Kamptalbahn

Die Strecke 2.2 - Traisentalbahn (vgl. Abbildung 19) wird im Rahmen des Projekts in zwei Abschnitte unterteilt, jenem zwischen St. Pölten und Hainfeld sowie jenem zwischen Traisen und Freiland. Freiland wird jedoch nicht mehr von Personenverkehr bedient, weshalb in der Analyse hinsichtlich des Personenverkehrs nur der Abschnitt bis Schrambach betrachtet wird.

Die Zugfahrten sind nicht getrennt für die zwei im Projekt definierten Abschnitte ermittelt, sondern über den gesamten Bereich. Abbildung 19 stellt daher alle Zugfahrten zwischen den einzelnen Haltestellenabschnitten dar, da dies für die Ermittlung des Leistungsbedarf des jeweiligen Streckenabschnitts von Relevanz ist.

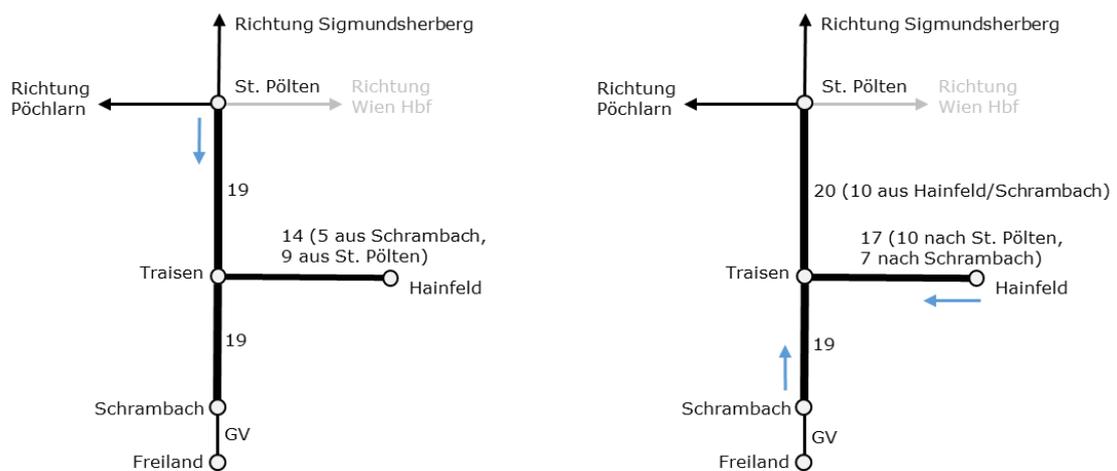


Abbildung 19: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 2.2 - Traisentalbahn

Abbildung 20 zeigt die Strecke 2.3 – Erlaufalbahn. Der Abschnitt zwischen Wieselburg an der Erlauf und Gresten ist nur mehr für den Güterverkehr in Betrieb. Neben Anbindungen zum öffentlichen Busverkehr verfügt der Bahnhof Pöchlarn zudem über ein Sammeltaxistellen-Service [220], wodurch hier ein Knotenpunkt für spätere Synergien vorliegt. Weiters sei an dieser Stelle noch darauf hingewiesen, dass einige Verbindungen der Erlaufalbahn nach St. Pölten durchgebunden werden (vgl. Abbildung 22).



Abbildung 20: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 2.3 - Erlaufalbahn

Abbildung 21 veranschaulicht, dass Wr. Neustadt aufgrund desselben Start- bzw. Endbahnhofs der Strecke 3.1 (Abschnitt zwischen Wr. Neustadt und Hartberg) und der Strecke 3.2 - Schneebergbahn eine Knotenfunktion einnimmt. Dies hat vor allem den Vorteil, dass hier eine Betankung für zwei Strecken stattfinden könnte. Weiters besteht in Wr. Neustadt die Möglichkeit Synergien mit anderen Verkehrsträgern herzustellen. Besonders profitieren vom Wasserstoffangebot könnten hier die zahlreichen Buslinien (Stadt- Nah- und Regionalverkehr), die den Bahnhof Wr. Neustadt anfahren. [220] Ebenfalls könnten die, über den Bahnhof Wr. Neustadt verkehrenden, Anruf-Sammeltaxis potentielle Synergiepartner darstellen. [39]

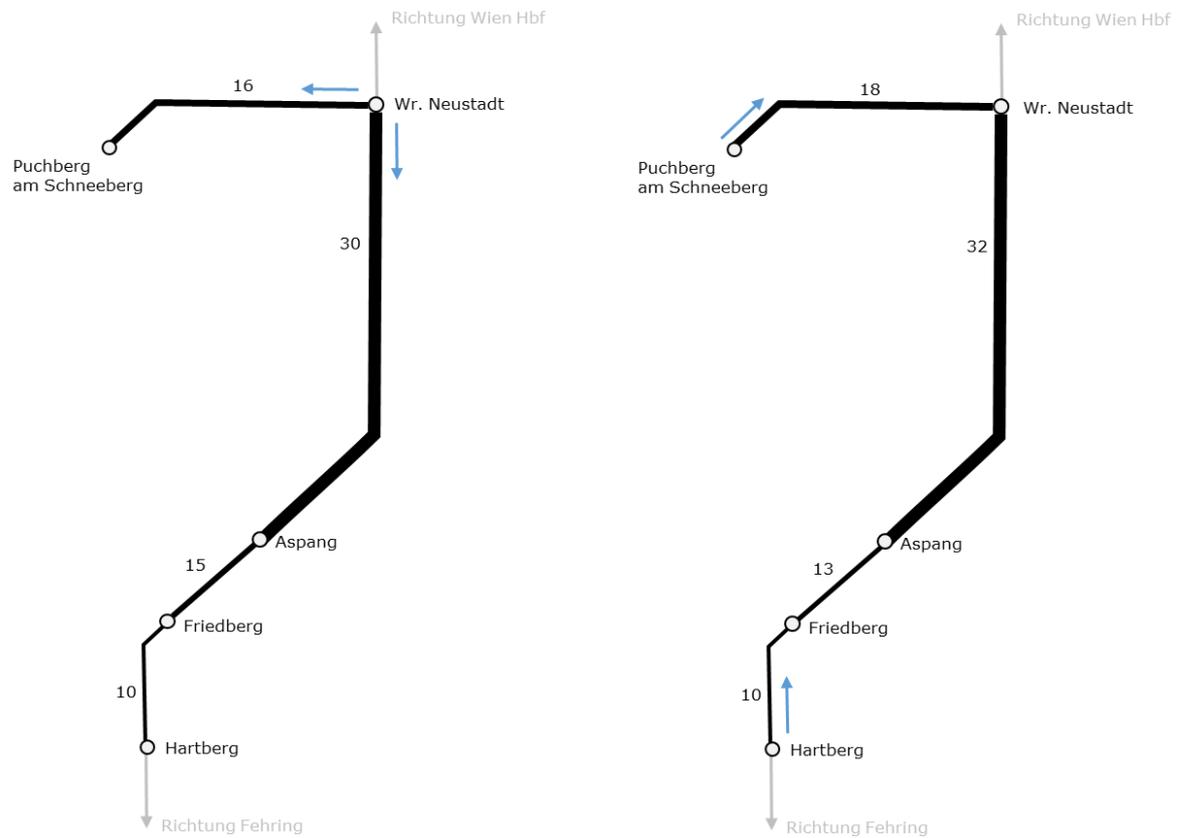


Abbildung 21: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 3.1 - Wr. Neustadt bis Hartberg und 3.2 - Schneebergbahn

Abbildung 22 zeigt die täglichen Verbindungen nach St. Pölten kommend von den Strecken 2.1 - Kamptalbahn, 2.2 - Traisentalbahn, 2.3 - Erlaufalbahn bzw. abgehend von St. Pölten auf die jeweiligen Strecken. Ein gebündelter Infrastrukturausbau für die Betankung ist demnach für eine gewisse Anzahl von Zügen in St. Pölten möglich, wodurch der Bahnhof St. Pölten eine entsprechende Knotenfunktion einnehmen kann. Wie auch in Wr. Neustadt sind in St. Pölten Synergien mit anderen Verkehrsträgern möglich. Dies betrifft die zahlreichen Busverbindungen im Nah-, Regional und Fernverkehr vom Busterminal St. Pölten (siehe Kapitel 4.1.2 und 4.2.3).

- █ Züge von St. Pölten
- █ Züge nach St. Pölten
- █ Weitere Züge, die auf jeweiligem Streckenabschnitt verkehren (entsprechend der Pfeilrichtung)

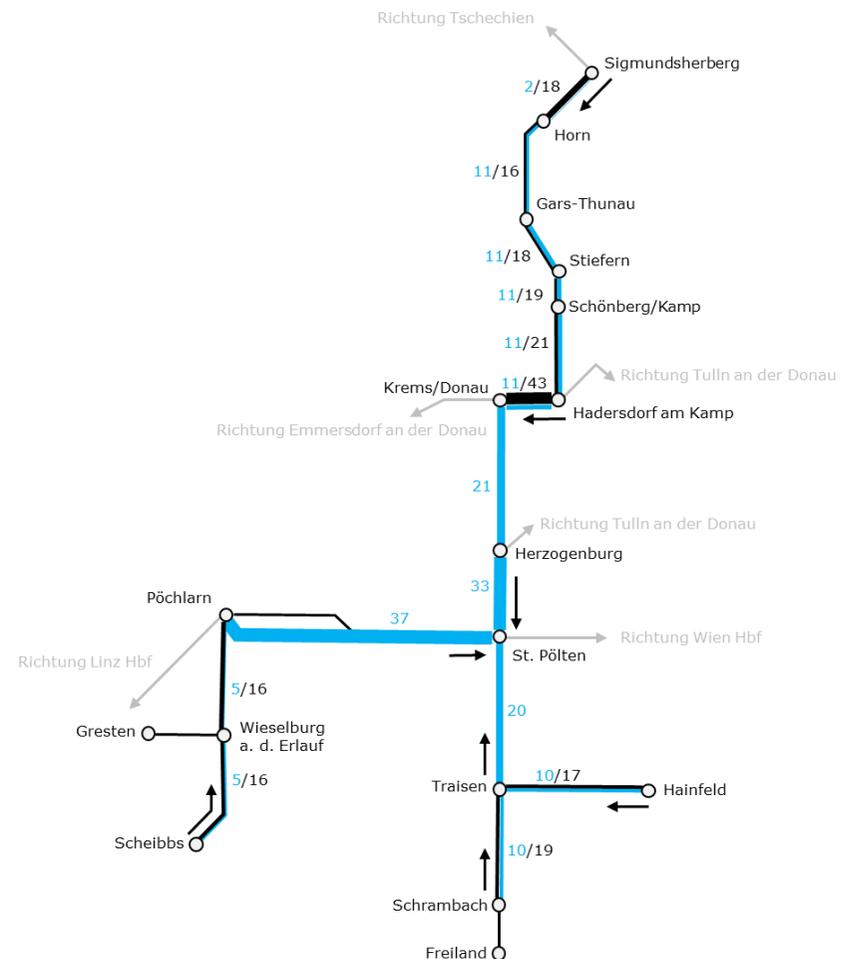
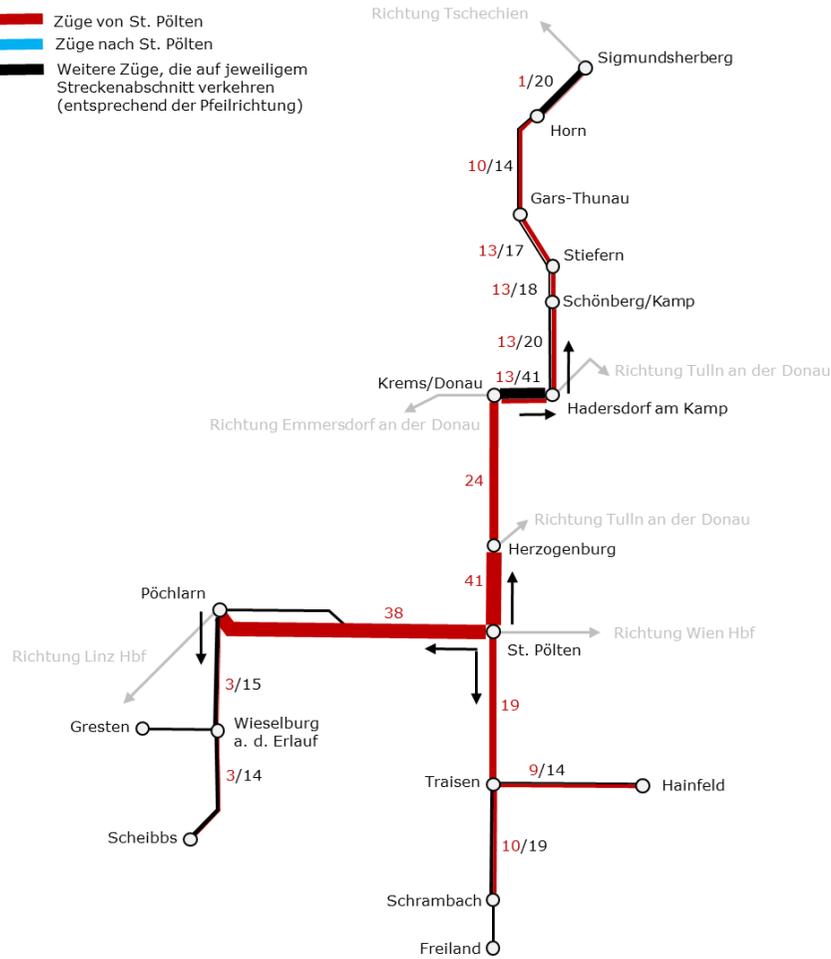


Abbildung 22: Anzahl der Zugfahrten werktags von/nach St. Pölten bezogen auf die Strecken 2.1 Kamptalbahn, 2.2 Traisentalbahn und 2.3 Erlaufalbahn

Die Zugbildungen und Anzahl der Wagen (siehe Tabelle 3) sind aus Sicht des Energiebedarfs relevant. Hierbei sind die wesentlichen Zugbildungen aufgelistet. Die Modellierung des Energiebedarfs für den Dieserverbrauch wird anhand des Desiro Classic, für den H₂-Verbrauch mit dem Talent im Personenverkehr und der Verschieblokomotive 1063 für den Güterverkehr durchgeführt. Im Güterverkehr wird dabei als Worst-Case eine Anhängelast von 14 vollbeladenen Güterwagons angenommen (vgl. auch Kapitel 4.2.1).

Tabelle 3: Tabellarische Übersicht der Zugbildungen [144] [211]

Nr.	Strecke	mögliche Zugbildungen
1	Mühlkreisbahn	5047
		Einfachgarnitur
		Doppelgarnitur
		Einfachgarnitur mit Gbkks-vx
		Doppelgarnitur mit Gbkks-vx
		5022 (Desiro Classic)
		Doppelgarnitur
2.1	Kamptalbahn	ausschließlich 5047
		Einfachgarnitur
		Doppelgarnitur
		Dreifachgarnitur
2.2	Traisentalbahn	5047
		Einfachgarnitur
		ÖBB 2016 (Herkules) mit Cityshuttlegarnituren z.B. 2x Bmpz-dl + 1x Bbmfpz
2.3	Erlaufthalbahn	ausschließlich 5047
		Einfachgarnitur
		Doppelgarnitur
3.1	Wr. Neustadt - Hartberg	5047
		Einfachgarnitur
		5022 (Desiro Classic)
		Einfachgarnitur
		Doppelgarnitur
		ÖBB 2016 Herkules mit Cityshuttlegarnituren
		1x Bmpz-l + 1x Bmpz-s
		2x Bmpz-l + 1x Bmpz-s
		3x Bmpz-l + 1x Bmpz-s
		5x Bmpz-l + 1x Bmpz-s
6x Bmpz-l		
3.2	Schneebergbahn	5022 (Desiro Classic)
		Einfachgarnitur
	nach St. Pölten von den Strecken: 2.1 - Kamptalbahn 2.2 - Traisentalbahn 2.3 - Erlaufthalbahn	5047
		Einfachgarnitur
		Doppelgarnitur
		Dreifachgarnitur
		ÖBB 2016 Herkules mit Cityshuttlegarnituren
		2x Bmpz-dl + 1x Bbmfpz
		elektrische Triebwagen und E-Loks
	von St. Pölten auf die Strecken: 2.1 - Kamptalbahn 2.2 - Traisentalbahn 2.3 - Erlaufthalbahn	5047
		Einfachgarnitur
		Doppelgarnitur
		elektrische Triebwagen und E-Loks

Analyse der Strecken hinsichtlich des aktuellen Güterverkehrs

Um den Betrieb und die daraus resultierende Leistung der Infrastruktur ermitteln zu können, gilt es auch den Güterverkehr zu analysieren. Die Strecke 1 - Mühlkreisbahn bleibt für weitere Betrachtungen aufgrund des fehlenden Güterverkehrs unberücksichtigt.

Allgemein sei an dieser Stelle erwähnt, dass der Güterverkehr in Niederösterreich einen hohen Stellenwert genießt. Niederösterreich ist eine „Drehscheibe zwischen den mittel- und osteuropäischen Staaten“ wodurch „neue Import- und Exportrouten durch das Land entstanden sind“. [9] Während nur 20% des Güterverkehrs in Niederösterreich Durchzugsverkehr ist, entstehen 80% des Güterverkehrs in Betrieben bzw. haben diese als Ziel, darüber hinaus verfügen etwa 320 Unternehmen über einen eigenen Bahnanschluss. [9] Im betrachteten Analysebereich in Niederösterreich gibt es zwei Streckenabschnitte, die ausschließlich Güterverkehr abwickeln. Dies sind der Abschnitt zwischen Schrambach und Freiland auf der Strecke 2.2. - Traisentalbahn sowie der Abschnitt zwischen Wieselburg und der Erlauf und Gresten auf der Strecke 2.3 - Erlaufalbahn (vgl. Abbildung 19 und Abbildung 20). Die Güterzüge bis Freiland bzw. auf der Anschlussbahn bis St. Ägyd befördern primär Holz sowie einzelne Sendungen für die Unternehmen Seilerei Teufelberger, PREFA und der Gießerei Traisen. [12] Der Abschnitt auf der Erlaufalbahn wird für die Unternehmen Mosser und der Welser Profile GmbH bedient. [121]

Hinsichtlich der Knotenpunkte sei für den Bahnhof Linz an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass Vershubloks am Linzer Verschiebebahnhof mögliche Synergiepartner einer Wasserstoffinfrastruktur darstellen könnten.

Analyse der Container Terminals

Im Zuge der Analyse der Container Terminals ist eine Übersicht der Gleis- und Hafeninfrastuktur und Zugsverbindungen für jene Container Terminals erstellt worden, die für das Untersuchungsgebiet von Relevanz ist. Diese Informationen sollen in weiterer Folge dabei helfen abzuwiegen, ob und welche Synergiepotentiale hinsichtlich der Häfen und Container Terminals vorhanden sind. In den Analysebereich fallen sechs von den 14 in Österreich öffentlich zugänglichen Umschlagsanlagen des unbegleiteten kombinierten Verkehrs, die von den ÖBB oder privaten Unternehmen betrieben werden. [26] Abbildung 23 stellt diese sechs Terminals sowie zwei weitere Häfen entlang der Donau dar, die in den Untersuchungsraum fallen. In Tabelle 4 sind diese mit ihren Charakteristiken tabellarisch zusammengefasst und in weiterer Folge beschrieben.

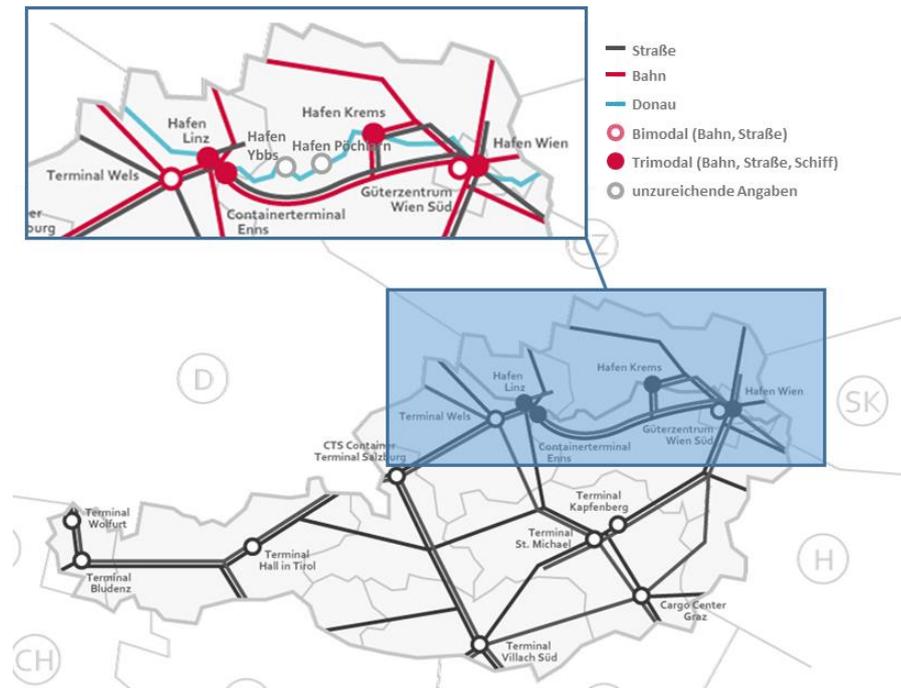


Abbildung 23: Umschlagsanlagen und Häfen in Österreich [27]

Tabelle 4: Tabellarische Übersicht der Container Terminals und Häfen [28]

Container Terminal/ Hafen	Betreiber	Gesamtfläche [m ²]	Containerlagerfläche [TEU]	Umschlagvolumen [TEU/Tag]	Verkehrsträger		
					Straße	Bahn	Wasser
Containerterminal Enns*	Container Terminal Enns GmbH	245 000	10 000	jährlich 375.000, d.h. ca. 1440 TEU/Tag	x	x	x
Güterzentrum Wien-Süd/ Terminal Wien Süd	ÖBB-Infrastruktur AG	250 000	3 250	durchschnittlich ca. 600 TEU/Tag	x	x	
Terminal Krems	METRANS (Danubia) Krems GmbH	35 000	20 000	max. 440 TEU/Tag	x	x	x
Stadthafen Linz	LINZ SERVICE GmbH	1 100 000	5 000	max. 1200 TEU/Tag	x	x	x
Hafen Wien	Wiencont Container Terminal GesmbH	170 000	10 000	max. 2000 TEU/Tag	x	x	x
Wels Vbf CCT/ Terminal Wels	ÖBB-Infrastruktur AG	120 000	1 700	k.A.	x	x	
Hafen Pöchlarn	Lasselsberger GmbH	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Hafen Ybbs	Schaufler GmbH	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	x	x

Container Terminal/ Hafen	Länge Anschlussgleis [m]	Anzahl Ladegleise	Services und Umschlag						
			Containerdisposition/-services	General Cargo	Schüttgut	Heavy Lift	Ro-La	Ro-Ro	Gefährliche Güter
Containerterminal Enns*	25 000	12	x	x	x	x		x	x
Güterzentrum Wien-Süd/ Terminal Wien Süd	1 540	3	x	x				x	x
Terminal Krems	20 000	11	x	x	x	x			x
Stadthafen Linz	27 000	4	x	x	x	x			x
Hafen Wien	50 000	8	x	x		x		x	x
Wels Vbf CCT/ Terminal Wels	5 600	10	x	x			x		
Hafen Pöchlarn	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Hafen Ybbs	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

* Zahlen bezogen auf den Ausbau 2019

Containerterminal Enns [116]

Der Hafen Enns liegt im größten Industriegebiet an der oberen Donau, wo 40 % aller österreichischen Exporte ihren Ursprung haben. [29] Wöchentlich werden bis zu 70 Ganzzüge abgefertigt. [40] Der Terminal Enns versteht sich als Gateway-Terminal. Bei 98 % des dortigen Verkehrs handelt es sich um maritimes Substrat zu europäischen Nord-, West- und Südhäfen, die restlichen 2% betreffen den Verkehr innerhalb Österreichs. Einerseits wird der maritime Zugverkehr nach Ostösterreich abgewickelt, 80 % der für Wien und Niederösterreich bestimmten Züge verkehren über diesen Terminal. Andererseits wird die Versorgung österreichischer Wirtschaftstreiber in der oberösterreichischen Zentralregion inkl. Niederösterreich West sichergestellt, wobei hier 99% des Vor- und Nachlaufs (erste und letzte Meile) per LKW durchgeführt werden. Eine Ausnahme bildet ein niederösterreichisches Schalungsunternehmen, das den Terminal aufgrund eines werkeigenen Portalkrans per Zug bedient. Der mit dieselbetriebenen Straßenfahrzeugen abgewickelte Vor- und Nachlauf stellt einen wichtigen Anknüpfungspunkt für mögliche Synergiepotentiale mit anderen Verkehrsträgern dar. Hinsichtlich der, im vorliegenden Projekt ausgewählten Strecken, finden kein Verkehr zum bzw. vom Terminal statt.

Die Anschlussbahn verfügt über einen Vorbahnhof (mit sechs Gleisen), wo Züge gepuffert werden können und ist ab der Anschlussweiche der ÖBB-Infrastruktur mit einer Zielgleistastensteuerung ausgestattet. Bereits vor der Anschlussweiche werden die Züge ins jeweilige Empfangsgleis ohne Rangieren mittels Zielgleistastensteuerung geleitet. Die Beistellung von Zügen erfolgt demnach ausschließlich mit Langstrecken-Triebfahrzeugen im elektrischen Betrieb. Alle Zugfahrten im kranbaren Bereich des Terminals sind elektrifiziert. Aktuell werden neun kranbare, spitzenüberspannte Terminalgleise betrieben, wobei 2019 ein weiteres kranbares und zwei Freiladegleise hinzukommen, da der Terminal aktuell an seiner Leistungsfähigkeit angelangt ist. Mit 25 km Anschlussgleis ist sie eine der größten Anschlussbahn-Gleisinfrastrukturen Österreichs.

Güterzentrum Wien-Süd/Terminal Wien Süd [117]

Wöchentlich verkehren ca. 50 Züge (ankommend und abgehend) im Terminal, ca. 10 davon mit Ursprung bzw. Destinationen im Inland. Es finden jedoch keine Fahrten statt, die ihren Ursprung oder ihr Ziel auf den ausgewählten Strecken des gegenwärtigen Projekts haben. Der Anteil an Fahrzeugen mit Dieselantrieb (ankommende und abgehende Züge im Terminal sowie Verschublokomotiven) beläuft sich auf 20 %, wodurch auch an diesem Terminal Synergiepotential vorhanden ist. Der Vor- bzw. Nachlauf findet mit LKW statt,

womit ein synergetisches Angebot insbesondere mit der direkt angebundenen S1 möglich wäre.

Terminal Krems [120]

Die Zugverbindungen zum bzw. vom Kremser Hafen bilden ausschließlich internationale Verkehre nach Tschechien, Ungarn und in die Slowakei, die mehrmals pro Woche eine Verbindung aufweisen. Der Terminal verfügt über eine Hafen- und Industriebahn, die ausschließlich mit Dieselloks betrieben wird. Für die Güterbeförderung auf der Anschlussbahn ist die voestalpine KREMS GmbH zuständig. Durch eine Umstellung der dieselbetriebenen Lokomotiven auf Wasserstoff könnte KREMS eine wesentliche Knotenfunktion einnehmen. Wie in Abbildung 22 ersichtlich, verkehren einige Züge der Strecke 2.1 - Kamptalbahnhof über KREMS nach St. Pölten bzw. retour, wodurch eine Betankung in KREMS eine mögliche Option ist.

Stadthafen Linz [119]

Die RCA (Rail Cargo Austria) beauftragt die ÖBB Infrastruktur AG sowie auch ÖBB Produktion mit der Erbringung von Verschubdienstleistungen im Bereich des Stadthafens für jene Züge, die im Verantwortung der RCA gefahren werden. Verschubmitarbeiter und –koordinatoren gehören zur ÖBB Infrastruktur, während Triebfahrzeuge und Triebfahrzeugführer von der ÖBB Produktion gestellt werden. Teilweise werden auch Fahrten in den Terminal durch andere Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU) abgewickelt. Diese bedienen sich jedoch zum Teil der ÖBB Infrastruktur Mitarbeiter (z.B. Verschieber, Lotse, etc.). Hinsichtlich der täglichen Zugverbindungen sowie jenen zu den Strecken aus dem Projekt können mangels Informationen keine Angaben gemacht werden.

Hafen Wien [118]

Am Hafen Wien wird auf zwei Terminals der ankommende Ganzzug- sowie Einzelwagenverkehr abgearbeitet. Insgesamt werden ca. 90 Ganzzüge pro Woche abgewickelt, d.h. 45 Rundläufe (Import und Export je ein Rundlauf), die 5 bis 7 Leercontainer pro Ganzzug transportieren. Diese Züge haben internationalen Ursprung (Seehäfen sowie kontinentale Verkehrsknoten) und kommen direkt mit der E-Lok (Schwungfahrt) in den Terminal 1. Im Vor- und Nachlauf werden wöchentlich 95 bis 120 Container im Einzelwagenverkehr abgearbeitet. Diese Wagen kommen im Zentralverschiebebahn in Kledering an und werden mit der E-Lok zum Donau-Kai-Bahnhof befördert. Mit Dieselloks werden die Wagen dann in den Terminal 2 gestellt. Die Endabwicklung des Vor- bzw. Nachlaufs mit dieselbetriebenen Verschubloks

zeigt, dass hier Potential für Wasserstofflösungen vorhanden ist. Zu den ausgewählten Strecken im vorliegenden Projekt findet jedoch kein Containerverkehr im Vor- bzw. Nachlauf statt.

Wels Vbf CCT/Terminal Wels [124]

Sechs der zehn Gleise am Welser Terminal stehen für unbegleiteten, kombinierten Verkehr (d.h. ohne begleitende Motorfahrzeuge) zur Verfügung, vier werden für Ro-La-Verkehre (Rollende Landstraße) benutzt. Sechs Züge pro Woche verkehren zwischen Wels und Maribor. Weiters sind regelmäßige Verbindungen nach Antwerpen sowie eine Rhein-Ruhr-Verbindung zu vermerken.

Hafen Ybbs [130]

In Ybbs werden auf der Anschlussbahn pro Tag bis zu zwei Ganzzüge abgewickelt. Der Hafen Ybbs ist nach den Containerterminals in Krems und Enns der wichtigste Umschlagplatz entlang der Donau in Niederösterreich. Hinsichtlich der Verbindungen zu den Strecken aus dem Projekt können mangels Informationen keine Angaben gemacht werden.

Hafen Pöchlarn

Die Anschlussbahn im Bahnhof Pöchlarn wird von der örtlichen Verschubreserve, die gleichzeitig Tunnelrettungsfahrzeug ist, bedient.

Wie folgt lassen sich, trotz fehlendem Güterverkehr auf den ausgewählten Strecken, folgende zusätzliche Potentiale für Wasserstoffanwendungen identifizieren:

- Containerterminal Enns:
Vor- und Nachlauf (d.h. Anlieferung bzw. Abtransport vom Versender zum Terminal bzw. vom Terminal zum Empfänger) mit LKW
- Güterzentrum Wien-Süd:
20% Dieselloks (ankommende und abgehende Züge sowie Verschubloks), Vor- und Nachlauf mit LKW
- Terminal Krems:
Hafen- und Industriebahn ist rein Diesel betrieben.
- Hafen Wien:
Ankommende Züge zumeist elektrifiziert (Schwungfahrt), Verschub teilweise mit Dieselloks

Insbesondere der Terminal Krems zeigt, dass aufgrund der dort vorhandenen dieselbetriebenen Lokomotiven, Synergieeffekte erzielt werden können. Auch hinsichtlich der zwei Terminals in Wien (Hafen Wien und Güterzentrum Wien-Süd), wo ebenfalls Dieselloks zum Einsatz kommen sowie in Anbetracht des Vor- und Nachlaufs mit LKW bei anderen Container Terminals, können auf lange Sicht Synergien erzielt werden. Auf kurze Sicht ist es sinnvoller, jene Anknüpfungspunkte zu forcieren, die sich in unmittelbarer Nähe zu den Strecken befinden. Dies betrifft beispielsweise den Terminal Krems, auf welchen Züge der Strecke 2.1 - Kamptalbahn von bzw. nach St. Pölten passieren.

Zusammenfassend sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Streckenwahl auf technischen sowie regional-organisatorischen Randbedingungen erfolgt. Mit Hilfe der Auswahlkriterien können insgesamt zwei Streckencluster in Niederösterreich (Cluster St. Pölten und Wr. Neustadt) sowie eine Strecke im Raum Linz (Mühlkreisbahn) identifiziert werden. Betreffend den Knoten kann abschließend betont werden, dass in Wr. Neustadt, St. Pölten und Linz sowie auch Pöchlarn Potential für Wasserstoffanlagen vorhanden ist, wodurch auch andere Verkehrsträger vom Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur profitieren können. Auch die Analyse der Häfen hat gezeigt, dass hier besonders aufgrund des Dieselbetriebs in den Terminals selbst sowie auch im Vor- und Nachlauf Potential vorhanden ist.

4.1.2 Erhebung von Synergiepotentialen

4.1.2.1 Globalanalyse - Synergien auf Grund geographischer Kongruenz

Unmittelbare Synergiepotentiale bestehen in jenen Bereichen, wo die Schnittstellen zur Eisenbahninfrastruktur an gleichen Orten oder zumindest in geringer geographischer Distanz liegen und so mit nur geringem betrieblichen Aufwand oder mäßigen Investitionen eine gemeinsame, sektorübergreifende Infrastruktur genützt werden könnte.

Dabei stellt der Eisenbahnbetrieb, für welchen die ÖBB-Infrastruktur AG die entsprechende Infrastruktur bereitstellt, die wichtigste Kategorie dar. Der nicht elektrische Betrieb der Eisenbahn erfolgt über Dieseltraktion bzw. den ebenfalls mit Dieselkraftstoff betriebenen Verschub. Die Schienenfahrzeuge werden dabei in der Regel an bahneigenen Tankstellen mit Treibstoff versorgt. Die ÖBB verfügen über 32 Tankanlagen in Österreich [136], die Konzerngesellschaft ÖBB-Postbus GmbH über eine ebenfalls betriebseigene Tankstelleninfrastruktur von 30 bis 32 Tankstellen [146], welche 80 bis 85 % des Gesamtbedarfs decken [107].

Die mit den obigen Daten durchgeführten Standortanalysen ergeben eine Verkehrsträgerübergreifende Deckung für zumindest 14 Standorte der ÖBB. Neben der Bundeshauptstadt Wien und den Landeshauptstädten St. Pölten, Linz, Salzburg, Innsbruck, Klagenfurt und Graz, kommen Bludenz, Wolfurt, Wörgl, Wels, Krems, Amstetten, Knittelfeld, Spittal/Drau und Villach für eine synergistische Nutzung von einer Wasserstoffinfrastruktur in Frage.

Der Güter-Straßenverkehr ist nach der Auslagerung der Zustelldienste für Vor- und Nachlauf an Partner¹ nur mehr sehr begrenzt unter der Kontrolle der ÖBB. Somit beschränken sich die Möglichkeiten im Wesentlichen auf betriebseigene Dienstfahrzeuge sowie den für den Car-Sharing Service des ÖBB-Fuhrparks, der derzeit insgesamt 270 bis 300 Fahrzeuge in 24 Städten zur Verfügung stellt [138].

Betrachtet man die geografische Struktur der Standorte (siehe Abbildung 24), so ergeben sich Überdeckungen auf allen drei Ebenen (Schiene, Postbus und Rail & Drive) für Wien, St. Pölten, Amstetten, Linz, Wels, Salzburg, Wörgl, Innsbruck, Bludenz, Spittal/Drau, Villach, Klagenfurt, Graz und Wiener Neustadt. Somit ergeben sich wiederum 14 Standorte.

¹ Eine Ausnahme würde die Tochtergesellschaft Q-Log darstellen, diese operiert jedoch von anderen Standorten und steht darüber hinaus zum Verkauf und wurde daher nicht in die Analysen einbezogen [149]

Geht man von den von der ÖBB-Infrastruktur AG zur Verfügung gestellten Tankanlagen aus, so betreffen die Synergiepotentiale, mit Ausnahme von Braunau und Fehring, alle Mitglieder des „Million Liter Clubs“ (Tankstellen mit einem Jahresabsatz von mehr als 1 Mio. Liter Diesel pro Jahr) und umfassen ca. 73 % des Dieselabsatzes.

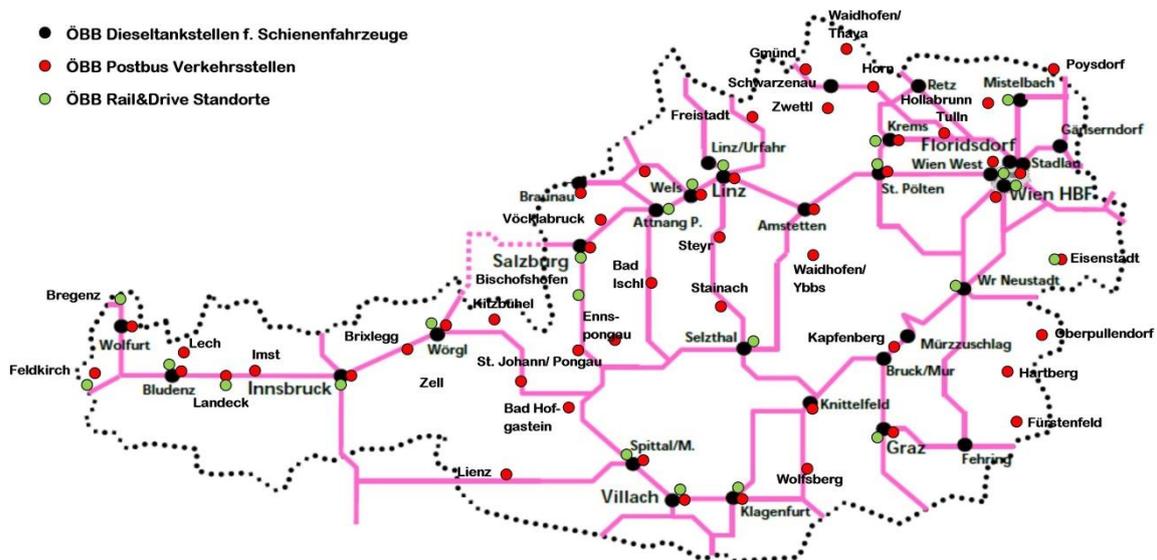


Abbildung 24: Darstellung der regionalen Synergiepunkte in den drei betrachteten Netzstrukturen (Dieseltankstellen der ÖBB für Schienenfahrzeuge, ÖBB Postbus GmbH Verkehrsstellen und die ÖBB Rail & Drive Standorte)

Ebenfalls von Interesse ist, dass im unmittelbaren Nahebereich dieser Anlagen Gebäudeinfrastruktur vorhanden ist, die erhebliche Wärmebedarf aufweist. Zumindest für einen Teil dieser Gebäude lässt sich mit Nahwärme-Konzepten aus der Abwärme dezentral aufgestellter Elektrolyseanlagen eine weitere Verbesserung der Energieausnutzung und eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erzielen. Die detaillierte Analyse der Synergien und Substitutionspotentiale erfolgt in Kapitel 4.2.

4.1.3 Analyse des konzerneigenen österreichweiten Bahnstromnetzes

Die Analyse des konzerneigenen Bahnstromnetzes umfasst die Identifizierung potentieller Standorte für die Wasserstoffproduktionsanlagen. Hierfür werden anhand der festgelegten Bahnstrecken mögliche Unterwerke (110 kV Bahnstromnetz), die sich in der Nähe der jeweiligen Bahnhöfe befinden, identifiziert. Anschließend wird untersucht, ob für die Ausgangs- und Zielbahnhöfe der ausgewählten Strecken eine Anbindung an das interne 15 kV Bahnstromnetz vorliegt. Die entsprechenden Bahnhöfe werden als potentielle Standorte aufgenommen. Des Weiteren wird das Netz der APG (Austrian Power Grid) und deren Umspannwerke als mögliche Standorte betrachtet. Die geringen elektrischen Anschlussleistungen der Wasserstoffproduktionsanlagen (kleiner 8 MW), die in Kapitel 5.4 festgelegt sind, sprechen dafür, den Fokus auf die Integration der Wasserstoffproduktionsanlagen in das konzerneigene 110 kV Bahnstromnetz bzw. 15 kV Bahnstromnetz zu setzen. Aufgrund dieser Leistungen könnte nach einer ausführlichen Betrachtung der konzerninternen Anschlusspunkte und eventuell fehlender Netzkapazitäten der potentiellen Standorte das öffentliche Mittelspannungsnetz als Option betrachtet werden (siehe Kapitel 4.4.2). In den nachstehenden Abbildungen (Abbildung 25 bis Abbildung 27) sind die zu untersuchenden Strecken, die Ausgangs- und Zielbahnhöfe, die Standorte der Unterwerke des 110 kV Netzes, die Bahnhöfe mit elektrifizierter Strecke (15 kV Bahnstromnetz) sowie die Umspannwerke des APG-Netzes und APG-Netzknoten mit Hilfe des Geoinformationssystems (GIS) abgebildet. Die identifizierten Standorte sind nachfolgend kategorisiert und bewertet.

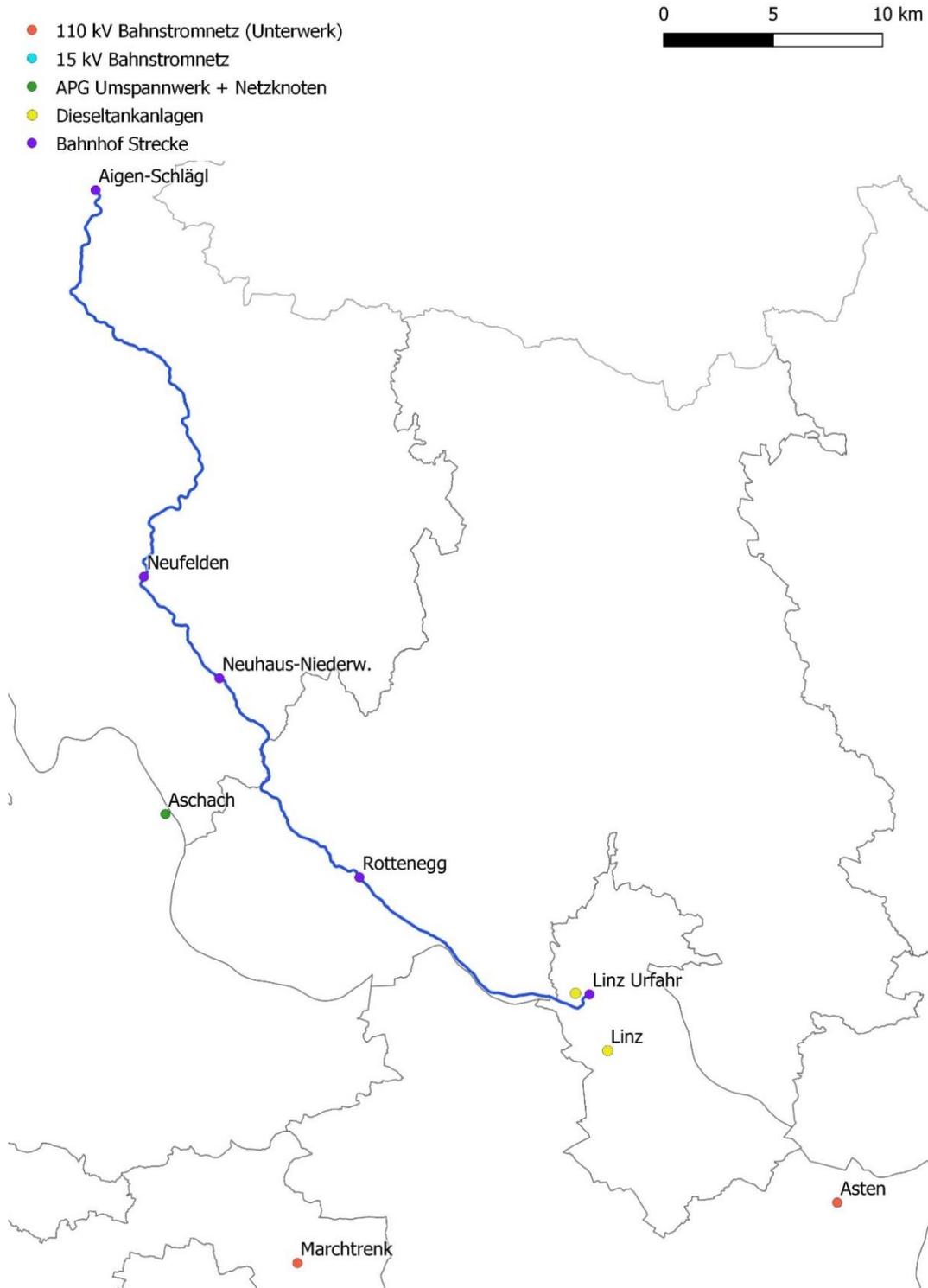


Abbildung 25: Mühlkreisbahn - Strecke 1

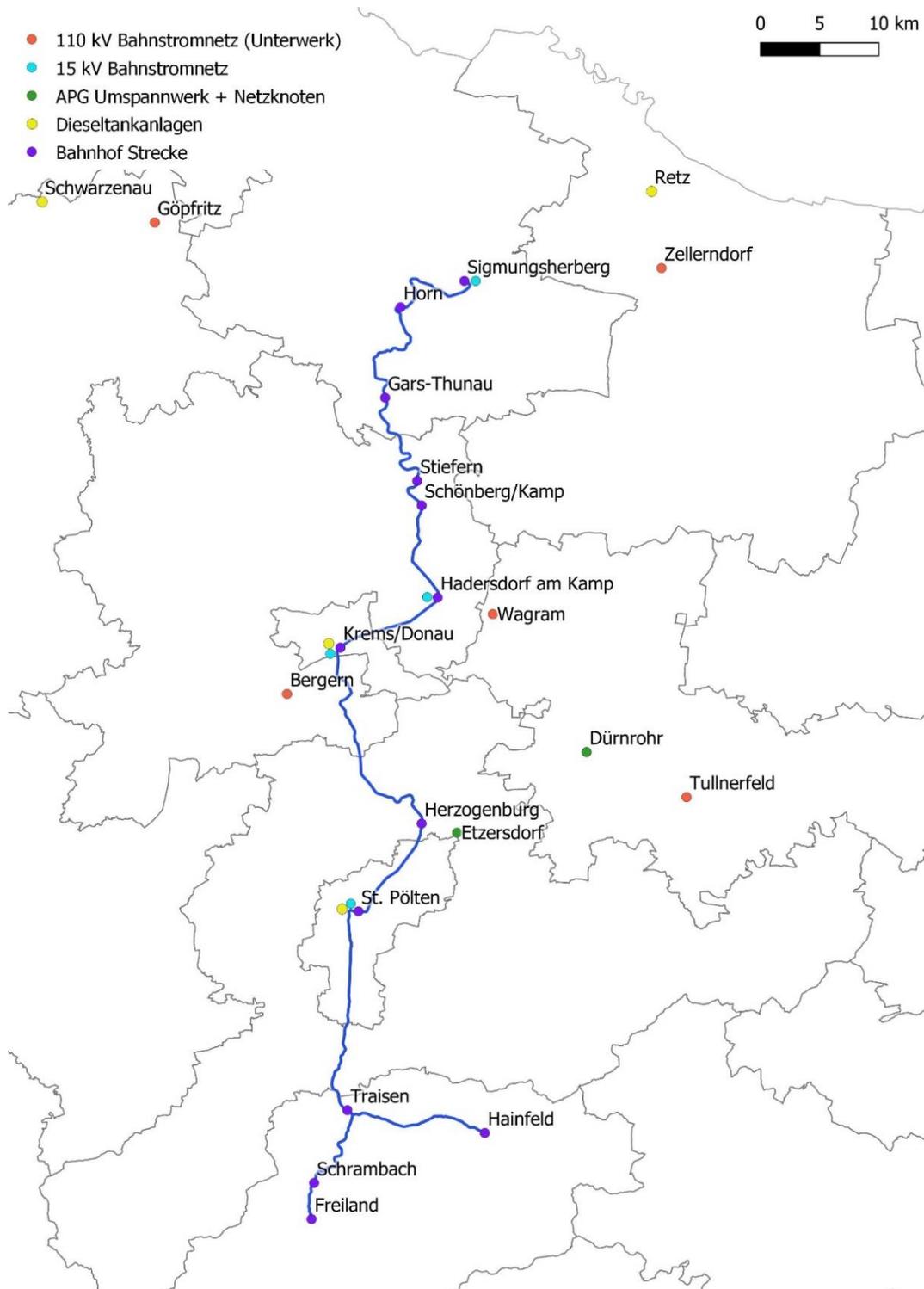


Abbildung 26: Streckenübersicht: Kamptalbahn - 2.1, Kremser-/ Tullnerfelder Bahn - 2.1 a, 2.1 b, 2.1 c und Traisentalbahn - 2.2



Abbildung 27: Erlaufthalbahn - Strecke 2.3

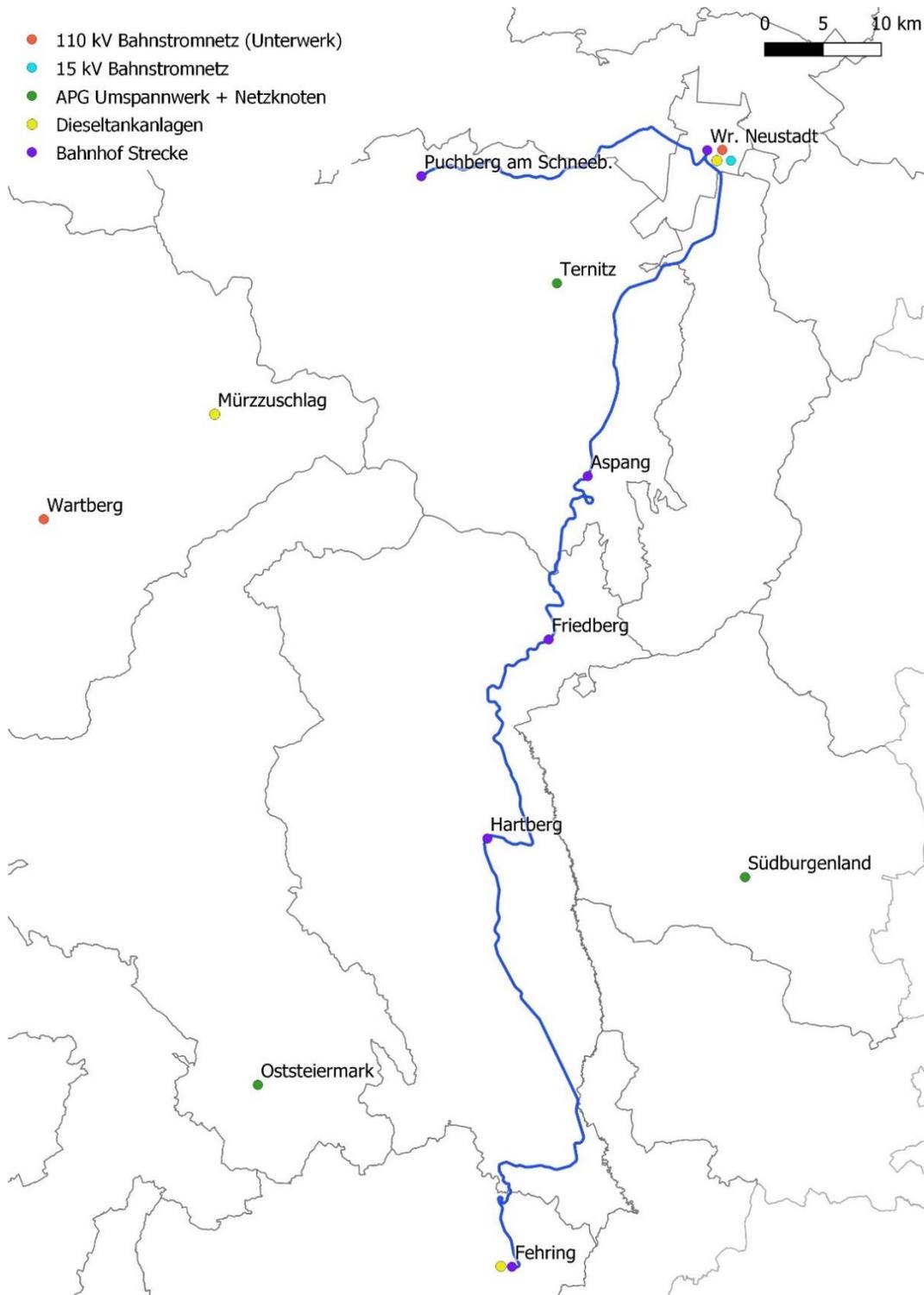


Abbildung 28: Wiener Neustadt - Strecke 3

Tabelle 7 zeigt für die jeweiligen Ausgangs- und Zielbahnhöfe die Übersicht der potentiellen Standorte, deren Anschlusspunkte (110 kV Bahnstromnetz, 15 kV Bahnstromnetz, APG-Netz) inklusive einer Kategorisierung. Das Ziel der Kategorisierung ist die Reihung der Standorte nach der Eignung zur Wasserstoffproduktion hinsichtlich des elektrischen Netzes und der Betankung der Züge. Hierzu werden die Anbindung der Ausgangs- und Zielbahnhöfe an eine elektrifizierte Strecke, die Entfernungen, die für den Transport des Wasserstoffs eventuell zurückgelegt werden müssten, die bestehende Infrastruktur an Dieseltankanlagen sowie die Umlaufpläne analysiert.

Die Anbindung der Ausgangs- und Zielbahnhöfe an eine elektrifizierte Strecke erfolgt mittels Satellitenbilder. Im Rahmen der Untersuchung der Entfernung wird zwischen drei Entfernungen unterschieden:

- Entfernung zwischen elektrifizierter Strecke (Bahnhof mit 15 kV Bahnstromnetz) und Ausgangs- bzw. Zielbahnhof per Bahn
- Entfernung zwischen Bahnhof und potentiellen Standort (bezogen auf betrachtetes Netz) per Bahn
- Entfernung zwischen Bahnhof und potentiellen Standort (bezogen auf betrachtetes Netz) per LKW

Die Entfernungen sind anhand der bereits erstellten Verortung der einzelnen Bahnhöfe mittels Geoinformationssystem abgeschätzt und werden, wie in Tabelle 5 dargestellt, eingestuft.

Tabelle 5: Kategorisierung der Entfernungen

Entfernung [km]	Farbschema
0 bis 10	Grün
11 bis 20	Hellgrün
21 bis 35	Gelb
36 bis 50	Orange
> 51	Rot

Für eine mögliche Substitution von Haupt- und Nebendieselknoten durch Wasserstofftechnologien wird im Rahmen der potentiellen Eignung der Standorte davon ausgegangen, dass die heutige Infrastruktur der Dieseltankanlagen entsprechend genutzt und umgebaut werden kann. Deshalb werden die Dieseltankanlagen, wie bereits erwähnt, ebenfalls verortet und die entsprechenden Bahnhöfe kategorisiert. Ist eine Dieseltankanlage unmittelbar in der Nähe, wird der Standort diesbezüglich als geeignet

eingestuft (= grün), sollte dies nicht der Fall sein, gilt der entsprechende Bahnhof als ungeeignet (= rot).

Zudem soll die Substitution einen möglichst geringen bis keinen Einfluss auf den aktuellen Umlauf- bzw. Fahrplan besitzen, daher werden die Umlaufpläne der ausgewählten Strecken hinsichtlich deren Aufenthaltsdauern an den Ausgangs- und Zielbahnhöfen analysiert. Den Umlaufplänen ist neben längeren Aufenthaltsdauern auf Bahnhöfen auch die zurückgelegte Distanz der einzelnen Züge zu entnehmen. Es zeigt sich, dass aufgrund der unterschiedlichen Distanz, die Züge unterschiedliche Betankungsdauern aufweisen können bzw. eventuell nicht täglich betankt werden müssen. Im Rahmen dieser Sondierung werden für die Einstufung des Ausgangs- und Zielbahnhofs, als potentieller Standort für die Wasserstoffproduktion, alle Aufenthaltsdauern, die größer als eine Stunde sind, als mögliche Betankung identifiziert. Basierend auf den Aufenthaltsdauern aller Züge an einem Bahnhof wird eine Gewichtung eingeführt. Kann ein Bahnhof von mehreren Strecken zur Betankung genutzt werden, fließt dies ebenfalls in die Gewichtung ein. Je nach Eignung erfolgt die Einteilung in drei Kategorien, siehe Tabelle 6. Da es sich um eine Ermessensfrage hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, möglicher Eingriff auf den Umlauf- bzw. Fahrplan, bestehende Infrastruktur etc. handelt, findet keine Unterscheidung oder Gewichtung hinsichtlich der Tageszeit des Aufenthalts statt. Auch ein möglicher Betankungsplan, eine mögliche Aneinanderreihung der Betankungsvorgänge, basierend auf den Aufenthaltszeitpunkten und –dauern, ist nicht berücksichtigt.

Tabelle 6: Kategorisierung Umlaufplan

Eignung nach Umlaufplan	Farbschema
Geeignet	Grün
Mäßig geeignet	Gelb
Ungeeignet	Rot

Abschließend wird anhand der einzelnen Kategorisierung ein Gesamtergebnis bezüglich der netzseitigen Eignung des potentiellen Standortes ermittelt. Die Einstufung erfolgt nach derselben Einteilung wie jene für den Umlaufplan, siehe Tabelle 6. Bei der Gesamtbetrachtung wird die Nutzung des konzerneigenen 110 kV Bahnstromnetzes sowie des 15 kV Bahnstromnetzes stärker als potentielle Anschlusspunkte im APG-Netz gewichtet. Zudem sind Standorte, die laut Umlaufplan als ungeeignet eingestuft werden, im Gesamtergebnis nur noch als mäßig oder ungeeignet eingestuft.

Tabelle 7: Übersicht potentielle Elektrolyse Standorte inkl. Kategorisierung

	Bahnhof (B)	Potentieller Standort (PS)	Netz	Strecken- bindung	Entfernung B zu PS (Bahn)	Entfernung B zu PS (Straße)	Dieseltank- anlage	Umlaufplan	Ergebnis
1	Linz Urfahr	Marchtrenk	110 kV	Red	Red	Yellow	Green	Yellow	Red
1	Linz Urfahr	Asten	110 kV	Red	Red	Light Green	Green	Yellow	Red
1	Linz Urfahr (1)	Aschach an der Donau	APG	Red	Red	Yellow	Green	Yellow	Yellow
1	Aigen-Schlägl	Jochenstein	APG	Red	Red	Orange	Red	Yellow	Red
2.1	Sigmundsherberg (2)	Sigmundsherberg	15 kV	Green	Green	Green	Red	Yellow	Yellow
2.1	Sigmundsherberg (2)	Zellerndorf	110 kV	Green	Light Green	Light Green	Red	Yellow	Yellow
2.1	Sigmundsherberg (2)	Göpfritz an der Wild	110 kV	Green	Yellow	Yellow	Red	Yellow	Yellow
2.1 / 2.1a	Hadersdorf am Kamp (2)	Krems an der Donau	15 kV	Green	Green	Green	Green	Red	Yellow
2.1 / 2.1a	Hadersdorf am Kamp (2)	Hadersdorf am Kamp	15 kV	Green	Green	Green	Red	Red	Yellow
2.1 / 2.1a	Hadersdorf am Kamp (2)	Wagram an der Traisen	110 kV	Green	Green	Green	Red	Red	Yellow
2.1 / 2.1a	Hadersdorf am Kamp (2)	Bergern im Dunkelsteinerwald	110 kV	Green	Red	Yellow	Red	Red	Red

	Bahnhof (B)	Potentieller Standort (PS)	Netz	Strecken- bindung	Entfernung B zu PS (Bahn)	Entfernung B zu PS (Straße)	Dieseltank- anlage	Umlaufplan	Ergebnis
2.1a / 2.1b	Krems an der Donau (3)	Krems an der Donau	15 kV	Green	Green	Green	Green	Yellow	Green
2.1b / 2.1c	Herzogenburg	Etzersdorf	APG	Red	Red	Green	Green	Red	Red
2.2 / 2.1c	St. Pölten (4)	St. Pölten	15 kV	Green	Green	Green	Green	Green	Green
2.2 / 2.1c	St. Pölten (4)	Krems an der Donau	15 kV	Green	Yellow	Yellow	Green	Green	Green
2.2 / 2.1c	St. Pölten	Bergern im Dunkelsteinerwald	110 kV	Green	Red	Yellow	Green	Green	Yellow
2.2 / 2.1c	St. Pölten (4)	Tullnerfeld	110 kV	Green	Yellow	Yellow	Green	Green	Green
2.2 / 2.1c	St. Pölten	Wagram an der Traisen	110 kV	Green	Red	Yellow	Green	Green	Yellow
2.2 / 2.1c	St. Pölten	Etzersdorf	APG	Green	Red	Light Green	Green	Green	Yellow
2.2 / 2.1c	St. Pölten	Dürnrohr	APG	Green	Red	Yellow	Green	Green	Yellow
2.2	Hainfeld	-	-	Red	Red	Red	Red	Red	Red
2.2	Freiland	-	-	Red	Red	Red	Red	Red	Red
2.3	Pöchlarn (5)	Pöchlarn	15 kV	Green	Green	Green	Red	Red	Yellow
2.3	Pöchlarn (5)	Amstetten	110 kV	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	Yellow

Bahnhof (B)		Potentieller Standort (PS)	Netz	Strecken- bindung	Entfernung B zu PS (Bahn)	Entfernung B zu PS (Straße)	Dieseltank- anlage	Umlaufplan	Ergebnis
2.3	Pöchlarn	Bergern im Dunkelsteinerwald	110 kV	Green	Red	Yellow	Red	Red	Red
2.3	Pöchlarn	Ybbs-Persenbeug	APG	Green	Red	Light Green	Red	Red	Red
2.3	Pöchlarn	Ybbsfeld	APG	Green	Red	Light Green	Red	Red	Red
2.3	Gresten	Amstetten	110 kV	Red	Red	Yellow	Red	Red	Red
2.3	Scheibbs	-	-	Red	Red	Red	Red	Red	Red
3.1 / 3.2	Wr. Neustadt (6)	Wr. Neustadt	15 kV	Green	Green	Green	Green	Green	Green
3.1 / 3.2	Wr. Neustadt (6)	Wr. Neustadt	110 kV	Green	Green	Green	Green	Green	Green
3.1 / 3.2	Wr. Neustadt	Ternitz	APG	Green	Red	Yellow	Green	Green	Yellow
3.1	Hartberg	Südburgenland	APG	Red	Red	Yellow	Red	Red	Red
3.1	Hartberg	Oststeiermark	APG	Red	Red	Orange	Red	Red	Red
3.1	Fehring	Oststeiermark	APG	Red	Yellow	Orange	Green	Green	Red
3.2	Puchberg am Schneeberg	Ternitz	APG	Red	Red	Light Green	Red	Red	Red

- (1) **Linz Urfahr:** Für die Strecke 1 ist in Linz Urfahr eine Infrastruktur für die Betankung von Diesel vorhanden, jedoch keine bestehende Netzinfrastruktur (110 kV oder 15 kV Bahnstromnetz). Die beiden Unterwerke in Marchtrenk und Asten werden als ungeeignet aufgrund der Transportwege und dem Aufbau der notwendigen Infrastruktur eingestuft. Als bestmöglicher Standort wird das APG-Umspannwerk in Aschach an der Donau und ein Transport als mäßig geeignet eingestuft.
- (2) **Sigmundsherberg + Hadersdorf am Kamp:** Die potentiellen Standorte für die Strecken 2.1 und 2.1 a werden aufgrund der fehlenden Betankungsinfrastruktur für Diesel (Ausnahme: Krems an der Donau) und der mäßig bzw. ungeeigneten Einstufung nach dem Umlaufplan mit Ausnahme von Bergern im Dunkelsteinerwald (= ungeeignet) als mäßig geeignet befunden. Aufgrund des Vorhandenseins des 15 kV Bahnstromnetz an die Bahnhöfe Sigmundsherberg und Hadersdorf am Kamp sind im Falle von geringen Leistungen für die Wasserstoffproduktionsanlagen, diese Standorte als geeignet einzustufen. Des Weiteren könnten aufgrund der geringen Transportwege, die Anschlusspunkte im 110 kV Bahnstromnetz näher betrachtet werden.
- (3) **Krems an der Donau:** Für die Strecke 2.1 a und 2.1 b bietet sich als potentieller Standort der Bahnhof Krems an der Donau an, obwohl nach Kategorisierung des Umlaufplans dieser nur als mäßig geeignet eingestuft wird. Zudem könnte bei diesem Standort auch angedacht werden, den notwendigen Wasserstoff für die Strecke 2.1 zu produzieren, den Betankungsvorgang der Züge der Strecke 2.1 in Krems an der Donau durchzuführen oder den erzeugten Wasserstoff zu transportieren. Hierzu müsste entlang der Strecke 2.1 eine weitere Betankungsinfrastruktur aufgebaut werden, jedoch vermutlich kein bzw. ein geringer Eingriff auf die aktuellen Umlaufpläne vorgenommen werden.
- (4) **St. Pölten:** Für die Strecke 2.1 c und 2.2 bietet sich der Bahnhof St. Pölten an. Für diesen Bahnhof sind die meisten potentiellen Standorte sehr vielversprechend. Das ausschlaggebende Kriterium ist die Entfernung zwischen Bahnhof und Standort, weshalb St. Pölten, Krems an der Donau und Tullnerfeld als geeignet eingestuft werden. Nachdem auch hier wieder der Standort Krems an der Donau als geeignet eingestuft ist, muss darauf hingewiesen werden, dass es sich um einen Anschluss an das 15 kV Bahnstromnetz handelt und es daher vermutlich nicht möglich sein wird, die entsprechenden Wasserstoffmengen für die Strecken 2.1, 2.1 a, 2.1 b, 2.1 c und 2.2 vollständig in Krems an der Donau zu produzieren.

- (5) **Pöchlarn:** Für die Strecke 2.3 werden alle Standorte als mäßig oder ungeeignet eingestuft. Das vorhandene 15 kV Bahnstromnetz am Bahnhof in Pöchlarn könnte, wie bereits erwähnt, im Falle geringerer Leistungen zur Wasserstoffproduktion in Betracht gezogen werden. Aufgrund der geografischen Nähe und der bestehenden Bahninfrastruktur zu St. Pölten, ist jedoch ebenfalls eine Betankung in St. Pölten und eine Produktion für die Strecke 2.3 anzudenken.
- (6) **Wr. Neustadt:** Wird in allen Kategorien als geeignet eingestuft und kann aufgrund des Vorhandenseins eines Unterwerkes als potentieller Standort für die Strecke 3.1 und 3.2 favorisiert werden.

4.1.3.1 Analyse der Netzbelastung

Die nachfolgenden Analysen dienen ausschließlich der Ermittlung möglicher Lastprofile für die Wasserstoffproduktionsanlagen und berücksichtigen weder Betriebs- noch Investitionskosten. Diese Lastprofile sollen die Untersuchung der möglichen Netzbelastung durch die Wasserstoffproduktionsanlagen auf das interne 110 kV Bahnstromnetz bzw. 15 kV Bahnstromnetz ermöglichen.

Anhand der in Kapitel 5.4 ermittelten Anlagenleistungen werden, für die in Tabelle 8 angeführten potentiellen Standorte, Lastprofile für mögliche Betriebsweisen der Elektrolyseanlage simuliert. Der Aufbau der Simulation ist in Abbildung 29 dargestellt. Wie darin zu entnehmen, wird neben der Bandlast auch die Nutzung von PV (Photovoltaik) bzw. Wind zur Erzeugung von Wasserstoff betrachtet. Die Modellierung der Bandlast unterscheidet zwischen der Möglichkeit eines Vollastbetriebes bei gegebener Anschlussleistung und einem Teillastbetrieb über 24 Stunden. Für den Vollastbetrieb wird die Anlage bei der Anschlussleistung betrieben, die Betriebsdauer ist dabei von der zu produzierenden Wasserstoffmenge abhängig. Für den Teillastbetrieb wird entsprechend der Wasserstoffmenge bzw. der Anlagenauslastung ein konstanter Leistungsbedarf über 24 Stunden ermittelt. Der Leistungsbedarf basiert somit auf einer 100% Auslastung der Anlage. Der Anlagenwirkungsgrad ist mit 50% vom oberen Heizwert für Wasserstoff angenommen.

Tabelle 8: Übersicht potentieller Standorte für die Simulation von Lastprofilen

Strecke	Bahnhof /		Ergebnis	Anlagenleistung [MW]
	Potentieller Standort	Netz		
Mühlkreisbahn	Linz Urfahr / Aschach an der Donau	APG		2,4
Kamptalbahn	Hadersdorf am Kamp / Krems an der Donau	15 kV		7,2
Traisen- und Erlaufthalbahn	St. Pölten / St. Pölten	15 kV		2,4
Kamptal-, Traisen- und Erlaufthalbahn	St. Pölten / Tullnerfeld	110 kV		2,4 + 7,2
Wr. Neustadt	Wr. Neustadt / Wr. Neustadt	15 kV / 110 kV		7,2

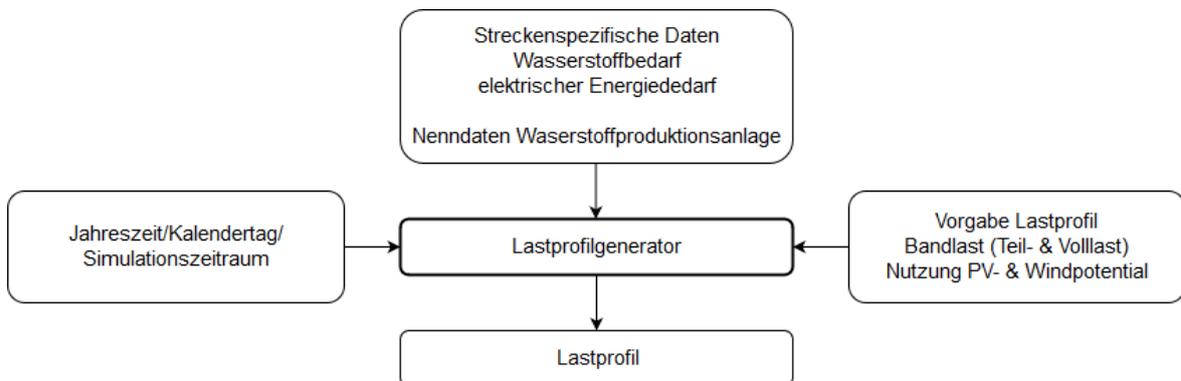


Abbildung 29: Simulation Lastverlauf für Wasserstoffproduktionsanlage

In Abbildung 30 sind die Bandlastprofile für die potentiellen Standorte Aschach an der Donau (Mühlkreisbahn) und St. Pölten (Traisen- und Erlaufthalbahn) mit einer Anschlussleistung von jeweils 2,4 MW dargestellt. Aufgrund des geringeren Wasserstoffbedarfs für die Mühlkreisbahn, kann bei Volllastbetrieb im Vergleich zur Traisen- und Erlaufthalbahn eine geringere Betriebsdauer der Wasserstoffproduktionsanlage erreicht werden. Im Falle eines Teillastbetriebes ergibt sich dementsprechend ein geringerer Leistungsbedarf.

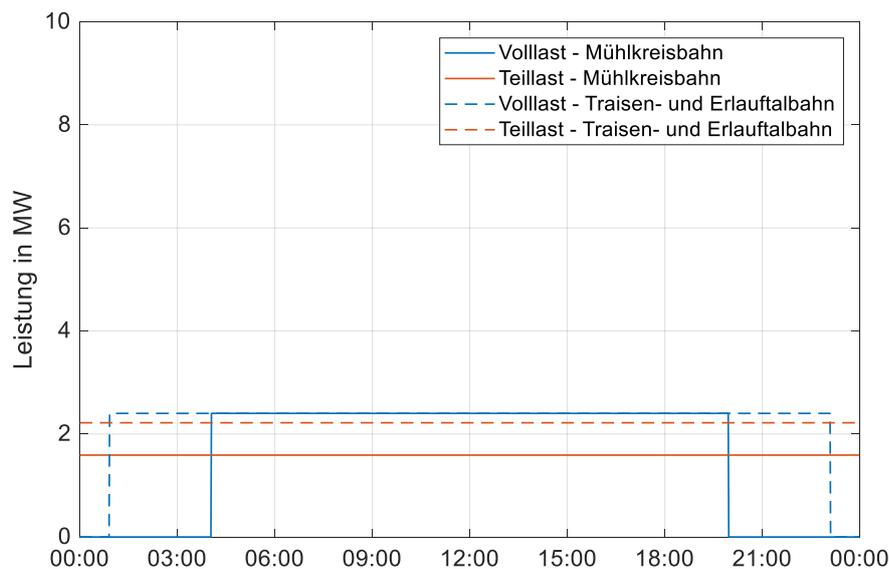


Abbildung 30: Bandlast Mühlkreisbahn & Traisen- und Erlauftalbahnhof jeweils 2,4 MW

Abbildung 31 zeigt die Bandlastprofile für die potentiellen Standorte Krems an der Donau (Kamptalbahnhof) und Wr. Neustadt mit einer Anschlussleistung von jeweils 7,2 MW. Auch in dieser Abbildung lassen sich, wie bereits für die Strecken Mühlkreisbahn und Traisen- und Erlauftalbahnhof, basierend auf dem jeweiligen Wasserstoffbedarf der Strecken Kamptalbahnhof und Wr. Neustadt, bei Volllastbetrieb unterschiedliche Betriebsdauern sowie bei Teillastbetrieb, ein unterschiedlicher Leistungsbedarf über 24 Stunden erkennen.

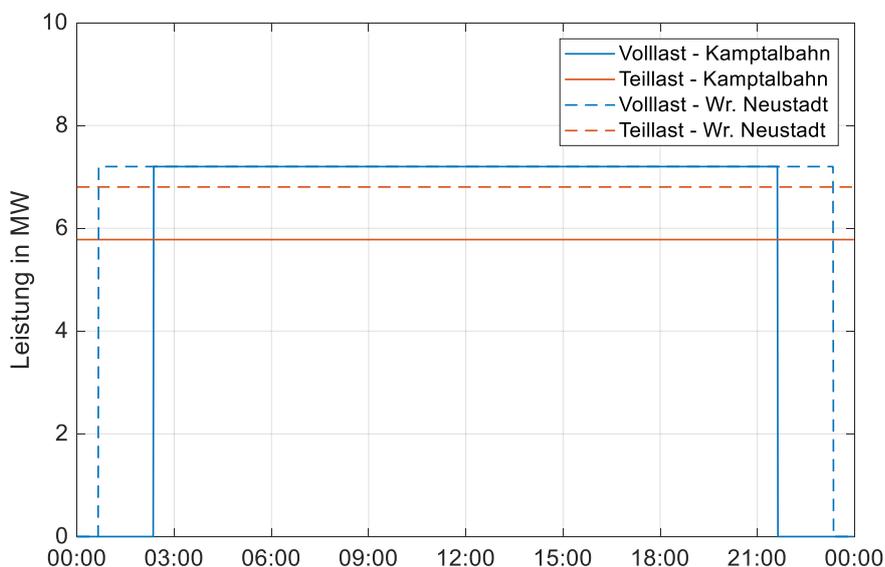


Abbildung 31: Bandlast Kamptalbahnhof & Wr. Neustadt jeweils 7,2 MW

Abbildung 32 zeigt die Bandlast für eine gemeinsame Wasserstoffproduktion der Strecken Kamptal-, Traisen- und Erlaufalbahn am potentiellen Standort (Tullnerfeld). Tullnerfeld wird ausgewählt, da hier aufgrund des Unterwerkes des 110 kV Bahnstromnetz höhere Leistungen gewährleistet werden können, mehr hierzu in Kapitel 4.4.2.

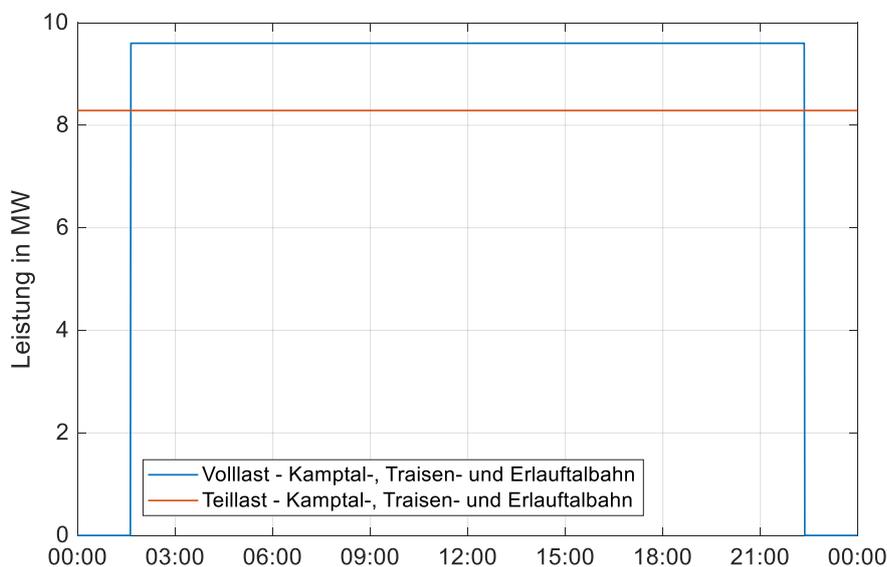


Abbildung 32: Bandlast Kamptal-, Traisen- und Erlaufalbahn 9,6 MW

Wie in den obigen Abbildungen (Abbildung 30 bis Abbildung 32) zu erkennen, führen die geringen Anlagenleistungen zu hohen Volllaststunden um die benötigten Wasserstoffmengen zu erzeugen und bieten zudem den Vorteil einer geringen Netzbelastung. Der Nachteil liegt neben einer geringen Flexibilität in der Einbindung von negativen Residual-lasten aus dem Verbundnetz.

Für die Untersuchung einer möglichen Betriebsweise der Wasserstoffproduktionsanlage durch die Nutzung von erneuerbaren Energien, werden unter Anwendung des Simulationstools Renewables.ninja [159] [197], PV- und Windprofile der potentiellen Standorte simuliert. Das Simulationstool verwendet für die Modellierung die Einstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten des NASA MERRA-2 Datensatzes (= meteorologische Datenassimilation mit einer modernen Satellitendatenbank sowie interaktive Analyse von Aerosolen). Die erhaltenen Jahreserzeugungsprofile, die nur für die Bezirkshauptstädte verfügbar sind, werden anschließend auf die betreffende Bezirksebene umgerechnet. Die Potentiale beinhalten die mögliche Jahresenergieerzeugung für eine Nutzung von 100 % der Nutz- und Dachflächen unabhängig vom aktuellen Ausbaugrad an PV- und Wind-Anlagen im betreffenden Bezirk. Abbildung 33 und Abbildung 34 dienen der

Veranschaulichung der simulierten Jahreslastprofile einer möglichen Nutzung des PV- und Wind-Potentials von 100 % anhand des Beispiels des Bezirks Wiener Neustadt.

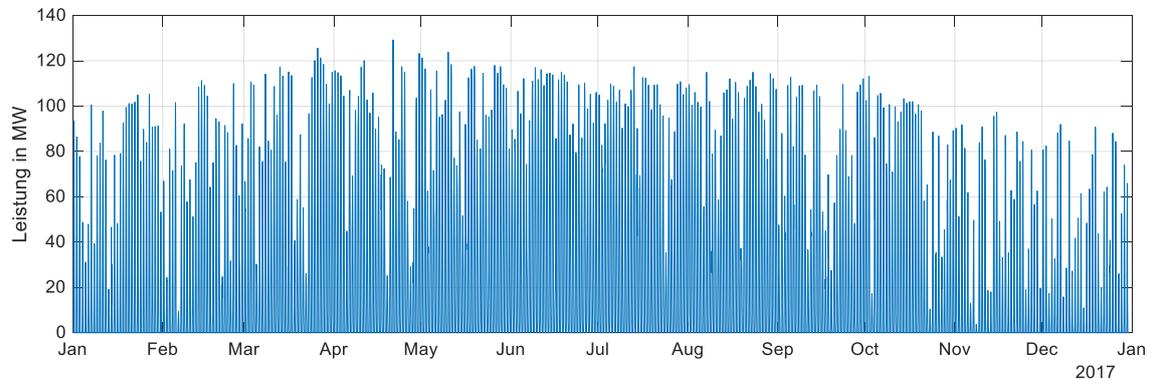


Abbildung 33: Jahreslastprofil 100 % PV-Potential - Wiener Neustadt

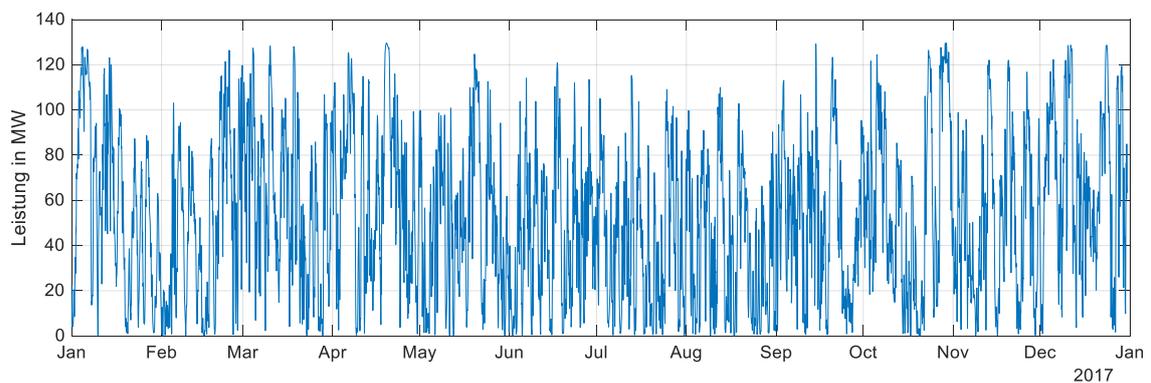


Abbildung 34: Jahreslastprofil 100 % Wind-Potential - Wiener Neustadt

Anschließend erfolgt die Modellierung möglicher Lastprofile der Wasserstoffproduktionsanlagen, die dem jeweiligen PV- bzw. Wind-Profil folgen. Neben der Festlegung der maximalen Anlagenleistung (= Anschlussleistungen der Wasserstoffproduktionsanlage), soll der Wasserstoffbedarf täglich erzeugt werden. Kann der Leistungsbedarf für die Anlage nicht über PV oder Wind bereitgestellt werden, wird die restliche Energie aus dem Netz bezogen. Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen die PV- und Windprofile sowie den möglichen Leistungsbedarf für die Standorte St. Pölten und Wiener Neustadt für einen Tag. Die Analysen zeigen, dass für den Standort St. Pölten die Voraussetzung für Wind- und Solarenergiebereitstellung bei entsprechender Anlagengröße gegeben sind ohne die Elektrolyseanlage ständig in Vollast betreiben zu müssen. Durch die Erhöhung der Anschlussleistungen kann die Anlagenauslastung bei gleichbleibendem Wasserstoffbedarf gesenkt und damit die Flexibilität erhöht werden. Zudem kann die

steigende Flexibilität für das Fahrplanmanagement sowie das Engpassmanagement von Vorteil sein.

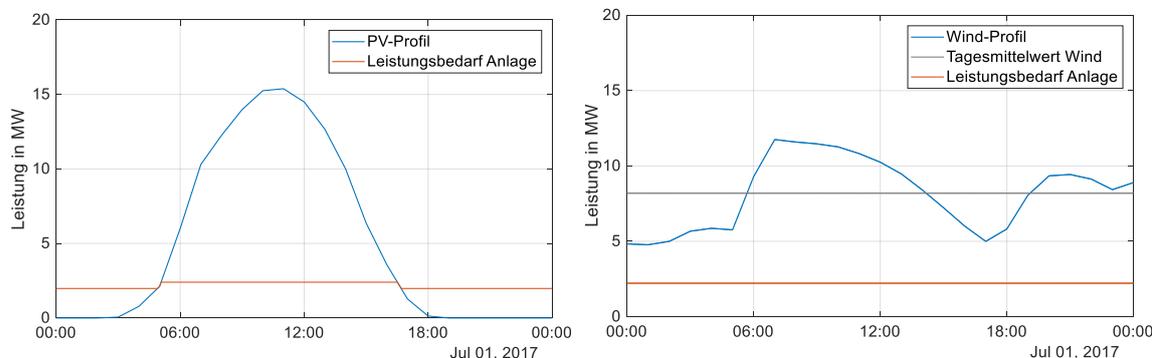


Abbildung 35: Potentieller Standort St. Pölten, möglicher Leistungsbedarf der Anlage ausgehend von PV-Profil (links) bzw. Wind-Profil (rechts)

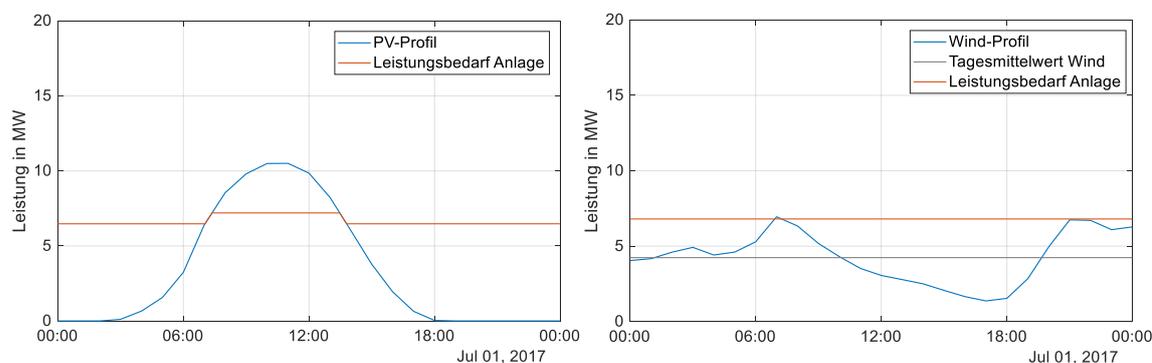


Abbildung 36: Potentieller Standort Wr. Neustadt, möglicher Leistungsbedarf der Anlage ausgehend von PV-Profil (links) bzw. Wind-Profil (rechts)

Des Weiteren wird im Rahmen der Analyse zur Netzbelastung die Möglichkeit der Erweiterung der Elektrolyseanlage um weitere Module theoretisch betrachtet werden untersucht. Ausgehend von einer möglichen Wasserstoffproduktionsanlage für die Strecke Traisen- und Erlaufalbahn (potentieller Standort: St. Pölten) wird die Netzbelastung bei Erweiterung der Anlage auf eine Anschlussleistung von 3,6 MW bzw. 4,8 MW betrachtet. Durch eine Verdoppelung der Anlagenleistung, wie in Abbildung 37 zu erkennen, kann der Wasserstoffbedarf vollständig aus PV-Strom erzeugt werden. Am Beispiel für Wind wird ersichtlich, dass mit steigender Anlagenleistung die Auslastung reduziert werden kann. Die dargestellte Bandlast kann je nach Bedarf zeitlich verschoben werden.

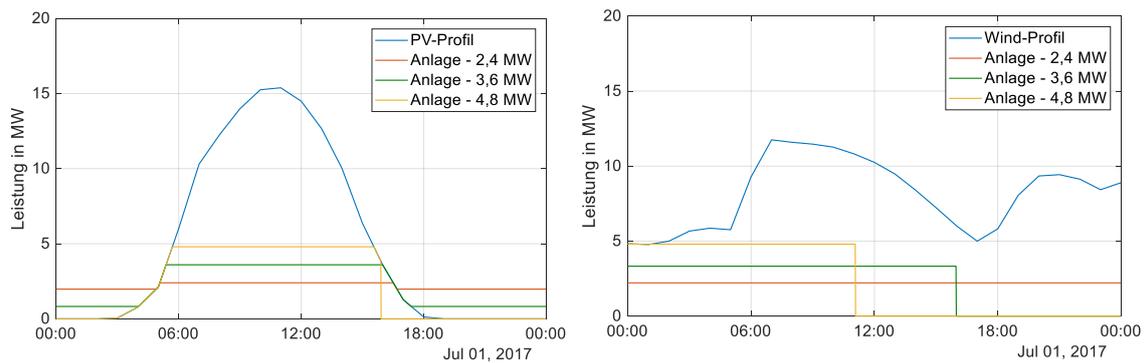


Abbildung 37: Potentieller Standort St. Pölten, Lastprofil für Anlagen unterschiedlicher Anschlussleistungen basierend auf – Links: PV-Profil / Rechts: Wind-Profil

Die beschriebene Steigerung der elektrischen Anlagenleistung wäre im Rahmen der im Kapitel 4.4.2 beschriebenen Anschlussbedingungen bezüglich Fahrplanmanagement und Engpassmanagement vorteilhaft. Auch wenn zum einen durch die höhere Anschlussleistung eine höhere Netzbelastung entstehen kann, kann im Falle von Störungen (Anlage, Netz), Revisionen oder ähnlichem eine ausreichende Wasserstoffproduktion gewährleistet werden. Eine solche Erhöhung der Anschlussleistung zur Steigerung der Flexibilisierung muss für jeden Standort gesondert betrachtet und auf die vorhandenen Verhältnisse angepasst werden. Neben der netztechnischen Betrachtung der potentiellen Standorte müssen auch Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Ermessensfragen, wie z.B. die Notwendigkeit der vollständigen Produktion oder der eventuelle Zukauf von Wasserstoff analysiert werden.

Zusammenfassend können folgende Punkte festgehalten werden:

- Die Netzanalyse für den Analyseraum zeigt, dass die Bahnhöfe St. Pölten und Wr. Neustadt als potentielle Standorte am besten geeignet sind. Während die Anschlussleistung am Bahnhof in St. Pölten durch die Anschlussmöglichkeit an das 15 kV Netz beschränkt wird, sind am Standort Wr. Neustadt aufgrund des vorhandenen Unterwerkes höhere Anschlussleistungen möglich.
- Die Simulationen der Bandlast zeigen für den Vollastbetrieb eine hohe Anlagenauslastung bei geringer Flexibilität. Jedoch ergibt sich dadurch aufgrund der hohen Anlagenauslastung auch ein hoher Leistungsbedarf bezogen auf die Anschlussleistung für den Teillastbetrieb.
- Durch die Erhöhung der Anschlussleistung der definierten Wasserstoffproduktionsanlagen kann die Anlagenauslastung bei gleichbleibendem

Wasserstoffbedarf gesenkt und die Flexibilität erhöht werden. Zudem kann die steigende Flexibilität für das Fahrplanmanagement sowie das Engpassmanagement von Vorteil sein. Des Weiteren können die höheren Anschlussleistungen jedoch auch zu steigenden Netzbelastungen führen.

4.2 Potentiale zur Substitution fossiler Energieträger durch Wasserstoff

Das Ziel der ÖBB-Klimaschutzstrategie „CO₂-neutraler Mobilitätssektor bis 2030“ erfordert eine Substitution der bisherigen CO₂-Quellen durch entsprechende neutrale Energieformen bzw. Energieträger. Im Konzern ist der Bahnbetrieb bereits hochgradig elektrifiziert und der entsprechende Bahnstrom nunmehr auch vollständig CO₂-frei. Somit verbleiben die Bereiche dieselbasierten Verkehrsleistungen sowie der Wärmebedarf der Infrastruktur. Der Fokus des Projektes liegt dabei auf der Erbringung der Transportleistungen, allfällige Synergien bei der Bereitstellung von Wasserstoff wie z.B. die Abwärme aus H₂-Produktion mittels Elektrolyse im Sinne einer Kraft-Wärme-Koppelung, werden als positiv betrachtet und bei den Analysen mitbewertet. Somit ergibt sich folgende Struktur der Analysen:

1. Bestimmung der Diesellabsatzmengen und der zugehörigen Verwendungsform auf Substituierbarkeit durch Wasserstoff, wobei der Bedarf der dominanten Verbraucher auf der Schiene (Personenverkehr und Güterverkehr auf den gewählten Bahnlinien) durch entsprechende Simulationswerkzeuge mit hoher Genauigkeit bestimmt wird. Die synergistisch zu betrachtenden Zusatzbedarfe durch andere Bahntätigkeiten (z.B. Verschub) sowie den Straßenbetrieb durch die ÖBB-Postbus GmbH werden anhand statistischer Daten abgeschätzt. Die Strukturierung erfolgt:
 - a. **standortspezifisch** (Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt) unter Berücksichtigung der jeweiligen Verbrauchsstruktur (Kapitel 4.2.1 bis 4.2.4)
 - b. und auf **gesamtösterreichischer Ebene** (Kapitel 4.3)
2. Bestimmung sonstiger Synergiepotentiale (ab Kapitel 4.4), sowohl in Bezug auf infrastrukturelle Effekte, wie die Nahwärme, die Entwicklung und gemeinsame Nutzung der Produktionsinfrastruktur mit Abnehmern aus dem Mobilitätssektor außerhalb des ÖBB-Konzerns und die daraus möglichen Potentiale für Multimodale Wasserstoff-Versorgungsknoten oder die Darstellung von Potentialen für neue Geschäftsfelder.

4.2.1 Verbrauchsanalysen des Wasserstoffbedarfs für H₂-Brennstoffzellenzüge

Für die Auslegung der Infrastruktur ist der Energiebedarf des fahrplanmäßigem Zugangebotes wesentlich. Dieser kann durch eine geeignete Modellrechnung berechnet und in seinem Zeitverlauf dargestellt werden. Die Berechnungsmethodik sowie die daraus erzielten Ergebnisse werden folgend beschrieben und präsentiert.

4.2.1.1 Methodik Energiebedarfsanalyse - Berechnungsmodell

Der Energiebedarf eines Zuges wird mit einer Längsdynamiksimulation durchgeführt. Die Längsdynamik selbst beschreibt die Kräfte und die Bewegungen eines Fahrzeugs in Längsrichtung. Bei der Berechnung kann grundsätzlich zwischen dem vorwärtsrechnenden (dynamischen) und dem rückwärtsrechnenden (quasistatischen) Längsdynamikmodell unterschieden werden. Beim vorwärtsrechnenden Ansatz wird die Wirkungskette ausgehend vom Fahrer bis hin zum Rad betrachtet. Die Berechnung erfolgt durch Bildung von Differentialgleichungen für die einzelnen Komponenten des Antriebsstrangs. Bei der rückwärtsrechnenden Längsdynamiksimulation wird von einem vorgegebenen Zustand am Rad auf den Zustand des Antriebssystems geschlossen. Dieser Ansatz erlaubt eine schnelle, stabile und einfache Modellbildung. [25] [86] [216] Die rückwärtsrechnenden Längsdynamiksimulation wird im Zuge des Projekts verwendet.

Bei der Energiebedarfsrechnung wird ausgehend von einem definierten Fahrprofil die benötigte Leistung am Rad berechnet. Abbildung 38 zeigt schematisch die Vorgehensweise bzw. Inhalte und Randbedingungen der durchgeführten Simulationen. Neben den Eingabedaten der betrachteten Strecken (genauere Informationen siehe Kapitel 4.1) sind auch Daten der Züge auf diesen Strecken notwendig. Als Ausgangsbasis für die Berechnungen des Dieserverbrauchs dient der Triebwagen „5022 Desiro Classic“ (siehe Abbildung 47 und Tabelle 10). Die Berechnung des H₂-Verbrauchs basiert auf den „Talent“ Triebwagen für den Personenverkehr und die Verschublokomotive „1063“ für den Güterverkehr (siehe Abbildung 48 und Abbildung 49 sowie Tabelle 11 und Tabelle 12).

Längsdynamiksimulation Streckendaten (TUG)* Zugdaten **		
	Desiro Classic	Talent & 1063
Verbrauch - Reine Traktion	Validierung (Modell anhand Verbrauchsdaten ÖBB)	H ₂ -Verbrauch (Talent & 1063)
	Dieserverbrauch (Desiro Classic)	
Energiebedarf Klimatisierung	Klimatisierungsmodell	
Gesamtverbrauch	Dieserverbrauch *** (Desiro Classic)	H ₂ -Verbrauch *** (Talent & 1063)

* Adaptierung bzgl. Haltestellen (Beschleunigung und Verzögerung der Züge)

** Zugdaten - Technische Daten (Gewicht, Besetzungsgrad, Geschwindigkeit, etc.), Topologie H₂-Zug inkl. Aufteilung der BZ-Leistung und Batteriekapazität sowie der Lebensdauer der Komponenten

*** unter Berücksichtigung der Umlaufpläne der ÖBB

Abbildung 38: Vorgehensweise H₂-Verbrauchsbestimmung

In einem ersten Schritt werden die Verbrauchsberechnungen für die reine Traktion durchgeführt. Diese werden sowohl für den Dieserverbrauch als auch für den H₂-Verbrauch berechnet. Die Berechnung des Dieserverbrauchs entlang der Strecken dient vorrangig zur Validierung des Längsdynamiksimulationsmodells und dessen Genauigkeit. Nach Bestimmung des Energieverbrauchs für reine Traktion wird in einem weiteren Schritt der Energiebedarf für die Klimatisierung anhand von Heiz- und Kühlbedarfsdaten bestimmt. Unter Berücksichtigung der Umlaufpläne und dem abgeschätzten Heiz- und Kühlbedarf der Züge kann abschließend der gesamte Diesel- bzw. H₂-Verbrauch pro Tag und Strecken berechnet werden. Für die Gesamtverbräuche werden jeweils Begin of Life (BoL) und End of Life (EoL) Abschätzungen für das Brennstoffzellensystem, und die Traktionsbatterie berücksichtigt (vgl. Alterungsmodelle). Alle relevanten Parameter zur Bestimmung des Diesel- bzw. H₂-Bedarfs sind in Abstimmung mit der ÖBB erfolgt. Die einzelnen Schritte sind nachfolgend detailliert beschrieben.

Abbildung 39 zeigt die verwendete Topologie des H₂-Brennstoffzellenzugs. Mit definierten Wirkungsgraden des Antriebsstranges, wie z.B. des Brennstoffzellensystems (BZ-Systems), E-Motor, Getriebe etc., wird auf die benötigte Leistung des gesamten Antriebsystems zurückgerechnet. Anhand der Eingangsgrößen wie z.B. Geschwindigkeitsprofil der ausgewählten Strecken, technologische Zugparameter, definierte Betriebstrategien etc., können spezifische Verbrauchsprofile und somit der Wasserstoffbedarf entlang der Strecken berechnet werden.

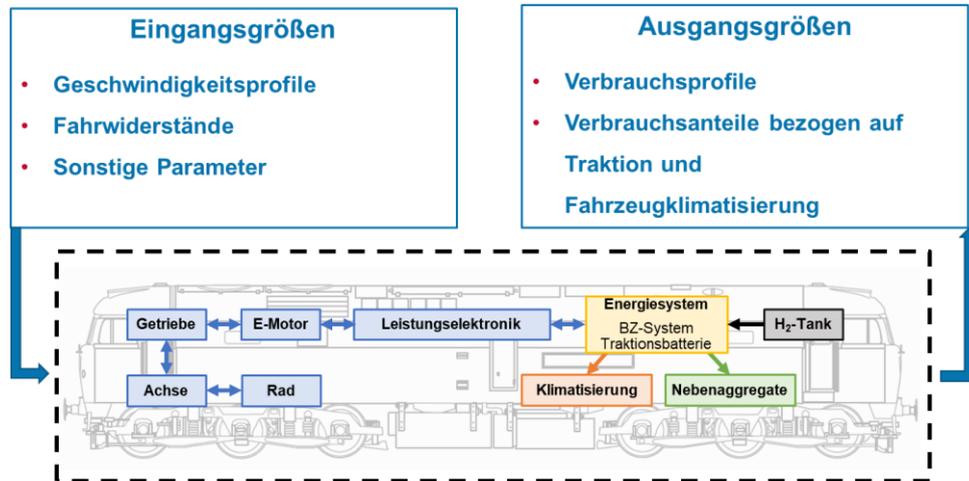


Abbildung 39: Energiebedarfsanalyse – Topologie eines H₂-Brennstoffzellenzugs

Geschwindigkeitsprofile

Da für die betrachteten Züge keine realen Fahrprofile (z.B. anhand von GPS Daten) zur Verfügung stehen, werden diese basierend auf die gegebenen Zug- und Streckendaten berechnet. Dabei sind die entsprechenden Beschleunigungs- und Verzögerungsanteile maßgebend. Ausgehend von den maximal zulässigen Geschwindigkeiten auf der Strecke, den Fahr- und Haltezeiten sowie den Leistungsdaten der Züge werden die Geschwindigkeitsprofile einzelner Strecken ermittelt. Abbildung 40 zeigt das Profil der Streckendaten („Originaldaten“) mit den zulässigen Höchstgeschwindigkeiten sowie den berechneten Fahrverlauf unter Berücksichtigung der Beschleunigungs- und Verzögerungsanteile.

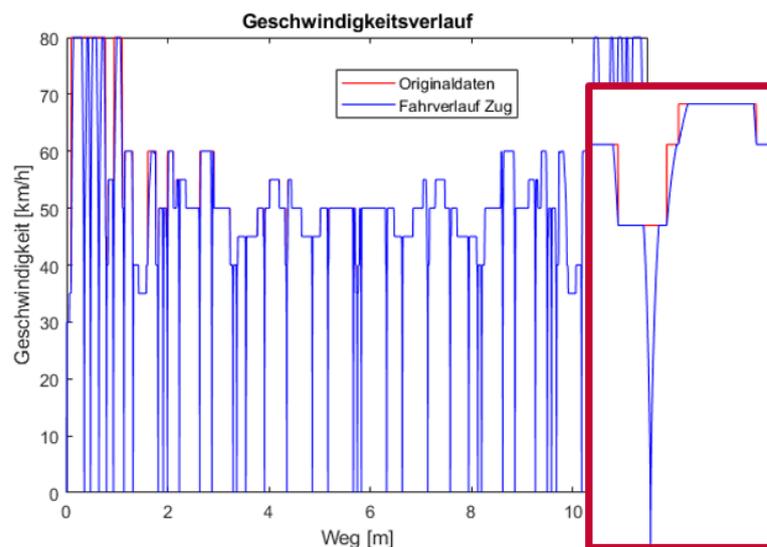


Abbildung 40: Beispiel eines berechneten Fahrprofils

Diese angepassten Geschwindigkeitsprofile dienen als Eingangsgrößen der Längsdynamiksimulation für jede definierte Strecke.

Bestimmung der Fahrwiderstände

Die zur Fortbewegung an den Rädern erforderliche Kraft wird durch die zu überwindenden Fahrwiderstände bestimmt. Neben Widerständen, die vom Fahrzeug stammen (z.B. Roll- oder Lagerreibungswiderstand), gibt es auch solche, die sich aus der Streckenführung (z.B. Neigungs- und Bogenwiderstand) ergeben. Soll die Geschwindigkeit des Zuges erhöht werden, so ist eine Beschleunigung und somit die Kenntnis über den Beschleunigungswiderstand notwendig. Der beim Anfahren vorhandene Anfahrwiderstand ergibt sich im Moment des Bewegungsbeginnes und ist auf den ersten Zentimetern des Weges vorhanden, klingt jedoch über den Weg sehr rasch auf den Normalbetrag des Fahrzeugwiderstandes ab. Die Widerstände bilden die Grundlage für die Simulation und können wie in Abbildung 41 dargestellt unterteilt werden. [25] [86] [216] Abbildung 42 zeigt zusätzlich die auf das Fahrzeug wirkenden Kräfte. Für eine detaillierte Beschreibung der Widerstände wird auf Literatur von [86] und [216] verwiesen.

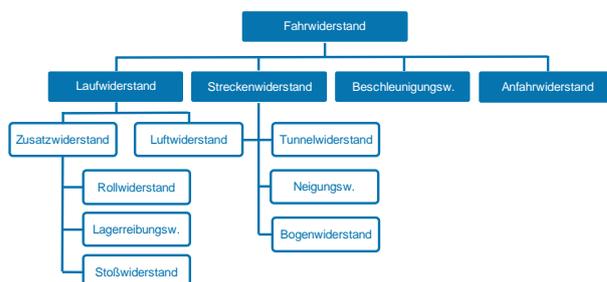
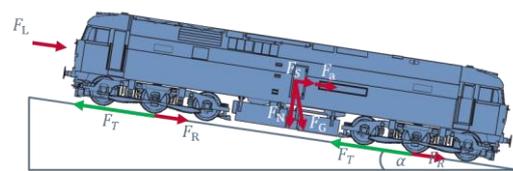


Abbildung 41: Übersicht der berücksichtigten Fahrwiderstände



F_L = Luftwiderstand, F_T = Gesamtwiderstand, F_R = Rollwiderstand, F_a = Beschleunigungswiderstand, F_s = Steigungswiderstand, F_G = Gewichtskraft, F_N = Normalkraft zur Fahrbahn, α = Steigungswinkel

Abbildung 42: Fahrwiderstände am Zug

Sonstige Parameter

Unter den sonstigen Parametern sind die Topologie des Antriebsstrangs (variiert je nach Antriebsart), die Aufteilung von BZ-Leistung und Kapazität der Traktionsbatterie, die Alterung der BZ und Traktionsbatterie sowie der Heiz- und Kühlbedarf zur Klimatisierung berücksichtigt.

- Antriebsstrang

Neben den auf das Fahrzeug wirkenden Fahrwiderständen, wird basierend auf die Antriebsstrangtopologie die benötigte Traktionsleistung berechnet. Dazu ist die Kenntnis

der Teilwirkungsgrade des Antriebsstranges notwendig. Abbildung 43 zeigt die Komponenten des Diesel-Antriebsstrangs (als Ausgangsbasis), Abbildung 44 die Komponenten des H₂-BZ-Antriebsstrangs, die im Modell verwendet werden. Ausgehend von der Leistung am Rad wird mit den einzelnen Wirkungsgraden die dafür nötige Antriebsleistung berechnet. Im Fall des H₂-Verbrauchs muss, zusammen mit der Leistung für den Heiz- und Kühlbedarf, diese vom Antriebsystem, d.h. von dem Brennstoffzellen- und Batteriesystem, zur Verfügung gestellt werden.

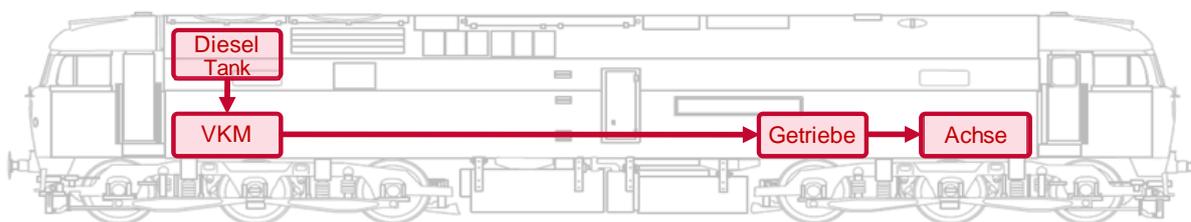


Abbildung 43: Topologie des Diesel-Antriebsstranges

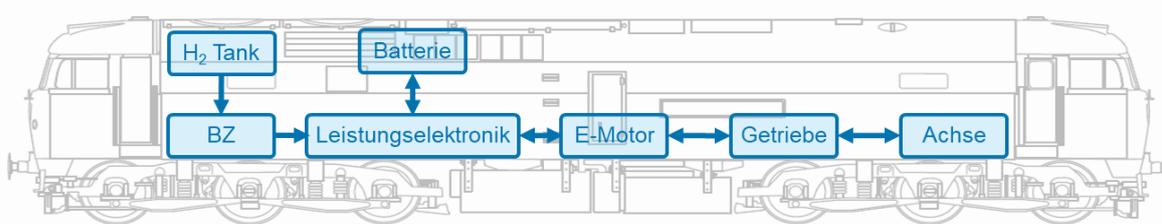


Abbildung 44: Topologie des H₂-BZ-Antriebsstranges

- Brennstoffzellen- und Batteriesystem

Die Wahl der geeigneten Aufteilung von BZ-Leistung und Kapazität der Traktionsbatterie ist essentiell für den Fahrzeugverbrauch. Die Antriebsleistung zusammen mit der benötigten Leistung für den Heiz- und Kühlbedarf wird als Vorgabe für die Leistung des Brennstoffzellensystems verwendet. Falls die gesamte Leistung größer als die maximale Leistung des Brennstoffzellensystems ist, wird die Differenz von der Batterie zur Verfügung gestellt. Das Dynamikverhalten des Brennstoffzellensystems wird über die Begrenzung des positiven und negativen Stromgradienten abgebildet.

Grundsätzlich soll die Batterie mit überschüssiger Bremsenergie geladen werden (Rekuperation). Durch die Verluste in der Batterie und dem Unterschied zwischen Lade- und Entladerate muss die Batterie zusätzlich zur Rekuperation noch von der Brennstoffzelle geladen werden. Dazu wird das ungenützte Leistungspotential genutzt, wenn das

Brennstoffzellensystem nicht auf Volllastpunkt betrieben wird. Die Ladekennlinie wird durch eine progressive Kurvencharakteristik modelliert. Der maximale Ladestrom liegt bei 20 %, während das Ladeende bei einem SOC (State-Of-Charge) von 80 % erreicht wird. Zwischen diesen Punkten folgt die Ladekennlinie einer kubischen Funktion. Somit wird ein Rekuperationspotential gewährleistet. Über verwendete State-of-the-Art Wirkungsgradkurve des Brennstoffzellensystems wird von der Nutzleistung auf die aufgenommene Leistung gerechnet. Mit Hilfe des Heizwerts von Wasserstoff kann von der erzeugten elektrischen Leistung auf die benötigte Menge Wasserstoff geschlossen werden. Wird diese Menge über die gesamte Fahrzeit kumuliert, ergibt sich der gesamte Wasserstoffverbrauch eines Zuges.

- Alterungsmodell

Für eine korrekte Energiebedarfsberechnung über den gesamten Betrachtungszeitraum müssen Alterungserscheinungen berücksichtigt werden. Diese treten vor allem bei der Traktionsbatterie und dem Brennstoffzellensystem auf. Die Alterung wird als linearer Abfall über die Lebenszeit modelliert. Dabei werden für den Best-Case Fall (BoL – Begin of Life) keine Wirkungsgradverluste am Anfang der Lebensdauer und für den Worst-Case Fall (EoL – End of Life) Wirkungsgradverluste am Ende der Lebensdauer mit 10 % für Traktionsbatterie und Brennstoffzellensystem angesetzt.

- Heiz- und Kühlbedarf

Neben dem Energiebedarf für die Traktion muss auch der Energiebedarf für die Klimatisierung (Heizen und Kühlen) berücksichtigt werden. Der anteilige Energiebedarf ist anhand von übermittelten Verbrauchsdaten seitens der ÖBB berechnet. Dabei handelt es sich um österreichweit gemittelte Werte je Monat für das Jahr 2018. Anhand der mittleren Monatstemperaturen und dem Dieserverbrauch für den Heiz- und Kühlbedarf ist der Energiebedarf für die Klimatisierung berechnet.

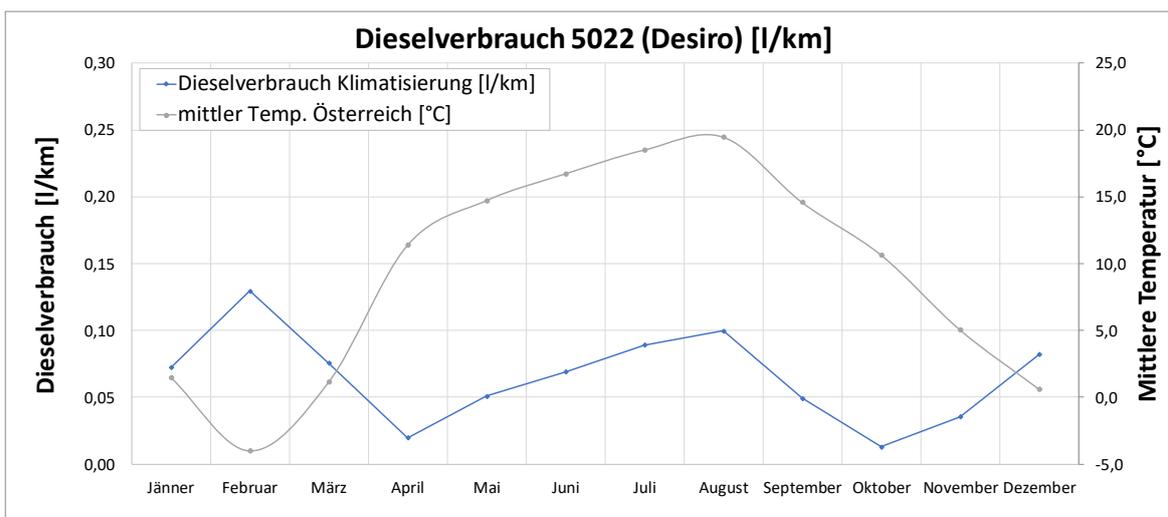


Abbildung 45: Beispiel eines Verlaufs des Heiz- und Kühlbedarfs (Dieselverbrauch) und Jahresmittelwerttemperaturen über Monate

Abbildung 45 zeigt die mittlere Temperatur je Monat und den Dieselverbrauch für die Klimatisierung anhand des 5022 Desiro Classic. Wie zu erwarten, tritt in den Übergangszeiten Frühling und Herbst (April und Oktober) der geringste Energiebedarf auf, da die Umgebungstemperaturen nahe den Solltemperaturen, auf die beim Heizen und Kühlen geregelt wird, liegen. Im Vergleich dazu ergeben sich höhere Bedarfe aufgrund niedriger bzw. hoher Außentemperaturen im Winter bzw. Sommer. Bei der Berechnung des Klimatisierungsbedarfs muss beachtet werden, dass die Daten über Österreich und pro Monat gemittelt sind. Daraus ergeben sich naturgemäß Abweichungen bzgl. der Einzelstandorte der ausgewählten Strecken.

4.2.1.2 Randbedingungen und Eingangsgrößen der Verbrauchsanalyse

Strecken und Fahrpläne

Die Streckendaten, als Eingangsparameter für die Längsdynamiksimulation, basieren auf Daten der TU Graz (vgl. Kapitel 4.1). In Abstimmung mit der ÖBB-Infrastruktur AG wurden die entsprechenden Strecken zur Bestimmung des H₂-Bedarfs festgelegt. Die Streckendaten umfassen positionsbezogene Werte für Neigung, Bogenradius und der jeweiligen maximal zulässigen Streckenhöchstgeschwindigkeit mit einer einheitlichen Auflösung von 25 cm. Anhand der verfügbaren Streckenkilometer können die Positionen der Zwischenhaltestellen bestimmt werden um die Zugbeschleunigungen und -verzögerungen zu ermitteln. Die Anzahl der Umläufe und der zurückgelegten Kilometer pro Tag und Zug werden anhand von Umlaufpläne in den Berechnungen miteinbezogen.

Abbildung 46 zeigt die ausgewählten Strecken im betrachteten Analyse- raum, Tabelle 9 fasst die Streckenauswahl in tabellarischer Form zusammen. Detaillierte Informationen können dem Kapitel 4.1 entnommen werden.

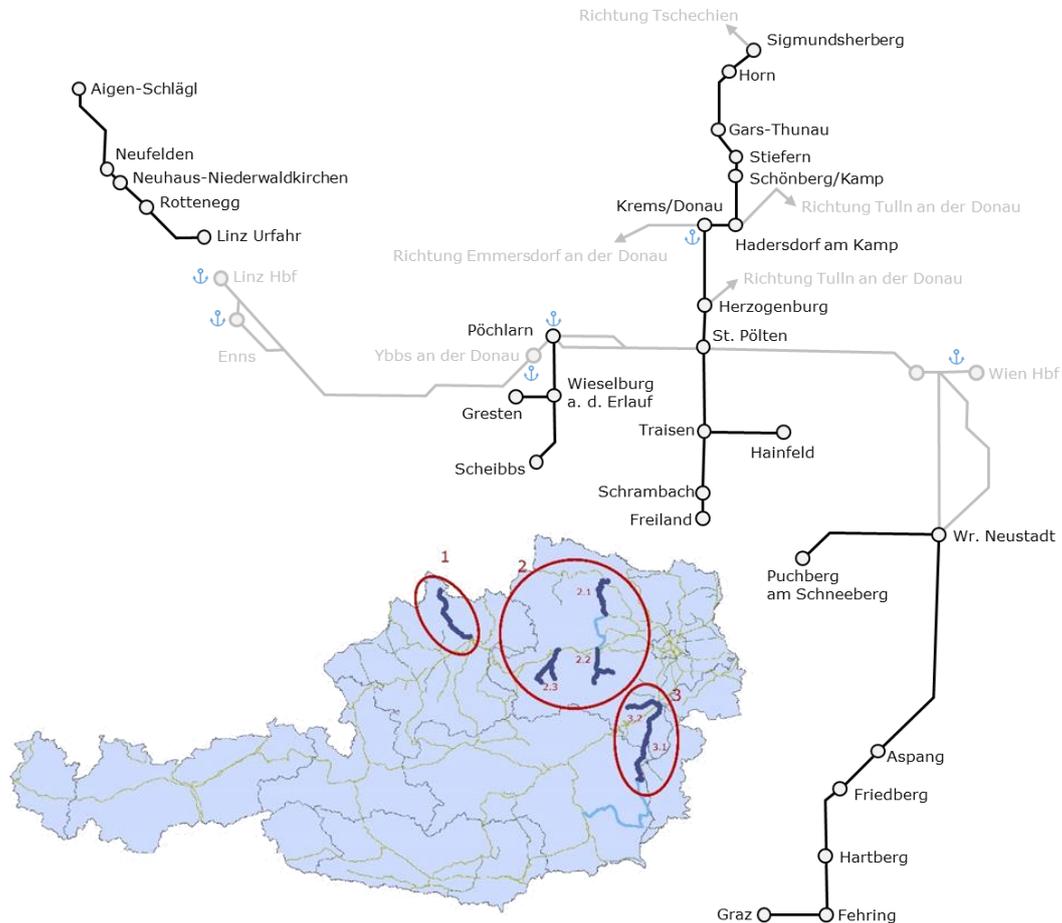


Abbildung 46: Ausgewählte Strecken im Analyse- raum

Tabelle 9: Übersicht der Streckenauswahl auf ÖBB-Nebenstrecken mitsamt Haltestellen

Nr.	Strecke	von	bis
1	Mühlkreisbahn	Linz Urfahr	Aigen-Schlägl
		Aigen-Schlägl	Neufelden
		Neufelden	Neuhaus
		Neuhaus	Rottenegg
		Rottenegg	Linz Urfahr
2.1	Kamptalbahn	Sigmundsherberg	Hadersdorf am Kamp
		Sigmundsherberg	Horn
		Horn	Gars-Thunau
		Gars-Thunau	Stiefern
		Stiefern	Schönberg/Kamp
		Schönberg/Kamp	Hadersdorf
2.1 b	Kremser Bahn	Krems/Donau	Herzogenburg
2.2 a	Traisentalbahn	St. Pölten	Hainfeld
		St. Pölten	Traisen
		Traisen	Hainfeld
2.2 b	Traisentalbahn	Traisen	Freiland
		Traisen	Schrambach
		Schrambach	Freiland
2.3 a	Erlauftalbahn	Pöchlarn	Scheibbs
		Pöchlarn	Wieselburg/Erlauf Bahnhof
		Wieselburg/Erlauf Bahnhof	Scheibbs
2.3 b	Erlauftalbahn	Wieselburg a. d. Erlauf	Gresten
3.1	Wiener Neustadt - Graz	Wiener Neustadt	Fehring
	Aspangbahn	Wiener Neustadt	Aspang
	Wechselbahn	Aspang	Friedberg
	Thermenbahn	Friedberg	Fehring
	Grazer Ostbahn	Fehring	Graz
3.2	Schneebergbahn	Wiener Neustadt	Puchberg am Schneeberg

Züge

- Dieselmzüge

Für die Bestimmung des Dieselbedarfs entlang der Strecken wird der Personenverkehrszug 5022 Desiro Classic (siehe Abbildung 47) verwendet.



Abbildung 47: ÖBB Baureihe 5022 (Desiro Classic)

Die verwendeten Kennwerte des Zuges sind in Tabelle 10 zusammengefasst und basieren einerseits auf Kenndaten der ÖBB und andererseits auf Literaturwerte von [208]. Die technischen Spezifikationen des Zuges wurden gemeinsam mit den ÖBB abgestimmt.

Tabelle 10: Technische Spezifikationen der ÖBB Baureihe 5022 (Desiro Classic)

5022 Desiro Classic	Einheit	Wert
Gesamtgewicht Zug inkl. Beladung	[t]	68,2
Mittelwert Personengewicht	[kg]	75
Personenbesetzungsgrad	[%]	50
Max. Geschwindigkeit	[km/h]	120
Lagerreibungswert (Wälzlager)	[-]	0,0017
Stoßbeiwert (Drehgestell)	[h*N/kN*km]	0,0025
Hebelarm der Rollreibung	[mm]	0,6
Massenfaktor gesamter Zug	[-]	1,06
Bogenwiderstandskoeffizient	[-]	750
Spezifischer Anfahrwiderstand	[%o]	4
Max. Beschleunigung	[m/s ²]	1,1
Max. Verzögerung	[m/s ²]	0,9

- Wasserstoffzüge

Für die Bestimmung des H₂-Bedarfs entlang der Strecken werden der Talent Triebwagen für den Personenverkehr (siehe Abbildung 48) und die Verschublokomotive (Rangierlokomotive) 1063, mit max. Anhängelast auf Grundlage der ÖBB-Triebfahrzeugereihe 2016, für den Güterverkehr herangezogen (siehe Abbildung 49).



Abbildung 48: Talent Rh 4024 [15]



Abbildung 49: Verschublokomotive 1063 [105]

Die verwendeten Kennwerte der Züge für die Berechnung sind in Tabelle 11 zusammengefasst und basieren auf Daten der ÖBB und Literaturwerte von [86] und [216]. Die Literaturwerte mit der ÖBB abgestimmt und definiert.

Tabelle 11: Technische Spezifikationen der Wasserstoffzüge

	Einheit	GV (1063)	PV (Talent)
Gesamtgewicht Zug + Beladung	[t]	1316	146,46
Mittelwert Personengewicht	[kg]	-	75
Personenbesetzungsgrad	[%]	-	50
Max. Geschwindigkeit	[km/h]	100	140
Lagerreibungswert (Wälzlager)	[-]	0,0017	0,0017
Stoßbeiwert (Drehgestell)	[h*N/kN*km]	0,0025	0,0025
Hebelarm der Rollreibung	[mm]	0,6	0,6
Massenfaktor gesamter Zug	[-]	1,06	1,08
Bogenwiderstandskoeffizient	[-]	750	750
Spezifischer Anfahrwiderstand	[‰]	4	4
Max. Beschleunigung	[m/s ²]	0,15	0,77
Max. Verzögerung	[m/s ²]	0,25	0,8

Die Aufteilung von Brennstoffzellenleistung und Batteriekapazität im Antriebsstrang ist entscheidend für den H₂-Verbrauch. Die Bestimmung der Aufteilung erfolgt auf Basis bekannter, bereits existierender H₂-Brennstoffzellenzügen ähnlicher Gewichtsklasse. Zusätzlich wurde im Vorfeld auch eine Parameterstudie durchgeführt um die Auswirkungen unterschiedlicher Antriebsstrangtopologien in Bezug auf Brennstoffzellensystemleistung und Batteriegröße zu ermitteln. Die max. Brennstoffzellensystemleistung für den Güterverkehrs- als auch für den Personenverkehrszug beträgt 500 kW, die Batteriekapazität 310 kWh.

Die Traktionsbatterie unterstützt den Zug bei hohen Leistungsanforderungen. Diese treten vor allem während der Beschleunigungsvorgänge auf. Die Entladerate beträgt 5 h^{-1} und die Laderate 3 h^{-1} . Die Wirkungsgrade der einzelnen Antriebsstrangkomponenten basiert auf Erfahrungswerte des HyCentA. Eine Zusammenfassung der technischen Randbedingungen ist der Tabelle 12 zu entnehmen.

Tabelle 12: Technische Spezifikationen der Wasserstoffzüge

	Einheit	GV (1063)	PV (Talent)
Max. Leistung BZ-System	[kW]	500	500
Kapazität Traktionsbatterie	[kWh]	310	310
Wirkungsgrad E-Motor	[%]	95	95
Wirkungsgrad Leistungselektronik (E-Motor Inverter)	[%]	95	95
Wirkungsgrad Leistungselektronik (BZ Konverter)	[%]	98	98
Wirkungsgrad Getriebe	[%]	98	98
Wirkungsgrad Achse	[%]	98	98
Wirkungsgrad BZ-System	[%]	56 – 47*	56 – 47*
Wirkungsgrad Batterie	[%]	95	95

* lastabhängige Werte (Teillast-Volllast) berücksichtigt durch Kennlinien

4.2.1.3 Validierung der Längsdynamiksimulation

Die Validierung des Längsdynamikmodells erfolgt auf Basis des dieselbetriebenen Personenverkehrszug 5022 Desiro Classic. Die verwendeten Kennwerte des ausgewählten Zuges und Anfangsdaten der Simulation sind in Tabelle 10 aufgelistet. Die für die Validierung notwendigen Dieselverbräuche basieren auf Daten der ÖBB. Die Validierung erfolgt zunächst für reine Traktion und anschließend für die Traktion inkl. abgeschätztem Heiz- und Kühlbedarf. Die Simulationsergebnisse werden einerseits mit den gemessenen Dieselverbräuchen und andererseits mit einer eigenen, ÖBB- internen Dieselverbrauchssoftware zur Abschätzung des Energiebedarfs, verglichen.

Die Validierungsergebnisse auf Basis gemessener Dieselverbräuche für die reine Traktion zeigt Tabelle 13.

Tabelle 13: Validierung auf Basis des gemessenen Dieselverbrauchs für reine Traktion

	Verbrauch [l/km] berechnet	Verbrauch [l/km] ÖBB	Abweichung [%]
Gesamtverbrauch alle Strecken	0,876	0,881	1,005

Die berechneten Ergebnisse aus der Längsdynamiksimulation zeigen eine nahezu exakte Übereinstimmung mit den gemessenen Dieserverbräuchen. Es muss jedoch beachtet werden, dass die gemessenen Verbräuche Jahresmittelwerte für alle Strecken in Österreich darstellen und die Ergebnisse der Längsdynamiksimulation Jahresmittelwerte der definierten Strecken sind. Nichtsdestotrotz bilden die ausgewählten Strecken eine gute Referenz der gesamten dieselbetriebenen Bahnstrecken der ÖBB.

Tabelle 14: Validierung auf Basis der ÖBB Energiebedarfsrechnung

Strecke	Von	Bis	Verbrauch [l/km] berechnet	Verbrauch [l/km] ÖBB	Abweichung [%]
Mühlkreisbahn	Linz Urfahr	Aigen-Schlägl	0,92	0,93	1,01
Wr. Neustadt	Wr. Neustadt	Friedberg	0,81	0,80	0,99

Der Vergleich der berechneten Ergebnisse mit der ÖBB-internen Berechnungssoftware zeigt ebenfalls sehr geringe Abweichungen, siehe Tabelle 14. Hierbei basiert die Validierung auf zwei ausgewählten Strecken (Mühlkreisbahn und Raum Wiener Neustadt).

Einen Vergleich der berechneten und gemessenen Dieserverbräuche für Traktion inklusive Heiz- und Kühlbedarf als Monatsmittelwerte für alle definierten Strecken zeigt Abbildung 50. Aufgrund der höheren Kühl- und Heizbedarfe in den Sommer- bzw. Wintermonaten treten im Betrachtungszeitraum Verbrauchspitzen auf.

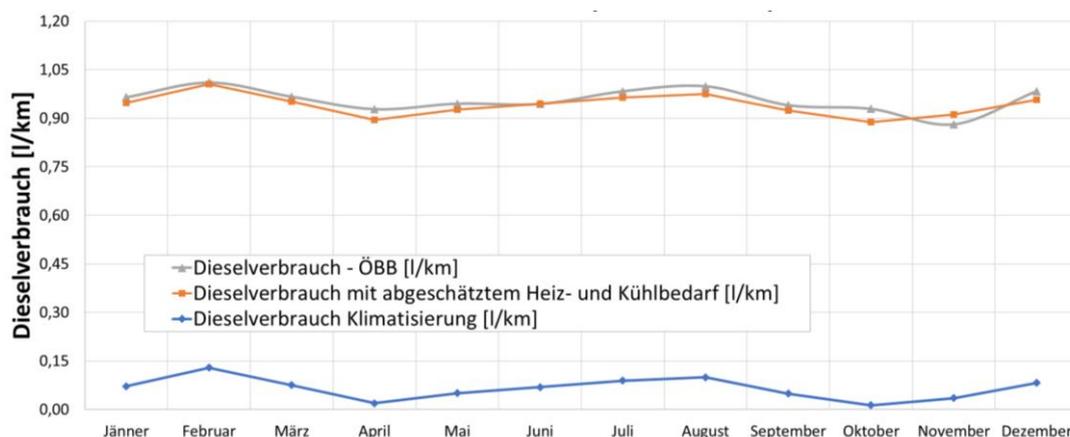


Abbildung 50: Vergleich des Dieserverbrauchs für die Traktion inkl. Heiz- und Kühlbedarf über alle Strecken basierend auf den Desiro Classic

Zusammenfassend zeigen alle Validierung minimale Abweichungen. Somit ist das verwendete Simulationsmodell geeignet zur Bestimmung der H₂-Verbräuche der ausgewählten Strecken.

4.2.1.4 Ergebnisse der H₂-Verbrauchsanalysen

Im folgenden Abschnitt sind die Ergebnisse der Energiebedarfsberechnung der definierten Strecken dargestellt. Die Aufteilung der Ergebnisse erfolgt jeweils für den Personen-, Güter- und Verschubverkehr. Die H₂-Verbräuche des Personen- und Güterverkehrs sind entlang der ausgewählten Strecken (siehe Kapitel 4.1) berechnet und für die einzelnen Streckenabschnitte zusammengefasst. Für die Berechnung des H₂-Bedarfs pro Tag und Streckenabschnitt sind die jeweiligen Umlaufpläne berücksichtigt. Mit der Anzahl der Züge und den angegebenen Tageskilometern kann daraus der durchschnittliche Tagesverbrauch berechnet werden. Die H₂-Verbräuche des Verschubverkehrs, der sich in die beiden Bereiche Personen- und Güterverkehr teilt, sind anhand ingenieurmäßiger Abschätzungen bestimmt. Details zur Berechnung sind in Kapitel 4.2.1.4.3 beschrieben.

4.2.1.4.1 H₂-Verbrauch des Personenverkehrs

Am Beispiel der Mühlkreisbahn werden detaillierte Ergebnisse zur Längsdynamiksimulation gezeigt. Die Ergebnisse der restlichen Strecken sind in weiterer Folge tabellarisch zusammengefasst.

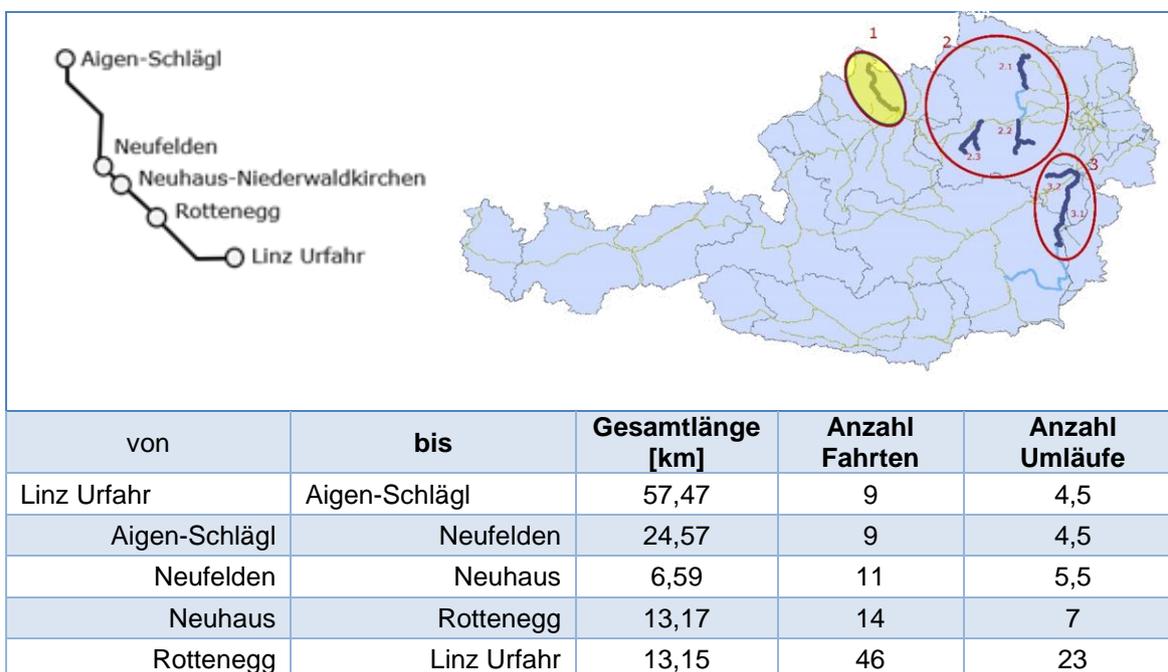


Abbildung 51: Mühlkreisbahn mit Haltestellen

In Abbildung 51 sind die Haltestellen der Mühlkreisbahn mitsamt Streckenlänge, Anzahl der Fahrten pro Tag und Anzahl der Umläufe pro Tag dargestellt. Nach Berechnung des

spezifischen H₂-Verbrauchs aus der Längsdynamiksimulation dienen diese Daten zur Ermittlung des H₂-Tagesverbrauchs.

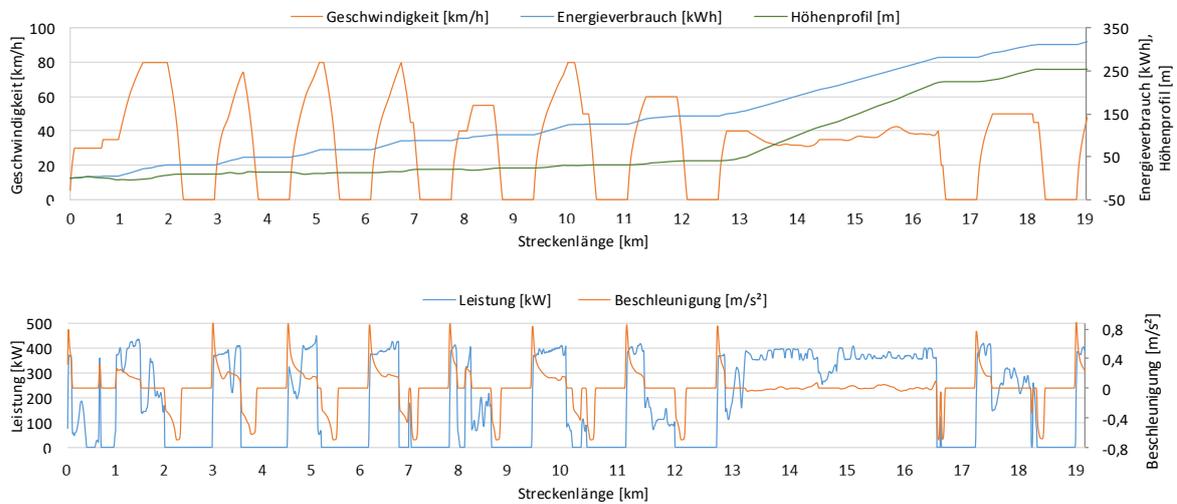


Abbildung 52: Detailliergebnisse der Längsdynamiksimulation der Mühlkreisbahn

Als Beispiel zeigt Abbildung 52 den Geschwindigkeitsverlauf, das Höhenprofil, den kumulierten Energieverbrauch sowie die Zugbeschleunigung und die Antriebsstrangleistung für die ersten 20 km auf der Mühlkreisbahn. Das Beschleunigungsprofil resultiert aus dem Geschwindigkeitsprofil der Strecke. Wie in der Abbildung ersichtlich folgt die Antriebsstrangleistung der momentanen Zugbeschleunigung. Beim Anfahren aus dem Stillstand ergeben sich demzufolge Leistungsspitzen. Die max. Beschleunigung ist gemäß den Zugdaten für den Talent Triebwagen mit 0,77 m/s² begrenzt (vgl. Tabelle 11). Beim Verzögern wird die Bremsenergie rekuperiert und folglich keine Leistung abgegeben. Zwischen den Kilometern 13 bis 16 ist der Steigungseinfluss auf den Energieverbrauch ersichtlich. Der Energieverbrauch entspricht dem der reinen Zugtraktion. Zusätzlich ist der Klimatisierungsbedarf zu berücksichtigen.

Abbildung 53 zeigt den spezifischen Wasserstoffgesamtverbrauch pro Streckenabschnitt gemäß der End-of-Life Betrachtung. Darin enthalten ist der Verbrauch der reinen Traktion sowie der für die Klimatisierung. Im Mittel ergibt sich für die Mühlkreisbahn ein spezifischer Verbrauch von 0,37 kg/km. Deutlich zu erkennen sind, bedingt durch die Klimatisierung, Verbrauchsspitzen im Winter und im Sommer (Februar und August), während die geringsten Verbräuche in den Übergangszeiten Frühling und Herbst (April und Oktober) auftreten. Bei einer Beginn-of-Life Betrachtung ergibt sich ein mittlerer Verbrauch von 0,29 kg/km.

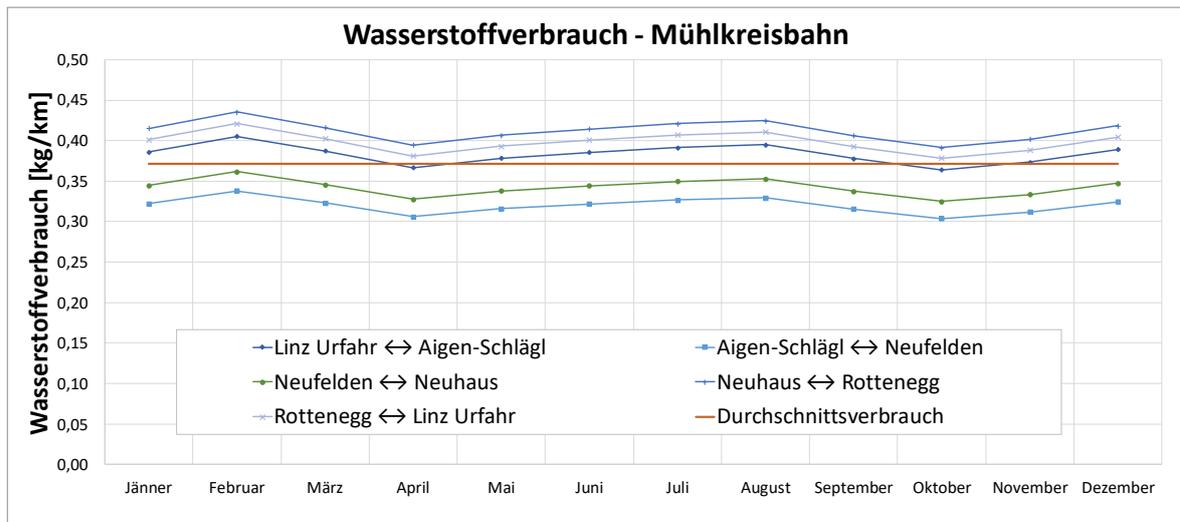


Abbildung 53: Spezifischer H₂-Verbrauch pro Streckenabschnitt für die Mühlkreisbahn über ein Jahr (EoL)

Den durchschnittlichen H₂-Tagesverbrauch, basierend auf aktuelle Umlaufpläne, zeigt Tabelle 15. Dabei sind die mittleren spezifischen Verbräuche für BoL und EoL berücksichtigt. Demnach ergibt sich ein Wasserstoffbedarf pro Tag zwischen 470 kg und 600 kg. Für die Konzeptionierung der Wasserstoffinfrastruktur (vgl. Kapitel 5.4) werden aus Sicherheitsgründen immer EoL-Verbräuche berücksichtigt.

Tabelle 15: H₂-Verbrauch pro Tag gemäß Umlaufplan pro Strecke (BoL und EoL)

Zug	Gefahren km	H ₂ -Verbrauch (kg/Tag) - BoL	H ₂ -Verbrauch (kg/Tag) - EoL
1	221	64,09	81,77
2	168	48,72	62,16
3	221	64,09	81,77
4	168	48,72	62,16
5	71	20,59	26,27
6	186	53,94	68,82
7	420	121,80	155,40
8	13	3,77	4,81
9	150	43,50	55,50
Summe:	1618	469,2	598,7

Für alle weiteren Strecken wird dieselbe Methodik und Auswertung angewandt. Im Folgenden sind jeweils die sich daraus ergebenden Tagesverbräuche für BoL und EoL-Betrachtung tabellarisch zusammengefasst.

Tabelle 16: Übersicht der spezifischen Verbräuche und Tagesbedarfe des Personenverkehrs bezogen auf die Streckenauswahl

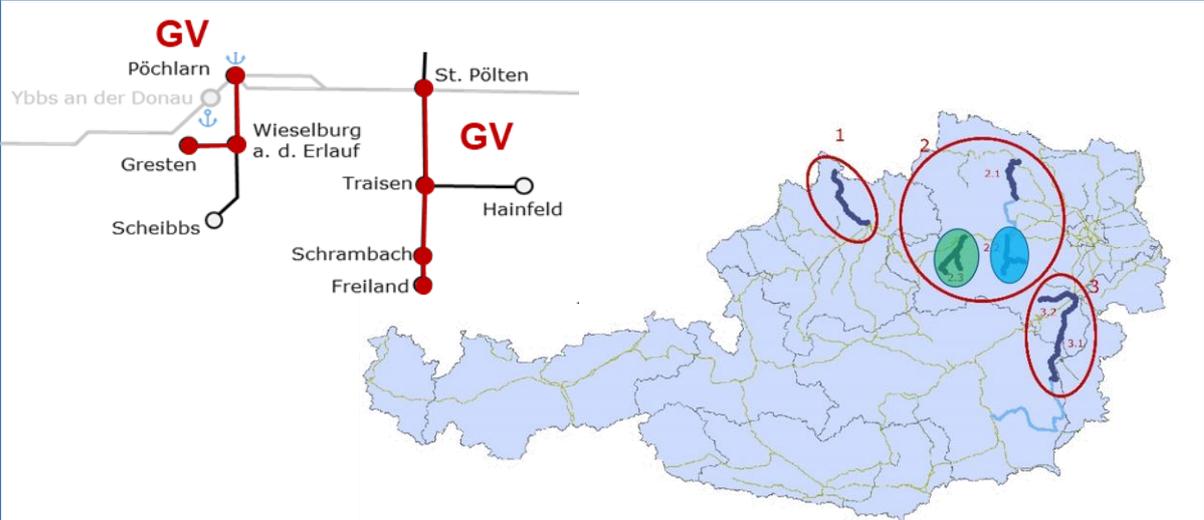
Nr.	Strecke	Gesamt- anzahl der Züge	Gesamt- kilometer pro Tag aller Züge	Mittlerer H ₂ - Verbrauch (BoL) [kg/km]	Mittlerer H ₂ - Verbrauch (EoL) [kg/km]	Tages- bedarf (BoL) [kg/d]	Tages- bedarf (EoL) [kg/d]
1	Mühlkreisbahn	9	1.618	0,29	0,37	469,2	598,7
2.1	Kamptalbahn	13	5.211	0,24	0,31	1250,6	1615,4
2.1 b	Kremser Bahn						
2.2 a	Traisentalbahn	8	2.679	0,23	0,30	616,2	803,7
2.3 b	Erlauftalbahn						
3.1	Wiener Neustadt - Graz	5	2.575	0,29	0,38	746,8	978,5
3.2	Schneebergbahn	8	3.700	0,31	0,41	1.147,0	1.517,0
SUMME (PV)						4229,8	5513,3

4.2.1.4.2 H₂-Verbrauch des Güterverkehrs

Die berücksichtigten Güterverkehrsstrecken sind die Traisentalbahn (St. Pölten bis St. Ägid) und die Erlaufalbahn (Pöchlarn bis Gresten). Der spezifische Verbrauch ergibt sich rein aus dem Traktionsbedarf, eine Klimatisierung wird nicht benötigt. Der spezifische Verbrauch für den Güterzug auf der Traisentalbahn beträgt 0,89 kg/km für BoL und 0,99 kg/km für EoL, für Güterzüge auf der Erlaufalbahn 0,61 kg/km bzw. 0,68 kg/km.

Die Güterverkehrszüge entlang der Traisentalbahn verkehren durchschnittlich drei Mal pro Woche, entlang der Erlaufalbahn sechs Mal pro Woche. Der Tagesbedarf sowie Gesamtkilometer pro Tag ergeben sich dementsprechend. Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Übersicht der spezifischen Verbräuche und Tagesbedarfe des Güterverkehrs bezogen auf die Streckenauswahl



Nr.	Strecke	Gesamt- anzahl der Züge	Gesamt- kilometer pro Woche aller Züge	Mittlerer H ₂ - Verbrauch (BoL) [kg/km]	Mittlerer H ₂ - Verbrauch (EoL) [kg/km]	Tages- bedarf (BoL) [kg/d]	Tages- bedarf (EoL) [kg/d]
2.2 a	Traisentalbahn	1	300	0,89	0,99	38,1	42,4
2.3 b	Erlaufalbahn	1	266	0,61	0,68	23,2	25,8
SUMME (GV)						61,3	68,3

4.2.1.4.3 H₂-Verbrauch des Verschubverkehrs

Die Aufgabenstellung im Projekt sieht keine exakte Bestimmung der H₂-Verbräuche für den Verschubverkehr vor. Allerdings kann eine Abschätzung vorgenommen werden, in dem auf Daten aus vorrangegangenen Studien eines Konsortialpartners zurückgegriffen wird. Diese sind mit Rangierlokomotiven, die technisch vergleichbar mit dem Fuhrpark der ÖBB sind, erstellt und beruhen somit auf dieselhydraulische Antriebe mit vergleichbaren Leistungsklassen von 600-850 kW, siehe Abbildung 54.



Abbildung 54: ÖBB Verschublokomotiven der Reihe 2068 (links) mit 820 kW und Reihe 2070 „Hector“ mit 745 kW [242]

Die Vorgehensweise ermöglicht die Bestimmung der Betriebsstunden auf Basis der Kraftstoffverbrauchswerte und einen Vergleich mit den realen Leistungs- bzw. Energiebedarfen an der Schnittstelle Rad/Schiene sowie einer Hochrechnung entlang des Antriebssystems. Aus den Basisdaten ist mit einer durchschnittlichen Leistung von 45 kW inklusive Nebenverbrauchern kalkuliert, die einem Stundenverbrauch von 3,1 kg entspricht. Da aber Verschublokomotiven für den Rangierbetrieb batteriedominante Hybridsysteme darstellen, ist ein Hybridisierungsnutzen von 20 % angesetzt. Dies ergibt einen Durchschnittsverbrauch von 2,5 kg/Stunde. Daraus und mittels der aus den Dieselstundenverbräuchen abgeleiteten Betriebsstunden kann das Substitutionspotential des Verschubbetriebs über alle Standorte ermittelt werden. In Tabelle 18 ist der Wasserstoffbedarf für die relevante Standorte Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt zusammengefasst.

Tabelle 18: Dieselverbrauch des Verschubbetriebs projektrelevanter Standorte sowie der daraus abgeleitete Wasserstoffbedarf

Region/Standort	Dieselverbrauch in 1000 L (2017)	H ₂ -Bedarf t/a (BoL)	H ₂ -Bedarf t/a (EoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (BoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (EoL)
Linz	1 102,4	204,1	255,2	559,3	699,1
St. Pölten	317,7	58,8	73,5	161,2	201,5
Wiener Neustadt	139,1	25,8	32,2	70,6	88,2

4.2.1.4.4 H₂-Verbrauch des Infrastrukturbetriebs (Eigenbedarf Schiene)

Ein weiterer bahninterner Verbraucher ist die ÖBB-Infrastruktur AG, deren Eigenverbrauch aus Arbeiten für Gleis- und Oberbau sowie Oberleitungswartung entsteht. Je nach Aufgabe kommen dafür entweder Verschublokomotiven oder Spezialfahrzeuge zum Einsatz, siehe Abbildung 55.

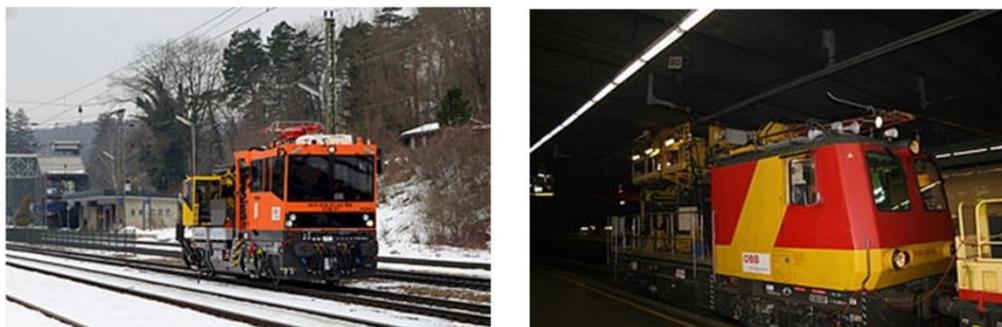


Abbildung 55: Bahn-Infrastruktur-Fahrzeuge X544 (re) und X630 (li) im Einsatz [147] [240]

Der Jahresverbrauch lässt sich mangels detaillierter Fahrprofile und Fahrzeugdaten nicht exakt bestimmen, da er aber lediglich 3 % des Gesamtpotentials ausmacht, haben allfällige Fehleinschätzungen einen nur mäßigen Einfluss auf die Genauigkeit des österreichweiten Gesamtbedarfs. Für die Abschätzung wird ein Wasserstoffverbrauch von 1,5 kg/Stunde angenommen. Diese Annahme basiert hauptsächlich aus der Relation der durchschnittlichen Antriebsleistungen (150 bis 350 kW) der entsprechenden Fahrzeuge zu den Verschubtriebfahrzeugen. [229] Der entsprechende Jahresverbrauch liegt somit über alle Standorte bei ca. 110 bis 115 t.

Die ÖBB-Infrastruktur AG verfügt über einen eigenen Fuhrpark an Bahnzügen und Gleisbau- bzw. Gleiswartungsfahrzeugen (z.B. Unkrautbekämpfung) sowie Fahrzeuge zur Errichtung und Wartung von Oberleitungssystemen. Dazu kommen noch „klassische“ Baumaschinen, wie z.B. Bagger. Des Weiteren werden ältere Verschublokomotiven (3 Stück aus der Reihe 2068) zum Einsatz gebracht.

Das tatsächliche Leistungsspektrum lässt sich aus den Verbrauchsdaten nur begrenzt ermitteln, da die Nutzungsdauer und die Betriebsprofile sehr unterschiedlich und auch von den jeweiligen Projekten, die abgewickelt werden müssen, abhängig sind. So liegen die in diesen Fahrzeugen, die nahezu durchgängig mit dieselhydraulischen Antrieben ausgerüstet sind, installierten Motorleistungen zwischen 90 und 400 kW und damit deutlich unter jenen der Verschublokomotiven der Reihen 2068 und 2070, die mehr als 90 % des

Verschubverkehrs bestreiten. Geht man von einem ähnlichen Dieserverbrauch wie beim Verschub aus und setzt diesen mit 14,5 l/Betriebsstunden an, so ergeben sich folgende Potentiale (siehe Tabelle 19):

Tabelle 19: Dieserverbrauch ÖBB-Infrastruktur AG mit Eigenfahrzeugen für Österreich an projektrelevanten Standorten sowie der daraus abgeleitete äquivalente Wasserstoffbedarf

Region/Standort	Dieserverbrauch in 1000 L (2017)	H ₂ -Bedarf t/a (BoL)	H ₂ -Bedarf t/a (EoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (BoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (EoL)
Linz	22,7	2,3	2,9	6,4	8,0
St. Pölten	66,0	6,8	8,5	18,7	23,4
Wiener Neustadt	42,9	4,4	5,5	12,2	15,2

4.2.1.4.5 Gesamter Wasserstoffbedarf (Schiene)

Für die Auslegung und die Wahl des Standortes einer Wasserstoffinfrastruktur ist der gesamte H₂-Verbrauch aller Züge pro Tag (PV und GV) und Strecke relevant. Die definierten Strecken und möglichen Standorte sind in Abbildung 56 dargestellt.

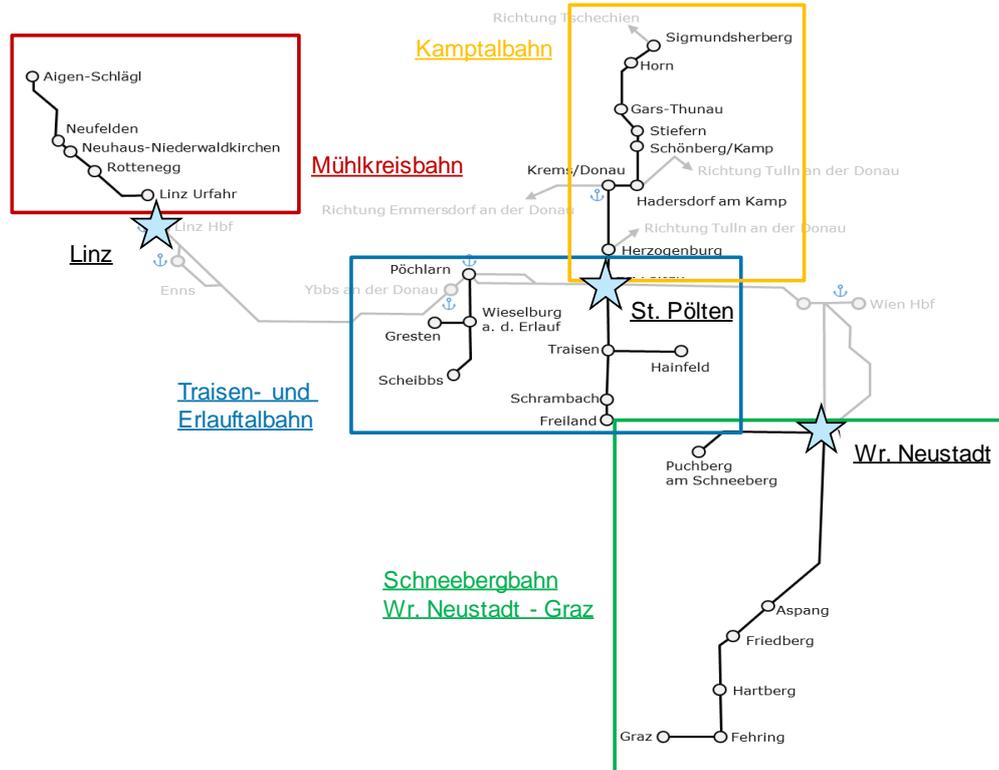


Abbildung 56: Gesamtübersicht der Bahnstrecken und Standorte

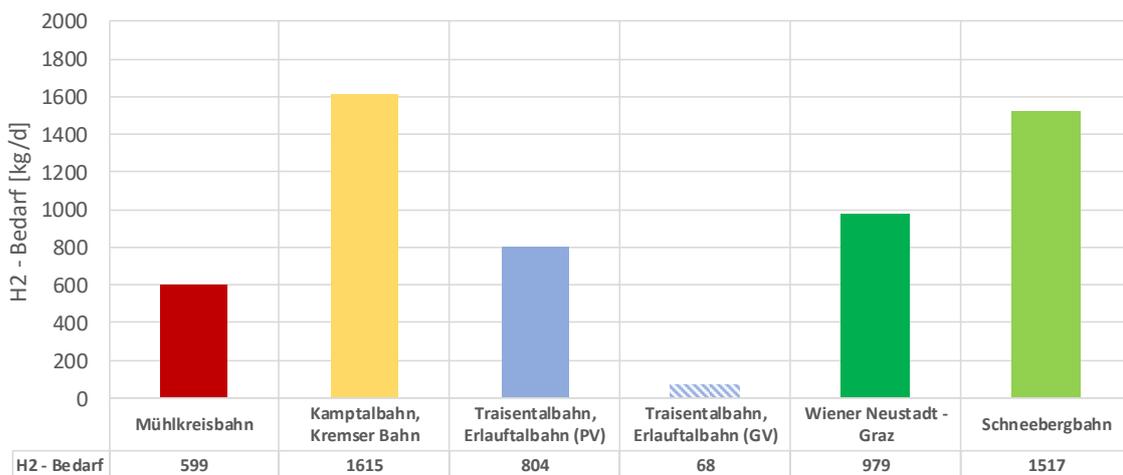


Abbildung 57: Gesamter Wasserstoffbedarf der definierten Bahnstrecken (PV und GV)

Abbildung 57 zeigt den Tagesbedarf an Wasserstoff der jeweiligen Bahnstrecken. Alle dargestellten Bedarfe basieren auf der EoL-Betrachtung der Wasserstoffzüge (vgl. Kapitel 4.2.1.1). In den Strecken der Traisen- und Erlaufalbahn teilt sich der Bedarf in Personenverkehr (PV) und Güterverkehr (GV) auf. Alle übrigen Strecken sind reiner Personenverkehr. Den höchsten Teilstreckenbedarf weisen die Schneebergbahn und die Strecke Wr. Neustadt – Graz mit insgesamt 2.496 kg/d auf.

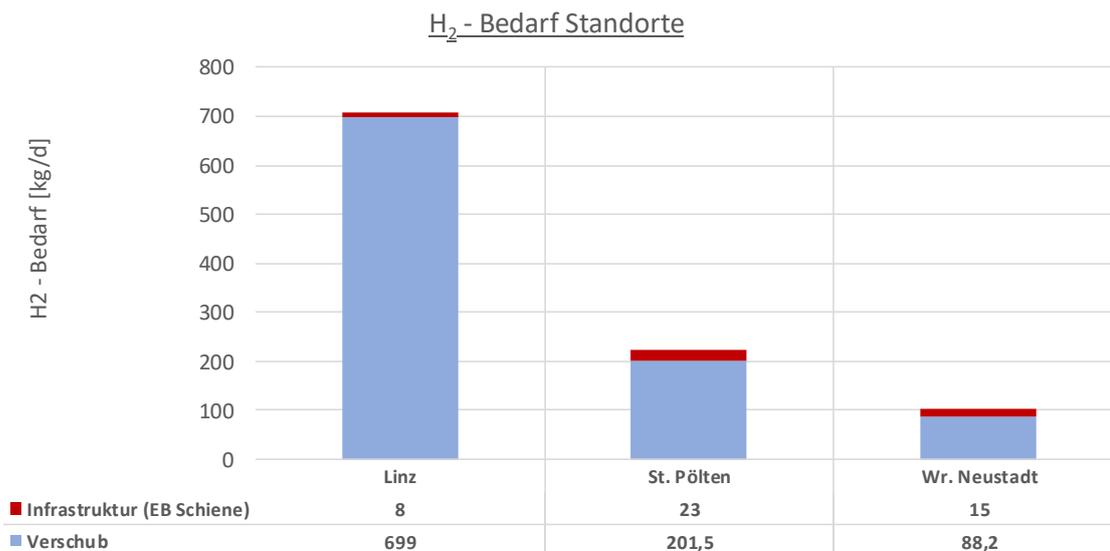


Abbildung 58: Wasserstoffbedarf Verschub und Infrastruktur je Standort

In Abbildung 58 sind Wasserstofftagesbedarfe nach den bevorzugten Standorten Linz, St. Pölten und Wr. Neustadt dargestellt. Die Bedarfe sind unterteilt in den Infrastruktur- und den Verschubbetrieb. Der Bedarf für den Verschubbetrieb ist in Linz am höchsten. Die Bedarfe für den Infrastrukturbetrieb spielen an allen drei Standorten eine untergeordnete Rolle. In Summe ergeben sich für den Standort Linz 707 kg/d, für den Standort St. Pölten 225 kg/d und für den Standort Wr. Neustadt 103 kg/d.

In Abbildung 59 sind zu den jeweiligen Standorten die Wasserstoffbedarfe der angrenzenden und daher möglichen Bahnstrecken inkludiert. Diese Auswertung basiert auf der Annahme einer entsprechenden Versorgung zu den Bahnstrecken.

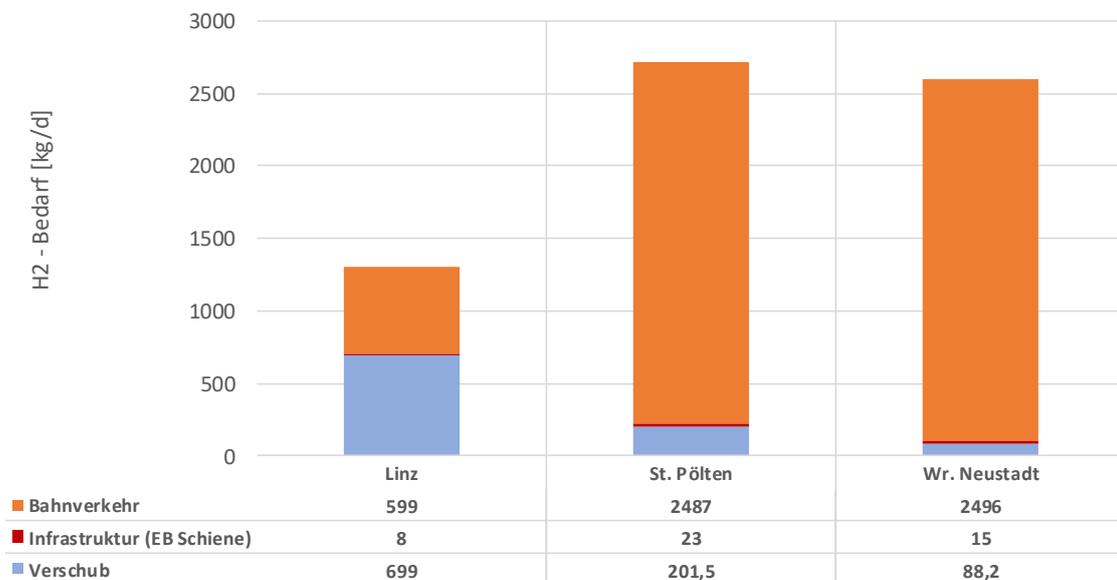


Abbildung 59: Gesamter Wasserstoffbedarf der Standorte inkl. Bahnverkehr

Am Standort Linz ist die Mühlkreisbahn inkludiert. Daraus ergibt sich ein Gesamtwasserstoffbedarf pro Tag von ca. 1.300 kg. Da die Mühlkreisbahn jedoch einen Inselbetrieb darstellt ist die Versorgung bis Linz Urfahr abzuklären. Die Tagesbedarfe in St. Pölten und Wiener Neustadt sind annähernd ident mit ca. 2.700 kg bzw. ca. 2.600 kg. Am Knotenpunkt St. Pölten können die Traisental-, Erlaufthal-, Kremser und Kamptalbahnen entlang der Bahnstrecken versorgt werden, am Standort Wr. Neustadt die Schneebergbahn und die Strecke Wr. Neustadt – Graz.

4.2.2 Verbrauchsanalyse konzerneigener Straßenverkehrsbetrieb und Regionalverteilung

Der konzerneigene Straßenverkehrsbetrieb besteht aus den Einheiten Postbus und Rail Equipment, die das Carsharing System Rail & Drive betreibt. Ein relevanter Frachtverkehr auf der Straße durch die ÖBB besteht nicht mehr, diese Logistikleistungen werden bei Bedarf von Dritten zugekauft. Laut Aufgabenbeschreibung ist das Potential als Synergie zum Primärbedarf der Schiene zu sehen. Jedoch ist dieses Potential höher als das Substitutionspotential im Schienenbetrieb, gemessen am jährlichen Dieserverbrauch (Postbus 40-45 Mio. Liter Diesel/Jahr im Vergleich zur Schiene (2017) mit ca. 35 Mio. Liter Diesel/Jahr). Somit sind die Synergiepotentiale der Postbusse teilweise erheblich und können in Bezug auf Standortfestlegung oder -reihung entscheidend sein.

4.2.2.1 Verbrauchsanalyse und Potentialabschätzung ÖBB-Postbus GmbH

Die Berechnung der Wasserstoffbedarfe der ÖBB-Postbus GmbH an den Standorten Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt basieren auf ingenieurmäßige Abschätzungen. Dabei sind für die gewählten Regionalstandorte die verantwortlichen Verkehrsverbände, die als Besteller der Verkehrsdienste auftreten, berücksichtigt. Der Verkehrsverbund Ost-Region (VOR), der für die Standorte Wiener Neustadt und St. Pölten verantwortlich zeichnet sowie der Oberösterreichische Verkehrsverbund (OÖ VV) der den Bezugsrahmen für den Standort Linz (Urfahr) vorgibt. Beide Verbände veröffentlichten Betriebsstatistiken [148] [218], wobei das Format und die Zugänglichkeit unterschiedlich ausfallen. Zusätzlich wird auf Netzkarten, Fahrplänen und spezialisierten Webseiten, die die Daten zu den Einzellinien zusammengefasst darstellen, zurückgegriffen.

Ausgehend von den Globaldaten der Betriebsstatistiken sind diese auf relevante Variablen heruntergebrochen, die eine Abschätzung der Wasserstoffbedarfe ermöglicht. Die so ermittelten Werte sind als Einzelwert für eine bestimmte Linie nicht hinreichend genau, da bspw. die Linienlängen doch deutlich abweichen und auch Bedienungsfrequenz und Haltestellenabstände nur sehr ungenau wiedergegeben werden. Da aber, bezogen auf die Region, entweder Gesamt-Angebots-km vorliegen oder mehr als 10 % der Gesamtangebotspalette in die Abschätzung einfließen, wird durch die statistischen Effekte eine brauchbare Gesamtqualität der Abschätzung erzielt.

Moderne H₂-Hybridbusse, wie etwa in Abbildung 60 dargestellt dienen als Referenzfahrzeuge. In Abbildung 61 sind Verbrauchsdaten von Wasserstoffbussen im

Vergleich dargestellt. Im Stadtbetrieb benötigen diese Busse im Schnitt ca. 8,5 - 9,0 kg/100 km. [223] Für den Regionaleinsatz sind prinzipiell höhere Verbräuche anzusetzen.



Abbildung 60: State-of-the-Art Wasserstoff Hybridbus von Van Hool A330 [231]

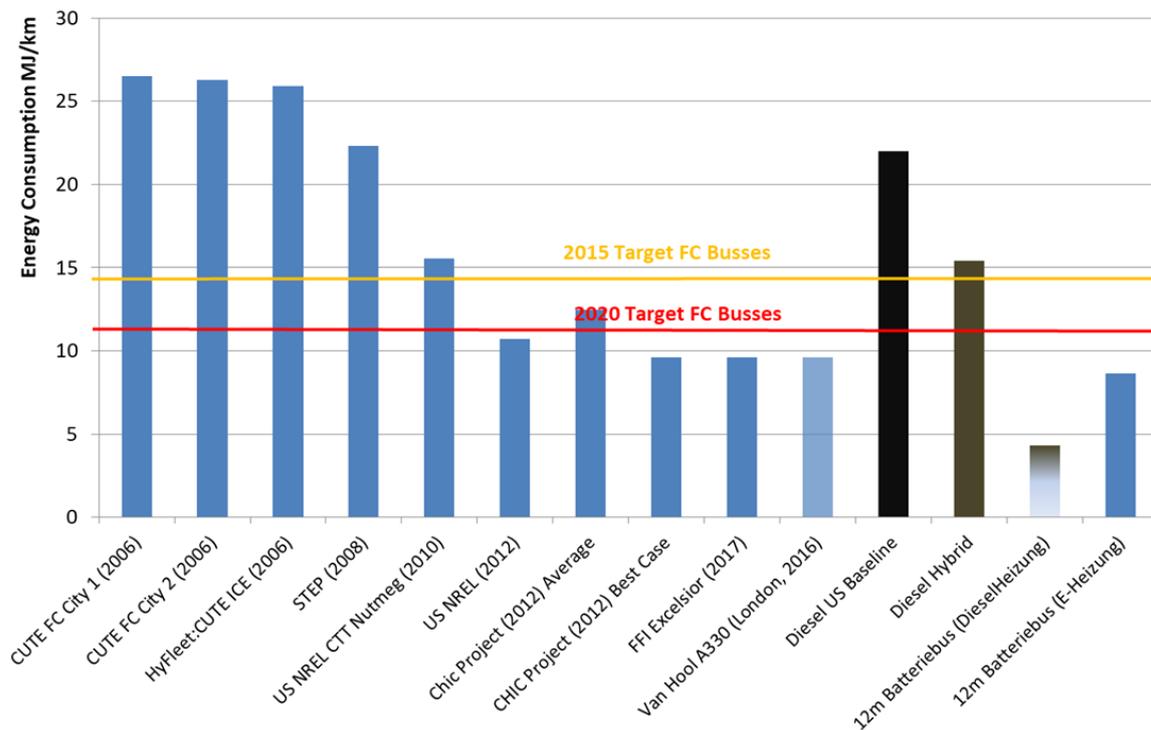


Abbildung 61: Verbrauchsdaten von Wasserstoffbussen im Vergleich [223]

Die ÖBB-Postbus GmbH, Beispielfahrzeuge siehe Abbildung 62, fährt im Regionalverkehr mit größeren Haltestellenabständen und einem höheren Anteil von Schnellfahrstrecken

sowie anderer Topographie, insbesondere in den im Projekt auf Synergien zu untersuchenden Regionen. Diese Faktoren reduzieren den positiven Hybridisierungseffekt.



Abbildung 62: Postbusse aus der Flotte [232]

Weiters besteht ein erheblicher Teil der Flotte aus 15 m-Regionalbussen, die gegenüber den 12 m-Ausführungen um ca. 25 % schwerer sind und etwa 10 % höhere Motorleistungen sowie, im Falle der Doppelstockbusse, auch größere Frontflächen aufweisen. Für 12 m Hybrid-Wasserstoffbusse wird daher ein Wasserstoffverbrauch im Regionalverkehrseinsatz von 10 kg/100 km und auf Grund der für die 15 m und Doppelstockmodelle beschriebenen Unterschiede, der obere Durchschnittsverbrauch, in dem für die ÖBB-Postbus GmbH typischen Fahrprofil, mit 11,25 kg/100 km angesetzt, siehe Tabelle 20.

Tabelle 20: Wasserstoff-Durchschnittsverbräuche zur Bestimmung der Substitutionspotentiale durch den Regionalbusbetrieb der ÖBB-Postbus AG

	Verbrauchswerte
Unterer H ₂ -Verbrauchswert (12m Bus im Regionalverkehr)	10 kg/100 km
Oberer H ₂ -Verbrauchswert (15m Bus, Doppelstock-Bus im Regionalverkehr)	11,25 kg/100 km

Für eine regional differenzierte Bestimmung des H₂-Verbrauchs auf die jeweiligen Standorte sind zusätzlich Fahrstreckeninformationen erforderlich.

- Buslinien der Verkehrsverbund Ost-Region (VOR):

Für die VOR-Buslinien ergeben sich aus den Daten (für 2016) folgende Eckdaten (Mittelwerte):

- Durchschnittliche Buslinienlänge: 19,82 km
- Durchschnittlicher Haltestellenabstand: 1,39 km
- Jahres-km pro Buslinie: 82.278 km
- Tagesfahrleistung pro Buslinie: 225 km

Tabelle 21: Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H₂-Absatzpotential für den Bereich Postbus am Standort St. Pölten

Subknoten	Zahl der Buslinien	Ø Tageskm	Ø Verbrauch kg H ₂ /100km		Gesamtbedarf kg H ₂ /Tag		Gesamtbedarf t H ₂ /Jahr (BoL)		Gesamtbedarf t H ₂ /Jahr (EoL)	
			Low	High	Low	High	Low	High	Low	High
Kategorie 1										
St. Pölten + Lillienfeld + Hainfeld	20	225	10	11,25	450	506	164	185	189	212
Horn	17				383	430	140	157	161	181
High / Low Kat 1	37	225	10	11,25	833	937	304	342	349	393
Kategorie 2										
Krems	23	225	10	11,25	518	582	189	212	217	244
Melk	13				293	329	107	120	123	138
Gmünd	15				338	380	123	139	142	159
Zwettl	21				473	532	172	194	198	223
Pöchlarn	3				68	76	25	28	28	32
Scheibbs	8				180	203	66	74	76	85
High / Low Kat 2	83	225	10	11,25	1.868	2.101	682	767	784	882
Summe	120				2.700	3.038	986	1.109	1.133	1.275

Tabelle 22: Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H₂-Absatzpotential für den Bereich Postbus am Standort Wiener Neustadt

Subknoten	Zahl der Buslinien	Ø Tages-km	Ø Verbrauch kg H ₂ /100km		Gesamtbedarf kg H ₂ /Tag		Gesamtbedarf t H ₂ /Jahr (BoL)		Gesamtbedarf t H ₂ /Jahr (EoL)	
			Low	High	Low	High	Low	High	Low	High
Kategorie 2										
Wr. Neustadt	8	225	10	11,25	180	203	66	74	76	85
Gutenstein	4				90	101	33	37	38	42
Puchberg	4				90	101	33	37	38	42
Friedberg/Aspang	12				270	304	99	111	113	127
Oberwart/Pinkafeld (Versorgung via ORL)	15				338	380	123	139	142	159
High / Low Kat 2	43				225	10	11,25	968	1.088	353
Summe	43				968	1.088	353	397	406	457

In Tabelle 21 und

Tabelle 22 sind die jeweiligen H₂-Bedarfe der Standorte St. Pölten und Wiener Neustadt aufgelistet. Darin wird zwischen Kategorie 1 und Kategorie 2 sowie zwischen einem maximalen bzw. minimalen Verbrauch (high / low) unterschieden. Alterungseffekte von Brennstoffzellen- und Batteriesystem sind ebenfalls berücksichtigt (BoL und EoL). Zur

Kategorie 1 zählen Linien, die von der ÖBB Postbus GmbH bedient werden und deren Verkehrsstellen grundsätzlich mit Bahn- oder Containertransport erreichbar sind. Kategorie 2 beinhaltet Linien, die entweder nur mit komplexen intermodalen Logistikketten versorgt werden können oder von Mitbewerbern bedient werden. Gemäß Vorberechungen mit der Postbus GmbH sind in Wiener Neustadt keine Kategorie 1 Busse inkludiert.

- Buslinien des Oberösterreichischen Verkehrsverbundes (OÖ VV):

Da für die OÖ VV Buslinien im Projektzeitraum keine in ausreichender Tiefe strukturierten Daten zur Verfügung stehen, ist die Abschätzung auf der Grundlage der vorliegenden Datenbasis durchgeführt. Dazu sind aus der OÖ VV Kraftfahrlinienbetriebsstatistik 2016 in Anlehnung an [85] spezifische Werte der Versorgungsdichte ermittelt worden, insbesondere Linien-km pro Flächeneinheit und Einwohner. Die Globaldaten für Oberösterreich sind dabei um den Anteil von Linz bereinigt. Mittels einer proportionalen Gewichtung nach Bevölkerungsdichte können dann die Linien-km pro Bezirk (Rohrbach und Urfahr Umgebung) bestimmt werden. Die sich daraus ergebende Busanzahl basiert auf der durchschnittlichen Linien-km-Leistung pro Fahrzeug als Mittel über alle Fahrzeugtypen und dient als rasches Validierungselement. Daraus ergeben sich für Linz eine durchschnittliche Kilometerleistung von 150 km/Tag und eine Busanzahl von 80 bis 90. Der durchschnittliche H₂-Verbrauch ist mit 10 bzw. 11,25 kg/100 km, unter Berücksichtigung der Alterungseffekte, angenommen (vgl. Tabelle 20).

Tabelle 23: Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H₂-Absatzpotential für den Bereich Postbus am Standort Linz

Subknoten	Zahl der Busse		Ø Tages-km	Ø Verbrauch kg H ₂ /100km		Gesamtbedarf kg H ₂ /Tag		Gesamtbedarf t H ₂ /Jahr (BoL)		Gesamtbedarf t H ₂ /Jahr (EoL)	
	Low	High		Low	High	Low	High	Low	High	Low	High
Kategorie 1											
Linz Urfahr	80		150	10	11,25	1.200	1.350	438	493	504	567
		90	150	10	11,25	1.350	1.519	493	554	567	637
Summe	80	90				1.200	1.519	438	554	504	637

Abbildung 63 zeigt den H₂-Bedarf der Busflotten der jeweiligen Standorte nach Kategorie. Die Werte basieren auf maximale Verbräuche (high) und EoL-Betrachtung.

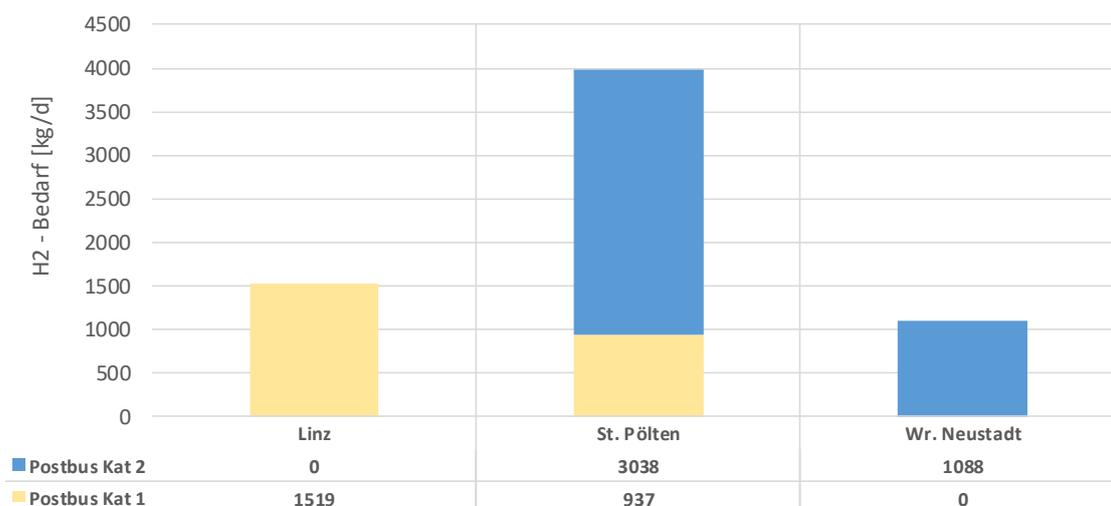


Abbildung 63: H₂-Bedarf der Postbusflotte je Standort und Kategorie

Der Gesamtbedarf in Linz beträgt 1.519 kg/Tag, in St. Pölten 3.975 kg/Tag und in Wiener Neustadt 1.088 kg/Tag. Für Linz übersteigt der Busbedarf den des Schienenverkehrs (vgl. Abbildung 59) um ca. das Dreifache, in St. Pölten um ca. das 1,6-fache. Aufgrund der Nichtberücksichtigung der Kategorie 1 in Wiener Neustadt ist der Busbedarf um ca. 40% geringer im Vergleich zum Bahnbedarf.

4.2.2.2 Rail Equipment „Rail & Drive“

Die zur ÖBB-Infrastruktur AG zugehörige Tochtergesellschaft Rail Equipment GmbH ist auch für den Betrieb von Schienen- und Straßenfahrzeugen zuständig. In Bezug auf die Synergiepotentiale ist der Straßenfahrzeugbetrieb, zu dem auch Car Sharing Modell „Rail & Drive“ gehört sowie eine Fahrzeugflotte zur Deckung des internen Bedarfs, z.B. zur Baustellen- und Gleisanlagenbetreuung und ähnlicher Aufgaben, inkludiert.

Mit knapp über 4.000 Fahrzeugen und einem Jahresabsatz von 6,2 Mio Liter Diesel [241] entspricht der Bereich Straßenfahrzeuge der Rail Equipment im Volumen fast dem des Verschubbetriebs auf der Schiene. Somit können ca. 19.000 t CO₂-Emissionen diesem Bereich zugeordnet werden. Eine Übersicht des sich daraus ergebenden österreichweiten Potentials zeigt die nachfolgende Tabelle 24:

Tabelle 24: Fahrzeugbestand und Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H₂-Absatzpotential für den Bereich Rail Equipment Straßenfahrzeuge

Österreich	Anzahl der Fahrzeuge	Fahrleistung (km/Jahr)	Dieserverbrauch (Liter/Jahr)	Durchschnittlicher Dieserverbrauch (Liter/100 km)	Äquivalenter H ₂ -Verbrauch (kg/100km)	Gesamt H ₂ -Potential (kg/Tag)
PKW	2 795	60 930 799	3 758 971	6,2	1,0	1 732
LKW < 5t	1 204	23 519 968	2 238 864	9,5	1,9	1 201
LKW > 5t	33	656 186	215 157	32,8	7,9	143
Summe			6 212 992			3 075

Der Bereich Car Sharing mit seinen ca. 300 Fahrzeugen an 24 Standorten ist von hoher Bedeutung in Bezug auf ein allfälliges Sensibilisierungsprogramm für Endkunden. In Bezug auf das Potential als solches ist die Bedeutung aber auf Grund der Flottengröße, die knapp 10 % der PKW-Flotte ausmacht, untergeordnet.

Die standortspezifische Auswertung der jeweiligen Potentiale an den drei analysierten Standorten Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt zeigt Tabelle 25:

Tabelle 25: Fahrzeugbestand und Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H₂-Absatzpotential für den Bereich Rail Equipment Straßenfahrzeuge je Standort

Linz	Anzahl der Fahrzeuge	Fahrleistung (km/Jahr)	Dieserverbrauch (Liter/Jahr)	Durchschnittlicher Dieserverbrauch (Liter/100 km)	Äquivalenter H ₂ -Verbrauch (kg/100km)	Gesamt H ₂ -Potential (kg/Tag)
PKW	302	5 313 989	334 773	6,3	1,1	154
LKW < 5t	111	1 846 896	167 532	9,1	1,8	90
LKW > 5t	8	128 996	49 647	38,5	9,3	33
Summe			551 952			277

St. Pölten	Anzahl der Fahrzeuge	Fahrleistung (km/Jahr)	Dieserverbrauch (Liter/Jahr)	Durchschnittlicher Dieserverbrauch (Liter/100 km)	Äquivalenter H ₂ -Verbrauch (kg/100km)	Gesamt H ₂ -Potential (kg/Tag)
PKW	141	2 572 716	161 040	6,3	1,1	74
LKW < 5t	70	1 353 404	136 387	10,1	2,0	73
LKW > 5t	0	0	0	0,0	0,0	0
Summe			297 427			147

Wiener Neustadt	Anzahl der Fahrzeuge	Fahrleistung (km/Jahr)	Dieserverbrauch (Liter/Jahr)	Durchschnittlicher Dieserverbrauch (Liter/100 km)	Äquivalenter H ₂ -Verbrauch (kg/100km)	Gesamt H ₂ -Potential (kg/Tag)
PKW	121	2 326 144	146 807	6,3	1,1	68
LKW < 5t	50	996 475	95 347	9,6	1,9	51
LKW > 5t	2	55 814	24 518	43,9	10,6	16
Summe			266 672			135

Von besonderem Interesse sind dabei die Werte von Linz. Basierend auf den Bedarf ist erkennbar, dass der reine PKW-Bedarf bereits ca. 40 % der Zielgröße von 400 kg/Tag erreicht. Wie später noch gezeigt werden wird, besteht in Linz auch erhebliches Potential aus einer Kooperation mit Taxibetreibern, womit eine solche „Synergietankstelle“ möglicherweise rentabel arbeiten könnte, insbesondere, wenn weitere produktionsseitige Synergien mit dem Personen- und Güterverkehr, der ÖBB–Postbus GmbH sowie anderen Betreibern ausgenutzt werden können. Die Standorte St. Pölten und Wiener Neustadt erreichen nicht ganz die Dimension von Linz, sind aber in der Gesamtbetrachtung jedenfalls relevant, siehe Abbildung 64.

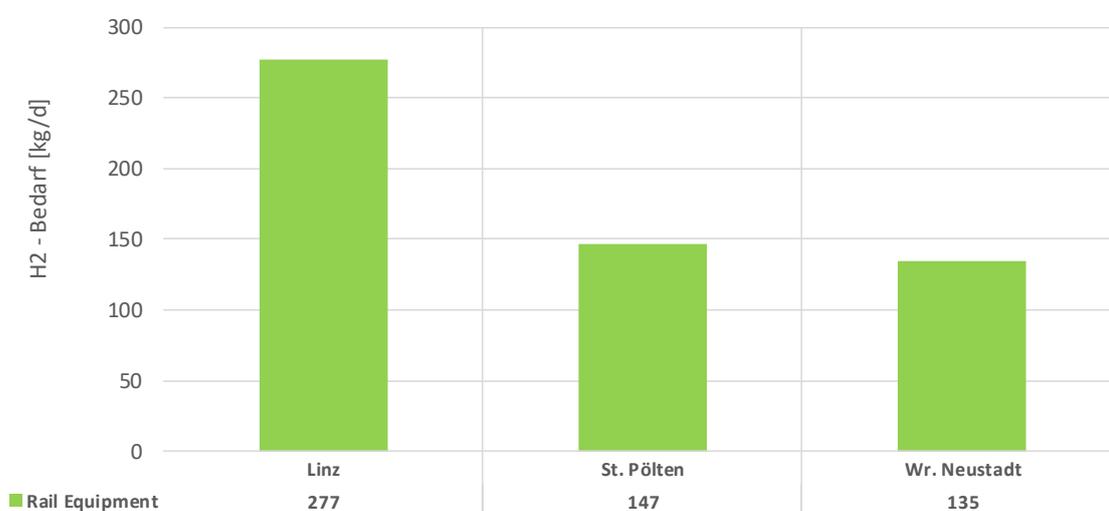


Abbildung 64: H₂-Bedarf Rail Equipment „Rail & Drive“ je Standort

4.2.2.3 Andere Off-Highway Fahrzeuge mit nicht eindeutiger Zuordnung

Zusätzlich ergibt sich ein Energiebedarf in zwei weiteren Bereichen, für die derzeit jedoch weder Fuhrparkdaten noch taugliche H₂-BZ-Fahrzeuge verfügbar sind:

- Baustellenbetrieb (insbesondere Bagger, Radlader, etc.)
- Verladebetrieb an Container-Terminals (Reach/Container Stacker, Hubstapler in höherem Leistungsbereich, etc.)

Eine Abschätzung des Bedarfes erfolgte mangels Verfügbarkeit von belastbaren Verbrauchsdaten für diese Fahrzeugtypen, sowohl in dieselbetriebener als auch in wasserstoffbetriebener Form, nicht. Die Listung soll nur die Vollständigkeit der konzerneigenen Bedarfe sicherstellen.

4.2.3 Substitutionspotentiale in den festgelegten Regionen bzw. entlang der Linien

Auf Grund der im Zuge des Projektes festgelegten Linien und den zugehörigen Ausgangs- und Endbahnhöfen können folgende drei Knoten definiert werden:

1. Linz (Urfahr)
2. St. Pölten Hauptbahnhof und Hauptwerkstätte
3. Wiener Neustadt

4.2.3.1 Linz (inkl. Linz Urfahr)

Betrachtet man synergetische Substitutionspotentiale für den Standort Linz Urfahr, so muss festgestellt werden, dass diese:

1. nur in geringem Umfang vorhanden sind, und
2. der Aufbau einer eigenen Produktionsinfrastruktur am Bahnhof Linz Urfahr wenig aussichtsreich ist (siehe Bewertungsergebnis Tabelle 7).

Alternativansatz für Linz inkl. Linz Urfahr

Deutlich attraktivere Potentiale ergeben sich, wenn man den Standort Linz-Urfahr als Satelliten des nächstgelegenen ÖBB Großstandort, dem Linzer Hauptbahnhof betrachtet und die standortbezogene Analyse an diesen Alternativstandort verlegt. Aus konzerneigenem Betrieb sind am Standort Linz Hauptbahnhof folgende Absätze (siehe Tabelle 26) vorhanden:

Tabelle 26: Bahndieselabsätze und äquivalenter Wasserstoffbedarf im Raum Linz

	Dieserverbrauch Mio. L (2017)	H ₂ -Bedarf t (BoL)	H ₂ -Bedarf t (EoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (BoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (EoL)
PV&GV ohne Vershub	2,38	777	971	2.129	2.660
Vershub (Reihen 2068, 2070)	0,31	204	255	559	699
ÖBB Infra	0,07	2	3	6	8
Gesamt Linz Hbf	3,77	983	1.229	2.694	3.367
PV Linz Urfahr		482	554	1.321	1.519
Gesamt ÖBB Bahnbetrieb Raum Linz		1.466	1.783	4.015	4.886

Der Postbus betreibt für den Bereich Urfahr Umgebung 80-90 Busse [108], der Tagesabsatz aus dem Busbetrieb könnte somit insgesamt ca. 1.300 bis 1.500 kg betragen (vgl. Kapitel 4.2.2.1). Insgesamt ergibt sich somit für den konzerneigenen Bereich in Linz

ein Absatzpotential von ca. 4.000 kg (BoL) bis 4.900 kg (EoL) Wasserstoff pro Tag. In dieser alternativen Ausgestaltung würde der H₂-Knoten Linz durchaus an Bedeutung innerhalb der Auswahl gewinnen. Betrachtet man dann noch die in Kapitel 4.1 beschriebenen Potentiale mit dem Hafen Linz so steigt die Attraktivität nochmals.

4.2.3.2 St. Pölten Hauptbahnhof und Hauptwerkstätte

Der Bahnbetrieb der Linien 110, 173, 111, 174 sowie 107 und 151 hat seinen logischen Zentralpunkt im Bereich des Hauptbahnhofs St. Pölten. Somit könnte hier auch ein zentraler Produktions- bzw. Logistikversorgungspunkt für Wasserstoff positioniert werden. Dazu kommt, dass sich am Knoten St. Pölten die Hauptwerkstätte für den Dieselbetrieb befindet. Im Falle einer weitgehenden Substitution durch Wasserstoff wäre gemäß den derzeit bekannten Plänen an diesem Standort ein „Kompetenzzentrum für Alternativantriebe“ aufzubauen.

Die ÖBB-Postbus GmbH, mit der Verkehrsstelle St. Pölten, liegt direkt an der ÖBB-Trasse in ca. 1 km Entfernung vom Hauptbahnhof über der Traisen. Die Postbus Verkehrsstellen Krems und Horn liegen grundsätzlich an den Bahnlinien 110, 173, 111 und 174 und wären somit im Containerverkehr logistisch über die Schiene bedienbar.

Ein möglicher weiterer Standort Krems könnte einerseits, wie bereits in Kapitel 4.1 ausgeführt, zu einem eigenen Standort ausgebaut werden, wobei bahnseitig die Versorgung der Strecke Hadersdorf-Sigmundsherberg den bestimmenden Bedarf darstellen würde. Der Dieselabsatz ist mit jenem des Standortes Linz Urfahr vergleichbar (ca. 900.000 Liter Diesel in 2017), der Anteil von Verschub und Infrastruktur ist äußerst gering (rund 19.000 Liter Diesel pro Jahr, davon Verschub unter 1.000 Liter). Die Durchbindung dieser Linie der Strecke Hadersdorf über Krems und Herzogenburg nach St. Pölten ermöglicht eine Variante des Satellitenbetriebs von St. Pölten, der mittels Containerverkehr versorgt werden kann. Hierbei wäre die in Abbildung 65 dargestellte erhebliche Streuung der einzelnen Abgabepositionen am Standort Krems zu berücksichtigen.

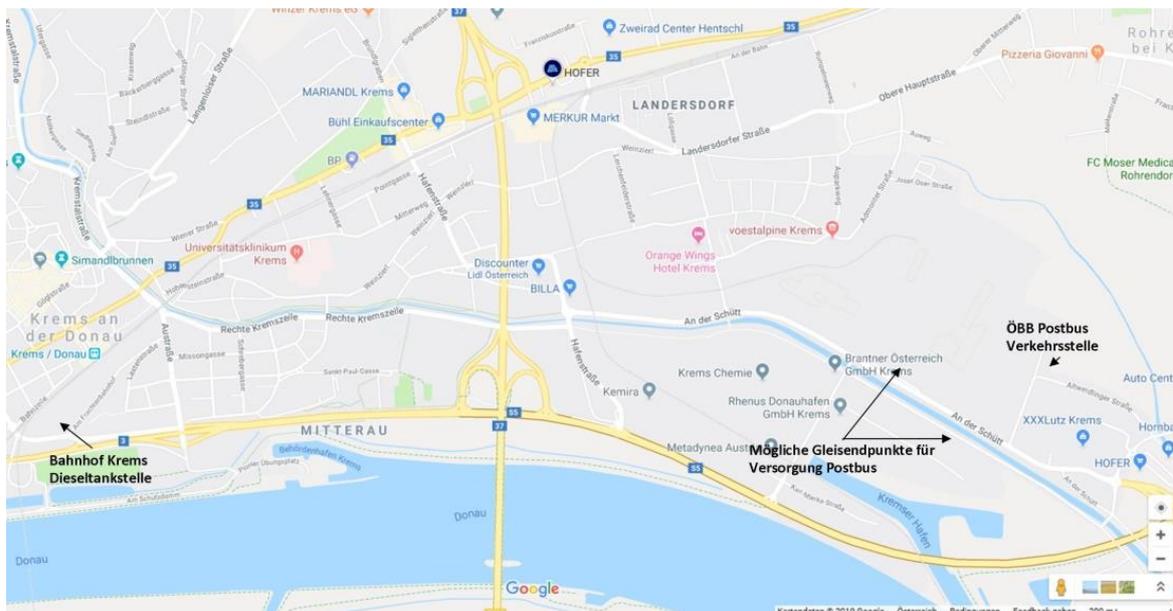


Abbildung 65: Situation in Kregms (Basis Google Maps)

In beiden Fällen könnte auch die Postbus Verkehrsstelle über Gleisstrecken versorgt werden, die derzeit ihre Endpunkte entweder am Südenende des voestalpine AG Geländes oder im Hafen haben, wobei letztere den Nachteil aufweist, dass für eine Weiterleitung sowohl ein Damm als auch die Schütt zu überwinden wären. Ob ein eigener Standort Kregms sinnvoll ist, kann nur in einer detaillierten Fallstudie geklärt werden. Dazu sind dann auch das Container- und Verladeterminale des Hafens Kregms, die voestalpine AG und darüber hinaus möglicherweise weitere Abnehmer, wie bspw. die NÖVOG (Niederösterreichische Verkehrsorganisations-GmbH.), die dort einen sommertouristischen Bahnbetrieb (Wachaubahn) fährt, einzubinden.

Analysiert man den Standort Horn (siehe Abbildung 66), der an der Bahnlinie Hadersdorf-Sigmundshergberg liegt und als Verkehrsstelle der ÖBB-Postbus GmbH Bedeutung hat, beträgt die Distanz zwischen Bahnhof und der Postbus Verkehrsstelle weniger als 200 m, der allenfalls durch eine Umladestation im Bahnhof, eine Pipeline in dieser Länge und ein Kompressor- und Abgabemodul am Betriebsgelände des Postbus dargestellt werden kann.



Abbildung 66: Situation am Bahnhof Horn (Basis Google Maps)

Als weiteres Synergiepotential steht die ebenfalls über die Bahnlinie (müsste allerdings zusätzlich noch über die Linie 109 geführt werden) versorgbare Postbus Verkehrsstelle Gmünd zur Verfügung. Die Bedienung würde einen zusätzlichen Betriebsaufwand erfordern, da die Verkehrsstelle jedoch nicht unmittelbar an einer Gleisanlage liegt. Der Platzbedarf für eine Umladeeinrichtung für den Intermodaltransfer (z.B. Verfahren MOBILER-Multitainer) [139] könnte, nach einer ersten Grobanalyse, an der Westseite des Bahnhofs Gmünd dargestellt werden. Die Distanz von dort zur Verkehrsstelle der ÖBB-Postbus GmbH beträgt ca. 1 km. Jedenfalls müsste zusätzlich an der Verkehrsstelle eine Kompressorstation und ein Betankungsterminal vorgesehen werden.

Die ebenfalls bedeutende Postbus Verkehrsstelle Zwettl ist bahnmäßig nicht direkt erreichbar, selbst die Strecke Schwarzenau – Waldhausen (Linie 176) bietet keine unmittelbare Anschlussmöglichkeit. Hier müsste ein intermodaler Verkehr eingerichtet werden. Die Potentiale für Zwettl sind daher jedenfalls nur als sekundäres Zusatzabsatzpotential zu bewerten.

Da die beiden zuletzt genannten Verkehrsstellen derzeit nicht ohne intermodale Anbindung versorgt werden können, werden sie als sekundäres Synergiepotential bewertet. In der folgenden Darstellung der Gesamtpotentiale wird davon ausgegangen, dass für folgende Bahnlinien ein zentraler Elektrolysestandort errichtet werden könnte:

- Bahnbetrieb:
 - PV: Kamptalbahnhof, Traisentalbahnhof, Erlaufthalbahnhof
 - GV: Traisentalbahnhof, Erlaufthalbahnhof

- Busbetrieb:
 - Buslinien-Synergiepotential Kategorie I: Buslinien mit Linienende St. Pölten (ausgenommen Stadtlinien), Horn, Lilienfeld und Hainfeld
 - Buslinien Synergiepotential Kategorie II: Buslinien mit Linienende Zwettl, Gmünd, Melk, Pöchlarn und Scheibbs, sowie Krems

Die Daten aus dem Bahnbetrieb (PV und GV) sind aus Kapitel 4.2.1.4 zusammengefasst, siehe Tabelle 9. Für Verschub und Fahrzeuge der ÖBB-Infrastruktur AG wird auf das bereits beschriebene Abschätzungsverfahren aus Kapitel 4.2.1.4.3 und 4.2.1.4.4 zurückgegriffen. Die Busverbräuche sind nach der im Kapitel 4.2.1.4.5 beschriebenen Methodik für den Teilbereich VOR abgeschätzt.

Tabelle 27: Jahresbedarfe an H₂ für Bahnbetrieb und Synergiepotentiale für Busbetrieb an einem zentralen Produktionsstandort St. Pölten

	Dieserverbrauch Mio. l (2017)	H ₂ -Bedarf t (BoL)	H ₂ -Bedarf t (EoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (BoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (EoL)
PV&GV ohne Verschub		704	908	1.928	2.487
PV gemäß Streckensimulationen		682	883	1.867	2.419
Kamptalbahnhof, Absdorf-Hippersdorf-Krems/Donau, Kremser Bahn		457	589	1.251	1.615
Traisentalbahnhof, Erlaufthalbahnhof		225	293	616	804
GV gemäß Streckensimulationen		22	25	61	68
Traisentalbahnhof, Erlaufthalbahnhof		22	25	61	68
Verschub (Reihen 2067, 2068, 2070) für St. Pölten & Krems	0,32	59	74	161	202
ÖBB Infra (Krems & St. Pölten)	0,07	7	9	19	23
Gesamt St. Pölten Hbf & Krems	3,77	769	990	2.108	2.712
Synergiepotential Bus Kat I		297	342	815	937
Synergiepotential Bus Kat II		964	1.109	2.642	3.038
Mögliches H₂ Produktionsvolumen /Jahr		2.031	2.441	5.565	6.687

Auf Tagesbedarfe umgerechnet entspricht dies ca. 2.100 kg/Tag (BoL) bzw. 2.700 kg/Tag (EoL) für den gesamten von St. Pölten aus versorgbaren Bahnbetrieb. Die Tagesproduktionsmengen inkl. dem gesamten Synergiepotential aus dem Busbetrieb

reichen von ca. 5.600 kg bis zu 6.9000 kg, womit die Seveso III Grenzwerte überschritten werden (vgl. Kapitel 5.3.3.2).

4.2.3.3 Wiener Neustadt

Der Bahnhof Wiener Neustadt ist primär als Bahnknoten zu betrachten. Synergien mit dem Busbetrieb gibt es, wenn Buslinien, die ihre Endpunkte in Städten bzw. Gemeinden haben, via Bahnlinien erreichbar sind und ein kostengünstiger Containertransfer via RailCargo (GV) möglich ist. Da die hierfür erforderlichen Bahnhöfe teilweise Einschränkungen aufweisen und die Entfernungen doch erheblich sind, wird das gesamte Synergiepotential des Busbetriebs in der Kategorie 2 eingestuft.

Der Knoten Wiener Neustadt ist im Schienenbereich von relativ hohem Dieseltraktionsanteil geprägt, sowohl im PV als auch im GV. Mit fast 4 Mio. Liter Diesel pro Jahr (Stand 2017) weist die Tankanlage an diesem Standort den zweithöchsten Standortabsatz auf, wobei der Anteil des Verschubbetriebs mit ca. 142.000 Liter eher gering ausfällt. Auch die ÖBB-Infrastruktur AG weist nur einen Jahresverbrauch von 42.900 Litern Diesel auf.

In Bezug auf das Absatzpotential auf der Schiene ist anzumerken, dass im Projektverlauf die ab Standort Wiener Neustadt verlaufende Bahnlinie 162 nach Gutenstein von der Betrachtung ausgenommen wurde. Der Leistungsumfang auf dieser Linie beträgt im Personenverkehr ca. 0,7 Mio. Zugkilometer, der ab 2020 auf 0,85 Mio. km [239] steigt. Zusätzlich besteht ein Güterverkehr von 80.277 Leistungskilometer pro Jahr [240]. Bei der Potentialbestimmung sind die Werte inklusive Gutensteiner Strecke abgeschätzt. Die Abschätzung basiert auf den H₂-Durchschnittsverbrauchswerten vom PV mit 0,3 kg/km und vom GV mit 0,69 kg/km.

- **Bahnbetrieb:**
 - Aspangbahn (Wiener Neustadt – Hartberg)
 - Schneebergbahn (Wiener Neustadt – Puchberg/Schneeberg)
 - Verschub und Verbrauch ÖBB-Infrastruktur AG (Bahninfrastrukturwartung) am Standort Wiener Neustadt
- Synergiepotentiale aus Bahnbetrieb (Gutensteinbahn)
- Synergiepotentiale aus Busbetrieb (Kategorie II): Buslinien mit Endstellen in Gutenstein, Puchberg/Schneeberg, Aspang, Friedberg, Oberwart, Pinkafeld

Tabelle 28 zeigt Jahresbedarfe an Wasserstoff und Synergiepotentiale für den Bahn- und Busbetrieb am Produktionsstandort Wiener Neustadt.

Tabelle 28: Jahresbedarfe an H₂ für Bahnbetrieb und Synergiepotentiale für Bahnbetrieb Gutenstein sowie Busbetrieb an einem zentralen Produktionsstandort Wiener Neustadt

	Dieserverbrauch Mio. l (2017)	H ₂ -Bedarf t (BoL)	H ₂ -Bedarf t (EoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (BoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (EoL)
PV&GV ohne Vershub		691	911	1.894	2.496
PV gemäß Streckensimulationen		691	911	1.894	2.496
Strecke Wr. Neustadt - Graz		273	357	747	979
Schneebergbahn		419	554	1.147	1.517
Vershub (Reihen 2068, 2070)	0,14	26	32	71	88
ÖBB Infra	0,04	4	6	12	15
Gesamt Wiener Neustadt	3,96	721	949	1.976	2.599
Synergiepotential Bus Kat II		353	397	968	1.088
Mögliches H₂ Produktionsvolumen /Jahr		1.075	1.346	2.944	3.687

Inklusive der Gutensteinbahn und dem Synergiepotential aus dem Busbetrieb ergibt sich für den Standort Wiener Neustadt ein Tagesbedarf von ca. 2.950 kg (BoL) bis ca. 3.700 kg (EoL) Wasserstoff.

4.2.3.4 Zusammenfassung der Standorte

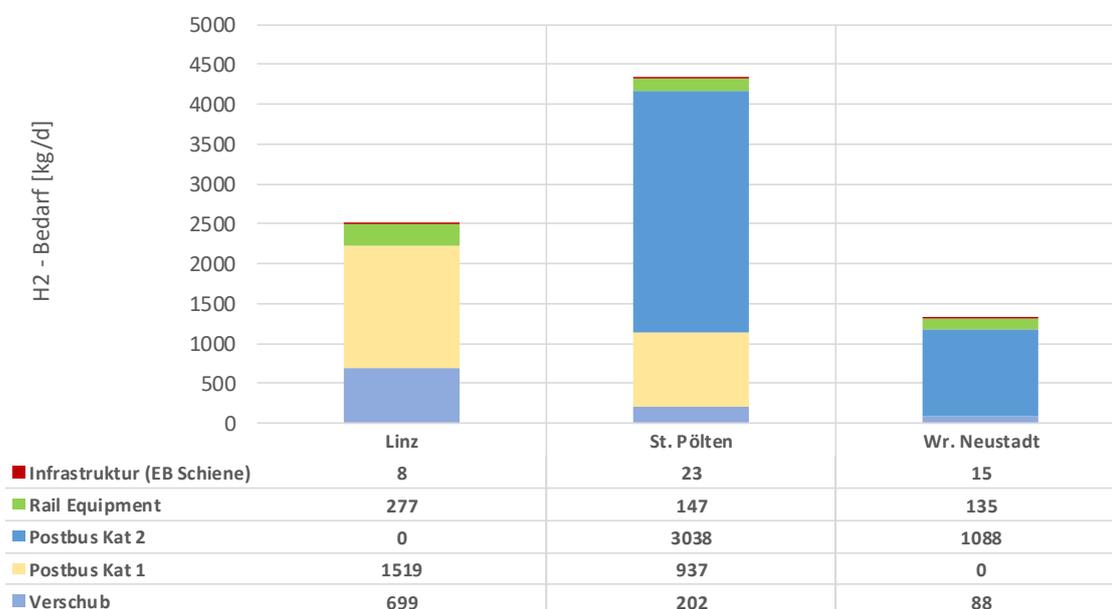


Abbildung 67: Synergiepotentiale zur Bahnversorgung

In Abbildung 67 sind die Wasserstoffbedarfe ohne den reinen Bahnstreckenbetrieb nach den Standorten Linz, St. Pölten und Wr. Neustadt dargestellt. Die Bedarfe sind weiter

unterteilt in Infrastruktur, Rail Equipment, Postbus und Verschub. Der jeweils größte Bedarf an allen Standorten ergibt sich für den Busbetrieb. Der Bedarf für den Verschubetrieb ist in Linz am höchsten. In Summe ergeben sich für den Standort Linz 2.503 kg/d, für den Standort St. Pölten 4.347 kg/d und für den Standort Wr. Neustadt 1.326 kg/d.

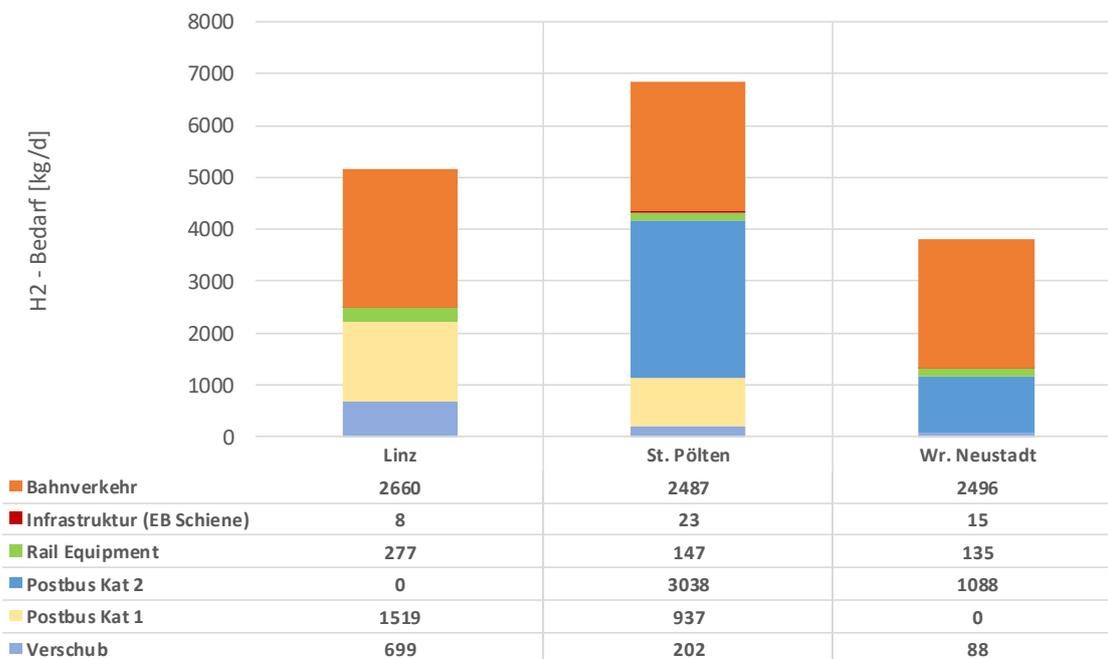


Abbildung 68: Gesamter Wasserstoffbedarf der Standorte

Am Standort Linz ist neben der Mühlkreisbahn, die eine der definierten Strecken darstellt, das mögliche Substitutionspotential anderer Bahnstrecken, die von Linz aus versorgt werden können, inkludiert. Die Mühlkreisbahn stellt einen Inselbetrieb dar, dabei ist die Versorgung vom Linzer Hauptbahnhof nach Linz Urfahr abzuklären. Für Linz ergibt sich ein Gesamtwasserstoffbedarf pro Tag von knapp über 5 t. Am Knotenpunkt St. Pölten können die Traisental-, Erlaufthal-, Kremser und Kamptalbahn mit Wasserstoff entlang der Bahnstrecken versorgt werden. Außerdem macht das Substitutionspotential des Busbetriebs mehr als die Hälfte des Gesamtbedarfs aus. In Summe müssten am Standort St. Pölten knapp unter 7 t pro Tag erzeugt werden. Für die Standorte Linz und St. Pölten würde somit bedeuten, dass die Seveso-III-Richtlinien (Unterer Seveso-Grenzwert ist 5 t) in Kraft treten, was einen bedeutenden organisatorischen und finanziellen Mehraufwand verursacht. Von einem Standort in St. Pölten mit einer zentralen Versorgung ist aus dieser Sicht abzuraten. In Linz ist der Schwellenwert knapp überschritten, hier ist durch entsprechende Anpassungen eine zentrale Produktion möglich.

Am Standort Wr. Neustadt können die Schneebergbahn und die Strecke Wr. Neustadt – Graz versorgt werden. Der Tagesbedarf an Wasserstoff beträgt hier 3.822 kg. Gemäß dem Seveso III Grenzwert wären noch Kapazitäten verfügbar um beispielsweise Taxiflotten oder kommunale Servicedienstleister zu bedienen. Für Wr. Neustadt würde dies einen abgeschätzten, zusätzlichen Mehrbedarf von ca. 145-170 kg/Tag bedeuten (vgl. auch Kap. 4.4.1). Aus diesen Betrachtungen wäre ein Standort in Wr. Neustadt sehr gut geeignet.

4.2.4 Abschätzung zusätzlicher Infrastruktursynergiepotentiale der ÖBB

Die ÖBB verfügt über einen umfangreichen Gebäudepark [142], der überwiegend thermisch konditioniert werden muss. Dazu werden sowohl Fernwärmeanschlüsse als auch Öl- und atmosphärische Gasheizanlagen [48] eingesetzt. Wird der Wasserstoffbedarf On-Site mittels Elektrolyse gedeckt, so fällt bei der Produktion Abwärme an, die typisch bei 65-80 °C zur Verfügung steht.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Wärmeproduktion der Differenz zwischen dem Energieinhalt des Wasserstoffs und dem Strominput entspricht, bei Anlagen in der Größe einer dezentralen Bahn-H₂-Versorgung kann von ca. 52 kWh Strom/kg (entspricht einem Konvertierungswirkungsgrad von 70 %) ausgegangen werden [196]. Die Wärmeproduktion entspricht somit ca. 15 kWh/kg. Bei einer typischen Produktionsmenge von 1500 kg/Tag entspricht das 22,5 MWh/Tag oder einer Heizanlage mit ca. 900 kW.

Für den Verkauf an Fernwärmebetreiber ist aber das Temperaturniveau zu niedrig bzw. gibt es bereits eine Vielzahl von Wärmeerzeugern, die auf diesem Niveau Wärme anbieten, wenngleich nicht mit derselben konstanten Leistung. Nach Meinung von [21] sind 20 €/MWh die obere Grenze.

Es gibt Bestrebungen moderne Heizanlagen mit niederen Rücklauftemperaturen auszurüsten. Eine direkte Nutzung bei Neuerrichtungen im Sinne einer Nahwärmanlage mit Niedertemperaturanlagen erscheint machbar und auch energetisch bzw. wirtschaftlich sinnvoll. In diesem und im Fall der Brauchwassererzeugung könnte man von einem Substitutionspotential ausgehen, das im Beschaffungsfall höhere Erlösäquivalente darstellt, da zu den Einsparungen im reinen Energiepreis auch noch die Netzgebühren entfallen. Soll Brauchwasser z.B. für Waschräume erzeugt werden, so ist aus Gründen der Hygienevorschriften eine Temperatur von 60°C am Speicherausgang erforderlich. Im eigentlichen Leitungsnetz dürfen 55 °C nicht unterschritten werden. Möglicherweise ist ein hybrides System erforderlich, das die regelmäßige Heizung auf jene Temperaturwerte anhebt, die zur Prävention der Legionellenbildung (typisch < 70 °C) erforderlich ist.

Da auch die ÖBB-Infrastruktur AG laut eigener Aussage [21] das Potential nur bei Neuerrichtungen sieht und dies nur in einer gesamthaften Betrachtung eines kompletten Standortkonzeptes möglich ist, kann hier nur das vom vorliegenden potentiellen Gesamtumfang erzielbare Wärmeangebot dargestellt werden. Geht man von der Vollsubstitution des Bahnbetriebs aus, das mit einer Tagesleistung von 59 bis 72 MW_{el}

dargestellt werden kann, können 17,7 bis 21,6 MW_{th} österreichweit zur Verfügung gestellt werden. Da die geographische Analyse 14 Standorte als grundsätzlich geeignet identifiziert, ist die durchschnittlich zur Verfügung stehende Wärme- bzw. Heizleistung ca. 1,3 bis 1,5 MW_{th}.

Gemäß den Unterlagen aus dem Projekt InfraplusGeo sind bei den ÖBB auch gasbetriebene Weichenheizungen in Betrieb. Diese könnten in einigen Fällen auch durch geothermische Energiequellen betrieben werden. Da der Temperaturbedarf vergleichbar ist, stellt die Abwärme der Wasserstoffproduktion ebenfalls eine taugliche Alternative dar. Ob sich die entsprechende Aus- bzw. Umrüstung wirtschaftlich darstellen lässt, ist im Projekt nicht näher untersucht.

4.3 Gesamtösterreichisches Potential für den ÖBB-Konzern

Das Potential einer vollständigen Substitution des derzeitigen ÖBB Dieserverbrauchs durch Wasserstoff wird im folgenden Kapitel abgeschätzt. Die Potentialanalyse beinhaltet den Bahnbetrieb sowie den Busbetrieb der ÖBB-Postbus GmbH. Die Methodik und relevante Daten zur Verbrauchsbestimmung von Zügen, Verschublokomotiven, Bussen etc. sind aus den vorigen Kapiteln 4.2.1 und 4.2.2 abgeleitet.

4.3.1 Bahnbetrieb

Der Jahresabsatz für den Eisenbahnbetrieb über die betriebseigenen Tankstellen beträgt 35,3 Mio. Liter Diesel. [138] Die Anteile der einzelnen Nutzer können der Abbildung 69 entnommen werden. Mit knapp über 19 Mio. Liter Diesel dominiert der Personenverkehr (PV) und ist damit doppelt so groß wie der Bereich Güterverkehr (GV), der sich aus den Teilen Rail Cargo Austria AG (RCA) und Verschub zusammensetzt. Die ÖBB-Infrastruktur AG weist mit ca. 1,1 Mio. Litern einen eher untergeordneten Anteil aus. Dieser ist aber durch den Anteil an Externen, die der ÖBB Infrastruktur zuzuordnen ist (2,16 Mio. Liter) zu ergänzen. Somit verbleiben 0,91 Mio. Liter Diesel, die an externe Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU) abgegeben werden sowie 1,26 Mio. Liter, die unter Sonstige zugefasst sind.

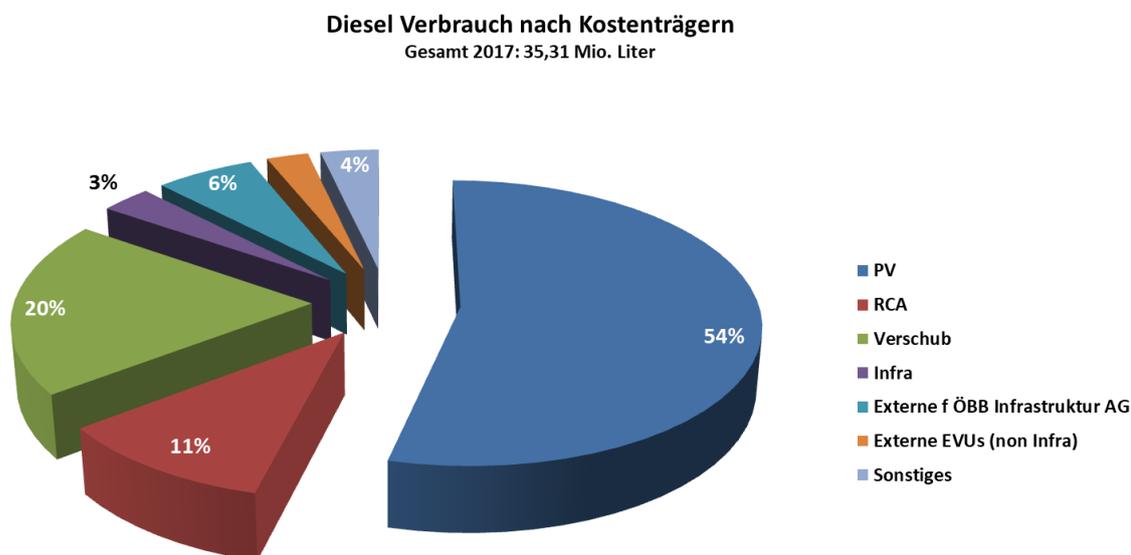


Abbildung 69: Dieselabsatz nach Kostenträger für 2017, Daten aus [109] [138] [243]

Betrachtet man die ermittelten H₂-Verbräuche der einzelnen Strecken aus Kapitel 4.2.1.4 so fällt auf, dass sich drei Kategorien bilden lassen:

- „Niedrig“: 0,20 - 0,26 kg/km
- „Mittel“: 0,30 ± 0,1 kg/km
- „Hoch“: 0,39 kg/km

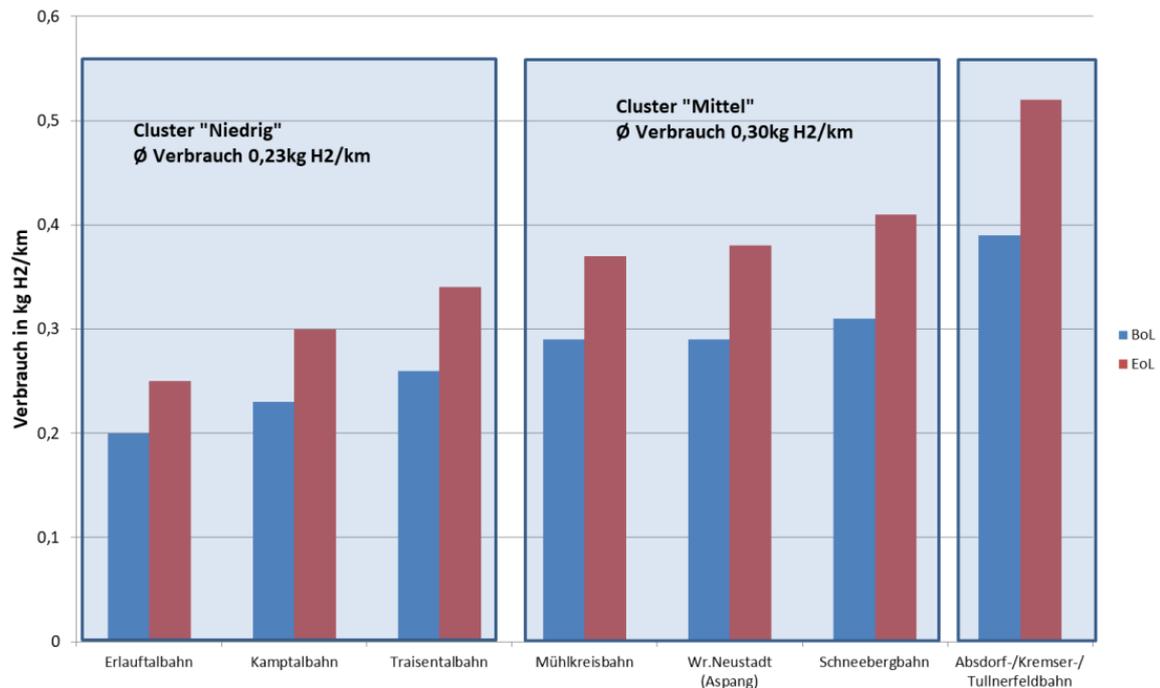


Abbildung 70: Streckenverbräuche auf den ausgewählten Linien

Um die österreichweiten Gesamtverbräuche abzuschätzen, sind die Klassen nach Auftrittshäufigkeit gewichtet, wobei für die Klasse „Niedrig“ einen Mittelwert von 0,23 kg/km eingesetzt wird. Dieses gewichtete Mittel ergibt dann einen Verbrauch von 0,284 kg/km. Der Wert korreliert ebenfalls mit den Durchschnittsverbrauchsangaben des Triebwagenherstellers Alstom für den Regionaltriebwagen Coradia iLint mit 0,25 kg/km [221] und liegt innerhalb der Bereich aus den Fallstudien für Triebwagenzüge der Roland Berger Studie für die beiden Joint Undertakings der Europäischen Union FCH2- JU und Shift2Rail (0,22 - 0,36 kg/km). [171] Der Durchschnittsverbrauch der ÖBB Diesel-PV-Flotte liegt bei ca. 1 Liter Diesel pro km. [242] Die 19 Mio. Liter Diesel entsprechen daher 19 Mio. Zugkilometer. Folglich ergibt sich ein H₂-Bedarf von ca. 5.400 t bis 6.900 t pro Jahr (Begin-of-Life bzw. End-of-Life).

Die Kategorisierung des Güterverkehrs ist auf Grund der geringen Fallzahl der tatsächlich bestimmten Verbrauchsziffern schwierig abzuschätzen. Es wird daher überprüft, ob die H₂-Verbräuche die Maximalwerte eines üblichen Wasserstoffverbrauchs darstellen. Unterstellt

man den globalen Durchschnittsverbrauch der RCA, die auf der Reihe 2016 beruhen, einen Jahresdurchschnitt von $1,4 I_{\text{Diesel}}/\text{km}$ [240], so sind die H₂-Bedarfe tendenziell zu hoch obwohl die H₂-Verbrauchswerte des Personenverkehrs gut mit dem globalen Dieseldurchschnittsverbrauch korrelieren. Umgekehrt deckt sich der Wert für die Erlauftalbahn gut mit dem in der bereits erwähnten Roland Berger Studie angesetzten Wert von 0,67 kg/km (Case Tallinn-Narva). [171] Somit wird für die Abschätzung des globalen Substitutionswertes der RCA der Wert dieser Studie eingesetzt. Der Jahresverbrauch der Rail Cargo Austria AG beträgt demnach ca. 1.800 t pro Jahr, mit den üblichen Alterungseffekten auf 2.000 t/Jahr.

Der Verschubbetrieb ist mit 7,04 Mio. Liter Diesel der zweitgrößte Dieserverbraucher der ÖBB. Mit der Berechnungsmethode nach Kap. 4.2.1.4.3 ergibt sich ein österreichweiter H₂-Bedarf von 4.464 kg/d bei EoL-Betrachtung.

Ein weiterer bahninterner Verbraucher ist die ÖBB-Infrastruktur AG, deren Eigenverbrauch aus Arbeiten für Gleis- und Oberbau sowie Oberleitungswartung entsteht. Der gesamte Dieserverbrauch für Österreich beträgt 1,11 Mio. Liter. Für die Bestimmung des daraus resultierenden Wasserstoffbedarfs wird auf die Methodik nach Kap. 4.2.1.4.4 zurückgegriffen. Somit ergibt sich hier ein österreichweiter H₂-Bedarf von 315 kg/d bei EoL-Betrachtung.

Tabelle 29: Übersicht über die österreichweiten Substitutionspotentiale von Diesel zu Wasserstoff aus dem Bahnbetrieb der ÖBB, Basisjahr 2017

	Dieserverbrauch Mio. L (2017)	H ₂ -Bedarf t/a (BoL)	H ₂ -Bedarf t/a (EoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (BoL)	H ₂ -Bedarf kg/d (EoL)
Personenverkehr	19,04	5 400	6 900	14 795	18 904
Güterverkehr	10,82	3 122	3 812	8 554	10 443
Rail Cargo (Reihe 2016)	3,78	1 819	2 182	4 982	5 979
Verschub (Reihen 2068, 2070)	7,04	1 304	1 630	3 572	4 464
ÖBB Infrastruktur	1,11	110	115	301	315
Gesamt Österreich	30,97	8 632	10 827	23 650	29 662

Tabelle 29 zeigt eine Übersicht über die österreichweiten Substitutionspotentiale von Diesel zu Wasserstoff aus dem Bahnbetrieb der ÖBB für das Jahr 2017. Zusammengefasst benötigt der Bahnbetrieb zwischen ca. 8.600 t und 10.800 t Wasserstoff pro Jahr bei Berücksichtigung der Alterungseffekte (End-of-Life). Die Tagesproduktionsmengen betragen österreichweit ca. 23,7 bzw. 29,6 t Wasserstoff, der zugeordnete tägliche

Stromverbrauch ca. 1,43 bis 1,74 GWh bei einem angenommenen Anlagenwirkungsgrad der Wasserstoffinfrastruktur von 60%. Bei einem 24 h Betrieb der Elektrolyse entspricht dies einer Leistung von ca. 60 bis 72,5 MW.

4.3.2 Busbetrieb (ÖBB-Postbus GmbH)

Wie schon aus der geografischen Darstellung in Abbildung 24 aus Kapitel 4.1.2 und den Ausführungen in Kapitel 4.2.2.1 gezeigt, stellt der konzernzugehörige Betrieb der ÖBB-Postbus GmbH sicherlich den bedeutsamsten Synergiebereich neben der unmittelbaren Substitution der Dieseltraktion auf der Schiene dar.

Nach Auskunft der Betriebsleitung der Postbus GmbH [230] beträgt der Jahresverbrauch für ganz Österreich ca. 40-45 Mio. Liter Diesel bei einer Gesamtfahrleistung von 120 Mio. km, die von einem Fuhrpark von insgesamt 2.200 Fahrzeugen erbracht wird. Der typische Durchschnittsverbrauch liegt dabei bei 34 - 35 Liter Diesel für je 100 km. Auch der Postbus verfügt über eine eigene Tankstelleninfrastruktur von 32 Tankstellen, die 80 - 85 % des Gesamtbedarfs decken und aus betrieblichen Gründen auch im Falle der Konvertierung zu Wasserstoff auf der Verkehrsstelle verbleiben müssen, der Rest wird auf öffentlichen Tankstellen zugekauft.

Die Bestimmung des österreichweiten H₂-Potentials der Postbus GmbH basiert auf der Methodik sowie den Verbrauchswerten aus Kapitel 4.2.2.1. Die Durchschnittsverbräuche für die H₂-Busse im Regionalverkehr liegen zwischen 10 und 11,25 kg/100 km (vgl. Tabelle 20). Für die Globalsubstitution ergibt sich ein Jahresbedarf von ca. 12.000 bis 13.500 t Wasserstoff oder umgerechnet ca. 33 bis 37 t pro Tag. Aufgeteilt auf die beschriebene Anzahl an Eigentankstellen entspricht dies einen Tagesabsatz von durchschnittlich ca. 1 bis 1,2 t Wasserstoff und erscheint aus in Deutschland und im Rahmen von FCH-JU Projekten angesetzten Planungswerten plausibel.

Hierzu ist jedoch folgendes festzuhalten. Die jeweiligen Depots weisen unterschiedliche Größen und Fahrleistungen auf, die entsprechenden Tankstellen können daher einen Bereich von 400 kg bis 2.500 kg abdecken und nur im konkreten Fall im Detail bestimmt werden. Von erheblicher Bedeutung ist dabei, dass eine Umstellung höchstwahrscheinlich nur im Zuge einer Neuvergabe von Verkehrsdienstverträgen erfolgen wird, da nach Meinung von Fachjuristen aus dem Bereich des Vergaberechts, eine „wesentliche Vertragsänderung“, die eine Neuausschreibung erfordert, immer dann vorliegt, wenn sich durch den geänderten Vertragsinhalt möglicherweise bzw. wahrscheinlich neue Anbieter

ergeben. [70] [190] [225] Dass dies bei einer Transporterbringung mit „lokaler Nullemission“ und „CO₂-Neutralität“ der Fall sein dürfte, ist zwar in Österreich noch nicht ausjudiziert, kann aber, nicht zuletzt aus den Erfahrungen mit den Bahnausschreibungsverfahren in Deutschland [123], angenommen werden. Verkehrsdienstverträge haben Laufzeiten zwischen 5 und 10 Jahren, die zuletzt im Bundesland Niederösterreich ausgeschriebenen laufen bis 2025 [145].

Zusammenfassend ist in Abbildung 71 das Substitutionspotential für Gesamtösterreich dargestellt. In Summe müssten 66,6 t Wasserstoff pro Tag für den Personenverkehr, Güterverkehr (Rail Cargo und Verschub), ÖBB Infrastruktur und ÖBB Postbus unter Berücksichtigung der EoL-Betrachtung erzeugt werden. Gemäß den Analysen stellt der Busbetrieb den größten H₂-Verbraucher dar. Mit ca. 37 t pro Tag entspricht dies ca. 55% des Gesamtbedarfs.

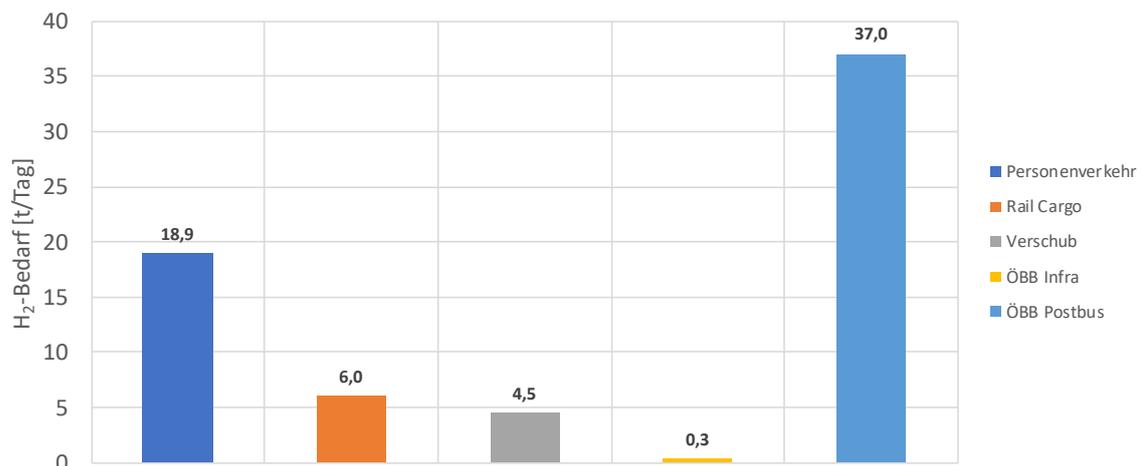


Abbildung 71: H₂-Substitutionspotential für Österreich

4.4 Nachfrageentwicklungen und Potentialabschätzung neuer Anwendungsmöglichkeiten

Zusätzlich zu den konzerninternen oder konzernnahen Abnehmern erfolgt eine Analyse, ob sich weitere Nachfragepotentiale erkennen und darstellen lassen. Diese gliedern sich in die Bereiche:

- Externe Wasserstoffabnehmer für Mobilitätsanwendungen
- Potentiale aus dem Netzbetrieb des konzerneigenen High Level Netzes
- Externe Wasserstoffabnehmer der Industrie

4.4.1 Externe Wasserstoffabnehmer für Mobilitätsanwendungen

Wichtige neue Absatzchancen existieren bei Mobilitätsdienstleistern bzw. -anbietern, die nicht mit dem Konzern verbunden sind. Naheliegend sind dabei jene Anbieter, die ähnlich der Bahn als „Captive User“ Flotten bzw. Fahrzeuge betrieben werden, die bevorzugter Weise immer zum selben Standort zurückkehren. Dazu zählen:

- Andere Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU) bzw. ÖPNV-Anbieter auf Schiene oder Straße
- Vertragspartner der ÖBB für Bau und Gewerke (einige davon beziehen bereits heute Dieselkraftstoff von den ÖBB)
- Taxiflotten bzw. -betreiber
- Logistikunternehmen an ähnlichen bzw. verbundenen Standorten, die aus einer Reihe von Gründen mit Zero-Emissions-Verteillogistik arbeiten wollen bzw. müssen (z.B. Postverteilzentren)
- Kommunale Servicefahrzeuge, wie z.B. Müllabfuhr, Straßenreinigung, etc.
- Privatkunden

4.4.1.1 Andere Eisenbahnverkehrsunternehmen

Wenngleich für die Wasserstoffinfrastruktur noch keine eindeutigen Regelungen getroffen sind, so ist mittelfristig davon auszugehen, dass ein Schieneninfrastrukturbetreiber diese Infrastrukturen allen EVUs diskriminierungsfrei zur Verfügung stellt. Dies ist bereits heute für den Bahnstrom und auch für die Dieseltankstellen der Fall. Dort beträgt der Absatz an Dritte, wie bereits angeführt, ca. 3 Mio. Liter Diesel pro Jahr. Dies entspricht in etwa dem Jahresabsatz der Tankstelle St. Pölten.

Grundsätzlich existieren eine Reihe von lokalen bzw. regionalen EVUs, die auf oberleitungsfreien Nebenbahnen mittels Dieseltraktion fahren, bspw. die österreichischen Schmalspurstrecken in Tirol, Salzburg und der Steiermark. Nachdem die Zillertalbahn hier eine Entscheidung getroffen hat, in Richtung Wasserstoff umzurüsten, könnten andere Privatbahnen folgen und so ein Bedarf und damit das Potential für synergistische Wasserstoffversorgung entstehen. Insbesondere die steirische Strecke könnte für die ÖBB ein interessantes Potential darstellen.

Wie bereits im Kontext mit dem potentiellen Standort Krems erwähnt, betreibt die Niederösterreichische Verkehrsorganisations-GmbH die Wachaubahn (Krems–Emmersdorf/Donau) sowie zusätzlich die Waldviertelbahn und den „Reblaus Express“ als touristische Attraktion zumeist in den Sommermonaten, dazu kommt noch der „Salamander“ auf dem Schneeberg.

Ein offener Bereich mit Potential ist auch die Normspurstrecke Oberwart – Friedberg, die als Versuchsstrecke für Schienentechnologieentwicklungen unter dem Titel „Open Rail Lab“ sowohl für autonomen Betrieb als auch sonstige Zukunftsentwicklungen unter der Führung der ÖBB zur Verfügung steht. Die Mengenprofile sind aber auf Grund des noch in Klärung befindlichen Betriebskonzeptes nicht absehbar.

4.4.1.2 Andere ÖPNV-Busanbieter (im Einzugsbereich der Planstandorte)

Wie bereits bei den Verbrauchsbestimmungen für den Postbusbetrieb ausgeführt, werden von den Verkehrsverbänden auch andere Anbieter als die ÖBB-Postbus GmbH mit Verkehrsdienstverträgen betraut.

Am Knoten Linz sind keine weiteren ÖPNV Anbieter feststellbar, da im Bereich des Bezirkes Rohrbach nur wenig Verkehr angeboten wird. Erhebliche Potentiale in OÖ bestehen bei einer auf Nullemission fokussierten Ausschreibungsmethodik für die wichtigsten Lose und einer Kooperation mit Sabtours bzw. Stern & Hafferl, die ein Wasserstoffabsatzpotential von 400 bis 500 t bzw. 170 bis 190 t proJahr darstellen.

4.4.1.3 Vertragspartner der ÖBB für Bau und Gewerke

Nimmt man zumindest die Großbaustellen der ÖBB als Maßstab, so ist auch dieses Potential nicht vernachlässigbar. So stellten die Dieselbezüge der Bautätigkeiten rund um den Semmeringbasis- und den Koralmtunnel in 2017 nahezu 300.000 Liter Diesel dar. [243] Eine Umrechnung auf einen Wasserstoffbedarf ist derzeit nicht möglich, da zu diesen Daten

weder Fahrzeugarten noch Fahrleistungen zur Verfügung stehen. Für die Berechnungsbasis 2017 dürften es aber rund 100 t pro Jahr sein.

4.4.1.4 Taxiflotten und -betreiber

Derzeit werden in Österreich noch keine Wasserstofffahrzeuge als Taxis eingesetzt. In anderen europäischen Großstädten, wie z.B. in London und Paris, gibt es entsprechende Projekte.



Abbildung 63: H₂-BZ Hybrid Taxiflotte in Paris [110]

Die Jahresfahrleistung eines typischen Taxis beträgt laut Taxiinnung 67.500 bis 81.000 km. [150] Für die Berechnung der Potentiale in St. Pölten und Wiener Neustadt können 75.000 km pro Jahr angesetzt werden. Das entspricht ca. 200 bis 220 km pro Tag und deckt sich auch mit den von den Finanzbehörden typisch angesetzten Werten. [150] Die Verbrauchswerte entstammen Fahrberichten für „taxitaugliche“ und in Österreich derzeit erhältliche Wasserstoff-PKWs. [13] [24] Die Wasserstoffverbräuche liegen dabei im Realbetrieb zwischen 1 und 1,4 kg/100 km. Für die Schätzung wird ein unterer Wert von 1,1 und ein oberer Wert von 1,3 kg angesetzt.

Im Einzugsgebiet von Wiener Neustadt sind derzeit laut Auskunft der Statistikabteilung der österreichischen Wirtschaftskammer für Niederösterreich 40 aktive Taxigewerbe mit durchschnittlich 1,5 Fahrzeugen (in Summe 60 Fahrzeuge) im Einsatz. [182] Mit den Fahrleistungen und den festgelegten Verbrauchswerten ergibt sich somit bei Vollsubstitution ein Potential von 50 bis 60 t pro Jahr bzw. 140 bis 165 kg pro Tag.

Auf Grund der starken Dispersion der Taxiunternehmen im Einzugsgebiet des Standortes St. Pölten ist dieser Sektor dort vergleichsweise unbedeutend. Aufgrund der aktiven

Gewerbeberechtigungen kann ein Höchstwert von 20 Fahrzeugen angenommen werden, somit ein Drittel des Zusatzpotentials von Wiener Neustadt.

Eine völlig andere Situation stellt sich für die Stadt Linz dar. Linz verfügt über 191 aktive Gewerbeberechtigungen mit 412 Fahrzeugen. [185] Laut Auskunft des Innungsgeschäftsführers beträgt die durchschnittliche Kilometerleistung jedoch nur 54.000 km pro Jahr [164]. Bei Vollsubstitution entspricht das einem Potential von 680 bis 800 kg pro Tag.

4.4.1.5 Logistikunternehmen an ähnlichen bzw. verbundenen Standorten

Hier existiert vor allem in einer Kooperation mit der Post AG Potential, da die Post mit dem Slogan „CO₂ neutral zugestellt“ wirbt und auch schon umfangreiche Flotten im ein- und mehrspurigen E-Fahrzeugbereich (ca. 1300 Fahrzeuge) betreibt [151], siehe Abbildung 72.



Abbildung 72: E-Fahrzeuge in Batterieausführung zur Postzustellung [55]

Allerdings geraten manche der Batteriefahrzeuge (BEV), insbesondere im Winter an ihre Leistungsgrenzen, sodass zugunsten der Erfüllung der Transportaufgabe auf sinnvolle Basiskomfortnutzungen verzichtet werden muss. [172] Zentrale Postämter oder größere Verteilzentren der Post sind noch häufig in der Nähe zentraler Bahnhöfe, so z.B. in Graz, Linz, St. Pölten und Wiener Neustadt. Eine an solchen Standorten aufgebaute Infrastruktur könnte auch durch allenfalls angeschaffte Postfahrzeuge genutzt werden. Das Potential ist bei insgesamt 9.000 Fahrzeugen erheblich. Eine Schätzung der Zusatzbedarfe an den Standorten kann auf Grund des Datenmangels bezüglich Teilflotten nicht durchgeführt werden.



Abbildung 73: Die Reichweitenalternative zum Batteriefahrzeug für Logistikunternehmen, H₂-BZ-Hybrid Vans der Fa. StreetScooter für die Deutsche Post in Kooperation mit Ford [49]

Sollte sich die Bahn im Zuge der Strategie zur vollständigen Dekarbonisierung auch entschließen die Containerterminals „dieselfrei“ zu betreiben, besteht das Potential den mittelschweren und schweren Verteilverkehr zu versorgen. Die Fahrzeuge mit der entsprechenden Technologie werden derzeit entwickelt und kommen in den nächsten Jahren auf den Markt.

Mittelfristig können sich auch Synergien mit der Binnenschifffahrt entwickeln. So wird derzeit im Zuge des soeben begonnenen Projektes „FLAGSHIPS“ des FCH2-JU ein Pushboat für die Rhone-Schifffahrt in Lyon entwickelt. [74] Die voestalpine AG, die bereits an mehreren Stellen in Österreich eine führende Rolle im Wasserstoffbereich einnimmt, betreibt nicht nur den Schienenverkehr an der Anschlussbahn in Krems, sondern fährt auch einen „Schiffspendelverkehr“ zwischen Linz und dem Finalproduktewerk in Krems.

4.4.1.6 Kommunale Servicefahrzeuge

In allen größeren Städten setzt die Stadtverwaltung unmittelbar oder über ausgelagerte Unternehmen Fahrzeuge zur Straßen- und Parkpflege ein und betreibt Abfallsammelsysteme über entsprechende LKW, sogenannte Müllabfuhrfahrzeuge. Letztere sind klassische LKW-Fahrgestelle mit Spezialaufbauten. Nachdem in Frankreich schon seit Jahren dafür auch batterieelektrische Fahrzeuge erprobt wurden und auch einige Gasmotoren und Hybridtypen am Markt sind, hat der deutsche Hersteller Faun im letzten

Jahr solche Kommunalservicefahrzeuge auch als Hybridfahrzeuge mit Wasserstoff und Brennstoffzellen vorgestellt und entsprechende Auszeichnungen dafür bekommen. [71] [72]



Abbildung 74: Abfallsammelfahrzeug der Fa. Faun/Fotopress mit BZ-Hybridantrieb [132]

Es ist anzunehmen, dass auch hier mittelfristig Absatzpotential besteht, wenngleich auf Grund der niedrigen Anzahl der Anteil vergleichsweise gering bleiben dürfte. Aus veröffentlichten Daten zum Kommunalservice in Wiener Neustadt [228] [227] kann ein Jahresverbrauch pro Fahrzeug von 1,5 bis 2,3 t abgeschätzt werden.

4.4.1.7 Privatkunden

Als letztes Synergiefeld bleiben die im jeweiligen Umkreis der allfälligen Standorte ansässigen Privat- und Firmenfahrzeuge privater Unternehmen. Dieser Sektor kann als Ergänzung betrachtet werden, der längerfristig ähnliche Größenordnungen wie die vorstehenden Segmente erreichen kann. Wird die Betankungsinfrastruktur für Flottenkunden, wie Taxis und leichte Nutzfahrzeuge so aufgebaut, dass sie im öffentlichen Bereich und für den Privatkunden zugänglich ist, bspw. durch Integration eines Abgabeterminals in eine (nahegelegene) Tankstelle, so ist zu erwarten, dass sich auch der Privatsektor dieser Technologie zunehmend annimmt.

4.4.2 Potentiale aus dem Netzbetrieb des konzerneigenen Bahnstromnetzes

Im Anschluss an die Auslegung der Elektrolyseanlagen und der Modellierung möglicher Lastprofile für den Betrieb der Anlage (siehe Kapitel 4.1.3), erfolgt die Untersuchung der Potentiale aus dem Netzbetrieb. Neben dem konzerneigenen 110 kV Bahnstromnetz wird auch das 15 kV Bahnstromnetz hinsichtlich technischer Möglichkeiten und Anschlussbedingungen analysiert. Generell gilt für Verbraucher, die im 16,7 Hz Bahnnetz angeschlossen werden, dass diese fernwerktechnisch abschaltbar sind sowie den folgenden Regelwerken bzw. Richtlinien entsprechen:

- RW 50.02.01 – Anforderungskatalog für Triebfahrzeuge“
- EL 52 – Dienstvorschrift für den Betrieb der Leitungsanlagen der elektrisch betriebenen Haupt-, Neben- und Anschlussbahnen
- EN 50110-1 – Betrieb von elektrischen Anlagen
- TOR – technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

Die wichtigsten Punkte und weiteren Richtlinien, die dem „Anforderungskatalog“ für Elektrolyseanlagen eventuell noch zu berücksichtigen sind, sind:

- Stromabnehmer – Beanspruchbarkeit
 - EN 50206-1: Bahnanwendungen – Schienenfahrzeuge – Merkmale und Prüfungen von Stromabnehmern – Stromabnehmer für Vollbahnfahrzeuge
 - ÖBB TR 940: Technische Richtlinie – beinhaltet die kompletten Anforderungen der ÖBB-Infrastruktur AG an Stromabnehmer, Oberleitungen und deren Zusammenwirken
- Energieversorgung – Begrenzen des Triebfahrzeug-Stromes
 - EN 50388: Bahnanwendungen – Bahnenergieversorgung und Fahrzeuge – Technische Kriterien für die Koordination zwischen Anlagen der Bahnenergieversorgung und Fahrzeugen zum Erreichen der Interoperabilität
 - EN 50163: Bahnanwendungen – Speisespannungen von Bahnnetzen

- Energieversorgung – Netzfrequenzabhängige Traktionsbegrenzung
 - EN 50163: Bahnanwendungen - Speisespannungen von Bahnnetzen
- EMV – Leitungsgebunden
 - RW 50.02.04: Störstromverhalten und elektrische Rückwirkungsfreiheit
 - VDS 0845-6-1: Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen – Teil 1: Grundlagen, Grenzwerte, Berechnungs- und Messverfahren
- Brandschutz

Hinsichtlich der Potentialanalyse des konzerneigenen Bahnstromnetzes (110 kV und 15 kV) gilt, dass dieses Netz der Versorgung des Bahnbetriebes, d.h. der Züge, dient. Wird daher unabhängig vom Anschlusspunkt (110 kV Bahnstromnetz, Unterwerk, 15 kV Bahnstromnetz) eine Elektrolyseanlage an dieses Netz angeschlossen und Bahnstrom zur Produktion von Wasserstoff genutzt, muss Leistung zur Versorgung der Züge zugekauft werden. Daher ist zum aktuellen Zeitpunkt, basierend auf der momentanen Entgeltstruktur, vermutlich der Anschluss direkt (ohne Netz) an eine Erzeugungsanlage Dritter bei entsprechender Vertragsgestaltung die kostengünstigste Variante. Des Weiteren ist zur Gewährleistung der Netzstabilität und Sicherung des Bahnbetriebes ein Fahrplanmanagement von Vorteil. Im Falle von Leistungsengpässen, Störungen, Beschleunigungsvorgängen des Zuges, etc. müssen die Anlagen regelbar bzw. abschaltbar sein, d.h. ein Engpassmanagement ist unabdingbar. Während im 15 kV Netz Anschlussleistung bis zu 6 MW technisch möglich sind, können Wasserstoffproduktionsanlagen bis zu 12 MW theoretisch im 110 kV Bahnstromnetz bzw. im Unterwerk angeschlossen werden.

Anhand der Anschlussbedingungen gilt für die in Kapitel 4.4.1 identifizierten potentiellen Standorte zusammen mit den definierten Anschlussleistungen der Wasserstoffproduktionsanlagen folgendes:

- Eine Integration der Wasserstoffproduktionsanlage mit 2,4 MW am Bahnhof St. Pölten in das 15 kV Netz ist technisch möglich.
- Für den Bahnhof Wr. Neustadt und der zugehörigen Anschlussleistung für den entsprechenden Analysebereich ist bereits ein Anschluss im vorhandenen Unterwerk (110 kV Bahnstromnetz) erforderlich.

Um eine spezifische Aussage über die tatsächliche Eignung dieser Standorte und eine mögliche Umsetzung treffen zu können, müssen für jeden Standort und die dort vorgesehenen Elektrolyseanlagen (Anschlussleistungen) Zugfahrtsimulationen und Lastflussberechnungen durchgeführt werden. Mit Hilfe der Zugfahrtsimulation werden anhand zukünftiger Fahrpläne für den Personen- und Güterverkehr die Belastungen der 15 kV Fahrleitungen sowie der Unterwerke berechnet. Die daraus erhaltenen Ergebnisse dienen als Grundlage für die Lastflussrechnung des 110 kV Bahnstromnetzes. Anhand dieser können technische Voraussetzungen und Bedingungen, wie eine notwendige Reduktion der Anlagenleistung während der Beschleunigung eines Zuges, ermittelt werden. Die Ergebnisse aus der Simulation können somit auch zur Anpassung des Fahrplanmanagements genutzt werden.

Für die Versorgung der Wasserstoffproduktionsanlage durch neu zu errichtende PV- und Windkraftanlagen gilt, dass bei der Integration in das konzerneigene 110 kV und 15 kV Bahnstromnetz neben diversen Richtlinien (Auszüge siehe oben) vor allem die Umformung in Bahnstrom (16,7 Hz) bei der Anlagenauslegung sowie der damit verbundenen Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden muss.

4.4.3 Externe Wasserstoffabnehmer der Industrie

In der Industrie ist wegen Dekarbonisierungsmaßnahmen ein steigender Wasserstoffbedarf zu erkennen. So ist in Österreich das Leuchtturm-Projekt der voestalpine AG gemeinsam mit Siemens und der Verbund AG „H₂ Future“ ein bekanntes Beispiel [217], dem möglicherweise weitere Projekte im Konzern folgen könnten. In Deutschland wird derzeit eine 10 MW Elektrolyseanlage in der Rheinland-Raffinerie geplant und errichtet, somit eine der größten Anlagen der Welt. [183] [186] Gemeinsam ist diesen Anlagen, dass sie vor allem dem Zweck dienen, durch Einbringung von „grünem Wasserstoff“ die Gesamtemission von Treibhausgasen der jeweiligen Prozesse zu senken.

Bisher werden die Wasserstoffbedarfe der Großindustrie großteils durch Dampfreformation (Steam-Methane-Reformation, SMR) von Erdgas gedeckt. Die Mengenbereiche reichen dabei von 175 bis 350 t pro Tag für ein auf 1.000-2.000 t pro Tag skaliertes Ammoniakwerk und bis zu 800 t pro Tag für ein 5.000 t pro Tag ausgelegtes Methanolwerk. [199] Zum Vergleich würde das oben genannte Projekt der voestalpine AG bei Vollskalierung ca. 1200 t pro Tag benötigen [179]. Ein weiterer Großverbraucher ist die Petrochemie und im Besonderen die Herstellung konventioneller Kraftstoffe, bei der für Hydrocracking und Entschwefelung Wasserstoff benötigt wird. Die vorgenannte Quelle gibt dafür eine Variable von 40 Nm³ H₂ pro Barrel Rohöl an und entspricht somit einem Massenverhältnis von ca. 2,5 bis 3%.

Es ist offensichtlich, dass diese Abnehmer einen wesentlichen Mitbewerber um Ressourcen bzgl. erneuerbarer Energie und Anlagenkapazität darstellen werden, gleichzeitig aber auch aufgrund der Dimension ihrer Nachfrage nicht als Absatzmarkt für Komplementärmengen einer allfälligen bahnspezifischen Wasserstoffproduktion herangezogen werden. Somit kommt nur spezialisierter Industriebedarf in Frage, der heute dem sogenannten „Merchant-Market“ der Wasserstoffindustrie zugeordnet wird. In Deutschland gehen die Quellen von ca. 640 Tagestonnen aus. [69] Für Österreich liegen keine differenzierten Daten vor. Bei der typischen 1:10 Relation in Wirtschaftsdaten würde dies einen Bedarf von 60 t pro Tag ergeben, ein Wert der doch deutlich überhöht erscheint. Auch muss dabei betrachtet werden, dass dieser Markt, unabhängig von seiner Größe, bereits von etablierten Marktteilnehmern erfolgreich bedient wird und in dieser Industrie erhebliche Konsolidierungstendenzen zu beobachten sind.

Beispiele für Absatzmärkte aufgrund der technischen Struktur sind:

- Metallverarbeitung
 - Metalllegierungen
 - Wärmebehandlung
 - Reduktion von Nichteisenmetallen
- Fett u. Ölhydrierung
 - Hydrierung von essbaren Fetten und Ölen (Haltbarkeit)
 - Industrielle Seifenherstellung
 - Herstellung von Industrieölen und Fettsäuren
- Glasindustrie
 - Flachglasherstellung (Inert- bzw. Schutzgas)
- Elektronikindustrie
 - Schutz & Trägergas für Abscheidungsprozesse, Reinigung, Ätzen, Reduktionsprozesse etc.
- Thermische Kraftwerke
 - Generator- und Rotorkühlung

Gemäß einer Potentialanalyse von Unternehmen in Niederösterreich besteht Bedarf bei ca. 10 Betrieben sowie einem thermischen Kraftwerk (Theiss). Da für die Bedienung dieses Marktes zusätzliche Investitionen in eine Abfüllanlage und zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen sowie Zulassungen erforderlich sind und die Abschätzung der Absatzmengen eine eigene Marktuntersuchung erfordert, wird von einer Vertiefung im Rahmen dieses Projektes abgesehen. Anzumerken ist, dass in Oberösterreich aufgrund von anderen Industriestrukturen eine höhere Zahl an potentiellen Abnehmern zu erwarten ist. Jedoch wird dieser Markt von Linde Austria bereits für zwei Standorten bedient. Dieser Markt ist idealerweise nur in Kooperation mit einem oder mehreren etablierten Anbietern aus der Gasindustrie bearbeitbar.

5 ANALYSE TECHNISCHER UND SICHERHEITSRELEVANTER ASPEKTE EINER WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR

Zu Beginn sind theoretische Grundlagen zur Wasserstoffproduktion, Speicherung und Distribution sowie Wasserstoffbetankung und Nutzung zusammengefasst dargestellt und beschrieben. Folgend sind sicherheitsrelevante Aspekte und notwendige Vorkehrungen für die Umsetzung und Inbetriebnahme von Wasserstoffanlagen erläutert. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für eisenbahnspezifischen Anwendungen sind in Kapitel 5.3 zusammengefasst. Aufbauend darauf wird ein konkretes Beispiel einer bahnspezifischen H₂-Infrastruktur vorgestellt (siehe Kapitel 5.4). Der abschließende Kapitelteil enthält sicherheitstechnische Auflagen, speziell in Bezug auf eisenbahnspezifische Anwendungen.

5.1 Grundlagen und Allgemeines

Der Bezug des Wasserstoffs kann auf mehrere Arten erfolgen. Abbildung 75 zeigt unterschiedliche Technologien zur Erzeugung, Anlieferung, Speicherung und Befüllung von Wasserstoff. Die Erzeugung von Wasserstoff kann in Off-Site-Verfahren (externe H₂-Erzeugung an gesonderten Standorten) und in On-Site-Verfahren (H₂-Erzeugung direkt vor Ort der Nutzung, z.B. an der Tankstelle) unterteilt werden. Der Großteil der Wasserstoffproduktion basiert auf CO₂-haltige Technologien. Der Fokus zukünftiger Konzepte liegt jedenfalls auf emissionsfreien Ansätzen, weshalb nur „grüner Strom“ aus regenerativer Erzeugung und „grüner Wasserstoff“ aus Elektrolyse in Frage kommen. Damit ist mit heutigem Stand der Technik die Elektrolyse die einzige industrialisierte Methode zur erneuerbaren Erzeugung von Wasserstoff. [53] [176]

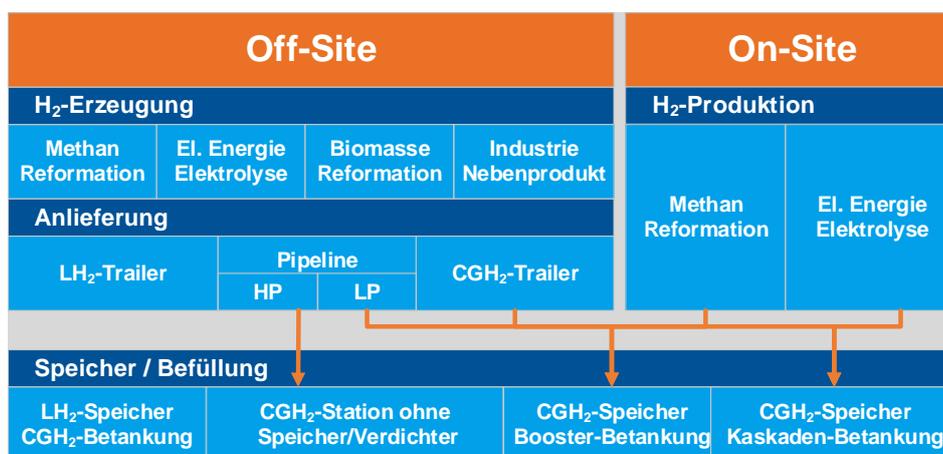


Abbildung 75: Wasserstoffbereitstellungspfade [176]

Ein wichtiger Aspekt der Infrastruktur ist die Fülldauer und die Betankung des Fahrzeugs. Für die Wasserstoffbetankung von brennstoffzellenbetriebenen Zügen existieren verschiedene Konzepte, die im Kapitel 5.1.3 beschrieben sind, mögliche Anwendungen beinhaltet Kapitel 5.1.4.

5.1.1 Produktion

Weltweit werden etwa 600 Mrd. Nm³ (ca. 50 Mio. t) Wasserstoff pro Jahr erzeugt und verbraucht. Dies entspricht einem Energiegehalt von knapp 6 EJ (1,7 PWh) und somit gut 1 % des globalen Gesamtenergieverbrauchs. Etwa 40 % des benötigten Wasserstoffs stammen aus Industrieprozessen, bei denen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt. Dazu zählen die Herstellung von Chlor mittels der Chlor-Alkali-Elektrolyse, Rohölraffinerieprozesse wie der Benzinreformierung sowie die Herstellung von Ethen oder Methanol. Etwa 60 % des benötigten Wasserstoffs werden eigens erzeugt, wobei großtechnisch die Herstellung von Wasserstoff derzeit zu 95 % aus fossilen Kohlenwasserstoffen erfolgt, zu 5 % aus Wasser durch Elektrolyse. [106]

Reformierung

Typischerweise wird für den Reformierungsprozess Erdgas verwendet, wobei auch flüssige Kohlenwasserstoffe, wie Benzin, zum Einsatz kommen können. Zu den gängigsten Reformierungsmethoden zählen die Dampfreformierung, die partielle Oxidation und die autotherme Reformierung. Die Reformierungsarten sind grundsätzlich bei einer bereits vorhandenen Gasinfrastruktur leicht umzusetzen und erzielen hohe Wirkungsgrade bei der Wasserstoffproduktion. Allerdings ist eine aufwändigere Gasreinigung nötig und zusätzlich entstehen Emissionen wie Kohlendioxid und Kohlenmonoxid. Da das Ziel einer Umstellung der Züge von Diesel auf Wasserstoff die Reduktion von Emissionen ist, ist der Einsatz von „grünem“ Wasserstoff zwingend notwendig. Die Herstellung des Wasserstoffs durch Reformierungsprozesse ist daher von diesem Vorhaben ausgeschlossen. [84] [200]

Elektrolyse

Bei der Wasserelektrolyse kommen die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten (AEL), die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einem Festoxid als Elektrolyten zur Anwendung. [65] [104]

Strom wird durch erneuerbare Energien erzeugt und versorgt den Elektrolyseur und seine Peripherie zur Wasserstoffherzeugung. Zu den wichtigsten Nebenaggregaten des Elektrolyseurs zählen die Wasseraufbereitung, die Gastrocknung und die Prozesskühlung. Für die Wasserstoffproduktion im Elektrolyseur ist hochreines, deionisiertes Wasser notwendig, das über Reinigungsprozesse in einer vorgeschalteten Wasseraufbereitung aufbereitet wird. Das Wasser wird in der Elektrolyseanlage in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt. Sauerstoff wird üblicherweise an die Umgebung abgegeben. Der erzeugte Wasserstoff hat am Elektrolyseaustritt die Prozesstemperatur (typischerweise 60 bis 80 °C bei der PEM Technologie) und besitzt eine relative Feuchte von 100 %. Um den Wasserstoff sowohl in der Industrie als auch für die Mobilität nutzen zu können, ist es erforderlich, diesen zu reinigen bzw. zu trocknen, um eine geforderte Wasserstoffqualität von 5.0 zu erzielen (99,999 %ige Reinheit). Um die erwähnte Prozesstemperatur nicht zu überschreiten, ist eine entsprechende Prozesskühlung notwendig, die in Form von Tischkühlern oder Kälteaggregaten realisiert wird. [173]

Alkalischer Elektrolyseur

Alkalische Elektrolyseure (AEL) sind bereits seit mehr als 80 Jahren kommerziell verfügbar und weltweit die am häufigsten verwendete Elektrolysetechnologie. Elektrolyseanlagen mit einer Kapazität von mehr als 30.000 Nm³/h Wasserstoff für die Ammoniaksynthese bzw. die Düngemittelherstellung (z. B. in Assuan, Ägypten) wurden bereits umgesetzt. Alkalische Elektrolyseure werden auf Modulebene in einem Produktionsbereich von kleiner 1 Nm³/h bis 1.000 Nm³/h produziert. Dies entspricht einer elektrischen Leistung von 5 kW bis zu 6 MW pro Modul. Für die Umsetzung größerer Wasserstoffproduktionsmengen werden mehrere Module parallel verschaltet. Bei der alkalischen Elektrolyse wird Wasser an der Kathodenseite zugeführt, an der Wasserstoff entsteht. Als Elektrolyt dient eine wässrige 20 - 40 %ige Kalilauge, die OH⁻ - Ionen leitet. Abbildung 76 zeigt den schematischen Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle. Die Elektroden (4) sind nahe am Diaphragma (3) positioniert und elektrisch leitend mit den Endplatten (7) verbunden. Die Zellrahmen (5) dichten die Halbzellen (1) und (2) nach außen ab und dienen als Einbettung für das Diaphragma. Die Stromquelle (6) wird über die Endplatten kontaktiert. Beide Halbzellen werden mit der wässrigen KOH-Lauge durchströmt. Bevorratet wird die Lauge in separaten Tanks (8), die gleichzeitig als Gas-Flüssig-Separator dienen. Nachteil des flüssigen, korrosiven Elektrolyten ist, dass die Komplexität des Systems vergleichsweise hoch und eine aufwändige Gasreinigung notwendig ist. Die Betriebstemperaturen liegen im Bereich von 50 °C bis 80 °C bei einer verhältnismäßig geringen Stromdichte von 0,2 A/cm² bis

0,6 A/cm². Abbildung 77 zeigt einen ausgeführten AEL-Stack (häufig als Stack bezeichnet) mit einer Produktionskapazität von 1.000 Nm³/h Wasserstoff.

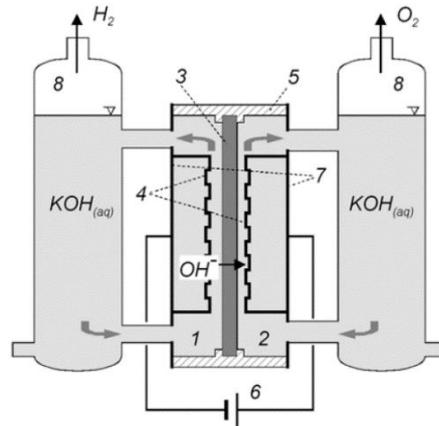


Abbildung 76: Schematischer Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [84]



Abbildung 77: Jingli DQ1000: 1.000 Nm³/h, 16 bar, 6 MW, 4,4 kWh/Nm³, 2,3 x 2,4 x 8,4 m³ [202]

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur

Das Elektrolysekonzept mit einem festen Polymerelektrolyten wurde in den frühen 1950er Jahren im Rahmen des US-Weltraumprogrammes speziell für den Einsatz in Schwerelosigkeit erstmals betrachtet. Wesentlich für den Erfolg des Konzepts war die Entwicklung von Nafion (sulfoniertes Tetrafluorethylen-Polymer) in den 1960er Jahren, dass die Funktionen von Diaphragma und protonenleitenden Elektrolyten vereint. Die Zellen werden mit deionisiertem Wasser versorgt. Ein Zusatz von sauren oder alkalischen Agentien zur Erhöhung der Leitfähigkeit ist nicht nötig.

In der Vergangenheit wurde die PEM-Elektrolyse vor allem in Nischenbereichen und im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse in kleinen Leistungsbereichen eingesetzt. Die

Kopplung von fluktuierenden Energiequellen und die hohen Anforderungen an die Reinheit des produzierten Wasserstoffs haben in den letzten Jahren dazu geführt, dass PEM-Elektrolysemodule auch mit höheren Produktionskapazitäten von bis zu 460 Nm³/h und einer Anschlussleistung von mehr als 2 MW entwickelt wurden und kommerziell verfügbar sind. [84]

Abbildung 78 zeigt schematisch den Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle. Die H⁺-leitende Membran ist direkt mit den Elektroden verbunden (MEA: Membrane Electrode Assembly). Diese ist über eine poröse Gasdiffusionsschicht elektrisch leitend mit den Bipolarplatten verbunden und für das Produktgas sowie Wasser durchlässig. Die Bipolarplatten rahmen die beiden Halbzellen ein und kontaktieren die Stromquelle. Des Weiteren enthalten diese die Strömungskanäle für den Transport von flüssigem Wasser zur Anode, den Abtransport von Sauerstoff von der Anode und den Abtransport von Produktwasserstoff von der Kathode.

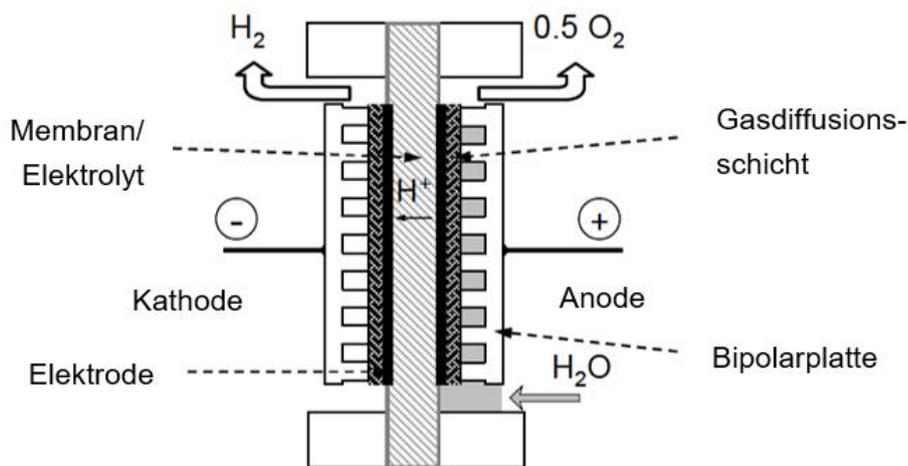


Abbildung 78: Schematische Darstellung einer PEM-Elektrolysezelle [84]

Das zugeführte Wasser muss von höherer Reinheit als bei der alkalischen Elektrolyse sein. Die Betriebstemperatur ist durch die Verwendung von Nafion auf 80 °C beschränkt. Im Unterschied zur AEL lassen sich hohe Stromdichten von 0,5 A/cm² bis 2 A/cm² realisieren [84] [200]. Abbildung 79 zeigt einen ausgeführten PEM-Stapel mit einer Produktionskapazität von 225 Nm³/h Wasserstoff.



Abbildung 79: Siemens Silyzer 200: 225 Nm³/h, 35 bar, 1,25 MW, 3,0 x 3,1 x 6,4 m³ [188]

Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) bzw. Solid Oxide Electrolysis (SOEC) arbeitet bei vergleichsweise hohen Betriebstemperaturen von ca. 500 bis 900 °C. Der Vorteil bei der Wasserstofferzeugung liegt in der hohen chemischen Reaktionsrate bei gleichzeitiger niedriger zugeführter elektrischer Energie. Im Fall der HTEL wird Wasser durch elektrischen Strom auf der Kathodenseite zu Wasserstoffmolekülen und Sauerstoffionen aufgespalten. Die Sauerstoffionen wandern daraufhin durch den Festoxidelektrolyten auf die Anodenseite. Die HTEL befindet sich im Forschungsstadium. Es existieren derzeit keine kommerziellen Systeme, die für den Einsatz in Frage kommen können. Des Weiteren wird durch die hohe Betriebstemperatur eine lange Abkühl- und Aufwärmzeit benötigt, was zu einer schlechten Betriebsdynamik führt. Aus diesem Grund wird die HTEL in der weiteren Betrachtung nicht weiter behandelt.

5.1.2 Speicherung und Distribution

Für die Anwendung im Mobilitätsbereich ist es wichtig, dass ein Energieträger samt Speicher kompakt im Fahrzeug verbaut werden kann. Die geringe Dichte von Wasserstoff bei Standardbedingungen macht die Bereitstellung einer ausreichenden Energiedichte zu einer Herausforderung. Grundsätzlich sind folgende Speicherformen möglich [175] [201]:

- Verdichtet als gasförmiger Wasserstoff
- Tiefkalt als flüssiger Wasserstoff
- Als Bestandteil chemischer oder physikalischer Verbindungen

Die Speicherung als Bestandteil verschiedener chemischer bzw. physikalischer Verbindungen befindet sich derzeit noch im Entwicklungsstadium. Die Gründe dafür sind vielfältig, unter anderem stellen zu geringe Energiedichten, zu hoher Zeitaufwand und zu hohe Verfahrenskosten Nachteile dar. [157]

Gasförmige Speicherung

Durch Verdichtung auf Drücke von bis zu 1.000 bar kann gasförmiger Wasserstoff als CGH₂ (compressed gaseous hydrogen) in Druckbehältern sicher und dauerhaft gespeichert werden. Im Automobilbereich ist ein Speicherdruck von 700 bar Stand der Technik. Bei Bussen hat sich der Einsatz von 350 bar-Speichersystemen bewährt. Bei Flurfördergeräten werden hauptsächlich Speicherdrücke von 200 bar oder 350 bar verwendet. [157] Bei der Speicherung von Wasserstoff in Druckbehältern kann der Wasserstoff verlustfrei gespeichert werden. Voraussetzung dafür ist, dass eine Diffusion des Wasserstoffs durch das Behältermaterial verhindert wird. Austenitischer Stahl, Aluminiumlegierungen und Polyethylen mit hoher Dichte (High Density Polyethylen - HDPE) sind Werkstoffe, die als Hochdruckspeicher für Wasserstoff geeignet sind. [32]

Da das Gewicht des Energiespeichers von Bedeutung ist, wurden reine Stahltanks – Typ-I genannt – um leichtere Behälter mit karbonfaserverstärktem Kunststoff (CFK) ergänzt. Um Wasserstoffdiffusion zu verhindern, wird dabei ein Innenbehälter (Liner) aus Aluminium oder Hochleistungskunststoffe (HDPE) verwendet. Die Ummantelung mit CFK sorgt für ausreichende Festigkeit gegenüber den hohen Drücken. Die sogenannten Typ-II-Tanks bestehen aus einem Liner aus Stahl oder Aluminium, der teilweise mit CFK ummantelt ist. Typ-III- und Typ-IV-Tanks sind vollständig ummantelt. Bei Typ-III-Tanks besteht der Liner aus Aluminium, bei Typ-IV besteht er aus Hochleistungskunststoffen wie HDPE. [201]



Abbildung 80: Typ III Tank mit Aluminium-Liner ummantelt mit CFK [65]

Die Hochdruckspeicherung von Wasserstoff verursacht keine Leckageverluste und liefert bei relativ geringen Kosten für den Automobilbereich ausreichende Energiedichten. [201] Um Wasserstoff aus Elektrolyse (30 bar) auf ein Druckniveau von 450 bar zu verdichten, ist ein Energieaufwand, der ca. 6 % des Heizwerts von Wasserstoff entspricht, notwendig.

Bei der Kombination einer Produktionsanlage mit einem Wasserstoffspeicher werden meist Mittel- und Hochdruckspeicher verwendet. Abhängig von der Anwendung sind die Speicher für bestimmte Drücke ausgelegt. Verdichtet wird der Wasserstoff entweder elektrochemisch direkt bei der Produktion im Elektrolyseur oder mechanisch durch einen nachgeschalteten Verdichter. Durch die Verdichtung von Wasserstoff wird dessen volumetrischer Energieinhalt erhöht, um hohe Energiemengen bei relativ geringen Volumen zu speichern. In Tabelle 30 sind die volumetrischen Energiedichten sowie die Dichten bei unterschiedlichen Speicherdrücken und einer Temperatur von 15 °C aufgelistet.

Tabelle 30: Unterschiedliche Energiedichten abhängig vom Speicherdruck

Druck [bar]	Dichte bei 15 °C [kg/m ³]	Vol. Energiedichte [kWh/m ³]
1	0,084	2,80
35	2,88	96,13
50	4,08	136,11
350	23,99	799,83
500	31,64	1054,60

Flüssige Speicherung

Durch hohen Energieeinsatz von etwa 20 % bis 30 % des Heizwertes kann Wasserstoff bei Umgebungsdruck auf –252,85 °C gebracht und damit verflüssigt werden. So sind höhere Energiedichten als bei gasförmiger Speicherung möglich. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff erfolgt in vakuumisolierten Behältern ohne aktive Kühlung. Durch das unvermeidliche Einbringen von Wärme aus der Umgebung kommt es zur Verdampfung des

Wasserstoffs. Dadurch steigt der Druck und es muss Wasserstoff abgeblasen werden, um eine Beschädigung des Behälters zu verhindern. Das Abblasen, auch Boil-Off genannt, führt zu Verlusten von 0,3 % bis 3 % pro Tag. [201]

Hydridspeicher

Die für die Speicherung von Wasserstoff wichtigsten Hydride sind die metallischen Hydride. Elementare Metalle (z. B. Palladium, Magnesium, Lanthan), intermetallische Verbindungen und Leichtmetalle (z. B. Aluminium) sowie bestimmte Legierungen (z. B. TiNi-Ti₂Ni, Mg-Mg₂Ni) sind in der Lage, Wasserstoff zu speichern. Wasserstoffatome werden chemisch ins Metallgitter eingebunden. Das Interesse der Forscher richtet sich insbesondere auf intermetallische Verbindungen, die aus einem Element mit hoher Wasserstoffaffinität und aus einem Element mit niedriger Wasserstoffaffinität bestehen (z. B. ZrMn₂, LaNi₅, Mg₂Ni, LiB). [106] Sicherheitstechnisch haben Hydridspeicher den Vorteil, dass im Falle eines Unfalls oder Lecks die Wärmezufuhr und das Druckniveau zusammenbrechen, was zur sofortigen Inaktivierung der Wasserstofffreisetzung führt. Metallhydride eignen sich vor allem für die Versorgung von Brennstoffzellen, da Verunreinigungen an der Oberfläche des Metalls aufgenommen werden, wodurch Wasserstoff hoher Reinheit freigegeben wird. Als Nachteile der Hydridspeicher sind neben den teilweise hohen Kosten und dem hohen Gewicht, noch die sehr niedrigen Speicherdichten (2 bis 3 Masseprozent bei den Niederdruckhydriden und 6 bis 8 Masseprozent bei den Hochdruckhydriden) zu nennen. Zusätzlich ist die Be- und Entladung oft nicht einfach zu bewerkstelligen und erfordert in der Regel eine aufwändige Tankstelleninfrastruktur. Die Dauer zur Be- und Entladung ist von der Kinetik der Adsorption, Dissoziation und Diffusion abhängig. Eine große Rolle spielt dabei neben Druck und Temperatur die Oberflächenbeschaffenheit des Metalls. Bei Kontakt mit Sauerstoff bildet sich eine Oxidschicht, die die Chemisorption verlangsamen oder hemmen kann. Einen ähnlichen Effekt bewirken auch Spuren von H₂S, CO oder SO₂. Oft ist auch die Anzahl der möglichen Zyklen begrenzt. Die Wasserstoffatome belegen Plätze im Metallgitter und verzerren dieses trotz ihrer geringen Größe um bis zu 20 Volumsprozent. Die Ausdehnung des Gitters erfolgt anisotrop, also in verschiedene Richtungen unterschiedlich. Dies führt zu strukturellen Spannungen und bei wiederholten Be- und Entladungszyklen zur Rissbildung, das Metall zerfällt mit der Zeit. [106]

Heute werden Hydridspeicher in kleinen Kartuschen zur mobilen Wasserstoffversorgung portabler Kleinverbraucher wie Laborgeräten eingesetzt, vereinzelt in mobilen

Anwendungen und in U-Booten. Neben der Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff werden Metallhydride auch zur Reinigung eingesetzt, weil Verunreinigungen im Trägermaterial zurückbleiben. Die Methode ist teuer, liefert aber höchstreine Gase, wie sie etwa im Bereich der Halbleiterindustrie benötigt werden. [106]

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Auch organische und ionische Flüssigkeiten werden als Wasserstoffspeicher erforscht. Theoretisch ergeben sich Speicherdichten von 14 bis 20 Massenprozent, im Labormaßstab bisher umgesetzt sind Speicher mit 6 bis 8 Massenprozent. [106] LOHCs sind organische Flüssigkeiten, die Wasserstoff in einem flüssigen Zustand durch chemische Reaktion aufnehmen und abgeben können. Diese können daher als Speichermedien für Wasserstoff verwendet werden. Die Art der Lagerung ist vergleichbar mit Metallhydridspeichern, mit dem Unterschied, dass Metallhydride fest und LOHCs flüssig gespeichert werden. Die flüssige Speicherflüssigkeit enthält zwischen 5,8 und 7,2 Massenprozent Wasserstoff. Somit liegt der Wirkungsgrad solcher LOHC-Speicher bei rund 44 %. [14]

LOHCs werden bereits erfolgreich in stationären Anwendungen eingesetzt. Konzepte für mobile Anwendungen befinden sich derzeit im Entwicklungsstadium. Hier werden vor allem Anwendungen für Schiffe getestet, da die Be- und Entladung des LOHCs ein großes Volumen erfordert. Auch erfordert die Be- und Entladung in der Regel einen Katalysator und höhere Temperaturen, als von beispielsweise einer PEMBZ zur Verfügung gestellt werden kann. Darüber hinaus ist der abgegebene Wasserstoff nicht vollständig sauber, weshalb es erforderlich sein kann, einen weiteren Reinigungsschritt hinzuzufügen, bevor Wasserstoff beispielsweise innerhalb einer Brennstoffzelle verwendet werden kann. [14]

5.1.3 Wasserstoffbetankung

Grundsätzlich kann bei Wasserstoffbetankung zwischen kaskadierter Betankung, Booster Betankung und einer Kombination daraus, der Hybridbetankung, unterschieden werden.

Kaskadierte Betankung

Bei einer kaskadierten Betankung (siehe Abbildung 81) wird der für die Betankung aus einem Hochdruckspeicher notwendige Wasserstoff in diesen mit Hilfe eines Hochdruckverdichters gefüllt. Das Befüllen des Zugtanks erfolgt durch Überströmen aus platzsparenden Hochdruckspeichern. Bei dieser Betriebsweise kann eine Kaskadenspeicherung umgesetzt werden. Dabei wird der Wasserstoff anstatt auf eine einzige Speicherbank auf mehrere Speicherbänke verteilt. Bei der Betankung werden die Kaskadenspeicher nacheinander zur Befüllung verwendet. Die Verdichter werden nur zum Befüllen der Hochdruckspeicher benötigt. Um den SOC der Zugtanks zu maximieren sind große Speichermengen in den Hochdrucktanks notwendig. Auf Basis der maximalen Speichermenge können die Hochdrucktanks ausgelegt werden.

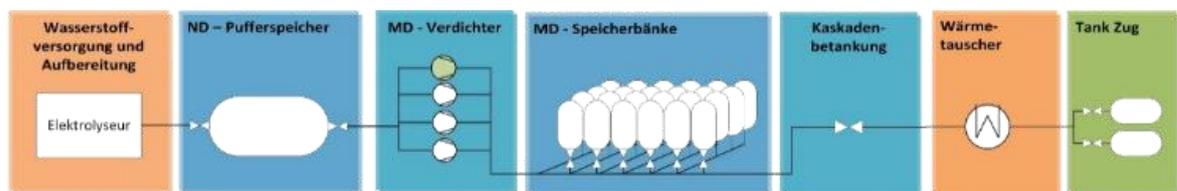


Abbildung 81: Schema der Kaskadierten Betankung

Booster Betankung

Bei einer Betankung durch einen „Booster“-Kompressor (siehe Abbildung 82) wird die zur Betankung notwendige Menge Wasserstoff während der Betankung des Zuges direkt aus einem Niederdruck- oder Mitteldruckspeicher über kleine Hochdruckpuffer verdichtet und direkt in den Zugtank gefüllt. Die Kompressoren haben dabei eine hohe Druckdifferenz zu überwinden. [194]

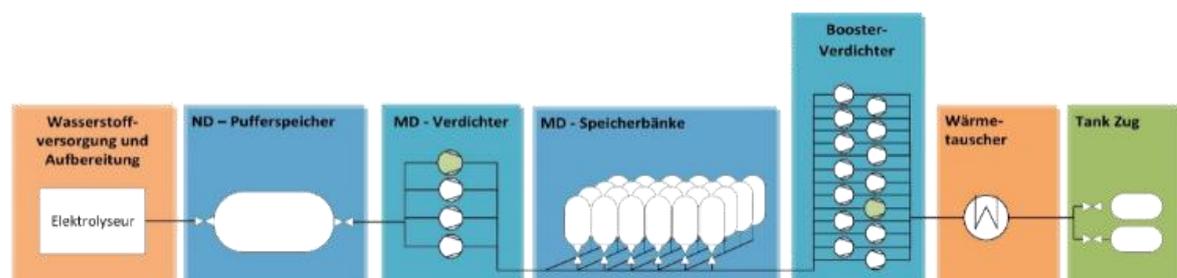


Abbildung 82: Schema einer Booster - Betankung

Hybride Konzepte

Bei einer hybriden Betankung (siehe Abbildung 83), die eine Mischform der kaskadierten Betankung und der Booster Betankung ist, werden die Zugtanks zuerst mittels Überströmen aus den Kaskaden der Mitteldruckspeicher betankt. Anschließend werden die Booster-Kompressoren verwendet, um die Zugtanks auf mindestens 85 % SOC (Mindest-SOC bei der Betankung laut der weltweit gültigen Norm SAE J2601) aufzufüllen. Die Betankung mittels den Booster-Kompressoren erfolgt mit konstanter Druckanstiegsrate, ein Booster-Kompressor dient als Backup.

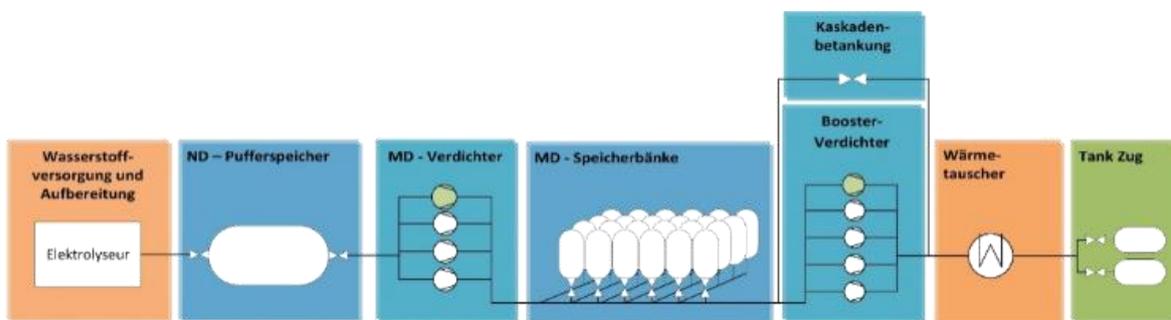


Abbildung 83: Schema eines Hybrid - Konzepts

Für alle Betankungskonzepte stehen dieselben Komponenten, wie etwa der Elektrolyseur, ND-Zwischenspeicher, MD-Verdichter und MD-Speicher, sowie Wärmetauscher (Cold Fill) und der Tank im Zug zur Verfügung. Unterschiede der verschiedenen Betankungsmodi können der roten Markierung in Abbildung 84 entnommen werden. Bei der Booster-Betankung ist im Vergleich zur Kaskadierten Betankung eine höhere Anzahl an Verdichtern notwendig. Dies bringt auch unmittelbar höhere Investitions- und Betriebskosten mit sich, da diese Variante dementsprechend auch mehr Strom im Vergleich zur kaskadierten Betankung benötigt. Im Vergleich dazu, steigt bei der kaskadierten Betankung die Anzahl der Speicher und somit der Flächenbedarf für die gleiche Menge an Wasserstoff. Des Weiteren sollte bei dieser Betankungsvariante vermieden werden, den Schwellenwert von 5 t zu überschreiten, da sonst die Anlage unter die Seveso-III-Richtlinie fällt und gesonderte Auflagen erfüllt werden müssen. Weitere Informationen zu Seveso-Anlagen können Kapitel 5.3.3 entnommen werden.

Die Hybrid-Betankung bietet hinsichtlich Kosten, Platzbedarf und Backupkapazität Vorteile, da bei dieser Variante die Zugtanks zunächst durch Überströmen aus den Kaskaden der Mitteldruckspeicher betankt und anschließend die Booster-Kompressoren verwendet werden, um die Zugtanks aufzufüllen.

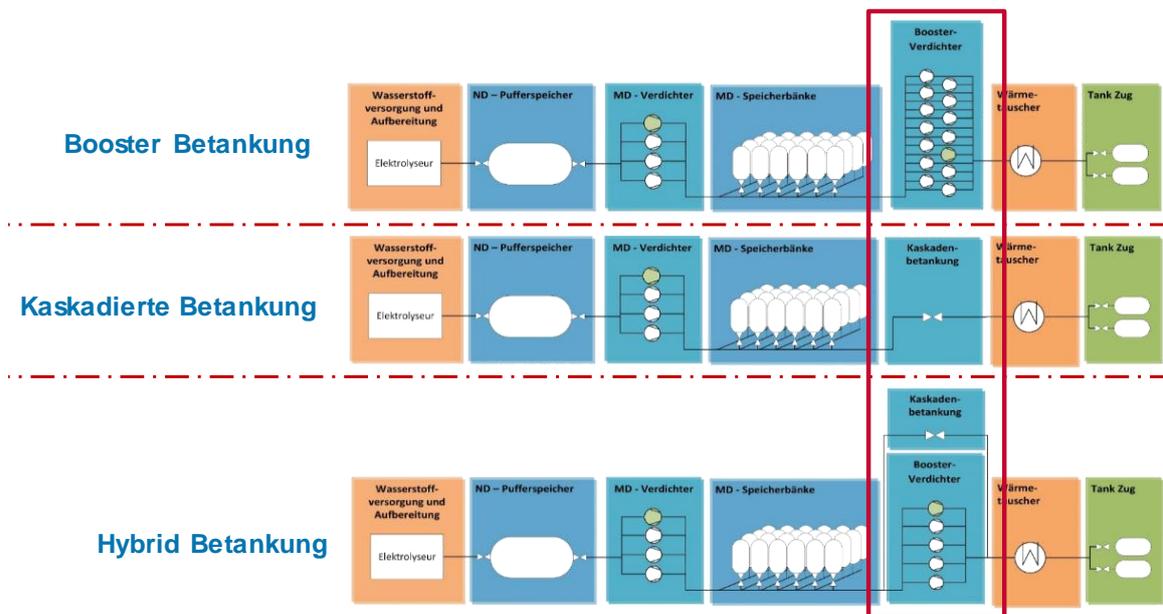


Abbildung 84: Unterschiedliche Betankungskonzepte im Vergleich

5.1.4 Wasserstoffnutzung

Angesichts zunehmender Umweltbelastung und global steigenden Energiebedarfs bietet sich die Nutzung von Wasserstoff als schadstofffreie Alternative zu fossilen Energieträgern an. Vor allem die Ansätze zur Eindämmung des Klimawandels haben der Vision der Dekarbonisierung durch Energiewende und Wasserstoffwirtschaft neuen Auftrieb verliehen. [106] Für Brennstoffzellen gibt es eine Vielzahl von Anwendungen die in Abbildung 85 bzw. Tabelle 31 dargestellt sind. Im Folgenden werden zudem einige bereits erfolgreich umgesetzte Nutzungsarten, wie mobile Anwendungen (z.B. Brennstoffzellenzug, Brennstoffzellenbusse), Auskopplungen an Industrie etc. beschrieben und hinsichtlich technischer und sicherheitstechnischer Anforderungen untersucht.

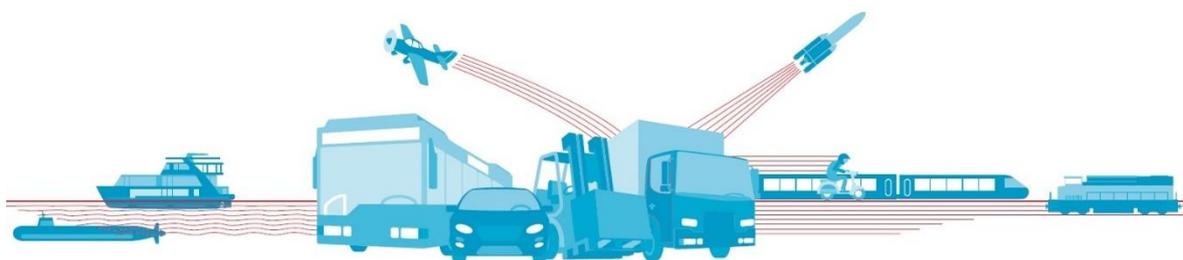


Abbildung 85: Anwendungen [187]

Tabelle 31: Brennstoffzellenanwendungen [87]

Anwendung	Portabel	Industrie	Stationär	Mobilität
Definition	Stromversorgung für portable Produkte vorrangig für APUs (Hilfsaggregate)	H ₂ als Ausgangsstoff für industrielle Anwendungen	Bereitstellung von Strom (und fallweise Wärme) für stationäre Anwendungen	Anwendung in FCEV (Brennstoffzellen-Fahrzeuge)
Typischer Leistungsbereich	0,001 kW bis 20 kW		0,5 kW bis 2.000 kW	1 kW bis 300 kW
Typische Technologie	PEMFC, DMFC, SOFC	Chemische Prozesse	PEMFC, MCFC, AFC, SOFC, PAFC	PEMFC, DMFC
Beispiel	Kleine APUs (Camping) Militärischer Einsatz Portable Geräte (MP3)	Metallurgie, Ammoniakherstellung	Stationäre Kraftwerke mit / ohne KWK, große APUs	Flurfördergeräte, FCEV, LKW, Busse, Züge

Antriebsstrangtypen

Der Antriebsstrang von Brennstoffzellenfahrzeugen besteht aus Wasserstofftank, Batterie (Energiespeicher), Brennstoffzelle (Energiewandler), mehreren Spannungswandlern, Elektromotor, Getriebe und mechanischem Antrieb der Räder. Damit stellen Brennstoffzellenfahrzeuge Elektro-Wasserstoff-Hybride dar. Die Ausführungen des Antriebsstrangs werden nach der hauptsächlichen Bereitstellung der Antriebsenergie meist in den dominanten Brennstoffzellenantrieb und den Range Extender Antrieb unterteilt.

Beim dominanten Brennstoffzellenantrieb, siehe Abbildung 86, wird der Fahrleistungsbedarf mit der Brennstoffzelle gedeckt, die Batterie dient ausschließlich der Rekuperation von Bremsenergie beim Verzögern und der Leistungsunterstützung beim Beschleunigen. Bei PKW ist die Brennstoffzelle daher sehr leistungsstark (100 bis 150 kW), die Batterie üblicherweise mit hoher Leistungsdichte und geringer Kapazität (1 bis 2 kWh) und der Wasserstofftank als Hochdrucktank mit mehreren Kilogramm H₂ (5 bis 6 kg) zur Erzielung von Reichweiten bis zu 600 km ausgeführt. Die Energiezufuhr erfolgt durch die Betankung von Wasserstoff.

Beim Range Extender Antrieb, siehe Abbildung 86, wird der Fahrleistungsbedarf mit der Batterie gedeckt, die Brennstoffzelle dient der Ladung der Batterie während des Fahrbetriebs und verlängert somit die Reichweite des Fahrzeugs. Range Extender PKW weisen gewöhnlich eine Batterie mit geringerer Leistungsdichte und hoher Kapazität, eine Brennstoffzelle mit geringer Leistung (20 bis 30 kW) und einen kleinvolumigen

Wasserstoffdrucktank auf. Bei Range Extender Antrieben bietet sich auf Grund der größeren Batterie die Ausführung als Plug-In an, das heißt das die Energiezufuhr des Fahrzeugs zusätzlich zur Wasserstoffbetankung mittels Ladung der Batterie über das Stromnetz erfolgt.

Mischformen der beiden Varianten sind ebenfalls möglich, diese werden auch als „mid-size fuel cell“ Konzept bezeichnet, wobei mehrere Spannungswandler für die Verbindung der unterschiedlichen Spannungsniveaus des Gleichstroms und die Erzeugung des Wechselstroms für den Elektromotor nötig sind, in Abbildung 86 und Abbildung 87 sind die zahlreichen Wandler in einem Wandler zusammengefasst. [106]

Je nach spezifischen Anforderungen und Auslegung können die beschriebenen Antriebstrangtypen in allen mobilen Anwendungen, vom Gabelstapler bis hin zur Lokomotive, eingesetzt werden.

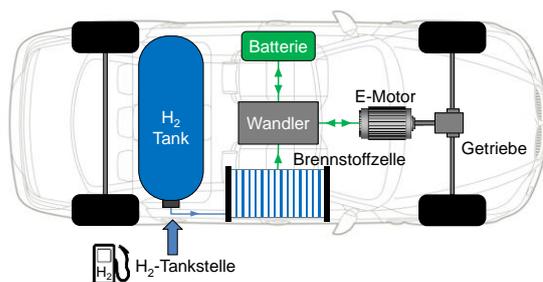


Abbildung 86: Dominanter BZ - Antrieb

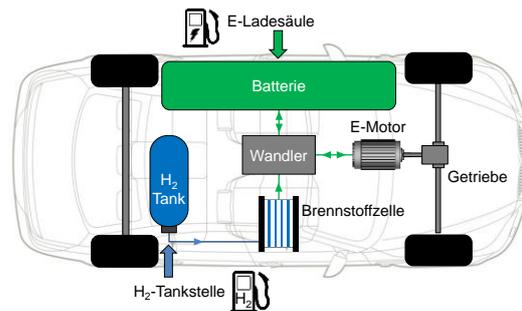


Abbildung 87: Range Extender Antrieb

Fahrzeuge

Die Anzahl der ausgeführten Wasserstofffahrzeuge mit Brennstoffzelle ist stetig im Steigen und die Anwendungsbereiche wachsen stark. Ausgeführte Fahrzeuge und Konzepte bestehen bereits für Gabelstapler, PKWs, Kleinbusse, Busse, LKWs, Schienenfahrzeuge, Traktoren, Spezialfahrzeuge und viele mehr. [106]

PKW

Neben rein batterieelektrischen PKWs bilden mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-PKW die einzige vollkommen emissionsfreie Antriebsalternative für den motorisierten Individualverkehr und weisen gegenüber reinen Batteriefahrzeugen Vorteile wie höherer Komfort, größere Reichweiten und geringere Betankungsdauern auf. Erste BZ-Autos in Form von Demonstrationsprojekten wurden bereits in den 1960er Jahren getestet. Neuer

Schwung in die Brennstoffzellenentwicklung bei PKWs kam in den 1990er Jahren. Meist handelte es sich bei den Brennstoffzellen-Testfahrzeugen um umgerüstete PKWs, die ursprünglich mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet waren.

Die Entwicklungsfortschritte der Brennstoffzellentechnologie in den letzten Jahren führten zu den ersten Serienproduktionen von PKWs: Hyundai ix35 FCEV in 2015 (siehe Abbildung 88), Toyota Mirai in 2016 (siehe Abbildung 89) und Honda Clarity in 2017 (siehe Abbildung 90). Alle drei Fahrzeuge sind als dominanter BZ-Antrieb ausgeführt mit Leistungen der PEM-Brennstoffzelle von 100 bis 114 kW. Die gespeicherten 5 bis 6 kg Wasserstoff ermöglichen hohe Reichweiten der Fahrzeuge von 500 bis 600 km. Wasserstoffsicherheit, Crashverhalten und auch der Umgang bei Fahrzeugbrand sind bestens erprobt. [106]

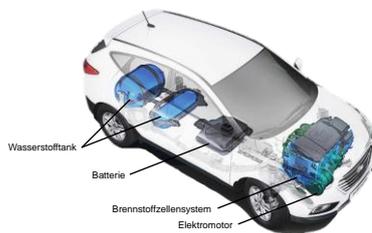


Abbildung 88: Hyundai ix35 FCEV [96]



Abbildung 89: Toyota Mirai [205]



Abbildung 90: Honda Clarity [89]

Bus

Emissionsfreiheit, hohe Reichweiten und hohe Wirkungsgrade sind die wichtigsten Vorteile von Wasserstoffbussen und qualifizieren diese als vielversprechende Alternative zu bisher üblichen Fahrzeugantrieben. Bereits seit Anfang der 1990er Jahre werden Wasserstoffbusse weltweit (z. B. USA und Europa) eingesetzt und haben mittlerweile hohe technische Reife erlangt. Sie sind in üblichen Längensklassen von 12 und 18 m ausgeführt. Mit Reichweiten von bis zu 480 km und einem Wasserstoffverbrauch von etwa 7 bis 8 kg auf 100 km bei 12 m Bussen, bieten diese im täglichen Betrieb ähnliche Flexibilität wie Dieselbusse bei annähernd doppelter Effizienz und Nullemission im städtischen Raum. Bei Brennstoffzellenbussen wird üblicherweise die PEM Brennstoffzelle eingesetzt und der Aufbau des Antriebsstrangs ist wie beim PKW ausgeführt, siehe Abbildung 91. [80] [106] [161] [165] [187]

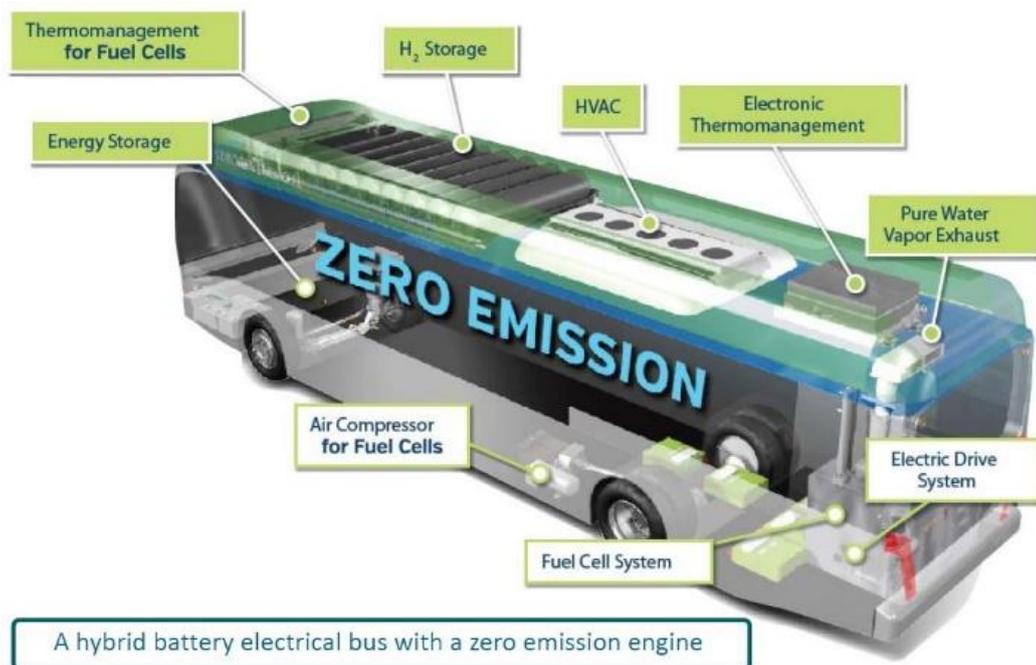


Abbildung 91: Ballard Brennstoffzellen-Hybrid Bus Konzept [161]

Die FCH-JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) fördert Brennstoffzellenbusse und deren Infrastruktur in Europa und so befinden sich weltweit mehrere hundert mit Wasserstoff betriebene Busse im Einsatz, siehe Abbildung 92. [106]

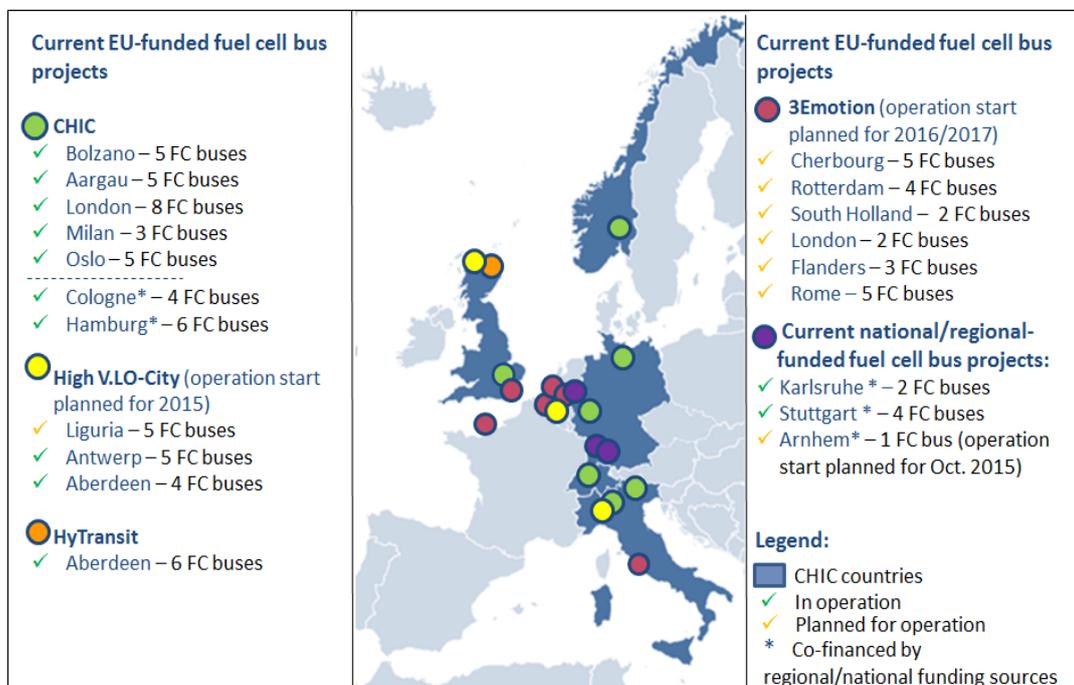


Abbildung 92: Brennstoffzellenbusse in Europa [38]

LKW

Bis jetzt findet sich die Brennstoffzellentechnologie für leichte und schwere Nutzfahrzeuge nur in Konzept- und Prototypenausführungen, siehe Abbildung 93. Erhöhte Aktivitäten sind in den USA zu finden wo, Toyota und Nikola Motor Company in 2017 Fahrzeuge präsentierten und Kalifornien einen Aktionsplan für Busse und LKW ins Leben gerufen hat. Prinzipiell kann für die Entwicklung von Anwendungen im LKW auf die umfangreichen Erfahrungen mit Bussen zurückgegriffen werden. Die Forderung nach geringeren Lärm- und Schadstoffemissionen im städtischen Raum macht die Brennstoffzelle vor allem für leichte und mittlere Nutzfahrzeuge interessant. Für den Einsatz im Straßengüterfernverkehr müssen Lebensdauer, Kraftstoffpreise und die Tankstelleninfrastruktur verbessert werden. [106]



Abbildung 93: 40 t LKW mit Brennstoffzellenantrieb [206]

Schienerfahrzeuge

Die Hauptantriebsquellen für Schienenfahrzeuge sind entweder Dieselantriebe (dieselelektrisch, dieselhydraulisch, dieselmechanisch) oder rein elektrische Antriebe. In einigen Weltregionen ist der Anteil von Elektrotraktion bereits hoch. In Europa und Asien werden Elektrifizierungsanteile von 60 bis 80 % erreicht, im EU28-Durchschnitt sind es rund 60 %, wobei damit über 90% der Zugkilometer gefahren werden. Weltweit liegt der Anteil elektrifizierter Schienenwege jedoch bei nur rund einem Drittel. In Indien sind über 50 %, in China rund 40 %, in Afrika gut 20 %, in Nordamerika aber nur wenige Prozent der Schienenwege elektrifiziert. Bei Elektroloks erfolgt die Stromversorgung mit Antriebsenergie über stationäre Stromleiter (Oberleitungen, Stromschienen) sowie Stromabnehmer an den Fahrzeugen. Allerdings können, aus technischen, wirtschaftlichen oder anderen Gründen, nicht alle Bahnstrecken elektrifiziert werden. Diese Strecken

werden mit herkömmlichen Dieseltriebfahrzeugen befahren, was hohe Emissionen und hohen Energiebedarf zur Folge hat. Die Errichtung von Oberleitungen ist kostenintensiv, auf Streckenabschnitten mit geringer Auslastung unwirtschaftlich und in landschaftlich reizvollen sowie touristischen Gebieten oftmals nicht gewollt. Der Einsatz des Brennstoffzellenantriebs im Zug stellt eine emissionsfreie Ergänzung des elektrischen Bahnbetriebs dar und ist vor allem für nicht elektrifizierte Strecken besonders gut geeignet [4] [106] [187].

Die Firma Alstom hat den weltweit ersten brennstoffzellenbetriebenen Personenzug Coradia iLint entwickelt, siehe Abbildung 94. Dieser ist seit Anfang 2018 auf der Strecke Buxtehude–Bremervörde–Bremerhaven–Cuxhaven im Probebetrieb. Der Zug weist mit den gespeicherten 180 kg Wasserstoff eine Reichweite von 600 bis 800 Kilometer auf und die installierte Brennstoffzellenleistung von 400 kW ermöglicht eine Spitzengeschwindigkeit von 140 km/h. Von den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und dem hessischen Aufgabenträger Rhein-Main-Verkehrsverbund wurden bereits Absichtserklärungen für 60 Züge unterzeichnet [4] [106] [187].



Abbildung 94: Coradia iLint Regionalzug [4]

Stapler

Ein weiteres Einsatzgebiet für den Einsatz von Brennstoffzellentechnik sind Flurförderzeuge, siehe Abbildung 95. Flurförderzeuge können auf dem Boden ohne ein Schienensystem betrieben werden. In der Regel handelt es sich dabei um Gabelstapler (Forklifts) und Schlepper (Tow Trucks), die in der Intralogistik, also zur Bewältigung innerbetrieblicher Materialflüsse im Rahmen des Material Handlings eingesetzt werden. Oftmals verrichten Flurförderzeuge Transportleistungen in geschlossenen Räumen, zum Teil aber auch im Freien, zum Beispiel an Flughäfen.

Flurförderzeuge werden sowohl elektrisch als auch verbrennungsmotorisch angetrieben. Bei elektrischen Antrieben für den Inneneinsatz kommen sind vielfach noch Blei-Säure-Batterien in Verwendung. Verbrennungsmotorische Flurförderzeuge sind oftmals emissionsarme Gasfahrzeuge (Flüssiggas) oder Benzin- bzw. Dieselfahrzeuge. In den USA befinden sich bereits mehr als 11.000 Brennstoffzellenfahrzeuge im Einsatz. In Europa sind circa 150 Brennstoffzellenfahrzeuge im Feld. Um die Kommerzialisierung auch in Europa voranzutreiben, sollen im Rahmen des HyLIFT-Europe Projektes weitere 200 brennstoffzellenbetriebene Material Handling Fahrzeuge in Umlauf gebracht werden. In Asien gibt es bislang nur in Japan Prototypen. [78] [106] [187]



Abbildung 95: Flurförderfahrzeug mit Brennstoffzellen Range Extender [78]

Andere Anwendungen

Bewährt haben sich Brennstoffzellen auch zur Energieversorgung in anderen Anwendungen. Da diese jedoch keine Relevanz für Eisenbahnanwendungen haben, wird folgend nur vollständigshalber auf einige dieser Anwendungen hingewiesen. Für nähere Informationen sei auf das Internet und die Literatur verwiesen. [106]

- Raumfahrt, Energie- und Verkehrstechnik [106]
- Portable Brennstoffzellen (Stromversorgungsaggregate für Kleingeräte wie z.B. Laptops, Kameras, Mobiltelefone und Laborgeräte) [106]
- Ortsfeste Brennstoffzellen (dienen der Stromerzeugung, meist in Kombination mit der Nutzung der Abwärme, z.B. Telekommunikations- und EDV-Anlagen, Energieversorgung von Ein- oder Mehrfamilienhäusern oder Großkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) [106] [219]

- Mobile Brennstoffzellen zu Land (z.B. Kleinbusse mit Brennstoffzellen Range Extender Antrieb) [106] [128]
- Mobile Brennstoffzellen zu Wasser (z.B. in U-Booten, Sportbooten, Motorbooten, Kanalschiffen, Hafenfähren, zur Bordversorgung von Segelyachten) [41] [79] [91] [106] [187]
- Mobile Brennstoffzellen zu Luft (z.B. in der zivilen Luftfahrt, unterstützende Energieversorgung (APU: Auxiliary Power Unit), Drohnen) [43] [44] [45] [98] [106]

Anwendungen in der Industrie

Die bisher besprochenen Anwendungen von Wasserstoff in der Energie- und Verkehrstechnik befinden sich überwiegend im Entwicklungsstadium und machen aktuell nur wenige Prozent der globalen Nutzung aus. Etwa die Hälfte des derzeit industriell genutzten Wasserstoffs wird im sogenannten Haber-Bosch-Verfahren zur Herstellung von Ammoniak verwendet, der als Ausgangsstoff für die Erzeugung von Stickstoffdünger dient. Ein weiteres Viertel des Wasserstoffs wird in Raffinerieprozessen zur Verarbeitung von Erdöl eingesetzt, insbesondere zum Hydrofining und zum Hydrocracking. Wasserstoff und Kohlenmonoxid (Synthesegas) bilden auch die Ausgangsstoffe für die Herstellung flüssiger Kraftstoffe aus Gas, Biomasse oder Kohle nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren sowie für die Erzeugung von Methanol. Weiters findet Wasserstoff Anwendung in der Halbleiterindustrie, der analytischen Chemie, der Lebensmittelchemie, der Wasseraufbereitung, in der Metallurgie sowie in der Raum- und Luftfahrt. Schließlich spielt Wasserstoff eine wichtige Rolle in Stoffwechselprozessen. Einen Überblick über diese weiteren Anwendungsgebiete von Wasserstoff gibt Tabelle 32. [106] Weitere Informationen zu externen Wasserstoffabnehmern in der Industrie sind in 4.4.3 beschrieben.

Tabelle 32: Anwendungen von Wasserstoff in der Industrie [106]

Anwendungsbereich	
Chemie und Raffinerie	Haber-Bosch-Verfahren (Ammoniakherstellung), Hydrofining, Hydrocracking, Fischer-Tropsch-Verfahren, Methanolherstellung, Halbleiterindustrie, Analytische Chemie, Lebensmittelchemie, Wasseraufbereitung, Kältetechnik
Metallurgie	Reduktion und Behandlung von Metallen, Schweißen und Schneiden
Raum- und Luftfahrt	Raketenantrieb, Turbinentreibstoff
Stoffwechsel	Synthese von Adenosintriphosphat (ATP)

5.2 Sicherheitskonzept für die Wasserstoffinfrastruktur

Folgend werden sicherheitsrelevante Aspekte und notwendige Vorkehrungen für die Umsetzung und Inbetriebnahme von Wasserstoffanlagen beschrieben. Die Basis von Sicherheitskonzepten von einer Wasserstoffinfrastruktur kann im Rahmen von Gefahren- und Risikoanalysen erarbeitet werden. Wie Abbildung 96 zeigt, können darauf aufbauende Konzepte für den Explosionsschutz, den Brandschutz, der sicheren Aufstellung von Druckbehältern und für den Blitzschutz erarbeitet werden. [177]

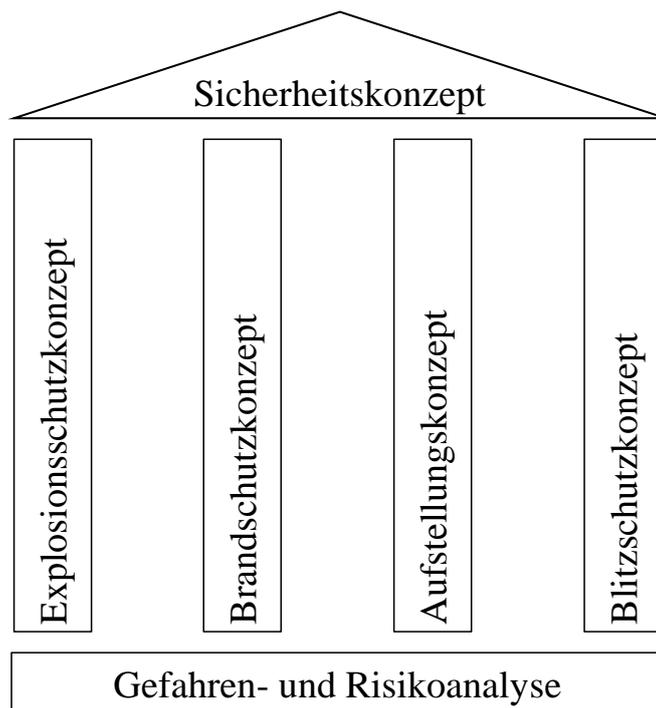


Abbildung 96: Grundlagen und Bestandteile des Sicherheitskonzepts für die Wasserstoffinfrastruktur [177]

5.2.1 Allgemeines

Der Zutritt zu Wasserstoffanlagen ist nur berechtigten Personen gestattet, wobei kritische Anlagenteile im Freien durch einen ausreichend bemessenen Zaun vom restlichen Areal abgetrennt werden. Der Betrieb und die Bedienung der Anlagen ist nur nachweislich geschultem Personal erlaubt. Im Bereich der Anlage herrscht Verbot von Rauchen sowie Hantieren mit Feuer und offenem Licht. Zudem ist eine Geschwindigkeitsbegrenzung für Fahrzeuge vorgesehen. Im energielosen Zustand wird die Anlage automatisch in einen sicheren Zustand versetzt. Ein Betreiben der Anlage ist nur im störungsfreien, betriebsbereiten Zustand möglich. [177]

5.2.2 Explosionsschutzkonzept

Im Rahmen der Erstellung des Explosionsschutzkonzepts erfolgen die Zoneneinteilung und die Bemessung der Zonenausdehnung. Es werden alle Maßnahmen des primären Explosionsschutzes (die Vermeidung der Bildung explosionsfähiger Atmosphären) und des sekundären Explosionsschutzes (die Vermeidung von Zündquellen) inklusive Angaben für alle Betriebszustände festgelegt, um Explosionsgefahren zu vermeiden, sowie eine Einteilung explosionsgefährdeter Bereiche in Zonen vorgenommen. [177]

Schutzzonen sind gemäß ÖNORM M 7323 als Bereiche definiert, in denen durch Druckbehälter eine Gefährdung für Personen und Umgebung auftreten kann. Es werden drei Arten von Schutzzonen unterschieden: [177]

1. **Schutzzonen mit Explosionsgefahren** sind Bereiche, in dem eine gefährliche explosionsfähige Atmosphäre durch entzündbare Gase auftreten kann.
2. **Schutzzonen mit Brandgefahr** sind Bereiche in denen gefährliche brandfördernde Atmosphären durch entzündend wirkende Gase auftreten können.
3. **Schutzzonen mit Gesundheitsgefährdung** sind Bereiche in denen eine gesundheitsgefährdende Atmosphäre durch toxische Gase oder CO₂ auftreten kann.

5.2.3 Brandschutz- und Aufstellungskonzept von Druckbehältern

Das Brandschutzkonzept umfasst alle baulichen, technischen und organisatorischen Themen, die den Brandschutz betreffen. Ein Brandschutzplan ist für jede Anlage zu erstellen. In der Regel wird ein Brandschutzbeauftragter für die Wasserstoffanlage bestellt und übernimmt die Agenden des vorbeugenden Brandschutzes. Personen, die die Anlage betreten, werden im Verhalten im Brandfall und in der Handhabung der Brandschutzordnung unterwiesen. [177]

Die Schutzmaßnahmen für die Errichtung und den Betrieb von Druckbehältern werden im Aufstellungskonzept zusammengefasst. So werden beispielsweise Betankungsprozesse so gestaltet, dass bei Betankung die zulässigen Grenzwerte für Druck und Temperatur im Fahrzeugbehälter eingehalten werden oder festgelegte Sicherheitsabstände und Schutzzonen im EX- und Schutzzonenplan grafisch dargestellt. [177]

5.2.4 Blitzschutzkonzept

Grundlage für das Gesamtkonzept zum Blitzschutz bildet die ÖVE/ÖNORM EN 62305. Unter Berücksichtigung der EX-Zonen können Maßnahmen für den Blitzschutz erarbeitet werden. [177] Die Norm berücksichtigt unter anderem die Art der zu schützende Personen, Gebäude, elektrische und elektronische Anlagen und Versorgungsleitungen, mögliche Schutzmaßnahmen wie Erdung, Potentialausgleich, räumliche Schirmung, Leitungsführung und -schirmung oder Gefährdung durch den Strom und das Magnetfeld bei direkten und indirekten Blitzeinschlägen. [154]

5.2.5 Wartung, Instandhaltung und wiederkehrende Überprüfungen

Laut § 19a EisebG sind Eisenbahnanlagen, Betriebsmittel, Schienenfahrzeuge und sonstiges Zubehör wiederkehrend regelmäßig alle 5 Jahre zu prüfen. Dies geschieht auf Bestimmungen des Bundesgesetzes, den auf Grund dieses Bundesgesetzes erlassenen Verordnungen und eisenbahnrechtlichen Baugenehmigungs-, Bauartgenehmigungs- und Betriebsbewilligungsbescheiden. Eine Prüfbescheinigung, die festgestellten Mängel und Vorschläge zu deren Behebung enthält, ist zu führen und der Behörde vorzulegen. [167]

Für eine Wasserstoffanlage sind die Instrumente und Geräte zur einwandfreien Funktion ebenfalls in regelmäßigen Intervallen zu überprüfen und zu warten. Ein Wartungsnachweis und ein Prüfbuch sind zu führen. Da es keine Vorschriften für Wasserstoffanwendungen auf Schiene gibt, sind Wartungen und regelmäßig wiederkehrende Überprüfungen für Wasserstoffanwendungen sinngemäß anzuwenden. Diese sind folgend zusammengefasst. Zusätzlicher Wartungsaufwand für alle restlichen Komponenten (Kühlaggregate, Elektrolyse, Wasseraufbereitung etc.) ergibt sich laut Betriebsanleitung der Hersteller.

- Feuerlöscher sind regelmäßig zu kontrollieren
- Regelmäßige Inspektionen (Sichtprüfung) sind durch einen Sicherheitsbeauftragten durchzuführen
- Sicherheitsrelevante Ausrüstungsteile sind auf sichtbare Mängel zu kontrollieren
- Füllschlauchgruppe (Schlauch, Kupplung etc.) müssen vom Betreiber bzw. von einem Sachkundigen wiederkehrend kontrolliert werden auf:
 - Unversehrtheit (durch Sichtprüfung)
 - Dichtheit während dem Füllen mit Betriebsmedium

- Elektrische Leitfähigkeit des Füllschlauches ist regelmäßig durch eine Elektrofachkraft zu prüfen (kann entfallen, wenn der Hersteller angibt, dass die Leitfähigkeit über die gesamte Lebensdauer erhalten bleibt)
- Gaswarneinrichtungen sind abhängig von den Herstellerangaben regelmäßig durch eine fachkundige Person zu überprüfen
- Wartung der Verdichter laut Herstellerangaben (i.d.R. halbjährlich bzw. jährlich)
- An der Betankungsanlage ist regelmäßig eine Funktionsprüfung (NOT-AUS Einrichtungen, MSR-Schutzeinrichtungen, Zwangslüftungen etc.) durch eine fachkundige Person durchzuführen
- Blitzschutz- und Erdungsanlagen sind durch fachkundige Personen zu prüfen
- Wiederkehrende Unterweisungen sind regelmäßig durchzuführen
- Regelmäßig Filtereinsätze tauschen
- Regelmäßige Prüfung der technischen Lüftungsanlage
- Wiederkehrende Überprüfungen von Druckbehältern sind durch eine Prüfstelle laut Kesselgesetz durchzuführen und im Prüfbuch zu dokumentieren (äußere und innere Untersuchungen, Druckprüfung/Dichtheitsprüfung)
- Elektrische Anlagen sind regelmäßig zu kontrollieren
- Richtlinien zu Wasserstoffsicherheit in Werkstätten laut [20]

5.3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Mit dem Eisenbahnrecht werden innerstaatliche Rechtsvorschriften des Bundes für Eisenbahnen, Vorschriften des Gemeinschaftsrechts und zwischenstaatliche Vorschriften geregelt. Für die Umsetzung der Bahninfrastruktur bezüglich wasserstoffrelevanter Anwendungsmöglichkeiten bilden die innerstaatlichen Rechtsvorschriften und die Vorschriften des Gemeinschaftsrechts die Grundlage. Zwischenstaatliche Vorschriften werden hier aufgrund der derzeitigen Irrelevanz für das Projekt nicht behandelt. [82]

Der österreichische Schienenverkehr wird mit dem Eisenbahngesetz 1957 (EisbG) geregelt. Dieses beinhaltet neben zahlreichen Begriffsdefinitionen auch Rechtsvorschriften und Bestimmungen, die auf bahnspezifischen Wasserstoffanwendungen für Infrastruktur und Fahrbetrieb sinngemäß angewendet werden können. Wichtige Passagen des EisbG, auf die sinngemäß wasserstoffbezogene Rechtsakte angewendet werden können, sind folgend zusammengefasst. Für Kundmachungen der im Bundesgesetzblatt und in den Landesgesetzblättern der Länder zu verlautbarenden Rechtsvorschriften sei auf das Rechtsinformationssystem des Bundes (RIS) in der geltenden Fassung verwiesen. [167]

5.3.1 Begriffsbestimmungen im EisbG

5.3.1.1 Eisenbahninfrastruktur

Als Eisenbahninfrastruktur werden alle im Anhang I der Richtlinie 2012/34/EU zur Schaffung eines einheitlichen europäischen Eisenbahnraums beschriebenen Anlagen bezeichnet, siehe § 10a EisbG [167]. Diese umfassen z.B. Grundstücke, Bahnkörper und Planum (z.B. Dämme, Entwässerungsgräben), Kunstbauten (z.B. Brücken, Bahnüberführungen), schienengleiche Übergänge einschließlich der zur Sicherung des Straßenverkehrs erforderlichen Anlagen, Zugangswege für Passagiere und Güter [61]. Mit der auf europäischer Ebene beschlossenen Eisenbahnliberalisierung wurde sichergestellt, dass die Schieneninfrastruktur nicht nur vom jeweiligen Eigentümer, sondern auch von Drittanbietern genutzt werden kann. [180]

5.3.1.2 Eisenbahnanlagen

Eisenbahnanlagen sind laut § 10 EisbG Bauten, ortsfeste eisenbahnsicherungstechnische Einrichtungen und Grundstücke, die ganz oder teilweise, unmittelbar oder mittelbar der Abwicklung oder Sicherung des Betriebes einer Eisenbahn, des Betriebes von

Schienenfahrzeugen auf einer Eisenbahn oder des Verkehrs auf einer Eisenbahn dienen. [167]

Von Eisenbahnanlagen sind Betriebsanlagen zu unterscheiden. Eine gewerbliche Betriebsanlage ist laut § 74 Abs. (1) GewO (Gewerbeordnung) jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit nicht bloß vorübergehend zu dienen bestimmt ist. [170] Die GewO ist zudem laut § 30a EisbG auf bahnspezifischen Wasserstoffanwendungen sinngemäß anzuwenden, wenn in einem Betrieb die in Anlage 5 der GewO 1994 genannten gefährlichen Stoffe mindestens in einer in dieser Anlage gegebenen Menge vorhanden sind.

Für das Projekt HyTrail wird unter einer Eisenbahnanlage eine Wasserstoffanlage für Züge der ÖBB verstanden. Die Definition der Eisenbahnanlage kann für die Planung, Errichtung und den Betrieb einer Wasserstoffanlage sowie für die Produktion, Speicherung und Distribution, Betankung und Nutzung von Wasserstoff herangezogen werden.

5.3.2 Rechtliche und normative Rahmenbedingungen

Bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb einer Wasserstoffanlage sowie für die Produktion, Speicherung und Distribution, Betankung und Nutzung von Wasserstoff sind eine Vielzahl bestehender internationaler und nationaler Vorschriften zu beachten. Da es derzeit noch keine Vorschriften für Wasserstoffanlagen sowie wasserstoffbetriebene Fahrzeuge auf Schiene gibt, können diese sinngemäß angewendet werden.

Eine Gliederung in EU-Rechtsakte, Bundesgesetze und Bundesverordnungen sowie Landesgesetze und Landesverordnungen kann erfolgen. EU-Verordnungen sind ab Inkrafttreten in allen Mitgliedsstaaten verbindlich und unmittelbar gültig. EU-Richtlinien haben keine unmittelbare Wirkung und müssen in die nationale Gesetzgebung innerhalb einer festgelegten Frist einfließen. [177]

5.3.2.1 Verordnungen und Richtlinien

Die Gliederung der Rechtsvorschriften erfolgt separat für Hersteller sowie Planer, Errichter und Betreiber von Wasserstoffanlagen. Hersteller entwickeln, bauen und vermarkten Wasserstoffanlagen. Errichter und Betreiber lassen von Herstellern Wasserstoffanlagen nach den Vorgaben der Planer bauen und betreiben die Anlagen. In der Planungs- und Umsetzungsphase der Anlage ist eine enge Kooperation zwischen Planer, Hersteller, Errichter und Betreiber erforderlich. Bei Rechtsakten für Hersteller wird auf EU-Vorschriften

verwiesen, da Konformitätserklärungen in der Regel basierend auf europäischen Rechtsakten ausgestellt werden. Bei den Rechtsvorschriften für Planer, Errichter und Betreiber wird auf nationale Rechtsmaterien verwiesen. Behördliche Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb werden basierend auf nationalem Recht erteilt. Europäische Rechtsakte sind im Webportal EUR-Lex zu finden. [38] Der Zugang zum österreichischen Recht ist über das Rechtsinformationssystem des Bundes (RIS) möglich. [177]

Für Wasserstoff gelten allgemeine Verordnungen und Richtlinien für den Umgang mit Chemikalien, Maschinen, Druckbehältern und explosionsgefährdeten Stoffen: [106] [177] [187] [237]

- Chemikalienrichtlinie: Verordnung Nr. 1272/2008/EG (CLP-Verordnung) und Verordnung Nr. 1907/2006/EG
- Maschinenrichtlinie: 2006/42/EG
- Druckgeräterichtlinie: 2010/35/EU und 2014/68/EU
- ATEX-Richtlinien: 2014/34/EU und 1999/92/EG

5.3.2.1.1 Chemikalienrichtlinie

Mit der CLP-Verordnung Nr. 1272/2008/EG wird die bisherige EU-Chemikaliengesetzgebung (Chemikalienrichtlinie 67/548/EWG über die Einstufung, Verpackung und Kennzeichnung gefährlicher Stoffe) zusammen mit dem GHS zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien in Einklang gebracht. Die CLP Symbole für „extrem entzündbare Gase“ wie etwa Wasserstoff (und Methan) sind GHS02 (Flamme) für physikalische Gefahren und GHS04 (Gasflasche) für die Kennzeichnung von unter Druck stehenden Gasen, siehe Tabelle 33. [106] [209] Die Verordnung Nr. 1907/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates beschreibt die Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH, engl. Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals). [62]

Tabelle 33: Kennzeichnung für Wasserstoff und Methan [106]

Gefahrenpiktogramme	Gefahrenhinweise	Sicherheitshinweise
Wasserstoff und Methan, verdichtet		
<p>GHS02:</p>	<p>H220: Extrem entzündbares Gas H280: Enthält Gas unter Druck; kann bei Erwärmung explodieren</p>	<p>P210: Von Hitze/Funken/offener Flamme/heißen Oberflächen fernhalten. Nicht rauchen. P377: Brand von ausströmendem Gas: Nicht löschen, bis Undichtigkeit gefahrlos beseitigt werden kann. P381: Alle Zündquellen entfernen, wenn gefahrlos möglich. P403: an einem gut belüfteten Ort aufbewahren</p>
Wasserstoff, tiefgekühlt, flüssig		
<p>GHS04:</p> <p>Signalwort: Gefahr</p>	<p>H220: Extrem entzündbares Gas H281: Enthält tief-kaltes Gas; kann Kälteverbrennungen oder -verletzungen verursachen</p>	<p>Wie oben, zusätzlich: P282: Schutzhandschuhe/Gesichtsschild/Augenschutz mit Kälteisolierung tragen. P336 + P315: Vereiste Bereiche mit lauwarmem Wasser auftauen. Betroffenen Bereich nicht reiben. Sofort ärztlichen Rat einholen/ärztliche Hilfe hinzuziehen.</p>

Gefahrenhinweise beschreiben die Art und gegebenenfalls den Schweregrad der von einem gefährlichen Stoff oder Gemisch ausgehenden Gefahr. **Sicherheitshinweise** beschreiben Maßnahmen, um schädliche Wirkungen aufgrund der Exposition gegenüber einem gefährlichen Stoff oder Gemisch bei seiner Verwendung oder Beseitigung zu begrenzen oder zu vermeiden. [106]

5.3.2.1.2 Maschinenrichtlinie

Die Maschinenrichtlinie 2006/42/EG legt allgemeingültige Sicherheits- und Gesundheitsschutzanforderungen für Maschinen verbindlich fest. Es werden typische Betriebszustände, bestimmte Arbeitsvorgänge, einzelne Maschinengruppen und die möglichen Gefahren und Risiken an den betrachteten Maschinen und Anlagen behandelt. Kraftfahrzeuge und deren Komponenten, außer auf Fahrzeugen angebrachten Maschinen, sind vom Anwendungsbereich dieser Richtlinie ausgenommen. [106] [177] In der Maschinenrichtlinie wird nicht gesondert auf spezielle Gase eingegangen, es wird die Explosionsgefahr und die Brandgefahr vielmehr allgemein behandelt. Wasserstoffspezifische Eigenschaften sind vor allem in der verbindlich durchzuführenden Gefahrenanalyse zu berücksichtigen und dementsprechende Maßnahmen zu treffen, um erkannte Gefahren zu entschärfen. [177]

5.3.2.1.3 Druckgeräterichtlinie

Die Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU bietet einen Rechtsrahmen auf europäischer Ebene für Geräte mit Druckrisiken und findet Anwendung für die Auslegung, Fertigung und Konformitätsbewertung von Druckgeräten und Baugruppen, die mit einem maximal zulässigen Druck von über 0,5 bar(ü) betrieben werden. Sie betrifft die Sachgebiete Werkstoffe, Konstruktion und Bemessung, Herstellung, Prüfung und Konformitätsbewertung, Bewertung und Überwachung von Herstellerbetrieben, Kennzeichnung und Dokumentation. Hinsichtlich Werkstoffe wird darauf hingewiesen, dass die für die Betriebssicherheit erforderlichen chemischen und physikalischen Eigenschaften der verwendeten Werkstoffe durch das geführte Fluid während der Lebensdauer nicht wesentlich beeinflusst werden dürfen. Wasserstoff kann unter bestimmten Umständen die Eigenschaften von Werkstoffen durch Phänomene wie Wasserstoffversprödung verändern, womit bei der Werkstoffwahl besonderes Augenmerk auf die Wasserstoffkompatibilität gelegt werden muss. [106] [177]

5.3.2.1.4 ATEX-Richtlinien

Die ATEX-Richtlinien („Atmosphères Explosibles“) sollen den sicheren Umgang mit explosionsfähigen Atmosphären gewährleisten. Als explosionsfähige Atmosphäre gilt ein Gemisch aus Luft und brennbaren Gasen unter atmosphärischen Bedingungen, in dem sich der Verbrennungsvorgang nach erfolgter Zündung auf das gesamte unverbrannte Gemisch überträgt. Als explosionsgefährlich gilt ein Bereich, in dem die Atmosphäre aufgrund der örtlichen und betrieblichen Verhältnisse explosionsfähig werden kann. [106] [177]

Die ATEX-Richtlinie 2014/34/EU gilt für Hersteller von Produkten, die in explosionsfähigen Bereichen verwendet werden. Die ATEX-Betreiberrichtlinie 1999/92/EG (auch ATEX 137 genannt) gilt für den Schutz von Arbeitnehmern und beinhaltet Mindestvorschriften zur Verbesserung des Gesundheitsschutzes und der Sicherheit der Arbeitnehmer, die durch explosionsfähige Atmosphären gefährdet werden können. Die Richtlinie ist Teil der VEXAT (Verordnung über explosionsfähige Atmosphären), die Anforderungen zum Explosionsschutz in Arbeitsstätten, auf Baustellen und auswärtigen Arbeitsstellen im Sinne des ArbeitnehmerInnenschutzgesetzes enthält. [106] [177]

Sofern die Bildung von explosionsfähigen Atmosphären nicht ausgeschlossen werden kann, müssen Arbeitgeber Maßnahmen treffen, um Explosionen zu verhindern. Der Arbeitgeber ist verpflichtet, ein Explosionsschutzdokument zu erstellen, in dem

Gefährdungen festgelegt, Risiken bewertet und Maßnahmen zum Schutz der Gesundheit und Sicherheit der Arbeitnehmer definiert sind. Dazu dienen der **primäre Explosionsschutz**, die Vermeidung der Bildung explosionsfähiger Atmosphären sowie der **sekundäre Explosionsschutz**, die Vermeidung von Zündquellen. Falls durch technische und organisatorische Maßnahmen eine Verhinderung von Explosionen nicht sicher möglich ist, müssen zusätzliche Maßnahmen zur Abschwächung der schädlichen Auswirkungen einer Explosion getroffen werden (**tertiärer Explosionsschutz**). Explosionsgefährdete Bereiche werden zudem in Zonen eingeteilt. Die Einteilung in Zonen erfolgt gemäß ATEX 137 je nach Ausmaß, Häufigkeit und Dauer explosionsfähiger Atmosphären: [106] [177]

- Zone 0: explosionsfähige Atmosphären sind ständig, über lange Zeiträume oder häufig vorhanden.
- Zone 1: explosionsfähige Atmosphären sind gelegentlich vorhanden.
- Zone 2: explosionsfähige Atmosphären sind selten und nur kurzzeitig vorhanden.

Explosionsgefährdete Bereiche sind mit dem Warnzeichen „Warnung vor explosionsfähigen Atmosphären“ und dem Verbotsschild „Feuer, offenes Licht und Rauchen verboten“ zu kennzeichnen, siehe Abbildung 97. [106]



Abbildung 97: Kennzeichnung für explosionsgefährdete Bereiche [106]

5.3.2.1.5 Elektrische Anlagen

Für elektrische Anlage sind die folgenden Richtlinien von Relevanz. Diese sind bei der Konformitätserklärung für Gesamtanlagen zu berücksichtigen:

Niederspannungsrichtlinie (2014/35/EU):

Die Richtlinie 2014/35/EU gilt für elektrische Betriebsmittel die bei einer Nennspannung zwischen 50 und 1000 V Wechselstrom und zwischen 75 und 1500 V für Gleichstrom verwendet werden. Sie deckt alle Gesundheits- und Sicherheitsrisiken ab und gewährleistet die sichere und bestimmungsgemäße Verwendung von elektrischen Betriebsmitteln.

Betriebsmittel sind Geräte und ortsfeste elektrische Anlagen. Elektrische Anlagen sind ortsfeste betriebsmäßige Zusammenfassungen elektrischer Betriebsmittel. Elektrische Betriebsmittel zur Verwendung in explosionsfähiger Atmosphäre fallen nicht unter diese Richtlinie. Hier gelten die ATEX-Richtlinien. [177]

Elektromagnetische Verträglichkeit (2014/30/EU):

Ziel der EMV-Richtlinie 2014/30/EU ist die Sicherstellung eines angemessenen Niveaus elektromagnetischer Verträglichkeit von elektrischen und elektronischen Betriebsmitteln. Sie ist auf die Harmonisierung der nationalen Rechtsvorschriften zum Schutz gegen elektromagnetische Störungen durch Geräte ausgerichtet. [177]

Richtlinien für die Zulassung von H₂-betriebenen Fahrzeugen (2007/46/EG, 79/2009/EG und 406/2010/EG)

Die Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens für die Genehmigung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbstständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge wurde am 09.10.2007 veröffentlicht. In Anhang IV der Rahmenrichtlinie 2007/46/EG sind Einzelvorschriften angeführt, in denen die genauen Anforderungen an einzelne Systeme und Komponenten beschrieben werden: [106] [177]

- Einzelvorschrift Wasserstoffsystem: Verordnung Nr. 79/2009/EG
- Einzelvorschrift Wasserstoffsystem: UN/ECE R 134

Die grundlegenden Anforderungen für Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb sowie für deren Bauteile und Systeme werden in der Einzelverordnung 79/2009/EG geregelt. Sie gilt für Kraftfahrzeuge mit mindestens vier Rädern für die Personenbeförderung (Klasse M) und für die Güterbeförderung (Klasse N). Detailliertere technische Anforderungen sind in der zugehörigen Verordnung 406/2010/EG enthalten. [177]

Vorschriften für Mindestanforderungen an wasserstoffbetriebene Fahrzeuge, die nicht der Klasse N oder Klasse M zuzuordnen sind (Offroad, Zug, etc.), existieren derzeit noch nicht. Die Verordnungen 79/2009/EG und 406/2010/EG werden in diesen Bereichen daher häufig sinngemäß angewandt. [177]

5.3.3 Rechtsvorschriften für die Planung, Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffanlagen

Vor der Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffanlagen ist bei der jeweils zuständigen Behörde um eine Genehmigung anzusuchen. Welche Behörde zuständig ist und welche Rechtsmaterien zu berücksichtigen sind, hängt von der jeweiligen Anwendungsumgebung und der geplanten Anlagenkonfiguration ab. In der österreichischen Rechtsordnung gilt prinzipiell das Kumulationsprinzip: Abhängig vom Anwendungsfall kann es sein, dass für eine Anlage mehrere Bewilligungen und/oder Genehmigungen eingeholt werden müssen. [177] Rechtsvorschriften für die Planung, Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffanlagen werden nachfolgend näher beschrieben. Ein Beispiel eines Genehmigungsleitfadens für Wasserstofftankstellen kann Abschnitt 5.3.4 entnommen werden.

5.3.3.1 Gewerbeordnung

Bei Gewerbebetrieben, die Wasserstoffanlagen im Rahmen einer gewerblichen Tätigkeit nutzen, ist eine Betriebsanlagengenehmigung durchzuführen. Es gilt die Gewerbeordnung GewO 1994 BGBl 194/1994 in der geltenden Fassung. Betriebsanlagen sind genehmigungspflichtig, wenn Gefährdungen oder Belästigungen für Beteiligte zu erwarten sind. Genehmigungsfähig sind Anlagen nur dann, wenn Gefährdungen ausgeschlossen sind und Belästigungen auf ein zumutbares Niveau beschränkt werden. Eine Liste der mindesterforderlichen Projektunterlagen für die Genehmigung und Bewilligung ist § 353 der GewO 1994 angeführt. [177]

5.3.3.2 Genehmigung von H₂-Anlagen

Die Genehmigungsverfahren von H₂-Anlagen richten sich nach der Menge des dort eingelagerten Wasserstoffs: [177]

- Für große Anlagen mit besonderem Gefährdungspotenzial (IPPC-Anlagen), die in der Anlage 3 Punkt 4.2a der GewO angeführt sind, gelten besondere Verfahrensvorschriften. Zusätzliche Genehmigungsunterlagen sind zu erstellen. Der zugrundeliegende EU-Rechtsakt ist die RL 2010/75/EU über Industrieemissionen (IED-Richtlinie).
- Für Anlagen in denen gefährliche Stoffe oberhalb gewisser Mengenschwellen lagern (**“Seveso-Anlagen“**) gelten laut GewO 1994 besondere Bestimmungen, da aufgrund

hoher Lagermengen die Gefahr von schweren Unfällen besteht, jedoch sind im Vergleich zu IPPC-Anlagen keine zusätzlichen oder erweiterten Genehmigungen erforderlich. Die untere Mengenschwelle ist bei Wasserstoff mit 5 Tonnen festgelegt, die obere Mengenschwelle mit 50 Tonnen. Bei Überschreitung der unteren Mengenschwelle werden im Vergleich zur normalen Betriebsanlage zusätzliche Pflichten für Betreiber und Behörde wirksam. Bei Überschreiten der oberen Mengenschwelle gelten sämtliche Seveso-Bestimmungen.

5.3.3.3 ArbeitnehmerInnenschutzgesetz

Basierend auf § 93 Abs (1) Z4 und § 94 Abs (1) Z4 ASchG BGBl 450/1994 sind bei der Genehmigung von Eisenbahnanlagen sowie der Bewilligung von Einrichtungen, Arbeitsmitteln usw. nach dem EibG 1957 die Belange des ArbeitnehmerInnenschutzes zu berücksichtigen. Weitere Regelungen sind in der Arbeitsstättenverordnung AStV BGBl II 368/1998 umgesetzt. Arbeitsstätten sind Gebäude, bauliche Anlagen oder Orte auf einem Betriebsgelände zu denen Arbeitnehmer Zugang haben. Regelungen, die in der Arbeitsstättenverordnung definiert sind, sind u.a. die Elektroschutzverordnung (ESV 2012), Kennzeichnungsverordnung (KennV) oder Verordnung Explosionsfähige Atmosphären (VEXAT). Im Hinblick auf Wasserstoffanlagen ist insbesondere die Verordnung Explosionsfähige Atmosphären - VEXAT BGBl II 309/2004 von Relevanz. [169] [177]

5.3.3.4 UVP-Gesetz

Mit dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz UVG-G 2000 erfolgte die Umsetzung der Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten. Ziel ist die Feststellung der Auswirkungen eines Projekts auf Mensch, Tier und Pflanzen aber auch auf Boden, Wasser, Luft, Klima, Landschaft, Sach- und Kulturgüter. Dabei werden mögliche Maßnahmen zur Verhinderung schädlicher Auswirkungen geprüft, Vor- und Nachteile gegenübergestellt und Alternativen mit geringeren Auswirkungen auf die Umwelt geprüft. [177]

Neben Infrastrukturvorhaben (z. B. Bundesstraßen) sind industrielle Vorhaben UVP- pflichtig, die im Anhang 1 des UVP-G 2000 gelistet sind und die dort angeführten Schwellenwerte überschreiten. Dabei ist zu beachten, dass aufgrund der Kumulationsbestimmungen die Relevanz für die UVP-Pflicht bereits bei 25 % des Schwellenwertes gegeben sein kann, wenn ähnliche Projekte im räumlichen

Zusammenhang geplant sind. Die zuständige Behörde ist die jeweilige Landesregierung. [177]

Industrielle Vorhaben werden in Anhang 1 in drei Spalten unterschieden. Die in Spalte 1 angeführten Vorhaben werden nach dem Normalverfahren abgewickelt. Spalte 2 betrifft Vorhaben die nach dem vereinfachten Verfahren abgewickelt werden. Spalte 3 betrifft Projekte in schutzwürdigen Gebieten, die nach dem vereinfachten Verfahren abgewickelt werden. Schutzwürdige Gebiete sind Schutzgebiete, Alpinregionen oder Wasserschutz- und Wasserschongebiete oder bereits belastete Gebiete und Siedlungsgebiete. Im Anhang 2 des UVP-Gesetzes werden die unterschiedlichen Kategorien von schutzwürdigen Gebieten im Detail erläutert. [177]

In Spalte 2 unter Z 49 sind „ ... Anlagen zur Herstellung von anorganischen Grundchemikalien durch chemische Umwandlung insbesondere ... zur Herstellung von Gasen, ... wie Wasserstoff ... mit einer Produktionskapazität von mehr als 150 000 t/a“ gelistet [166]. Die angegebene Produktionskapazität entspricht bei Volllastbetrieb über 8 424 h/a einer Wasserstoffproduktionsrate von 200.070 Nm³/h oder 17.806 kg/h. Bei 25 % des Schwellenwertes entspricht dies einer Wasserstoffproduktionsrate von 50.017 Nm³/h oder 4.452 kg/h. [177]

In Spalte 3 unter Z 49 sind dieselben Anlagen in schutzwürdigen Gebieten mit einer Produktionskapazität von mehr als 75.000 t/a gelistet. Bei 25 % des Schwellenwertes entspricht das bei ganzjährigem Volllastbetrieb einer H₂-Anlage mit einer Produktionskapazität von 25.008 Nm³/h oder 2.225 kg/h. Bei einem angenommenen Elektrolysewirkungsgrad von 70 % bezogen auf den oberen Heizwert von Wasserstoff entspricht das einer elektrischen Anschlussleistung des Elektrolyseurs von 124 MW. [177]

Rohrleitungsanlagen (Pipelines) für den Transport von Chemikalien oder Gas (wie etwa Wasserstoff) sind UVP-pflichtig, wenn die Rohrleitungen einen Rohrrinnendurchmesser von mind. 800 mm und eine Länge von mind. 40 km aufweisen. In Schutzgebieten unterliegen Rohrleitungsanlagen mit einem Rohrrinnendurchmesser von mind. 500 mm und einer Länge von mind. 25 km dem vereinfachten UVP-Verfahren. [177]

5.3.3.5 Wasserrechtsgesetz

Das Wasserrecht umfasst alle Rechtsvorschriften, in denen die Beziehung zwischen Menschen und Gewässer geregelt wird, um eine Gewässerverunreinigung zu vermeiden. Das nationale Wasserrecht in Österreich wurde an die EU-WRRL (europäische Wasser-

Rahmenrichtlinie) 2000/60/EG angepasst. Die Anforderungen sind in Österreich im österreichischen Wasserrechtsgesetz WRG 1999 BGBl 215/1999 und in zugehörigen Verordnungen festgelegt. [177]

Für Eisenbahnbauten und Bauten auf Bahngrund, die nach den eisenbahnrechtlichen Vorschriften einer eisenbahnbaubehördlichen Bewilligung bedürfen und durch die öffentliche Gewässer oder obertägige Privatgewässer berührt werden, gelten in Ansehung des Verfahrens und der Zuständigkeit die in § 127 WRG Abs (1) angeführten Grundsätze. Für die Erschließung und Benutzung von Grundwasser auf Bahngrund für Bau- und Betriebszwecke der in die Zuständigkeit der Eisenbahnbehörde fallenden Eisenbahnen gelten die in § 127 WRG Abs (2) angeführten Grundsätze. [212]

Die Begrenzungen von Abwasseremissionen nach unterschiedlichen Emissionsquellen sind in den Abwasseremissionsverordnungen (AEV-Verordnungen) detailliert. Anforderungen an die Abwasseremissionen aus Betrieben oder Anlagen bei denen Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrolytische Zersetzung von Wasser oder durch Spalten von Erdgas hergestellt wird, sind in der AEV technische Gase BGBl 670/1996 festgelegt. Zusätzlich sind festgelegte, einzuhaltende Emissionswerte bei der Einleitung von Abwasser in ein Fließgewässer oder in eine öffentliche Kanalisation definiert. [177]

5.3.3.6 Versandbehälterverordnung

Die Versandbehälterverordnung 2011-VBV 2011 BGBl II 458/2011 regelt die sicherheitstechnischen Randbedingungen für Druckgefäße und Tanks für Stoffe der Klasse 2 (Gase und gasförmige Stoffe) die im ADR, RID und ADN angeführt sind, Kraftgastanks in Fahrzeugen (Behälter, die an Fahrzeugen dauernd angebracht sind und das für den Antrieb verwendete Gas im Fahrzeug speichern), Flaschen und Flaschenbündel und weitere unter § 1 Abs (1) angeführte Behälter. Die Abkürzungen ADR, RID und ADN stehen für international akkordierte Regelungen die den Transport gefährlicher Güter auf der Straße, auf der Schiene und im Wasser regeln. Für ortsbewegliche Druckbehälter, die nicht in der VBV 2011 angeführt sind, gelten die Regeln der ortsbeweglichen Druckbehälterverordnung ODGV 2011 BGBl 239/2011. Verschiedene Arten von Füllstellen werden unterschieden: [177]

- Befüllung von Versandbehältern mit technischen Gasen
- Befüllung von Flaschen und Flaschenbündel an Betankungsanlagen
- Befüllung von Kraftgastanks

- Betankung von Fahrzeugen und Befüllung von Flaschen und Flaschenbündeln an Tankstellen

Die Anforderungen an Füllstellen für die Befüllung von Kraftgastanks oder gleichartig ausgerüsteten Flaschen und Flaschenbündeln sind in Anlage A.4 Z 3 VBV 2011 definiert. Hier wird die Befüllung von verdichtetem Erdgas oder Biomethan sowie Flüssiggas behandelt. Wasserstoff wird nicht explizit angeführt, jedoch werden diese Regelungen sinngemäß für Wasserstoff angewendet. Die Befüllung von Kraftgastanks und gleichartig ausgerüsteten Flaschen und Flaschenbündeln mit verdichtetem Erdgas oder Biomethan hat mit Betankungsanlagen zu erfolgen. Betankungsanlagen sind von einer notifizierten Stelle erstmalig zu bewerten und in dreijährigen Abständen zu kontrollieren. Betankungsanlagen müssen von Personen betrieben und beaufsichtigt werden, die hierfür über hinreichende Kenntnisse verfügen.

5.3.3.7 ISO Normen für Wasserstofftechnologien

In Normen und technischen Regelwerken sind konkrete Anforderungen für die Konstruktion von Produkten, für Abläufe von Prozessen oder die Durchführung von Messungen enthalten. Als Basis für den Inhalt von Normen und technischen Regeln gelten gesicherte Ergebnisse aus der Wissenschaft und Technik. Internationale Normen werden durch die Internationale Organisation für Normung (ISO) erarbeitet. Das ISO/TC 197 ist das Internationale Technische Komitee (TC) für Wasserstofftechnologien innerhalb der ISO, dessen Zuständigkeitsbereich die Entwicklung von Normen für Wasserstoffkomponenten und -systemen für die Bereiche Produktion, Speicherung, Transport, Messung und Nutzung ist. Wichtige Normen sind etwa ISO/TS 19880 (Gaseous hydrogen – Fuelling stations) und ISO 14687 (Hydrogen fuel – Product specification). Die aktuelle Normenliste ist dem Internet sowie der Literatur zu entnehmen, siehe etwa [100] bzw. [106] [177].

5.3.4 Genehmigungsprozedere Wasserstofftankstellen

Da kein klarer Rechtsrahmen für Wasserstoffanwendungen im Eisenbahnbereich existiert, stellt der Genehmigungsprozess eine große Herausforderung für Antragssteller und Behörde dar. In Anlehnung an Erfahrungen bisheriger Genehmigungsverfahren, hat die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) einen Genehmigungsleitfaden für Wasserstofftankstellen für Deutschland erarbeitet, in denen der Ablauf des Genehmigungsprozesses beschrieben wird. Dieser kann sinngemäß in Österreich angewendet werden und in folgenden Schritten erfolgen: [133] [177]

1. Identifizierung der relevanten Genehmigungsbehörde
2. Studieren des vollständigen Genehmigungsprozesses und der relevanten Dokumente
3. Vereinbarung eines Vortermins mit der Genehmigungsbehörde
4. Besprechung der Absichten mit der Genehmigungsbehörde
5. Detailkonzeption der Anlage als Entwurf
6. Vereinbarung eines Kick-off Meetings mit den Stakeholdern
7. Besprechung des Entwurfs im Kick-off Meeting, Abstimmung mit Stakeholdern
8. Vereinbarung eines Anschlussstermins mit den Gutachtern der zugelassenen Überwachungsstellen (ZÜS-Gutachter) und dem Anlagenlieferanten
9. Gesprächsinitiierung zwischen ZÜS-Gutachtern und dem Anlagenlieferanten
10. Erstellung des Prüfberichts
11. Erstellung des Genehmigungsantrages nach zuvor festgelegtem Anlagentyp
12. Abgabe des Genehmigungsantrages
13. Entgegennahme des Genehmigungsantrages
14. Prüfung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen
15. Einbindung der Fachbehörden
16. Rücksprache mit dem Antragsteller
17. Bearbeitung des Antrags
18. Erteilung der Erlaubnis zur Errichtung und zum Betrieb der H₂-Anlage

Die erforderlichen Projektunterlagen für Anlagen mit höherem Gefährdungspotential, die in der Größenordnung von IPPC-Anlagen, Seveso-Anlagen oder UVP-pflichtigen Anlagen umgesetzt werden, sind wesentlich umfangreicher. Eine Liste der mindesterforderlichen Unterlagen kann den jeweiligen Rechtsakten entnommen werden. [177]

5.3.5 Netzebenen des Stromnetzes

Die Verteilung der elektrischen Energie von den Erzeugungsanlagen hin zu den Verbrauchern erfolgt über das öffentliche Stromnetz. Dieses ist entsprechend der Spannung in verschiedene Netzebenen unterteilt und dient je nach Spannungsebene unterschiedlichen Funktionen. So hat das Hauptversorgungsnetz in Österreich eine Spannung von 380 kV oder 220 kV, auf regionaler Ebene beträgt die Spannung 110 kV und die Spannungsebene von 10 und 20 kV dient der örtlichen Versorgung. [207] Das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz EIWOG legt in Österreich sieben Netzebenen fest: [168] [177]

1. Netzebene 1: Höchstspannungsnetz mit 380 kV und 220 kV, einschließlich 380/220 kV-Umspannung
2. Netzebene 2: Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3. Netzebene 3: Hochspannungsnetz mit 110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV
4. Netzebene 4: Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung;
5. Netzebene 5: Mittelspannungsnetz mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen; üblw. bis 35 kV
6. Netzebene 6: Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
7. Netzebene 7: Niederspannungsnetz mit 1 kV und darunter; üblw. 230/400 V

Zur Höchstspannungsebene zählen Netze mit Spannungen von mehr als 150 kV, in Westeuropa werden 220 kV oder 380 kV genutzt. Diese Netzebene dient der verlustarmen Übertragung großer Mengen elektrischer Energie über weite Strecken. Konventionelle Kraftwerke (Kohlekraftwerke, Atomkraftwerke oder große Wasserkraftwerke) und große Windparks mit Leistungen über 300 MW speisen den erzeugten Strom direkt auf dieser Netzebene ein. Die Umspannung von Höchst- zu Hochspannung erfolgt über Leistungstransformatoren. [10] [152] [177]

Die Hochspannungsebene wird zum Verteilernetz gezählt. Es erfolgt die Grobverteilung zu den Ballungszentren oder zu großen Industriebetrieben. Leistungen von 10 MW bis 100 MW werden übertragen. Industrielle und mittelgroße konventionelle Kraftwerke sowie mittelgroße Wasserkraftwerke und Windparks bis etwa 300 MW speisen auf dieser Netzebene ein. [10] [177]

Die Ankopplung der Mittelspannungsnetze an die Hochspannungsnetze erfolgt über Transformatoren, die über mehrere Anzapfungen bei der Primärwicklung verfügen. Dadurch kann die Spannung auf Mittelspannungsebene in Grenzen geregelt werden. Die Umschaltung der Anzapfungen an der Primärwicklung (Spannungsregelung) kann ohne Abschaltung des Transformators erfolgen. [177] Die Mittelspannungsebene mit mehr als 1 kV bis 50 kV ist Teil des Verteilernetzes. Die Versorgung von z.B. Städten, einzelnen Ortschaften oder größeren Einrichtungen wie Krankenhäusern und Fabriken findet durch die Mittelspannungsebene statt. Kleinere Kraftwerke, Wasserkraftwerke, Biomasseanlagen, Blockheizkraftwerke und Windparks bis etwa 20 MW speisen hier Energie in das Netz ein. Abnehmer auf dieser Ebene sind Industriekunden. [10] [152] [177]

Die Umspannung von Hoch- zu Niederspannung erfolgt über Leistungstransformatoren. Die Niederspannungsebene dient zur Feinverteilung der elektrischen Energie an private Haushalte, Gewerbebetriebe und kleine Industriebetriebe. Kleine dezentrale Stromerzeugungsanlagen speisen auf dieser Netzebene ein. [177]

5.3.5.1 Bahn-Netzebenen

Bahnunternehmen betreiben eigene Energieversorgungsnetze mit Einphasenwechselstrom, unterschiedlichen Spannungs-Ebenen z.B. (25 kV, 110 kV) und neben 50 Hz mit (historisch begründbaren) Netzfrequenzen von 16,7 Hz oder 25 Hz oder mit Gleichstrom. [177] Das Bahnstromnetz der ÖBB hat eine Frequenz von 16,7 Hz zur Stromversorgung und verfügt über 2.065 km Bahnstromleitungen 110 kV/132 kV sowie 70 km Bahnstromleitungen 55 kV. Der Bahnstrom wird aus 100 % österreichischen erneuerbaren Energieträgern geliefert. [140]

5.3.5.2 Schutz- und Sicherheitsabstände zu Spannungsleitungen

Abhängig von der Spannung und dem Leiterdurchhang müssen bestimmte Mindest-Sicherheitsabstände zu diesen eingehalten werden, die laut Elektrotechnikverordnung 2002 in den Normen ÖVE/ÖNORM E 8111 (Starkstromfreileitungen ~1-45 kV) sowie ÖVE/ÖNORM

EN 50341 (Freileitungen über 45 kV) geregelt und verpflichtend sind. Die Normen beinhalten Sicherheitsabstände für verschiedene Leitungsgruppen: [155] [156] [207]

- Leitungsgruppen I: Freileitungen bis 45 kV
- Leitungsgruppe II: Freileitungen 110 kV
- Leitungsgruppe III: Freileitungen 220 kV
- Leitungsgruppe IV: Freileitungen 380 kV

Bei den Abständen zur Geländeoberfläche sind im normalen Gelände Abstände von 5 m (45 kV) bis 8 m (380 kV) vorgeschrieben. Bei Strohtristen (regelmäßig aufgesetzter und geschichteter Strohhaufen) beträgt der Schutzabstand 20 m (alle Leitungsgruppen). Bei Waldschneisen beträgt der erforderliche Abstand 3 m für 45 kV, 4 m für 110 kV, 5 m für 220 kV und 6 m für 380 kV Freileitungen. Bei Straßenlampen, Fahnenmasten, Werbeschildern und Ähnlichem, Brücken sowie auch Wohn- und Schulgebäuden, Industrie- oder Handelskomplexe gelten dieselben Sicherheitsabstände. Bei Außenantennen sind die Schutzflächen abhängig davon, ob sie auf Leitungstragwerken montiert sind, oder nicht. Sind sie auf Leitungstragwerken installiert, gelten 2 (45 kV und 110 kV) sowie 3 m bzw. 5 m (220 kV bzw. 380 kV), ansonsten muss der Abstand zwischen 2 m (45 kV, 110 kV) bis 4 m (380 kV) betragen. Bei Straßen hängen die Abstandsgrößen davon ab, ob es sich um eine Autobahn, Bundes-, Landes- oder Gemeindestraße handelt. Die dafür vorgeschriebenen Schutzabstände sind einzuhalten. Zu oberirdischen Fernmeldeleitungen der Gruppe B zählen öffentliche Fernmeldeleitungen und jene der Eisenbahn. Die Abstände sind davon abhängig, ob von den Leitern oder den Tragwerken der Fernmeldeleitung gemessen wird. [155] [156] [207]

Für das Projekt HyTrail ist eine Analyse des High-Level Netzes mit 110 kV und 16,7 Hz von Relevanz. Die benötigten Sicherheitsabstände für ausgewählte und nachfolgend aufgelistete Objekte sind in Anlehnung an die Normen für verschiedene Leitungsgruppen zusammengefasst. Eine genaue tabellarische Auflistung aller Mindestabstände zu verschiedenen Objekten (z.B. Gewässer, Wasserstraßen, Schienenbahnen, Seilbahnen, Fernmeldekabel des öffentlichen Netzes, Brücken, Sportanlagen etc.) kann den zugehörigen Normen entnommen werden.

5.3.5.2.1 Geländeoberfläche

Die Abstände (A) der Leiter sind rechtwinklig zur Geländeoberfläche zu messen. Geringe Unebenheiten dürfen dabei unberücksichtigt bleiben. [155] [156]

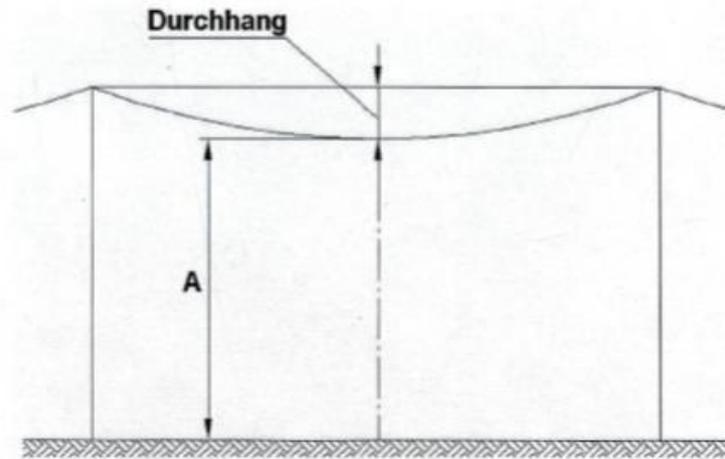


Abbildung 98: Abstand zu Geländeoberfläche, Darstellung des Durchhangs [155] [156]

Tabelle 34: Abstand zu Geländeoberflächen

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	Im Regelfall					
(1.1)	von normalem Gelände		5	6	7	8
(1.2)	von Gelände, das mit hochbeladenen Wagen nicht befahrbar ist		5	5	6	7
(1.3)	von Steilgelände, normalerweise nicht begangen		4	4	5	6
(1.4)	von Felswänden seitlich (im rechten Winkel zur Felswand gemessen)		3	3,5	4	5
(2)	im Ausnahmestfall in den Fällen (1.1) bis (1.4)		3	3,5	4	5

5.3.5.2 Strohtristen

Schutzabstände bei Strohtristen sind in Tabelle 35 zu finden. Unter Strohtristen werden regelmäßig aufgesetzte und geschichtete Haufen von Stroh verstanden.

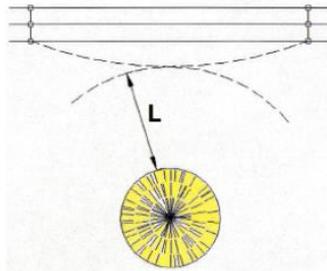


Abbildung 99: Strohtriste, seitlicher Abstand (L) [155] [156]

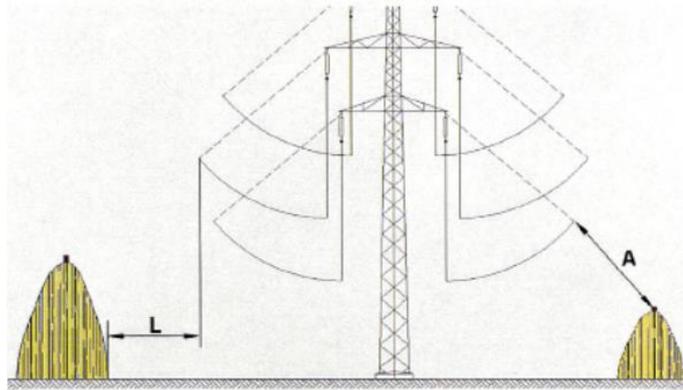


Abbildung 100: Strohtriste, seitlicher Abstand (L) und Schutzabstand (A) [155] [156]

Tabelle 35: Abstand zu Strohtristen

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	Seitlicher Abstand der Leiter von der Triste		10	10	15	15
(2)	Schutzabstand der Leiter von der Triste im Regellastfall		20	20	20	20

5.3.5.2.3 Waldschneisen und einzelnstehende Bäume und Sträucher

Waldschneisen sind so anzulegen und einzelnstehende Bäume soweit zu schlagern, dass die Leitungsgruppen z.B. durch Windbrüche, Windwürfe, Schlägerungen, Schneedruck auf Stamm oder Äste und dergleichen nicht gefährdet werden. Die unten genannten Mindestabstände gelten für den astfreien Raum. Diese Abstände sind, wenn die Betriebssicherheit der Leitung dies erfordert, gegebenenfalls zu vergrößern (kranke, hängende oder flach wurzelnde Bäume, an Steilhängen oder Rutschhängen usw.). [155] [156]

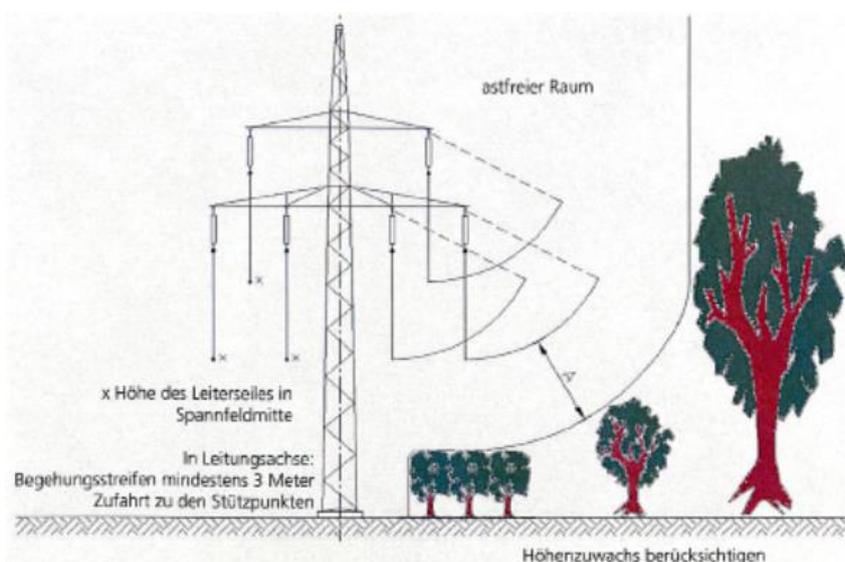


Abbildung 101: Waldschneisen und einzelnstehende Bäume und Sträucher [155] [156]

Tabelle 36: Abstand zu Waldschneisen und einzelnstehenden Bäumen und Sträuchern

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	seitlich der Leiter		3	4	5	6
(2)	unterhalb der Leiter					
(2.1)	im Regellastfall		3	4	5	6
(2.2)	im Ausnahmefall		0,5	0,8	1,5	2,5

5.3.5.2.4 Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem

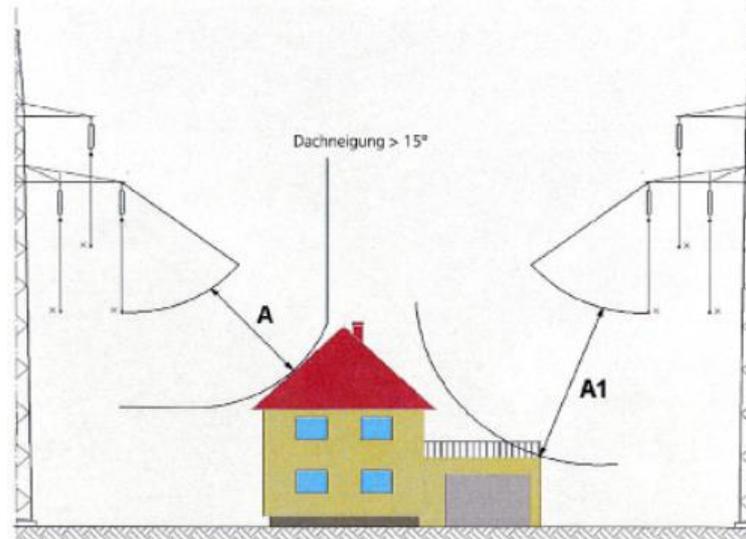


Abbildung 102: Schutzabstand (A) zu Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem mit Dachneigung größer 15° und Schutzabstand (A) zu Terrassen [155] [156]

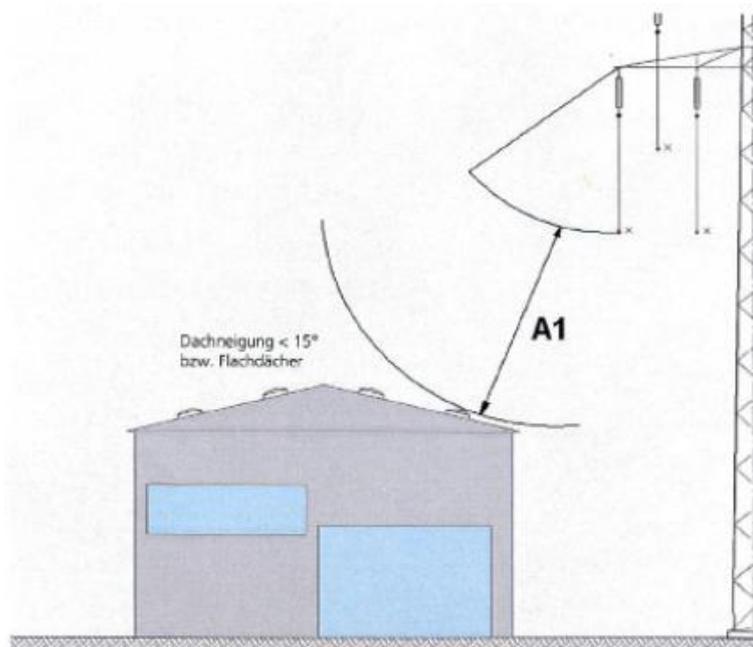


Abbildung 103: Schutzabstand (A1) zu Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem mit Dachneigung kleiner 15° bzw. Flachdächer [155] [156]

Tabelle 37: Abstand zu Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	Seitlicher Abstand der Leiter vom nächsten Bauwerksteil		3	4	5	6
(2)	Schutzabstand der Leiter vom nächsten Bauwerksteil					
(2.1)	im Regellastfall		3	4	5	6
(2.2)	im Ausnahmefall		2,5	3,5	4	5
(3)	Schutzabstand der Leiter von Flachdächern bis 15° Neigung und von der Standfläche von Terrassen, Balkonen usw.					
(3.1)	im Regellastfall		4	5	6	7
(3.2)	im Ausnahmefall		2,5	3,5	4	5
(4)	<p>Bei der Zugspannung von Hochspannungsfreileitungen zu Umspan- und Schaltanlagen (Einbaustationen) die bei Wohn- oder Schulgebäuden, Gebäuden industrieller oder gewerblicher Art u.dgl. ein- oder angebaut sind, brauchen im Bereich der Freileitungsabspannung die oben geforderten Abstände von den Objekten selbst nicht eingehalten zu werden.</p> <p>Am jeweiligen Objekt ist jedoch durch geeignete Maßnahmen, die im Einzelnen auf die örtlichen Gegebenheiten abzustimmen sind (z.B. Warntafeln an der Wand, Abschränkungen mit Warntafeln auf dem Dach), auf die bei einer Annäherung an die Hochspannungsfreileitung gegebene Gefahr hinzuweisen. Tür- und Fensteröffnungen (letztere, sofern sie nicht fix abgeschlossen sind oder durch geeignete Maßnahmen ein Berühren hochspannungsführender Teile sicher verhindert wird) dürfen innerhalb der oben festgelegten Abstände nicht vorhanden sein.</p>					
(5)	<p>Gehören die Gebäude zur gleichen Stromversorgungsanlage wie die Leitung (Kraftwerke, Umspan- oder Schaltstationen), so sind auch kleinere Abstände zulässig. Bei industriellen und gewerblichen Anlagen ist auf die Besonderheit des Betriebes (z.B. bei Feuer oder explosionsgefährdeten Anlagen) sowie auf den Arbeitsraum von Verladeeinrichtungen, Kränen u.dgl. zu achten.</p>					

5.3.5.2.5 Außenantennen

- *Außenantennen, nicht auf Leitungstragwerken montiert*

Zu Außenantennen zählen im freien liegende Antennengebilde, Antennenträger, Antennenleitungen, zusätzliche Bauelemente und Erdungsanlagen derselben. Außenantennenanlagen dürfen durch Hochspannungsfreileitungen nicht unterkreuzt werden. [155] [156]

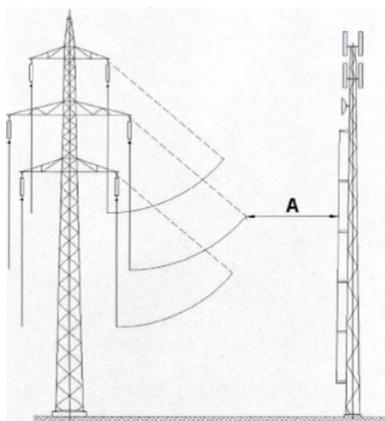


Abbildung 104: Schutzabstand (A) zu Außenantennen, nicht auf Leitungstragwerken montiert mit besteigbaren Antennentragwerk [155] [156]

Tabelle 38: Abstand zu Außenantennen, nicht auf Leitungstragwerken montiert

		Abstände in m				
		Leitungs- gruppe:	I	II	III	IV
(1)	Außenantennen, nicht auf Leitungstragwerken montiert					
(1.1)	Seitlicher Abstand der Leiter von der Außenantennenanlage		2	2	3	5
(1.2)	Schutzabstand der Leiter von der Außenantennenanlage					
(1.2.1)	im Regellastfall		2	2	3	5
(1.2.2)	im Ausnahmefall		0,5	0,8	1,5	2,5
(1.3)	Schutzabstand der Leiter von besteigbaren Antennentragwerken im Regellastfall		3	3	4	6
(1.4)	Liegt eine Außenantennenanlage seitlich der Hochspannungsfreileitung, aber höher als diese, so muss ihr seitlicher Abstand von den Leitern der Hochspannungsfreileitung so groß sein, dass bei allfälligem Umstürzen der Antennenträger zwischen der Außenantennenanlage und der Hochspannungsfreileitung noch ein Abstand verbleibt von		1	1	2	3
	Dies ist nicht erforderlich, wenn durch geeignete Maßnahmen (Anker oder dgl.) ein Umstürzen der Außenantennenanlage in Richtung zur Hochspannungsfreileitung zuverlässig verhindert wird.					

- *Außenantennen, auf Leitungstragwerken montiert*

Tabelle 39: Abstand zu Außenantennen, auf Leitungstragwerken montiert

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(2)	Außenantennen, auf Leitungstragwerken montiert					
(2.1)	Bei der Anbringung von Außenantennenanlagen auf Tragwerken von Starkstromfreileitungen über 1 kV bleiben diese weiterhin Tragwerke für Starkstromfreileitungen über 1 kV und ihre Bemessungen unterliegen der zum Zeitpunkt ihrer Errichtung jeweils gültigen technischen Bestimmung.					
(2.2)	Die Antennentragkonstruktion zur Anbringung der Antennen, sowie allfällige Steighilfen, Standroste, Podeste, etc., sind Teile des Tragwerkes und sind nach den jeweils aktuellen Errichtungsbestimmungen für Starkstromfreileitungen über 1 kV auszulegen.					
(2.3)	Die Ermittlung der von den Antennen ausgehenden, auf die Antennentragkonstruktion und das Tragwerk wirkenden Lasten, hat auch nach der jeweils aktuellen Errichtungsbestimmung für Starkstromfreileitungen über 1 kV zu erfolgen.					
(2.4)	Als Schutzabstände gelten					
(2.4.1)	Schutzabstand der spannungsführenden Leiter (Phasen) von der Antenne im Regellastfall		2	2	3	4
(2.4.2)	Schutzabstände der nicht spannungsführenden Leiter, die mit den geerdeten Bauteilen des Tragwerkes verbunden sind, von der Antenne im Regellastfall		0,5	0,5	0,5	0,5

5.3.5.2.6 Straßen

Nachfolgende Tabelle gilt für: [155] [156]

- Gemeindestraßen außerhalb von Ortsgebieten und sonstigen Fahrwegen
- Bundesstraßen S (Schnellstraßen), Bundesstraßen B und Landesstraßen, Verkehrsflächen, innerhalb von Ortsgebieten, in industriellen und gewerblichen Anlagen sowie in öffentlichen Gartenanlagen
- Bundesstraßen A (Autobahnen)

Tabelle 40: Abstand zu Straßen

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	Seitlicher Abstand der Leiter vom Fahrbahnrand (im Falle von Autobahnen vom Außenrand des äußeren Seitenstreifens)		4	4	5	6
(2)	Schutzabstand der Leiter von der Fahrbahnoberfläche					
(2.1)	im Regellastfall		6	7	8	9
(2.2)	im Ausnahmefall		5	5,5	6	7
(2.3)	nur für Autobahnen: bei außergewöhnlicher Lage der Leiter nach (a) und (b) wie oben erwähnt		5	5,5	6	7
(3)	nur für Gemeindestraßen außerhalb von Ortsgebieten und sonstige Fahrwege: Seitlicher Abstand der Fundamente der Tragwerke vom Fahrbahnrand		1	1	1	1
(4)	nur für Bundesstraßen „S“ und „B“ und für Landesstraßen: Seitlicher Abstand der Fundamente der Tragwerke vom Fahrbahnrand, sofern eine Unterschreitung der gesetzlich festgelegten Bauverbotszone genehmigt wird		2	2	2	2
(5)	nur für Autobahnen: Seitlicher Abstand der Fundamente der Tragwerke vom Fahrbahnrand, sofern eine Unterschreitung der im Bundesstraßengesetz festgelegten Bauverbotszone von der Bundesstraßenbehörde genehmigt wird		5	5	5	5

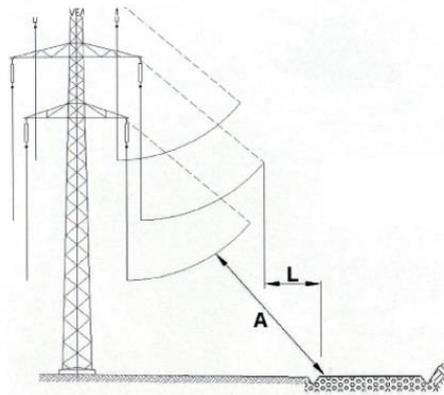


Abbildung 105: Seitlicher Abstand der Leiter vom Fahrbahn-rand, A: Schutzabstand der Leiter von der Fahrbahnoberfläche [155] [156]

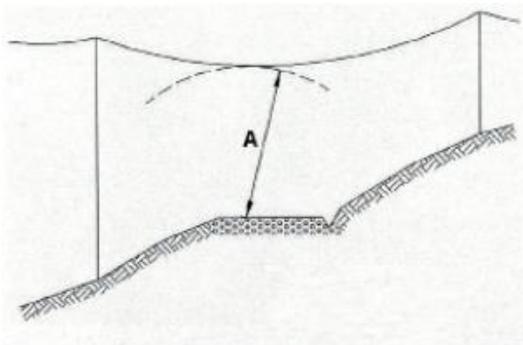


Abbildung 106: Schutzabstand der Leiter von der Fahrbahnober-fläche, gilt für alle Kategorien von Straßen [155] [156]

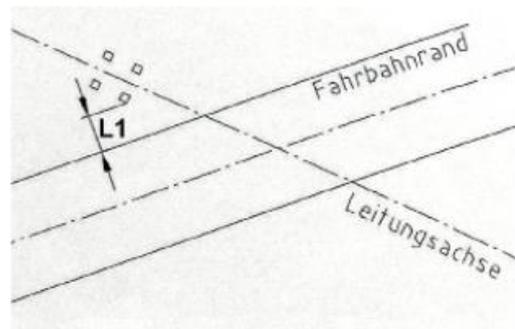


Abbildung 107: Seitlicher Abstand der Fundamente der Tragwerke vom Fahrbahnrand [155] [156]

5.3.5.2.7 Starkstromfreileitungen

Für die Abstände, ausgenommen jene nach Tabelle 41 Punkt (2), ist die Hochspannungsfreileitung der höheren Leitungsgruppe maßgebend. Starkstromfreileitungen bis 1.000 V dürfen von Hochspannungsfreileitungen nicht unterkreuzt werden. Maßnahmen für die erhöhte Sicherheit sind nur an der überkreuzenden Leitung zu treffen. Für die Führung von Starkstromfreileitungen bis 1.000 V auf dem Gestänge von Hochspannungsfreileitungen bestehen technische Bestimmungen. [155] [156]

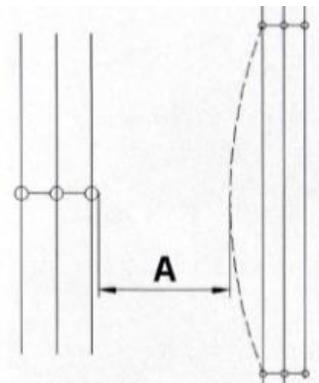


Abbildung 108: Seitlicher Abstand zwischen den Leitern von zwei auf getrennten Masten geführten Starkstromfreileitungen, wobei die Leiter einer Leitung nicht ausgelenkt, jene der zweiten durch Wind gegen die erste ausgelenkt ist. [155] [156]

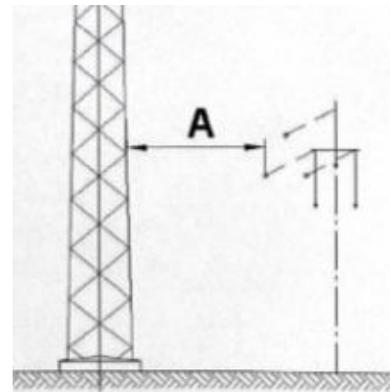


Abbildung 109: Schutzabstand der Tragwerke einer Leitung von den ausgelenkten Leitern der anderen Leitung [155] [156]

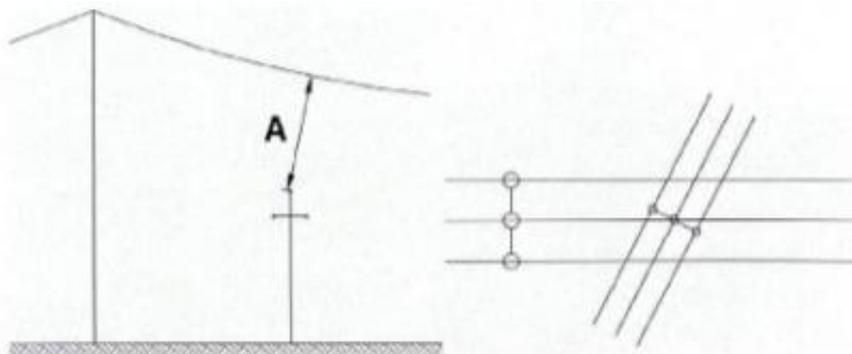


Abbildung 110: Schutzabstand einander kreuzender Leiter [155] [156]

Tabelle 41: Abstand zu Starkstromfreileitungen

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	Seitlicher Abstand zwischen den Leitern von zwei auf getrennten Masten geführten Starkstromfreileitungen, wobei die Leiter einer Leitung nicht ausgelenkt, jene der zweiten durch Wind gegen die erste ausgelenkt anzunehmen sind		1,5	2	3	5
(2)	Schutzabstand der Tragwerke					
(2.1)	einer Leitung von den ausgelenkten Leitern der anderen Leitung. Maßgebend ist die Gruppe der gegen das Tragwerk ausgelenkten Leitung, im Regellastfall		3	3	4	6
(2.2)	v.d. ausgelenkten Leitern einer Starkstromfreileitung bis 1000 V		1,5	1,5	1,5	1,5
(3)	Schutzabstand einander kreuzender Leiter					
(3.1)	in den Regellastfällen		2	2	3	5
(3.2)	oberer Leiter in allen Spannungsfeldern des Abspannabschnittes mit Regelzusatzlast belastet, unterer nicht ausgelenkter Leiter in allen Spannungsfeldern des Abspannabschnittes ohne Zusatzlast bei -5 °C		2	2	3	5
(3.3)	wie (3.2), jedoch oberer Leiter mit Ausnahmezusatzlast belastet bei -5 °C		0,5	0,8	1,5	2,5
(3.4)	bei Hochspannungsfreileitungen mit Isolatorketten an den Tragmasten; oberer Leiter im Kreuzungsspannungsfeld mit Regelzusatzlast belastet, alle anderen Spannungsfelder des Abspannabschnittes ohne Zusatzlast, unterer nicht ausgelenkter Leiter im gesamten Abspannabschnitt ohne Zusatzlast bei -5 °C		0,5	0,8	1,5	2,5

5.3.5.2.8 Oberirdische Fernmeldeleitungen, Gruppe B

Zu oberirdischen Fernmeldeleitungen der Gruppe B zählen öffentliche Fernmeldeleitungen und jene der Eisenbahn. Oberirdische Fernmeldeleitungen, Gruppe B, dürfen nicht unterkreuzt werden. [155] [156]

Tabelle 42: Abstand zu oberirdischen Fernmeldeleitungen, Gruppe B

		Abstände in m				
		Leitungsgruppe:	I	II	III	IV
(1)	Seitlicher Abstand der Leiter der Hochspannungsfreileitung von den Leitern der Fernmeldeleitung		2	2	3	5
(2)	Schutzabstand der Leiter der Hochspannungsfreileitung von den Leitern der Fernmeldeleitung					
(2.1)	im Regellastfall		2	2	3	5
(2.2)	im Ausnahmefall		0,5	0,8	1,5	2,5
(2.3)	bei außergewöhnlicher Lage der Leiter der Hochspannungsfreileitung nach (a) und (b) wie oben genannt		1	1	2	4
(3)	Schutzabstand der Leiter der Hochspannungsfreileitung von den Tragwerken der Fernmeldeleitung					
(3.1)	im Regellastfall		2	3	4	6
(3.2)	bei außergewöhnlicher Lage der Leiter der Hochspannungsfreileitung nach (a) und (b) wie oben genannt		2	2	3	5
(4)	Seitlicher Abstand der Tragwerke der Hochspannungsfreileitung von der Fernmeldeleitung		2	2	2	2
(5)	Liegt eine Fernmeldeleitung seitlich der Hochspannungsfreileitung aber höher als diese, so muss der seitliche Abstand der Fernmeldeleitung von den Leitern der Hochspannungsfreileitung so groß sein, dass bei allfälligem Umstürzen der Fernmeldeleitung zwischen dieser und der Hochspannungsfreileitung noch ein Abstand verbleibt von			1	2	3

5.4 Beispiel einer Konzeptionierung einer bahnspezifischen H₂-Infrastruktur

Wie in Kapitel 5.1.3 erwähnt, bietet das Hybrid-Konzept Vorteile hinsichtlich Kosten, Platzbedarf und Backupkapazität. Daher wird für die Auslegung der Tankstelle die Hybrid-Ausführung als sinnvoll betrachtet und in diesem Abschnitt ein Beispiel einer technischen Umsetzbarkeit einer bahnspezifischen H₂-Infrastruktur vorgestellt. Der betrachtete Analyseraum bezieht sich dabei auf die Mühlkreisbahn, siehe Kapitel 4.2.1. Der Gesamt-H₂-Bedarf beträgt 600 kg/Tag für diesen Streckenabschnitt.

Die Betankung der H₂-Züge soll in dieser Konzeptionierung in Anlehnung an das weltweit genormte Betankungsprotokoll für Straßenfahrzeuge SAE J2601 bei konstanter Druckanstiegsrate erfolgen. Die reale Befülldauer ist abhängig von der Umgebungstemperatur, der Vorkühlung, sodass die Temperatur des Wasserstoffs im Tank nicht über 85 °C steigt (Cold-Fill), und des Füllstandes (State of Charge – SOC) vor der Betankung. Bei der Auslegung der Betankungsanlage ist die Betankungsdauer auf 30 Minuten begrenzt. Die Umsetzung einer Cold-Fill-Anlage wird berücksichtigt, um die vorgeschriebene maximale Temperatur im Tank von 85 °C nach dem Füllvorgang nicht zu überschreiten und um zusätzliche Flexibilität für spätere Erweiterungen zu ermöglichen.

Die definierten Randbedingungen für die Auslegung der Elektrolyse und der Betankungsanlage sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 43: Kenndaten der Elektrolyse- und Betankungsanlage

Kenndaten	Einheit	Wert
Wasserstoffqualität	[-]	ISO 14687-2
Produktionsdruck	[bar]	30-40
Maximale Betankungsdauer	[min]	30
H ₂ -Reserve (nach erfolgter Betankung aller Züge)	[h]	48
Restdruck in den Zugstanks vor der Betankung	[bar]	15
Nennndruck der Zugstanks	[bar]	350
Mittlere Druckanstiegsrate APRR	[bar/min]	11,6
Maximale Gastemperatur während der Betankung lt. SAE J2601	[°C]	85
Maximale Wasserstoffmenge auf der Anlage	[kg]	< 5000*
Anzahl der zu betankenden Züge	[Stk.]	9
Maximale Speichermenge in den Zugtanks	[kg pro Zug]	160

* Unterer Seveso-Grenzwert von 5000 kg laut Seveso-III-Richtlinie

5.4.1.1 Anlagenkonzept

Aufgrund der Anforderungen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Anlagenverfügbarkeit wird eine 2-Stack Elektrolyse bevorzugt (vgl. Abbildung 112). Das Anlagenkonzept besteht demnach aus zwei Elektrolysemodulen von Hydrogenics. Die erforderliche elektrische Anschlussleistung beträgt 4,2 MW für beide Elektrolysemodule. Eine Produktionsrate von 600 kg/d ist unter Volllastbetrieb über 14,4 Stunden möglich. Die Auslastung der Elektrolyse liegt dabei bei 50 %. Um den jährlichen Wasserstoffbedarf aller Züge zu decken, ist eine Volllast äquivalente Auslastung von kumulierten 4.380 h pro Jahr notwendig. Es ergeben sich folgende Kennzahlen für die Elektrolyse:

- Zwei Elektrolysemodule zu je 2,1 MW
- Produktionsmenge $2 \times 300 \text{ kg/d} = 600 \text{ kg/d}$
- Produktionsdruck 30 bar
- Systemwirkungsgrad bezogen auf den oberen Heizwert von 50 %

Die Aufreinigung des Elektrolysewasserstoffs ist so umzusetzen, dass die geforderten Spezifikationen die Qualität nach SAE J-2719 bzw. ISO-14687-2 für die Anwendung in PEM-Brennstoffsystemen erfüllt werden. Beide Normen fordern mindestens eine Qualität von 3.7 (99,97 Vol%) mit zusätzlichen Grenzwerten für weitere Komponenten (H_2O mit 5 ppm). Da im Produktgas von PEM Elektrolyseuren im wesentlichen nur Wasser und Sauerstoff enthalten sind, kann davon ausgegangen werden, dass bei Aufreinigung auf eine Produktgasqualität von 5.0 alle erforderlichen Grenzwerte für PEM-Brennstoffzellen Anwendung eingehalten werden.

Das unter Berücksichtigung der definierten Randbedingungen entwickelte Anlagenkonzept ist in Abbildung 111 schematisch dargestellt. Die beiden Elektrolyseure werden über das Netz mit elektrischer Energie versorgt. Der Gasaufbereitung ist ein ND-Pufferspeicher nachgeschaltet. Dieser dient als Entkopplung von Verdichter und Elektrolyseur. Dadurch werden Druckschwankungen zwischen der Saugseite des Verdichters und dem Ausgang des Elektrolyseurs verringert und es ist eine Entkopplung beider Prozesse möglich. Damit wird der Druck an der Ausgangsseite des Elektrolyseurs und somit an der Membran stabilisiert. Es wird empfohlen, je einen Reserveverdichter für die Verdichtung umzusetzen. Die grün-markierten zusätzlichen Kompressoren (siehe Abbildung 111) stehen bei Wartungen und Ausfällen als Redundanz zur Verfügung.

Bei dem in Abbildung 111 dargestellten Anlagenkonzept wird Wasserstoff ausgehend vom Produktionsdruck der Elektrolyse (30-40 bar) mittels Kompressoren auf 450 bar verdichtet und in den MD-Speicherbänken für die Befüllung der Züge gespeichert. Die Betankung der Züge erfolgt durch Überströmen aus dem kaskadiert verschalteten MD-Speicher und einer anschließenden Boosterverdichtung. Damit werden die Zugtanks auf 100 % SOC befüllt. Über eine Cold-Fill-Anlage wird sichergestellt, dass während des Betankungsvorganges die maximale Gastemperatur auf 85 °C im Fahrzeugtank beschränkt wird.

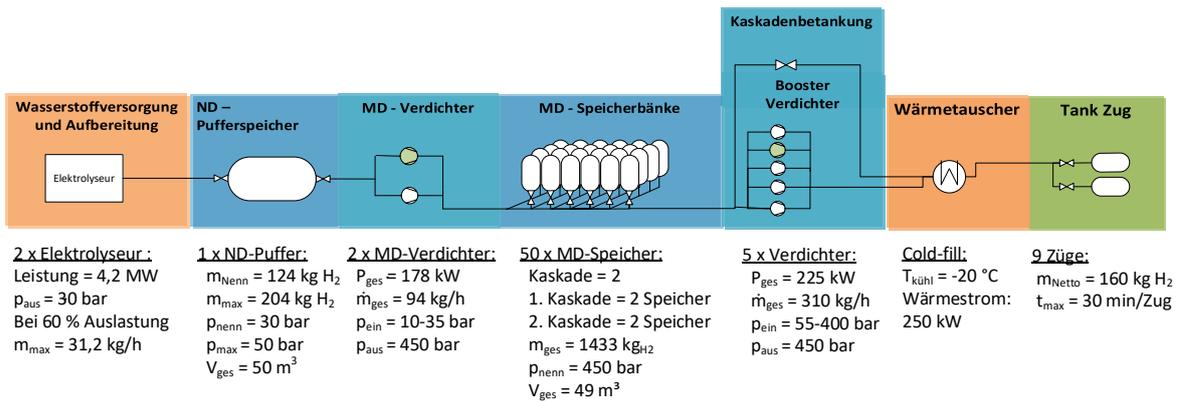


Abbildung 111: Schema des hybriden 450 bar Konzeptes für die Mühlkreisbahn

5.4.1.2 Anlagenverfügbarkeit

Entscheidend für die Verfügbarkeit der Elektrolyse bzw. für die Wahrscheinlichkeit eines Totalausfalls der Elektrolyse ist die Anzahl der installierten Elektrolysemodule bzw. Stacks. In Abbildung 112 werden die Ausfallstage innerhalb einer 25 Jahrperiode für Elektrolysevarianten mit 1-Stack, 2-Stack und 3-Stack Ausführung dargestellt.

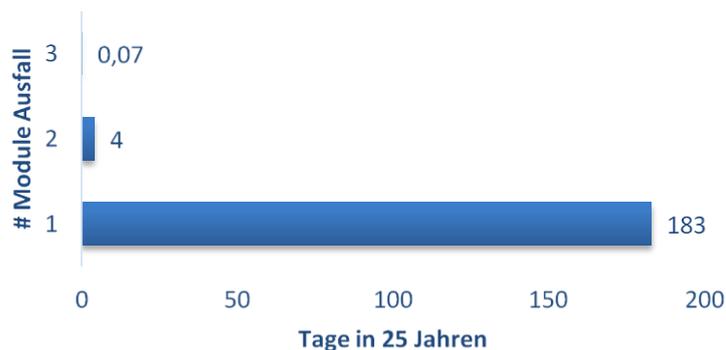


Abbildung 112: Ausfallstage pro 25 Jahre für unterschiedliche Elektrolysemodulvarianten

Die zugrundeliegende jährliche Ausfallswahrscheinlichkeit eines Elektrolysemodul wird mit 2 % angenommen [106]. Die 1 Modul Variante erscheint ob der zahlreichen Ausfallstage als nicht geeignet. Um die 2- und 3 Modul Varianten miteinander zu vergleichen werden

einige Elektrolyseure mit der geforderten Produktionsmenge von 600 kg H₂ pro Tag hinsichtlich Ausfallswahrscheinlichkeit, Investitionskosten und der erreichbaren Produktionsmenge im Volllastbetrieb gegenübergestellt, siehe Abbildung 113.

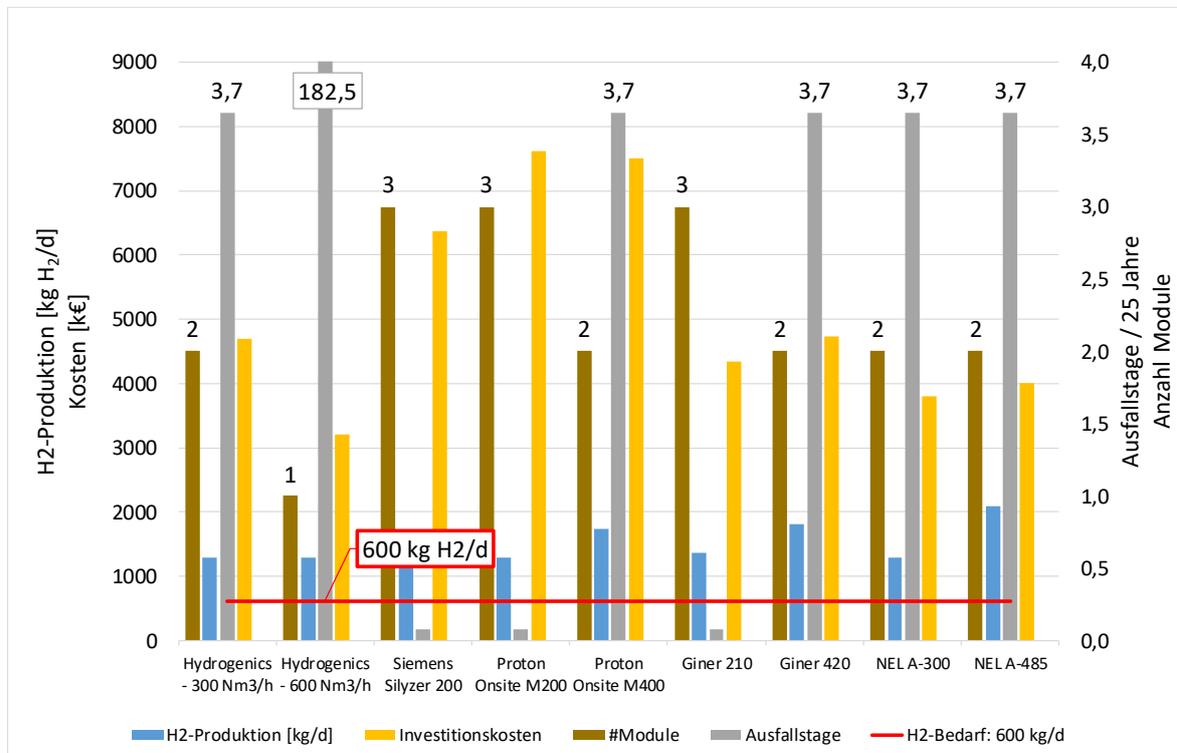


Abbildung 113: Gegenüberstellung relevanter Elektrolyseure hinsichtlich Ausfallswahrscheinlichkeit, Investitionskosten und Wasserstoffproduktion

Die vergleichsweise kostengünstige Variante von Hydrogenics mit einer H₂-Produktion von 600 Nm³/h führt unter dieser Annahme zu 183 Ausfallstagen innerhalb von 25 Jahren. Die Elektrolyseure von Giner stellen die kostengünstigste Variante unter den angeführten PEM-Elektrolyseuren dar, weisen laut Herstellerangaben allerdings eine Lebensdauer von nur 60.000 Betriebsstunden auf. Im Vergleich dazu, geben die übrigen Hersteller mindestens 80.000 Betriebsstunden an.

5.4.1.3 Speichergöße

Als Bemessungsgrundlage für die Speichergöße gilt die Aufrechterhaltung des Bahnbetriebs nach Totalausfall der Elektrolyse für 48 Stunden. Bei einem Ausfall zum Zeitpunkt eines komplett vollen Speichers - „best case“ Szenario, können noch je 2 Betankungen aller Zuggarnituren erfolgen. Somit ist in diesem Fall eine

Versorgungssicherheit von 72 Stunden gegeben, da der Bahnbetrieb nach erfolgter 2. Betankung noch weitere 24 Stunden aufrechterhalten bleibt.

Im „Worst-Case“ Szenario fällt die Elektrolyse direkt nach einer vollständigen Betankung aller Züge aus. Dadurch verringern sich die anschließend realisierbaren Tankzyklen auf einen. Der Bahnbetrieb kann durch die gespeicherte Masse in den Zügen und in den Speichern für 48 Stunden ohne Einschränkungen erfolgen. Für das „Worst-Case“ Szenario ergibt sich eine erforderliche nutzbare Speichermasse an Wasserstoff von 1.374 kg bei 15 °C. Die Brutto-Speichermenge inklusive der nicht nutzbaren Totmasse von 302 kg beträgt somit 1.637 kg H₂ bei 15 °C. Dies liegt unter dem Seveso-Grenzwert von 5.000 kg. Mit zusätzlichen Auflagen zufolge der Seveso-III-Richtlinie ist damit nicht zu rechnen. Sollte die gesamte Elektrolyseanlage aufgrund außerplanmäßiger Wartungen für mehr als 2 Tage nicht zur Verfügung stehen, muss eine Anlieferung des Wasserstoffs mittels Trailers eines externen Zulieferers erfolgen.

5.4.1.4 Aufstellungskonzept

Abbildung 114 zeigen das mögliche Konzept der Wasserstoffinfrastruktur für die Mühlkreisbahn. In Abbildung 115 ist der zugehörige Grundriss inkl. Komponentenbezeichnung dargestellt. Die entsprechenden Kennzahlen sowie der Platzbedarf der Baugruppen bzw. Subsysteme sind in Tabelle 44 angeführt.

Zu beachten ist, dass es sich bei der angeführten Anlage um eine Prototypanlage handelt, die derzeit mit einer Größe von etwa 3.600 m² abgeschätzt wurde, siehe Tabelle 44. Diese kann jedoch aufgrund verschiedener Faktoren (z.B. je nach Umsetzungskonzept, Platzbedarf, Größe der Komponenten und deren Sicherheitsabstände für die H₂-Infrastruktur, Produktionsmenge von Wasserstoff, etc.) in Größe, Effizienz und auch in den Kosten variieren.

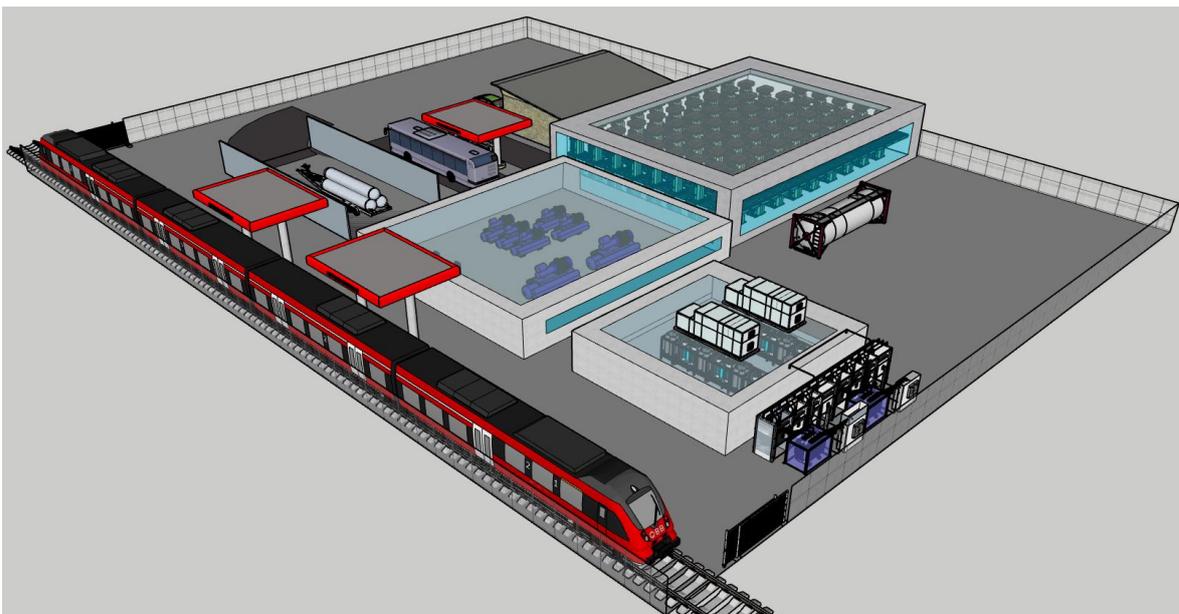


Abbildung 114: Aufstellungskonzept

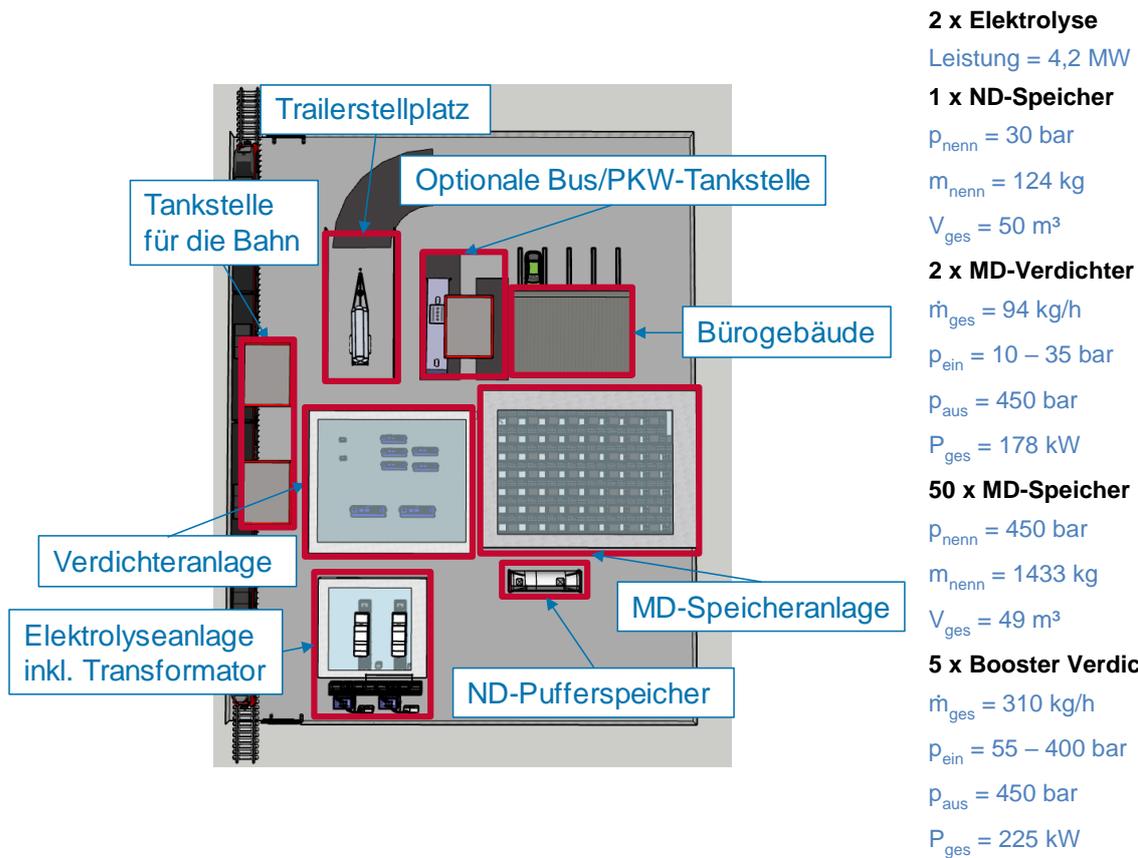


Abbildung 115: Grundriss des Aufstellungskonzepts

Tabelle 44: Abschätzungen des Flächenbedarfs der Komponenten für die H₂-Infrastruktur

Komponente	Flächenbedarf [m ²]
Elektrolysehalle inkl. Transformatoren	172 m ²
Betankungsanlage inkl. Zufahrt H ₂ -Bahn	550 m ²
Speicheranlage:	
ND-Pufferspeicher + MD-Speicherbänke (je 2 Bündel zu 12 Flaschen horizontal ausgerichtet übereinander)	294 m ²
Trailerabstellplatz	159 m ²
Verdichterhalle	204 m ²
Zukünftige Erweiterung für z.B. Bus / PKW-Tankstelle	180 m ²
Sonstiges (Zufahrt, Büro, Sanitär, Parkplatz, Freifläche)	2.031 m ²
Gesamtfläche:	3.590 m²

5.4.1.5 Schutzabstände bei Wahl eines H₂-Infrastrukturstandorts

Nach ÖNORM EN 50341 ist für Hochspannungsleitungen ein definierter Mindestabstand um ein Objekt (z.B. Gebäude) einzuhalten. Der Bereich in den der ruhende Leiter nicht hineinragen darf wird als „Schutzbereich“ bezeichnet (auch zu sehen in Abbildung 116). Dieser wird definiert als eine nach allen Seiten gleichmäßig vergrößerte Grundrissfläche des betrachteten Objekts. Das Maß der Vergrößerung ist je nach vorliegendem Objekt unterschiedlich. Ausnahmen für das Hineinragen in den Schutzbereich sind möglich, sofern folgende zusätzliche Maßnahmen getroffen werden:

- Isolatorketten in Abspannlage
- Isolatorketten an Tragmasten
- Leitungsführung
- Ölschalter und Transformatoren auf Masten

Wird der Leiter durch Wind seitlich ausgelenkt, darf dieser in den Schutzbereich ragen, jedoch muss ein definierter „Schutzabstand“ eingehalten werden (siehe Abbildung 116). Die laut ÖNORM EN 50341 geforderten Schutzbereiche und Schutzabstände sind in Tabelle 45 zusammengefasst.

Ruhende und ausgelenkte Leiter, Tragwerk und Fundamente dürfen nicht in explosionsgefährdete Bereiche hineinragen. Bei der Unterbringung der Druckbehälter in brandbeständigen Räumen gelten die Schutzabstände für Gebäude. Freistehende, eingehauste oder in brandbeständigen Räumen untergebrachte Verdichterstationen (sinngemäße Interpretation von „Erdgasverdichterstation“) werden wie Druckbehälter behandelt.

Tabelle 45: Sicherheitsbereiche und Sicherheitsabstände für 110 kV und 220 kV Leitungen

Komponente	110 kV	220 KV
Schutzabstand der Leiter von Schienenoberkante	≥ 7 m	≥ 8 m
Schutzbereich der Leiter vom nächsten Bauwerksteil	≥ 4 m	≥ 5 m
Schutzabstand der Leiter von Flachdächern bis 15° Neigung	≥ 5 m	≥ 6 m
Schutzbereich der Leiter vom Druckbehälters	≥ 5 m	≥ 5 m

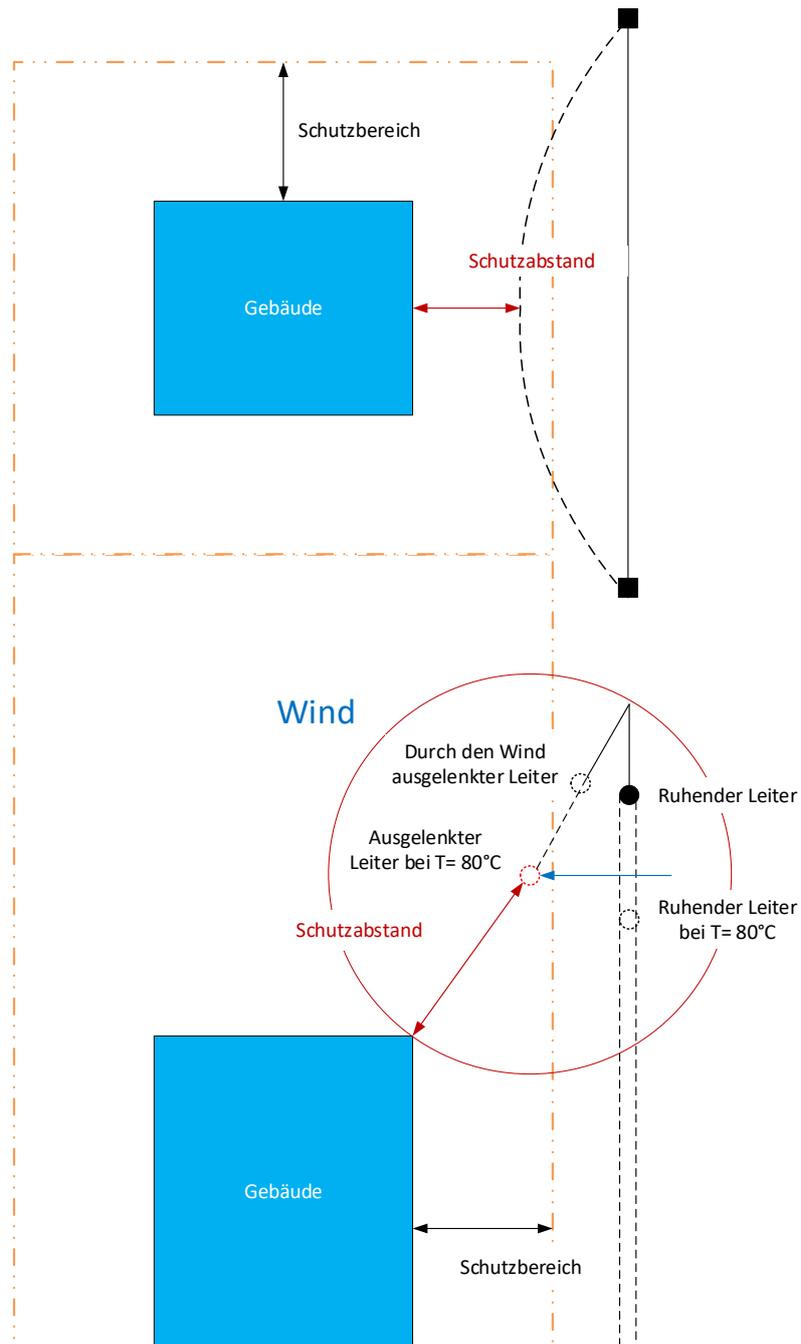


Abbildung 116: Schematische Darstellung von Schutzabstand und Schutzbereich (oben Grundriss, unten Aufriss)

5.5 Risikobetrachtung in Bezug auf Sicherheit und Technik

5.5.1 Risikobetrachtung

Die grundsätzlichen Sicherheitsvorschriften für Fahrzeuge und Anlagen wurden bereits in den Vorkapiteln abgehandelt. In der Umsetzung ergeben sich auf Grund der spezifischen geografischen und topografischen Gegebenheiten sowie der sich aus betrieblichen Abläufen ergebenden Einschränkungen neue, spezifische Risiken. Einige dieser Risiken sind bisher noch nicht von regulativen Maßnahmen erfasst und stellen somit aus Sicht der Behörden neue Risiken dar, die als Einzelfall zu behandeln sind. Da einerseits die Bauordnungen in Österreich nicht bundesweit geregelt sind, kann es zu regional abweichenden Beurteilungen der Sachverständigen kommen. Andererseits ist vorgesehen, dass zumindest der größte Teil, wenn nicht die gesamten Anlagen sich auf Eisenbahngrund befinden, wo sie nach Eisenbahnrecht zugelassen werden können. Allerdings ist die Zahl der hierfür erforderlichen und nach Eisenbahnrecht § 40 zugelassenen Sachverständigen in Österreich derzeit noch sehr klein.

Ein Beispiel für die möglichen spezifischen Risiken sei hier erwähnt: Es wird aller Voraussicht nach an den in Aussicht genommenen und auch in erster Näherung bereits analysierten Standorten ein vollintegrierter, multimodaler Produktions- und Betankungsknoten an den dafür erforderlichen Flächen und deren Verfügbarkeit scheitern. Somit wird die Integration, die neben anderen Effekten die Wirkung kürzest möglicher Verbindungen und Minimierung der Anschlussstellen/Kuppelungen zu ihren Gunsten buchen kann, nicht machbar sein. Damit müssten die Systemgruppen geteilt und an die jeweilige Situation angepasst verteilt werden. In der Folge sind Gasleitungen, Leistungsstromversorgungen und Mess- und Signalleitungen unter Berücksichtigung der allgemeinen und spezifischen Vorschriften zu verlegen und zu betreiben. Es ist zu erwarten, dass eine entsprechende Monitoring-Infrastruktur mit den Vorschriften entsprechender redundanter Anordnung vorzusehen ist. Allerdings wird derzeit in anderen Projekten auch daran gearbeitet, die möglicherweise sehr hohe Komplexität und die damit einhergehenden Kosten und indirekten Risiken auf ein aus technischer und wirtschaftlicher Sicht vernünftiges Maß zu begrenzen.

In Bezug auf die Risikobetrachtung ist bspw. auch die Frage der Zugangsbeschränkung von Bedeutung. Betrachtet man die aus Sicht des Betriebsablaufs optimale Definition eines Standortes für den Bahnanteil, so wäre eine Anordnung an der Stelle oder in der unmittelbaren Nähe der jetzigen Tankstelle optimal. Dies kann bspw. Probleme mit der

erforderlichen physischen Zugangsbarriere (Zaun, Mauer, etc.) und den gleichzeitig zu erfüllenden Sicherheitsabständen von Mittel- bzw. Hochspannungsleistungen bewirken, wenn die Anordnung der Gleisanlagen keine oder zu wenig Spielräume gewährt. Das können typische Abwägungstatbestände sein, bei denen Sachverständige zu unterschiedlichen Einschätzungen kommen können.

Ähnlich ist neben den bekannten betrieblichen Risiken darauf zu achten, dass zumindest Teile der Infrastruktur für multimodale H₂-Versorgungsknoten im öffentlich zugänglichen Bereich liegen müssen bzw. ein Zutritt durch ungeschulte Personen häufig nicht verhindert werden kann, wie dies bspw. anhand der selten, aber doch vorkommenden Unfälle mit leichtsinnigen Jugendlichen und dem Bahnstromnetz dokumentiert ist. Während in einem Fall, wie dem zuletzt angeführten, abgesehen von einer Betriebsunterbrechung, der Schaden zumeist vor allem oder nur den Verursacher trifft, kann dies bei einer mutwilligen Beschädigung bspw. einer H₂-Rohrleitung auch einen größeren Kreis von Betroffenen bewirken. Eine entsprechende Analyse möglicher, sich daraus ergebender Gefahren ist durchzuführen und korrespondierende Sicherheitsmaßnahmen, wie z.B. elektronische Überwachung mittels CCTV (Closed Circuit Television) oder ähnlichen Vorrichtungen, aber auch mechanischen Elementen, ist wahrscheinlich vorzusehen bzw. wird möglicherweise durch die Behörde vorgeschrieben werden. Diese müssten dann aber auch einer Überwachungsleitwarte zugeführt werden, die über entsprechende Reaktionsmöglichkeiten verfügt. Zumindest im Falle eines Standortes im Bereich des in einer Projektsitzung vorgeschlagenen Areals am Linzer Hauptbahnhofgelände (anschließend an die Parkgarage) wäre zusätzlich zu berücksichtigen, dass die Anlage tiefer liegt als umgebende Verkehrsflächen und Wohnanlagen.

Eine besondere Beachtung wird die Frage der Handhabung eines rein schienengebundenen oder intermodalen Transportes von Wasserstoff über Transportcontainer erfordern. Zwar ist nach geltendem Recht jeder zugelassene RID-Container transportierbar, bei der Ab- bzw. Umladung entstehen neue, bisher zumindest im Zusammenhang mit Wasserstoff noch nicht näher betrachtete Risiken. Hier wird ein eigener Prozess zu entwickeln sein, der sich an Stoffen mit vergleichbaren Risiken orientiert und mit dem Verfahren der Common Safety Method – Richtlinie [66] zu bewerten sein wird.

Aus diesem Zusammenhang wird auch die Frage von Risiken nach der Seveso-III-Richtlinie [67] zu analysieren und bewerten und gegebenenfalls entsprechende Handlungsrichtlinien zu entwickeln sein. Grundsätzlich betrifft die Seveso-III-Richtlinie vor allem die örtlich konzentrierte Lagerung von Gefahrstoffen, zu denen Wasserstoff gemäß

Richtliniendefinition ausdrücklich zählt. Der Transport und die Handhabung auf Verschubbahnhöfen ist dabei ausdrücklich ausgenommen [67]. Ob die Nutzung eines Abzweiggleises auf bspw. einem Gelände der ÖBB-Postbus GmbH unter diese Ausnahme fällt, wäre von einer Rechtsstelle zu prüfen. Ist dem nicht so, so wäre die Richtlinie anzuwenden und müsste die gelagerte Menge von H₂ in jedem Fall unter 5 t bleiben, da ansonsten ein Verfahren der Bewilligung als „Lower Tier Facility“ (unterer Schwellenwert) einzuleiten wäre. Beim derzeitigen Stand der Technik entspräche das ca. 5 bis 7 Stk. 40'-Containern. Eine vergleichsweise häufige Anlieferung wäre daher erforderlich.

Während diese für H₂-Betankungsanlagen, die sich im Nahebereich eines Bahnhofs befinden über Verschubdienste bewerkstelligt werden kann, ist festzuhalten, dass dies dann zwar unter die Seveso-III-Richtlinie Ausnahmeregelungen fallen würde, mit steigender Häufigkeit eines grundsätzlich risikobehafteten Vorgangs auch die Wahrscheinlichkeit eines Gefahrfalles steigt.

Zusätzlich ist zu überlegen, wie eine Versorgung jener Abgabestellen, die außerhalb einer für den Verschubverkehr erreichbaren Zone liegen, sichergestellt werden kann. Auf Grund der vergleichsweise geringen Menge, ist eine Ganzzugvariante voraussichtlich nicht wirtschaftlich darstellbar. Umgekehrt unterliegt der Co-Transport von MEGCs (Multiple Element Gas Containern) der wahrscheinlichsten Form des Transportes auf der Schiene einigen Auflagen [153], wie z.B. Sicherheitswaggons als Abstand, abhängig von der sonstigen Beladung des Frachtzuges. Ob ein Co-Transport von Personenverkehrswagen mit einem solchen MEGC, selbst unter Einbindung eines Zwischenwagens, zulässig ist, kann nicht eindeutig festgestellt werden.

In jedem dieser beiden Co-Transportfälle müsste vor Ort ein „verschubtaugliches“ Triebfahrzeug und eine entsprechend geschulte „Verschieber-Gruppe“ zur Verfügung stehen oder mit dem Transport mitgeführt werden.

5.5.2 Erhebung nötiger Personalkompetenzen

Die Entwicklung der erforderlichen Personalkompetenzen erstreckt sich über die gesamte Wertschöpfungskette des ÖBB-Konzerns. Sie soll in der Folge in die Kernbereiche Infrastruktur, Produktion und Technische Services strukturiert werden. Darüber hinaus werden sich voraussichtlich auch noch neue Ausbildungsbedarfe im Managementbereich ergeben.

5.5.2.1 ÖBB-Infrastruktur AG

Geht man davon aus, dass die ÖBB-Infrastruktur AG als Betreiber der entsprechenden Energieversorgungsinfrastruktur auftreten, so muss dort das Personal dafür ausgebildet werden, die komplette Wasserstoffanlage sicher zu betreiben. Das erfordert Kompetenzen in der Wasserstoff Elektrochemie, in der Gasprozesstechnik inklusive Hochdruck-Gasbereich, sowie in Bereich von Kompressoren und deren Antrieben (aus naheliegenden Gründen meist indirekte Antriebe), Leistungselektrik im Gleichstrombereich in MW- Dimensionierung sowie der entsprechenden Prozessleittechnik. Es ist derzeit keine Ausbildung bekannt, in der das komplette Spektrum dieser Tätigkeiten geschlossen erlernt werden kann. Dazu kommt der notwendige Schulungsbedarf der §40 Sachverständigen bzw. entsprechend zertifizierten bzw. akkreditierten Prüfstellen für die Überwachung der Anlage und deren Wartung.

Die großen Gasunternehmen arbeiten häufig mit Verfahrenstechnikern, die die notwendigen zusätzlichen Wissensgebiete im Beruf erhalten. Allerdings sind nur wenige der großen Gaslieferanten auf elektrolytische Herstellung von Wasserstoff spezialisiert, da aus Kostengründen hier vorwiegend Dampfreformationsverfahren zum Einsatz kommen.

Es ist zu überlegen, ob in Zusammenarbeit mit Branchenverbänden und Ausbildungs- bzw. Forschungseinrichtungen, wie z.B. dem HyCentA, ein entsprechendes europäisches „Hydrail-Curriculum“ bzw. als Master-Studium entwickelt wird, das auch für ausgewählte ÖBB Infrastruktur AG Mitarbeiter („Train-the-Trainer“-Ansatz) zugänglich ist. Auf Operator-Ebene ist zu klären, wie die eigentliche Betankung durchgeführt werden soll. Derzeit kann je nach Standort sowohl Personal der ÖBB Infrastruktur AG als auch Triebfahrzeugführer als durchführendes Organ in Frage kommen. Der jeweilige Personenkreis ist jedenfalls im sicheren Umgang mit den Anlagenteilen zu schulen, die für den Betankungsvorgang benötigt werden.

Eine wichtige und umfangreich zu schulende Gruppe sind auch die Einsatzleiter der ÖBB Infrastruktur AG, die als Ansprechpartner der Einsatzkräfte aber auch der ÖBB-internen Kommunikationsstellen, im Falle eines Unfalles oder sonstigen Ereignisses mit „Öffentlichkeitswirkung“, als Koordinations- und Ansprechstellen fungieren.

Eine besondere Situation ergibt sich, wenn dezentrale H₂-Betankungsanlagen zum Einsatz kommen, die via Containertransport aus einem der Produktionspunkte im Konzern versorgt werden (bspw. Linz Urfahr aus dem Linzer Hauptbahnhof). In diesem Fall ergeben sich zusätzliche Schulungsbedarfe aus der Notwendigkeit, die lokalen Puffereinheiten mit den Containern zu verbinden bzw. diese Verbindungen auch wieder sicher zu trennen. Die sichere Um- und Abladung der Ladeeinheiten ist ein weiterer Bereich betrieblicher Risiken, der durch entsprechende Schulung und Maßnahmenpakete abgesichert werden muss.

All diese Schulungen könnten von Experten der ÖBB (z.B. ÖBB Absolventen des Hydrail Curriculums oder gleichwertiger Schulungsprogramme) durchgeführt werden.

5.5.2.2 ÖBB-Produktion GmbH

Im Bereich der ÖBB-Produktion GmbH ist zwischen Personenverkehr und Güterverkehr zu unterscheiden. In beiden wird zusätzlicher Kompetenzerwerb für die Triebfahrzeugführer erforderlich sein. Dieser wird voraussichtlich durch entsprechende Ausbildungen in Kooperation mit den Herstellern der Triebwagen bzw. Lokomotiven erfolgen. Dazu muss ein neues/zusätzliches Notfalltraining aufgebaut und absolviert werden.

Verschubpersonal und Wagenmeister sind im Sinne des ArbeitnehmerInnenschutzgesetzes in Bezug auf neue Risiken und entsprechende Verfahren der Gefahrenvermeidung zu schulen, auch das Verhalten im Notfall muss trainiert werden. Wenngleich sicherlich das Ziel besteht, die Wagemlaufplanung möglichst ähnlich zu gestalten, so ist doch zu erwarten, dass durch die voraussichtlich begrenztere Zahl an Abgabestellen und die unterschiedlichen Reichweiten die Triebwagen- bzw. Lokomotivlaufpläne möglicherweise flexibler gestaltet werden müssen. Schulungsbedarf beim entsprechenden Planungspersonal im Bereich Personenverkehr bzw. in der Produktion ist daher ebenfalls zu erwarten und entsprechend vorzusehen.

5.5.2.3 ÖBB-Technische Services GmbH

ÖBB-Technische Services GmbH wird im Falle einer Umstellung erhebliche zusätzliche Kompetenzen benötigen, von denen die wichtigsten hier taxativ und ohne Wertung aufgezählt werden:

- Design, Bau und Überwachung der Wartungseinrichtungen und Werkstätten
- Spezifikation von Wasserstoff-Hybrid-Brennstoffzellen-Triebfahrzeugen und Lokomotiven inklusive entsprechender Abnahmeverfahren in Abstimmung mit allfälligen ERA Richtlinien bzw. Vorschriften
- Durchführung der Diagnose und Wartung des Brennstoffzellensystems (DC mit bis zu 1.000 V und > 500 A)
- Durchführung der Diagnose und Wartung des elektrischen Energiespeichersystems (Batterie und/oder Superkondensatoren) (DC mit bis zu 1,5 kV und bis zu 1.500 A)
- Diagnose und Prüfung von Wasserstoffsystemen (Gasdruckbehälter mit bis zu 450 bar, später ev. auch 700 bar, Druckreduktionsventilen, Drucksensoren, Massenflussreglern, Leitungen etc.), eventuell auch Komponententausch mit „Nachzertifizierung“
- Aufbau eines entsprechenden ECM kompatiblen und zertifizierten Wartungs- und Dokumentationssystems für die obigen Elemente (derzeit noch nicht vorgeschrieben, aber in den nächsten 2 bis 5 Jahren zu erwarten)
- Aufbau eines entsprechenden Schulungs- und Ausbildungszentrums für obige Technologien

5.5.2.4 Management

Der Wechsel von Diesel zu Wasserstoff stellt einen Systemwechsel und im Sinne soziotechnischer Systeme einen Regimewechsel dar. Da der letzte derartige Systemwechsel mehr als 60 Jahre zurückliegt, kann kaum auf betriebsinterne Erfahrungen zurückgegriffen werden. Hier könnte daher Schulungsbedarf bestehen.

5.5.2.5 Generell

Im Sinne des vorstehend geschriebenen über den System- bzw. Regimewechsel sind allgemeine Schulungen aller Mitarbeiter, aber insbesondere jener, die mit Kunden bzw. Reisenden unmittelbaren Kontakt haben, anzuraten. Die Schulungsfelder betreffen Motivation zum Wechsel, Vorteile für die Kunden und die Umwelt sowie Sicherheit.

5.5.2.6 Externe

Vor allem in der Phase der ersten Einsätze der neuen Technologie hat es sich bewährt, die entlang der Routen und Einsatzgebiete tätigen Einsatzkräfte im Sinne von „First Respondern“ zu schulen. Dazu gibt es von mehreren Stellen Unterlagen, die für solche Zwecke übernommen und adaptiert werden können.

6 MARKTPOTENTIAL UND RISIKOFAKTOREN

Im folgenden Abschnitt werden die wirtschaftlichen und marktbezogenen Variablen beleuchtet, die im Zuge einer Strategieentscheidung Berücksichtigung finden sollten. Dabei wird die Entwicklung der Wasserstoffkosten über Zeiträume, wie sie für Planungen im Eisenbahnbereich üblich sind, abgeschätzt. Weiters werden die Wettbewerbstechnologien beleuchtet, die für vergleichbare Anwendungsspektren in Frage kommen. Der Frage nach den erforderlichen Ressourcen und deren Verfügbarkeit wird ebenso nachgegangen wie allfälligen Engpässen in der industriellen Wertschöpfungskette

6.1 Marktvariable

6.1.1 Abschätzung der Entwicklung der Wasserstoffkosten

In diesem Kapitel sind die Methode und die wichtigsten Einflussparameter wie die Investitionskosten, Strombezugskosten, Stromnetzentgelte, Steuern, Abgaben sowie für die Erlöse für den Verkauf von Abwärme und Sauerstoff beschrieben, die für die Berechnung der H₂-Gestehungskosten und für die wirtschaftliche Bewertung konkreter bahneigener Umsetzungskonzepte (siehe Kapitel 7.1) erforderlich sind.

6.1.1.1 Methode – Simulationstool „PResTiGE“ und „CoLLeCT“

Die Berechnungen und Analysen zu den Gestehungskosten von Wasserstoff mittels Elektrolyse werden mit dem am Energieinstitut an der JKU Linz entwickelten Tool „PResTiGE“ (Power-to-Gas Assessment Tool) durchgeführt. Dieses beinhaltet unter anderem die Bestimmung der jährlichen Gesamtkosten anhand der Annuitätenmethode nach VDI 2067. „PResTiGE“ stellt eine Toolbox für aktuelles und zukünftiges techno-ökonomisches und umweltbezogenes Benchmarking von Power-to-Gas-Systemen dar. Eine schematische Übersicht der in „PResTiGE“ integrierten Modelle und Bewertungskonzepte ist in Abbildung 117 dargestellt.

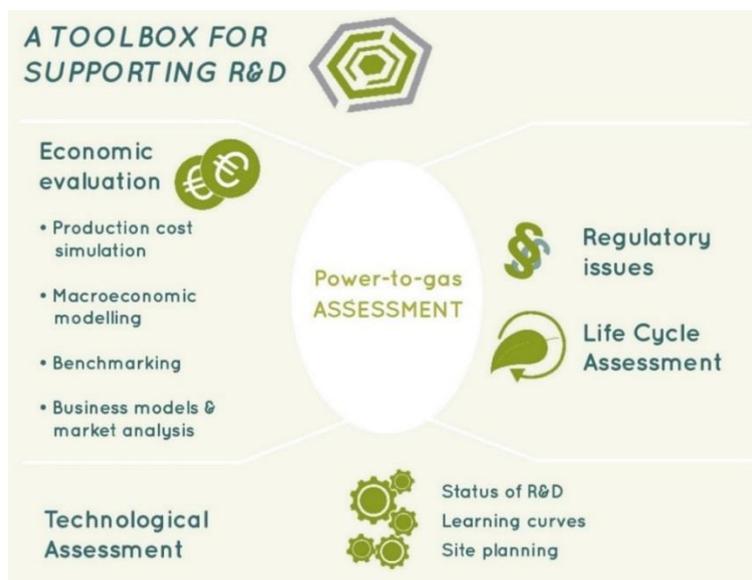


Abbildung 117: Übersicht Simulationstool „PResTiGE“ [56]

Bei den hier durchgeführten Analysen werden die spezifischen Gestehungskosten von Wasserstoff für den Einsatz in H₂-Zügen mit Hilfe von „PResTiGE“ aus den jährlichen Gesamtkosten, bezogen auf die jährlich erzeugte Energiemenge berechnet. In den Berechnungen ist ein Kalkulationszinssatz von 4 % und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angenommen. Ein Preisänderungsfaktor wird nicht mitberücksichtigt. Die jährlichen bedarfsgebundenen Kosten beinhalten die Energiekosten sowie Hilfsenergie und Betriebsstoffe. Die betriebsgebundenen Kosten enthalten jährliche Kosten für Instandhaltung, Bedienung und Reinigung der Anlage. Für die Kosten von Betrieb und Wartung wird ein Faktor der anfänglichen Investitionskosten herangezogen, der je nach Komponente zwischen 3 % und 5 % der Investitionskosten liegt. Alle anderen Kostenpositionen, Versicherung, Abgaben, Verwaltung etc. gehören zu den sonstigen Kosten.

Die Prognosen über zukünftige Kostenentwicklungen neuer Technologien, wie sie auch die Versorgung von H₂-Zügen mit Wasserstoff darstellt, werden über Lernkurven ermöglicht, die mithilfe des am Energieinstitut an der JKU Linz entwickelten Tools „CoLLeCT“ abgeschätzt werden. Dieses Werkzeug ermöglicht die Zuordnung von Lernraten für Systeme auf niedrigem TRL (Technology Readiness Level) durch den Vergleich von Einzelkomponenten mit analogen Anwendungen in etablierten Technologien. Anhand dieser Lernraten erfolgt, auf Basis von Potenzialanalysen zur Bestimmung zukünftiger installierter Leistungen, eine Abschätzung der technologischen Kostenentwicklung für Einzelkomponenten und Gesamtanlagen.

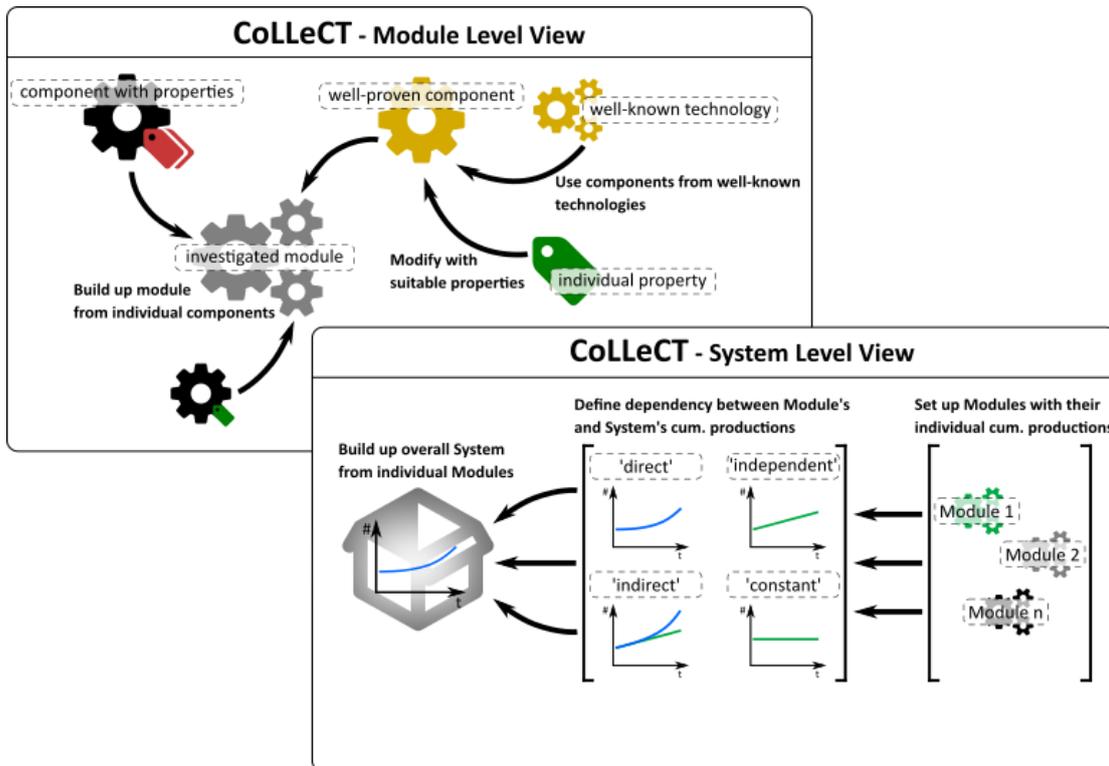


Abbildung 118: Schematische Darstellung des Lernkurventools „CoLLeCT“ [56]

6.1.1.2 Investitionskosten für die H₂-Bereitstellung

Die gesamten Investitionskosten für eine H₂-Bereitstellung für H₂-Züge werden anhand der Investitionskosten der Hauptkomponenten, die mit unterschiedlichen Faktoren (Lang Faktoren, vgl. [224]) unter Berücksichtigung zusätzlicher Kosten, abgeschätzt. Die zusätzlichen Kosten beinhalten das Engineering, die Montage der Hauptkomponenten, die Prozessleittechnik (Material und Montage), die Elektrotechnik (Material und Montage), Materialien und Leistungen für den Tiefbau, die Zulassung, die Bau- und Montageüberwachung, die Sicherheitsprüfung, die Qualitätskontrolle, die Inbetriebnahme und andere Kosten.

Die H₂-Bereitstellung kann einerseits dezentral (hier wird der Wasserstoff vor Ort, On-Site, produziert) oder zentral (hier wird der Wasserstoff an einem zentralen Standort, Off-Site, produziert und wird dann per Bahn an den Bestimmungsort transportiert) erfolgen. In Abbildung 121 sind beide H₂-Bereitstellungspfade schematisch dargestellt. Zu den Hauptkomponenten einer dezentralen Wasserstoffproduktion zählen im Wesentlichen die Elektrolyseeinheit, die Pufferspeicher für die Speicherung eines H₂-Tagesbedarfs, die Verdichter für die Druckerhöhung zur Speicherung im Pufferspeicher sowie auf den erforderlichen Betankungsdruck und die Betankungsvorrichtung. Bei der zentralen

Wasserstoffproduktion sind keine Pufferspeicher erforderlich, da die Druckbehälter für den Wasserstofftransport zugleich als Speicher dienen.

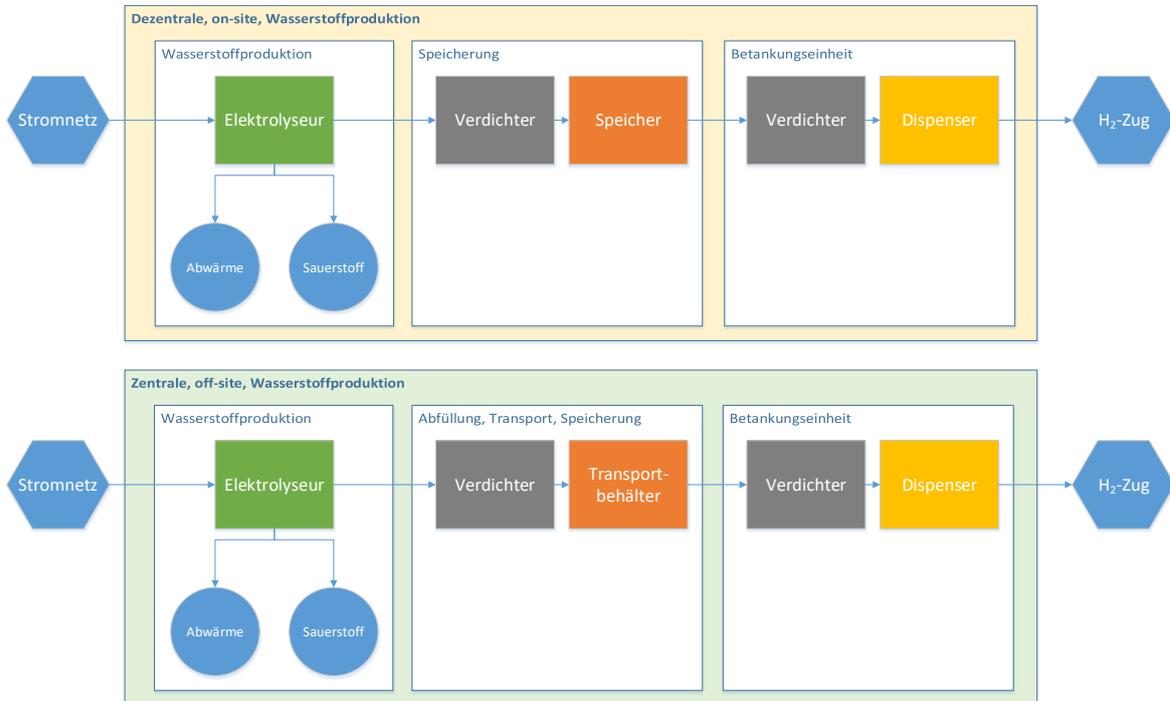


Abbildung 119: H₂-Bereitstellungspfade - Dezentrale und zentrale Wasserstoffproduktion

Der Elektrolyseur besitzt den größten Kostenanteil an den Investitionskosten für die H₂-Bereitstellung. Aus diesem Grund basieren die Ergebnisse auf sehr detaillierte Analysen hinsichtlich der Kostenentwicklung der unterschiedlichen Elektrolysetechnologien aufgrund von Lernkurven und Skaleneffekten. In Abbildung 122 wird die mögliche Entwicklung (Datengrundlage 2018) der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren in Abhängigkeit der Nennleistung bis 2050 dargestellt.

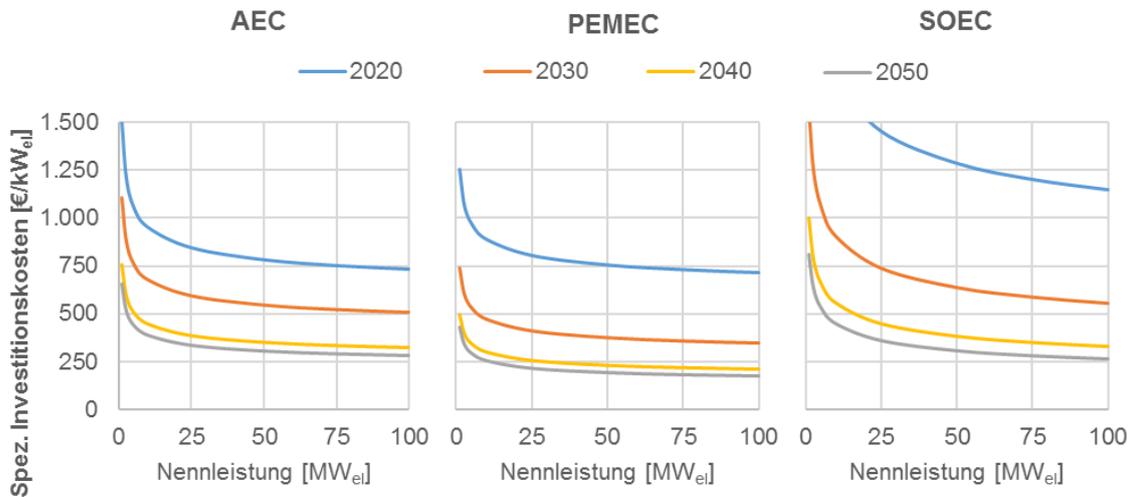


Abbildung 120: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren in Abhängigkeit der Nennleistung bis 2050

Bis zum Jahr 2040, jedoch vor allem bis 2030, wird bei allen analysierten Elektrolysetechnologien (AEC, PEMEC und SOEC) eine deutliche Kostenreduktion aufgrund von Lernkurveneffekten erwartet. Beispielsweise sinken die spezifischen Investitionskosten eines 25 MW PEMEC von etwa 800 €/kW im Jahr 2020 auf etwa 400 €/kW im Jahr 2030 (- 100 %), 250 €/kW im Jahr 2040 (-60 %) und 210 €/kW im Jahr 2050 (-20 %). Eine Kostenreduktion aufgrund von Skaleneffekten ist vor allem im einstelligen MW-Bereich sehr stark ausgeprägt. Im Jahr 2030 wird erwartet, dass die spezifischen Investitionskosten eines 1 MW PEMEC etwa 740 €/MW betragen, die eines 5 MW etwa 530 €/kW. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 28 %. Ein 10 MW PEMEC weist Kosten von etwa 470 €/kW auf, somit einer Reduktion von 12 % gegenüber dem 5 MW Elektrolyseur.

Nachfolgend sind die zu erwartenden Investitionskosten der weiteren Hauptkomponenten beschrieben. Für einen Niederdruck Wasserstoffspeicher (ND-Speicher) bis 50 bar werden spezifische Investitionskosten von 100 €/m³ für 2020 festgelegt, [213] wobei erwartet wird, dass die Kosten aufgrund von Lernkurveneffekten bis 2050 auf etwa die Hälfte (50 €/m³) sinken. Die Kosten für einen H₂-Verdichter hängen sehr stark von der Technologie (Kolbenverdichter oder Membranverdichter), von den Druckverhältnissen und den Volumenströmen ab, die jedoch erst bei einer genauen Auslegung des Betankungskonzepts bestimmt werden. Für diese Berechnung sind die Kosten für einen Verdichter mit 240.000 € im Jahr 2020 und 130.000 € im Jahr 2050 festgelegt. Für eine Wasserstoffabgabevorrichtung (H₂-Dispenser) werden im Jahr 2020 Kosten von 50.000 €

und im Jahr 2050 von 14.000 € angenommen. Sonstige Komponenten, die für die Errichtung einer Anlage zur H₂-Bereitstellung von H₂-Zügen erforderlich sind (wie beispielsweise Rohrleitungen, Kühler, Einhausungen, Sicherheitstechnik usw.) werden pauschal mit einem Wert von 20 % der Hauptkomponenten berücksichtigt.

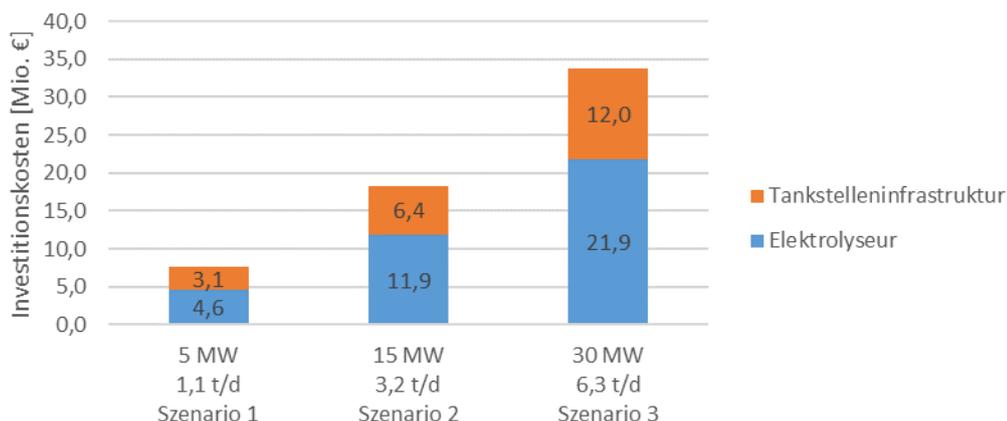


Abbildung 121: Investitionskosten der Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseeinheit für unterschiedliche H₂-Produktionskapazitäten im Jahr 2020

Die errechneten Investitionskosten sind als Richtwerte zu sehen und basieren auf einem allgemeinen Anlagenschema. Für die genauere Abschätzung der Investitionskosten muss eine Detailplanung der Anlage vorgenommen werden.

6.1.1.3 Stromkosten

Die im Projekt HyTrail prognostizierten Stromkosten basieren auf den österreichischen Großhandelspreisen von 2018 (Spotmarkt, EXAA), den prognostizierten Großhandelspreisen bis 2050 und der Entwicklung der Preisvolatilität.

Der Mittelwert der Großhandelspreise in Österreich stieg von 29,1 €/MWh im Jahr 2016 auf 46,3 €/MWh im Jahr 2018 an. [59] Es wird davon ausgegangen, dass der jährliche Mittelwert der Strompreise in Zukunft weiter steigen wird, im Jahr 2020 auf 50 €/MWh, 2030 auf 65 €/MWh und 2050 auf 80 €/MWh (vgl. [1] [22] [58] [60] [64] [163]). Neben dem Anstieg der jährlichen Mittelwerte der Großhandelspreise wird weiters angenommen, dass auch die Volatilität der Strompreise ansteigt. Die steigende Volatilität wird berücksichtigt, indem die jeweils auftretende Abweichung vom Mittelwert (Basisjahr 2018) mit einem Volatilitätsfaktor multipliziert wird. Dieser ist in Absprache mit Experten aus der Strombranche im Jahr 2030 auf 1,5 (+50 %) und im Jahr 2050 auf 2 (+100 %) festgelegt.

Um die täglich erforderliche Wasserstoffmenge kostenoptimal zu produzieren, wird der Elektrolyseur nur in Zeiten günstiger Strompreise betrieben. Dies führt dazu, dass die mittleren jährlichen Strombezugskosten von der Auslastung (Volllaststunden) des Elektrolyseurs abhängen, siehe Tabelle 46.

Tabelle 46: Mittlere jährliche Strombezugskosten [€/MWh] in Abhängigkeit der Volllaststunden

Volllaststunden [h/a]	2000	2500	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
Jahr 2020	7,2	9,7	12,0	17,4	23,3	29,5	36,2	43,4	50,0
Jahr 2030	8,5	11,8	14,7	21,6	29,3	37,5	46,3	56,0	65,0
Jahr 2050	9,9	13,8	17,3	25,9	35,3	45,4	56,5	68,6	80,0

Wird ein Elektrolyseur im Jahr 2030 nur in Zeiten günstiger Strompreise mit 5.000 Volllaststunden betrieben, führt dies zu einem durchschnittlichen Strompreis von 29,3 €/MWh. Dieser Wert liegt unter dem mittleren jährlichen Spotmarktpreis von 65 €/MWh im Jahr 2030, da nur die günstigsten Stunden zur täglichen Wasserstoffproduktion verwendet werden. Wenn der Elektrolyseur mit höheren Volllaststunden (z.B. 8.000 h/a) betrieben wird, nähert sich der durchschnittliche Stromeinkaufspreis (56,0 €/MWh) den mittleren jährlichen Spotmarktpreis von 65 €/MWh an, da der Elektrolyseur auch zu Zeiten höherer Strompreise betrieben werden muss, um die erforderliche tägliche Wasserstoffmenge zu produzieren.

6.1.1.4 Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben

Im Bereich der Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben ergeben sich derzeit noch einige offene Fragen hinsichtlich der Einordnung von Power-to-Gas. Während gemäß § 111 Abs. 3 EIWOG 2010 Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff, die erstmals nach Inkrafttreten dieser Bestimmung bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, keine der für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten haben, gibt es für die übrigen Stromnetzentgeltkomponenten keine vergleichbare Bestimmung, sodass diese zu leisten sind. Aufgrund der aktuellen Ausnahmeregelung in § 111 Abs. 3 EIWOG 2010 sind die Auswirkungen auf die Ökostrompauschale, den Ökostromförderbeitrag sowie die KWK-Pauschale unklar, da explizite Regelungen fehlen. In der ökonomischen Bewertung im Rahmen dieses Projektes wird davon ausgegangen, obwohl dies weder gesetzlich geregelt noch durch die österreichische Judikatur bestätigt ist, dass diese Faktoren nicht anfallen. Das gleiche gilt für die Elektrizitätsabgabe und die Gebrauchsabgabe.

Das Positionspapier „Power-to-Gas: Vorschlag zur Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich“ [57] zeigt Änderungs- bzw. Interpretationsbedarf des österreichischen Rechtsrahmens für die Gewährleistung von Rechtssicherheit von Power-to-Gas-Anlagen in Österreich auf. Ziel ist die Darstellung von rechtlichen Problemstellungen sowie Wege zur Lösung der spezifischen Herausforderungen. Die prioritäre Intention ist hierbei die Beseitigung von Unsicherheiten, die der österreichische Rechtsrahmen aufgrund der weitgehenden Nicht-Existenz der Power-to-Gas-Technologie beinhaltet, um den Betreibern und Errichtern von Power-to-Gas-Anlagen in der Zukunft mehr Rechtssicherheit zu gewährleisten.

Tabelle 47: Übersicht zu den Stromnetzentgelten, Steuern und Abgaben für PtG-Anlagen in Österreich

Bezeichnung	Einheit	NE1	NE2	NE3	NE4	NE5	NE6	NE7
Netzzutrittsentgelt	€	einmalige Zahlung für die Herstellung bzw. Erweiterung eines Stromnetzanschlusses						
Messentgelt-Lastprofilzählung	€/a	600	600	600	900	900	756	756
Ökostrompauschale *	€/a	Rechtlich unklar. Vorliegende Annahme: Ökostrompauschale fällt für Power-to-Gas Anlagen nicht an						
Netzbereitstellungsentgelt (hier für Niederösterreich)	€/kW _{el}	8,7	9,8	22,4	40,1	101,5	132,3	210,7
Netznutzungsentgelt (Leistung)	€/kW _{el}	Befreiung für Power-to-Gas Anlagen (Rechtlich klar bis Ende 2020)						
Netzverlustentgelt	€/kWh _{el}	Befreiung für Power-to-Gas Anlagen (Rechtlich klar bis Ende 2020)						
Netznutzungsentgelt (Arbeit)	€/kWh _{el}	Befreiung für Power-to-Gas Anlagen (Rechtlich klar bis Ende 2020)						
Ökostromförderbeitrag (Netznutzung)	€/kW _{el}	Rechtlich unklar. Vorliegende Annahme: Ökostromförderbeitrag fällt für Power-to-Gas Anlagen nicht an						
Ökostromförderbeitrag (Netznutzung)	€/kWh _{el}	Rechtlich unklar. Vorliegende Annahme: Ökostromförderbeitrag fällt für Power-to-Gas Anlagen nicht an						
Ökostromförderbeitrag (Netzverlust)	€/kWh _{el}	Rechtlich unklar. Vorliegende Annahme: Ökostromförderbeitrag fällt für Power-to-Gas Anlagen nicht an						
Elektrizitätsabgabe	€/kWh _{el}	Rechtlich unklar. Vorliegende Annahme: Elektrizitätsabgabe fällt für Power-to-Gas Anlagen nicht an						
KWK-Pauschale	€/kW	Rechtlich unklar. Vorliegende Annahme: KWK-Pauschale fällt für Power-to-Gas Anlagen nicht an						
Gebrauchsabgabe	€	Sofern die Gebrauchsabgabe anfällt (Abhängig von Gemeinde), ist diese zu leisten. Annahme: Gebrauchsabgabe fällt nicht an.						
Umsatzsteuer	%	Die Umsatzsteuer ist in Höhe von 20% zu entrichten. Hinweis: Nachfolgende Ergebnisse sind jedoch ohne Umsatzsteuer angegeben.						

Das einmalig zu leistende Netzzutrittsentgelt für die erstmalige Herstellung eines Anschlusses an das Stromnetz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung wird nicht berücksichtigt. Die Kosten dafür sind sehr stark

vom Standort der Anlage und von der Netzebene abhängig. Für Anlagen über 5 MW (wie z.B. große Industriebetriebe) ist gemäß E-Control [50] die Versorgung aus einem bestehenden Umspannwerk (NE4) erforderlich. Dazu wird ein zusätzlicher Mittelspannungsabzweig errichtet und der Kunde errichtet und betreibt eine kundeneigene Leitung vom Umspannwerk zur Anlage. Der Kunde muss für die Kosten des neuen Mittelspannungsabzweigschalters im Umspannwerk aufkommen. Da dem Kunden nur das Umspannwerk zur Verfügung gestellt wird, ist das günstigere Netzbereitstellungsentgelt für die Netzebene 4 zu bezahlen.

6.1.1.5 Verkauf von Sauerstoff und Wärme

Als Nebenprodukt der Wasserstofferzeugung durch die Wasserelektrolyse werden pro kg Wasserstoff etwa 8 kg Sauerstoff erzeugt. Der durch den Verkauf von Sauerstoff generierte Erlös verringert die H₂-Produktionskosten. Der Sauerstoffpreis beträgt etwa 50 €/t (vgl. [92]) für große Mengen (z. B. industrielle Verwendung). Höhere Preise von durchschnittlich etwa 5 €/kg (vgl. [92]) können für kleine Mengen in Flaschen (z.B. medizinischer Sauerstoff) erzielt werden. In den wirtschaftlichen Analysen ist angenommen, dass der vom Elektrolyseur erzeugte Sauerstoff zu einem Preis von 50 €/t verkauft werden kann.

Durch die Nutzung der Abwärme kann der Gesamtwirkungsgrad von PtG-Anlagen deutlich gesteigert werden. Die Integration der Abwärme hängt jedoch stark von den Rahmenbedingungen am Standort ab. Alkali- und PEM-Elektrolyseure haben eine Abwärmtemperatur im Bereich von 60 bis 80 °C und eine Abwärmeleistung (abhängig vom Wirkungsgrad) im Bereich von etwa 30 % der elektrischen Nennleistung. Die Abwärme kann zur Gebäudeheizung verwendet oder in ein Fernwärmenetz eingebunden werden. In den wirtschaftlichen Analysen wird angenommen, dass die verfügbare Abwärme zu einem Preis von 55 €/MWh_{th} verkauft werden kann (vgl. [226]).

6.1.2 Kompetitive Situationen der Antriebstechnologien

Im nachfolgenden Kapitel werden die verschiedenen Antriebslösungen hinsichtlich ihrer technologischen Entwicklungsrichtung beleuchtet, die Frage der Rahmenbedingungen, wie z.B. Emission Compliance, wo anwendbar, diskutiert und erste Aussagen zu Effekten für die Wirtschaftlichkeit der Lösungen festgehalten [158].

6.1.2.1 Antriebe auf Basis von Verbrennungskraftmaschinen

6.1.2.1.1 Dieselmotorenantriebe

Wenngleich Dieselantrieb derzeit massiv unter Druck geraten, ist davon auszugehen, dass nachdem eine Reihe von relevanten Herstellern inzwischen „Stage V certified“ oder „Stage V ready“ Motoren auf dem Markt anbieten [127] [122] [46] Dieselantrieb weiterhin ein wesentliches Antriebselement im Bahnsektor darstellen und voraussichtlich weiterhin eingesetzt werden.

Abbildung 122 zeigt den Dieselmotor-NO_x-PM Tradeoff für Bestandsmotoren und die Entwicklung der entsprechenden Grenzwerte, Tabelle 41 zeigt die zugehörigen Grenzwerte.

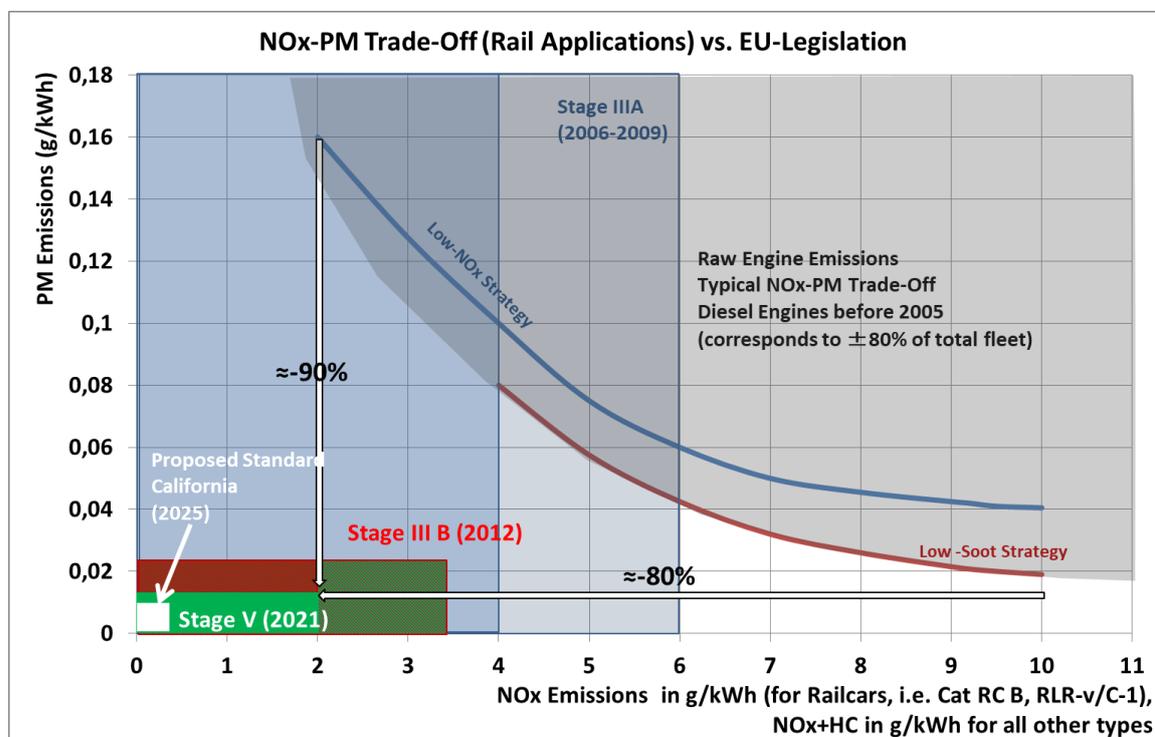


Abbildung 122: Dieselmotor-NO_x-PM Tradeoff für Bestandsmotoren und Entwicklung der entsprechenden Grenzwerte

Tabelle 48: Grenzwerte für Emissionen von Dieselmotoren in der Schienenfahrzeuganwendung in Europa [68]

Country & Regulation Code	Vehicle types Covered	Introduction Date	Engine Classification			Emission Limits						
			Power P (kW)	Displacement D (dm ³ /cyl)	Other Engine Classification	CO	HC	NOx	NOx+ HC	NMHC+NOx	PM	PN
						(g/kWh)						#/kWh
European Union												
EU Stage IIIA	RC A	2006	P > 130			3,500			4,000		0,200	
	RL A	2007	130 ≤ P ≤ 560			3,500			4,000		0,200	
	RH A	2009	P > 560			3,500	0,500		6,000		0,200	
		2009	P > 2000	D > 5		3,500	0,400		7,400		0,200	
EU Stage IIIB	RC B	2012	P > 130kW			3,500	0,190	2,000			0,025	
	R B	2012	P > 130			3,500			4,000		0,025	
EU Stage V	RLL-v/c-1 (Loco)	2021	P > 0			3,500			4,000		0,025	
	RRL-v/c-1 (Rail)	2021	P > 0			3,500	0,190	2,000			0,015	1x10 ¹²
		2021	P > 0		Gas Engines	3,500	HC=0,19+ (1,5X A x GER) or 0,19+ A, whichever is lower, with A = 6	2,000			0,015	1x10 ¹²

Allerdings wird in Zukunft mit wesentlich erhöhtem Abgasnachbehandlungsaufwand gearbeitet werden müssen, wie Tabelle 48 zeigt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Produktlebensdauer von Rolling Stock auch über 40 Jahre betragen kann und die erste Modernisierung typisch nicht vor 15 Jahren ab Erstinbetriebsetzung geplant wird.

Die teilweise bereits eingesetzten Dieselpartikelfilter für Stage III B werden sich als Standardausrüstung durchsetzen und bei einer Reihe von Herstellern ebenfalls grundsätzlich durch DeNO_x-Einrichtungen ergänzt werden müssen. Für Streckenlokomotiven müsste das SCR-Verfahren ausreichen, wenngleich mit erhöhter Dosierung im Vergleich zu PKW und LKW. Dies führt zu zusätzlicher Logistik hinsichtlich des Reduktionsmittels Ad-Blue und in weiterer Folge erfordern die entsprechenden Mengen auch Betankungsinfrastruktur und fahrzeugseitige Speicherung.

Ausgehend von den in anderen Anwendungssegmenten beobachteten Problemen bei Niedrigtemperaturbetrieb sowie stark zyklischer Last (Start-Stop-Betrieb bei kurzem Haltestellenabstand) ist nicht ausgeschlossen, dass komplexe Abgasnachbehandlungssysteme bestehend aus Speicherkatalysator und SCR-Anlage, wie dies Technologiestand für schwerere Euro 6d PKWs der Fall ist, für Anwendungen im Rangierbetrieb und bei Regionaltriebwagen erforderlich sein werden. Im Zusammenhang mit Niederflurtriebwagen und teilweise Unterfluranordnungen von Maschinen kann das Packaging dieser Antriebe eine erhebliche Herausforderung darstellen.

In Bezug auf Wirtschaftlichkeit wird also der Kraftstoffverbrauch durch Kosten für Ad-Blue zu erweitern sein. Derzeit liegen die Preise für AdBlue in für den Bahnbetrieb relevanten Mengen bei ca. 0,7 €/Liter, wobei nach derzeitiger Einschätzung ein Dosierungsverhältnis von ca. 4 bis 8 % je nach Motor und Lastszenario zu erwarten ist. Nimmt man 5 % an, so erhöhen sich die variablen, dem Kraftstoffverbrauch proportionalen Kosten (Basis € 580 Bulk Preis pro Tonne Diesel [23] zuzüglich 10 % GH Marge und Transport) um ca. 6,5 %. Noch offen ist, wie sich das neue System auf Wartungskosten auswirken wird.

Hier kann zusammen mit den in der Einleitung des Kapitels dargestellten Einflüssen aus CO₂-Strafzahlungen eine von der Preisdynamik des Dieselmotorkraftstoffes zumindest teilweise losgelöste zusätzliche Anhebung von 10 – 25 % mittelfristig im Raum stehen.

Nicht auszuschließen ist auch, dass in umweltsensiblen Zonen oder geographischen Räumen, in denen die Luftqualitätsziele der EU nachhaltig nicht erreicht werden, lokale Fahrverbote erlassen werden, die auch den Bahnbetrieb betreffen können. Diese Situation kann auch dazu führen, dass sich in solchen Zonen die Ausschreibungsbedingungen für Verkehrsdienstverträge ändern und ein Angebot mit Dieselantrieben nicht mehr oder bestenfalls befristet durch eine Austausch- bzw. Upgradepflicht zulässig ist.

6.1.2.1.2 Gasbetriebene Verbrennungskraftmaschinen

Der Gasmotor könnte eine Weiterentwicklungsrichtung der VKM auch im Bahneinsatz darstellen. Der Einsatz von Gasmotoren ermöglicht ein verändertes Optimierungsregime, da bei Gasmotoren in der Regel keine Partikelemissionen anfallen und sich der Entwicklungs-Trade-Off auf Kraftstoffverbrauch und Stickstoffoxide konzentrieren kann. In den USA mit dem hohen Angebot an aus Fracking-Quellen gewonnenen Gases und den damit einhergehenden Preisentwicklungen sind bereits erhebliche Projekte bzw. Programme zur Konvertierung von Streckenlokomotiven auf Gasantrieb gestartet [198]. Als Speicherform wird dabei in erster Linie tiefkalt gespeichertes Erdgas (LNG) eingesetzt. Damit lassen sich relativ brauchbare Reichweiten erzielen bzw. wurden in den USA auch Varianten mit „LNG-Tender Wagons“ in Erprobung genommen. [214] Es ist jedoch unklar, ob eine solche Lösung in Europa die Zulassungshürden schafft. Die Zielsetzung einer CO₂-Reduktion wird damit natürlich nicht oder nur in geringem Maße erreicht.

Der im Bus- und PKW-Bereich gebräuchliche Ansatz von Compressed Natural Gas (CNG) wird im Schienenverkehr voraussichtlich eine nur untergeordnete Rolle einnehmen. Aufgrund des Raumbedarfs der 200 bzw. 300 bar Drucktanks und der mit der

Drucktankspeicherung verbundenen Zusatzaufwendungen für Zertifizierung und Logistik sowie den inhärenten Grenzen für die Reichweite, ist dieses Energieträgermodell allenfalls für Verschublokomotiven für den reinen Rangierbetrieb denkbar, wofür es auch Pilotanwendungen gibt [36]. Dies könnte insbesondere für jene Ausführungsformen gelten, welche als „batteriedominanter“ Hybrid mit Range-Extender-Funktion der VKM konzipiert sind.

6.1.2.1.3 Verbrennungskraftmaschinen, betrieben mit synthetischen Kraftstoffen

Diese unter den Schlagworten „Syn-Fuels“ bzw. „e-Fuels“ bekannt gewordenen Kraftstoffe können entweder als Diesel oder als Methan zum Einsatz kommen. Der wesentliche Vorteil liegt in der theoretischen Darstellbarkeit von vollständiger CO₂-Freiheit bzw. Verwertung von CO₂-Mengen, die bei anderen thermischen Großprozessen anfallen. Darüber hinaus lassen sich aus der Produktionschemie solcher Kraftstoffe sogenannte „Designer-Kraftstoffe“ generieren, die auf die jeweiligen Verbrennungssysteme der Motoren optimiert werden können. Sie sind somit von der Qualität der natürlichen, fossilen Ausgangsrohstoffe unabhängig. Solche Kraftstoffe sind beispielsweise in der Regel vollständig schwefelfrei, was die Lebensdauer von Katalysatoren verlängern kann. Wenngleich dieser „Designer-Charakter“ der Syn-Fuels dazu führen kann, dass im Bereich der Verbrennungsoptimierung Schadstoffsenkungen erzielt werden, so ist doch zu erwarten, dass diese nicht das Null-Niveau erreichen werden. Beispielsweise entstehen bereits heute bei optimierten Motoren erhebliche Partikelmengen im Abgas aus der Verbrennung von Schmierölen. Auch die Senkung der Stickoxide ist so nur im begrenzten Ausmaß erreichbar.

Nachteilig ist, dass bei breiterem Betrachtungswinkel die Vorprozesse erheblich energieaufwändiger werden, da zur Herstellung dieser sogenannten e-Fuels zuerst „grüner“ Wasserstoff mittels Elektrolyse hergestellt werden muss, der mit CO₂, das ebenfalls mit Gewinnungswirkungsgraden bereitgestellt wird, in einem nachgelagerten Syntheseprozess zu einem Kohlenwasserstoff synthetisiert wird, aus dem dann die endgültige Kraftstoffvariante durch allfälliges Blending herbeigeführt wird.

Bleibt man bei den für den Eisenbahnbetrieb relevanten Größenordnungen und verfügbaren (Niedrigtemperatur-)Technologien ist offensichtlich, dass die Kombination der beiden Grundprozesse mit einem nachgelagerten Syntheseprozess erhebliche Energieverluste mit sich bringt, wobei diese in der Verwendungsphase, d.h. in der Verbrennung in einer Verbrennungskraftmaschine, nicht oder nur unzureichend durch

Wirkungsgradsteigerungen kompensiert werden. Die mehrstufige Produktionsebene lässt auch erwarten, dass Kraftstoffe kostenmäßig über jenen der Ausgangsmaterialien und wahrscheinlich auch über jenen der üblichen, aus fossilen Quellen stammenden Kraftstoffen liegen werden. [19] [103]

Des Weiteren ist darauf zu verweisen, dass der Vorteil der Syn-Fuels und e-Fuels aus umweltbezogenen Gesichtspunkten vor allem im Bereich der CO₂-Signatur liegt, die derzeit für den Schienenverkehr noch gar nicht einem legislativen Druck unterliegt. Die für fossilbasierte Kraftstoffe geltende Preisdynamik aus allfälligen CO₂-Abgaben würde aber dadurch neutralisiert. Ob dies wirtschaftlich im Betrieb darstellbar sein wird, ist derzeit nicht seriös beurteilbar.

6.1.2.2 Elektrische Antriebe

6.1.2.2.1 Netz- bzw. oberleitungsgebundene elektrische Antriebe

Gemäß den beobachteten Schwerpunkten der Elektrifizierung kann festgestellt werden, dass ein erhebliches Investitionsvolumen im Bereich von Hochleistungstransversalen und in der Folge Schienenfahrzeugen mit hoher Passagierkapazität und Fahrgeschwindigkeiten liegt. Hier ist mit einem weiteren Anstieg der Antriebsleistungen zu rechnen. Beispielsweise sind bei den neuesten Generationen der chinesischen Hochgeschwindigkeitszüge bereits 20 MW Gesamtantriebsleistung erreicht bzw. nach manchen Quellen auch überschritten worden [233].

Im Frachtbereich sind die Erzzuglokomotiven der MTAB-IORE mit 10,8 MW die derzeit stärksten westlichen Elektrolokomotiven, wobei diese streng genommen eine fix gekuppelte Doppeltraktion zweier 6-achsiger E-Loks mit je 5,4 MW darstellen [234]. Die stärkste in Serie gebaute Einzellok dürfte eine in einer Kooperation zwischen Siemens und einem Teilunternehmen der CSR Konzerns entwickelte Lokomotive sein, die als 6-achsige Traktionseinheit 9,6 MW leistet [77] und als Modell No. HXD1B auf der Liste der Lokomotiven der VR China aufscheint. Interessant ist, dass die nachfolgetypen HXD1C (mit Siemens) und HXD1D (ohne Siemens) nur mehr 7,2 MW aufweisen. Die 10 MW Grenze wird auch bei den chinesischen Modellen nur mehr in Doppel- bzw. auch in Dreifachtraktion wie bei der MTAB-IORE überschritten [235].

Die grundsätzliche Antriebstechnik mit 25 kV Wechselstrom ist auf Basis der Stromversorgung in den meisten Fällen seit einigen Jahrzehnten gleichgeblieben. Die

wesentlichen Innovationstreiber, die die Steigerung in der Antriebsleistung ermöglichten, waren dabei die Hochleistungshalbleiter der Umrichter, verbesserte Materialien im Bereich Elektrobleche und Isolation und sonstige Maschinenelemente sowie die Fähigkeit über modernste CAD/CAE Werkzeuge die Konstruktion der Maschinen zu optimieren.

In Bezug auf Emission Compliance ist der oberleitungsversorgte E-Antrieb ein lokaler Null-Emissions-Antrieb mit sehr hohen Gesamtwirkungsgraden. Die Gesamtemission, insbesondere jene von CO₂ ist vom jeweiligen Stromerzeugungsmix abhängig und kann daher regional stark divergieren.

In Bezug auf Wirtschaftlichkeit muss zwischen OPEX (Betreibskosten) und CAPEX (Investitionskosten) unterscheiden werden. Bzgl. OPEX dürfte diese Technologievariante zu den attraktivsten zählen, wobei keine detaillierten Kosten über Wartung der Oberleistungsinfrastruktur vorliegen. [18] listet sie mit 2 % (Bereich 1-3 %) des ursprünglich investierten Investitionskostenvolumens.

In Bezug auf CAPEX ist die oberleitungsversorgte Elektrifizierung häufig die kapitalintensivste Möglichkeit. Das Spektrum der Elektrifizierungskosten ist dabei von einer Vielzahl von Faktoren, wie topographische Gegebenheiten, Spuranzahl, Bogenanzahl und -radien, maximaler Geschwindigkeit auf der Strecke und nicht zuletzt betrieblicher Fragen, wie Greenfield Approach oder das Erfordernis, die Lichtraumprofile „elektrifizierungstauglich“ zu machen und schließlich, ob die Elektrifizierung parallel zu nicht elektrifiziertem Betrieb erfolgen muss, abhängig. In der Literatur lassen sich Werte von 0,12 M€ bis rund 10 M€ pro Kilometer finden. Dazu kommt, dass mehrere Autoren [35] [204] [191] einen Trend zu Kostenüberschreitungen beobachten. Bei einer Ex-ante Evaluation von verschiedenen Projekt Konzepten ist daher Vorsicht geboten.

6.1.2.2.2 Elektroantriebe basierend auf Onboard-Elektrischen Energiespeichern (ESS)

In diesen Bereich fallen Antriebe, die mittels Batterien oder Super- bzw. Ultrakondensatoren gespeist werden und mit elektrischen Motoren arbeiten. Hier ist die Technologieentwicklung stark von der allgemeinen Batterieentwicklung abhängig. Gleichzeitig muss angemerkt werden, dass Großbatterien oder sogenannte UltraCap-Anlagen ein Spezialsegment mit niedrigen Stückzahlen und hohen Anforderungen, insbesondere in Bezug auf Sicherheit und Zulassung, darstellen.

Die Dynamik in diesen Segmenten ist im Vergleich zu Consumer Devices aus dem IKT-Bereich und PKW-Sektor mäßig. Die hohen Anforderungen in Bezug auf Umgebungstemperatur, Energiedichte und Leistungsdichte reduzieren im derzeit verfügbaren Technologiespektrum die Optionen auf einige wenige Varianten.

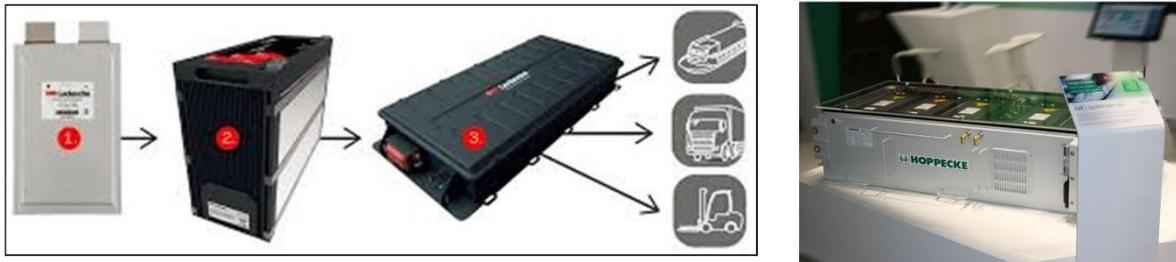


Abbildung 123: Schienenfahrzeugtaugliche Batterielösungen auf Li-Ion-Basis, Links Leclanche, CH, rechts Hoppecke [215] [90]

Grundsätzlich ist jedoch festzuhalten, dass Applikationen im Rangier- und reinen Werksverkehr mit solchen Energiespeicherlösungen das Auslangen finden könnten, vor allem wenn im unmittelbaren Betriebsgelände Schnellladungsmöglichkeiten verfügbar sind.

Die Problematik im Bereich der Schienenfahrzeuge wird einerseits die Erfüllung der im Bahnbereich üblichen Sicherheits- und Zulassungsvorschriften, z.B. in Bezug auf Brandschutz, Tunnelsicherheit, etc. darstellen. Die für sichere Speichertechnologien üblichen, tendenziell niedrigeren Energiedichten werden in den nächsten 10 Jahren zwar möglicherweise verbessert, es bleiben aber ungünstige Gewichtsverhältnisse. So ist auch zukünftig zu erwarten, dass ein 500 bis 700 kWh Batteriespeichersystem für Schienenanwendungen 8 bis 10 Tonnen wiegen wird.

Ultrakondensatoren können hohe Leistungen bereitstellen, sind aber als Energiespeicher für längere Zeiten ungeeignet, da die Energiedichten bei höchstens ca. 10 % einer Batterie liegen. Laborstudien zeigen jedoch, dass im Falle industrieller Verfügbarkeit von Graphen die Energiedichte für Supercaps bis zu 150 Wh/kg erreichen kann [238], womit die Technologie auf dem Niveau der besten derzeit für Bahnanwendungen verfügbaren Hochleistungsbatterien liegt. Wenngleich sich China als Kernziel der 10 Jahres Industrieplan-Periode gesetzt hat die Graphen-Industrialisierung voranzutreiben und in einigen Industriesektoren, wie bspw. Sportartikel bereits intensiv für Produkte mit dieser Technologie geworben wird, ist noch nicht abzusehen, ob die für Ultrakondensatoren erforderlichen Qualitäten und Mengen erreicht werden können. Ein Beispiel eines Super-Cap Moduls für Heavy Duty Anwendungen zeigt Abbildung 124.



Abbildung 124: Super Cap Modul für Heavy Duty Anwendungen, 170 V Modulspannung [192]

Aus diesen Überlegungen kann als erste Schlussfolgerung abgeleitet werden, dass der elektrische Betrieb mittels On-Board-Energiespeichern vor allem in Form von komplementären Einsatzformen (Bi-modaler Betrieb, Hybrid-Betrieb) erfolgen wird.



Abbildung 125: Stadler Flirt AKKU, bi-modaler PV-Zug mit lt. Hersteller, ursprünglich mit bis zu 80 km oberleitungsfreiem Betrieb [115], vor kurzen auch für 150km verkauft

Betrachtet man das Thema Emission Compliance, so ist der Elektroantrieb mit Energiespeichern gleich zu bewerten wie oberleitungsgebundene Fahrzeuge, d.h. lokale Nullemission bei CO₂-Emissionen abhängig vom (Lade-)Strommix.

In Bezug auf Wirtschaftlichkeit ist festzuhalten, dass sich die Kostenanteile verschieben, die Investitionskosten werden stark in das Fahrzeug verlagert, die relativen Kosten für Infrastruktur nehmen ab. Damit ist diese Lösung applikationsabhängig eher für niedrige Fahrzeugzahlen geeignet und vor allem dort wo aus betrieblichen Gründen keine Oberleitungselektrifizierung möglich ist.

In Bezug auf die Kosten für die On-Board ESS-Kosten ist festzustellen, dass die Preise für die meisten Batteriezelltypen fallen, insbesondere für jene Typen, die von den Skaleneffekten der Autoindustrie profitieren. So sind PKW Batterie-Packs nun in der Größenordnung von unter 150 €/kWh [99] Tendenz weiter fallend. Im Rail Sektor werden derzeit noch 1000 €/kWh bis 500 €/kWh auf einer mit den automotiven Batterie-Packs vergleichbaren Systemebene kalkuliert, zum Teil abhängig von der gewählten Zellenchemie und -architektur und dem Herstellungsstandort des Lieferanten.

Super- bzw. Ultra-Caps sind wahrscheinlich nur als Booster sinnvoll. Ihre niedrige Speicherdichte führt zu sehr hohen Kosten als Energiespeicher. So liegen die Kosten für Hochleistungseinheiten auf Basis des Einzelkauf bei 20.000 bis 35.000 €/kWh, während der Preis pro kW in der Größenordnung von 6-9 € liegt. Dazu kommen bei reinem ESS Betrieb noch die Kosten für (Schnell-)Ladungsstationen, die je nach Leistungsanforderung und Anschlussystem zwischen 70.000 und 300.000 € pro Einheit kosten können.

Strompreise sind Marktpreise inklusive der Netztarife und allfälliger Umlagen, der intermittierende Spitzenlast-Charakter von Schnelladesystemen, wird aber in Bereich von bisher typischen Installationen in entsprechenden Leistungstarifen reflektiert. Eine Bewertung, wie dies im Bahnnetz zu handhaben wäre, erfolgte nicht, da dies nicht Gegenstand der Studie ist.

6.1.2.2.3 Brennstoffzellenantriebe

Die Brennstoffzellensysteme haben in Bezug auf Schienenanwendung eine inzwischen über 15-jährige Entwicklungsgeschichte, die ihren Ausgang bei Bergbaulokomotiven nahm [125]. Ab 2006 erfolgten F&E-Projekte im Bereich von Triebwagen und Verschubfahrzeugen, die ab 2014 mit der ersten Serienentwicklung für einen Triebzug für Regionalstrecken (Alstom Coradia iLINT, siehe Abbildung 126) mündeten. Die Entwicklung dieses Fahrzeugs wurde 2014 mittels LOI von 4 deutschen Bundesländern initiiert [88] und von der darauffolgenden Entwicklungsphase, die von der deutschen NOW GmbH gefördert wurde [42], in die Produktionsphase gebracht [6]. 2016 wurde ein entsprechender Prototyp-Zug auf der Innotrans in Berlin vorgestellt [5]. Im Sommer 2018 erhielt diese Fahrzeugvariante eine TSI-Zulassung [7] und kommt seit Herbst 2018 in Niedersachsen auf der Strecke Cuxhaven - Bremervörde zum Einsatz [8].



Abbildung 126: Dachmontiertes Brennstoffzellensystem des Alstom Coradia iLint, rechts mit Abdeckungen, links geöffnet [3]

Der Mitbewerber Siemens arbeitet derzeit an der Entwicklung einer brennstoffzellenbetriebenen Variante seiner Produktlinie „Mireo“, einer (in Bezug auf Leistung und Größe) Klasse über dem Alstom Coradia angesiedelten Produktfamilie. Dazu arbeitet Siemens mit dem kanadischen Brennstoffzellenhersteller Ballard zusammen [189], während Alstom seine Brennstoffzellensysteme von Hydrogenics, einem ebenfalls kanadischen Hersteller, bezieht [95]. In Österreich ist geplant, eine schmalspurige Nebenbahn, die Zillertal-Bahn, auf Wasserstoffbetrieb umzustellen [184], wobei hier als Fahrzeuglieferant die Schweizer Firma Stadler ausgewählt wurde [203].

Für Siemens und Stadler gilt, dass die Entwicklungsprozesse noch nicht abgeschlossen bzw. für letzteren im Detail begonnen wurden. Der Produkteinführungszeitraum ist daher noch unklar, wobei im Falle von Stadler die publizierten Vertragsdetails erste Fahrzeuge für das Jahr 2021 vorsehen. Somit verfügen drei der vier größeren Triebwagenhersteller Europas spätestens ab Mitte der 2020er Jahre über brennstoffzellenbetriebene Produktlinien.

Im Bereich Fracht- und Vershubbetrieb kann die Brennstoffzelle ebenfalls ein Anwendungsspektrum finden. Allerdings fehlen hier noch entsprechend präsentierte Konzepte und Produkte. In Anbetracht der Tatsache, dass Vershubbetrieb und Rangierbetrieb häufig in Bahnhöfen in der Nähe oder innerhalb von urbanen Zentren stattfinden, in denen zumeist die höchsten Schadstoffbelastungen auftreten, daher gesetzliche und rechtliche Maßnahmen zur Belastungsreduktion durch Emittenten auch höchstgerichtlich gestattet wurden, ist zu erwarten, dass die dort einzusetzenden Fahrzeuge innerhalb vergleichsweise kurzer Frist erhebliche Beiträge leisten werden müssen. Dies eröffnet Potentiale für die Brennstoffzelle.

Problematisch für die Brennstoffzellentechnologie kann die Anwendung im Segment der Streckenlok sein, da hier das konventionelle Fahrzeugkonzept aufgrund der zu speichernden Wasserstoffmengen für den Streckenbetrieb an Packaging-Grenzen stoßen könnte. Eine mögliche Lösung ist, gegenüber dem derzeitigen „Schienen-Technologiestand“ für CGH2, den Speicherdruck von 35 MPa auf 70 MPa hoch zu skalieren. Nach derzeitigem Informationsstand könnten Hybrid-Brennstoffzellenlösungen für Schwer-LKWs ebenfalls auf das höhere Druckniveau wechseln. [73] In diesem Fall würde mittelfristig auch ausreichende Dokumentation und Erfahrung für einen Transfer im Sinne der CSM vorliegen, der eine Schienenfahrzeugzulassung ermöglichen könnte. Alternative Lösungen dafür sind jedoch in Entwicklung und in niedrig skaliertem Form auch bereits demonstriert [181].

In Bezug auf Emission Compliance gilt auch für die Brennstoffzellen, so sie mit Wasserstoff betrieben werden, lokale Null-Emissionen. Die CO₂-Signatur ist insbesondere bei Wasserstoff aus Elektrolyse analog zu den anderen elektrischen Antrieben vom Strom-Produktionsmix abhängig, kann aber wie dort auch Null sein. Grundsätzlich kann Wasserstoff auch aus anderen Prozessen erzeugt werden, die ebenfalls auf erneuerbaren Energiequellen beruhen und ist so unter Umständen in Bezug auf Primärenergie flexibler als der reinelektrische Pfad.

Brennstoffzellen sind auf Grund der nach wie vor vergleichsweise niedrigen Gesamtfertigungsmenge vergleichsweise teuer. In den letzten Jahren sind die Preise zwar gefallen, bewegen sich jedoch für niedrige Stückzahlen und je nach Hersteller und Anforderungen sowie den exakten Leistungsumfang des Herstellers zwischen 1.500 und 3.000 €/kW. Für größere Stückzahlen kalkulieren die Hersteller Werte um die 1.000 €/kW. Es wurden in entsprechenden Wettbewerbssituationen auch schon Preise erzielt, die noch deutlich darunter liegen. Das DoE (Department of Energy) in den USA lässt jährlich eine Studie durchführen, mit dem Ziel, die prognostizierten Kosten für einen automotiven BZ- Stack auf Basis einer detaillierten Kostenanalyse zu bestimmen. Bei einer Stackleistung von 80 kW Netto und Jahresproduktionsstückzahlen von 100.000 bzw. 500.000 Einheiten resultieren Kosten von unter 50 USD/kW_{netto} [101]. Aufgrund der doch deutlich höheren Anforderungen steigt schon die Projektion für Medium Duty Truck Systeme mit ca. 160 kW auf knapp unter 100 USD/kW an, wobei in Bezug auf die Stückzahlen 100.000 Einheiten zu Grunde gelegt werden [102]. Wasserstoffkosten werden noch getrennt detailliert analysiert und werden daher hier nicht vorweggenommen.

6.1.2.2.4 Hybridsysteme

Wie bereits erwähnt, lassen sich aus der Kombination von elektrischen Speichersystemen (Batterie, Super-/Ultra-Kondensatoren) und Energiekonvertern (mit diversen Kraftstoffen betriebene VKMs bzw. Brennstoffzellen) hybride Antriebsvarianten darstellen.

Diese Hybridantriebe sind je nach Anforderungsprofil unterschiedlich auszulegen. Damit muss aufgrund der höheren Kosten pro Leistungs- bzw. Energieeinheit ein im Vergleich zum „universellen“ und häufig überdimensionierten Dieselantrieb maßgeschneidertes System entwickelt werden. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass im Hybridisierungsfalle der Energiekonverter (VKM, BZ) sich vor allem an der Durchschnittsleistung orientiert und die Energiespeicher zusätzliche Last- und Rekuperationspotentiale abdecken. Für den Verschubetrieb ergeben sich daraus batteriedominante Systeme mit vergleichsweise kleineren Energiekonvertern. Je größer der Anteil von Strecken mit höheren Geschwindigkeiten wird, desto größer wird die relative Gewichtung der jeweiligen Energiekonverter-Technologien. Kosten, Verfügbarkeit und Packaging-Restriktionen werden die jeweils endgültige Systemauslegung ebenfalls beeinflussen.



Abbildung 127: Dieselhybrid-Verschublokomotive einer mit der ÖBB Serie 2068 vergleichbaren Leistungsklasse [135], bisher einziger Prototyp einer Brennstoffzellen-Hybrid Verschublok in den USA (2009)

Die Gestaltung von Hybriden wird auch die Frage der Energieversorgungslogistik beeinflussen. Sowohl in Bezug auf Ladestationen oder andere Ladeverfahren für elektrische On-Board-Energiespeicher als auch Wasserstoffbetankungsinfrastruktur und die jeweils dahinterliegende Versorgungsstruktur und -logistik werden die

Systementscheidungen erheblich mitprägen. Die Entscheidungen haben daher Systemwechselcharakter. Dieser macht in der Regel das Entscheidungsmodell komplexer.

Eine Sonderform der hybriden Fahrzeuge stellen sogenannte Bi-modale Schienenfahrzeuge (siehe Abbildung 125) dar. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass neben dem dominanten, fahrleitungsgebundenen Elektroantrieb ein Antrieb über netzungebundene Aggregate möglich ist, um im Personenverkehr nicht elektrifizierte Streckenabschnitte zu überbrücken und im Frachtverkehr die sogenannte „Last Mile“ Applikation, d.h. den Zusammenstellungs- und Zustellbetrieb z.B. bei Industriekunden abzudecken.

Hier ist derzeit ein Trend zu Batteriespeichern zu beobachten. Allerdings werden bei den bisher gezeigten Konzepten auch die Grenzen dieser Lösungen erkennbar. In diesen Konstruktionen sind die Fahrmotoren und deren Umrichter auf die dominante Oberleitungsspeiseversion ausgelegt, der Batterieantrieb muss sich spannungsmäßig nach den verfügbaren Zwischenkreisspannungen richten. Da die Batteriehersteller derzeit die maximal zulässigen Spannungen, die sich aus serieller Verschaltung ihrer Zellen erzielen lassen, auf Niveaus begrenzen, die deutlich unter jenen der üblichen Zwischenkreisspannungen liegen, sind DC/DC-Konverter erforderlich, die das Gewichts- und Wärmemanagement weiter verkomplizieren. Darüber hinaus muss im oberleitungsgebundenen Fahrbetrieb die Batterie zusätzlich mit Strom aus dem Fahrdraht geladen werden, sodass der Haupttransformator und Umrichter um die Ladestromerfordernisse erweitert bzw. vergrößert werden müssen.

6.1.3 Ressourcen und Verfügbarkeit

6.1.3.1 Energieverbrauchsdaten

Wie in Kapitel 4.2 festgestellt ist eine vollständige Substitution des derzeitigen Dieserverbrauchs möglich. Dazu müsste eine Tagesproduktion von 23,6 t (BoL) bzw. 28,7 t (EoL) Wasserstoff für den Bahnbetrieb zu Verfügung stehen, für den Busbereich wird ein Produktionsbedarf von 33-37 t/Tag abgeschätzt. Konzernweit sind daher ca. 60-66 t/Tag für die Vollsubstitution zu erzeugen. Der Energiebedarf dafür ist 1.314 bis 1.460 GWh pro Jahr. In Relation zur Prognose Zielnetz 2025 von 2.706 bis 3.206 GWh [160] entspricht dies einem zusätzlichen elektrischen Energiebedarf von 40 bis 50 %. Der nominelle Anschlussleistungsbedarf bei der angestrebten 57 % Kapazitätsnutzung, um eine nach Energiepreisen und maximaler Ausnützung allfällig verfügbarer erneuerbarer Energie optimierte Betriebsstrategie umsetzen zu können, beträgt 265 bis 300 MW für beide Unternehmensbereiche gemeinsam, wobei die Verteilung ca. 45 % Bahnbetrieb und 55 % Postbus beträgt. Aufgeteilt auf die 14 Synergiestandorte, die sich aus der geographischen Kongruenz der Standorte als möglich ergeben, repräsentiert dies einen durchschnittlichen Bedarf von ca. 20 MW. Der Leistungsbereich würde aber voraussichtlich von 5 bis 30 MW schwanken, da davon auszugehen ist, dass einige Verkehrsstellen der ÖBB-Postbus GmbH nicht über Wasserstoffproduktionsstandorte bedient werden können und mittelfristig rund 60 Standorte eine Versorgung benötigen.

6.1.3.2 Grundsätzliche Verfügbarkeit des Wasserstoffs

Soweit bekannt, sind die benötigten Mengengerüste am freien österreichischen Handelsmarkt nicht verfügbar. Sie würden mit ca. 10 % des deutschen Handelsmarktes [69] und den Zuverlässigkeitsanforderungen in Bezug auf Lieferfähigkeit einen Kapazitätsaufbau erfordern, der zusätzlich zu den eigenen Kapazitätswachstumsplänen zu leisten ist.

Eine laufend in Diskussionen vorkommende Quelle für Wasserstoff ist der sogenannte Nebenprodukt-Wasserstoff, der vor allem aus der Chlor-Alkali Elektrolyse stammt, die wiederum die Grundlage der Chlorindustrie ist. Deutschland weist hier eine Kapazität von ca. 360 t pro Tag auf, was durchaus ausreichen würde [69]. Allerdings weist dieser Wasserstoff nicht erforderliche Reinheit für Brennstoffzellen auf, weswegen allfällige Lieferanten in die Gasfeinreinigung investieren müssten.

In Bezug auf die ökologische Bewertung ist anzuführen, dass der Wasserstoff aus dem Handelssektor fast ausschließlich aus der Dampfreformation von Erdgas (Steam Methane Reformation, SMR) stammt und damit jedenfalls grauer Wasserstoff ist. Die Produktionskosten liegen aber mit rund 1,3 bis 1,5 €/kg vor der Feinreinigung auf einem niedrigem Niveau.

Beim Nebenprodukt-Wasserstoff ist die Lage grundsätzlich ähnlich, da die Produktion sich nicht an der Erzeugung sauberen Wasserstoffs ausgerichtet, sondern im Gegenteil auf die günstigste mögliche Herstellung. Es ist davon auszugehen, dass der zu Grunde liegende Strom-Mix sich von einem „sauberen“ erheblich unterscheidet, insbesondere wenn die Erzeugungsstandorte bspw. in Deutschland oder den Niederlanden liegen. Allerdings lässt sich auch argumentieren, dass der so erzeugte Wasserstoff andernfalls abgefackelt wird und es somit um ein Reuse-Konzept ginge, der entsprechend Schadstoffeintrag bereits in der Produktion des eigentlichen Zielproduktes enthalten ist. Dies entspricht aber nicht den üblichen Normen und Richtlinien für Life Cycle Analysen [75], nach denen zumindest ein Anteil der Emissionen dem so zu einer Weiterverwendung gelangenden Produkt zuzurechnen wäre.

Da die Aufgabenstellung eine Konformität mit der ÖBB-Klimaschutzstrategie „CO₂-neutraler Mobilitätssektor 2030“ vorsieht, ist nicht davon auszugehen, dass Handels- bzw. Nebenprodukt-Wasserstoff eine langfristig entsprechend akzeptable Quelle darstellen. Für den Hochlauf bis zur Verfügbarkeit neuer, zusätzlicher bzw. eigener Produktionskapazitäten bzw. Übergangsperioden oder als „B-Source“ sollten diese Quellen aber in die Beschaffungsstrategie eingebunden werden.

6.1.3.3 Verfügbarkeit erneuerbarer Energie

Wie in Kapitel 4.1.3 gezeigt, lässt sich bei entsprechender Auslegung ein sehr hoher Teil an erneuerbarer Energie, der an möglichen Standorten zur Verfügung steht, in die Wasserstoffproduktion integrieren.

Die Skalierbarkeit kann dabei an manchen Standorten eine Restriktion darstellen. Zur Verdeutlichung sei angeführt, dass die ÖBB in Wilfleinsdorf bei Bruck/Leitha (siehe Abbildung 128) seit dem Frühjahr 2015 eine Solaranlage im gleisnahen Bereich mit einer PV Fläche von 7.000 m² betreibt, die im Jahr 2016 1,19 GWh an elektrischer Energie erzeugte und direkt über neu entwickelte 16,7-Hz-Wechselrichter in das 15-kV-Bahnstromnetz einspeist wird [137].

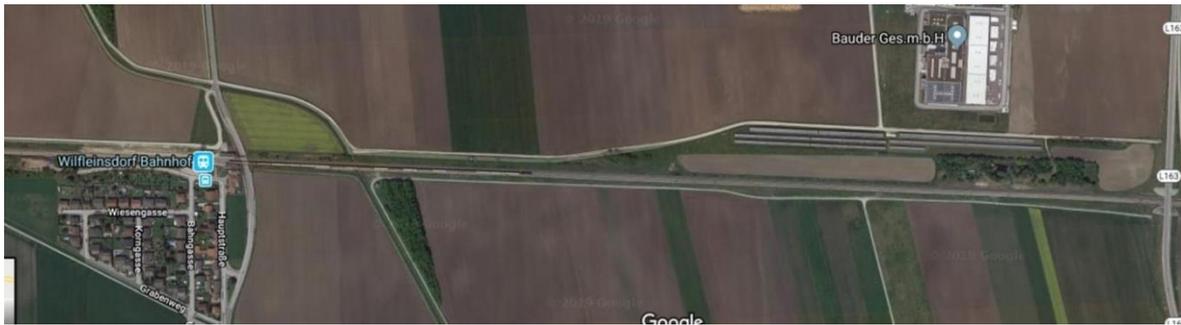


Abbildung 128: Solaranlage in Wilfleinsdorf bei Bruck/Leitha (Basis Google Maps)

Um die Wasserstofferzeugung vollständig mittels solcher Anlagen zu betreiben, müssten ca. 1.200 Einheiten errichtet werden. Das entspricht je 1 Einheit pro 4 km Streckenlänge. Der dafür erforderliche Flächenbedarf beträgt rund 1,2 Mio. m², ca. 0,6 % der von der ÖBB-Infrastruktur AG verwalteten Grundstücksfläche [142]. Hier erscheint nicht die Verfügbarkeit der Flächen, sondern die Netzkapazitäten auf dem 16,7 Hz Netz, bei Spitzenerzeugungsleistung bis 1,2 GW, sowie die wirtschaftliche Machbarkeit und insbesondere die Investitionsdimension als Engpass.

In Kapitel 4.1.3 ist daher auch Windkraft berücksichtigt. Dies erscheint anhand der zahlreichen Power-to-Gas Initiativen der Windindustrie ein attraktiver Weg, der Synergien für beide Seiten bringt. Eine erste Analyse zeigt auch, dass zwischen den bedeutenden Winderzeugungsgebieten in Österreich und dem High-Level-Netz der ÖBB-Infrastruktur AG eine erhebliche Kongruenz besteht, wie nachstehend Abbildung 129 zeigt.

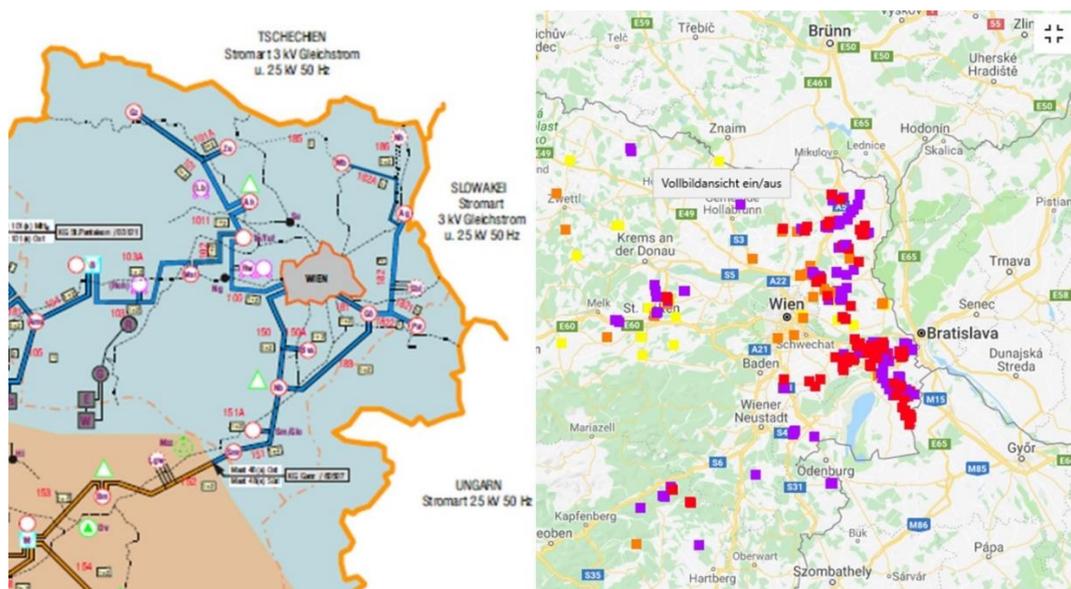


Abbildung 129: Windkraft-Standorte in Ostösterreich (rechts) und ÖBB-Infrastruktur AG Bahnstromnetz, Ausschnitte aus entsprechenden Karten [134] [97]

Deutlich erkennbar ist, dass jene Gebiete, in denen die Windkraftherzeugung konzentriert ist, durchaus mit ÖBB-Netzinfrastuktur erschlossen sind. Es bestehen auch Netzanschlussmöglichkeiten, wie z.B. in Parndorf, Angern und Siebenbrunn/Untersiebenbrunn.

6.1.3.4 Netzkapazität

Im Zuge der Analysen von möglichen Standorten mit den Vertretern der ÖBB-Infrastruktur AG wurde festgestellt, dass die Netztransportkapazität bei maximal zusätzlichen 40 MW begrenzt ist. Somit stellt das High-Level Netz der ÖBB-Infrastruktur AG zum jetzigen Zeitpunkt eine Engpasskapazität dar, die eine entsprechende Einbindung erneuerbarer Energie begrenzt, so sie nicht zusätzlich ausgebaut wird. Ob bei entsprechender Berücksichtigung der Substitution von Dieseltraktion durch Wasserstoff auch andere Projekte und in der Folge auch Netztransportkapazitäten neu bewertet und in die Netzstrategie aufgenommen werden können, konnte im Rahmen des Projektes nicht erhoben werden.

Ein alternativer Pfad ist die Nutzung des Austrian Power Grids auf Netzebene 1 und allenfalls eine Kooperation mit der Verbund AG, die derzeit in solche Projekte investiert. Eine zweite Möglichkeit ist die direkte Kooperation mit großen Windparkbetreibern und einer lokalen Produktion von Wasserstoff in entsprechenden Produktionsstandorten, wobei diese der Restriktion unterliegen, dass sie für den Weitertransport der für den ÖBB-Betrieb erforderlichen Mengen jedenfalls einen unmittelbaren Gleisanschluss benötigen.

6.1.4 Sonstige Einflüsse

Die Entwicklung der verschiedenen Treiber der Veränderung kann auf unterschiedlichen Ebenen stattfinden. Ein erheblicher Teil der Dynamik ist aber auf die Wirkung der Gesetzgebung zurückzuführen.

So lässt sich die Entwicklung der Nullemissions-Fahrzeuge klar auf das in der 1990 in Kalifornien als Teil der Luftreinhaltestrategie verabschiedete Mandat zu Zero Emission Vehicles (ZEV) [34] für sogenannte Volumenhersteller zurückführen. Dieses wurde eingeführt, da sich in kritischen Bezirken Kaliforniens die Luftqualität, trotz verschiedenster Maßnahmen in Bezug auf sogenannte „Tailpipe-Emissions-Reduktionen“, wie z.B. verschärfte Grenzwerte, zusätzliche Prüfverfahren und neue Begrenzungen für andere Emissionsquellen, wie bspw. Verdampfungsemissionen während des Tankvorganges oder

Ähnlichem, nicht wesentlich besserte. Im Grunde kann man bei den derzeit in Norwegen und anderen Staaten verabschiedeten Normen für Seefahrzeuge in küstennahen Gewässern oder der erstmal seit Jahrzehnten verschärften Emissionsgesetzgebung für Antrieb großer Schiffe ähnliche Mechanismen beobachten. Eine mittelfristige Ausdehnung dieses legislativen Trends auf den Eisenbahnsektor kann, insbesondere mit zunehmender Verfügbarkeit entsprechender Rolling Stock Lösungen, als wahrscheinlich angenommen werden.

Zwei wesentliche Variablen lassen sich identifizieren: Zum Ersten der sich verstärkende Druck auf den Klimawandel zu reagieren und damit die Emission von klimaschädlichen Gasen zu reduzieren, zu denen vor allem CO₂ gerechnet wird. Die Staaten haben sich hier im Übereinkommen von Paris darauf geeinigt, Maßnahmen zu setzen um die Erwärmung der Atmosphäre unter 2 °C zu halten. [210] Dazu wurden auf europäischer Ebene nationale Reduktionsziele vereinbart. Eine weitere Strategie, die zusätzlich zu zielkonformem Verhalten führen kann, ist die Verknappung der CO₂-Zertifikate und in der Folge eine Verteuerung derselben. Die ÖBB-Klimaschutzstrategie CO₂-neutraler Mobilitätssektor bis 2030, ist ein positives Beispiel für das Umweltbewusstsein des Unternehmens.

Generell ist in diesem Zusammenhang festzuhalten, dass zunehmend auch als wirtschaftsorientiert geltende Institutionen, wie der IWF, sich positiv zur Frage des CO₂-Pricings geäußert haben und auch Erhöhungen, die erheblich über die derzeitigen Werte an der EEX hinausgehen für Länder mit hohen Reduktionsverpflichtungen für sinnvoll bzw. notwendig angesehen werden [51] [76] [111]. Solche Preise für den Carbon Content von Kraftstoffen, die aus fossilen Quellen hergestellt werden, könnten weitreichende Konsequenzen haben, so würde bereits ein Anstieg auf den unteren der beiden vom IWF diskutierten Werte (USD 35,00 pro Tonne) einen Preisanstieg von 21,9 % darstellen, der sich jedoch nur in einer Erhöhung von 3,2 % am Dieselpreis niederschlagen würde. Der obere Wert von USD 70,00 pro Tonne würde einen Anstieg um 21 % bewirken.

Ein zweiter bedeutender Faktor ist die zuvor erwähnte Luftqualität und die Gesundheitsschädlichkeit von Luftschadstoffen, die bei der Verbrennung von Energieträgern in unterschiedlicher Weise entstehen. Der in Abbildung 122 dargestellte Trend zur kontinuierlichen Grenzwert-Verschärfung wird sich sicherlich fortsetzen. Ein Vergleich der Grenzwerte für Motoren für Schienenanwendungen und schwere Nutzfahrzeuge für den Straßeneinsatz zeigt, dass hier die Schiene noch erhebliche „Lücken“ bis zum Stand der Technik hat. In den USA hat dies dazu geführt, dass die

kalifornische Bundesstaatsregierung bei der EPA um Genehmigung angesucht hat, eine Verschärfung der Grenzwerte für Schienenfahrzeuge ab 2025 einführen zu dürfen [129].

Die korrespondierenden Werte sind zur Illustration in die Grafik von Abbildung 122 eingetragen. Sie zeigen, dass insbesondere die NO_x-Grenzwerte gegenüber dem Stage IIB/Stage V Limit der EU nochmals erheblich verschärft werden. Die Grenzwerte dieser „Proposed California Stage V“ sind:

HC < 0,027 g/kWh

NO_x < 0,268 g/kWh

PM < 0,013 g/kWh²

Die Grenzwerte für Partikel (PM) sind vergleichbar, bei den Kohlenwasserstoffen (HC) stellt der vorgeschlagene kalifornische Grenzwert eine verschärfende Reduktion um -85 % und jener der NO_x um -86 % dar. Das entspricht im Verhältnis den in drei Verschärfungsschritten erzielten Reduktionswert der europäischen Legislative.

Die Bewilligung dieses Antrags steht noch aus und es ist Anbetracht der derzeitigen politischen Prioritäten in den USA unklar, ob diese Verschärfung genehmigt werden wird. Das entsprechende Verfahren wird möglicherweise aufgrund von verfassungsjuristischen Zuständigkeitsauffassungsunterschieden vor dem US Supreme Court landen. Die vorgeschlagenen Grenzwerte sind jedoch der besonderen Luftqualitätssituation, insbesondere des „Southern Californian Air Quality District“, geschuldet, sodass erwartet werden kann, dass die Regulierung genehmigt werden wird. Studien haben gezeigt, dass die Schadstoffemission des „Hinterland-Verbindungsverkehrs“ zwischen den zwei großen Container-Häfen Los Angeles und Long Beach kumuliert, die gleiche Größenordnung aufweisen, wie jene der 350 größten Industriebetriebe der entsprechenden Region. [193]

In Europa existieren ähnliche Konflikte, bei der die Städte und Regionen für die Nichteinhaltung von Luftqualitätszielen Strafen an die Europäische Union zahlen müssen, gleichzeitig wird jedoch beobachtet, wie die nationale und europäische Industriepolitik Maßnahmen setzt, die die Folgeprobleme für die Kommunen und Regionen entweder ignoriert oder sie durch lokale Maßnahmen abzufedern versucht. Daher wird, bspw. in Deutschland, mit der Genehmigung des Bundesverwaltungsgerichtes Leipzig als „Ultima Ratio“ nunmehr mit Fahrverboten für alle PKWs, außer jenen der letzten Schadstoffkategorie, die die neueste Technologie verbaut haben, reagiert. [30] Politisch entsteht dadurch Druck auf andere Verkehrsträger, da auch hier theoretisch Fahrverbote verfügt werden könnten oder, im Falle von Ausschreibungen von

² Die scheinbar unlogischen Zahlenwerte ergeben sich aus der Umrechnung der für US-Grenzwerte immer noch gebräuchlichen Bezugsgröße „bhp hr“ (PSh).

Verkehrsdiensteverträgen, entsprechende Klauseln (z.B. die Null-Emissionsfähigkeit der angebotenen Fahrzeuge). Letzteres ist in einigen Bundesländern Deutschlands auch auf der Schiene bereits passiert.

Hier spielt nun auch eine Wettbewerbsdynamik eine Rolle. Wie in Kapitel 5.1.4 gezeigt, stehen dem Schlüsselwettbewerb „Straße/LKW“ bereits eine Reihe von Zero-Emission Technologie-Lösungen zur Verfügung und weitere befinden sich in Entwicklung, die einen Flächenverkehr ohne Luftschadstoffemissionen und „Oberleitungszwang“ ermöglichen. Eine mangelhafte oder zu späte Reaktion könnte den Druck im Modalwettbewerb noch verschärfen.

6.1.4.1 Ökologische Bewertung

Die ökologische Bewertung von H₂-Brennstoffzellenzügen beinhaltet die Quantifizierung von Umweltauswirkung in Form des Treibhauspotentials und einem Vergleich mit dem derzeitigen Benchmark auf nichtelektrifizierten Strecken, einem Zug mit Dieselmotor als Antriebsaggregat.

Aufgrund der unterschiedlichen Antriebsstränge und Verbräuche je nach Treibstoff Technologien, wird auf eine Well-to-Wheel Analyse zurückgegriffen. Eine Well-to-Wheel Analyse bewertet die gesamte Produktionskette von der Gewinnung der Rohstoffe über die Verarbeitung und den Transport sowie die Verwendung im Zug. Das heißt, auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Wasser und Sonne) verursacht Treibhausgasemissionen, wenn auch nur in einem verhältnismäßig geringen Ausmaß. Die Reduktion der Treibhausgase wird nachfolgend mit 85% abgeschätzt. In der nachfolgenden Abbildung 130 ist das Treibhauspotential in kg CO₂-Äquivalent eines Diesel- und Brennstoffzellenzugs bezogen auf einen Bahnkilometer dargestellt. Demnach kann durch den Einsatz von Wasserstoff (produziert aus erneuerbarem Strom) in einem Brennstoffzellenzug eine erhebliche Reduktion des Treibhauspotentials von rund 85 % gegenüber einem Dieselizeg erreicht werden.

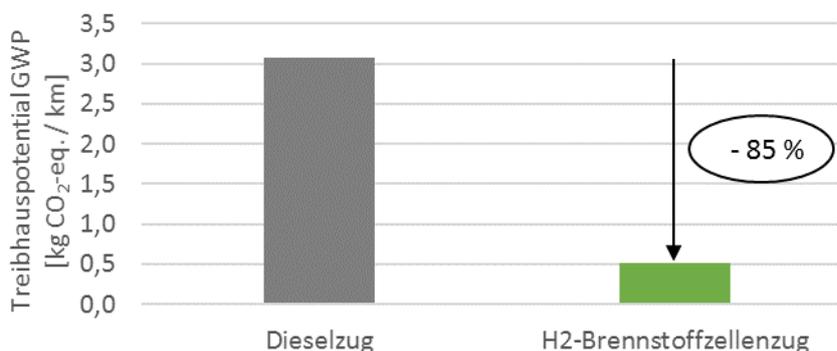


Abbildung 130: Treibhauspotential in kg CO₂-eq. bezogen auf einen Bahnkilometer eines Brennstoffzellen- und Dieselszugs (Well-to-Wheel Betrachtung³)

Neben der signifikanten Reduktion der Treibhausgasemissionen bei der Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellenzügen fallen gegenüber von Dieselszügen keine direkten Emissionen im Betrieb an wie z.B. NO_x und Partikel. Dies wirkt sich ebenfalls positiv auf die Luftqualität aus. Des Weiteren sind die Lärmemissionen des Antriebsaggregats deutlich geringer.

Bei Betrachtung der im Projekt analysierten Bahnstrecken (siehe Kapitel 4.2.1) mit einer jährlichen Fahrleistung von etwa 5,8 Mio. Kilometer können durch den Einsatz von Brennstoffzellenzügen etwa 15.000 t CO₂-eq. eingespart werden. Dies entspricht in etwa 4 % der gesamten CO₂-Emissionen im ÖBB-Verkehrssektor von 375.000 t im Jahr 2017. [141]

6.1.4.1.1 Bestimmung sonstiger Umweltnutzen

Neben den CO₂-Reduktionen geht mit der Umstellung auf Wasserstoff-BZ-Hybridantriebe auch ein Nutzen durch Vermeidung von Luftschadstoffen einher. Im Falle von Straßenfahrzeugen, insbesondere solchen, die durch die Public Procurement beschafft werden, ist dafür die „Clean Vehicle Directive“ der EU [47] anzuwenden. Diese besagt im Wesentlichen, dass zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit von Angeboten, die Schadstoffemission von Fahrzeugen mit in die Bewertung einfließen muss. Da schadstoffärmere Fahrzeuge in der Regel aufwändiger und somit teurer sind, hat die Europäische Gemeinschaft in der Richtlinie erstmals Regeln und Geldwerte für die einzusetzenden „Schadstoffkosten“ festgelegt, siehe Tabelle 49. Da die Kosten auf Basis

³ Berechnungsgrundlagen: GWP H₂ = 1,4 kg CO₂-eq./kg_H₂; GWP Diesel 3,7 kg CO₂-eq./kg_Diesel; Treibstoffverbrauch: 0,36 kg_H₂/km bzw. 0,83 kg_Diesel/km; Der Material- und Energieaufwand für die Produktion des Zuges ist nicht berücksichtigt.

von 2007 definiert sind, ist in der Richtlinie ebenfalls festgelegt, dass die Werte gemäß der Entwicklung des Consumer Price Indexes anzupassen sind.

Tabelle 49: Preise pro Schadstoffemissionseinheit laut Clean Vehicle Directive für 2018

Schadstoff	Eht.	Kosten in €/Eht. (2007 Preise, CPI 88,548)	Kosten in €/Eht. (2018 Preise, CPI 104,78]
CO ₂	kg	0,03 - 0,04	0,0355 - 0,0473
NO _x	g	0,0044	0,0052
NMHC(THC)	g	0,0010	0,0012
PM	g	0,0870	0,1029

Da die Clean Vehicle Directive derzeit nur für Straßenfahrzeuge anzuwenden ist, sind in einem ersten Schritt die Werte der Substitution von Diesel durch Wasserstoff abgeschätzt.

6.1.4.1.2 Postbus

In Bezug zur Antriebsenergie können 85 % des Busverkehrs substituiert werden, bei einem jährlichen Dieseleinkaufvolumen von 42,5 Mio. Liter Diesel entspricht dies einem Volumen von knapp über 36 Mio. Liter Diesel. Aus der Literatur [17] wurde eine dem Postbus-Verkehr einigermaßen entsprechende Route gewählt und die entsprechenden durchschnittlichen Leistungsdaten extrapoliert. Im Vergleich mit den von Postbus genannten Durchschnittsverbräuchen von 34 bis 35 Liter Diesel je 100 km ergibt dies einen realen Wirkungsgrad von 25,5 %. Dieser wird als realistisch eingeschätzt und für die weitere Bestimmung verwendet. Weiters wird angenommen, dass die Flotten Schadstoffemissionen auf dem Niveau von EURO 6 für Schwerfahrzeug emittiert.

Führt man nun eine Bestimmung der tatsächlichen Emissionen nach obigem Model durch und bewertet diese gemäß der Clean Vehicle Directive, so ergibt sich ohne CO₂ ein Schadstoffwert von ca. 330.000 € pro Jahr. Der nach dieser Tabelle resultierende Wert zur Vergleichsbewertung würde unter der Annahme von CO₂-Nullemission für die Wasserstoffproduktion zwischen 4 € und 5,25 Mio. € pro Jahr liegen. Letzter Wert ist voraussichtlich zu hoch, da im Sinne einer Well-to-Wheel Analyse, wie obenstehend gezeigt, auch Wasserstoff nicht völlig CO₂-frei herstellbar ist. Setzt man die 85 % Reduktion stattdessen ein, so ergeben sich 3,35 € bis 4,46 € Mio. pro Jahr.

6.1.4.1.3 Schienenverkehr

Wie bereits ausgeführt, betrifft die Clean Vehicle Direktive nur Straßenfahrzeuge. Um einen ungefähren Hinweis über den Umweltnutzen einer Umstellung auf H₂ zu geben, wird eine Berechnung mit folgenden wesentlichen Annahmen getroffen: Da anzunehmen ist, dass der CO₂-Reduktionsfaktor von Wasserstoff geringer ist als jener der Oberleitungselektrifizierung, wird für diese Modellrechnung als Ausgangspunkt der gesamte Dieselabsatz des Bahnbetriebs zu Grunde gelegt. Der Bereich des Dieselverbrauchs der Rail Cargo Group wird als mit Streckenloks bedient angenommen, für die derzeit die niedrigste Entwicklungspriorität bei den Herstellern und den beiden involvierten europäischen Joint Undertakings festgestellt werden kann. Er wird daher hinsichtlich seiner Substituierungsmöglichkeit mit 50 % bewertet. Der Bereich Extern lässt sich derzeit nicht einschätzen und wird daher mit Null-Konvertierbarkeit angesetzt. Die kleineren Einheiten der ÖBB-Infrastruktur AG, der Personenverkehr und die Triebfahrzeuge des Verschubs werden hingegen als zu 100 % ersetzt definiert. Eine erste Modellierung der Effizienzen ergibt für die Dieseltraktion des Personenverkehrs ca. 28 % Wirkungsgrad, die Verbräuche der Reihe 2016 mit ca. 34 % Wirkungsgrad, für den Verschub ergeben sich ca. 24 % und für die Sonderfahrzeuge der ÖBB-Infrastruktur AG, wie Oberbau- oder Motorturmwagen auf Grund der hohen Niedriglast- und Leerlaufanteile 18,5 %.

Setzt man diese Werte mit den in Kapitel 4.3 dargestellten Dieselverbräuchen ein, so ergeben sich folgende Resultate: Ist das Ausgangs-Emissionsniveau EURO Stage IIIB, dann wären jährliche „Emissionsvermeidungsgewinne“ für die Umstellung auf Wasserstoffantriebe mit lokaler Null-Emission von 1,04 € Mio. anzusetzen. Würde vor einer Umstellung auf H₂-Betrieb die Dieseltraktion noch auf EURO Stage V umgestellt werden, so stehen nur mehr 0,96 € Mio. zur Verfügung. Dies liegt daran, dass die Verschärfung der Emissionsgesetzgebung nur die Partikelemissionen betrifft. Auch hier wäre die wesentliche Ebene die CO₂-Reduktion. Gemäß obigem Modell und der für den Bahnbetrieb dargestellten Reduktion lässt sich grob ein Reduktionspotential von 76.000 t CO₂ abschätzen, welches mit den Emissionsvermeidungspreisen der Clean Vehicle Direktive einen jährlichen Geldwert von 2,7 € bis 3,6 € Mio. repräsentieren würde.

6.2 Risikofaktoren

6.2.1 Dynamik der Nachfrage

Die Dynamik der Nachfrage nach Wasserstoff im Schienenbereich ist derzeit für Österreich noch nicht einschätzbar. Zum Zeitpunkt der Studiererstellung liegt lediglich eine Entscheidung für eine Schmalspur-Regionalstrecke vor (Zillertalbahn [181]), die ÖBB haben bisher noch keine Entscheidung über den Einsatz von Wasserstoff getroffen.

In Bezug auf die Dynamik der Nachfrage ist zwischen dem Fahrzeugmarkt und der Entwicklung der Wasserstoffproduktion und der für „Green H₂“ erforderlichen Produktionstechnologien zu unterscheiden.

Für die Schienenfahrzeugindustrie gilt, dass sie je nach Anwendungssektor sehr unterschiedlich strukturiert ist. Triebwagen und Streckenlokomotiven werden von großen OEMs, die zumeist in Konzerne eingebunden sind, hergestellt. Der Bereich der Verschubtriebfahrzeuge und der Infrastrukturerrichtungs- und Wartungsfahrzeuge ist mittelständisch organisiert, wobei insbesondere im Verschubbereich eine starke Fragmentierung vorzufinden ist. Die Dynamik der Nachfrage kann daher durch eine entsprechende Engpasskapazität gedämpft werden.

Der mengenmäßig relevanteste Bereich ist jener der Triebwagen für die regionale Flächenversorgung. Er ist auch der erste, für den eine TSI-zugelassene Lösung zur Verfügung steht (Alstom Coradia iLint). Als Teil des Projektes Bulk H₂ on Rail wurde eine modellhafte Diffusion der H₂-BZ-Hybrid-Technologie für den deutschen Dieseltriebwagenbestand unter Zugrundelegung der maximal als verfügbar eingeschätzten Produktionskapazitäten berechnet. Diese wurde mit höchstens 350 Einheiten pro Jahr für alle Hersteller, die solche Lösungen am Markt anbieten bzw. aus heutiger Sicht anbieten werden, eingeschätzt. Den Verlauf zeigt die nachstehende Abbildung 131.

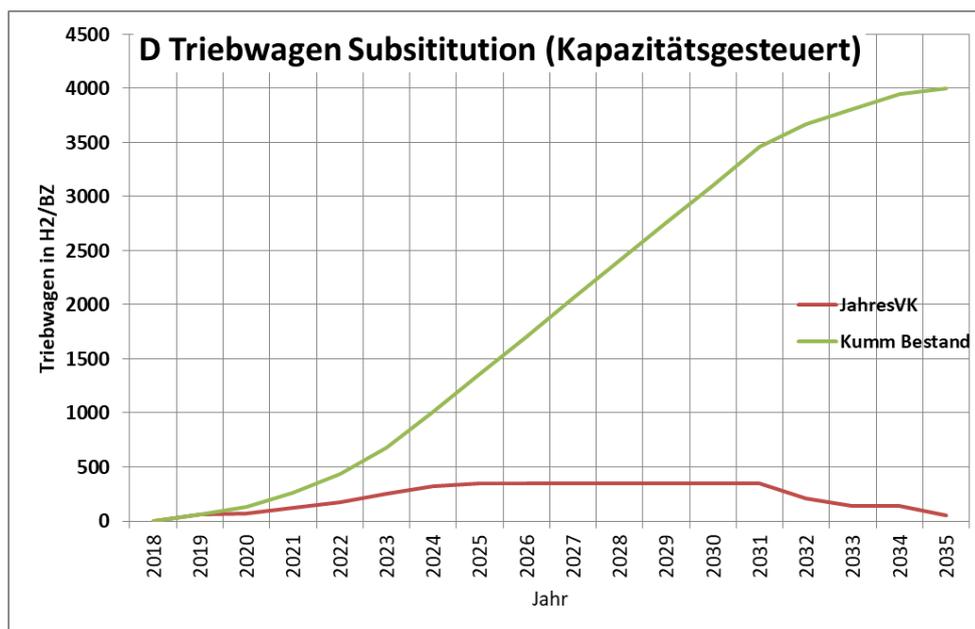


Abbildung 131: Simulation einer engpasskapazitätsbestimmten Diffusionsentwicklung von H₂-BZ Triebwagen im deutschen Dieseltriebwagenmarkt [102]

Interessant ist, dass die Diffusionsdauer von ca. 17 Jahren bis zum nahezu vollständigen Ersatz der Flotte den vergleichbaren Dauern für den Systemwechsel Dampf/Diesel bzw. in manchen Ländern auch der Elektrifizierung entspricht, wie [85] zeigt.

Wird sektorengkoppelte Infrastruktur innerhalb des Konzerns aufgebaut und genutzt, so könnten voraussichtlich auch mindestens 80 % des ÖBB-Postbus GmbH Betriebes, die heute auf den unternehmenseigenen Tankstellen in den Verkehrsstellen abgegeben werden, auf diese neue Antriebstechnologie umgestellt werden. Die fahrzeugseitige Technologie dafür besteht bereits, sogar mit mehreren Anbietern, sodass eine Wettbewerbskomponente in der Beschaffung möglich ist. Allerdings haben die Hersteller noch kaum dedizierte Fertigungslinien aufgebaut, so dass auch hier eine sehr rasche Skalierung an ihre Grenzen stoßen kann. Insgesamt ließe sich mit der H₂-BZ-Hybridantriebstechnologie aber eine zu mehr als 95 % CO₂ freie Verkehrsleistungserbringung erreichen, der Zeithorizont für die Zielerreichung könnte, rasche Entscheidungen vorausgesetzt, um 2030 liegen und den ÖBB damit eine Pionierrolle zuweisen.

Mit Flotten in der Größenordnung von je 150 Regionalzügen und Verschublokomotiven sowie ca. 1.800 Bussen würden die ÖBB zu einem wesentlichen Wachstumstreiber für diese Industrie in Europa werden und somit zu einem Schlüsselspieler in der Innovationslandschaft. Das passt ebenso in die Wachstumsstrategie des Hydrogen

Councils, die eine Verzehnfachung der mit Wasserstoff abgedeckten Energieanteile bis 2050 im Vergleich zum Stand 2015 vorsieht. [222]

6.2.1.1.1 Produktionskapazitäten von Elektrolyseuren

Auf Basis durchgeführte Recherche ist zu schließen, dass ein langsamer, aber stetiger Ausbau der Kapazitäten von Elektrolysesystemanbieter bereits stattfindet. Mehrere kleinere Unternehmen mit gesamtheitlich gesehen eher unwesentlichen Produktionsmengen bekommen zunehmend Konkurrenz durch renommierte Player. So verlautbart unter anderem Thyssenkrupp, dass durch eine Neuentwicklung und vorgenommene Standardisierung bereits jetzt, rein technisch, 600 MW/Jahr produziert werden können [37]. Weiters gibt auch das Unternehmen Nel den Ausbau seines Produktionswerkes für Elektrolyseuranlagen bekannt. Ab Mitte 2020 soll der bisherige Output von 25 MW/Jahr auf 360 MW/Jahr erhöht werden [32]. Auch der bekannte französischen Kraftwerkskonzern Areva ist durch ein Tochterunternehmen neu in die Elektrolyseurproduktion eingestiegen, bewegt sich aber mit etwa 20 MW/Jahr [11], genauso wie der deutsche Hersteller H-TEC [54], im Kleinserienbereich. Bei anderen Herstellern, wie Hydrogenics, McPhy, iGas EREchnergy, ITM Power oder Inabata Europe konnten trotz intensiver Recherche keine genauen Produktionsdaten und weiterführende Pläne ermittelt werden.

Eine im Zuge der Studie IndWEde [195] durchgeführte Analyse der Akteurslandschaft von Elektrolysesystemanbieter kommt in diesem Zusammenhang zu einem ähnlichen Ergebnis. So liegt die derzeit realisierte Produktionskapazität bei etwa 100 MW pro Jahr, die jedoch binnen einer Vorlaufzeit von 2 bis 3 Jahren auf eine technisch realisierbare Kapazität von 2.000 MW pro Jahr ausgebaut werden kann. Dieses Auseinanderklaffen und somit die relativ große Differenz zwischen diesen Werten, wird laut Hersteller mit der externen und somit vergleichsweise eher wenig flexiblen Komponentenfertigung durch Lieferanten begründet. Nur wenige Zulieferer sind in der Lage, erfolgreich Schlüsselkomponenten wie Membrane etc. zu liefern, was sich nachteilig auf die zugesagten Lieferfristen bzw. entsprechende Preisbildungen auswirkt.

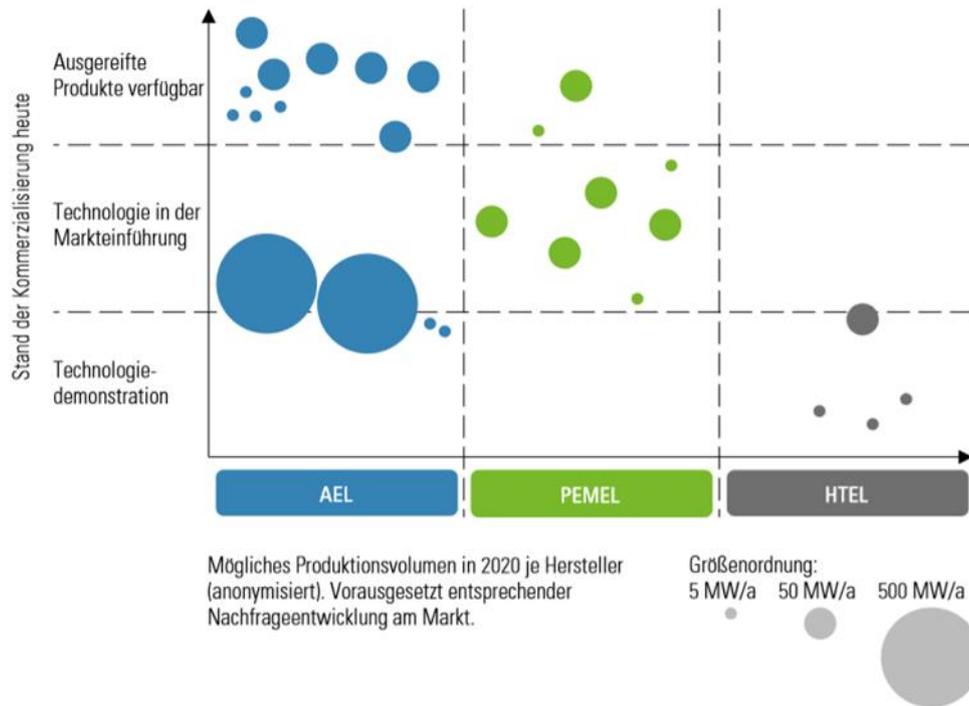


Abbildung 132: Entwicklungsstand verschiedener Elektrolysetechnologien und Charakterisierung der wesentlichen Anbieter je Technologie [195]

Wie aus Abbildung 132 ersichtlich, bewegen sich große, serielle Produktionsmengen noch im Stadium der Markteinführung. Laut der Untersuchung hängt das vor allem damit zusammen, dass sich die meisten Systemanbieter im mittelständischen Unternehmenssegment befinden und somit deren finanzielle Mittel in einem gewissen Rahmen limitiert sind. Auch der zukünftige Ausbau der Kapazitäten ist entsprechend dem marktwirtschaftlichen Prinzip sehr stark von der Nachfrage und somit von gefüllten Auftragsbüchern abhängig. Angepasste politische und regulatorische Rahmenbedingungen zur Beeinflussung der Marktentwicklung sind unabdingbar, da nachfragebeeinflussende Zugpferde wie namhafte Automobilhersteller oder Mineralölfirmen derzeit noch fehlen. Für das Erreichen der Wirtschaftlichkeit und signifikanten Kostenreduktion wird eine kritische Produktionsmenge von 50 MW pro Jahr angeführt. Ab dieser Größenordnung können gezielte Komponentenentwicklungen auf Seiten der Zulieferer erreicht, entsprechenden Akteure entlang der Lieferkette entwickelt und neue Zulieferer angesprochen und so etwaige Monopolstellungen verhindert werden.

6.2.2 Betriebliche Risiken

Neben den normalen operativen Risiken des Betriebes (Geräte- bzw. Anlagenausfall, Fahrzeugverfügbarkeit), die mit den in anderen Bereichen üblichen Redundanzstrategien nach bisheriger Erfahrung mit der Technologie handhabbar erscheinen, ist das Sicherheitsrisiko von Wasserstoffanlagen in dieser Skalierung sicherlich zu erwähnen. Wie in Kapitel 5 gezeigt, ist dieses Risiko aber in Anbetracht des bisherigen exemplarischen „records“ der Wasserstoffindustrie zwar nicht zu vernachlässigen, aber beherrschbar [162] [178].

Darüber hinaus bestehen aus heutiger Sicht zwei Risiken, die mit dem Investitionszeitpunkt zusammenhängen. Wie bereits mehrfach erwähnt, ist es im Regionalverkehr bereits üblich, dass die Bestellerorganisationen in Übereinstimmung mit EU-Recht Verkehrsdienste ausschreiben und diese Verträge dann für Zeiträume von fünf (Busbetrieb) bis zehn, manchmal sogar 15 Jahren (Eisenbahn) vergeben. Der gewählte Lieferant ist an diesen Vertrag gebunden, er kann ihn zu eigenem Kostenrisiko übererfüllen (z.B. durch Einsatz von Zero Emission Regionaltriebzügen), eine Abgeltung von Mehraufwänden ist aber ohne Neuausschreibung üblicherweise nicht möglich. Auf nationaler Ebene hat es Österreich bisher vermieden, dass solche Ausschreibungen durchgeführt werden, die EU-Rechtslage hierzu wird aber bereits intensiv diskutiert.

Da ein Verkehrsdiensteanbieter ab Umsetzungsdatum die vereinbarten Leistungen erbringen muss und die Vorlaufzeiten für die entsprechenden Verhandlungen/Ausschreibungen deutlich kürzer sind als die Beschaffungs- und Investitionszyklen für die Technologieumstellung, müssten entweder die ÖBB in Vorleistung gehen und das Risiko eingehen, den entsprechenden Zuschlag nicht zu erhalten oder die Ausschreibung entsprechende Mehrphasigkeit abbilden, was möglicherweise anfechtbar wäre. Eine dritte Option ist, dass der Bedarfsträger bzw. eine hinter diesem stehende Organisation bzw. Institution die entsprechenden Investitionen tätigt und diese dann dem siegreichen Bieter gegen ein definiertes Nutzungsentgelt überlässt, ein Verfahren das, soweit erkennbar, zum Teil bei den Beschaffungen der Alstom Coradia iLint zur Anwendung kam.

Während die Sektorkopplung (z.B. Bahn/Bus) die Frage der wirtschaftlichen Darstellbarkeit der Infrastrukturinvestitionen erheblich verbessert, entsteht dadurch eine Dependenz und damit ein neues Risiko. Denn die Sektorkopplung kann nur dann wirtschaftlich funktionieren, wenn die Abnahmevolumen beider Sektoren zum Tragen kommen. Verliert

eine der beiden Konzerngesellschaften den Verkehrsdienstevertrag, entsteht ein wirtschaftlicher Nachteil auch für den gekoppelten Teilbereich, der die Verkehrsdienste trotzdem zu erbringen hat.

7 WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG KONKRETER UMSETZUNGSKOZEPTTE

7.1 Bewertung konkreter bahneigener Umsetzungskonzepte

In diesem Kapitel werden mögliche Umsetzungskonzepte in Form von drei Szenarien auf Basis der vorangegangenen Analysen (Wasserstoffbedarf einzelner Bahnstrecken) hinsichtlich deren Wirtschaftlichkeit anhand der Wasserstoffgestehungskosten für die Betankung von H₂-Zügen untersucht.

7.1.1 Definition der Szenarien

Zur Bewertung möglicher Umsetzungskonzepte werden folgende 3 Szenarien definiert:

- Szenario 1 - Dezentrale On-Site Elektrolyse

Primäre Aufgabe ist es, den Bahnbetrieb einer Strecke mit Wasserstoff zu versorgen. Der für die H₂-Züge benötigte Wasserstoff wird direkt vor Ort an einem an der Bahnstrecke gelegenen Bahnhof produziert. Der Elektrolyseur hat eine Nennleistung von 10 MW, womit bei einer Auslastung von rund 60 % täglich etwa 2,1 t Wasserstoff produziert werden können. Für die Betankung der Züge stehen 2 Dispenser zur Verfügung.

- Szenario 2 – Dezentraler multimodaler Hauptknoten mit On-Site Elektrolyse

Das Szenario 2 entspricht im Wesentlichen dem des Szenario 1, wobei neben dem Wasserstoffbedarf für die H₂-Züge einer Strecke zusätzlich noch Kapazitäten für die Betankung von H₂-Autos und H₂-Busse vorhanden sind. Die Elektrolyseleistung ist in diesem Szenario mit 15 MW (tägliche Wasserstoffproduktion 3,2 t bei einer Auslastung von 60 %) festgelegt. Insgesamt verfügt die Tankstelle über drei Zapfstellen, zwei für die Züge und eine für H₂-Busse bzw. -Autos.

- Szenario 3 – Zentraler Produktionsstandort mit Bahnanschluss

Im Gegensatz zum Szenario 1 und 2 wird im Szenario 3 der benötigte Wasserstoff an einem zentralen Produktionsstandort der über einen Bahnanschluss verfügt produziert und per Bahn an die jeweiligen Bahnhöfe zur Betankung der H₂-Züge transportiert. Der Elektrolyseur (30 MW, 6,3 t/d bei 60 % Auslastung) am zentralen Produktionsstandort ist dahingehend ausgelegt, dass dieser den Wasserstoffbedarf für die Versorgung von drei Bahnstrecken des Szenario 1 abdecken kann. Die

Tankstellen an den jeweiligen Bahnhöfen verfügen über zwei Zapfstellen zur Zugbetankung.

Eine dezentrale Anlage mit On-site Elektrolyse (Szenario 1 und 2) besteht im Wesentlichen aus folgenden Hauptkomponenten: der Elektrolyseureinheit (PEMEC), dem Pufferspeicher für die Speicherung des Tagesbedarfs, der Verdichter für die Druckanhebung und der Betankungsvorrichtung. Bei der zentralen (Off-Site) Wasserstoffproduktion (Szenario 3) sind keine Pufferspeicher erforderlich, da die Druckbehälter für den Wasserstofftransport zugleich als Speicher dienen und somit keine Kosten für einen Niederdruckspeicher anfallen.

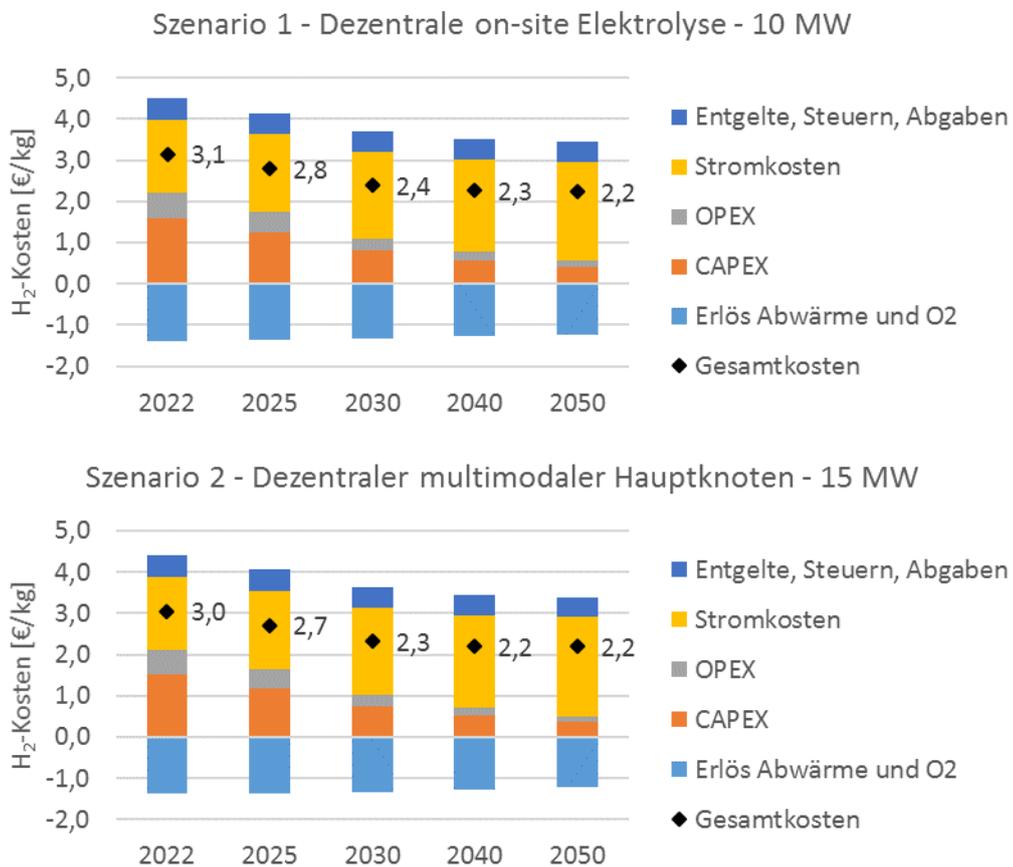
Falls nicht gesondert angegeben wird der Elektrolyseur mit 5.000 Volllaststunden betrieben und ist an Netzebene 4 an einem Standort in Niederösterreich (Anmerkung: Stromnetzentgelte sind vom Netzbereich abhängig) angeschlossen.

Für Berechnung der Wasserstoffkosten der einzelnen Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich Rahmenbedingungen für den Betrieb von Elektrolyse bzw. Power-to-Gas Anlagen positiv entwickeln und werden daher optimistisch eingeschätzt. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die Entwicklung und Etablierung neuer Technologien, von grundlegenden energie- und klimapolitischen Entscheidungen und in weiterer Folge daraus abgeleiteten rechtlichen und ökonomischen Randbedingungen (z.B. CO₂-Steuern, Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben, Umfang staatlicher F&E, Subventionen und Markteinführungsprogramme, Wirtschaftswachstum etc.) abhängt.

In den Berechnungen der Wasserstoffkosten wird angenommen, dass der Elektrolyseur kostenoptimiert, d.h. nur in Zeiten günstiger Strompreise, betrieben wird (vgl. Kapitel 6.1.1.3.) Hinsichtlich Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben wird davon ausgegangen, dass nur das Netzbereitstellungsentgelt sowie das jährliche Messentgelt zu entrichten sind (für eine detaillierte Beschreibung von den Stromnetzentgelten, Steuern und Abgaben siehe Kapitel 6.1.1.4). Zusätzlich wird angenommen, dass der gesamte produzierte Sauerstoff sowie die verfügbare Abwärme zu marktüblichen Preisen (siehe Kapitel 6.1.1.5) verkauft werden kann. Mögliche Gründe für höhere Wasserstoffkosten könnten ein nicht kostenoptimierter Betrieb des Elektrolyseurs (d.h. auch zu Zeiten hoher Strompreise), eine geringe Reduktion der Investitionskosten aufgrund niedriger Stückzahlen, Zahlungen von Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben die für die Erzeugung von grünem Wasserstoff zu entrichten sind, verfügbare Abwärme der Anlage, die nicht genutzt werden kann und keine vorhandenen Abnehmer für den produzierten Sauerstoff sein.

7.1.2 Quantifizierung der H₂-Gestehungskosten

Die errechneten H₂-Gestehungskosten für die drei definierten Szenarien sind für die Jahre 2022 bis 2050 in Abbildung 133 dargestellt. Die für die Berechnungen verwendete Methodik, die Daten zu den Investitionskosten, Stromkosten, Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben sowie die erzielbaren Erlöse für den Verkauf von Sauerstoff und Abwärme sind in Kapitel 6.1.1 ausführlich beschrieben. Um Aussagen über den Einfluss bestimmter Parameter treffen zu können, werden die H₂-Gestehungskosten in die einzelnen Kostenanteile CAPEX, OPEX, Stromkosten, Stromnetzentgelte/Steuern/Abgaben, Transportkosten, Erlös, Abwärme und Sauerstoff aufgeteilt.



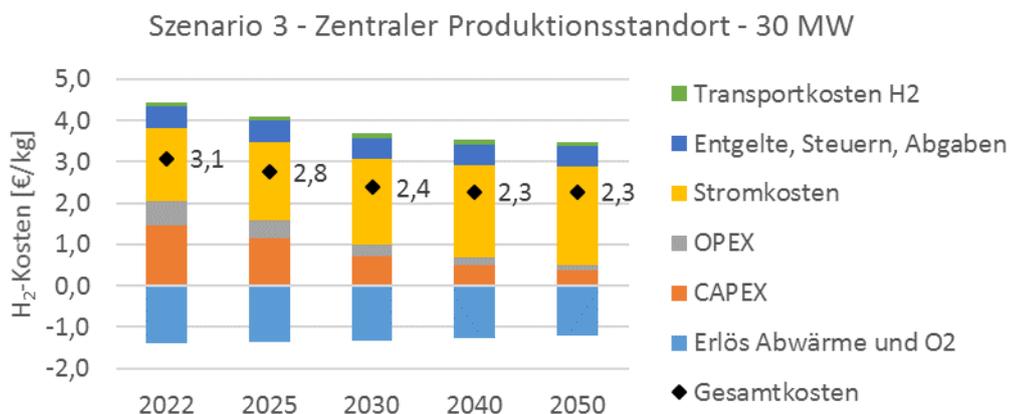


Abbildung 133: H₂-Kosten der analysierten Szenarien

Die H₂-Produktionskosten der einzelnen Szenarien sind im betrachteten Zeitraum nahezu gleich bzw. unterscheiden sich nur minimal. Im Jahr 2022 kann Wasserstoff an der Tankstelle mit Kosten von etwa 3,1 €/kg bereitgestellt werden. Aufgrund der zu erwartenden Lernkurveneffekte werden sich die Kosten bis zum Jahr 2050 von etwa 30 % auf etwa 2,2 €/kg reduzieren. Die größten Anteile an den Gesamtkosten besitzen im Jahr 2022 die Stromkosten, die Investitionskosten (CAPEX) und die Erlöse für den Verkauf von Abwärme und Sauerstoff. Aufgrund der zu erwartenden steigenden Stromkosten (siehe Kapitel 6.1.1.3) steigt dieser Anteil bis 2050 deutlich an. Jedoch sinkt der Anteil der Investitionskosten aufgrund von Lernkurveneffekten und der Anteil der Betriebskosten (OPEX) stärker als der Anstieg des Stromkostenanteils. Dadurch kommt es zukünftig zu einer Reduktion der Gesamtkosten. Die Anteile für die Erlöse durch den Verkauf von Sauerstoff und Abwärme sind als konstant angenommen.

Aufgrund der größeren Skalierung der Anlage in Szenario 2 sinken zwar die spezifischen Investitionskosten der Elektrolyseure gegenüber dem Szenario 1, jedoch werden diese zum Teil durch die Kosten für eine zusätzliche Betankungseinrichtung für H₂-Bussen wieder ausgeglichen. Dadurch reduziert sich der Anteil der Investitionskosten an den gesamten H₂-Produktionskosten nur geringfügig von 1,6 auf 1,5 €/kg. Im Szenario 3 „Zentraler Produktionsstandort mit Bahnanschluss“ müssen gegenüber Szenario 1 und 2 zusätzliche Kosten für den Wasserstofftransport zum jeweiligen Standort berücksichtigt werden. Die Transportkosten besitzen einen eher geringen Anteil von etwa 4 % an den Gesamtkosten, wobei die Transportkosten sehr stark von der Transportstrecke abhängen. Die aufgrund von Skaleneffekten hervorgerufenen Kostenreduktion des 30 MW Elektrolyseurs im Szenario

3 werden Großteils durch die zusätzlichen Transportkosten und den Bau von drei separaten Tankstellen ausgeglichen.

7.1.3 Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel wird die Änderung der Volllaststunden (Auslastung) des Elektrolyseurs auf die H₂-Gestehungskosten untersucht. Um die erforderliche Wasserstoffproduktion je Szenario sicherzustellen, kann bei einer höheren Auslastung die Nennleistung des Elektrolyseurs verkleinert werden. Umgekehrt muss bei einer geringeren Auslastung die Nennleistung des Elektrolyseurs erhöht werden um den erforderlichen H₂-Bedarf decken zu können.

Im Szenario 2 wird mit einem 15 MW Elektrolyseur bei einer Auslastung von 57 % (5.000 Volllaststunden) täglich 3,2 t Wasserstoff produziert. Um die gleiche Menge Wasserstoff mit einer Auslastung von 80 % (7.000 Volllaststunden) zu produzieren ist eine Elektrolyseleistung von etwa 10,7 MW erforderlich. Die daraus resultierenden H₂-Gestehungskosten sind in Abbildung 134 dargestellt.

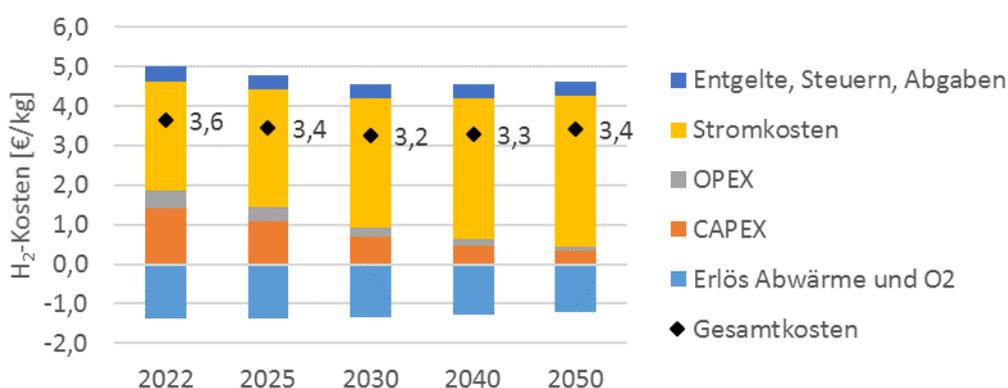


Abbildung 134: H₂-Kosten Szenario 2 mit einem 10,7 MW Elektrolyseur mit 80 % Auslastung

Im Vergleich zum Referenzfall ergeben sich durch den kleineren Elektrolyseur mit höherer Auslastung höhere H₂-Produktionskosten. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass bei kostenoptimiertem Betrieb des Elektrolyseurs bei jährlich 7.000 Stunden der Elektrolyseur auch zu Zeiten hoher Strompreise betrieben werden muss. Zusätzlich steigen die spezifischen Investitionskosten des Elektrolyseurs aufgrund von Skaleneffekten. Durch die höhere Auslastung sinkt jedoch der Anteil der CAPEX an den Gesamtkosten, wobei die Steigerung des Stromkostenanteils nicht ausgeglichen werden kann, wodurch die Wasserstoffproduktionskosten insgesamt steigen.

Wird der Elektrolyseur nur mit 4.000 Volllaststunden (Auslastung 46 %) betrieben, ist eine Leistung von etwa 18,6 MW notwendig, um täglich 3,2 t Wasserstoff produzieren zu können. Die daraus resultierenden H₂-Gestehungskosten sind in Abbildung 135 dargestellt.

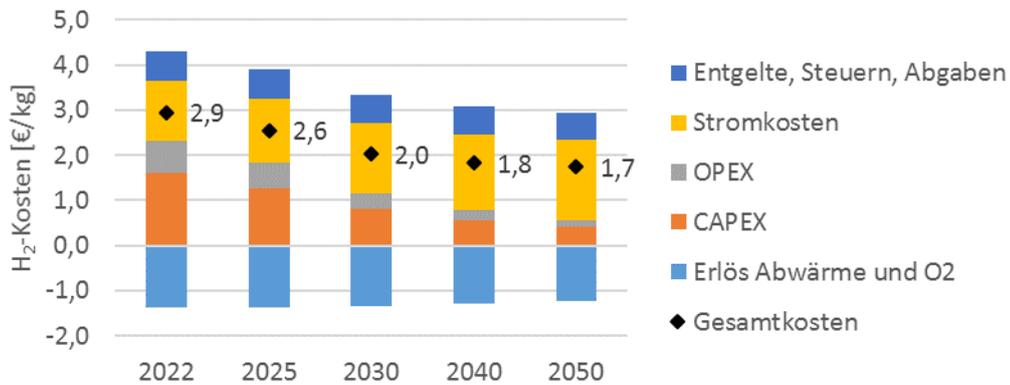


Abbildung 135: H₂-Kosten Szenario 2 mit einem 18,6 MW Elektrolyseur mit 46 % Auslastung

Bei einer Verringerung der Auslastung und Erhöhung der Elektrolyseleistung gegenüber dem Referenzfall kommt es vor allem zukünftig zu einer Reduktion der H₂-Gestehungskosten, welche auf den günstigeren Strombezug und Skaleneffekte aufgrund der höheren Nennleistung des Elektrolyseurs zurückzuführen sind.

Für die Szenarien 1 und 3 werden ähnliche Ergebnisse erwartet. Wird von konstanten Strompreisen (keine kostenoptimierte Fahrweise des Elektrolyseurs) ausgegangen, führt eine höhere Auslastung zu einer Reduktion der H₂-Gestehungskosten.

7.1.4 Conclusio

Wie im Kapitel 7.1.2 beschreiben und in Abbildung 136 dargestellt, sind die H₂-Produktionskosten der einzelnen Szenarien im betrachteten Zeitraum nahezu gleich und unterscheiden sich nur minimal. Im Jahr 2022 kann Wasserstoff für die Betankung von H₂-Zügen an der Tankstelle zu Kosten von etwa 3,1 €/kg produziert werden, die bis zum Jahr 2050 auf etwa 2,2 €/kg sinken.

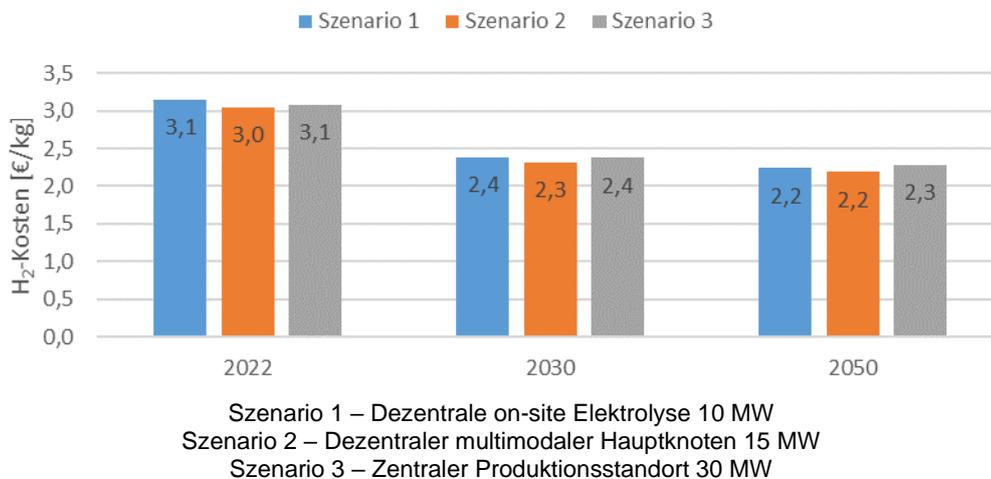


Abbildung 136: Gegenüberstellung der H₂-Gestehungskosten unterschiedlichen Szenarien

Aufgrund dieser geringen Unterschiede lässt sich keine Aussage hinsichtlich der Frage des optimalsten Umsetzungskonzepts ableiten. Zudem muss darauf hingewiesen werden, dass die Ergebnisse noch einer gewissen Schwankungsbreite unterliegen, die auf den in diesem Projektstadium vorliegenden Detaillierungsgrad der für die Berechnung notwendigen Eingangsparameter zurückzuführen ist.

Grundsätzlich kann jedoch festgehalten werden, dass die H₂-Kosten in Zukunft aufgrund von Lernkurveneffekten noch sinken werden. Die Kostenreduktion größerer Anlagen zur Wasserstoffproduktion aufgrund von Skaleneffekten (10 MW bis 30 MW) wird weitgehend durch die höhere Anzahl an H₂-Abgabevorrichtungen (Szenario 2) oder alternativ durch die Transportkosten kompensiert.

Beim Vergleich der analysierten Szenarien muss jedoch bedacht werden, dass auch ein realer Bedarf für den produzierten Wasserstoff von Beginn an zu berücksichtigen ist. So wird beispielsweise im Szenario 3 die dreifache Menge Wasserstoff produziert als im Szenario 1. Somit hängt die Auswahl für ein Szenario in erster Linie davon ab, ob eine einzelne Bahnstrecke oder zusätzlich neben der Bahn weitere H₂-Fahrzeuge oder mehrere Bahnstrecken versorgt werden sollen.

Wie aus der Zusammensetzung der Kostenanteile hervorgeht (siehe Kapitel 7.1.2, Abbildung 133), hängen die H₂-Gestehungskosten sehr stark von den Strombezugskosten sowie der Höhe der Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben ab. Somit ist beim Betrieb des Elektrolyseurs darauf zu achten, dass dieser in einer kostenoptimierten Fahrweise (Betrieb in Zeiten günstiger Strompreise) erfolgt. Des Weiteren ist essentiell, dass die Power-to-Gas Technologie als ein notwendiger Baustein zur Erreichung der Klimaziele

politisch wahrgenommen wird und in weiterer Folge die rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich Stromnetzentgelte, Steuern und Abgaben geschaffen werden, um eine Weiterentwicklung dieser Technologie zu ermöglichen.

Im Sinne der Gesamteffizienz von PtG Anlagen soll auch die Nutzung der Nebenprodukte (Sauerstoff und Abwärme) forciert werden. Die daraus erzielten Erlöse führen wiederum zu einer signifikanten Reduktion der H₂-Gestehungskosten. Vor allem vor 2030 besitzen die Investitionskosten einen erheblichen Anteil an den H₂-Gesamtkosten. Dieser Anteil kann durch eine Erhöhung der Auslastung verringert werden, wobei im Gegenzug bei einer kostenoptimierten Fahrweise die Strombezugskosten steigen, da der Elektrolyseur auch zu Zeiten höherer Strompreise betrieben wird. Die Reduktion der Investitionskosten aufgrund von Lernkurveneffekten hängt jedoch von der globalen Entwicklung der PtG-Technologie ab, die wiederum nur dadurch beeinflussbar ist, dass die Notwendigkeit dieser Technologie für ein auf erneuerbaren Quellen basierendes Energiesystem international erkannt wird.

Bei einem durchschnittlichen Wasserstoffverbrauch von 0,28 kg/km (siehe Kapitel 4.2) und H₂-Kosten von etwa 3,1 €/kg im Jahr 2022 ergeben sich Treibstoffkosten von rund 0,9 €/km. Im Vergleich dazu würden die Treibstoffkosten für einen Diesel-Zug mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 1 l/km (siehe Kapitel 4.2) und einen angenommenen Dieselpreis von rund 1,2 €/l (Großabnehmer, ohne USt.) mit 1,2 €/km betragen und somit um etwa 0,3 €/km höher sein.

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass ausschließlich die Treibstoffkosten verglichen werden. Die Kosten für die Züge sind nicht berücksichtigt, wobei davon ausgegangen werden kann das im Jahr 2022 die Kosten für einen Brennstoffzellenzug höher sind als jene eines Diesel-Zugs. Zusätzlich wird bei der Berechnung der H₂-Kosten im Jahr 2022 davon ausgegangen, dass sich die Rahmenbedingungen für den Betrieb von Anlagen für die Produktion von erneuerbarem grünem Wasserstoff positiv entwickeln.

Die Analyse möglicher Umsetzungskonzepte in Form von drei definierten Szenarien zeigt zudem auf, dass die Umstellung auf H₂-Züge neben den signifikanten ökologischen Vorteilen in naher Zukunft auch direkt betriebswirtschaftlich sinnvoll sein kann.

7.2 Bewertung synergetischer Wasserstoffanwendungen

Die ermittelten Synergiepotentiale, die sich durch die Verwendung von Wasserstoff für andere Anwendungen (wie z.B. Busse, Industrie etc.) ergeben, sind vor allem in Bezug auf die Synergien mit der ÖBB-Postbus GmbH interessant. Im Wesentlichen eröffnen sie die Chance, an passenden Standorten die Produktionskapazität zu verdoppeln, was gemäß den vorstehenden Daten zwar nur mehr geringfügige Verbesserungen in der Kostenstruktur erwarten lässt, jedoch die systemimmanenten Overheads, wie Sicherheitsmanagement, laufende Wiederbegutachtungen, Monitoring, etc. senkt. Auch kann es vor allem im Fall der ÖBB-Postbus GmbH auch an jenen Verkehrsstellen Chancen eröffnen, die Wasserstofftechnologie sinnvoll einzusetzen, die sonst für eine Applikation nicht genug Absatzvolumen oder nicht ausreichende Fläche für eine On-Site Produktion haben, die Wertschöpfung aber im Konzern belassen.

Jene Synergiepotentiale, die über den Konzern hinausgehen, benötigen für Ihre Umsetzung komplexe Partnerschaftsstrukturen mit anderen Unternehmen aus dem Transportsektor, sowie Unternehmen aus dem Retailsektor der Mineralölindustrie z.B. für die Bedienung des Privatkundensegmentes oder der Taxipotential, allenfalls auch industriellen Abnehmern. Diese dafür erforderlichen Verhandlungen können unter Umständen die Rentabilität eines Standortes zusätzlich verbessern, können aber nach bisherigen Erfahrungen nur dann erfolgreich sein, wenn der ÖBB-Konzern eine positive Standortentscheidung auf Grund der eigenen Bedarfe treffen kann bzw. getroffen hat.

8 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ADN	Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voie de navigation intérieure, dt. Europäisches Übereinkommen über die Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen
AEC	Alkali Electrolysis Cell, dt. Alkalische Elektrolyse
AEL	Alkalische Elektrolyseure
AEV	Abwasseremissionsverordnungen
AFC	Alkalische Brennstoffzelle
APG	Austrian Power Grid
APRR	Average Pressure Ramp Rates
APU	Auxiliary Power Unit
AStV	Arbeitsstättenverordnung
ATEX	Atmosphères Explosibles, dt. Explosionsfähige Atmosphären
ATRA	Advanced Technology Research Aircraft
AWG	Abfallwirtschaftsgesetz
BAuA	Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin
BauO	Bauordnung
bbI	blue barrel
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BEV	Battery Electric Vehicle
BGBI	Bundesgesetzblatt
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BoL	Begin of Life

BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CCTV	Closed Circuit Television, dt. Überwachungskamerasysteme
CFK	Carbonfaserverstärkter Kunststoff
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen
CLP	Classification, Labelling and Packaging
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DIN	Deutsches Institut für Normung
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell, dt. Direktmethanolbrennstoffzelle
EES	Elektrischer Energiespeicher
EG	Europäische Gemeinschaft
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	European Norm, dt. Europäische Norm
EoL	End of Life
ESV	Elektroschutzverordnung
EU	European Union, dt. Europäischen Union
EVU	Eisenbahnverkehrsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria
F&E-Projekte	Forschungs- und Entwicklungsprojekte
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle

FCH-JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
FCREEV	Fuel Cell Range Extended Electric Vehicle
FDIS	Final Draft International Standard, dt. Schlusssentwurf für eine Internationale Norm
GHS	Globally Harmonized System of Classification, Labelling and Packaging of Chemicals, dt. Global Harmonisiertes System
GIS	Geoinformationssystem
GWP	Global Warning Potential
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Hydrosulfid
Hbf	Hauptbahnhof
HDPE	High Density Polyethylen
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
HyLIFT	Hydrogen Powered Fuel-Cell Lift Trucks
HyLOG	Hydrogen Powered Logistic System
IEC	International Electrotechnical Commission, dt. Normungsgremium für Elektrotechnik
IED	Improvised Explosive Device, dt. Unkonventionelle Spreng- und Brandvorrichtung
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control, dt. Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
ISO	ISO - International Organization for Standardization, dt. Internationale Organisation für Normung
KennV	Kennzeichnungsverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LaNi ₅	Lantanpentanickel
LASI	Länderausschuss für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik
LGBl	Landesgesetzblatt
LH ₂	Liquid Hydrogen (Flüssigwasserstoff)
LHV	Lower Heating Value, dt. Unterer Heizwert
LiB	Borlithium
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas, dt. tiefkalt gespeichertes Erdgas
LOHCs	Flüssige organische Wasserstoffträger, engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell, dt. Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle
MD	Mitteldruck
MEA	Membrane Electrode Assembly
MEGCs	Multiple Element Gas Containern
Mg ₂ Ni	Dimagnesiumnickel
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MW _{th}	Megawatt thermisch
ND	Niederdruck
NE	Netzebene
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NÖ	Niederösterreich
NÖVOG	Niederösterreichische Verkehrsorganisationsges.m.b.H.
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
O ₂	Sauerstoff

ON	Österreichisches Normungsinstitut
ÖNORM	Österreichisches Normungsinstitut, engl. Austrian Standards International)
OÖ	Oberösterreich
ÖÖ VV	Oberösterreichische Verkehrsverbund
OPEX	Operational Expenditure (laufende Kosten)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖVE	Österreichische Verband für Elektrotechnik
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell, dt. Phosphorsäurebrennstoffzelle
PED	Pressure Equipment Directive, dt. Druckgeräterichtlinie
PEM	Polymere Electrolyte Membrane, dt. Polymerelektrolytmembran
PEMEC	Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell, dt. Polymerelektrolytmembran Elektrolyse
PEMEL	Polymer Festelektrolyt
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell, dt. Polymerelektrolytmembranbrennstoffzelle
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PResTiGE	Power To Gas assEssment tool asses
PS	Potentieller Standort
PSA-V	Verordnung persönliche Schutzausrüstung
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik, Personenverkehr
RCA	Rail Cargo Austria AG

REACH	Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals, dt. Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung von Chemikalien
RID	Reglement concernant le transport international ferroviaire de marchandises Dangereuses, dt. Regelung zur internationalen Beförderung gefährlicher Güter im Schienenverkehr bzw. Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (Schweiz)
SAE	Society of Automotive Engineers, dt. amerikanisches Standardisierungsinstitut der Verkehrstechnologie
SLZ	Salzburg
SMR	Steam-Methane-Reformation, dt. On-Site Dampfreformation
SMR	Steam-Methane-Reformation
SNNB	Schienennetznutzungsbedingungen
SO ₂	Schwefeldioxid
SOC	State Of Charge, dt. Ladezustand
SOEC	Solid Oxide Electrolysis, dt. Oxidkeramische Elektrolyse
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell, dt. Oxidkeramische Brennstoffzelle
TC	Technical Committee, dt. Technisches Komitee
TR	Technical Report, dt. Technischer Bericht
TRL	Technology Readiness Level
TS	Technical Specification, dt. Technische Spezifikation
US DoE	U.S. Department of Energy, dt. Energieministerium der Vereinigten Staaten
UVG	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung

VBV	Versandbehälterverordnung
VEXAT	Verordnung Explosionsfähige Atmosphären
VKM	Verbrennungskraftmaschine
VOLV	Verordnung Lärm und Vibrationen
VOPST	Verordnung optische Strahlung
VOR	Verkehrsverbund Ost-Region
WKO	Wirtschaftskammer Österreich
WRG	Wasserrechtsgesetz
ZEV	Zero Emission Vehicles
ZrMn ₂	Dimanganzirkonium
ZÜS	Zugelassene Überwachungsstellen

9 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Grafische Übersicht der Streckenauswahl.....	12
Abbildung 2: Spezifischer H ₂ -Verbrauch pro Streckenabschnitt für die Mühlkreisbahn über ein Jahr	12
Abbildung 3: Gesamter Wasserstofftagesbedarf definierter Bahnstrecken für Personen- und Güterverkehr	13
Abbildung 4: Darstellung der regionalen Synergiepunkte.....	14
Abbildung 5: Wasserstoffbedarf der Standorte inkl. Bahnverkehr, Infrastruktur, Rail Equipment, Postbus und Verschub	15
Abbildung 6: Potentieller Standort St. Pölten, Lastprofil für H ₂ -Anlagen unterschiedlicher Anschlussleistungen basierend auf PV-Profil (links) und Wind-Profil (rechts)	17
Abbildung 7: Subsysteme einer Wasserstoffbetankungsanlage [187].....	18
Abbildung 8: Grundriss des Aufstellungskonzepts einer H ₂ -Infrastruktur für den Standort Linz-Urfahr (Mühlkreisbahn)	19
Abbildung 9: Investitionskosten der Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseeinheit für unterschiedliche H ₂ -Produktionskapazitäten im Jahr 2020	21
Abbildung 10: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren in Abhängigkeit der Nennleistung bis 2050	21
Abbildung 11: Elektromobilität mit Batterie und Brennstoffzelle [93]	25
Abbildung 12: Kompetenzen der Projektpartner.....	26
Abbildung 13: Alle analysierten nicht elektrifizierten Strecken vor der Streckenauswahl	28
Abbildung 14: Festgelegte technische Kriterien zur Streckenauswahl	29
Abbildung 15: Grafische Übersicht der Streckenauswahl.....	30
Abbildung 16: Ausgewählte Strecken im Analyseraum	31
Abbildung 17: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 1 - Mühlkreisbahn ...	33
Abbildung 18: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 2.1 - Kamptalbahnhof...	34
Abbildung 19: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 2.2 - Traisentalbahnhof	34
Abbildung 20: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 2.3 - Erlaufthalbahnhof...	35
Abbildung 21: Anzahl der Zugfahrten werktags auf Strecke 3.1 - Wr. Neustadt bis Hartberg und 3.2 - Schneebergbahn	36
Abbildung 22: Anzahl der Zugfahrten werktags von/nach St. Pölten bezogen auf die Strecken 2.1 Kamptalbahnhof, 2.2 Traisentalbahnhof und 2.3 Erlaufthalbahnhof.....	37
Abbildung 23: Umschlagsanlagen und Häfen in Österreich [27]	40

Abbildung 24: Darstellung der regionalen Synergiepunkte in den drei betrachteten Netzstrukturen (Dieseltankstellen der ÖBB für Schienenfahrzeuge, ÖBB Postbus GmbH Verkehrsstellen und die ÖBB Rail & Drive Standorte)	46
Abbildung 25: Mühlkreisbahn - Strecke 1	48
Abbildung 26: Streckenübersicht: Kamptalbahnhof - 2.1, Kremser-/ Tullnerfelder Bahnhof - 2.1 a, 2.1 b, 2.1 c und Traisentalbahnhof - 2.2.....	49
Abbildung 27: Erlaufthalbahnhof - Strecke 2.3	50
Abbildung 28: Wiener Neustadt - Strecke 3	51
Abbildung 29: Simulation Lastverlauf für Wasserstoffproduktionsanlage	59
Abbildung 30: Bandlast Mühlkreisbahn & Traisen- und Erlaufthalbahnhof jeweils 2,4 MW	60
Abbildung 31: Bandlast Kamptalbahnhof & Wr. Neustadt jeweils 7,2 MW	60
Abbildung 32: Bandlast Kamptal-, Traisen- und Erlaufthalbahnhof 9,6 MW.....	61
Abbildung 33: Jahreslastprofil 100 % PV-Potential - Wiener Neustadt.....	62
Abbildung 34: Jahreslastprofil 100 % Wind-Potential - Wiener Neustadt	62
Abbildung 35: Potentieller Standort St. Pölten, möglicher Leistungsbedarf der Anlage ausgehend von PV-Profil (links) bzw. Wind-Profil (rechts)	63
Abbildung 36: Potentieller Standort Wr. Neustadt, möglicher Leistungsbedarf der Anlage ausgehend von PV-Profil (links) bzw. Wind-Profil (rechts)	63
Abbildung 37: Potentieller Standort St. Pölten, Lastprofil für Anlagen unterschiedlicher Anschlussleistungen basierend auf – Links: PV-Profil / Rechts: Wind-Profil.....	64
Abbildung 38: Vorgehensweise H ₂ -Verbrauchsbestimmung	68
Abbildung 39: Energiebedarfsanalyse – Topologie eines H ₂ -Brennstoffzellenzugs	69
Abbildung 40: Beispiel eines berechneten Fahrprofils.....	69
Abbildung 41: Übersicht der berücksichtigten Fahrwiderstände.....	70
Abbildung 42: Fahrwiderstände am Zug.....	70
Abbildung 43: Topologie des Diesel-Antriebsstranges	71
Abbildung 44: Topologie des H ₂ -BZ-Antriebsstranges	71
Abbildung 45: Beispiel eines Verlaufs des Heiz- und Kühlbedarfs (Dieselverbrauch) und Jahresmittelwerttemperaturen über Monate	73
Abbildung 46: Ausgewählte Strecken im Analysebereich	74
Abbildung 47: ÖBB Baureihe 5022 (Desiro Classic)	76
Abbildung 48: Talent Rh 4024 [15]	77
Abbildung 49: Verschieblokomotive 1063 [105]	77

Abbildung 50: Vergleich des Dieserverbrauchs für die Traktion inkl. Heiz- und Kühlbedarf über alle Strecken basierend auf den Desiro Classic.....	79
Abbildung 51: Mühlkreisbahn mit Haltestellen	80
Abbildung 52: Detailergebnisse der Längsdynamiksimulation der Mühlkreisbahn	81
Abbildung 53: Spezifischer H ₂ -Verbrauch pro Streckenabschnitt für die Mühlkreisbahn über ein Jahr (EoL)	82
Abbildung 54: ÖBB Verschublokomotiven der Reihe 2068 (links) mit 820 kW und Reihe 2070 „Hector“ mit 745 kW [242]	85
Abbildung 55: Bahn-Infrastruktur-Fahrzeuge X544 (re) und X630 (li) im Einsatz [147] [240]	86
Abbildung 56: Gesamtübersicht der Bahnstrecken und Standorte	88
Abbildung 57: Gesamter Wasserstoffbedarf der definierten Bahnstrecken (PV und GV).....	88
Abbildung 58: Wasserstoffbedarf Verschub und Infrastruktur je Standort	89
Abbildung 59: Gesamter Wasserstoffbedarf der Standorte inkl. Bahnverkehr	90
Abbildung 60: State-of-the-Art Wasserstoff Hybridbus von Van Hool A330 [231]	92
Abbildung 61: Verbrauchsdaten von Wasserstoffbussen im Vergleich [223]	92
Abbildung 62: Postbusse aus der Flotte [232]	93
Abbildung 63: H ₂ -Bedarf der Postbusflotte je Standort und Kategorie	96
Abbildung 64: H ₂ -Bedarf Rail Equipment „Rail & Drive“ je Standort	98
Abbildung 65: Situation in Krems (Basis Google Maps)	101
Abbildung 66: Situation am Bahnhof Horn (Basis Google Maps)	102
Abbildung 67: Synergiepotentiale zur Bahnversorgung.....	105
Abbildung 68: Gesamter Wasserstoffbedarf der Standorte	106
Abbildung 69: Dieselaabsatz nach Kostenträger für 2017, Daten aus [109] [138] [243]	110
Abbildung 70: Streckenverbräuche auf den ausgewählten Linien	111
Abbildung 71: H ₂ -Substitutionspotential für Österreich.....	114
Abbildung 72: E-Fahrzeuge in Batterieausführung zur Postzustellung [55].....	118
Abbildung 73: Die Reichweitenalternative zum Batteriefahrzeug für Logistikunternehmen, H ₂ -BZ-Hybrid Vans der Fa. StreetScooter für die Deutsche Post in Kooperation mit Ford [49].....	119
Abbildung 74: Abfallsammelfahrzeug der Fa. Faun/Fotopress mit BZ-Hybridantrieb [132]	120
Abbildung 75: Wasserstoffbereitstellungspfade [176].....	126
Abbildung 76: Schematischer Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [84]	129

Abbildung 77: Jingli DQ1000: 1.000 Nm ³ /h, 16 bar, 6 MW, 4,4 kWh/Nm ³ , 2,3 x 2,4 x 8,4 m ³ [202].....	129
Abbildung 78: Schematische Darstellung einer PEM-Elektrolysezelle [84]	130
Abbildung 79: Siemens Silyzer 200: 225 Nm ³ /h, 35 bar, 1,25 MW, 3,0 x 3,1 x 6,4 m ³ [188]	131
Abbildung 80: Typ III Tank mit Aluminium-Liner ummantelt mit CFK [65]	133
Abbildung 81: Schema der Kaskadierten Betankung	136
Abbildung 82: Schema einer Booster - Betankung.....	136
Abbildung 83: Schema eines Hybrid - Konzepts	137
Abbildung 84: Unterschiedliche Betankungskonzepte im Vergleich	138
Abbildung 85: Anwendungen [187].....	138
Abbildung 86: Dominanter BZ - Antrieb.....	140
Abbildung 87: Range Extender Antrieb	140
Abbildung 88: Hyundai ix35 FCEV [96]	141
Abbildung 89: Toyota Mirai [205].....	141
Abbildung 90: Honda Clarity [89].....	141
Abbildung 91: Ballard Brennstoffzellen-Hybrid Bus Konzept [161].....	142
Abbildung 92: Brennstoffzellenbusse in Europa [38].....	142
Abbildung 93: 40 t LKW mit Brennstoffzellenantrieb [206]	143
Abbildung 94: Coradia iLint Regionalzug [4].....	144
Abbildung 95: Flurförderfahrzeug mit Brennstoffzellen Range Extender [78].....	145
Abbildung 96: Grundlagen und Bestandteile des Sicherheitskonzepts für die Wasserstoffinfrastruktur [177].....	147
Abbildung 97: Kennzeichnung für explosionsgefährdete Bereiche [106].....	156
Abbildung 98: Abstand zu Geländeoberfläche, Darstellung des Durchhangs [155] [156]	167
Abbildung 99: Strohtriste, seitlicher Abstand (L) [155] [156].....	168
Abbildung 100: Strohtriste, seitlicher Abstand (L) und Schutzabstand (A) [155] [156]	168
Abbildung 101: Waldschneisen und einzelnstehende Bäume und Sträucher [155] [156]	169
Abbildung 102: Schutzabstand (A) zu Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem mit Dachneigung größer 15° und Schutzabstand (A) zu Terrassen [155] [156].....	170

Abbildung 103: Schutzabstand (A1) zu Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem mit Dachneigung kleiner 15° bzw. Flachdächer [155] [156].....	170
Abbildung 104: Schutzabstand (A) zu Außenantennen, nicht auf Leitungstragwerken montiert mit besteigbaren Antennentragwerk [155] [156]...	172
Abbildung 105: Seitlicher Abstand der Leiter vom Fahrbahn-rand, A: Schutzabstand der Leiter von der Fahrbahnoberfläche [155] [156].....	175
Abbildung 106: Schutzabstand der Leiter von der Fahrbahnoberfläche, gilt für alle Kategorien von Straßen [155] [156].....	175
Abbildung 107: Seitlicher Abstand der Fundamente der Tragwerke vom Fahrbahnrand [155] [156].....	175
Abbildung 108: Seitlicher Abstand zwischen den Leitern von zwei auf getrennten Masten geführten Starkstromfreileitungen, wobei die Leiter einer Leitung nicht ausgelenkt, jene der zweiten durch Wind gegen die erste ausgelenkt ist. [155] [156].....	176
Abbildung 109: Schutzabstand der Tragwerke einer Leitung von den ausgelenkten Leitern der anderen Leitung [155] [156]	176
Abbildung 110: Schutzabstand einander kreuzender Leiter [155] [156]	176
Abbildung 111: Schema des hybriden 450 bar Konzeptes für die Mühlkreisbahn	181
Abbildung 112: Ausfallstage pro 25 Jahre für unterschiedliche Elektrolysemodulvarianten	181
Abbildung 113: Gegenüberstellung relevanter Elektrolyseure hinsichtlich Ausfallswahrscheinlichkeit, Investitionskosten und Wasserstoffproduktion	182
Abbildung 114: Aufstellungskonzept	184
Abbildung 115: Grundriss des Aufstellungskonzeptes	185
Abbildung 116: Schematische Darstellung von Schutzabstand und Schutzbereich (oben Grundriss, unten Aufriss).....	187
Abbildung 117: Übersicht Simulationstool „PResTiGE“ [56].....	196
Abbildung 118: Schematische Darstellung des Lernkurventools „CoLLeCT“ [56]	197
Abbildung 119: H ₂ -Bereitstellungspfade - Dezentrale und zentrale Wasserstoffproduktion.....	198
Abbildung 120: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Elektrolyseuren in Abhängigkeit der Nennleistung bis 2050.....	199
Abbildung 121: Investitionskosten der Tankstelleninfrastruktur und Elektrolyseeinheit für unterschiedliche H ₂ -Produktionskapazitäten im Jahr 2020	200

Abbildung 122: Dieselmotor-NO _x -PM Tradeoff für Bestandsmotoren und Entwicklung der entsprechenden Grenzwerte	204
Abbildung 123: Schienenfahrzeugtaugliche Batterielösungen auf Li-Ion-Basis, Links Leclanche, CH, rechts Hoppecke [215] [90].....	210
Abbildung 124: Super Cap Modul für Heavy Duty Anwendungen, 170 V Modulspannung [192].....	211
Abbildung 125: Stadler Flirt AKKU, bi-modaler PV-Zug mit lt. Hersteller, ursprünglich mit bis zu 80 km oberleitungsfreiem Betrieb [115], vor kurzen auch für 150km verkauft.....	211
Abbildung 126: Dachmontiertes Brennstoffzellensystem des Alstom Coradia iLint, rechts mit Abdeckungen, links geöffnet [3].....	213
Abbildung 127: Dieselhybrid-Verschublokomotive einer mit der ÖBB Serie 2068 vergleichbaren Leistungsklasse [135], bisher einziger Prototyp einer Brennstoffzellen-Hybrid Verschublok in den USA (2009)	215
Abbildung 128: Solaranlage in Wilfleinsdorf bei Bruck/Leitha (Basis Google Maps)	219
Abbildung 129: Windkraft-Standorte in Ostösterreich (rechts) und ÖBB-Infrastruktur AG Bahnstromnetz, Ausschnitte aus entsprechenden Karten [134] [97]	219
Abbildung 130: Treibhauspotential in kg CO ₂ -eq. bezogen auf einen Bahnkilometer eines Brennstoffzellen- und Dieselizeugs (Well-to-Wheel Betrachtung).....	224
Abbildung 131: Simulation einer engpasskapazitätsbestimmten Diffusionsentwicklung von H ₂ -BZ Triebwagen im deutschen Dieseltriebwagenmarkt [102].....	228
Abbildung 132: Entwicklungsstand verschiedener Elektrolysetechnologien und Charakterisierung der wesentlichen Anbieter je Technologie [195].....	230
Abbildung 133: H ₂ -Kosten der analysierten Szenarien.....	236
Abbildung 134: H ₂ -Kosten Szenario 2 mit einem 10,7 MW Elektrolyseur mit 80 % Auslastung.....	237
Abbildung 135: H ₂ -Kosten Szenario 2 mit einem 18,6 MW Elektrolyseur mit 46 % Auslastung.....	238
Abbildung 136: Gegenüberstellung der H ₂ -Gestehungskosten unterschiedlichen Szenarien	239

10 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Elektrifizierungsgrad ÖBB [142].....	27
Tabelle 2: Tabellarische Übersicht der Streckenauswahl auf ÖBB-Nebenstrecken	30
Tabelle 3: Tabellarische Übersicht der Zugbildungen [144] [211].....	38
Tabelle 4: Tabellarische Übersicht der Container Terminals und Häfen [28]	40
Tabelle 5: Kategorisierung der Entfernungen.....	52
Tabelle 6: Kategorisierung Umlaufplan	53
Tabelle 7: Übersicht potentielle Elektrolyse Standorte inkl. Kategorisierung	54
Tabelle 8: Übersicht potentieller Standorte für die Simulation von Lastprofilen....	59
Tabelle 9: Übersicht der Streckenauswahl auf ÖBB-Nebenstrecken mitsamt Haltestellen.....	75
Tabelle 10: Technische Spezifikationen der ÖBB Baureihe 5022 (Desiro Classic)	76
Tabelle 11: Technische Spezifikationen der Wasserstoffzüge	77
Tabelle 12: Technische Spezifikationen der Wasserstoffzüge	78
Tabelle 13: Validierung auf Basis des gemessenen Dieserverbrauchs für reine Traktion	78
Tabelle 14: Validierung auf Basis der ÖBB Energiebedarfsrechnung	79
Tabelle 15: H ₂ -Verbrauch pro Tag gemäß Umlaufplan pro Strecke (BoL und EoL)	82
Tabelle 16: Übersicht der spezifischen Verbräuche und Tagesbedarfe des Personenverkehrs bezogen auf die Streckenauswahl.....	83
Tabelle 17: Übersicht der spezifischen Verbräuche und Tagesbedarfe des Güterverkehrs bezogen auf die Streckenauswahl	84
Tabelle 18: Dieserverbrauch des Verschubbetriebs projektrelevanter Standorte sowie der daraus abgeleitete Wasserstoffbedarf.....	85
Tabelle 19: Dieserverbrauch ÖBB-Infrastruktur AG mit Eigenfahrzeugen für Österreich an projektrelevanten Standorten sowie der daraus abgeleitete äquivalente Wasserstoffbedarf	87
Tabelle 20: Wasserstoff-Durchschnittsverbräuche zur Bestimmung der Substitutionspotentiale durch den Regionalbusbetrieb der ÖBB-Postbus AG.....	93
Tabelle 21: Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H ₂ -Absatzpotential für den Bereich Postbus am Standort St. Pölten	94
Tabelle 22: Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H ₂ -Absatzpotential für den Bereich Postbus am Standort Wiener Neustadt	94

Tabelle 23: Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H ₂ -Absatzpotential für den Bereich Postbus am Standort Linz	95
Tabelle 24: Fahrzeugbestand und Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H ₂ -Absatzpotential für den Bereich Rail Equipment Straßenfahrzeuge.....	97
Tabelle 25: Fahrzeugbestand und Dieserverbrauch sowie daraus abgeleitetes H ₂ -Absatzpotential für den Bereich Rail Equipment Straßenfahrzeuge je Standort...	97
Tabelle 26: Bahndieselsabsätze und äquivalenter Wasserstoffbedarf im Raum Linz	99
Tabelle 27: Jahresbedarfe an H ₂ für Bahnbetrieb und Synergiepotentiale für Busbetrieb an einem zentralen Produktionsstandort St. Pölten.....	103
Tabelle 28: Jahresbedarfe an H ₂ für Bahnbetrieb und Synergiepotentiale für Bahnbetrieb Gutenstein sowie Busbetrieb an einem zentralen Produktionsstandort Wiener Neustadt.....	105
Tabelle 29: Übersicht über die österreichweiten Substitutionspotentiale von Diesel zu Wasserstoff aus dem Bahnbetrieb der ÖBB, Basisjahr 2017	112
Tabelle 30: Unterschiedliche Energiedichten abhängig vom Speicherdruck	133
Tabelle 31: Brennstoffzellenanwendungen [87].....	139
Tabelle 32: Anwendungen von Wasserstoff in der Industrie [106].....	146
Tabelle 33: Kennzeichnung für Wasserstoff und Methan [106]	154
Tabelle 34: Abstand zu Geländeoberflächen	167
Tabelle 35: Abstand zu Strohtristen	168
Tabelle 36: Abstand zu Waldschneisen und einzelnstehenden Bäumen und Sträuchern.....	169
Tabelle 37: Abstand zu Wohn- oder Schulgebäude, industrielle oder Handelskomplexe und ähnlichem.....	171
Tabelle 38: Abstand zu Außenantennen, nicht auf Leitungstragwerken montiert	172
Tabelle 39: Abstand zu Außenantennen, auf Leitungstragwerken montiert	173
Tabelle 40: Abstand zu Straßen	174
Tabelle 41: Abstand zu Starkstromfreileitungen	177
Tabelle 42: Abstand zu oberirdischen Fernmeldeleitungen, Gruppe B	178
Tabelle 43: Kenndaten der Elektrolyse- und Betankungsanlage	179
Tabelle 44: Abschätzungen des Flächenbedarfs der Komponenten für die H ₂ -Infrastruktur	185
Tabelle 45: Sicherheitsbereiche und Sicherheitsabstände für 110 kV und 220 kV Leitungen.....	186
Tabelle 46: Mittlere jährliche Strombezugskosten [€/MWh] in Abhängigkeit der Volllaststunden	201

Tabelle 47: Übersicht zu den Stromnetzentgelten, Steuern und Abgaben für PtG-Anlagen in Österreich.....	202
Tabelle 48: Grenzwerte für Emissionen von Dieselmotoren in der Schienenfahrzeuganwendung in Europa [68].....	205
Tabelle 49: Preise pro Schadstoffemissionseinheit laut Clean Vehicle Directive für 2018	225

11 QUELLEN

- [1] AGORA ENERGIEWENDE UND AURORA ENERGY RESEARCH, 2018. 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO2-Emissionen und Stromhandel.
- [2] Akademie des Deutschen Kraftfahrzeuggewerbes (TAK): Arbeitssicherheit und Gasfahrzeuge. Leitfaden für Kfz – Werkstätten, April 2010
- [3] Alstom Transport GmbH. Zur Verfügung gestellt an H. Wancura via Hydrogenics Deutschland GmbH.
- [4] Alstom, <http://www.alstom.com/press-centre/2017/03/alstoms-hydrogen-train-coradia-ilint-first-successful-run-at-80-kmh/>. (zuletzt aktualisiert am: 04.09.2018)
- [5] Alstom: Alstom enthüllt auf der Innotrans seinen emissionsfreien Zug Coradia iLint, Press Release, 20.09.2016. <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2016/9/alstom-enthullt-auf-der-innotrans-seinen-emissionsfreien-zug-coradia-ilint>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [6] Alstom: Alstom to develop a new emission-free train for passengers in Germany, Press Release 22.09.2014. <https://www.alstom.com/press-releases-news/2014/9/innotrans-2014-alstom-to-develop-a-new-emission-free-train-for-passengers-in-germany> (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [7] Alstom: Coradia iLint Wasserstoffzug erhält Zulassung für den Fahrgasteinsatz im deutschen Schieneverkehrsnetz, Press Release, 11.07.2018. <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2018/7/coradia-ilint-wasserstoffzug-erhalt-zulassung-fur-den-fahrgasteinsatz-im-deutschen-schienenverkehrsnetz>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)

- [8] Alstom: Präsentation Coradia iLint at teh Middle East Rail Exhibition & Conference, Dubai, Vereinigte Arabische Emirate, 27.02.2019. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [9] APA-OTS.
https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20111222_OTSO190/traise-ntalbahn-bleibt-als-regionale-anschlussbahn-bestehen. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)
- [10] APG – Austrian Power Grid,
<https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/Netzentwicklungsplan>. (zuletzt aktualisiert am: 30.10.2018)
- [11] Areva H2Gen. (03 2019). Areva H2Gen.
<http://www.arevah2gen.com/de/unternehmen/produktion-standorte>.
 (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [12] Austria-Forum. https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Bahnstrecke_Traisen%E2%80%93Kernhof.
 (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [13] auto motor und sport, Heft 21/2018, 27. September 2018, Verlag Motorpresse, Stuttgart, S. 118 – 122
- [14] Azzaro-Pantel, C.: Hydrogen Supply Chain: Design, Deployment and Operation. Academic Press, 2018.
- [15] BahnNews-Austria. ÖBB Talent 4023 und 4024. Talentpräsentation.
<http://www.bahnnews-austria.at/downloads/sonstiges/Talentpraesentation.pdf>. (zuletzt aktualisiert am: 17.04.2019)
- [16] Ballard Power Systems. <http://www.ballard.com/>. (zuletzt aktualisiert am 23.05.2019)
- [17] Barta, D., Mruzek, M.: Design of Public Transport Vehicles Drive Based on Real Operating Parameters, Paper No. 273, Proceedings of the

International Conference on Civil, Structural and Transportation Engineering, Ottawa, Ontario, Canada, May 4-5, 2015

- [18] Baumgartner, J.P.: Prices and Costs in The Railway sector / EPFL ENAC- INTER, LITEP, Lausanne, CH, January 2001
- [19] Becker, J.: Der Sprit aus Strom könnte ein teurer Irrweg sein, Süddeutsche Zeitung (online). <https://www.msn.com>. (zuletzt aktualisiert am: 27.05.2019)
- [20] Berufsgenossenschaftliche Informationen für Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit. BGI 5108. Wasserstoffsicherheit in Werkstätten. Stand Oktober 2009
- [21] Blazek, H.: Persönliche Mitteilung an Wancura, H. am 15.04.2019
- [22] BMLFUW, 2017. SuREmMA. Sustainable river management - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Massnahmen. Wien.
- [23] Börse.de: <https://www.boerse.de/rohstoffe/Diesel/XC0009677813>. (zuletzt aktualisiert am: 15.05.2019)
- [24] Brandl, M.: Hyundai Nexo: Das Wasserstoff-Auto im Praxistest (KURIER-Praxistest). <https://motor.at/tests/hyundai-nexo-brennstoffzelle-wasserstoff-test/400484167>. (zuletzt aktualisiert am: 10.05.2019)
- [25] Buck, A.: Thermomanagement eines Brennstoffzellenfahrzeugs. Masterarbeit. September 2018
- [26] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). <https://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/logistik/terminalhandbuch/index.html>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [27] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). <https://www.bmvit.gv.at/bilder/verkehr/gesamtverkehr/hubs.jpg>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)

- [28] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Hubs in Austria.
<https://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/logistik/downloads/tabelle.pdf>. (mit Anpassungen durch Aussagen der entsprechenden Betreiber, zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [29] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Faktenblätter zum Terminalhandbuch.
https://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/logistik/terminalhandbuch/terminals_faktenblaetter/terminal_enns_ua.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [30] Bundesverwaltungsgericht. Pressemitteilung No.9 vom 27.02.2018: Luftreinhaltepläne Düsseldorf und Stuttgart: Diesel-Verkehrsverbote ausnahmsweise möglich, BVG, Leipzig, 2018.
<https://www.bverwg.de/pm/2018/9>. (zuletzt aktualisiert am: 30.09.2019)
- [31] Bünger, U.: HyNet and HyWays – Projects towards a European Hydrogen Roadmap, Presentation at the 4th IPHE Steering Committee Meeting, Kyoto, 14-15.09.2005
- [32] BusinessPortal Norwegen. (09 2018). BusinessPortal Norwegen.
<http://www.businessportal-norwegen.com/2018/09/03/nel-asa-baut-weltweit-groesste-elektrolyseur-produktionsanlage/>. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [33] Butsch, H.: HRS Infrastructure in Germany and Europe – Current activities, presentation at the 2014 Annual Merit and Peer Review, DoE Hydrogen & Fuel Cells Program, June 19, 2014, Washinton, DC
- [34] California Air resources Board (CARB). Factsheet -The Zero Emission Vehicle (ZEV) Regulation.
https://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/factsheets/zev_regulation_factsheet_082418.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 27.05.2019)

- [35] Cantarelli, C.C., Flyvbjerg, B., Molin, e.J.E., van Wee, B.: Cost Overruns in Large Scale Transportation Infrastructure projects: Explanations and Their Theoretical Embeddedness, European Journal of Transport and Infrastructure Research, Iss 10 (1), March 2010, pp5-18, ISSN: 1567-7141 via ResearchGate
- [36] Ceshier, G., Roy, B.: Compressed Natural Gas Short Line Study – Final Report, NYSERDA Report 16-36, Dezember 2016
- [37] Chemie Technik. (07 2018). Chemie Technik.
<https://www.chemietechnik.de/thyssenkrupp-bringt-grossindustrielle-wasserelektrolyse-auf-den-markt/>. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [38] CHIC, <http://chic-project.eu/>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [39] CNet Internetdienste. Wiener Neustadt City-Shuttle.
<http://www.cnet.at/wnsks/html/images/Verkehrsbetrieb/CityShuttle-AST.pdf>. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)
- [40] CTE Container Terminal Enns Ges.m.b.H., <http://www.ct-enns.at/de/verkehrsanbindung/standort-und-einzugsgebiet/>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [41] Das, D.; Veziroglu, T.: Hydrogen production by biological processes: a survey of literature. IJHE 26, S. 13 – 28, 2001
- [42] Deutscher Bundestag: Drucksache 18/11852, vom 04.04.2017
- [43] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR),
http://www.dlr.de/fb/desktopdefault.aspx/tabid-4859/8069_read-13095/,
http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10204/296_read-931/#/gallery/2079. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [44] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR),
http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10203/339_read-8244#/gallery/12336. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)

- [45] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR),
http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-19469/#/gallery/24480. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [46] DEUTZ AG: DEUTZ produziert ersten EU-Stufe-V-Motor, Press Release vom 28.06.2018,
<https://www.deutz.com/media/pressemitteilungen/deutz-produziert-ersten-eu-stufe-v-motor/>. (Zuletzt aktualisiert am: 07.02.2019)
- [47] Directive 2009/33/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles (Text with EEA relevance); OJ EU L 120, 15.5.2009, p. 5–12
- [48] Domberger, G. et al: Potentialanalyse und Umsetzungsmöglichkeiten geothermischer Energie im bereich der Infrastruktur der ÖBB INFRAplus GEO (VIF 2011), Bmvit, ÖBB Infrastruktur AG, Asfinag, September 2014.
<https://mobilitaetderzukunft.at/resources/pdf/projektberichte/infra-plus-geo-endbericht.pdf>. (zuletzt aktualisiert am: 07.05.2019)
- [49] ecomento: „H2 Panel Van“: Deutsche Post stellt Street Scooter mit Wasserstoff-Antrieb vor, Webartikel vom 24.05.2019.
<https://ecomento.de/2019/05/24/streetscooter-h2-panel-van-deutsche-post-stellt-wasserstoff-elektrotransporter-vor/>. (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [50] E-CONTROL, 2016. Leitfaden Netzanschluss - Stromanschluss leicht gemacht.
- [51] EEX: European Emission Allowance Auction (EUA) Primary, Auction of 07.05.2019.
<https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction--eua--primary-market/47312#!/2019/05/07>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)

- [52] Eldorado National, <https://www.eldorado-ca.com/>. (zuletzt aktualisiert am: 11.09.2018)
- [53] e-mobil BW GmbH, "Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität", Report, Stuttgart, 2013.
- [54] energate messenger. (05 2018). energate messenger. <https://www.energate-messenger.de/news/182793/h-tec-faehrt-langsam-hoch>. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [55] energie:bau – Portal für Architektur und Technik. Tendenz Steigend: Schon 1.111 E-Fahrzeuge bei der Post, Donnerstag 10. März 2016. <https://www.energie-bau.at/strom-steuerung/2358-tendenz-steigend-schon-1-111-e-fahrzeuge-bei-der-post> (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [56] ENERGIEINSTITUT AN DER JKU LINZ. <http://www.energieinstitut-linz.at>. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [57] ENERGIEINSTITUT AN DER JKU LINZ. Positionspapier - Power-to-Gas: Vorschlag zur Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich [online]. Verfügbar unter: http://www.energieinstitut-linz.at/v2/wp-content/uploads/2017/03/Power-to-Gas-Vorschlag_Anpassung_rechtliche_Rahmenbedingungen.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [58] ENERGY BRAINPOOL GMBH & CO. KG, 2017. Update: Trends der Strompreisentwicklung – EU Energy Outlook 2050 [online]. 20. Dezember 2017 [Zugriff am: 29. November 2018]. Verfügbar unter: <https://blog.energybrainpool.com/update-trends-der-strompreisentwicklung-eu-energy-outlook-2050/>. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [59] Energy Exchange Austria, 2018. EXAA - Spotmarkt - Marktdaten - Historische Daten [online] [Zugriff am: 11. Dezember 2018]. Verfügbar

- unter: <https://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [60] ENERVIS ENERGY ADVISORS, 2015. Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen.
- [61] EUR-Lex, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex%3A32012L0034>. (zuletzt aktualisiert am: 30.10.2018)
- [62] EUR-Lex, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A02006R1907-20140410>. (zuletzt aktualisiert am: 13.11.2018)
- [63] Europäische Union: EUR-Lex. Der Zugang zum EU-Recht. <https://eur-lex.europa.eu>. (12.03.2019)
- [64] EUROPEAN COMMISSION, 2016. EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.
- [65] European Hydrogen and Fuel Cell Association, www.h2euro.org/ (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2018)
- [66] European Union Agency for Railways: DIRECTIVE (EU) 2016/798 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 May 2016 on railway safety; OJEU L138/102 vom 26.05.2016. https://www.era.europa.eu/activities/common-safety-methods_en. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [67] European Union Agency for Railways: DIRECTIVE 2012/18/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC; OJ EU L197/1 vom 24.07.2012
- [68] European Union Agency for Railways: Regulation (EU) 2016/1628 of the European Parliament and of the Council of 14 September 2016 on

requirements relating to gaseous and particulate pollutant emission limits and type-approval for internal combustion engines for non-road mobile machinery, amending Regulations (EU) No 1024/2012 and (EU) No 167/2013, and amending and repealing Directive 97/68/EC (Text with EEA relevance), *OJ L 252, 16.9.2016, p. 53–117*

- [69] EY: Abschlusspräsentation Wasserstoffinfrastruktur für die Schiene, 01.07.2016, NOW GmbH, 2016
- [70] Fabry, B., Meininger, F., Kayser,, K.: Vergaberecht in der Unternehmenspraxis: Erfolgreich um öffentliche Aufträge bewerben; Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler, GWV fachverlage GmbH, Wiesbaden 2007, ISBN 978-3-8349-0185-9
- [71] FAUN Umwelttechnik GmbH & Co. KG. FAUN BLUEPOWER – Die Zukunft der emissionsfreien Entsorgung.
https://www.faub.com/produkte/alternative_antriebe/. (zuletzt aktualisiert am: 11.02.2019)
- [72] FAUN Umwelttechnik GmbH & Co. KG. Faun gewinnt VAK Innovationspreis. <https://www.faub.com/faun-und-die-pfundskerle-go-future/>. (zuletzt aktualisiert am: 11.02.2019)
- [73] FAUN Umwelttechnik GmbH & Co. KG. <https://www.faub.com/>. (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [74] FCH-JU News: FLAGSHIPS project to deploy two hydrogen vessels, Press Release via E-Mail, erhalten durch Wancura, H. am 13.05.2019
- [75] FC-HyGuide. Guidance Documents for Hydrogen Production Systems. <http://www.fc-hyguide.eu/guidance-document.html>. (zuletzt aktualisiert am: 15.03.2014)
- [76] Finanzen.Net Währungsrechner: Dollar–Euro.
https://www.finanzen.net/waehrungsrechner/us-dollar_euro. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)

- [77] FOCUS Money Online: China: Siemens baut die stärkste Lok der Welt, FOCUS 14.08.2007. <https://www.focus.de/>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [78] Fronius International GmbH, <http://www.fronius.com>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [79] Fuel Cell Boat, <http://www.opr-advies.nl/fuelcellboat/efcbabout.html>, <http://www.opr-advies.nl/fuelcellboat/efcbhome.html>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [80] Fuel Cell Electric Buses, <https://fuelcellbuses.eu/>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [81] Fuel Cell Energy, <http://www.fuelcellenergy.com>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [82] G. Gürtlich; W. Catharin: Eisenbahngesetz: Kommentar samt ökonomischen und rechtlichen Grundlagen der Eisenbahnen. Stand 1.12.2006. 3. Auflage, Linde Verlag 2007.
- [83] Get By Bus. Busbahnhof und Bushaltestelle in Sankt Pölten. <https://getbybus.com/de/bus-von-sankt-poelten>. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)
- [84] Godula-Jopek, A. (Hrsg.) (2015). Hydrogen Production: by Electrolysis; 1.Auflage, Wiley-VCH-Verlag GmbH & Co. KG, Weinheim, ISBN: 978-3-527-33342-4.
- [85] Grübler, A: The Rise and Fall of Infrastructures, Dynamics of Evolution and Technological Change in Transport, Contributions to Economics, Müller, W.A., Hrsg., Physica Verlag Heidelberg, 1990. ISBN 3-7908-0479-7
- [86] Haigermoser, A.: Schienenfahrzeuge. Vorlesungsskriptum LV 310.214. TU Graz. Juli 2002
- [87] Hart, D et al.; The Fuel Cell Industry Review, 2017

- [88] Hoffrichter, A.: Hydrogen as an energy carrier for railway traction, Ph.D. Thesis, April 2013, The University of Birmingham, The Birmingham Centre for railway Research and Education, Electronic, Electrical and Computer Engineering College of Engineering and Physical Sciences, The University of Birmingham Research Archive, e-theses repository
- [89] Honda Motor, <http://world.honda.com/FuelCell>. (zuletzt aktualisiert am: 04.09.2018)
- [90] Hoppecke: Railtex 2017: Aussendung und Bericht zur Messe. <https://www.hoppecke.com/en/news/railteex-2017-hoppecke-to-debut-money-saving-lithium-ion-battery-for-eco-friendly-trains/>. (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [91] Hornblower Cruises, <https://hornblowernewyork.com/wp-content/uploads/2014/05/hornblower-hybrid-1.jpg>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [92] HURSKAINEN, M., 2017. Industrial oxygen demand in Finland. NEO CARBON ENERGY.
- [93] Hydrogen Council, <http://hydrogencouncil.com/>. (zuletzt aktualisiert am: 11.06.2018)
- [94] Hydrogenics Corporation, <http://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/fuel-cell-power-systems/stationary-stand-by-power/fuel-cell-megawatt-power-generation-platform/>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [95] Hydrogenics: Hydrogenics and Alstom Transport Sign Agreement to Develop and Commercialize Hydrogen-Powered Commuter Trains in Europe, Press Release 27.05.2015. <https://www.hydrogenics.com/2015/05/27/hydrogenics-and-alstom-transport-sign-agreement-to-develop-and-commercialize-hydrogen-powered-commuter-trains-in-europe/>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)

- [96] Hyundai Motor Company,
<https://www.hyundai.com/worldwide/en/eco/ix35-fuelcell/highlights>.
 (zuletzt aktualisiert am: 04.09.2018)
- [97] IG Windkraft. Windkraft Landkarte.
[https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1055](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055). (zuletzt aktualisiert
 am: 29.05.2019)
- [98] Intelligent Energy, <http://www.intelligent-energy.com/our-products/drones/overview/>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [99] International Energy Agency: Global EV Outlook 2018 – Towards cross-modal electrification, OECD/IEA 2018, www.iea.org. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [100] ISO – International Organization for Standardization. www.iso.org.
 (zuletzt aktualisiert am: 11.03.2019)
- [101] James, B. (Strategic Analysis, Inc.): 2018 Cost projections of PEM Fuel Cell Systems for Automobiles and Medium-Duty Vehicles, US DoE, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Fuel Cell Technology Webinar 25.04.2018
- [102] James, B. et al (Strategic Analysis, Inc.): 2018 DoE Hydrogen and Fuel Cells Program Review – Fuel Cell Systems Analysis, Presentation to Project ID# FC163, 15.06.2018
- [103] Kagermann, H., Loogen, F.: NPM (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität): Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor, Zwischenbericht 03/2019, Arbeitsgruppe 1 (Klimaschutz im Verkehr), Berlin 2019
- [104] Kancár, J.; Striednig, M.; Aldrian, D.; Trattner, A.; Klell, M. et al.: A novel approach for dynamic gas conditioning for PEMFC stack testing. International Journal of Hydrogen Energy, Elsevier Ltd, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.09.076, 2017

- [105] Kleinbahn.
http://www.kleinbahn.com/product_info.php?language=de&info=p769_obb-1063-028-3--d--epoche-v.html. (zuletzt aktualisiert am: 17.04.2019)
- [106] Klell, M.; Eichseder, H.; Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. 4. Auflage, Springer Vieweg Wiesbaden 2018
- [107] Koller E. (ÖBB-Postbus GmbH): Persönliche Auskunft an: Wancura, H. bei Projektbesprechung HyTrail Wien, am 13.02.2019
- [108] Koller, E. (ÖBB-Postbus GmbH): AW: Projekt HyTrail Anfragen, E-Mail an Wancura, H., erhalten am 06.05.2019
- [109] Kuralovics, R. (ÖBB Infrastruktur AG): AW: HyTrail Dieseltraktion Fragen Nachtrag, E-Mail an Wancura, H., erhalten am 17.04.2019
- [110] Kuralovics, R. (ÖBB Infrastruktur AG): AW: Weiterer Informations- bzw. Datenbedarf Projekt HyTrail, E-Mail an Wancura, H., erhalten am 17.04.2019
- [111] Lagarde, C., Gaspar, V.; Getting Real on Meeting Paris Climate Change Commitments, IMF Blog. <https://blogs.imf.org/2019/05/03/getting-real-on-meeting-paris-climate-change-commitments/>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [112] Laufer, N.: Österreich bei Klimazielen in EU-Vergleich weit hinten; Der Standard (Online Ausgabe), 16.05.2019.
<https://derstandard.at/2000103205790/Mit-Fahrplan-duerften-alle-EU-Staaten-die-Klimaziele-verfehlen-auch>. (zuletzt aktualisiert am: 17.05.2019)
- [113] LINZ AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und Kommunale Dienste. Liniennetzplan der LINZ AG LINIEN.
https://www.linzag.at/portal/de/privatkunden/unterwegs/fahrplan_netz/liniennetzplan#. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)

- [114] LINZ AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und Kommunale Dienste. Verkehrslinienplan.
https://www.linzag.at/media/dokumente/linien_1/infomaterial_1/linien-linienfahrplan-2018.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)
- [115] LokReport. <https://www.lok-report.de/>. (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [116] Mailverkehr mit Betreiber des Containerterminals Enns. Container Terminal Enns, <https://www.ct-enns.at/>.
- [117] Mailverkehr mit Betreiber des Güterzentrums Wien-Süd/Terminal Wien Süd. Güterzentrum Wien Süd (Wien Süd CCT),
<https://infrastruktur.oebb.at/de/projekte-fuer-oesterreich/gueterzentren-und-terminals/gueterzentrum-wien-sued>.
- [118] Mailverkehr mit Betreiber des Hafens Wien. Hafen Wien,
<https://www.hafen-wien.com>.
- [119] Mailverkehr mit Betreiber des Stadthafens Linz. Stadthafen Linz AG,
<https://www.linzag.at>.
- [120] Mailverkehr mit Betreiber des Terminal Krems. Terminal Krems an der Donau, <http://www.metrans.at/>.
- [121] Mailverkehr mit Mitarbeiter von Welser Profile GmbH, Welser Profile GmbH, <https://www.welser.com/>.
- [122] MAN: MAN Engines for railway applications, News: MAN engines showcasing D3876 diesel engines for Eu Stage V locomotives without exhaust after-treatment systems,
<https://www.engines.man.eu/global/en/off-road/rail/inn-focus/In-Focus.html>. (Zuletzt aktualisiert am: 28.05.2019)
- [123] Marohn, H.: Aus für die Wasserstoffzelle auf der Schiene?, Lausitzer Nachrichten, 27.02.2019 accessed via <https://www.ln->

[online.de/Lokales/Lauenburg/Aus-fuer-die-Wasserstoffzelle-auf-der-Schiene](https://www.online.de/Lokales/Lauenburg/Aus-fuer-die-Wasserstoffzelle-auf-der-Schiene)

- [124] meinbezirk.at, https://www.meinbezirk.at/oberoesterreich/c-wirtschaft/oebb-gueterverkehr-befoerderte-in-oberoesterreich-im-vorjahr-mehr-waren_a2508727. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [125] Miller, A.R., Barnes, D.L.: Advanced Underground Vehicle Power and Control Fuel Cell Mine Locomotive, Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-610-32405
- [126] Moser, Simon ; Goers, Sebastian ; DE Bruyn, Kathrin ; Steinmüller, Horst ; Hofmann, Rene ; Panuschka, Sophie ; Kienberger, Thomas ; SEJKORA, Christoph ; Haider, Markus ; Werner, Andres ; Brunner, Christoph ; Fluch, Jürgen ; Grubbauer, Anna: Renewables4Industry : Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren. Diskussionspapier (Endberichtsteil 2 von 3). 2018
- [127] MTU Onsite Energy: The Series 4000 R04; <https://www.mtu-online.com/mtu/applications/special-4000-rail/>. (Zuletzt aktualisiert am: 28.05.2019)
- [128] Müller, H.; Bernt, A.; Salman, P.; Trattner, A.: Fuel Cell Range Extended Electric Vehicle FCREEV Long Driving Ranges without Emissions, ATZ worldwide 05|2017, S. 56 – 60, 2017
- [129] Nichols, M.D.: Letter to Scott Pruitt, EPA Administrator, 13.04.2017. https://www.arb.ca.gov/railyard/docs/final_locomotive_petition_and_cover_letter_4_13_17.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [130] Niederösterreich Wirtschaftspresstedienst. http://www.wirtschaftspresstedienst.at/sites/druckansicht.php?db=wpd_artikel&artikelid=525. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [131] Niederösterreichische Verkehrsorganisations-GmbH (NÖVOG): Unser Angebot. <https://www.noevog.at/>. (zuletzt aktualisiert am: 31.05.2019)

- [132] NOW - Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzelle. Brennstoffzellensystem als Antrieb für ROTOPRESS-Müllfahrzeug, Presseausendung der NOW. <https://www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/projektfinder/spezielle-maerkte/rotopress-muellfahrzeug>. (zuletzt aktualisiert am: 27.05.2019)
- [133] NOW - Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzelle. Genehmigungsleitfaden für Wasserstoff-Stationen. <https://www.h2-genehmigung.de/leitfaden>. (zuletzt aktualisiert am: 02.10.2018)
- [134] ÖBB Infrastruktur AG. Bahnstromleitungsnetz 2AC 55/110kV 16,7Hz, ÖBB Infrastruktur AG, Stand Oktober 2010. (zuletzt aktualisiert am: 29.05.2019)
- [135] ÖBB Infrastruktur AG. <https://konzern.oebb.at/de/nachhaltigkeit/klima/die-e-hybridlok-rollt-an>. (zuletzt aktualisiert am: 31.05.2019)
- [136] ÖBB Infrastruktur: Übersicht Dieseltankanlagen für Schienenfahrzeuge, <https://produktion.oebb.at/de/produkte-service/dieseltankanlagen>. (zuletzt aktualisiert am 07.04.2019)
- [137] ÖBB Konzern: 1. Platz für 16,7 Hertz Photovoltaikanlage in Wilfleinsdorf. <https://konzern.oebb.at/de/nachhaltigkeit/1-platz-fuer-16-7-hertz-photovoltaikanlage>. (zuletzt aktualisiert am: 29.05.2019)
- [138] ÖBB Rail&Drive. <https://www.railanddrive.at/de/standorte>. (zuletzt aktualisiert am: 25.05.2019)
- [139] ÖBB RailCargo Logistics: MOBILER _ Innovation für Ihre Logistik. https://www.railcargologistics.at/de/Unsere_Leistungen/MOBILER/. (zuletzt aktualisiert am 30.05.2019)
- [140] ÖBB-Infrastruktur AG. <https://infrastruktur.oebb.at/>. (zuletzt aktualisiert am: 18.10.2018)

- [141] ÖBB-Infrastruktur AG. <https://konzern.oebb.at/de/nachhaltigkeit/klima>. (zuletzt aktualisiert am: 27.05.2019)
- [142] ÖBB-Infrastruktur AG. Zahlen, Daten, Fakten – Ausgabe 2017. <https://infrastruktur.oebb.at/de/unternehmen/zahlen-daten-fakten/zahlen-daten-fakten-oebb-infrastruktur.pdf>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [143] ÖBB-Personenverkehr AG. Fahrplanbilder der ÖBB für einen Werktag im Jahr 2018. <https://www.oebb.at/de/fahrplan/fahrplanbilder.html>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [144] ÖBB-Personenverkehr AG. SCOTTY – der Routenplaner für Öffis. <http://fahrplan.oebb.at/>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [145] ÖBB-Postbus GmbH. ÖBB bewegt. Ausgabe 01/2019
- [146] ÖBB-Postbus GmbH. Organisation Postbus Standorte, <https://www.bahnbus.at/facts.htm>. (zuletzt aktualisiert am: 19.05.2019)
- [147] ÖBB-Produktion GmbH. <https://produktion.oebb.at/de/lokomotiven/dieselloks>. (zuletzt aktualisiert am: 26.05.2019)
- [148] OÖ VV Controlling: Kraftfahrlinienbetriebsstatistik 2016, Bericht an LR Steinkellner, OÖ Landesregierung. <http://www.ooevv.at/upload/content/themen/unterlagen/Statistik.pdf>. (zuletzt aktualisiert am 16.04.2019)
- [149] OÖNachrichten, Wirtschaft. ÖBB gehen Verkauf von Q-Logistics an. <https://www.nachrichten.at/wirtschaft/oebb-gehen-verkauf-von-q-logistics-an;art15,3123529>. (zuletzt aktualisiert am: 25.04.2019)
- [150] Österr. Verwaltungsgerichtshof, Spruch zu Entscheidung in der GZ 98/13/0162 vom 27.03.2002. www.ris.bka.gv.at. (zuletzt aktualisiert am: 07.05.2019)

- [151] Österreichische Post AG: E-Mobilität.
https://www.post.at/co2neutral/e_mobilitaet.php. (zuletzt aktualisiert am: 31.05.2019)
- [152] Österreichs E-Wirtschaft. <https://oesterreichsenergie.at/stromnetze.html>. (zuletzt aktualisiert am: 18.10.2018)
- [153] OTIF Secretariat: Convention concerning International Carriage by Rail (COTIF) Appendix C – Regulations concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail (RID), OTIF, 01.01.2019
- [154] ÖVE – Österreichischer Verband für Elektrotechnik.
<https://www.ove.at/normung-oek/produktprogramm/sonstige-publikationen/en-62305/>. (zuletzt aktualisiert am: 15.10.2018)
- [155] ÖVE/ÖNORM E 8111. Errichtung von Starkstromfreileitungen über AC 1 kV bis AC 45 kV. Ausgabe: 2002-09-01
- [156] ÖVE/ÖNORM EN 50341. Freileitungen über AC 45 kV. Ausgabe: 2002-09-01
- [157] ÖVGW Richtlinie G97: Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen. (02.2011)
- [158] Perstel, P. Schimanofsky, A, Wancura, H.: Railway Propulsion 2030+, Rahmenbedingungen und Einflüsse auf die Technologieentwicklung von Antrieben für Eisenbahnfahrzeuge, Studie für die ACstyria Mobilitätscluster GmbH, erstellt von Raliway Competence und Certification GmbH, 04/2019
- [159] Pfenninger, Stefan and Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060
- [160] Pluy, J.: Energieeffiziente und kostengünstige Elektromobilität mit der Bahn, Präsentation vom 16.02.2012

- [161] Pocard, N et al.; AN ATTRACTIVE VALUE PROPOSITION FOR ZERO-EMISSION BUSES IN THE UNITED KINGDOM, 2016
- [162] Ponikwar, W., Bachmaier, M.: Linde Overview Hydrogen – Tomorrows fuel today, IPHE Industry and Policy Forum, Vienna, Austria, 10.04.2019
- [163] PROGNOSE AG, EWI, GWS, 2014. Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose.
- [164] Reindl, R.: Persönliche Mitteilung an Wancura, H.; Telefonat vom 22.02.2019
- [165] Reuter B, Faltenbacher M, Schuller O, Whitehouse S, Whitehouse S. New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots. High-Level Techno-Economic Project Summary Report.
- [166] RIS – Rechtsinformationssystem des Bundes - Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit. BGBl. Nr. 697/1993 idgF. Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 - UVP-G 2000.
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnorme&Gesetzesnummer=10010767>. (zuletzt aktualisiert am: 11.03.2019)
- [167] RIS – Rechtsinformationssystem des Bundes, Eisenbahngesetz 1957,
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnorme&Gesetzesnummer=10011302>. (zuletzt aktualisiert am: 13.11.2018)
- [168] RIS – Rechtsinformationssystem des Bundes, EIWOG - Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010.
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnorme&Gesetzesnummer=20007045>. (zuletzt aktualisiert am: 13.11.2018)
- [169] RIS – Rechtsinformationssystem des Bundes, Gesamte Rechtsvorschrift für ArbeitnehmerInnenschutzgesetz.
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnorme&Gesetzesnummer=10008910>. (zuletzt aktualisiert am: 11.03.2019)

- [170] RIS – Rechtsinformationssystem des Bundes, Gewerbeordnung 1994 Anl. 5.
<https://www.ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10007517&Artikel=&Paragraf=&Anlage=5&Uebergangsrecht=>. (zuletzt aktualisiert am: 13.11.2018)
- [171] Roland Berger: Study on the Use of Fuel Cell and Hydrogen in the Railway Environment, Report 2: Analysis of boundary conditions for potential hydrogen rail applications of selected case studies in Europa, Ref: S2R.18.OP.01, Shift2rail & FCH 2 JU, Brussels 2019
- [172] Rossacher, T.: Postler sollen die Heizung abdrehen (Elektroautos ohne Saft), Kleine Zeitung, 03.02.2017
- [173] SAE J2719, Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles. (11.2015)
- [174] Sampson, J.: H2 Mobility Managing Director: The future has begun, Gasworld, 05.03.2019. <https://www.gasworld.com/the-future-has-begun/2016768.article> (zuletzt aktualisiert am: 28.03.2019)
- [175] Sartory M., Wallnofer-Ogris E., Salman P., Fellingner T., Justl M., Trattner A., Klell M. (2017). Theoretical and experimental analysis of an asymmetric high pressure PEM water electrolyser up to 155 bar
- [176] Sartory, M et al., Modular Concept of a Cost-Effective and Efficient On-Site Hydrogen Production Solution. In: WCX™ 17: SAE World Congress Experience, APR. 04, 2017: SAE (SAE Technical Paper Series)
- [177] Sartory, M.: Technische, rechtliche und ökonomische Analyse eines skalierbaren Anlagenkonzepts für die dezentrale Wasserstoffversorgung. Dissertation TU Graz. September 2018
- [178] Satayapal, S.: Setting the Stage: Enabling Hydrogen and Fuel Cells progress Through Global Cooperation, IPHE Industry and Policy Forum, Vienna, Austria, 10.04.2019
- [179] Schenk, J.: Persönliche Mitteilung an Wancura, H., Curriculum Vorbereitungsmeeting Projekt „Hydrovation“, 24.04.2017

- [180] Schienen-Control GmbH,
<http://www.schienecontrol.gv.at/de/wettbewerbsregulierung.html>.
(zuletzt aktualisiert am: 30.10.2018)
- [181] Schimanofsky, A.: A Reduced Scale Mobile HFC Power Generating Unit for a Hybrid Propulsion System of a Park Railway Train, 13th International Hydrail Conference, Rome, June 6-8, 2018
- [182] Schmelz, E. (Mitgliederservice WK NÖ): Mailübermittlung von Mitgliederstatistiken für das Personenbeförderungsgewerbe mit PKWs, E-Mail an Wancura, H., erhalten am 21.02.2019
- [183] Schmid, A.: BP, Shell & Co: Grüner Wasserstoff für Raffinerien, Edison Handelsblatt. <https://edison.handelsblatt.com/erklaeren/bp-shell-und-co-gruener-wasserstoff-fuer-raffinerien/23727522.html>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [184] Schreiner, H., Fleischhacker, N.: Zillertalbahn 2020+ - Energieautonom mit Wasserstoff, ETR Austria | Wissen Juni 2018.
<https://www.zillertalbahn.at/data.cfm?vpath=ma-wartbare-inhalte/ma-downloadfiles/quelle-etr-juni-2018-nr-6-wwweureilpressede-etr>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [185] Schuhmann, M.: Taxigewerbe OÖ, Datenauswertung der WKOÖ Beförderungsgewerbe mit PKW. Mitgeteilt via E-Mail an Wancura, H., erhalten am 25.02.2019
- [186] Shell Deutschland Oil GmbH: Weltgrößte Wasserstoffelektrolyse entsteht in der Rheinland Raffinerie. <https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2018/weltweit-groeste-wasserstoff-elektrolyse-anlage-rheinland.html> (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [187] Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂, <https://www.shell.de/>. (zuletzt aktualisiert am: 07.05.2018)

- [188] Siemens AG, <https://www.siemens.com/>. (zuletzt aktualisiert am: 02.05.2018)
- [189] Siemens Mobility GmbH. <https://w5.siemens.com>. Siemens erhält Förderzusage für Entwicklung von Brennstoffzellenantrieb für Züge, Press Release, 26.02.2018. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [190] Singer, M., Kuzamnow, N. Fallstricke im Vergaberecht, Seminarpräsentation Innsbruck, 18.04.2017, Jarolim Flitsch 2017
- [191] Sir Morse, A.: National Audit Office: Department for Transport and Network Rail – Modernising the Great Western railway, NAO, Report No. 11314 11/16, London 04.11.2016
- [192] Skeleton Technologies. www.skeletontech.com/170V-modules. (zuletzt aktualisiert am: 30.05.2019)
- [193] Smith, R.F. et al: Electrification of the freight train network from the Ports of Los Angeles and Long Beach to the Inland Empire; Final Report on Prime Award no 65⁸0244; Sub-award No. GT 70770, California Dept. of Transportation; California State Polytechnic University, Pomona, CA; May, 2008
- [194] Smolinka T, Voglstätter C. Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität. Entwicklungsstand und Forschungsbedarf.
- [195] Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Zimmermann, F. (2018). NOW GmbH. (B. f. (BMVI), Hrsg.). https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 09.05.2019)
- [196] Spitzer, J., Jungmeier, G.: H2-Forschung beim Joanneum Research – Entwicklung und Demonstration, A3PS Präsentation am 13.12.2003, Tech Gate Vienna

- [197] Staffell, Iain and Pfenninger, Stefan (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, pp. 1224-1239. doi: [10.1016/j.energy.2016.08.068](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068)
- [198] Stagl, J.: Liquefied natural gas could help railroads reap locomotive benefits if regulatory, technical issues are resolved, *Progressive Railroading*, March 2014.
https://www.progressiverailroading.com/bnsf_railway/article/Liquefied-natural-gas-could-help-railroads-reap-locomotive-benefits-if-regulatory-technical-issues-are-resolved--39693. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [199] Stiller, C.: Nutzung von konventionellem und grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie, (Kapitel 10); in: Töpler, J., Lehman, J.: *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, Springer Verlag, 2013, ISBN 3642374158, S. 175-188
- [200] Stolten, D. (2010). *Hydrogen and Fuel Cells: Fundamentals, Technologies and Applications*, 1. Auflage, Wiley-VCH-Verlag GmbH & Co. KG, Weinheim ISBN 978-3-527-32711-9.
- [201] Striednig, M, Brandstätter, S., Sartory, M., Klell, M. (2014). Thermodynamic real gas analysis of a tank filling process, *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol.39, pp. 8495–8509.
- [202] Suzhou Jingli Hydrogen Production Equipment Co., Ltd, <http://www.jingli-hydrogenplant.com/>. (zuletzt aktualisiert am: 02.05.2018)
- [203] *Tiroler Tageszeitung*. Acht Wasserstoffzüge kosten Zillertalbahn 80 Mio. Euro, 01.06.2018.
<https://www.tt.com/wirtschaft/standorttirol/14420615/acht-wasserstoff-zuege-kosten-zillertalbahn-80-mio-euro>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [204] Topham, G.: Cost of Great Western mainline electrification project triples to £2.8bn, *The Guardian* 21.10.2015.

- <https://www.theguardian.com/uk-news/2015/oct/21/cost-to-electrify-great-western-mainline-triples-to-28bn-risking-other-schemes>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [205] Toyota Motor Corporation, <http://www.toyota.com>, <https://www.toyota.at/new-cars/new-mirai/index.json#1>. (zuletzt aktualisiert am: 04.09.2018)
- [206] Toyota Motor Corporation, <https://www.toyota-global.com/>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [207] TU Wien, Fachbereich Law: Rechtsstellung und Wirkung örtlicher Raumordnungsprogramme. Starkstromwege-Recht. http://p2.iemar.tuwien.ac.at/p2_10_schwechat/downloads/Recht/R5_LA_W_ss11_Raumordnungsprogramm_Stromwege.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 18.10.2018)
- [208] Typenblatt ÖBB Desiro Reihe 5022. www.bahnnews-austria.at/downloads/sonstiges/Desiro_5022.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 11.03.2019)
- [209] Umweltbundesamt GmbH, <http://www.umweltbundesamt.at/>. (zuletzt aktualisiert am: 13.11.2018)
- [210] UN - United Nations. Paris Accord, UN Treaty Collection, https://treaties.un.org/doc/Treaties/2016/02/20160215%2006-03%20PM/Ch_XXVII-7-d.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 27.05.2019)
- [211] vagonWEB. <https://www.vagonweb.cz/>. (zuletzt aktualisiert am: 27.11.2018)
- [212] Van Hool NV, <https://www.vanhool.be/>. (zuletzt aktualisiert am: 11.09.2018)
- [213] VAN LEEUWEN, C. und A. ZAUNER, 2018. STORE&GO - Deliverable D8.3. Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU.

- [214] Vantuono, W.: Florida East Coast Railway converts locomotive fleet to LNG, International Rail Journal, Nov.13, 2017.
<https://www.railjournal.com/regions/north-america/florida-east-coast-railway-converts-locomotive-fleet-to-lng/>. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [215] Värriyinen, A.: Leclanché, Lithium-ion batteries for mobile applications, Presentation (Public Version) am ECV Final Seminar & Nordic Electric Bus Initiatives 2, Helsinki, Finland, 11-12 May, 2016
- [216] Veit, P.; Neuhold, J.; Smoliner, M.: Eisenbahnwesen. Grundlagen 1 - Vorlesungsskriptum LV 211.301. TU Graz. 2018/2019
- [217] Verbund AG: H2Future-Clippings-20170207-08
- [218] Verkehrsverbund Ostregion: Zahlenspiegel 2016. Zahlen, die den VOR bewegten.
https://www.vor.at/fileadmin/CONTENT/Downloads/Folder/Zahlenspiegel/Zahlenspiegel_2016.pdf. (zuletzt aktualisiert am: 14.02.2019)
- [219] Viessmann, <https://www.viessmann.at/>. (zuletzt aktualisiert am: 03.09.2018)
- [220] VOR – Verkehrsverbund Ost-Region.
<https://www.vor.at/fileadmin/CONTENT/Downloads/Folder/AST/AST-Poechlarn.pdf>. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)
- [221] Walenta, K. (ÖBB-Produktion GmbH): Vergleich 2017 auf 2018, E-Mail an Wancura, H., erhalten am 14.05.2019
- [222] Wancura, H. et al: Bulk Hydrogen On Rail -Techno-ökonomische Feasibility, Graz, 2018
- [223] Wancura, H: Wasserstoff – Mobile Anwendungen, On-Highway Applikationen, Lehrvortrag an der FH Campus Wien.

- [224] Weber, K.H., 2016. Engineering verfahrenstechnischer Anlagen. Praxishandbuch mit Checklisten und Beispielen. 2. Auflage. Heidelberg: SpringerVieweg. ISBN ISBN 978-3-662-52896-9.
- [225] Welsch, I., Siegwart, M. Vertragsänderungen auch nach dem Zuschlag möglich, Der Standard, Wirtschaftsrecht, 17.06.2008
- [226] WERNER, S., 2016. European District Heating Price Series. Report 2016:316. ISBN 978-91-7673-316-5.
- [227] Wiener Neustadt Abfallwirtschaft: Aktualisierte Umwelterklärung 2018, Wiener Neustädter Stadtwerke und Kommunalservice GmbH, Steinabrückl, 2019 <https://www.wiener-neustadt.at/de/service/unternehmen/file/D/files/drive/wrn/content/service/umwelt-abfall/abfallwirtschaft/umwelterkl2018.pdf>. (zuletzt aktualisiert am: 11.02.2019)
- [228] Wiener Neustadt Abfallwirtschaft: Umwelterklärung 2013, Wiener Neustädter Stadtwerke und Kommunalservice GmbH, Steinabrückl, 2014. <https://www.wiener-neustadt.at/de/service/abfallwirtschaft>. (zuletzt aktualisiert am: 11.02.2019)
- [229] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. https://de.wikipedia.org/wiki/ÖBB_X554.3 (zuletzt aktualisiert am: 26.05.2019)
- [230] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. https://de.wikipedia.org/wiki/ÖBB_X630 (zuletzt aktualisiert am: 26.05.2019)
- [231] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Van_Hool_A330-HC2o.jpg. (zuletzt aktualisiert am: 26.05.2019)
- [232] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. <https://de.wikipedia.org/wiki/ÖBB-Postbus>. (zuletzt aktualisiert am: 26.05.2019)

- [233] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie.
https://de.wikipedia.org/wiki/China_Railway_High-Speed. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [234] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie.
https://de.wikipedia.org/wiki/MTAB_IORE. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [235] Wikipedia – Die freie Enzyklopädie.
https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_locomotives_in_China. (zuletzt aktualisiert am: 08.05.2019)
- [236] Wilhelm Welser Verkehrsbetriebe GmbH. Fahrpläne Wilhelm Welser.
<https://wwt-traun.jimdo.com/fahrpl%C3%A4ne/>. (zuletzt aktualisiert am: 10.12.2018)
- [237] Wurster R., Schmidtchen U: DWV. Wasserstoff-Sicherheits-Kompendium, November 2011
- [238] Yang Hao: Graphene based Supercapacitors for Energy Storage Applications, Thesis, The Ohio State University, Graduate Program in Electrical and Computer Engineering, August 2013
- [239] Zöchmeister, K. (Rail Cargo Austria AG): AW: HyTrail - Unterlagen und Anregung für eine "Zusatzleistung", E-Mail an Wancura, H., erhalten am 21.05.2019
- [240] Zöchmeister, K. (Rail Cargo Austria AG): WG: Dieserverbrauch 2016, E-Mail (Weiterleitung) an Wancura, H., erhalten am 05.11.2018
- [241] Zöchmeister, K. (Rail Cargo Austria AG): WG: Fahrzeuganzahl etc. für HyTrail, E-Mail Weiterleitung eines E-Mails von Herrn Klug ÖBB REQ, erhalten von Wancura, H. 03.06.2019
- [242] Zöchmeister, K. (Rail Cargo Austria AG, für ÖBB-Personenverkehr AG Priessnitz, M.): Persönliche Mitteilung am 19.12.2018

- [243] Zöchmeister, K. (Rail Cargo Austria AG, für ÖBB-Produktion GmbH). Diesel_Auswertung_Einkauf2017.xlsx, E-Mail an Wancura, H., erhalten am 22.03.2019
- [244] Kuralovics, R. (ÖBB Infrastruktur AG): AW: HYTRAIL Dieseltraktion Fragen Nachtrag, E-Mail an Wancura, H. erhalten am 18.07.2019
- [245] Railway Pro: Stadler wins battery-train contract in Germany, 02.07.2019 via <https://www.railwaypro.com/wp/stadler-wins-battery-train-contract-in-germany/> last Update 05.07.2019
- [246] Abbildung zu BNSF Hydrogen Shunter: (Bild Copyright: Nathan Zachman) www.trainweb.org/greengoats/bnsf/1205.html letztes Update 19.07.2019