



Ergebnisbericht

Studie

Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene

Im Auftrag des:



Koordiniert durch:



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
Symbolverzeichnis.....	X
Autoren.....	11
▪ Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.....	11
▪ Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.....	11
▪ SIGNON Deutschland GmbH.....	11
▪ TÜV SÜD Rail GmbH.....	11
▪ Becker Büttner Held.....	11
▪ IFOK GmbH.....	11
Disclaimer.....	11
Einleitung.....	13
I. Themengebiet Infrastruktur.....	15
1.1. Identifikation und Darstellung von Wasserstoffquellen.....	15
1.1.1. Identifikation und Darstellung von Wasserstoffquellen.....	15
1.1.2. Erfassung nicht elektrifizierter Bahnstrecken mit H ₂ -Versorgungsmöglichkeiten.....	19
1.1.3. Wasserstoff/Brennstoffzellen-Pilotprojekte für den Schienenverkehr in Deutschland..	21
1.2. Entwicklung und Bewertung von Konzepten zur Wasserstoffbereitstellung für den Schienenverkehr.....	42
1.2.1. Darstellung grundsätzlich geeigneter Versorgungskonzepte (Wasserstoff-Quelle und Distribution).....	42
1.2.2. Darstellung der ausgewählten H ₂ -Bereitstellungspfade mit dazugehörigen Tankstellenkonzepten.....	48
1.2.3. Bewertung der H ₂ -Bereitstellungskonzepte.....	56
II. Themengebiet Technische Voraussetzungen.....	74
2.1. Grundlegende sicherheitsrelevante Eigenschaften von Wasserstoff.....	74
2.2. Basis-Anforderungen an den Hersteller der GH ₂ -Füllanlage.....	74
2.3. Anforderungen an den Betreiber der GH ₂ -Füllanlage.....	75
2.4. Grundlegende Gefährdungen.....	76
2.5. Planung und Konzeption der Tankstelle oder Gasfüllanlage.....	78
2.6. Festlegung und Zoneneinteilungen von explosionsgefährdeten Bereichen.....	85
2.7. Spezielle Anforderungen für die Festlegung von Angriffswegen zur Brandbekämpfung.....	87
2.8. Spezielle Anforderungen an den Blitz- und Überspannungsschutz.....	87
2.9. Spezielle Anforderungen an die Aufstellung.....	88
2.10. Elektrotechnische Anforderungen (Wasserstofftankstelle).....	90

2.11.	Zusatz-Anforderungen bahnspezifische Einflussnahme.....	91
2.12.	Wartung und Instandhaltung	94
2.13.	Kriterien für die Standortplanung	94
III.	Themengebiet Betrieb.....	96
3.1.	Fahrzeugeinsatz- und -umlaufplanung.....	96
3.2.	Referenzstrecken.....	102
3.3.	Zusammenfassender Vergleich der Antriebsarten.....	111
IV.	Themengebiet Rechtliche Rahmenbedingungen	113
4.1.	Rechtliche Rahmenbedingungen für die Wasserstoff-Bereitstellung.....	113
4.1.1.	Ausgangspunkt	113
4.2.	Zulassungsverfahren.....	113
4.2.1.	Zulassung von Wasserstoff-Tankstellen im Straßenverkehr	113
4.2.2.	Rechtsgrundlage für die Genehmigung von Eisenbahntankstellen im Allgemeinen ...	115
4.2.3.	Anwendbarkeit der allgemeinen Genehmigungsvoraussetzungen für Eisenbahntankstellen auf das Medium „Wasserstoff“.....	125
4.2.4.	Verfahrensablauf	126
4.2.5.	Betrieb von Tankstellen für Eisenbahnen.....	126
4.2.6.	Genehmigung für Wasserstoff-Erzeugungseinheiten nach dem BImSchG	127
4.2.7.	Sicherheitstechnische Fragen und arbeitsschutzrechtliche Aspekte	137
4.2.8.	Vergaberecht	144
4.2.9.	EEG-Regelungen und energierechtliche Aspekte für die ausgewählten Versorgungskonzepte.....	151
4.2.10.	Rechtliche Anforderungen für Betrieb der Schienenfahrzeuge	163
4.2.11.	Haftungsfragen im Zusammenhang mit der Wasserstoff-Bereitstellung	174
4.2.12.	Darstellung möglicher Beschaffungs- und Realisierungsmodelle	176
4.2.13.	Darstellung möglicher Beschaffungs- und Realisierungsmodelle	179
4.2.14.	Darstellung und Analyse möglicher Beschaffungs- und Realisierungsmodelle.....	181
4.2.15.	Beschaffung mit separater Vergabe der Wasserstoff-Versorgung	183
4.2.16.	Alternative Realisierungsmodelle.....	186
4.2.17.	Fazit	196
4.3.	Hürden für einen wirtschaftlichen Betrieb von Brennstoffzellen-Fahrzeugen	197
4.3.1.	Abschätzung Wirtschaftlichkeit.....	198
4.3.2.	Hürden für den wirtschaftlichen Betrieb.....	211
V.	Themengebiet Akzeptanz und Synergien.....	215
5.1.	Akzeptanz-Management und Bürgerbeteiligung	215
5.1.1.	Einführung und Ausgangssituation.....	215
5.1.2.	Teil 1: Grundlagen guter Öffentlichkeitsbeteiligung	216

5.1.3.	Teil 2: Strategisches Akzeptanz-Management	222
5.1.4.	Teil 3: Einführungskampagne	239
5.1.5.	Empfehlungen für das weitere Vorgehen	245
5.1.6.	Zusammenfassung des Abschnitts Akzeptanz und Synergien	245
5.2.	Nutzung von Synergien und Anpassungsbedarf.....	247
5.2.1.	Synergien mit Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstofftankstellen für den Straßenverkehr	247
5.2.2.	Synergien mit dem Stromsystem	251
5.2.3.	Perspektiven für ein übergreifendes Modellprojekt	252
VI.	Fallstudie Bremervörde	256
6.1.	Einführung und Ausgangslage	256
6.1.1.	Konzept.....	256
6.1.2.	Die Akteure und Aufgaben	256
6.1.3.	Vorbereitende Schritte	258
6.1.4.	Umsetzung und Betrieb.....	266
VII.	Fazit und Empfehlungen.....	272
	Literatur.....	274
	Impressum.....	276

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wasserstofferzeugung bzw. -nutzung in Deutschland, 2015; Darstellung: LBST; Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST	16
Abbildung 2:	Interpretationsspielräume bei Definition und Abgrenzung von Merchant und Nebenprodukt H ₂	17
Abbildung 3:	Standorte der Wasserstoffnutzung bzw. -erzeugung in Deutschland 2015; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST	18
Abbildung 4:	Übersicht der nicht-elektrifizierten Bahnstrecken und H ₂ -Quellen in Deutschland; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	20
Abbildung 5:	Übersicht der geplanten H ₂ /BZ-Pilotprojekte sowie weiterer H ₂ -Quellen und Nutzung in Deutschland; Quellen: Persönliche Informationen aus Ländergesprächen im Rahmen dieses Projektes; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	22
Abbildung 6:	Designbild des Coradia LINT 54, Basis für den zukünftigen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug; Coyright Alstom	23
Abbildung 7:	Geplante und potenziell interessante H ₂ /BZ-Pilotprojekte in Niedersachsen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	24
Abbildung 8:	Niedersachsen: geplanter Streckenverlauf des Pilotprojekts „Bremervörde“; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	26
Abbildung 9:	Geplante und potenziell interessante H ₂ /BZ-Pilotprojekte in Baden-Württemberg; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	27
Abbildung 10:	Baden-Württemberg: geplanter Streckenverlauf des Pilotprojekts „Ortenau-Bahn“; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	30
Abbildung 11:	Geplantes H ₂ /BZ-Pilotprojekt in Hessen mit Standorten; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	31
Abbildung 12:	Hessen: mögliche Streckenverläufe des H ₂ /BZ-Pilotprojektes; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	34
Abbildung 13:	Geplante und potenziell interessante H ₂ /BZ-Pilotprojekte in Nordrhein-Westfalen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	35
Abbildung 14:	Nordrhein-Westfalen: geplanter Streckenverlauf des H ₂ /BZ-Pilotprojektes; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	37
Abbildung 15:	Schleswig-Holstein – potenzielle Regionen für den Einsatz von H ₂ /BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	38
Abbildung 16:	Bayern – potenzielle Regionen für den Einsatz von H ₂ /BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	39
Abbildung 17:	Sachsen / Sachsen-Anhalt – potenzielle Regionen für den Einsatz von H ₂ /BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	40
Abbildung 18:	Brandenburg – potenzielle Regionen für den Einsatz von H ₂ /BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon	41
Abbildung 19:	Erwartete Entwicklungsbandbreite der Investitionskosten (links) und der spezifischen Energieverbräuche (rechts) für alkalische und PEM Elektrolyse; Mittlerer Erwartungswert als Linie dargestellt; nach [Bertuccioli et al. 2014]	43
Abbildung 20:	Mögliche H ₂ -Bereitstellungspfade basierend auf Wasser-Elektrolyse	46
Abbildung 21:	Mögliche H ₂ -Bereitstellungspfade basierend auf Erdgas-Dampfreformierung	46
Abbildung 22:	Mögliche H ₂ -Bereitstellungspfade basierend auf Nebenprodukt-Wasserstoff	46
Abbildung 23:	Wasserstoffbereitstellung per Onsite-Elektrolyse	49
Abbildung 24:	Wasserstoffbereitstellung aus zentralem Dampfreformer mit LKW-Anlieferung von Flüssigwasserstoff	50

Abbildung 25: Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff mit Druckgastrailern.....	51
Abbildung 26: Bereitstellung von gasförmigem Nebenprodukt-Wasserstoff per Bahntransport.....	53
Abbildung 27: Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff über eine Rohrleitung	54
Abbildung 28: Gegenüberstellung der notwendigen Investitionskosten in verschiedene Betankungsanlagen.....	59
Abbildung 29: Gegenüberstellung der spezifischen Kapitalkosten	59
Abbildung 30: Gegenüberstellung der spezifischen Betriebs- und Wartungskosten	60
Abbildung 31: Gegenüberstellung der spezifischen Gesamtkosten der Betankungsanlage	61
Abbildung 32: Gegenüberstellung des Flächenbedarfs einzelner Versorgungspfade	62
Abbildung 33: Kostenanteile „Erzeugung & ggf. Reinigung“ und „Konditionierung & Transport“	65
Abbildung 34: Gegenüberstellung der Kraftstoffkosten.....	66
Abbildung 35: Entwicklung der Dieselmotorkosten zwischen 2012 und 2015	67
Abbildung 36: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Druckwasserstoff (CGH ₂) im Vergleich zu Diesel aus konventionellem Rohöl.....	69
Abbildung 37: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ für Druckwasserstoff (CGH ₂) im Vergleich zu Diesel aus konventionellem Rohöl	71
Abbildung 38: Gefährdungsbereich bei Ableitungsbetrieb.....	92
Abbildung 39: Schutzmaßnahmen von Gleisanlagen für brennbare Flüssigkeiten oder Gase in explosionsgefährdeten Bereichen	93
Abbildung 40: Designbild des Coradia LINT 54, Basis für den zukünftigen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug; Coyright Alstom	97
Abbildung 41: Unterbringung der Brennstoffzellenantriebskomponenten im Triebwagen Coradia iLint 54 (Quelle: Alstom)	98
Abbildung 42: Prinzipbild der Busbetankung (Quelle: Weh)	99
Abbildung 43: Zapfsäule und Füllkupplung für die Betankung von Bussen in Hamburg Oberbaumbrücke (Quelle: Signon).....	99
Abbildung 44: Position der Einfüllstutzung zur Wasserstoffbetankung (Quelle: Alstom).....	100
Abbildung 45: Details des H ₂ -Einfüllstutzens (Quelle: Weh).....	100
Abbildung 46: Details zur H ₂ -Füllkupplung (Quelle: Weh).....	101
Abbildung 47: Wasserstoff-Dispenser (Quelle: Weh).....	101
Abbildung 48: Wesentliche Leistungsbausteine im Spektrum zwischen Aufgabenträger und EIU	182
Abbildung 49: Leistungsbausteine bei separater Vergabe der Wasserstoff-Versorgung	183
Abbildung 50: Leistungsbausteine der EVU im Rahmen einer konventionellen Beschaffung	184
Abbildung 51: VRR-Modell	188
Abbildung 52: RRR-Modell	190
Abbildung 53: Fahrzeug-Dienstleistungsmodell	191
Abbildung 54: Betreiber- bzw. Konzessionsmodell Wasserstoffversorgung	192
Abbildung 55: Leistungsbausteine der Wasserstoff-Versorgung als Paketvergabe	194
Abbildung 56: LNVG-H ₂ -Modell	194
Abbildung 57: Das Arbeitspaket zum Akzeptanz-Management und zur Bürgerbeteiligung in drei Teilen	216
Abbildung 58: Das Beteiligungsparadox	217
Abbildung 59: Verzahnung von formeller und informeller Beteiligung	219
Abbildung 60: Wahrnehmung und Kosten von Projekten ohne und mit informellen Beteiligungsverfahren.....	220
Abbildung 61: Erfolgsfaktoren für gute Öffentlichkeitsbeteiligung nach Konzeption und Umsetzung	222
Abbildung 62: Das Vorgehen zu Teil 2 in der Übersicht	223
Abbildung 63: Meilensteinplanplan mit Maßnahmen	241
Abbildung 64: Vergleich Komponentenbedarf BZ-Schienenfahrzeug zu BZ-Bussen	249
Abbildung 65: Synergien bezüglich relevanter H ₂ -Komponenten bis 2020/2021 in Europa	250
Abbildung 66: Mögliche Betreiberstruktur in Niedersachsen	259
Abbildung 67: Kostenbetrachtung Fallstudie.....	266
Abbildung 68: Anordnung der Komponenten der Wasserstoff-Betankungsanlage auf dem Gelände des Triebfahrzeugbetreibers.....	270

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Verwendete Datengrundlagen zur Ermittlung der Wasserstoffquellen / Mengen des genutzten Wasserstoffs in Deutschland 2015.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabelle 2: Bahnstrecken nach Bundesländern (Sortiert nach Anteil Bahnstrecken nicht elektrifiziert: Quelle: [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon</i>	<i>21</i>
<i>Tabelle 3: Relevante Orte in Niedersachsen für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabelle 4: Relevante Orte in Baden-Württemberg für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten</i>	<i>28</i>
<i>Tabelle 5: Relevante Orte in Hessen für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten</i>	<i>33</i>
<i>Tabelle 6: Relevante Orte in Nordrhein-Westfalen für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten</i>	<i>35</i>
<i>Tabelle 7: Kurzübersicht über verschiedene Druckbehältertypen</i>	<i>43</i>
<i>Tabelle 8: Vor- und Nachteile der Wasserstoffversorgung durch Onsite-Elektrolyse.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabelle 9: Vor- und Nachteile einer H₂-Versorgung mit flüssigem Wasserstoff.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabelle 10: Vor- und Nachteile einer Versorgung mit Nebenprodukt-Wasserstoff per LKW-Anlieferung.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabelle 11: Vor- und Nachteile einer Versorgung mit Nebenprodukt-Wasserstoff per Bahn-Anlieferung.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabelle 12: Vor- und Nachteile einer Versorgung mit Nebenprodukt-Wasserstoff über eine Rohrleitung</i>	<i>54</i>
<i>Tabelle 13: Übersicht über die wichtigsten verwendeten Literaturquellen.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabelle 14: Spezifische Zusatzkosten für die lokale Bevorratung von Flüssigwasserstoff.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabelle 15: Lagermenge und lokale Wasserstoffherzeugung für die unterschiedlichen Betankungskonzepte</i>	<i>64</i>
<i>Tabelle 16: Treibhausgaspotenzial verschiedener Treibhausgase [IPCC 2007], [IPCC 2013]</i>	<i>67</i>
<i>Tabelle 17: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Druckwasserstoff (CGH₂) im Vergleich zu Diesel aus konventionellem Rohöl (g CO₂-Äquivalent/MJ).....</i>	<i>70</i>
<i>Tabelle 18: Übersicht Pfadanalysen.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabelle 19: Angaben zur Stoffcharakteristik (Gase und Kraftstoffe).....</i>	<i>74</i>
<i>Tabelle 20: Technische Parameter der Fahrzeuge (Angaben vom Hersteller).....</i>	<i>97</i>
<i>Tabelle 21: Vergleich der Antriebsarten nach Referenzstrecken.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabelle 22: Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsabschätzung für den Base Case (EUR-Angaben netto)</i>	<i>202</i>
<i>Tabelle 23: Wirtschaftlichkeitsabschätzung für den Base Case der Infrastrukturen (EUR-Angaben netto)</i>	<i>203</i>
<i>Tabelle 24: Best Case und Worst Case Szenario der Wasserstoff-Infrastruktur (EUR-Angaben netto).....</i>	<i>207</i>
<i>Tabelle 25: Gesamtergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung (EUR-Angaben netto), Darstellung ohne Sensitivitätsanalyse.....</i>	<i>210</i>
<i>Tabelle 26: Besonders relevante Aspekte des Akzeptanz-Managements.....</i>	<i>225</i>
<i>Tabelle 27: Auslegung der Tankanlage - Bedarfsermittlung</i>	<i>267</i>
<i>Tabelle 28: Vergleich der Anlieferungsvarianten.....</i>	<i>268</i>

Abkürzungsverzeichnis

a.F.	alte Fassung
Abb.	Abbildung
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
AEL	alkalische Elektrolyse
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
AT	Aufgabenträger
Aufl.	Auflage
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
Az.	Aktenzeichen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAFO	Best and final offer (Wirtschaftlichstes rechtsgeschäftliches Angebot)
BAG	Bundesarbeitsgemeinschaft
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BBergG	Bundesberggesetz
BFH	Bundesfinanzhof
BFO	Bundesfachplan Offshore
BGBI	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BiokraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
BiomasseV	Biomasseverordnung
BMF	Bundesministeriums der Finanzen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BVerfGE	Bundesverfassungsgericht
BZ	Brennstoffzelle
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
d.h.	das heißt
DC	Gleichstrom (Direct Current)
EE	erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEGasG	Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EEX	European Energy Exchange
efzn	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
EG	Europäische Gemeinschaft
EIU	Schieneinfrastruktur
EL	Elektrolyse
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof

EVU	Eisenbahnverkehrsunternehmen
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
ff.	fortfolgende
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GG	Grundgesetz
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas und Dampf
HB	Freie Hansestadt Bremen
HE	Hessen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Freie und Hansestadt Hamburg
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
i. e. S.	im engeren Sinne
i. S. d.	im Sinne der/des
i. w. S.	im weiteren Sinne
i.H.	in Höhe
i.V.m.	in Verbindung mit
inkl.	inklusive
Internat.	International
ISO	Internationale Organisation für Normung
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KG	Kammergericht
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LAK	Länderarbeitskreis
lit.	Buchstabe (lat. littera)
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LNVG	Landesnahverkehrsgesellschaft Niedersachsen
MGV	Marktgebietsverantwortliche
MS	Mittelspannung
n.a.	nicht angegeben (not applicable)
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NdsBVOT	Niedersächsische Tiefbohrverordnung
NEP	Netzentwicklungsplan
NI	Niedersachsen
NNE	Netznutzungsentgelte
Nr.	Nummer
NRW	Nordrhein-Westfalen
NS	Niederspannung
NTC	Stromübertragungskapazitäten (Net Transfer Capacity)
NVP	Netzverknüpfungspunkt
o.g.	oben genannt
OLG	Oberlandesgericht
ONEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖPP	Öffentlich-Private-Partnerschaft
PEM-EL	Polymermembranelektrolyse (Polymer Electrolyte Membrane)
PKW	Personenkraftwagen
POX	partielle Oxidation
PSW	Pumpspeicherkraftwerk

PV	Photovoltaik
Rn.	Randnummer
ROG	Raumordnungsgesetz
RohrFLtgV	Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen
RRX	Rhein-Ruhr-Express
S.	Seite
s.	siehe
SH	Schleswig-Holstein
SMR	Erdgasdampfreformer (Steam Methane Reformer)
sog.	sogenannt
SPNV	Schienegebundener Personennahverkehr
SPV	Special Purpose Vehicle (Projektgesellschaft)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
Tab.	Tabelle
THG	Treibhausgas
ÜBN	Übertragungsnetzbetreiber
Urt.	Urteil
usw.	und so weiter
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-V Bergbau	Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben
v.	von, vom
vgl.	vergleiche
VLS	Volllaststunde
VO	Verordnung
VzG	Verzeichnis örtlich zulässiger Geschwindigkeiten
WEA	Windenergieanlage
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WS	Wertschöpfungsstufe
WZ	Wirtschaftszweig
z.B.	zum Beispiel
z.T.	zum Teil
Ziff.	Ziffer

Symbolverzeichnis

%	Prozent
§	Paragraph
€	Euro
A	Ampere
a	Jahr
CGH ₂	Druckwasserstoff (Compressed Gaseous Hydrogen)
CH ₄	Methan
cm	Zentimeter
CO	Kohlenmonoxid (= Carbon Monoxide)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid (= Carbon Dioxide)
Ct	Ct
d	Tag
EUR	Euro
g	Gramm
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff (= Hydrogen)
H ₂ O	Wasser
h _{äq}	Stundenäquivalent
kg	kg
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
l	Liter
LH ₂	Flüssigwasserstoff (Liquified Hydrogen)
MEUR	Millionen Euro
mm	Millimeter
MPa	Megapascal
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
N ₂ O	Lachgas (= Di-Nitrogenoxide)
Nm ³	Normkubikmeter
O ₂	Sauerstoff (= Oxygen)
t	Tonne
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
V	Volt

Autoren

- Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
- SIGNON Deutschland GmbH
- TÜV SÜD Rail GmbH
- Becker Büttner Held
- IFOK GmbH

Disclaimer

Diese Studie beruht auf den uns überlassenen Unterlagen und mündlich erteilten Auskünften. Für den Fall, dass der dieser Studie zu Grunde liegende Sachverhalt oder die getroffenen Annahmen unzutreffend sind oder sich ändern, kann sich dies auf die Gültigkeit der Aussagen dieser Studie auswirken. Diese Studie beruht auf dem Rechtsstand zum Zeitpunkt des Datums dieser Studie und gibt unsere Interpretation der relevanten gesetzlichen Bestimmungen und die hierzu ergangene Rechtsprechung wieder. Im Zeitablauf treten Änderungen bei Gesetzen, der Interpretation von Rechtsquellen sowie in der Rechtsprechung ein. Derartige Änderungen können eine Fortschreibung dieser Studie erforderlich machen. Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass wir ohne gesonderten Auftrag nicht verpflichtet sind, diese Studie auf Grund einer Änderung der zu Grunde liegenden Fakten bzw. Annahmen oder Änderungen in der Gesetzgebung oder Rechtsprechung zu überprüfen und gegebenenfalls fortzuschreiben. Diese Studie wurde ausschließlich für unseren Mandanten im Rahmen der mit unserem Mandanten geschlossenen Mandatsvereinbarung erstellt. Sie ist nicht dazu bestimmt, Dritten als Entscheidungsgrundlage zu dienen. Dritten gegenüber übernehmen wir keinerlei Verpflichtungen, Verantwortung oder Sorgfaltspflichten (keine Dritthaftung), es sei denn, wir haben einem Dritten gegenüber im Vorhinein schriftlich etwas Abweichendes bestätigt.

Einleitung

Etwa 50 Prozent des deutschen Streckennetzes sind nicht elektrifiziert. Der Oberleitungsbau ist kostenintensiv, auf Streckenabschnitten mit geringer Auslastung unwirtschaftlich und in landschaftlich reizvollen Gebieten oftmals nicht gewollt. Gleichwohl haben Betreiber und Öffentlichkeit oftmals ein großes Interesse daran den Schienenverkehr auf solchen Strecken von Emissionen, die mit dem herkömmlichen Dieselmotor verbunden sind, zu befreien. Der Einsatz elektrischer Triebzüge mit wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen stellt hier eine interessante und erfolgversprechende Alternative dar, die die Technologieführerschaft Deutschlands weiter unterstreichen und die nötige Flexibilität in einem sich ändernden Nahverkehrssektor – insbesondere im ländlichen Raum – mit sich bringen kann.

Das Konsortium hinter dieser Studie untersuchte von Oktober 2015 bis Mai 2016 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) und der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Brennstoffzellentriebwagen in Deutschland. Derzeit entwickelt der Hersteller Alstom im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff („NIP“ – koordiniert durch die NOW) eine neue Triebzuggeneration mit Brennstoffzellenantrieb. Zwei Prototypen aus diesem Projekt sollen bereits 2017 im niedersächsischen Bremervörde zum Einsatz kommen.

Ein interdisziplinäres Konsortium, das das spezifische Know-How für die Bearbeitung der einzelnen Themenfelder bündelt hat diese Studie ausgeführt. Die zugrundeliegenden Daten wurden in Stakeholder-Interviews, Experteninterviews, eigenen Expertenschätzungen und Erhebungen zusammengetragen. Insbesondere die Analyse der Kostendaten und der Wirtschaftlichkeit basiert auf Expertenschätzungen, die für den jeweiligen Einzelfall unbedingt mit den konkreten Preisangaben der Lieferanten validiert werden muss.

In einem ersten Schritt untersucht die Studie die betrieblichen Anforderungen, welche sich aus dem Bahnbetrieb ergeben. Eine wesentliche Erkenntnis ist, dass es hinsichtlich der Umlaufplanung für die infrage kommenden Strecken in Deutschland keine operationellen Einschränkungen geben wird, da die Reichweite der Züge pro Tag bzw. Umlauf ausreichend ist. Ein Vorteil der Antriebstechnik ist die Umwandlung des Wasserstoffes in Bewegungsenergie. Außerdem kann der kombinierte Brennstoffzellen-Batterieantrieb sein Potenzial auf Strecken mit vielen Haltepunkten sowie wechselnden Höhenprofilen besonders gut ausschöpfen.

Parallel zu den betrieblichen Anforderungen wurden in der Studie sowohl die Anforderungen an die Wasserstoffbereitstellung als auch die Verfügbarkeit von Wasserstoff (Wasserstoffquellen) definiert. Dazu gehört u.a. die Identifikation von Wasserstoffquellen in der Nähe der in Frage kommenden, nicht-elektrifizierten Strecken in Deutschland sowie die Bestimmung von möglichen Versorgungspfaden. Kurzfristig wird der Bereitstellungstransport von Wasserstoff über die Straße in Tankwagen/ Tankcontainern und über Pipeline (bei bestehenden Rohrleitungen) empfohlen, mittel- bis langfristig wird ein Transport über die Schiene mit einem Kesselwagen als geeignet angesehen um keinen zusätzlichen Verkehr auf der Straße zu erzeugen. Bei einer Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen könnte zudem Onsite-Elektrolyse interessant sein. Für unterschiedliche Wasserstoff-Versorgungspfade wurden dann Energiebedarf, spezifische Anlagen- und Wasserstoffkosten sowie spezifische Treibhausgasemissionen berechnet.

Ein weiterer Schwerpunkt der Studie behandelt die rechtlichen Rahmenbedingungen insbesondere bezogen auf das Genehmigungsrecht, die Energiewirtschaft und die Beschaffung. Bis dato existierte hier noch kein eindeutiger Rechtsrahmen. Nach Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen konstatiert die Studie jedoch, dass im geltenden

Rechtsrahmen die Genehmigung von Wasserstoffeinrichtungen zur Erzeugung, zum Transport und zur Betankung gemäß entsprechender Genehmigungsverfahren bereits möglich ist. Im Rahmen einer Vergabe ist zudem eine kombinierte Ausschreibung aller Leistungen hinsichtlich der Beschaffung bis hin zur Betankung der Züge zumindest in der Einführungsphase der Technologie denkbar.

Weiterhin diskutiert die Studie auf Basis der gewonnenen Informationen, welche Finanzierungs- und Betreiberstrukturen sich verwirklichen lassen mit dem Ziel, geeignete Betreiberkonzepte aufzuzeigen. Eine Erkenntnis ist es u.a., dass der zusätzliche Leistungsbaustein „Wasserstoffversorgung“ mit Risiken verbunden ist, welche nicht bei allen in Deutschland üblichen Betreiberstrukturen optimal abbildbar sind. Eine Empfehlung wird so beispielsweise für ein solches Modell ausgesprochen, in dem der Aufgabenträger dem Eisenbahnverkehrsunternehmen einen Fahrzeugpool zur Verfügung stellt. Somit kann das Risiko für den Leistungserbringer minimiert werden und Politik und Verwaltung die Umsetzung ihrer Strategien direkt unterstützen.

Die Infrastrukturbereitstellungskosten weisen für die Wasserstoff-Infrastruktur einen Wirtschaftlichkeitsvorteil von ca. 4,8 % pro Jahr pro Zug auf (einmalige Investitionskosten für die Züge nicht inbegriffen). Geht man zusätzlich von realistischen Kostenreduktionseffekten von 15 % für die Wasserstoff-Infrastruktur in einem Zeitraum von 4-6 Jahren aus und werden die aktuellen Subventionen für den Diesel-Kraftstoff berücksichtigt, erhöht sich der Wirtschaftlichkeitsvorteil zugunsten der Wasserstoff-Infrastruktur auf ca. 23 %. Damit stellt sich die Wasserstoff-Infrastruktur im Grundszenario unter ökonomischen Gesichtspunkten zu einer interessanten und wettbewerbsfähigen Alternative gegenüber der Diesel-Infrastruktur dar.

Darüber hinaus wird innerhalb der Studie im Rahmen eines Konzepts für effektive Öffentlichkeitsbeteiligung eine Einführungskampagne mit verschiedenen öffentlichkeitswirksamen Aktivitäten vorgeschlagen. Hier liegt der Fokus auf der dringend zu klärenden Zuständigkeit für die Öffentlichkeitsarbeit auf Bundes- bzw. Landesebene und der frühzeitigen Einbindung aller relevanten Akteure für eine optimale Vorbereitung der Öffentlichkeit auf die neue Technologie.

I. Themengebiet Infrastruktur

1.1. Identifikation und Darstellung von Wasserstoffquellen

1.1.1. Identifikation und Darstellung von Wasserstoffquellen

Die Ermittlung der Wasserstoffquellen und Mengen des in Deutschland genutzten Wasserstoffs (H_2) erfolgte auf Basis verfügbarer Literaturquellen (Studien, Statistiken), Informationen der Unternehmen, der Anlagenbetreiber, Gasehersteller sowie eigener Auswertungen.

Tabelle 1: Verwendete Datengrundlagen zur Ermittlung der Wasserstoffquellen / Mengen des genutzten Wasserstoffs in Deutschland 2015

Datengrundlage	Quelle / Verfasser	Referenz
Hydrogen By-Product Sources in the European Union	Studie: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, für European Research Center Ispra, 1998	[LBST 1998]
European Hydrogen Infrastructure and Production	EU-Förderprojekt, 2007	[R2H 2007]
Wasserstoff-Infrastruktur und Marktstudie	Forschungszentrum Jülich, Wuppertal Institut	[Grube et al. 2009]
Wasserstoff-Marktstudie	Präsentation SRI Consulting	[Schlag 2009]
H_2 Production in Europe	U.S. Ministerium, 2015	[DoE 2015] [DoE 2015-1]
Windwasserstoff-Produktion in der Wirtschaftsregion Unterelbe	Studie: Ernst&Young, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und Becker Büttner & Held, Juni 2013	[EY et al. 2013]
Wasserstoffnutzung in Raffinerien	Studie: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik	[LBST 2016]
Mineralölwirtschaftsverband e.V.: Jährliche Kapazitätserhebung	Verband der Mineralölwirtschaft	[MWV 2015]
Daten zu einzelnen Unternehmensstandorten / Produktionsanlagen	Internetseiten Unternehmen, Anlagenbetreiber / Gasehersteller	Siehe Angaben Literaturverzeichnis

Grundsätzlich wird bei der Wasserstoffnutzung zwischen Nebenprodukt-Wasserstoff („By-Product H_2 “), Handelswasserstoff („Merchant H_2 “) und Industrie-/Chemie-Wasserstoff („Captive H_2 “) unterschieden. Heute werden in Deutschland ungefähr vier Millionen Normkubikmeter Wasserstoff pro Tag (4 Mio. Nm^3/d) als Nebenprodukt, vor allem bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse, erzeugt. Die Menge des an Kunden verkauften und gehandelten Wasserstoffs („Merchant H_2 “) beträgt über 7 Mio. Nm^3/d . Der größte Wasserstoffbedarf besteht jedoch heute in Raffinerien und der chemischen Industrie. Insgesamt beträgt die Menge des hierfür in Deutschland erzeugten und genutzten Wasserstoffs (H_2) über 30 Mio. Nm^3/d . Dabei erzeugen Raffinerien selbst Nebenprodukt-Wasserstoff, der vor allem beim „Cracken“ und der katalytischen Reformierung von Erdölprodukten anfällt. Jedoch kann die Menge des so erzeugten Wasserstoffs nicht den gesamten H_2 -Bedarf einer Raffinerie decken. Deshalb muss in deutschen Raffinerien mehr als ein Drittel des H_2 -Bedarfs oder 3 Mio. Nm^3/d zusätzlich erzeugt werden, v.a. durch Erdgas-Dampfreformierung vor Ort.

Der gesamte Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie, v.a. für die Ammoniak-Herstellung, beträgt über 15 Mio. Nm^3/d . Dieser Wasserstoff wird ebenfalls am Ort des Bedarfes durch Erdgas-Dampfreformierung oder aus verfügbarem Nebenprodukt-Wasserstoff aus anderen chemischen Prozessen gedeckt, zum Beispiel aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Der in Raffinerien und der chemischen Industrie erzeugte und vor Ort genutzte Wasserstoff wird auch als „Captive H_2 “ bezeichnet, da dieser das Anlagengelände nicht verlässt und auch nicht für eine weitere Nutzung zur Verfügung steht.

Abbildung 1 zeigt die Menge erzeugten bzw. genutzten Wasserstoffs in Deutschland im Jahr 2015. Obwohl Captive H_2 mit knapp 74% den größten Anteil ausmacht, stehen diese

Mengen als potenzielle H₂-Quellen für den Schienenverkehr grundsätzlich nicht zur Verfügung. Es wird erwartet, dass v.a. aufgrund der steigenden Anforderungen bei der Entschwefelung in Raffinerien, der H₂-Bedarf im Segment Captive H₂ tendenziell weiter zunehmen wird. Wichtigste Quellen für die H₂-Versorgung des Schienenverkehrs sind somit potenziell Nebenprodukt H₂ und Merchant H₂, die zusammen ca. 11 Mio. Nm³H₂/d ausmachen.

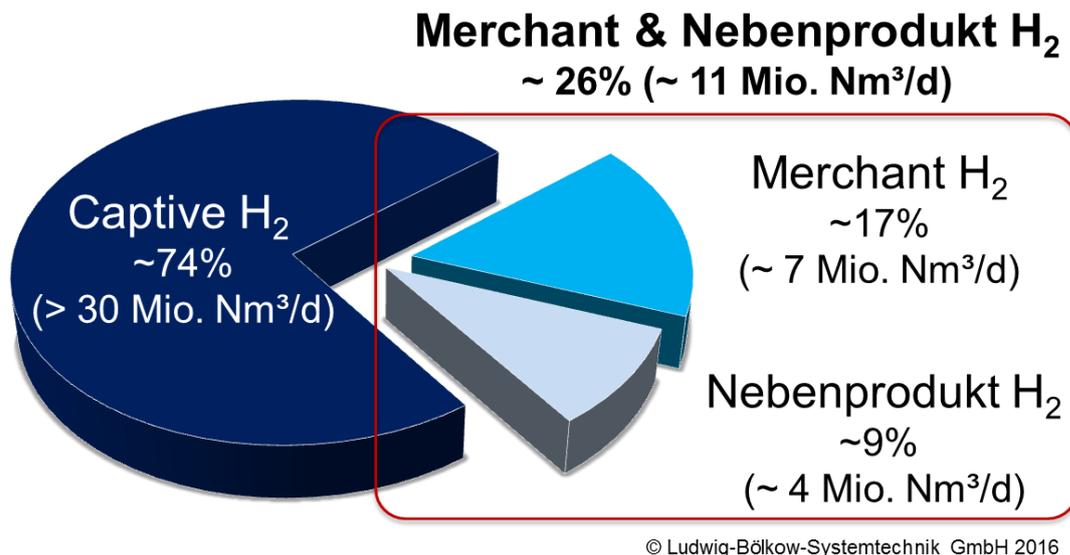


Abbildung 1: Wasserstoffherzeugung bzw. -nutzung in Deutschland, 2015; Darstellung: LBST; Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST

In manchen Fällen ist jedoch eine eindeutige Zuordnung und Abgrenzung der H₂-Erzeugung bzw. Nutzung nicht eindeutig bzw. „fließend“. Wie in Abbildung 2 dargestellt kann beispielsweise die Wasserstoffherzeugung aus einem Erdgas-Dampfreformer, der einerseits Wasserstoff für eine Raffinerie oder eine chemische Anlage und andererseits auch H₂ für den Handel erzeugt, sowohl als Captive H₂ als auch Merchant H₂ klassifiziert und in der Literatur ausgewiesen werden. Ebenso kann Nebenprodukt H₂ aus einer Chlor-Alkali-Elektrolyse-Anlage auch als Merchant H₂ geführt werden, wenn dieser Wasserstoff beispielsweise an einen Gasehersteller extern verkauft und in Flaschen oder Trailer abgefüllt bzw. in ein H₂-Rohrleitungssystem eingespeist wird. Nebenprodukt H₂ aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse kann in manchen Fällen aber auch direkt in weiteren chemischen Produktionsprozessen genutzt werden. In diesen Fällen verlässt er nicht das „Werksgelände“ und wird dann als Captive H₂ bezeichnet.

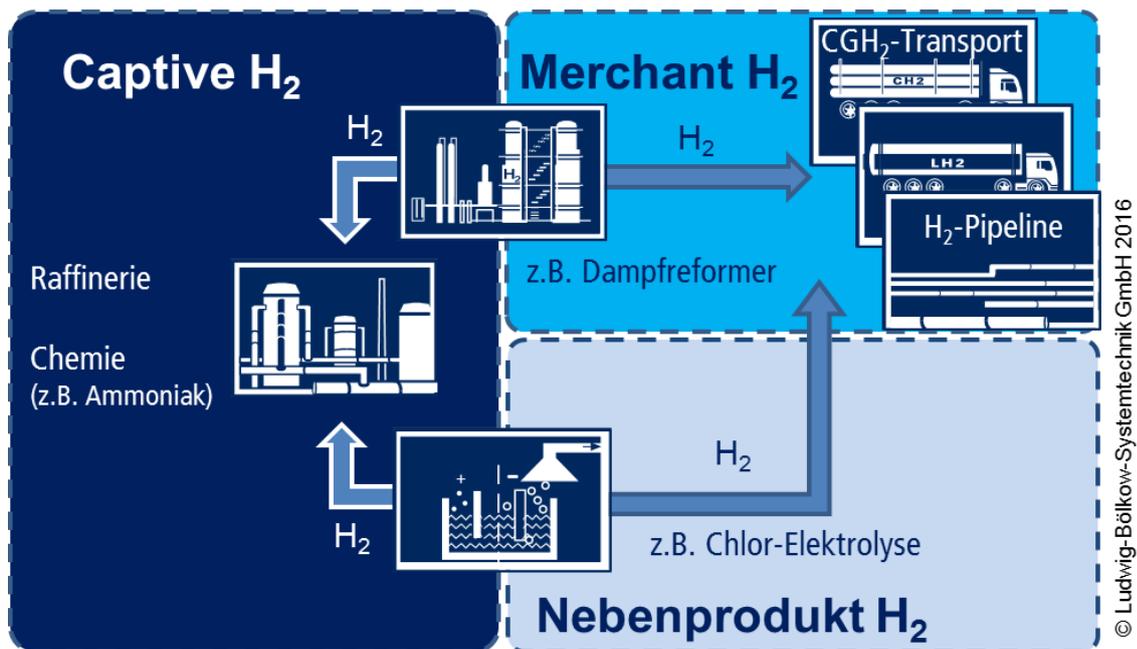


Abbildung 2: Interpretationsspielräume bei Definition und Abgrenzung von Merchant und Nebenprodukt H₂

Die Standorte und die regionale Verteilung der Wasserstoffquellen bzw. -nutzung in Deutschland nach Kategorie (Captive/Merchant/Nebenprodukt H₂) sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Karte beinhaltet auch Power-to-Gas (PtG) Demonstrationsprojekte, in denen Wasserstoff mit Hilfe der Wasserelektrolyse erzeugt wird. In Nordrhein-Westfalen betreibt die Firma Air Liquide eine 240 km lange H₂-Rohrleitung, die mit ca. einem Drittel Nebenprodukt H₂ aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse sowie zwei Drittel Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformern gespeist wird. H₂-Abnehmer sind die Chemieindustrie sowie die Stahlindustrie. In Sachsen-Anhalt betreibt die Firma Linde eine 130 km lange H₂-Rohrleitung, die verschiedene H₂-Produktions- und Nutzungsorte miteinander verbindet.

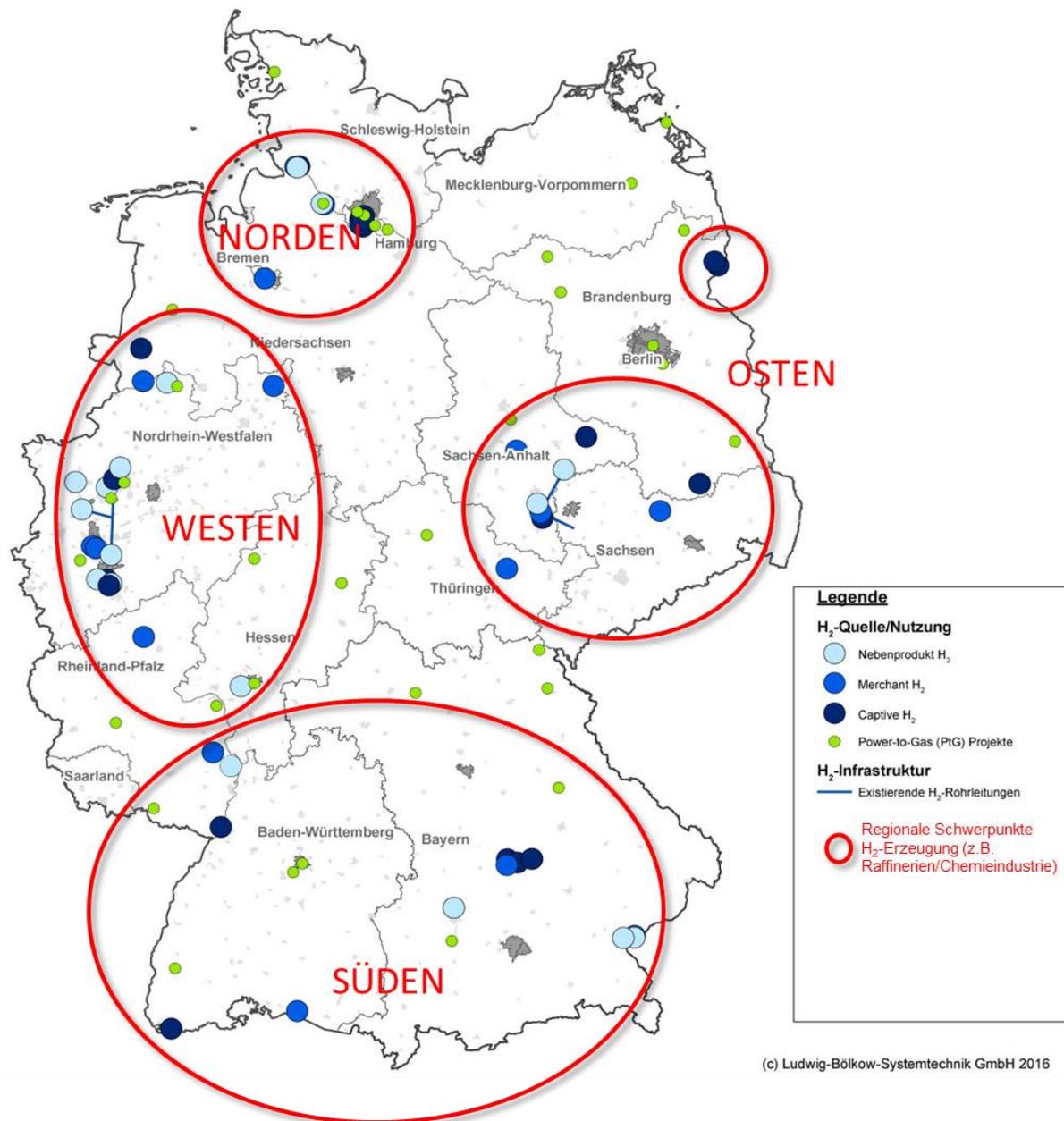


Abbildung 3: Standorte der Wasserstoffnutzung bzw. -erzeugung in Deutschland 2015; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST

Der größte Teil des in Deutschland erzeugten Wasserstoffs wird vor Ort erzeugt und direkt genutzt:

- **Captive H₂** (Anteil 74% bzw. > 30 Mio. Nm³/d):
Dieser Wasserstoff wird direkt an den Standorten der Raffinerien bzw. Chemie-/ Industrieanlagen erzeugt und genutzt. Der gasförmige Wasserstoff wird hier mittels Rohrleitungen auf dem Anlagengelände verteilt, verlässt dieses aber nicht.
- **Merchant H₂** (Anteil 17% bzw. ~ 7 Mio. Nm³/d):
Mit über 40% wird ein Großteil des gehandelten H₂ ebenfalls vor Ort beim Kunden erzeugt, z.B. durch Erdgas-Dampfreformer. Knapp 40% des verkauften H₂ in Deutschland wird über H₂-Druckflaschen bzw. Trailer an Kunden geliefert und verkauft. Rohrleitungen versorgen ca. 15% der H₂-Kunden. In Deutschland betreibt die Firma Linde außerdem eine Wasserstoff-Verflüssigungsanlage. Der Anteil des Flüssigwasserstoffs (LH₂) am verkauften H₂ beträgt ca. 5%.

- **Nebenprodukt H₂** (Anteil ~9% bzw. ~4 Mio. Nm³/d):
Ungefähr 90% des Nebenprodukt H₂ wird vor Ort in weiteren Prozessen chemisch oder energetisch genutzt oder in Abföllanlagen in Druckflaschen oder Trailer umgeföllt. Knapp 10% des Nebenprodukt H₂ werden in H₂-Rohrleitungen zur Weiterverteilung auöerhalb des Anlagengeländes eingespeist.

Im Jahr 2015 wurde in Deutschland öber 90% des Wasserstoffs aus Kohlenwasserstoffen hergestellt, ca. 9% aus Chlor-Elektrolyse und weniger als 1% aus der Wasser-Elektrolyse¹. Grundsätzlich bestimmt dabei der Produktionsprozess die H₂-Qualität und die Inhaltsstoffe. Daher ist Abbildung 3 auch ein Abbild für die Verfügbarkeit von Wasserstoff unterschiedlicher Qualität.

Da heute der Wasserstoff öberwiegend für chemische bzw. industrielle Prozesse eingesetzt wird, muss die Qualität dieses Wasserstoffs für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen öber eine Reinigung sichergestellt werden. Beispielsweise ist es notwendig, ein Synthesegas mit hohem H₂-Anteil weiter aufzubereiten, da Verunreinigungen wie Kohlenmonoxid (CO) bereits in sehr geringen Mengen zu einer Degradation bzw. Vergiftung des Katalysators von PEM-Brennstoffzellen föhren kann. Für die Bestimmung der Grenzwerte einzelner Inhaltsstoffe soll bis September 2018 eine Norm (International Standard (IS)) entwickelt werden. Darin sollen die H₂-Qualitätsanforderungen für alle Anwendungsfälle (PEMBZ in stationären und mobilen Anwendungen) in einer Norm zusammengefasst werden.

In Deutschland konzentriert sich die Verfügbarkeit von Wasserstoff aus bestehenden Produktionsstandorten auf die großen Industriezentren im Norden, Westen, Osten und in Süddeutschland, was die Bereitstellung von Wasserstoff für Bahnanwendungen in den anderen Bereichen erschwert. Regionale Schwerpunkte bezüglich der Verfügbarkeit hochqualitativen Wasserstoffs lassen sich aus Abbildung 3 nicht ablesen.

1.1.2. Erfassung nicht elektrifizierter Bahnstrecken mit H₂-Versorgungsmöglichkeiten

Um die nicht elektrifizierten Bahnstrecken in Deutschland zu erfassen und gemeinsam mit den zuvor ermittelten potenziellen Wasserstoffquellen kartographisch darzustellen, wurden in einem ersten Schritt Daten des Infrastrukturregisters der DB Netz AG, Bereich Technischer Netzzugang, herangezogen und ausgewertet. Diese Daten weisen eine hohe Datenqualität auf und stellen den zum Stand Mitte November 2015 aktuellen Stand dar. Insgesamt umfasst die übermittelte Datenbank 15.054 Streckenabschnitte und enthält u.a. Attribute zu Klassifizierung, Elektrifizierungsgrad und Länge der Strecken. Zusätzliche spezifische Informationen wie z.B. zur Frequentierung, transportierte Personenkilometer (Pkm), o.ä. standen nicht zur Verfügung und konnten daher nicht mit ausgewertet werden.

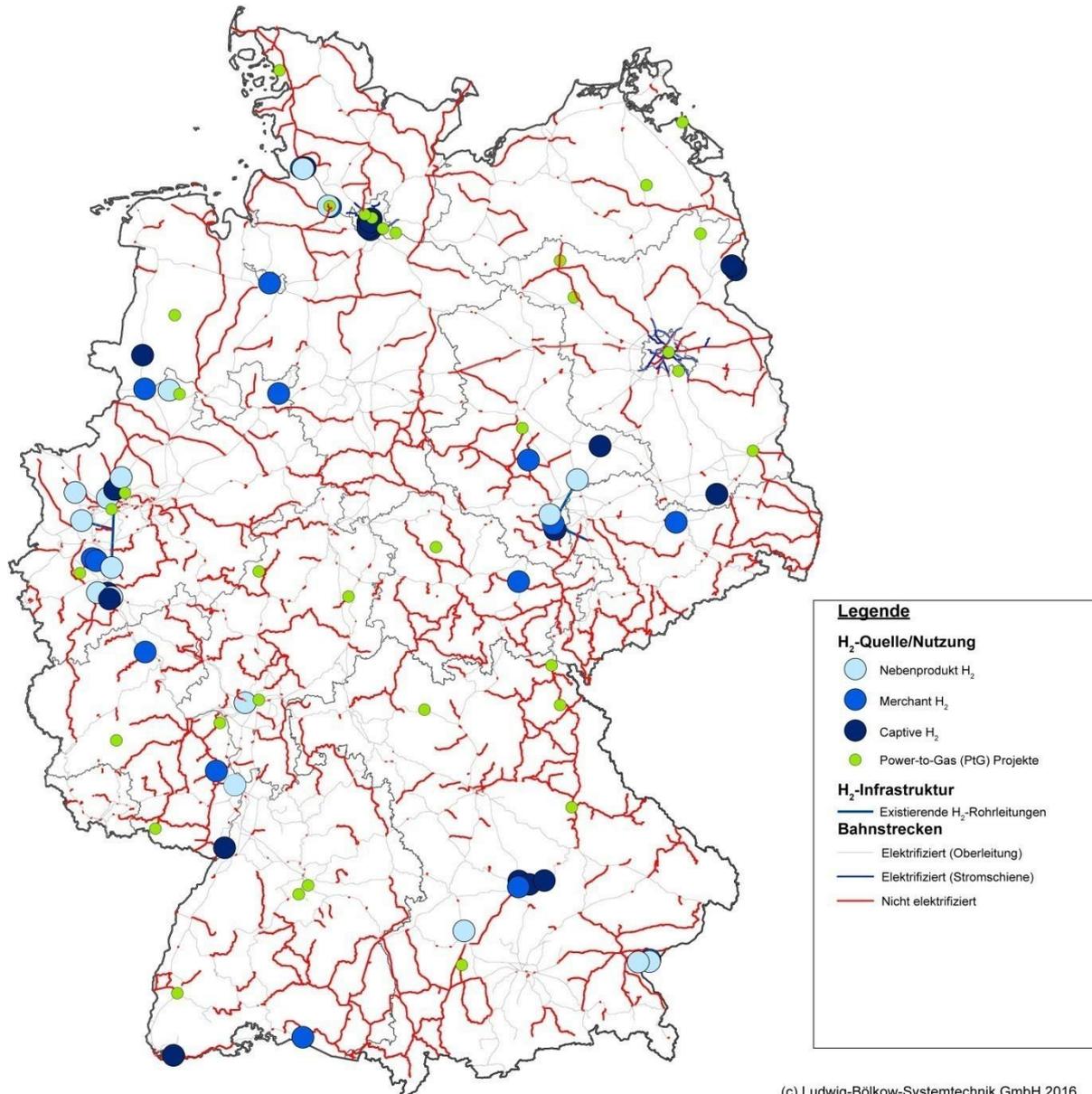
Diese Datenbasis wurde manuell ergänzt um weitere, öffentlich zugängliche Strecken anderer Betreiber (u.a. AKN Eisenbahn, DB Regio AG, evb Elbe-Weser, Erfurter Bahn, Nord-Ostsee-Bahn, NordWestBahn, Ortenau-S-Bahn), wobei verschiedene Quellen herangezogen und, um eine höhere Datenqualität zu erreichen, untereinander abgeglichen wurden. Dazu gehören die Internetauftritte der jeweiligen Betreiber sowie öffentlich zugängliche Streckendaten und Fahrplaninformationen.

Insgesamt verfügt Deutschland öber ein knapp 40.000 km langes Schienennetz. Davon werden ca. 38.000 km von der DB Netz AG, dem größten deutschen Eisenbahninfrastrukturbetreiber, betrieben. Der von der DB Netz AG betriebene Streckenanteil weist einen Elektrifizierungsgrad von 58 Prozent auf. Bei den öbrigen

¹ Unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Anlagen (Wasser-Elektrolyse)

Infrastrukturbetreibern ist der Elektrifizierungsgrad deutlich geringer. Der Betrieb erfolgt maßgeblich über Diesel-Fahrzeuge. Dieses ist der wesentliche Grund, aus dem vor allem die privaten Betreiber ein Interesse an der Brennstoffzellentechnik für den Bahneinsatz haben.

Abbildung 4 zeigt die elektrifizierten und nicht elektrifizierten Bahnstrecken sowie die identifizierten Standorte der Wasserstoffnutzung in Deutschland.



(c) Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH 2016

Abbildung 4: Übersicht der nicht-elektrifizierten Bahnstrecken und H₂-Quellen in Deutschland; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

In der Übersichtskarte lässt sich keine eindeutige regionale Verteilung nicht elektrifizierter Strecken erkennen. Bei Auswertung der Strecken je Bundesland ergeben sich jedoch deutliche Unterschiede im Elektrifizierungsgrad. Während insbesondere in den kleinen Bundesländern, den Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen sowie im Saarland, mit bis zu 100 Prozent bereits ein sehr hoher Anteil der Strecken elektrifiziert ist, sind in Thüringen und Schleswig-Holstein mit jeweils knapp 70 Prozent noch fast drei Viertel aller Strecken dieselbetrieben. Insgesamt gibt es keine eindeutige Korrelation des Elektrifizierungsgrades mit Größe, Dichte, Wirtschaftskraft oder Einwohnerzahl der Bundesländer. Absolut befinden sich die meisten nicht-elektrifizierten Streckenkilometer, die sich potenziell für den Einsatz

wasserstoffbetriebener Fahrzeuge eignen, in Bayern (3.500 km), Niedersachsen (2.152 km), Nordrhein-Westfalen (1.946 km) und Baden-Württemberg (1.491 km). Setzt man die Länge der nicht elektrifizierten Strecken mit der Zahl der Einwohner und Fläche ins Verhältnis, sticht besonders Thüringen mit 54 km nicht elektrifizierter Strecke je 1.000 Einwohner und 72 km je 1.000 km² Fläche hervor.

Tabelle 2 zeigt die Länge des Streckennetzes je Bundesland und dessen Elektrifizierungsgrad.²

Tabelle 2: Bahnstrecken nach Bundesländern (Sortiert nach Anteil Bahnstrecken nicht elektrifiziert: Quelle: [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Bahnstrecken nach Bundesländern und Elektrifizierung	nicht elektrifiziert (km)	elektrifiziert (km)	Summe (km)	Anteil Bahnstrecken nicht elektrifiziert	nicht elektrifiziert (km) / 100.000 Einwohner	nicht elektrifiziert (km) / Fläche (1.000 km ²)
Thüringen	1.169	527	1.696	69 %	53,84	72,26
Schleswig-Holstein	1.039	474	1.513	69 %	37,03	65,78
Sachsen	1.311	1.155	2.466	53 %	32,37	71,18
Rheinland-Pfalz	1.212	1.088	2.300	53 %	30,37	61,03
Niedersachsen*	2.152	2.247	4.399	49 %	27,66	45,19
Bayern	3.500	3.765	7.265	48 %	27,95	49,61
Deutschland	17.090	22.598	39.688	43 %	21,22	47,85
Sachsen-Anhalt	791	1.278	2.069	38 %	35,01	38,68
Baden-Württemberg*	1.491	2.474	3.965	38 %	14,11	41,72
Nordrhein-Westfalen*	1.946	3.431	5.377	36 %	11,09	57,05
Hessen*	1.032	1.937	2.968	35 %	17,15	48,86
Mecklenburg-Vorpommern	478	1.006	1.485	32 %	29,90	20,61
Brandenburg	822	1.928	2.751	30 %	33,57	27,89
Saarland	56	288	343	16 %	5,62	21,75
Berlin	66	588	654	10 %	1,96	74,01
Hamburg	25	287	312	8 %	1,44	32,96
Bremen	0	125	125	0 %	0,00	0,00

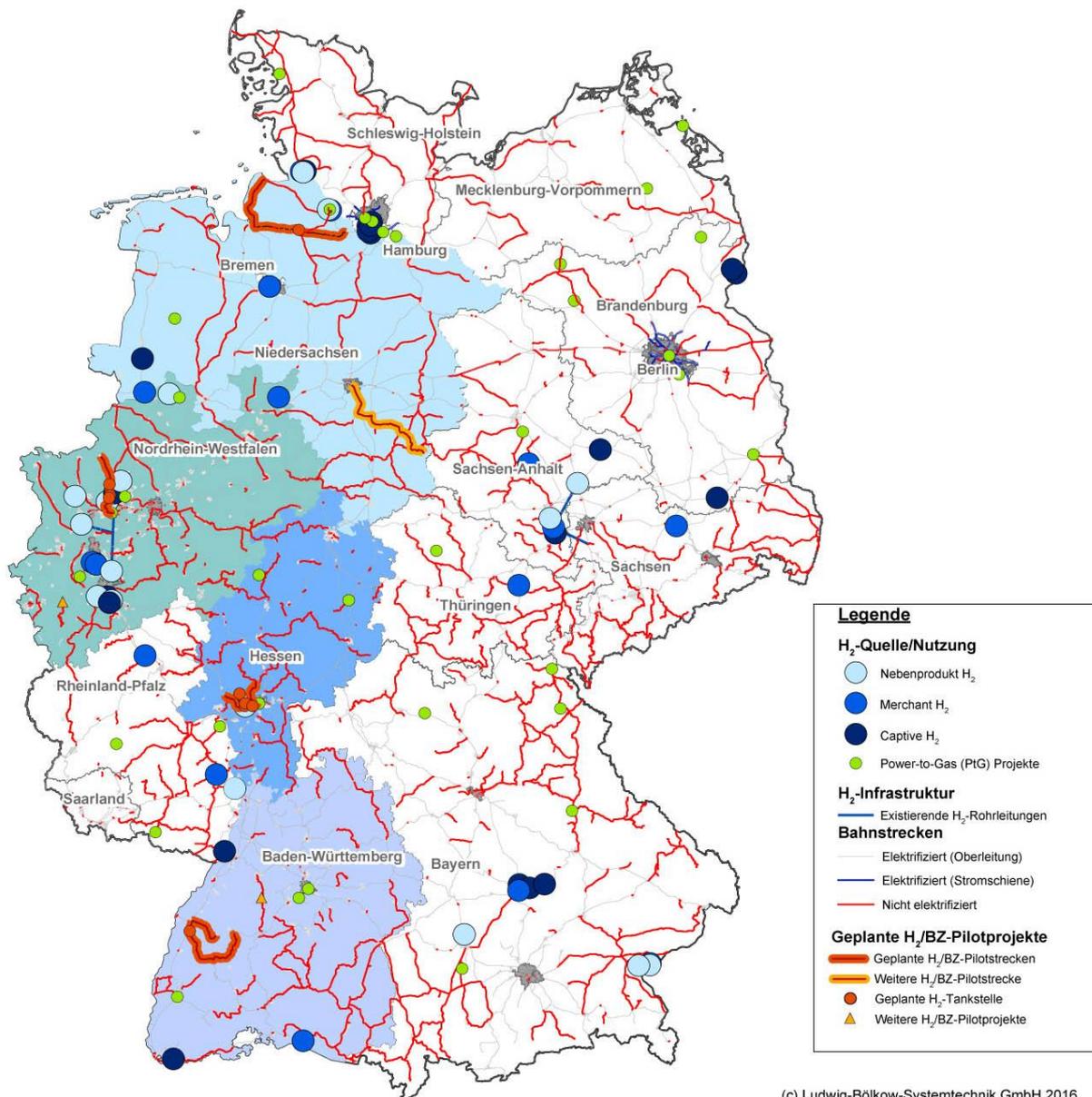
*Projekt-Bundesländer

Farbkodex: ROT = deutlich höher als der Bundesdurchschnitt ; ORANGE = ähnlich wie der Bundesdurchschnitt; GRÜN = deutlich niedriger als Bundesdurchschnitt

1.1.3. Wasserstoff/Brennstoffzellen-Pilotprojekte für den Schienenverkehr in Deutschland

Insgesamt haben nach aktuellem Stand vier Bundesländer konkrete Wasserstoff/Brennstoffzellen (H₂/BZ)-Pilotprojekte mit Brennstoffzellentriebwagen und Wasserstofftankstellen geplant und angekündigt. Dazu zählen Niedersachsen, Baden-Württemberg, Hessen und Nordrhein-Westfalen. Abbildung 5 zeigt die aktuell geplanten H₂/BZ-Pilotstrecken sowie die identifizierten H₂-Quellen, in Betrieb befindliche oder geplante Power-to-Gas Pilotprojekte und die nicht-elektrifizierten Bahnstrecken in Deutschland. Neben den bereits detaillierter geplanten Bahnstrecken gibt es in den vier genannten Bundesländern weitere mit einem Dreieck gekennzeichnete Strecken, die ins Auge gefasst aber noch nicht näher geplant sind. Dabei handelt es sich um Pilotprojekte im Raum Düren (NRW), Calw (BW) sowie Hannover (NI).

² Streckenabschnitte wurden dem Bundesland mit der höchsten Überschneidung zugeordnet. Leichte Verschiebungen zwischen den Bundesländern sind daher möglich.



(c) Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH 2016

Abbildung 5: Übersicht der geplanten H₂/BZ-Pilotprojekte sowie weiterer H₂-Quellen und Nutzung in Deutschland; Quellen: Persönliche Informationen aus Ländergesprächen im Rahmen dieses Projektes; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Alle Länder planen den Einsatz von Brennstoffzellen-Triebwagen der Firma Alstom (siehe Abbildung 6). Dazu wurden Absichtserklärungen der einzelnen Länder mit Alstom über jeweils 10 Triebzüge des Typs Coradia Lint 54 unterzeichnet, wobei das Land Hessen eine Option auf 10 weitere Züge angemeldet hat, insgesamt also 40 bis 50 Triebwagenzüge. Vom Triebwagen Coradia Lint sind seit 14 Jahren global ca. 800 Fahrzeuge in Betrieb, jeweils ausgelegt auf ungefähr 30 Jahre Betriebsdauer. Für Alstom stand bei der Entwicklung des Brennstoffzellenantriebs die Erzielung niedrigerer Treibhausgasemissionen und Diversifizierung der Kraftstoffbasis „weg vom Öl“ auf nicht-elektrifizierten Bahnstrecken im Vordergrund. Eine weitere Triebfeder ist die Reduktion lokaler Stickoxidemissionen aber auch eine Reduktion der Lärmemissionen im Betrieb ist angesichts der seit 2001 insgesamt vier Mal verschärften Lärmgesetzgebung ein gewichtiges Argument.

Alstom plant die nach dem Abschluss der stationären Funktionstests des Brennstoffzellenmoduls Anfang 2016 im Laufe von 2016 bereits ersten Erprobungen auf der Schiene durchzuführen. Ab Ende 2017 sollen dann erste Fahrtests im Alltagsbetrieb im

Rahmen des geplanten Pilotprojektes in Niedersachsen (mit Bremervörde als Ausgangspunkt) durchgeführt werden.

Für die beteiligten Länder ergeben sich aus der Festlegung des Triebwagens und seiner technischen Auslegung technische, administrative, logistische und regulatorische sowie betriebswirtschaftliche Einsatzrandbedingungen. Diese werden in Kapitel 3.1 im Detail dargestellt.



Abbildung 6: Designbild des Coradia LINT 54, Basis für den zukünftigen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug; Copyright Alstom

Niedersachsen

Das Land Niedersachsen ist Sitz der Firma Alstom und Produktionsstandort (Salzgitter) für die geplanten Brennstoffzellen-Triebzüge, so dass die Landesregierung ein zweifaches Interesse am Projekt hat, zum einen an der Technologieentwicklung und zum anderen an deren (Erst-)Erprobung im eigenen Land im Rahmen des ersten Pilotprojektes. Dieses soll ab ca. 2017 mit zunächst zwei Erprobungsträgern auf einer Strecke mit Ausgangspunkt Bremervörde beginnen und dabei in einer ersten Phase die Städte Bremerhaven und Buxtehude verbinden und in einer zweiten Phase dann auch Cuxhaven mit weiteren 8 Triebwagen anfahren. Diese Strecke hat eine gesamte Erstreckung von 152 km und weiteren 88 km für die Strecke nach Cuxhaven (siehe Abbildung 7). Weitere nicht-elektrifizierte Strecken in Niedersachsen, wie z.B. von Hannover nach Bad Harzburg, wurden ebenfalls untersucht, stehen aber derzeit nicht im Fokus der Planungen.



Abbildung 7: Geplante und potenziell interessante H₂/BZ-Pilotprojekte in Niedersachsen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Die Analyse von Abbildung 7 zeigt, dass sich potenziell auch noch weitere nicht-elektrifizierte Bahnstrecken als mögliche Pilotstrecken im Süden von Niedersachsen eignen könnten. Im Raum Osnabrück, Bremen und Oldenburg bis hoch zur Nordsee ließen sich z.B. Brennstoffzellen-Triebwagen mit Wasserstoff aus dem westlichen Niedersachsen (Ibbenbüren oder Salzbergen) oder aus Bremen versorgen. Die Bahnverbindung könnte bis nach Ostwestfalen (Bielefeld) führen, was aber wegen der Überschreitung der Ländergrenze in dieser frühen Phase potenziell auch vertragliche/genehmigungsrechtliche Herausforderungen bedeuten könnte. Die relevanten Strecken konnten jedoch im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht werden.

Auf der Pilotprojektstrecke Bremerhaven nach Buxtehude sollen in der ersten Phase zwei Züge betrieben werden, ab 2020 dann weitere 8 Fahrzeuge, zusammen also 10 Triebwagen. Die für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen in Niedersachsen wichtigsten Orte sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Relevante Orte in Niedersachsen für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten

Ort	H ₂ -Produktion	H ₂ -Distribution	H ₂ -Tankstelle	Bemerkungen
Bremervörde		H ₂ -Entnahme aus geparktem Bahntrailer (Container auf Bahnwaggon oder Druckkesselwaggon)	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	Bremervörde ist Zentrum des Pilotprojektes, das Gelände gehört der EVB*
Stade	H ₂ -Nebenprodukt aus Chlor-Alkali-Elektrolyse, H ₂ -Reinigung in POX-Anlage	H ₂ -Abfüllung in H ₂ -Container und Verladung auf Bahnwaggon (Details noch nicht geklärt)		Genauer Ort ist Abfüllanlage von Firma Air Products auf Werksgelände von DOW Chemicals

* Eisenbahnen und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser

Neben den durch den Brennstoffzellen-Triebwagen angefahrenen Bahnhöfen, die sämtlich ohne wasserstoffspezifische Einrichtungen auskommen, sind nur zwei Standorte von H₂-Anlagen betroffen. Zum einen handelt es sich um Bremervörde, wo eine Werkstatt für die Wartung der Brennstoffzellen-Triebwagen ausgerüstet sowie eine Wasserstoff-Tankstelle errichtet werden soll, zum anderen um das Werk Stade der DOW Chemicals, wo Handelswasserstoff für externe Kunden bereits heute in Trailer abgefüllt wird. Hier könnten künftig Container zum Wasserstofftransport zur ca. 35 km entfernten H₂-Tankstelle nach Bremervörde befüllt werden. Der Transport via Bahntankwagen erfolgt teils über eine private Industriebahnstrecke, teils über das DB-Gleisnetz. Die alternative oder redundante H₂-Lieferung mit Lkw-Trailer würde über öffentliche Straßen erfolgen. Platzprobleme am Standort Bremervörde, z.B. zur Tankstellenerrichtung oder dem Parken von vollen/entleerten H₂-Trailern, bestehen nicht. Neben einem vorhandenen Erdgasnetz in der Nähe und dem Vorhandensein von nahen Windanlagen könnten in einer weiteren Ausbaustufe später auch drei Stadtbusse mit Wasserstoff betankt werden.

Folgende alternative Wasserstoff-Versorgungsvarianten wurden angedacht:

- H₂-Produktion durch Wasserelektrolyse, die mit Netz- oder (lokalem) Regenerativstrom betrieben werden kann (derzeit zu kostenintensiv),
- H₂-Trailertransport per Lkw in Ergänzung zu oder zur Ersatz des Bahntransportes (Rückfallposition, falls sich Bahntransport als zu kostenintensiv oder zeitintensiv in der Genehmigung herausstellt),
- prinzipiell würde auch einer Flüssigwasserstoff-Transportoption nichts im Wege stehen (heute aber zu kostenintensiv) und
- mobile statt stationärer Tankstelle (insbesondere relevant in früher Pilotprojektphase zur Betankung von nur zwei Triebwagen).

Zu den besonderen Wünschen, die die Akteure in Niedersachsen haben, gehören

- Befülldauer sollte der einer konventionellen Betankung entsprechen,
- die Vermeidung des Trailertransport per Lkw, um eine hohe öffentliche Akzeptanz zu fördern und
- eine modulare Ausbaubarkeit der H₂-Tankstelle beim Übergang von Phase I zu Phase II.

Abbildung 8 zeigt den Streckenverlauf und die geplanten Standorte für die Wasserstoffbereitstellung des geplanten Pilotprojekts in Niedersachsen.

Das gesamte Konzept für die Fallstudie Bremervörde finden Sie in Kapitel VI.

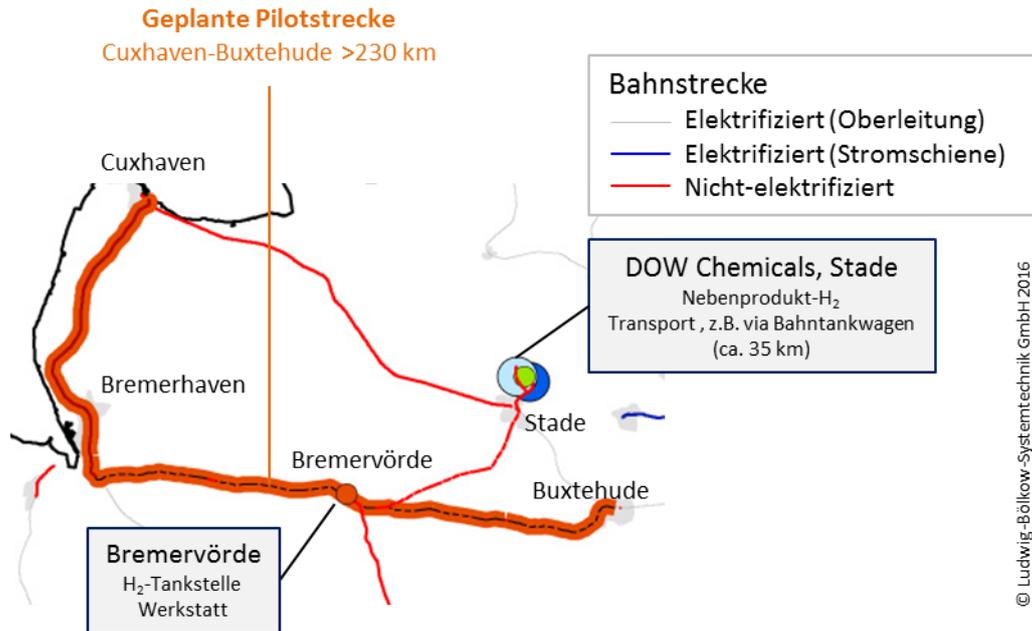


Abbildung 8: Niedersachsen: geplanter Streckenverlauf des Pilotprojekts „Bremervörde“; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Baden-Württemberg

Aus Sicht der Landesregierung Baden-Württemberg ist der Einsatz von Brennstoffzellenzügen langfristig der richtige Weg, auch auf nicht-elektrifizierten Strecken einen treibhausgasneutralen, schadstofffreien und leisen Bahnbetrieb zu ermöglichen. Derzeit sind zwei Strecken für einen Pilotbetrieb angedacht und durch die Unterschrift einer Interessensbekundung dokumentiert, die Ortenau-Bahn in der Region Offenburg (Freudenstadt-Haslach-Offenburg-Appenweiler-Bad Peterstal/Griesbach) und die Hermann-Hesse-Bahn in der Region Calw und Weil der Stadt (siehe Abbildung 9).

Der Fokus für den Ersteinsatz der Brennstoffzellen-Triebzüge liegt dabei auf der Ortenau-Bahn, deren Strecke zwar bereits teilelektrifiziert ist, deren Weiter-Elektrifizierung aber nicht geplant ist und deren Betrieb Prototypfunktion hinsichtlich Fahrdynamik und Betriebsprogramm für die Brennstoffzellen-Triebzüge für die gesamte Region hätte. Hier ist zunächst an den Einsatz von zehn Brennstoffzellen-Triebzügen gedacht. Wegen des hohen täglichen Umlaufs von bis zu 700 km ist von einer täglichen statt der bisher gewohnten Zwei-Tagesbetankung auszugehen. In Offenburg ist geplant, auf dem Bahngelände in Bahnhofsnähe die Wasserstoff-Tankstelle zu errichten, des Weiteren existiert eine Werkstatt, in der dann auch die erforderlichen Wartungsarbeiten oder Reparaturen an den Brennstoffzellen-Triebwagen ausgeführt werden sollen. Sollten im Rahmen von Power-to-Gas-Anwendungen auch sektorkoppelnde Maßnahmen umgesetzt werden, kann durch den direkt benachbarten 10 kV-Anschluss Strom auch ins Mittelspannungsnetz rückgespeist werden. Auch konnte geklärt werden, dass für einen onsite-Elektrolysebetrieb grundsätzlich Bahnstrom genutzt werden kann, der je nach Vertrag auch als Grünstrom deklariert werden kann.

Für die Hermann-Hesse-Bahn wird bisher von einem Einsatz von drei Triebzügen ausgegangen. Eine Reaktivierung dieser derzeit stillgelegten Strecke ist aber erst deutlich nach 2020 vorgesehen. Ein regionaler Verkehrsentwicklungsplan liegt daher für diese Strecke bisher nicht vor.

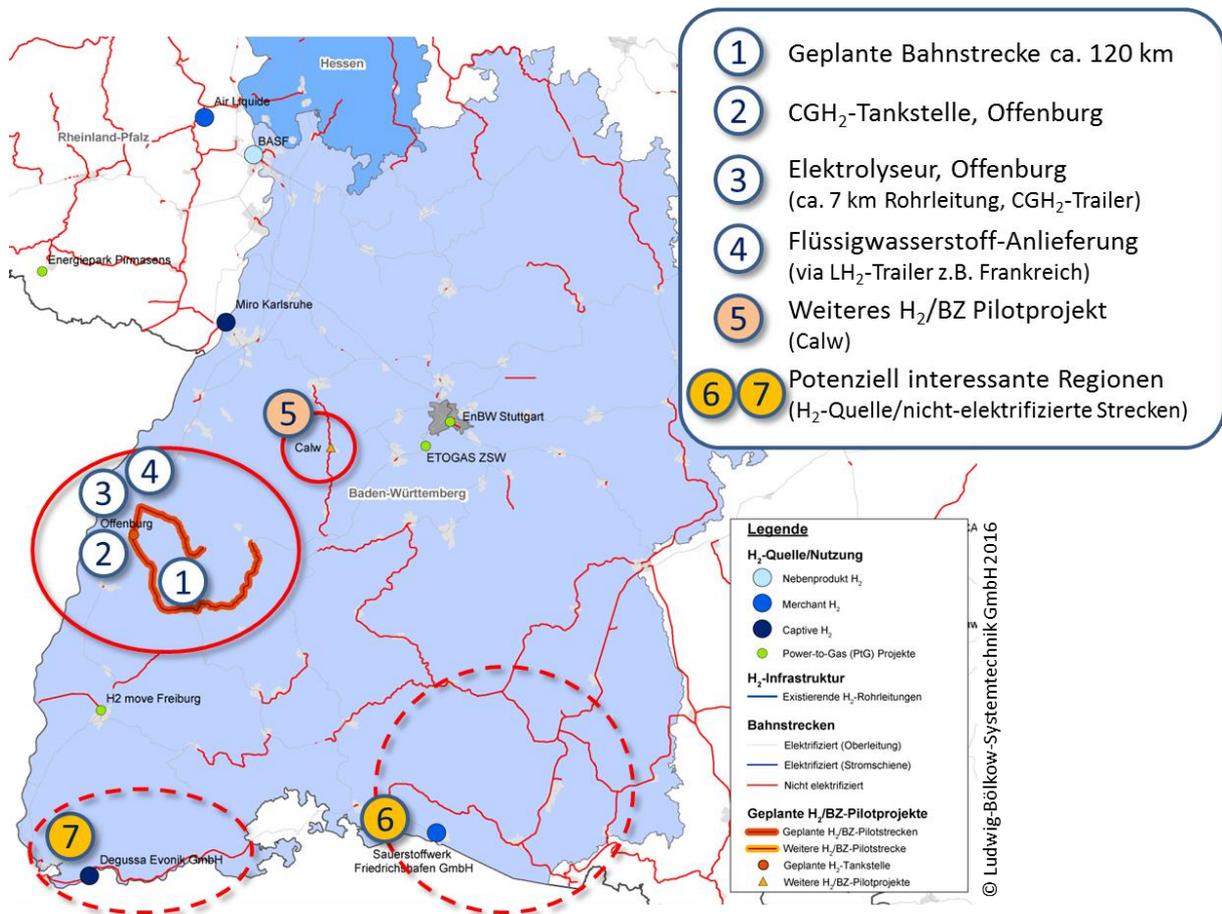


Abbildung 9: Geplante und potenziell interessante H₂/BZ-Pilotprojekte in Baden-Württemberg; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Die Analyse von Abbildung 9 zeigt, dass sich potenziell auch noch weitere nicht-elektrifizierte Bahnstrecken als mögliche Pilotstrecken im Süden von Baden-Württemberg eignen könnten:

- **Nördlicher Bodensee:** In Friedrichshafen (6) könnte ggf. Wasserstoff von der Firma Sauerstoffwerke Friedrichshafen GmbH (Handelwasserstoff) für den Betrieb von brennstoffzellenbetriebenen Triebzügen auf nicht-elektrifizierten Strecken in der Nähe bereitgestellt werden.
- **Rheinfelden:** Die Degussa Evonik GmbH produziert in ihrem Werk in Rheinfelden nahe der Schweizer Grenze (7) Wasserstoff für die Wasserstoff-Peroxidherstellung. Prinzipiell ließe sich an diesem Standort auch Wasserstoff zum Betrieb einer nahegelegenen nicht-elektrifizierten Bahnstrecke erzeugen.

Wie die Hermann-Hesse-Bahn wurden auch diese beiden Strecken in dieser Studie jedoch nicht weiter untersucht.

Die für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen in Baden-Württemberg wichtigsten Orte sind in Tabelle 4 zusammengestellt.

Tabelle 4: Relevante Orte in Baden-Württemberg für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten

Ort	H ₂ -Produktion	H ₂ -Distribution	H ₂ -Tankstelle	Bemerkungen
Offenburg		H ₂ -Entnahme aus geparktem Lkw-Trailer, Bahntrailer (Container auf Bahnwaggon oder Druckkesselwaggon) oder Rohrleitung	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	Offenburg ist Zentrum des Pilotprojektes, das Gelände gehört der SWEG*
Ludwigshafen	H ₂ -Nebenprodukt oder Handels-H ₂ aus Erdgas-Dampfreformierung, H ₂ -Reinigung in POX-Anlage	H ₂ -Abfüllung in H ₂ -Container und Verladung auf Bahnwaggon (Details noch nicht geklärt)		Genauer Ort könnte z.B. neu zu errichtende Abfüllanlage von BASF sein
Offenburg (OT Weier)	Onsite-Wasserelektrolyse	Ggfs. Kompression und Einspeisung in H ₂ -Druckleitung (7 km) oder Abfüllung in Lkw Trailer (7 km)		Elektrolyse auf privatem Industriegrund, Rohrleitung und Lkw-Trailertransport über öffentliches Gelände/Straße
Leuna (DE), Wazier (FR) oder Rozenburg (NL)	H ₂ aus Erdgas-Dampfreformierung und H ₂ -Verflüssigung	Abfüllen in Flüssig-H ₂ -Lkw-Trailer (ca. 570 km über öffentliche Straße)		
?	Katalytische Hydrierung von Dibenzyltoluol	Abfüllen in LOHC-Tankwagen und Rückführung von Perhydro-Dibenzyltoluol		Bedarf spezieller Tankstelle mit separater Dehydrierung von Dibenzyltoluol

* Südwestdeutsche Eisenbahngesellschaft

Für das Pilotprojekt Ortenau-Bahn ist eine Wasserstofftankstelle auf dem Betriebsgelände der Schwarzwaldbahn (SWE) im Bahnhofsgelände von Offenburg geplant. Für die Versorgung der Tankstelle mit Wasserstoff sind verschiedene Versorgungspfade /-optionen geprüft, die aber bisher nicht im Detail untersucht wurden:

- **Wasserstoff-Nebenprodukt:** Die derzeit im Fokus der Betrachtungen stehende Pfadoptio sieht die Bereitstellung von Wasserstoff-Nebenprodukt aus Ludwigshafen vor. Ob es sich dabei per Definitionem um echtes Wasserstoff-Nebenprodukt oder um dediziert mittels Erdgas-Dampfreformierung hergestellten Handels-Wasserstoff handelt, obliegt weiterer Klärung. Dieser Wasserstoff könnte alsdann mittels eines CGH₂-Bahntankwagen zur Tankstelle Offenburg angeliefert werden kann. Hier muss noch geklärt werden, ob ggf. ein Gasehersteller diesen H₂-Transport übernehmen könnte. Die Transportdistanz über öffentlichen Grund beträgt knapp 150 km.
- **Onsite-Elektrolyse:** In diesem Fall wird Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse auf einem Firmengelände im dem Bahnhofsgelände nahegelegenen Ortsteil Weier erzeugt und über eine sieben Kilometer lange Rohrleitung, die über öffentlichen Grund verlaufen soll, zur geplanten H₂-Tankstelle transportiert. Alternativ kann der Wasserstoff auch in einen Druckwasserstofftrailer gefüllt und per Lkw zur sieben Kilometer entfernten Tankstelle transportiert werden. Diese Pfadoptio ist die langfristige Wunschoptio, die zu einer treibhausgas- und schadstofffreie Herstellung von Wasserstoff führt, ist aber kurzfristig noch zu kostenintensiv.
- **Verflüssigung von Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung:** Eine weitere Option stellt die Anlieferung von Flüssigwasserstoff (LH₂) aus Leuna, den Niederlanden (Rozenburg) oder Frankreich (Wazier) dar. Im Fall von Wazier würde der Transport über ca. 570 km öffentliche Straße mit einem LH₂-Trailer erfolgen. Die Verflüssigung von Wasserstoff ist heute sehr energieintensiv (ca. 1/3 des Energieinhaltes), kann aber durch technische Optimierung auf die Hälfte reduziert

werden. Dazu kommen die verlustbehaftete Speicherung und Transport entlang der Wasserstoff-Versorgungskette durch häufig nicht vermeidbare Evaporation.

- **Flüssige organische Wasserstoff-Trägersubstanz (= Liquid Organic Hydrogen Carrier – LOHC):** Diese Technologieoption befindet sich noch im frühen Entwicklungsstadium. Dennoch hat Baden-Württemberg das Interesse geäußert, seine Anwendbarkeit auf die Anlieferung von Wasserstoff für Bahnprojekte untersuchen zu lassen. Die Besonderheit ist ein hoher Energieeinsatz bei Hydrierung und Dehydrierung (ca. je 1/3 des Energieinhaltes, wenn die aus- bzw. eingekoppelte Wärme nicht genutzt werden kann bzw. bereitsteht) sowie die Notwendigkeit, die entladene Trägersubstanz zur Neubefüllung rückführen zu müssen, was die Transporteffizienz zusätzlich belastet.

Weiterhin zeichnet sich der Standort Offenburg durch die Nähe zu einem Busbahnhof aus, sodass in einer späteren Phase auch Brennstoffzellenbusse mit Wasserstoff versorgt werden könnten.

Zu den besonderen Wünschen, die die Akteure in Baden-Württemberg haben, gehören

- die Klärung der Frage nach Wasserstoff-Verunreinigungen, die den Triebwagenbetrieb beeinflussen könnten,
- eine mögliche Vergrößerung der Wasserstoff-Speichermenge an Bord der Triebzüge, um zusätzliche Betankungen im Tagesverlauf auch für die energieintensiveren Strecken oder hohe Umlauf-Kilometerleistungen zu vermeiden,
- ein besseres Verständnis, ob LOHC trotz der niedrigen Gesamteffizienz als Wasserstoff-Transportmittel kommerzielle Chancen für die Bahnanwendung ermöglicht sowie
- eine modulare Ausbaubarkeit der H₂-Tankstelle beim Übergang von Phase I zu Phase II.

Abbildung 10 zeigt den Streckenverlauf und die geplanten Standorte für die Wasserstoffbereitstellung des geplanten Pilotprojekts in Baden-Württemberg.

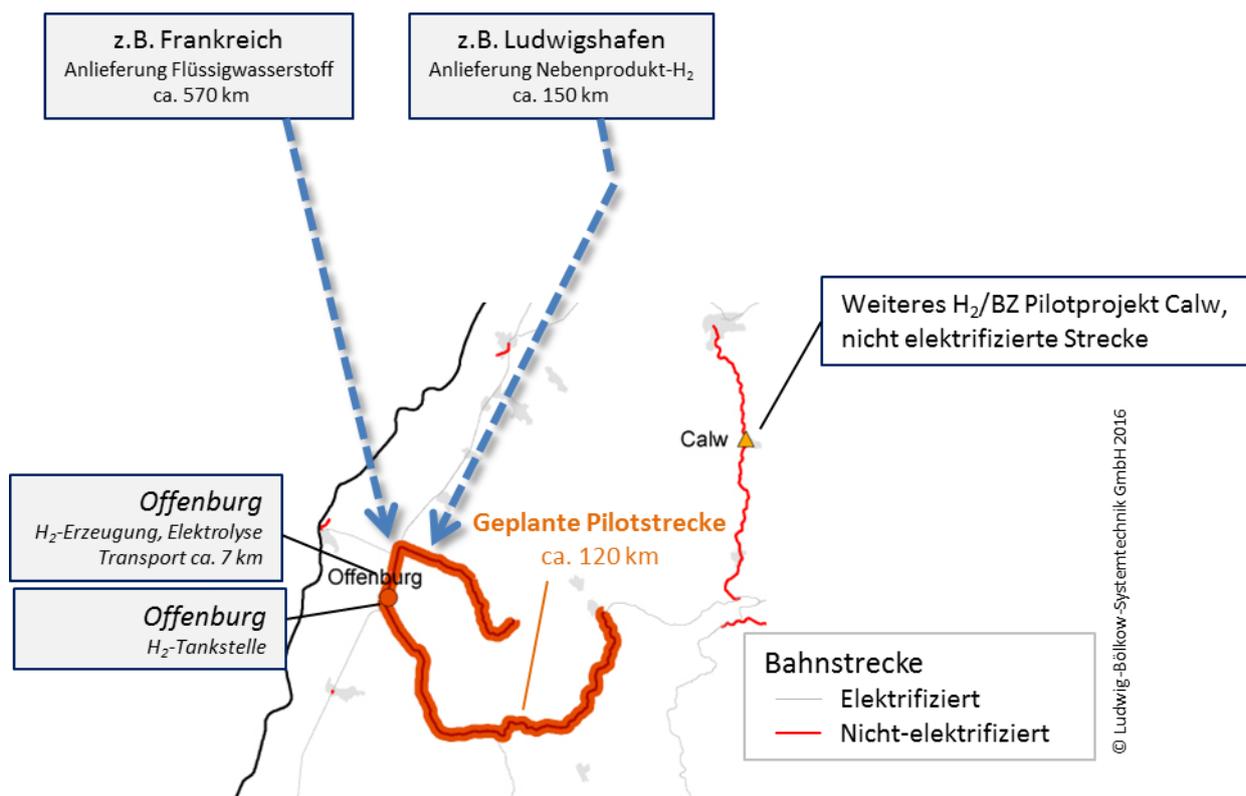


Abbildung 10: Baden-Württemberg: geplanter Streckenverlauf des Pilotprojekts „Ortenau-Bahn“; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Hessen

Das spezifische Interesse der Brennstoffzellen- und Wasserstoffinitiative des Landes Hessen am Einsatz von Wasserstoff im Schienenverkehr gilt primär dem Klimaschutz und zusätzlich der Verbesserung der Lebensqualität sowie der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der heimischen Industrie. Im Rahmen einer landesspezifischen Studie, die durch infraserv koordiniert wurde, wurden dabei unterschiedliche Wasserstoff-Versorgungsoptionen und Tankstellenstandorte im Taunusnetz analysiert (siehe Abbildung 11). Eine Entscheidung für eine bestimmte Konfiguration ist noch nicht gefallen. Dabei würde auch der Hauptbahnhof Frankfurt angefahren, der durch eine sehr enge Fahrplankonfiguration geringe Spielräume für die Wasserstoffbetankung zulässt.

Es wird erwogen, in Hessen in einer ersten Phase insgesamt 20 Brennstoffzellen-Triebwagen einzusetzen.

Im Fokus der Analysen steht eine Versorgung mit Wasserstoff aus bei infraserv verfügbarem Nebenprodukt-Wasserstoff aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse am Standort Industriepark Frankfurt-Höchst. Eine ergänzende Wasserstoffaufbereitung/-reinigung für den Betrieb von Brennstoffzellen wird als nicht erforderlich erachtet. Als alternative Produktionsoptionen bzw. Standorte gelten Nebenprodukt-Wasserstoff aus dem Industriepark Frankfurt-Griesheim sowie die onsite-Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe der Wasserelektrolyse am Standort Königsstein. Die Anlagen würden also alle auf privatem (=Industrie-)Gelände betrieben.

Als potenzielle möglichst produktionsnahe Tankstellenorte wurden der S-Bahnhof IP Höchst, IP Griesheim, der Standort Frankfurt-Unterliederbach sowie der Bahnhof Königsstein angedacht. Im IP Griesheim besteht außerdem die Möglichkeit der Wartung der Triebwagen auf dem Gelände der Hessischen Landesbahn (HLB). Diese würden entsprechend dem Wasserstoff-Produktionsort entweder durch Anlieferung mit Bahntankwaggons oder via Rohrleitung versorgt, im Falle von Königsstein würde diese Rohrleitung entlang der

Bahntrasse führen. Auch die Versorgung mit Hilfe einer (teil)mobilen Tankstelle wurde für den Standort Königsstein diskutiert, die auf einem Bahnwagon montiert werden müsste. Die Tankstellen können sich dabei sowohl auf Bahngelände (Rohrleitung, Tankstelle Unterliederbach) oder auf privatem (=Industrie-)Gelände (z.B. Industriepark Höchst) befinden.

Bezüglich der Betankungsdauer wurde eine Betankungsdauer mit zwei Dispensern von ca. 20-25 Minuten angenommen.

Für einen Pilotbetrieb werden auf den genannten Strecken zehn brennstoffzellenbetriebene Triebwagen eingesetzt in unterschiedlichen Umläufen mit z.T. hohen Tagesleistungen, die durchschnittlich 350 bis 400 km betragen. Ein Tankstellenausfall könnte zwar, wenn durch den Triebwagenlieferanten realisiert, durch die Kopplung mit einem Dieseltriebwagen erreicht werden, grundsätzlich ist oder sind die Tankstelle(n) jedoch redundant auszulegen, was durch die bundesweite Knappheit von H₂-Trailern bei externer H₂-Anlieferung als Herausforderung gesehen wird. Eine zusätzliche Redundanz durch einen LH₂-Speicher am Ort der Tankstelle könnte daher eine weitere Option sein, die in den Lebenszyklusberechnungen dieser Studie zwar nicht mit berücksichtigt wird aber sinnvoll bei weiteren Wirtschaftlichkeitsberechnungen ist. Als mögliche Druckstufen für die Anlieferung mit Bahntankwagen (z.B. Container) wurden 20 und 50 MPa angenommen.

Eine Verwendung der H₂-Tankstellen für die Versorgung weiterer Nutzer am jeweiligen Standort, z.B. zur Bereitstellung von Regelenergie, wird nicht nur als möglich sondern sogar als wünschenswert gesehen.

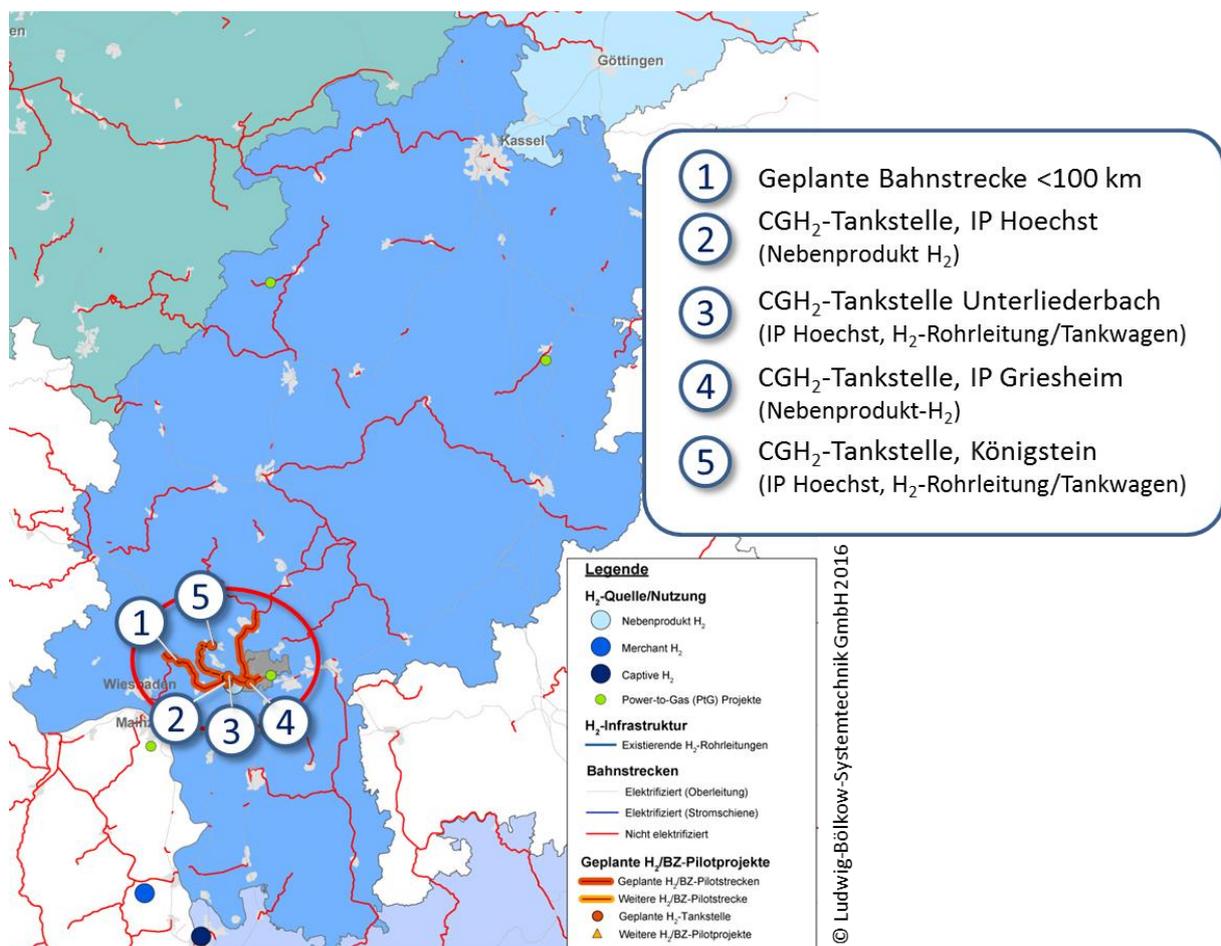


Abbildung 11: Geplantes H₂/BZ-Pilotprojekt in Hessen mit Standorten; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Für das Land Hessen ergab eine erste Grobanalyse der Koinzidenz möglicher Wasserstoff-Produktionsstandorte sowie nicht-elektrifizierter Bahnstrecken keinen weiteren relevanten Standort.

Die für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen in Hessen wichtigsten Orte sind in Tabelle 5 zusammengestellt.

Tabelle 5: Relevante Orte in Hessen für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten

Ort	H ₂ -Produktion	H ₂ -Distribution	H ₂ -Tankstelle	Bemerkungen
IP Frankfurt-Hoechst	H ₂ -Nebenprodukt aus Chlor-Alkali-Elektrolyse, H ₂ -Reinigung in POX-Anlage	H ₂ -Rohrleitung* oder H ₂ -Abfüllung in Bahnwaggons (Container oder Druckkesselwaggon)	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	IP Frankfurt Hoechst ist das Zentrum des Pilotprojektes, das Gelände gehört der infraserv
IP Frankfurt Griesheim	H ₂ -Nebenprodukt oder Handels-H ₂ , H ₂ -Reinigung in POX-Anlage	H ₂ -Rohrleitung* oder H ₂ -Abfüllung in H ₂ -Bahnwaggons (Container oder Druckkesselwaggon)	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	Genauer Ort könnte ggfs. neu zu errichtende Abfüllanlage von BASF sein, Werkstatt zur Triebzug-Wartung
Unterliederbach			Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	Elektrolyse auf privatem Industriegrund, Rohrleitung und Lkw-Trailertransport über öffentliches Gelände/Straße
Königsstein	Alternative: Onsite-Wasserelektrolyse		Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	

* Zum H₂-Transport nach F-Unterliederbach oder Königsstein

Da die Planungen in Hessen noch nicht abgeschlossen sind, können keine weiteren Angaben über die in diesem Kapitel weiter oben gemachten hinaus gemacht werden.

Zu den besonderen Wünschen, die die Akteure in Hessen haben, gehören

- die Option die gespeicherte Wasserstoffmenge an Bord der Triebwagen zu vergrößern, um höhere tägliche Umläufe zu ermöglichen,
- die Möglichkeit wasserstoffbetriebene Brennstoffzellentriebwagen mit dieselbetriebenen für den normalen Fahrbetrieb zu koppeln und
- in Erfahrung zu bringen, ob eine mobile Wasserstofftankstelle eine sinnvolle Betankungsoption sein könnte, um nach Bedarf an unterschiedlichen Bahnhöfen zum Einsatz zu kommen.

Abbildung 12 zeigt den Streckenverlauf und die geplanten Standorte für die Wasserstoffbereitstellung des geplanten Pilotprojekts in Hessen.

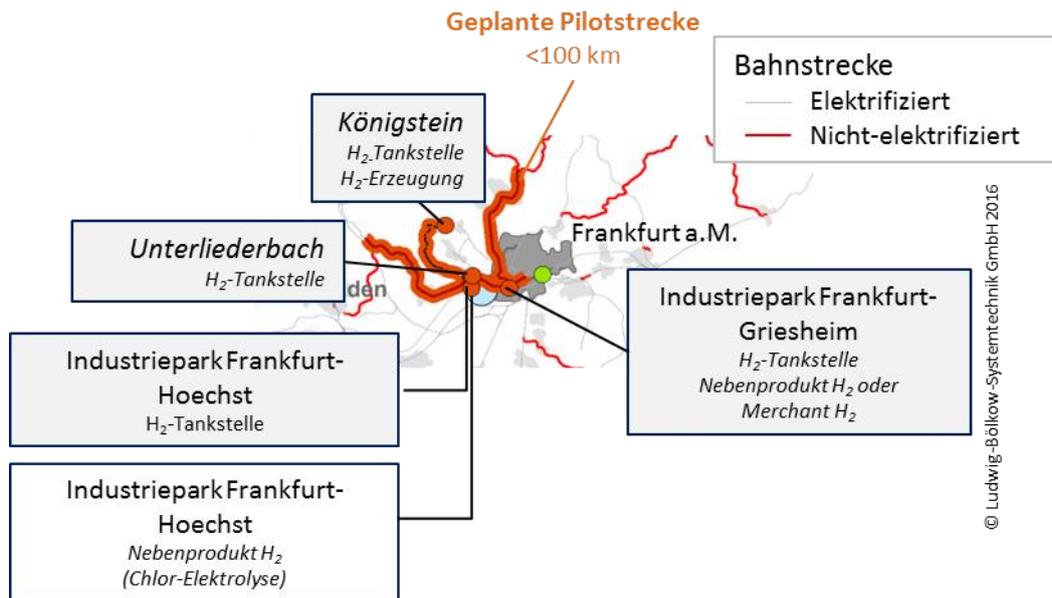


Abbildung 12: Hessen: mögliche Streckenverläufe des H₂/BZ-Pilotprojektes; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Nordrhein-Westfalen

Brennstoffzellenbetriebene Nahverkehrs-Triebzüge bieten den Vorzug der Einführung einer innovativen, wettbewerbsfähigen und umweltschonenden Technologie im Schienenverkehr. Aus diesem Grund wurden die Wasserstoff-Brennstoffzellenzug-Aktivitäten des Verkehrsverbundes Rhein-Ruhr (VRR) in den Klimaschutzplan NRW aufgenommen. Die dahinter liegende Motivation ist die Anerkennung der Endlichkeit fossiler Kraftstoffe, der Weg zu einem gänzlichen emissionsfreien öffentlichen Personennahverkehr, d.h. auch auf nicht-elektrifizierten Strecken, und die Notwendigkeit Erfahrungen aus dem Betrieb zu sammeln sowie der brennstoffzellenspezifische Wissenstransfer. Diese Ziele verbinden sich mit einer hohen Motivation der beteiligten Akteure in Wirtschaft und Politik. Für den Einsatz von insgesamt bis zu 20 Brennstoffzellentriebzügen werden zur Einführung zwei Regionen bzw. nicht-elektrifizierte Strecken vorgesehen.

Zum einen, und bereits heute im Fokus, handelt es sich dabei um die Verbindungsstrecke der Städte Essen und Borken mit wichtigen Haltestellen in Gladbeck und Dorsten (RE14) bzw. von Dorsten nach Coesfeld (RB 45) mit einer geplanten Betriebsaufnahme in 2020. Die andere Strecke(n) befindet(/n) sich im Raum Düren um die „nördliche Rurtalbahn“, deren Betreiber sich vorstellen könnten, ab 2021 weitere vier Fahrzeuge für Umlaufdistanzen von 300 bis 350 Kilometer pro Tag einzusetzen.

An beiden Standorten wird explizit auch eine Wasserstoff-Versorgung von Brennstoffzellenstadtbussen überlegt. Weitere Wasserstoff-Nutzungsoptionen wie z.B. zur Bereitstellung von Regelleistung im öffentlichen Stromnetz sind möglich, werden aber derzeit noch nicht diskutiert.

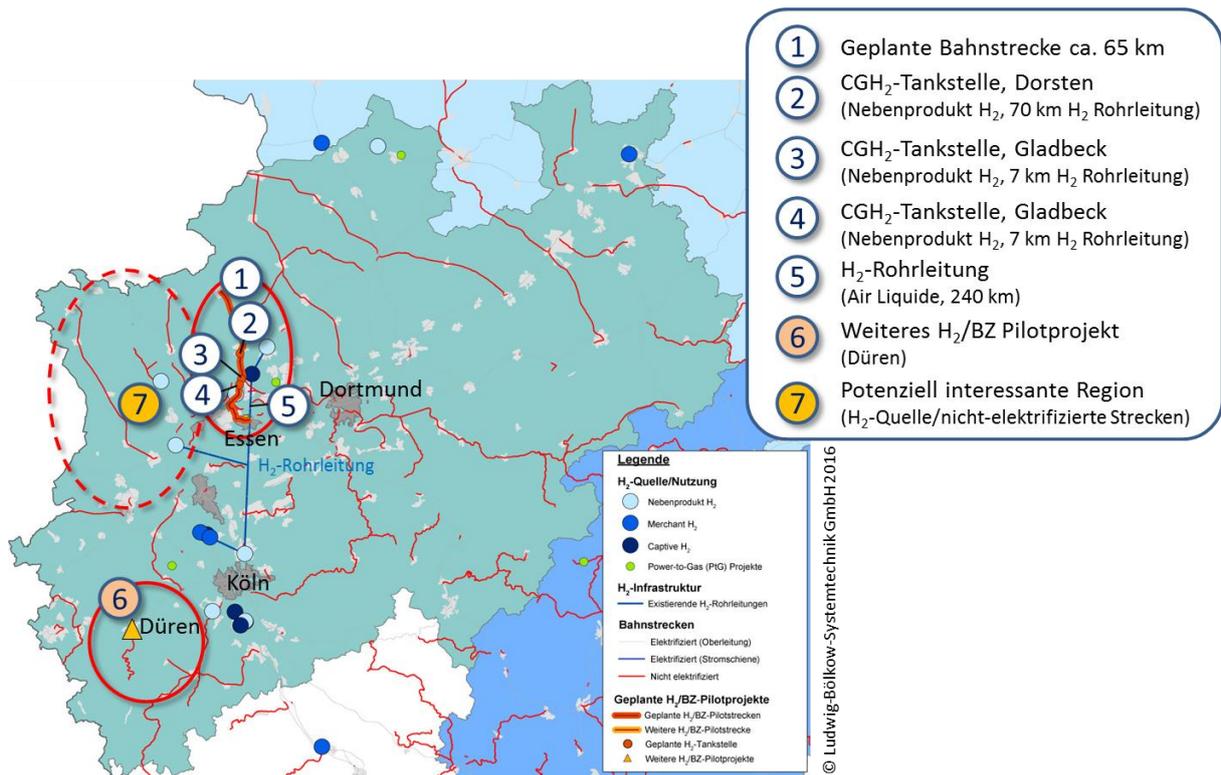


Abbildung 13: Geplante und potenziell interessante H₂/BZ-Pilotprojekte in Nordrhein-Westfalen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Die Analyse von Abbildung 13 zeigt, dass sich potenziell auch noch weitere nicht-elektrifizierte Bahnstrecken als mögliche Pilotstrecken im Westen von Nordrhein-Westfalen eignen könnten, da diese prinzipiell durch die bestehende Wasserstoffrohrleitung erreicht werden können. Auch in Ostwestfalen oder im Sauerland gibt es weitere nicht-elektrifizierte Strecken, die jedoch keine Nähe zu bestehenden Wasserstoff-Produktionsstandorten haben. Diese Strecken wurden im Rahmen dieser Studie daher nicht weiter untersucht.

Die für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen in Nordrhein-Westfalen wichtigsten Orte sind in Tabelle 6 zusammengestellt. Eine Wartung der Triebwagen in Gladbeck würde den Bau einer neuen Werkstatt erfordern.

Tabelle 6: Relevante Orte in Nordrhein-Westfalen für die Wasserstoff-Infrastrukturanalysen mit favorisierten Prozessschritten

Ort	H ₂ -Produktion	H ₂ -Distribution	H ₂ -Tankstelle	Bemerkungen
Dorsten (höchste Priorität)	H ₂ -Nebenprodukt aus H ₂ -Rohrleitung, H ₂ -Reinigung* in einer POX-Anlage	H ₂ -Rohrleitungsstich, alternativ Anlieferung via Lkw-Trailer oder H ₂ -vor-Ort-Elektrolyse	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	Betriebshof NordWestBahn (NWB) mit Werkstatt zur Wartung, ≤ 6 km zur H ₂ -Rohrleitung, 300 m vom Bahnhof
Gladbeck A	H ₂ -Nebenprodukt aus H ₂ -Rohrleitung, H ₂ -Reinigung* in einer POX-Anlage	H ₂ -Rohrleitungsstich, alternativ Anlieferung via Lkw-Trailer oder H ₂ -vor-Ort-Elektrolyse	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	70 m zur Rohrleitung, 1,1 km vom Bahnhof
Gladbeck B	H ₂ -Nebenprodukt aus H ₂ -Rohrleitung, H ₂ -Reinigung* in einer POX-Anlage	H ₂ -Rohrleitungsstich, alternativ Anlieferung via Lkw-Trailer oder H ₂ -vor-Ort-Elektrolyse	Mindestens zwei H ₂ -Dispenser	700 m zur Rohrleitung, 2,4 km zum Bahnhof

* Der Aufwand für die H₂-Reinigung konnte nicht abschließend geklärt werden, da uns unterschiedliche Informationen über den Reinheitsgrad des in der H₂-Rohrleitung transportierten Wasserstoffes vorlagen, der sowohl aus Wasserstoff als Chemie-Nebenprodukt oder aus der Dampfpreformierung von Erdgas stammen kann.

Da weitere Planungen bisher nur für die Strecke Essen – Borken existieren, beschränken sich die Ausführungen im Folgenden auf diese Region. Bisher werden auf dieser Strecke 11 Triebzüge betrieben, die dann nahezu vollständig durch Brennstoffzellen-Triebzüge abgelöst werden sollen. Insgesamt wird für die Betankung an einer zentralen Tankstelle eine Kapazität für 14 bzw. 15 Triebzüge vorgesehen, davon jeweils einer als Reserve (Backup).

Für die Wasserstoff-Bereitstellung wird die Verwendung von Nebenprodukt-Wasserstoff aus dem bestehenden Wasserstoff-Rohrleitungsnetzwerk³ mit 240 Kilometern Länge überlegt, die bei einem Druck von ca. 1,7 MPa betrieben wird. Diese verläuft in Gladbeck in großer Nähe zur geplanten Tankstelle (70 m bzw. 700 m) in Bahnhofsnähe mit zwei Standortoptionen (Entfernung 1,1 km bzw. 2,4 km), in Dorsten müsste noch eine ca. 7 km lange Stichrohrleitung verlegt werden. Hier ist die Tankstelle etwa 700 m vom Bahnhof entfernt. Vorteil des Standortes Dorsten ist dabei die Verfügbarkeit einer Werkstatt, in der die Brennstoffzellen-Triebzüge gewartet werden können. Alternativ wird auch für die beiden Standorte in Gladbeck geprüft, den benötigten Wasserstoff als Nebenprodukt-Wasserstoff mit einem CGH₂-Trailer (Lkw) anliefern zu lassen. Für alle H₂-Tankstellen-Optionen wird zudem die vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse in Erwägung gezogen. Während für den Essen-Borken-Umlauf aller im Betrieb befindlichen Triebwagen ca. 2 Tonnen Wasserstoff pro Tage benötigt werden, sind es im Raum Düren nur 400 kg_{H₂}/Tag, da diese dann in Einfachtraktion, also der halben Zuglänge, betrieben werden sollen. Der Wasserstoffpreis soll sich dabei am Dieselenergieäquivalent orientieren.

Zu den besonderen Wünschen, die die Akteure in Nordrhein-Westfalen haben, gehören

- die Option die gespeicherte Wasserstoffmenge an Bord der Triebwagen zu vergrößern, um höhere tägliche Umläufe zu ermöglichen,
- eine möglichst hohe Kontinuität der Brennstoffzellen-Triebwagenentwicklung und -kommerzialisierung seitens der Hersteller im Angesicht der hohen Lebenserwartung der Fahrzeuge von 25 Jahren oder länger, um die hohe Anfangsinvestition abzusichern,
- eine Sensitivitätsanalyse über die Kosten eines 20, 35 oder 50 MPa Lkw-H₂-Trailertransportes zur Tankstelle und
- eine ungefähre Kostenskalierung mit der Größe der Tankstelle.

Abbildung 14 zeigt den geplanten Streckenverlauf sowie die möglichen Standorte der H₂-Tankstelle für die Brennstoffzellen-Triebwagenbetankung in Nordrhein-Westfalen.

³

Aus einer internen H₂-Marktanalyse Deutschland der LBST geht hervor, dass die H₂-Rohrleitung mit 1/3 aus Nebenprodukt-H₂ (aus der Chlor-Elektrolyse) sowie zu 2/3 Merchant/Captive H₂ (aus Erdgas-Dampfpreformierung) gespeist wird. Eine andere Quelle spricht von einer Reinheit der Klasse 3.0.

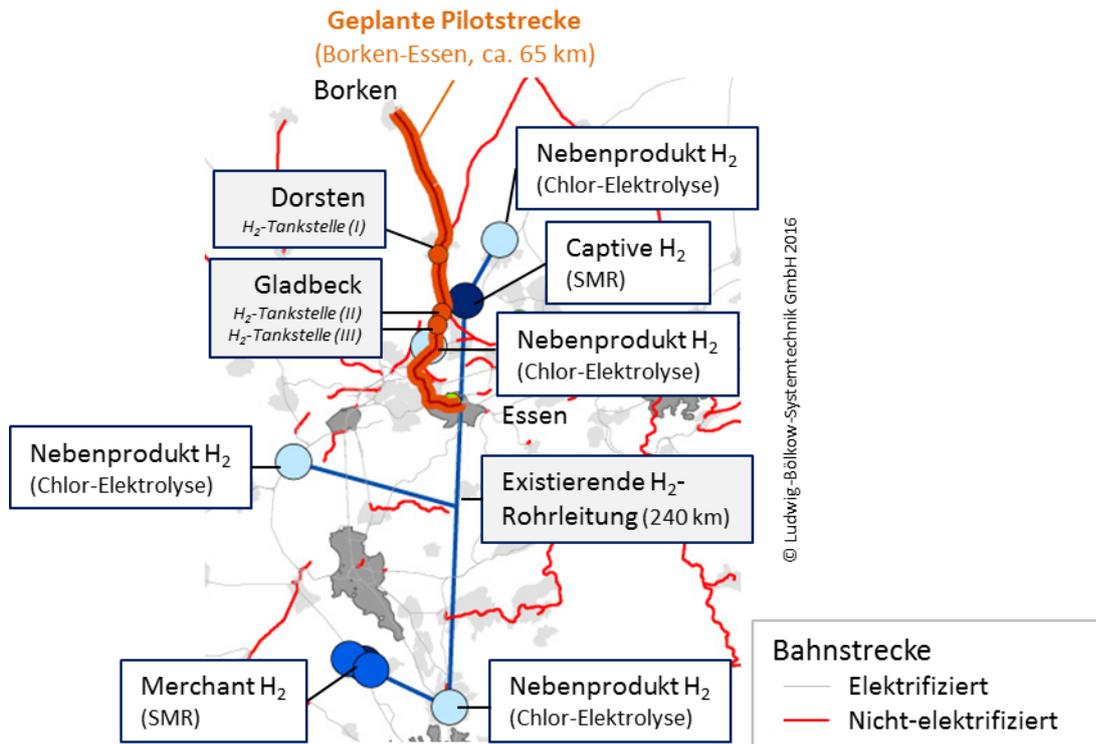


Abbildung 14: Nordrhein-Westfalen: geplanter Streckenverlauf des H₂/BZ-Pilotprojektes; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Weitere potenzielle Pilotprojekte in anderen Bundesländern

Im Folgenden werden ausgewählte Bundesländer mit potenziell weiteren Regionen für H₂/BZ-Pilotprojekte dargestellt und diskutiert. Die relevanten Strecken bzw. potenziellen Pilotprojekte können jedoch im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht werden. Daher ist in jedem Einzelfall abzuklären, in wie weit sich die Bahnstrecken prinzipiell für einen Einsatz von Brennstoffzellen-Triebwagen eignen bzw. Wasserstoff an den ausgewiesenen Standorten („H₂-Quellen“) in der entsprechenden Menge und Qualität zur Verfügung gestellt werden kann. Insbesondere Captive H₂, d.h. vor allem in Raffinerien erzeugter und genutzter Wasserstoff, kann immer weniger abgegeben werden, da dort der spezifische Wasserstoffeinsatz bzw. -bedarf stark wächst.

Schleswig-Holstein

Abbildung 15 zeigt die nicht-elektrifizierten Bahnstrecken und existierende H₂-Quellen sowie Regionen, die für einen potenziellen Einsatz von Brennstoffzellen-Triebzügen grundsätzlich geeignet sind. In Schleswig-Holstein sind knapp 70% der Bahnstrecken nicht-elektrifiziert.

In Brunsbüttel entsteht beispielsweise bei der Firma Covestro während der Produktion von Chlor Wasserstoff als Nebenprodukt. Zudem erzeugt dort die Firma Linde Merchant H₂ aus der Erdgas-Dampfreformierung (SMR). In einem Radius von bis zu 100 km (z.B. Brunsbüttel – Lübeck/Kiel-Flensburg/) könnte in Schleswig-Holstein ein Großteil der nicht-elektrifizierten Bahnstrecken grundsätzlich mit H₂ aus Brunsbüttel versorgt werden.

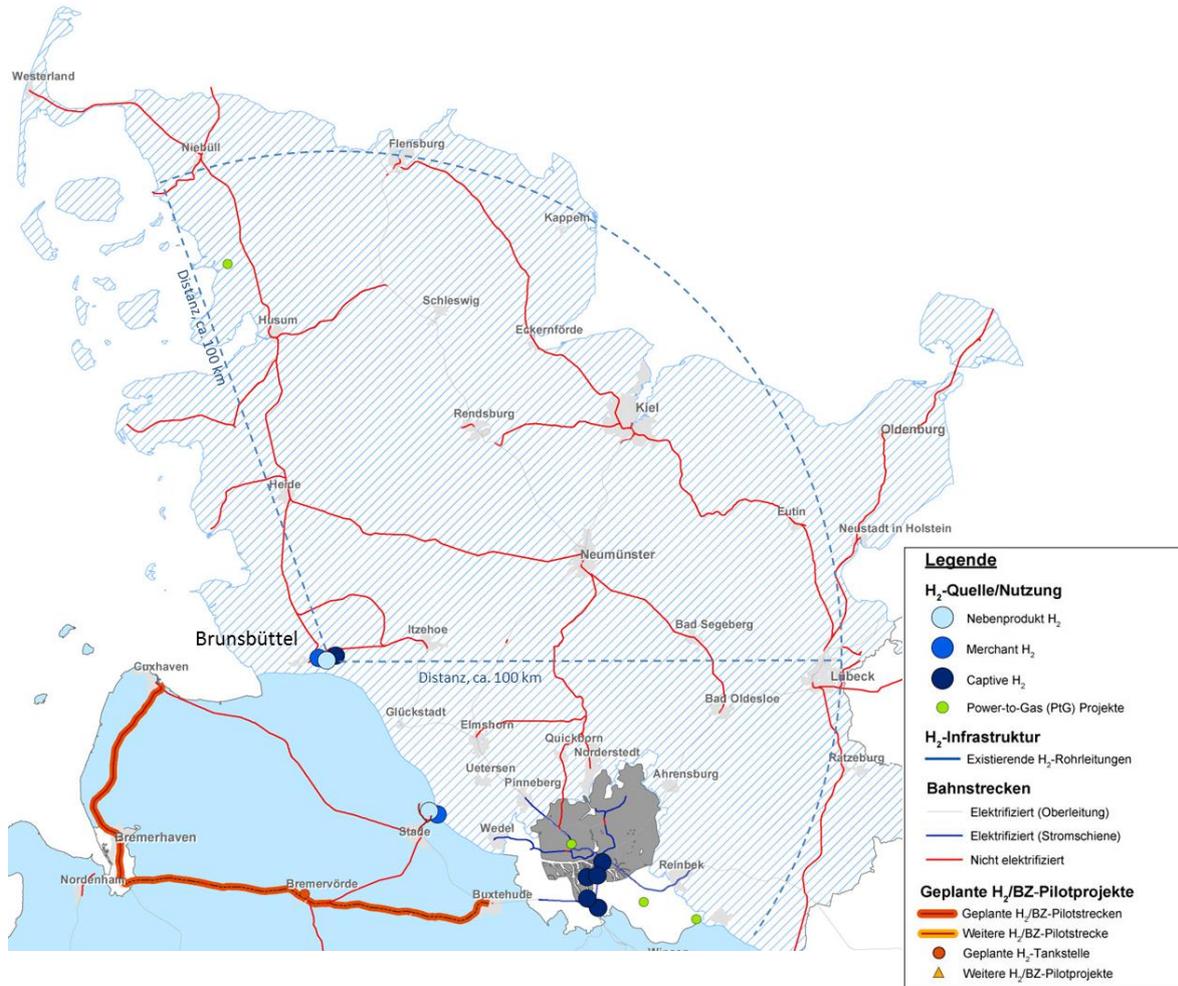


Abbildung 15: Schleswig-Holstein – potenzielle Regionen für den Einsatz von H₂/BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Bayern

Abbildung 16 zeigt die nicht-elektrifizierten Bahnstrecken und existierende H₂-Quellen sowie Regionen, die für einen potenziellen Einsatz von Brennstoffzellen-Triebzügen grundsätzlich geeignet sind. In Bayern sind knapp 50% der Bahnstrecken nicht-elektrifiziert.

Nebenprodukt H₂ aus der Chlor-Elektrolyse wird im sogenannten „ChemDelta Bavaria“ in der Region Burghausen/Gendorf sowie in Gersthofen bei Augsburg erzeugt. In Ingolstadt wird von der Firma Linde u.a. Merchant H₂ in einem Erdgas-Dampfreformer erzeugt. Grenznah betreibt die Firma Sauerstoffwerke-Friedrichshafen GmbH zudem eine Merchant H₂-Abfüllanlage in Aitrach-Marstetten die grundsätzlich auch für eine Wasserstoffbereitstellung mit in Betracht gezogen werden könnte.

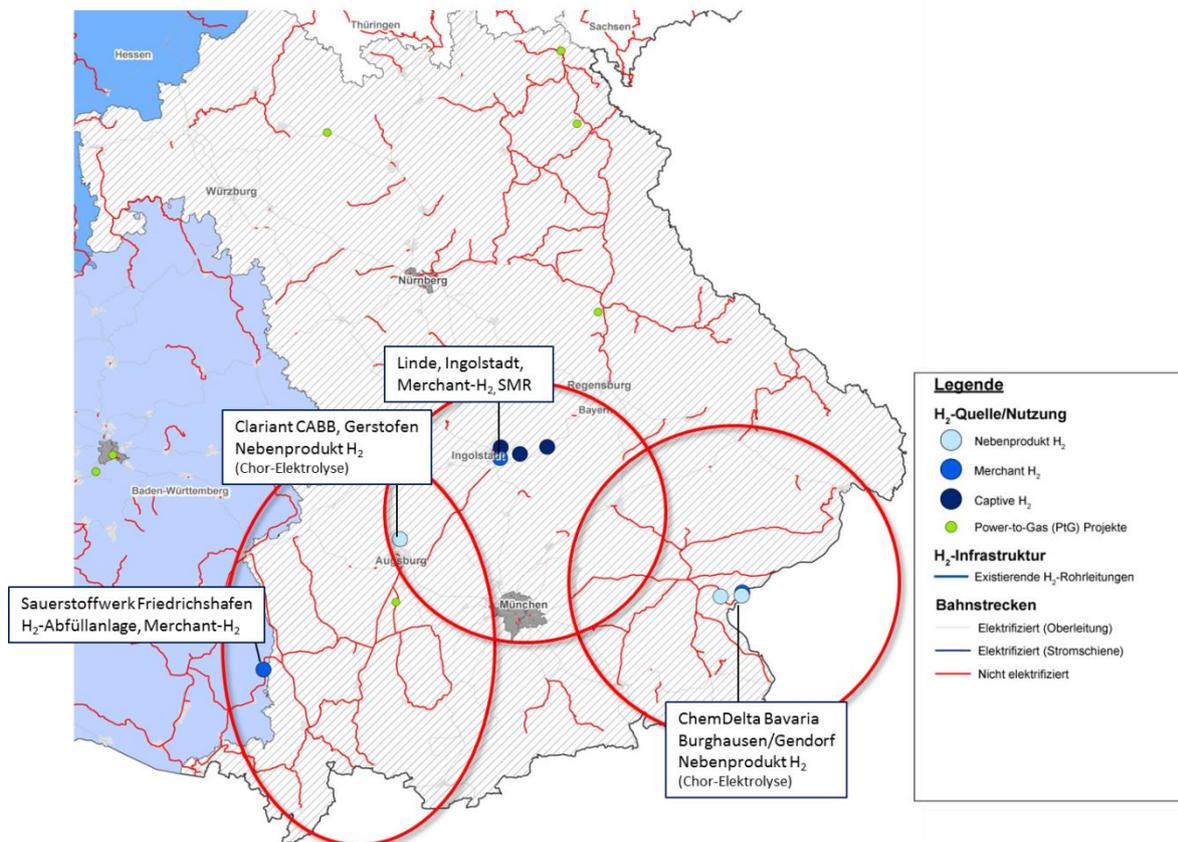


Abbildung 16: Bayern – potenzielle Regionen für den Einsatz von H₂/BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Sachsen/Sachsen-Anhalt/Thüringen

Abbildung 17 zeigt die nicht-elektrifizierten Bahnstrecken und existierende H₂-Quellen sowie Regionen in Sachsen-Anhalt und Thüringen, die für einen potenziellen Einsatz von Brennstoffzellen-Triebzügen grundsätzlich geeignet sind. In Thüringen sind knapp 70%, in Sachsen über 50% und in Sachsen-Anhalt knapp 40% der Bahnstrecken nicht-elektrifiziert.

Nebenprodukt H₂ aus der Chlor-Elektrolyse wird in Sachsen-Anhalt (Bitterfeld und Schkopau) erzeugt. Merchant H₂ steht in Bernburg, Leuna, Jena und Nuenchritz aus der Erdgas-Dampfreformierung (SMR – Steam Methane Reforming) grundsätzlich zur Verfügung. In Leuna betreibt die Firma Linde Deutschlands einzige Wasserstoff-Verflüssigungsanlage (LH₂) (Merchant H₂). Captive H₂ steht grundsätzlich eher nicht für die weitere Nutzung in Pilotprojekten zur Verfügung.

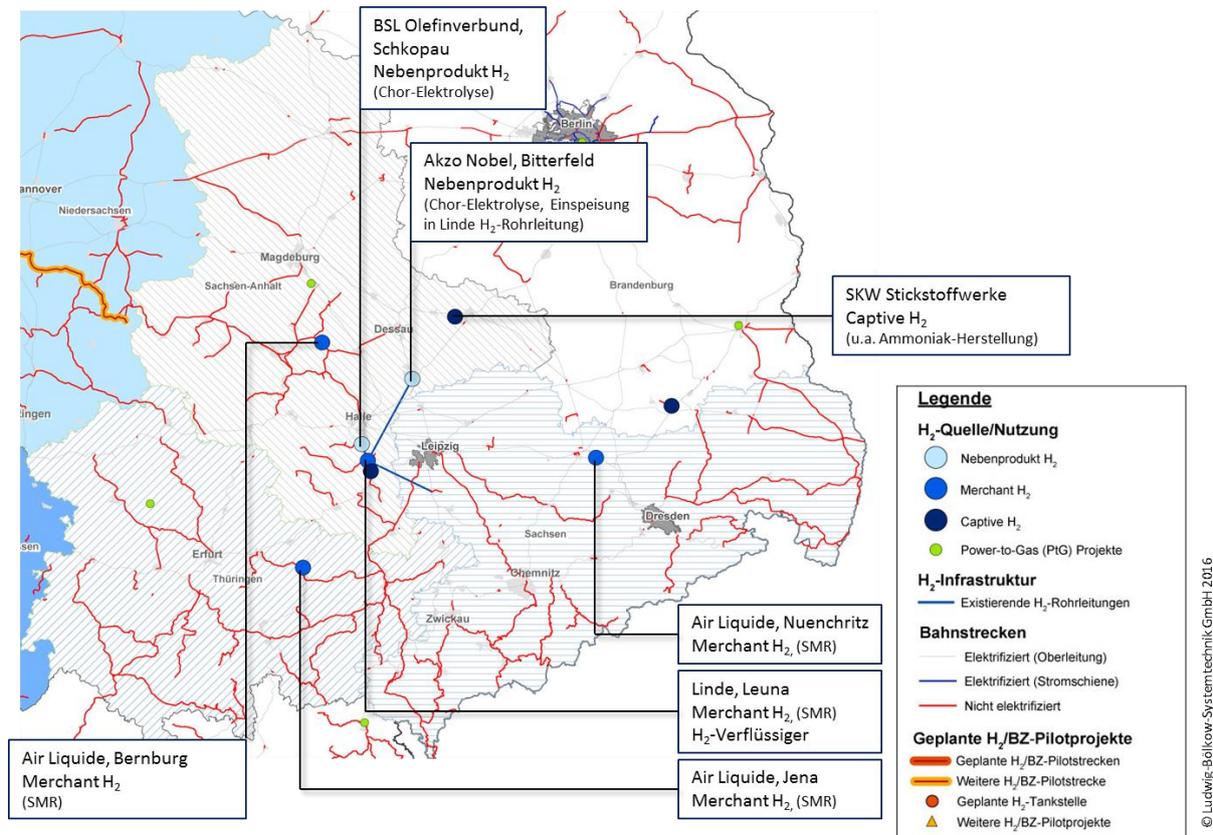


Abbildung 17: Sachsen / Sachsen-Anhalt – potenzielle Regionen für den Einsatz von H₂/BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

Brandenburg

Abbildung 18 zeigt die nicht-elektrifizierten Bahnstrecken und existierende H₂-Quellen sowie grundsätzlich gut geeignete Regionen für den potenziellen Einsatz von Brennstoffzellen-Triebzügen. Brandenburg weist vor allem im Norden nicht-elektrifizierte Bahnstrecken auf. Jedoch verfügt das Land weder über Produktionsstandorte von Nebenprodukt H₂ noch von Merchant H₂. Captive H₂ steht grundsätzlich eher nicht für den weiteren Einsatz in Brennstoffzellen-Triebzügen zur Verfügung.

Für potenzielle H₂/BZ-Pilotprojekte, insbesondere im Norden des Landes, könnte die Verfügbarkeit von Wasserstoff aus laufenden bzw. geplanten PtG-Projekten untersucht werden.

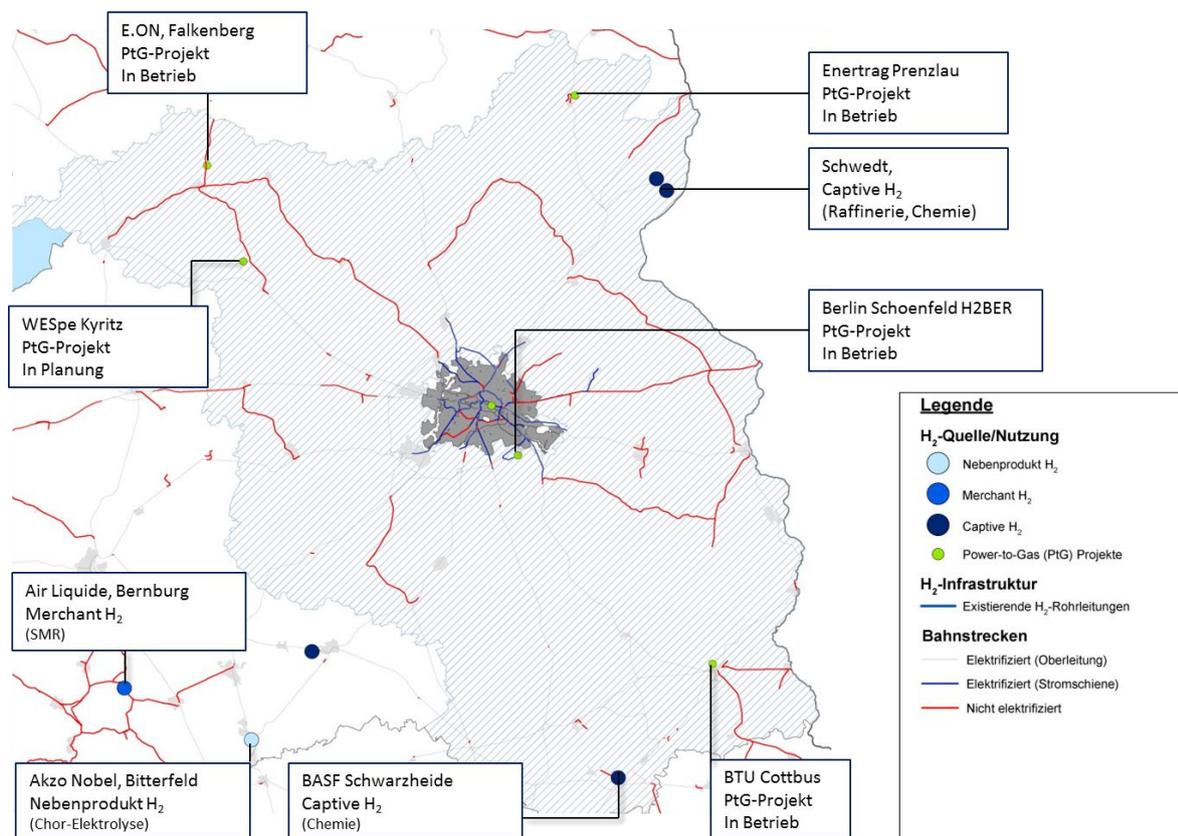


Abbildung 18: Brandenburg – potenzielle Regionen für den Einsatz von H₂/BZ-Triebzügen; Quelle: Datengrundlage nach Tabelle 1; eigene Auswertung LBST; [DB Netz 2015]; eigene Auswertung Signon

1.2. Entwicklung und Bewertung von Konzepten zur Wasserstoffbereitstellung für den Schienenverkehr

1.2.1. Darstellung grundsätzlich geeigneter Versorgungskonzepte (Wasserstoff-Quelle und Distribution)

Zur Versorgung einer Wasserstofftankstelle für Brennstoffzellen-Bahnfahrzeuge ist eine Vielzahl möglicher H₂-Bereitstellungspfade denkbar. Prinzipiell lassen sich nahezu alle H₂-Erzeugungsoptionen mit allen H₂-Distributionsoptionen kombinieren. Die wichtigsten H₂-Erzeugungs- und Distributionsoptionen werden im Folgenden kurz beschrieben.

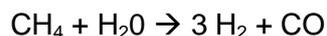
Nebenproduktwasserstoff aus Industrieprozessen

Einige industrielle Prozesse (z.B. die Chlor-Alkali-Elektrolyse) produzieren neben dem gewünschten Hauptprodukt das Nebenprodukt Wasserstoff. Dieser kann lokal in weiteren Prozessen oder in Energieanwendungen (z.B. Strom- oder Wärmeerzeugung) Anwendung finden oder als Rohstoff bzw. Kraftstoff an anderen Industrieunternehmen bzw. in den Verkehrssektor verkauft werden. Abhängig vom Entstehungsprozess ist i.d.R. eine Reinigung des Wasserstoffs vor der Verwendung in Brennstoffzellen notwendig.

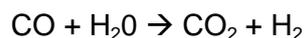
H₂-Erzeugung in einem Erdgas-Dampfreformer

Heute wird Wasserstoff überwiegend durch Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen hergestellt. Die Herstellung erfolgt dabei meist direkt am Ort des Wasserstoffbedarfs und wird dem entsprechenden Prozess via lokaler Rohrleitung zur Verfügung gestellt. Ein Teil des erzeugten Wasserstoffs kann nach entsprechender Konditionierung (z.B. Verdichtung, Verflüssigung) z.B. auch per LKW-Transport weiteren Verbrauchern zur Verfügung gestellt werden.

Bei der Dampfreformierung reagiert Wasserdampf bei Temperaturen von über 800°C mit z.B. Erdgas:



und anschließend in einer weiteren Reaktion:



Der Wirkungsgrad großer Dampfreformer beträgt, bezogen auf den unteren Heizwert, etwa 70 bis 75%, inklusive der Eigenversorgung mit elektrischer Energie. Bei kleinen Dampfreformern ist der Wirkungsgrad deutlich geringer. Die spezifischen Investitionskosten eines Dampfreformers skalieren stark mit der Produktionskapazität. Während kleine Reformer spezifische Investitionskosten von bis über 3.000 €/Nm³/h erreichen, betragen die spezifischen Investitionskosten für Großreformer (>40.000 Nm³/h) etwa 1.000 €/Nm³/h. Die Wasserstoffgestehungskosten einer Dampfreformungsanlage werden primär über die Kosten des eingesetzten Energieträgers bestimmt. Bei einem Erdgaspreis von beispielsweise 32,5 €/MWh betragen die Brennstoffkosten etwa 1,5 €/kg_{H₂}.

H₂-Erzeugung per Wasser-Elektrolyse

Die Erzeugung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser gilt als eine der vielversprechendsten Möglichkeiten in Zukunft große Mengen Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zu erzeugen. Gegenwärtig stehen mit alkalischer Elektrolyse und PEM Elektrolyse zwei unterschiedliche Elektrolysetechnologien für den Einsatz im industriellen Maßstab zur Verfügung. Andere Elektrolysetechnologien wie z.B. die Hochtemperatur-Elektrolyse befinden sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

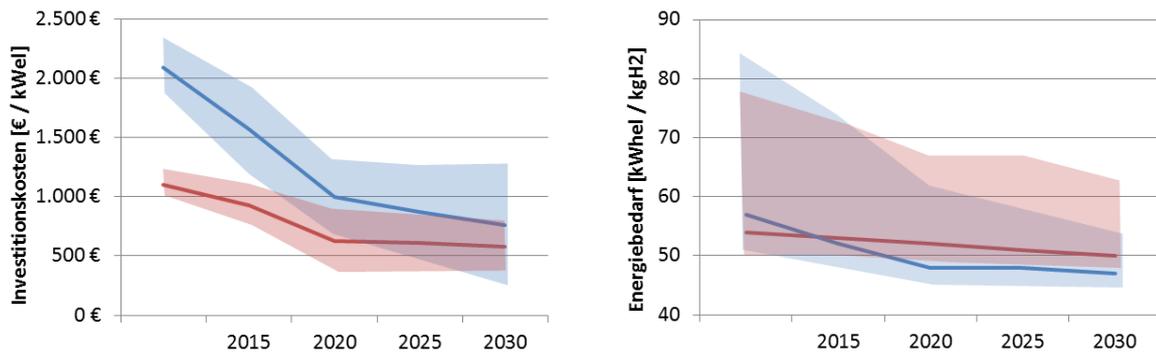


Abbildung 19: Erwartete Entwicklungsbandbreite der Investitionskosten (links) und der spezifischen Energieverbräuche (rechts) für alkalische und PEM Elektrolyse; Mittlerer Erwartungswert als Linie dargestellt; nach [Bertuccioli et al. 2014]

Derzeit sind die spezifischen Investitionskosten von alkalischen Elektrolyseuren deutlich geringer als von PEM-Elektrolyseuren. Es wird erwartet, dass sich das Niveau der Investitionskosten für beide Technologien in Zukunft annähert. Für beide Technologien wird bei breiter Markteinführung eine signifikante Kostenreduktion erwartet. Gleiches gilt für die Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs (Wirkungsgrad). Dieser soll sich von derzeit etwa $55 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kgH}_2$ ($\sim 60\%$) auf etwa $50 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kgH}_2$ ($> 65\%$) verbessern.

Neben den Investitionskosten und dem Wirkungsgrad sind bei Elektrolyseuren noch der Ausgangsdruck, die erzielbare Wasserstoffreinheit, die Laständerungsgeschwindigkeit, die Teil- und Überlastfähigkeit sowie die Lebensdauer wichtige Parameter, die bei einer Auswahl betrachtet werden müssen.

Wasserstofftransport per LKW und auf der Schiene

Kleine und mittlere Wasserstoffverbraucher, für die eine Wasserstoffherzeugung vor Ort heute unrentabel ist, werden per LKW mit Wasserstoff aus zentralen Produktionseinrichtungen versorgt. Das geschieht entweder gasförmig in Druckbehältern oder verflüssigt bei Temperaturen unter -253 °C mit vakuum-isolierten Transportbehältern für Flüssigwasserstoff.

Für die Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff werden heute meist Druckbehälter mit einem Nenndruck von 20 MPa (200 bar) verwendet. Diese bestehen entweder aus reinem Stahl (Typ I) oder aus Stahl mit Faserverstärkung (Typ II). Hier wird die Druckfestigkeit eines Stahltanks durch Umwicklung mit Karbon- oder Glasfasern erhöht. Folglich muss weniger Stahl eingesetzt werden, wodurch ein geringeres Tankgewicht erzielt werden kann. Die maximal zulässige LKW-Gesamtmasse aus Zugfahrzeug, Anhänger und Ladung ist auf 40 t begrenzt. Durch die Gewichtseinsparung mit Typ II Tanks gegenüber Typ I Tanks, kann die transportierte Wasserstoffmenge deutlich erhöht werden. Dennoch kann durch das hohe Gewicht der heutigen Druckbehälter aus Stahl bzw. Stahl mit Faserverstärkung, je nach Bauart, nur eine Wasserstoffmenge von wenigen 100 kg transportiert werden.

Tabelle 7: Kurzübersicht über verschiedene Druckbehältertypen

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

Um die Wasserstoff-Transportmenge weiter zu erhöhen, werden derzeit mobile Druckbehälter entwickelt, die vollständig Glas- und/oder Karbonfaser einsetzen (Typ IV), welche einen gasdichten Kunststoff-Innenbehälter mit einem lasttragenden Faserverbund umwickeln. Der dünne Kunststoffbehälter (Liner) besteht dabei z.B. aus Polyamid. Die hohe Festigkeit und das geringe Gewicht von Karbonfasern ermöglicht einen vergleichsweise leichten Tank mit Nenndrücken von etwa 50 MPa (500 bar) oder mehr. Durch diese Tanktechnologie lässt sich die Menge gasförmig transportierten Wasserstoffs auf etwa 1.000 kg pro 40 Fuß-Container steigern. Die ersten mobilen 50 MPa Druckbehälter werden bereits auf der Straße eingesetzt.

Eine Verwendung von Druckbehältern, z.B. integriert in 20“ oder 40“ Fuß-Container, zur Verwendung im Bahntransport sollte prinzipiell möglich sein. Erfahrungen zum Bahntransport von Druckwasserstoff in Europa sind aber auf einen Einzelfall in der Schweiz vor vielen Jahren beschränkt. Die Firma VTG hat beispielweise über viele Jahre zwei mit je einem nahtlos gezogenen Typ I Stahlbehälter ausgerüstete Bahnwaggons zum regelmäßigen Wasserstoff-Transport bei 20 MPa in der Schweiz eingesetzt [VTG 2016]. Jeder dieser 30 m³ fassenden Wasserstoffdrucktanks konnte ca. 450 kg_{H2} transportieren bei einem Gesamtgewicht von ca. 80 Tonnen.

Da der Bahn(gefragut)transport von Wasserstoff einem Straßentransport via Lkw-Trailer aus Akzeptanz- und Energiebedarfsgründen grundsätzlich vorzuziehen ist (siehe dazu auch Kapitel V Themengebiet Akzeptanz und Synergien), stellt sich die Frage, wie man den spezifischen Energieeinsatz dieses Transportvektors z.B. durch Verringerung der Transportfrequenz weiter verbessern kann. Folgende prinzipielle Optionen wurden dazu identifiziert:

- Eine Anhebung des Wasserstoff-Speicherdrucks in den Behältern von 20 MPa auf 35MPa oder 50 MPa, was aber eine Änderung des gängigen Regelwerks erfordern würde,
- die Verlängerung des Bahnwaggons zur Vergrößerung des Transportvolumens pro Waggon und damit reduzierte Rangieraufwände, sowie
- die Wahl leichter Druckbehälter z.B. durch Substitution von Stahl- (Typ I) durch Kompositbehälter (Typs IV).

Die damit erreichbare Transportmenge kann auf ca. 1.500 – 2.500 kgH₂ pro Bahnwagen abgeschätzt werden⁴. Mit heute üblichen LKW-Anhängern (20 MPa) können etwa 500 kgH₂ gasförmiger Wasserstoff pro Fahrt angeliefert werden. Auch 1.000 kgH₂ pro Trailer sind bereits in 50 MPa-Trailern konkret umgesetzt, jedoch ist diese Technologie derzeit noch nicht flächendeckend verfügbar.

Deutlich höhere Transportmengen sind mit flüssigem Wasserstoff möglich. Auf einem LKW-Anhänger mit vakuum-isoliertem Wasserstofftank können etwa 3.000 kg tiefkalter Wasserstoff transportiert werden. Dazu muss der Wasserstoff vor dem Transport zuerst bei -253 °C verflüssigt werden. Anlagen zur Wasserstoffverflüssigung gibt es in Europa derzeit nur je eine in Leuna (DE), Rozenburg bei Rotterdam (NL) und Waziers bei Lille (FR). Der Energieaufwand zur Verflüssigung ist mit etwa 30% bis 40% des Energieinhalts des Wasserstoffs als hoch einzuordnen. Vorteile gegenüber gasförmigen Wasserstoffs können vor allem beim Transport, der Kurzzeitlagerung (wenige Tage und Wochen) und der Druckerhöhung erzielt werden. Bei hoher Energiedichte (ca. 70,7 kg/m³) muss flüssiger Wasserstoff bei geringem Platzbedarf in entsprechend isolierten Tanks gespeichert werden. Da der Wärmeeintrag in den Speicherbehälter nicht vollständig verhindert werden kann, ist

⁴ Abhängig von z.B. von Waggonlänge und Wasserstoff-Druckniveau

mit Verdampfungsverlusten von etwa 0,5% bis 1% pro Tag zu rechnen. Diese Verdampfungsverluste müssen dem Tank entnommen werden, um einen unzulässigen Anstieg des Drucks zu vermeiden. Die z.B. an der Betankungsanlage gewünschte Druckerhöhung der tiefkalten Flüssigkeit ist mittels Kryopumpe im Vergleich deutlich energieeffizienter möglich als bei gasförmigem Wasserstoff.

Der Transport von Flüssigwasserstoff per Bahn wird heute in Europa nicht praktiziert. Eine Betrachtung dieser Transportoption wird im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Wasserstofftransport per Rohrleitung

In Deutschland gibt es derzeit zwei größere Wasserstoff-Rohrleitungssysteme. Ein etwa 100 km langes System wird von Linde in Mitteldeutschland (Rodleben, Leuna, Zeitz) betrieben. Ein weiteres, mit einer Länge von 240 km von Air Liquide im Ruhrgebiet. Des Weiteren gibt es eine kürzere Rohrleitung in der Nähe von Brunsbüttel.

Rohrleitungen haben gegenüber anderen Verteiloptionen vor allem dann Vorteile, wenn dauerhaft große Menge zwischen H₂-Erzeuger und -Verbraucher transportiert werden müssen. Heute werden entsprechende H₂-Großverbraucher allerdings i.d.R. durch dedizierte H₂-Produktionseinrichtungen vor Ort versorgt, womit der Transportaufwand, auf eine Pipelineverbindung innerhalb des Werkgeländes, reduziert werden kann. Bestehende Rohrleitungssysteme sind historisch gewachsen bzw. verbinden Standorte mit Nebenprodukt-Wasserstoff und Standorte mit Wasserstoffbedarf. Neue Rohrleitungssysteme oder Erweiterungen bestehender Systeme sind prinzipiell denkbar. Dabei ist zu beachten, dass kleine Rohrlängendurchmesser, vor allem aufgrund der anfallenden Erdarbeiten, spezifisch deutlich teurer sind als große. Für kleine H₂-Durchsätze ist eine Rohrleitung daher wirtschaftlich meist uninteressant.

Kombination von Erzeugungs- und Distributionsoptionen

Die einzelnen Erzeugungs- und Distributionsoptionen lassen sich zu verschiedenen H₂-Bereitstellungspfaden zusammenfügen. In Abbildung 20, Abbildung 21 und Abbildung 22 sind einige mögliche Pfadkombinationen sortiert nach Wasserstoffquelle vereinfacht dargestellt. Nicht alle gezeigten Optionen sind heute wirtschaftlich darstellbar.

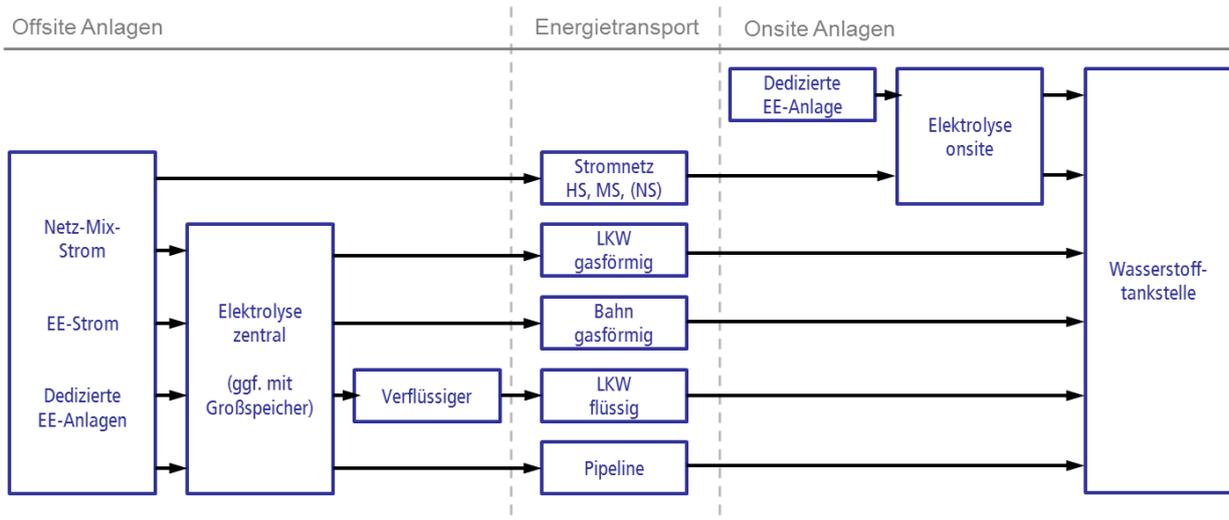


Abbildung 20: Mögliche H₂-Bereitstellungspfade basierend auf Wasser-Elektrolyse

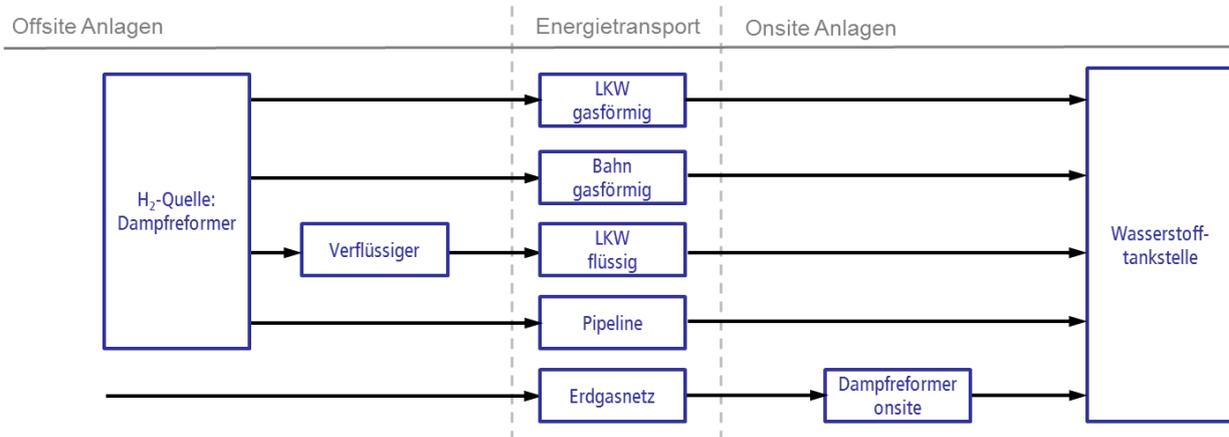


Abbildung 21: Mögliche H₂-Bereitstellungspfade basierend auf Erdgas-Dampfreformierung

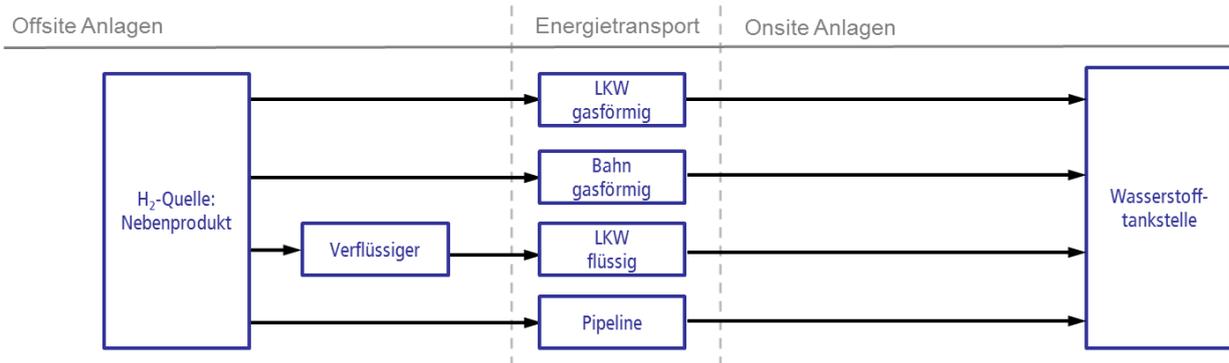


Abbildung 22: Mögliche H₂-Bereitstellungspfade basierend auf Nebenprodukt-Wasserstoff

Basierend auf ersten Abschätzungen zum Wasserstoffbedarf (ca. 2 t/Tag bei 10 BZ-Zügen), Erfahrungswerten, durchgeführten Experteninterviews sowie unter Berücksichtigung der aktuellen Planung der Länder (siehe Kap. 1.1.3) wurden folgende fünf Bereitstellungspfade für eine detailliertere, vergleichende Analyse ausgewählt:

- Pfad 1: H₂-Erzeugung vor Ort via Wasser-Elektrolyse
- Pfad 2: H₂-Erzeugung in zentralem Dampfreformer mit anschließender Verflüssigung und flüssigem Transport via LKW
- Pfad 3: Nebenproduktwasserstoff aus zentralem Industrieprozess kombiniert mit gasförmigem Hochdruck-Transport via LKW
- Pfad 4: Nebenproduktwasserstoff aus zentralem Industrieprozess kombiniert mit gasförmigem Hochdruck-Transport via Bahn
- Pfad 5: Nebenproduktwasserstoff aus zentralem Industrieprozess kombiniert mit Transport via H₂-Rohrleitung

Eine Beschreibung der ausgewählten Pfade sowie Schemata der dazugehörigen Betankungsinfrastruktur folgen im anschließenden Kapitel.

1.2.2. Darstellung der ausgewählten H₂-Bereitstellungspfade mit dazugehörigen Tankstellenkonzepten

In diesem Kapitel werden die einzelnen ausgewählten H₂-Bereitstellungsoptionen mit den dazugehörigen Tankstellenkonzepten beschrieben sowie schematisch dargestellt. Die wichtigsten Vor- und Nachteile werden in einer Tabelle jeweils gegenübergestellt.

Obwohl sich die H₂-Bereitstellung an den jeweiligen Betankungsstandort für die einzelnen Pfade deutlich unterscheidet, gibt es einige Gemeinsamkeiten die alle (bzw. die meisten) Tankstellenkonzepte vereinen. Dazu zählen:

- Der Kraftstoff wird über zwei parallel geschaltete Dispenser gasförmig an zwei unabhängige Tanksysteme des Schienenfahrzeugs abgegeben.
- Der Transfer des gasförmigen Wasserstoffs wird durch Druckdifferenz (Überströmen) zwischen Tankstelle und Tanksystem des Schienenfahrzeugs erreicht.
- Um eine möglichst kosten- sowie energieeffiziente Betankung zu ermöglichen, wird der Wasserstoff tankstellenseitig aus einer Druckkaskade bestehend aus zwei Druckstufen abgegeben (Ausnahme: Anlieferung Flüssigwasserstoff).
 - Dazu wird zu Beginn der Betankung zunächst Wasserstoff aus einer Mitteldruck-Speicherbank, welche zwischen 10 und 30 MPa betrieben wird, in das Tanksystem des Schienenfahrzeugs überströmt. Dadurch gleichen sich die Drücke im Tanksystem des Schienenfahrzeugs und in der Mitteldruckbank an und der Massenstrom wird geringer. Durch eine intelligente Verschaltung einzelner Druckbehälter innerhalb der Mitteldruckbank lässt sich der Transferprozess optimieren und zunächst ein Druck etwas unterhalb von 30 MPa im Fahrzeugtank erreichen.
 - Anschließend wird Wasserstoff aus der Hochdruck-Speicherbank (30 bis 45 MPa) für die Fahrzeugbetankung verwendet, bis der gewünschte Füllstand (nominell 35 MPa) im Fahrzeugtank erreicht ist. Auch hier kann ein intelligentes Management der einzelnen Speicherbehälter den Transferprozess optimieren.
 - Durch Temperatureinflüsse kann der tatsächliche Druck im Fahrzeug-Tanksystem während und nach der Betankung oberhalb oder unterhalb des nominellen Drucks liegen bzw. enden. Eine energieintensive Vorkühlung des Wasserstoffs (wie z.B. bei der Betankung von 70 MPa Brennstoffzellen-PKW) wird nach Expertenangaben für die Betankung von Schienenfahrzeugen mit 35 MPa Tanksystem voraussichtlich nicht benötigt.
- Für die Betankung wird (pro Dispenser) eine auch bei BZ-Bussen verwendete Zapfpistole mit einer maximalen Wasserstoff-Transferrate von 120 g_{H₂}/s verwendet. Dabei ist zu beachten, dass es sich dabei um eine maximal zulässige Wasserstoff-Transferrate handelt. Abhängig vom Füllstand des Fahrzeug-Tanksystems und der Auslegung der Tankstelle kann die durchschnittliche Transferrate deutlich darunter liegen. Eine genaue Aussage über die maximal erzielbaren H₂-Transferraten kann nicht ohne detaillierte Tankstellenauslegung gemacht werden.
- Die einzelnen BZ-Schienenfahrzeuge werden nacheinander mit Wasserstoff betankt. Eine Betankungsposition (mit 2 Dispensern) ist somit ausreichend.

Die beiden Tanksysteme der Fahrzeuge fassen je knapp 90 kg. Die reine Betankungszeit einer kompletten Betankung, begrenzt durch den maximalen Gasfluss durch die Zapfpistole, beträgt somit mindestens 12,5 Minuten. Realistisch ist voraussichtlich von einer deutlich längeren Betankungszeit auszugehen (Maximale Transferrate vs. durchschnittliche

Transferrate). Die Rangierzeit der Triebwagen zwischen der Betankung einzelner Fahrzeuge beträgt etwa 30 Minuten.

1.2.2.1. Pfad 1 – Onsite-Elektrolyse

Der H₂-Bereitstellungspfad mit vor Ort Wasser-Elektrolyse (Onsite-Elektrolyse) zeichnet sich durch den Energietransport mittels elektrischer Energie aus. Erst am Ort des Wasserstoffbedarfs wird Wasser unter Verwendung von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der bei niedrigem Druck (i.d.R. < 2 MPa) erzeugte Wasserstoff wird verdichtet und bis zur Abgabe an das Schienenfahrzeug in den Hoch- und Mitteldruckbänken zwischengespeichert. Das Nebenprodukt Sauerstoff kann ggf. lokal vermarktet werden, wird hier jedoch nicht weiter betrachtet.

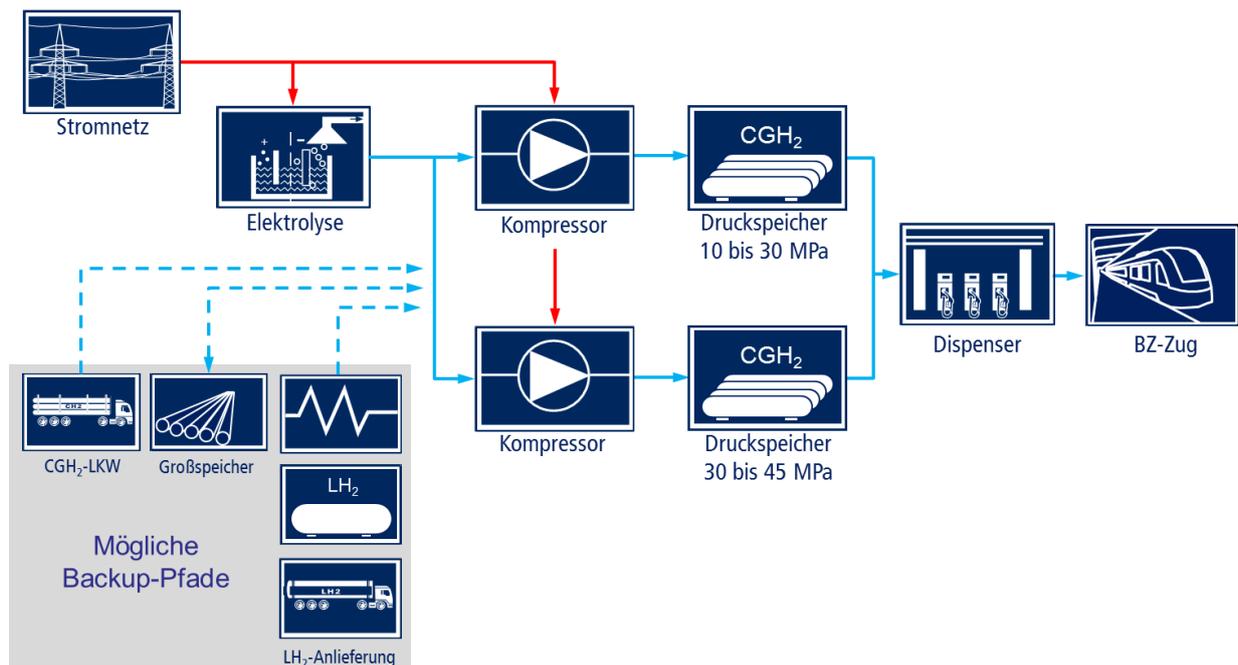


Abbildung 23: Wasserstoffbereitstellung per Onsite-Elektrolyse

Die Wasserstoffkosten werden bei dieser H₂-Bereitstellungsvariante primär durch die eingesetzte Elektrolyse-Technologie (Investitionskosten, Wirkungsgrad, Lebensdauer, etc.), durch die Stromkosten und die jährliche Betriebsdauer des Elektrolyseurs bestimmt. Neben dem Elektrolyseur sind die wichtigsten Hauptkomponenten die Verdichter sowie die Druckspeicher.

In Tabelle 8 sind die wichtigsten Vor- und Nachteile dieser Versorgungsvariante im Vergleich zu anderen H₂-Bereitstellungsvarianten gegenübergestellt.

Tabelle 8: Vor- und Nachteile der Wasserstoffversorgung durch Onsite-Elektrolyse

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Kein Straßenlieferverkehr durch Wasserstoffanlieferung Umwelt- und klimafreundliche Wasserstoffherzeugung möglich Erbringung von Systemdienstleistungen im lokalen Strom(verteil)netz möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe elektrische Anschlussleistung erforderlich (Mittel- oder Hochspannungsanschluss) Hohe Investitionskosten in Elektrolyseanlage Hohe resultierende Wasserstoffkosten Hoher Platzbedarf für Elektrolyseur notwendig

Als Backup-Pfade zur Überbrückung eines Ausfalls des Elektrolyseurs sind prinzipiell eine Anlieferung von gasförmigen Wasserstoff per LKW, eine lokale Wasserstoffbevorratung in einem (z.B. unterirdischen) Großspeicher oder die Anlieferung von flüssigem Wasserstoff per

LKW mit anschließender Verdampfung, denkbar. Die Option der Anlieferung flüssigen Wasserstoffs erfordert allerdings zusätzliche Investitionen in Flüssigspeicher und Verdampfer. Die Wahl einer Backup-Option ist abhängig von der gewünschten Versorgungssicherheit, den lokalen Platz- und Verkehrsverhältnissen sowie den geographisch überhaupt zur Verfügung stehenden Optionen (z.B. Lieferdistanz Flüssigwasserstoff).

1.2.2.2. Pfad 2 – Flüssigwasserstoff-Anlieferung

Verflüssigter Wasserstoff (LH₂; kurz für Liquid Hydrogen;) wird in Deutschland derzeit nur am Standort Leuna erzeugt und von dort national verteilt. Weitere H₂-Verflüssiger in Mitteleuropa stehen lediglich in Rozenburg bei Rotterdam (NL) und Waziers bei Lille (FR) zur Verfügung. Da flüssiger Wasserstoff effizient per LKW transportiert werden kann, ist eine Versorgung großer Verbraucher auch in weiterer Entfernung zu einem H₂-Verflüssiger denkbar. Pro LKW Anfahrt können ca. 3.000 kg Wasserstoff angeliefert werden.

Das Tankstellenkonzept für die Verarbeitung von flüssig angeliefertem Wasserstoff unterscheidet sich grundlegend von Konzepten mit gasförmiger Anlieferung bzw. Erzeugung. An Stelle der Verdichtung von gasförmigem Wasserstoff tritt hier die Förderung des flüssigen, tiefkalten Wasserstoffs mittels Krypumpen. Die unter Druck stehende Flüssigkeit wird anschließend durch Wärmezufuhr in einem Verdampfer in unter Druck stehenden, gasförmigen Wasserstoff umgewandelt. Das nun nahe Umgebungstemperatur befindliche Gas wird über Dispenser an das Schienenfahrzeug abgegeben. Abhängig von der Auslegung der Tankstelle ist eine Zwischenspeicherung bei ca. 30 bis 45 MPa erforderlich. Bei entsprechender Leistung der Krypumpe und des Verdampfers kann auf den Zwischenspeicher verzichtet werden. Der Verdampfer kann entweder als Umgebungswärmetauscher mit entsprechender Aufstellfläche oder als kompakter elektrischer Verdampfer ausgeführt werden.

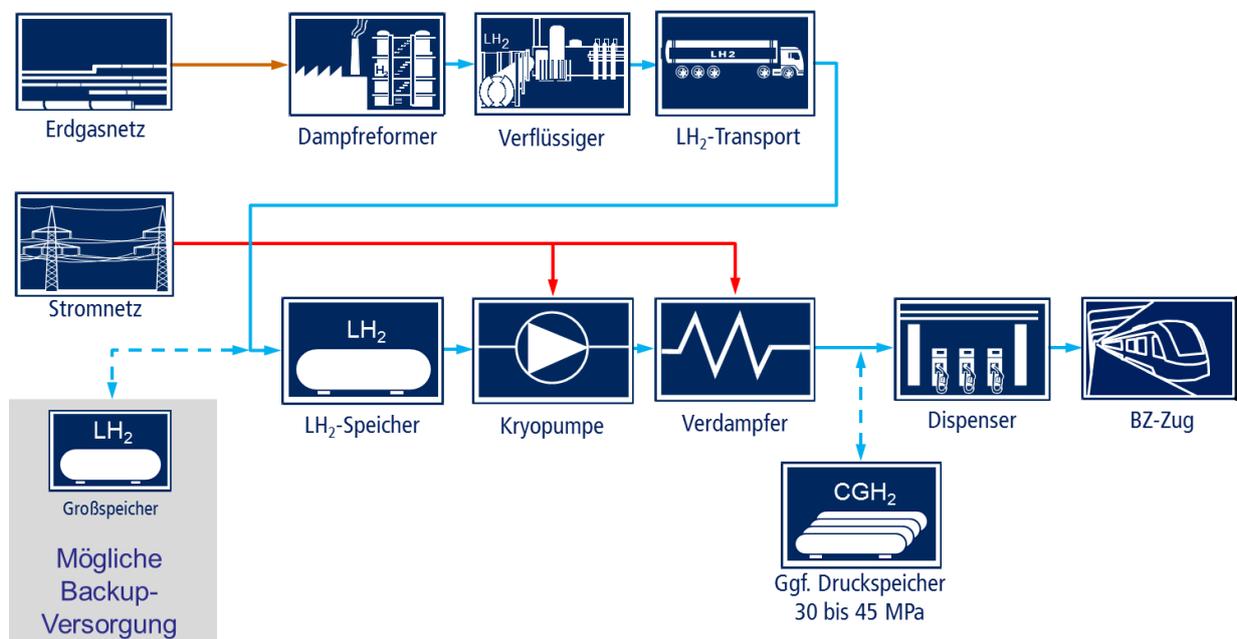


Abbildung 24: Wasserstoffbereitstellung aus zentralem Dampfreformer mit LKW-Anlieferung von Flüssigwasserstoff

Neben der Krypumpe und dem Verdampfer ist der Speicher für Flüssigwasserstoff eine wichtige Komponente des Tankstellenkonzepts. Der vakuum-Isolierte Speicher muss ausreichend dimensioniert sein, um eine vollständige LKW-Lieferung (ca. 3.100 kg)

aufnehmen zu können. Die einzige sinnvolle Backup-Versorgung besteht hier in der zusätzlichen Bevorratung von flüssigem Wasserstoff in einem Großspeicher. Alternativen mit gasförmiger H₂-Versorgung scheiden aufgrund der nicht vorhandenen Verdichter aus.

Durch nicht vermeidbaren Wärmeeintrag in die stationären und mobilen LH₂-Speicher verdampft ein geringer Teil des Wasserstoffs bereits während des Transportes bzw. der Speicherung. Um einen unerlaubten Druckanstieg im Speicher zu verhindern, muss der verdampfte Wasserstoff entnommen werden. Durch die Vakuum-Isolierung kann der Wärmeeintrag in den Speicher soweit reduziert werden, dass Abdampfraten von ca. 0,5 % pro Tag erzielt werden. Die Abdampfverluste können aufgefangen und zur lokalen Strom- oder Wärmeerzeugung genutzt werden.

Tabelle 9: Vor- und Nachteile einer H₂-Versorgung mit flüssigem Wasserstoff

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Weniger (LKW) Lieferverkehr als bei gasförmiger Anlieferung • Gute Speicherbarkeit auch größerer Mengen • Effiziente Druckerzeugung durch Kryopumpe • Bei ausreichender Leistung der Kryopumpe Tankstelle ohne Druckspeicher möglich • I.d.R. vergleichsweise geringe Investitionskosten für die Tankstelle • Geringer Platzbedarf der Tankstelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Flüssiger Wasserstoff nur eingeschränkt verfügbar (wenige Verflüssiger in Europa) • Hohe Abhängigkeit von Lieferanten (wenige, hohe Einstiegshürde für alternative Lieferanten) • Hoher Energiebedarf für Verflüssigung • Ggf. weite Anlieferung notwendig, keine lokale „Geschichte“ erzählbar • Heute hohe Marktpreise für flüssigen Wasserstoff

1.2.2.3. Pfad 3 - Nebenprodukt-Wasserstoff mit gasförmiger LKW-Anlieferung

Der gasförmige, gereinigte Nebenprodukt-Wasserstoff wird in einer Abfüllanlage verdichtet und in mobile Druckbehälter gefüllt. Diese können dann per LKW verteilt werden. Aufgrund des hohen Wasserstoffbedarfs der Tankstelle, sollte die Anlieferung mit modernen Hochdruckspeichern (~ 50 MPa) durchgeführt werden.

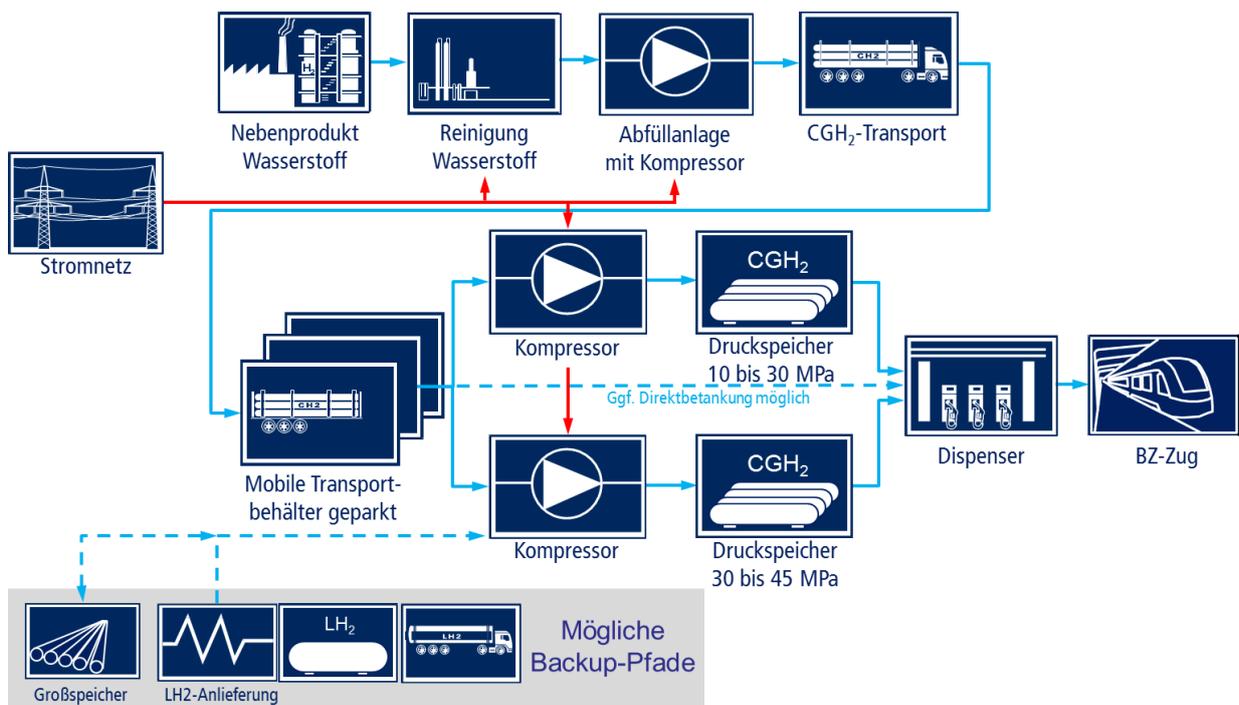


Abbildung 25: Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff mit Druckgastrailern

Da das Umfüllen von Gasen energieaufwendig ist, sehen Konzepte für große Tankstelle vor, die mobilen Speicher in das Tankstellenkonzept zu integrieren und den bestehenden Druck in den mobilen Behältern, falls möglich, zur direkten Betankung zu verwenden. Durch die Integration der mobilen Speicher in das technische Gesamtkonzept lassen sich die Investitions- und Betriebskosten für die Tankstelle teilweise deutlich reduzieren. Die Investitionskosten in die eigentlichen Speicherbehälter sind im Vergleich zum Fahrgestell des LKW-Anhängers sehr hoch. Um ein aufwändiges Abladen der Druckbehälter vom LKW-Anhänger zu vermeiden, ist bei Großverbrauchern das Parken des gesamten LKW-Anhängers samt Druckbehältern vorteilhaft. Bei der Wasserstoffanlieferung wird jeweils ein Anhänger mit leeren Druckbehältern mit einem Anhänger mit vollen Druckbehältern getauscht.

Tabelle 10: Vor- und Nachteile einer Versorgung mit Nebenprodukt-Wasserstoff per LKW-Anlieferung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Nebenprodukt-Wasserstoff vergleichsweise kostengünstig verfügbar • Hohes Druckniveau des angelieferten Wasserstoffs nutzbar, dadurch geringere Investitionen in Tankstelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserstoffreinigung notwendig • Hohe Lieferfrequenz durch gasförmige Anlieferung • Abstellfläche für mobile Speicherbehälter bzw. LKW-Anhänger notwendig

Mögliche Backup-Pfade sind hier ebenfalls die lokale Vorratsspeicherung von gasförmigem Wasserstoff in einem Großspeicher oder die vorübergehende Versorgung mit Flüssigwasserstoff. Hierfür sind jeweils zusätzliche Investitionen in die entsprechenden technischen Anlagen notwendig.

1.2.2.4. Pfad 4 – Nebenprodukt-Wasserstoff mit gasförmiger Bahn-Anlieferung

Der Hauptunterschied zu Pfad 3 besteht hier im verwendeten Transportmodus. Statt eines Transports der Druckbehälter via LKW werden diese nun per Bahn zum Verbraucher transportiert. Die Druckbehälter (~ 50 MPa) sind in ISO-Container mit entweder 20“ oder 40“ Fuß Länge integriert, wodurch ein Bahntransport ggf. sogar mit Umschlag möglich ist. Abhängig von den Gegebenheiten und dem Prozessablauf an der Abfüllanlage können die Druckbehälter entweder direkt auf dem Bahnwagen befüllt oder aber erst befüllt und anschließend auf den Bahnwagen geladen werden.

Derzeit ist ein Transport von Wasserstoff per Bahn in Europa nicht üblich. Entsprechend fehlen derzeit breite Erfahrungen bezüglich der Wasserstoffversorgung einer H₂-Tankstelle via Bahntransport.

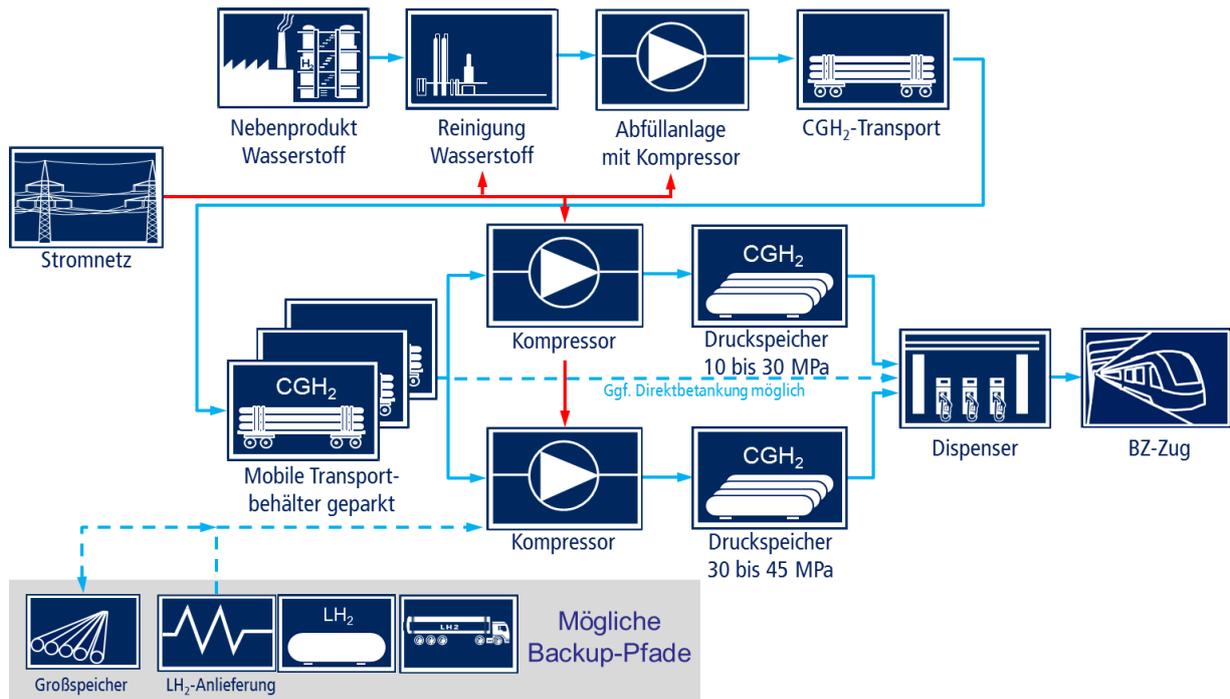


Abbildung 26: Bereitstellung von gasförmigem Nebenprodukt-Wasserstoff per Bahntransport

Um eine kosteneffiziente Versorgung zu ermöglichen, sollte ein aufwendiger Umschlag der Druckbehälter am Tankstellenstandort vermieden werden. Es ist zu prüfen, ob ein Verbleib der Druckbehälter auf dem Bahnwagon auf einem Abstellgleis möglich ist und ob sich daraus Kostenvorteile gegenüber einem Umschlag derselben ergeben. Über ein lokales Rohrleitungssystem müsste die Verbindung zwischen Transportbehälter und Betankungsanlage hergestellt werden.

Tabelle 11: Vor- und Nachteile einer Versorgung mit Nebenprodukt-Wasserstoff per Bahn-Anlieferung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Nebenprodukt-Wasserstoff vergleichsweise kostengünstig verfügbar Kein zusätzlicher Straßenverkehr zur Wasserstoffanlieferung 	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoffreinigung notwendig Bisher keine Erfahrungen mit Wasserstoff-Bahntransport (vor allem in Hinblick auf die Besonderheiten einer Wasserstofftankstelle) Abstellfläche für Bahnwagon oder mobile Druckbehälter notwendig Gleisanschluss nahe Wasserstoffquelle notwendig

Für diese Versorgungsvariante bestehen die gleichen möglichen Backup-Pfade wie bei der LKW-Anlieferung.

1.2.2.5. Pfad 5 – Nebenprodukt-Wasserstoff mit Pipeline

Die Versorgung einer Betankungsanlage für BZ-Schienenfahrzeuge über eine Rohrleitung ist in räumlicher Nähe zu bestehenden H₂-Rohrleitungen denkbar. Eine neu zu errichtende Stichrohrleitung würde den Betankungsstandort permanent mit Wasserstoff versorgen. Wird die Hauptröhreleitung aus Nebenprodukt-Wasserstoff gespeist, ist eine Reinigung des Gases am Betankungsstandort erforderlich.

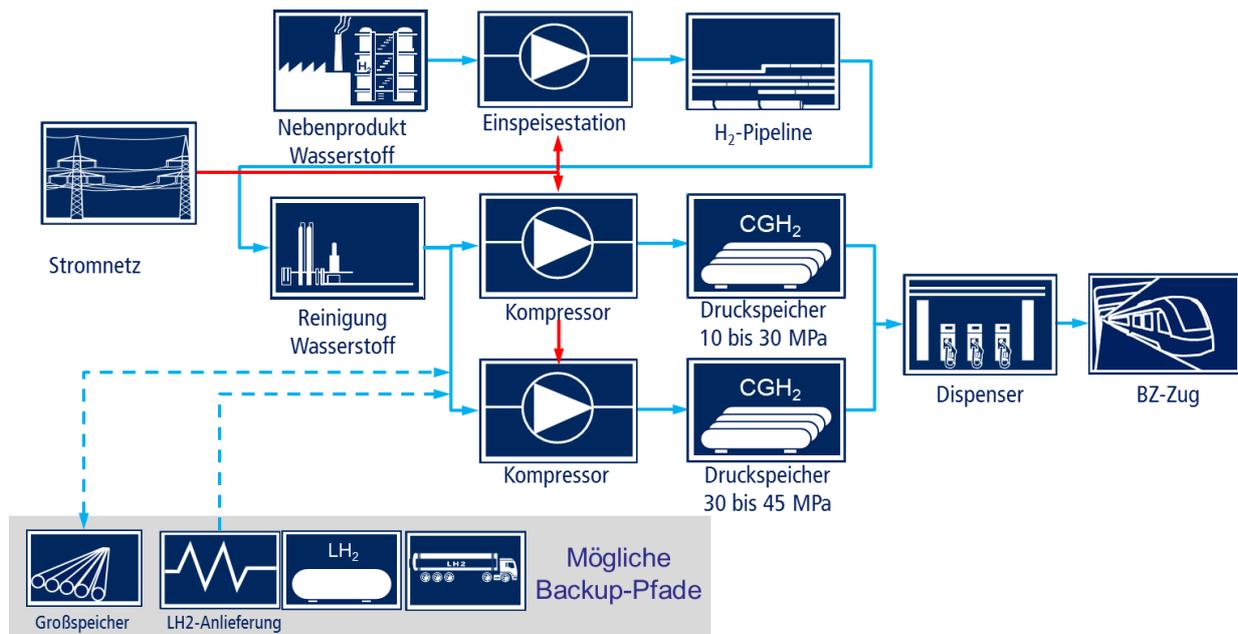


Abbildung 27: Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff über eine Rohrleitung

Die Länge eines neu zu errichtenden Rohrleitungsabschnitts hat entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Versorgungsvariante. Der Wasserstoffbedarf einer Betankungsanlage für 10 BZ-Schienenfahrzeuge ist im Vergleich zu den Übertragungskapazitäten einer Rohrleitung gering. Entsprechend stark ist der Einfluss der Neubaukosten. Eine kleinere Dimensionierung der Rohrleitung kann dabei die Neubaukosten nicht entscheidend verringern, da die Verlegekosten einen Großteil der Neubaukosten ausmachen.

Tabelle 12: Vor- und Nachteile einer Versorgung mit Nebenprodukt-Wasserstoff über eine Rohrleitung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Nebenprodukt-Wasserstoff vergleichsweise kostengünstig verfügbar Kein Lieferverkehr notwendig Geringer Platzbedarf für Tankstelle 	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoffreinigung notwendig Ggf. neue Rohrleitung notwendig (Genehmigung, Akzeptanz) Abhängigkeit von Lieferanten und/oder Rohrleitungsbetreiber Bestehende H₂-Rohrleitungsnetze lokal begrenzt verfügbar Vergleichsweise geringer Wasserstoffbedarf für Rohrleitungsneubau

Für diese Versorgungsvariante bestehen die gleichen möglichen Backup-Pfade wie bei der LKW-bzw. Bahn-Anlieferung.

1.2.2.6. Platzierung der einzelnen Anlagenkomponenten

Die Platzierung der einzelnen Anlagenkomponenten kann nahezu uneingeschränkt den örtlichen Gegebenheiten angepasst werden. Einzelne Komponenten können durch entsprechende wasserstoffführende Leitungen miteinander verbunden werden. In unmittelbarer Nähe zum Gleis an dem die Betankung durchgeführt werden soll, müssen die Dispenser platziert werden. Für diese werde jeweils ca. 2 m² Platz benötigt. Der Abstand zwischen beiden Dispensern sollte entsprechend dem Abstand der Befüllkupplungen am Schienenfahrzeug gewählt werden. Eine lokale Rohrleitung mit ca. 45 MPa Nenndruck verbindet die Dispenser mit dem Rest der Betankungsanlage. Der Hauptteil der Betankungsanlage (Verdichter, Druckbehälter, LKW-Anlieferung, Kryopumpe, LH₂-Speicher, etc.) wird entsprechend den lokalen Gegebenheiten platziert. Einfluss auf die Platzierung der einzelnen Anlagenkomponenten haben z.B.:

- Größe, Lage und Form des verfügbaren Grundstücks
- Ggf. schutzwürdige Einrichtungen in der Nachbarschaft (z.B. Sicherheitsabstände zu Schulen, Krankenhaus, ...)
- Lage der einzelnen Infrastrukturen (Straßenanbindung, Stromnetz, Gleisanschluss, ...)
- Geplante Abläufe (z.B. LKW-Anlieferung des Wasserstoffs → Zuwegung, Wendekreise, Stellflächen etc.)

Für die Anlieferung des gasförmigen Wasserstoffs per Bahn ist weiterhin ein Abstellgleis notwendig, auf dem die Bahnwaggons geparkt und über eine lokale Rohrleitung mit der Betankungsanlage verbunden werden können. Alternativ ist eine Ablademöglichkeit für die mobilen Druckbehälter von den Bahnwaggons vorzusehen.

Arbeitet die Betankungsanlage mit Flüssigwasserstoff, ist auf möglichst geringe Abstände zwischen LH₂-Speicher, Kryopumpe und Verdampfer zu achten.

Weitere Informationen zu den Anlagenkomponenten im Hinblick auf die betriebliche Planung sind in Kap. III dargestellt.

1.2.2.7. Erzielbare Betankungsgeschwindigkeit

Die maximale Geschwindigkeit des Massentransfers zwischen Betankungsanlage und Schienenfahrzeug ist durch die technischen Spezifikationen der verwendeten Betankungskupplung und Schläuche bestimmt. Für die Betankung der Schienenfahrzeuge wird auf Betankungskomponenten der Busbetankung zurückgegriffen. Diese sind auf einen maximalen Massetransfer von 120 g_{H₂}/s ausgelegt. Bei diesem Wert handelt es sich jedoch um einen Höchstwert. Die tatsächlich erreichbare Betankungsgeschwindigkeit und hier vor allem die erreichbare durchschnittliche Betankungsgeschwindigkeit sind in der Regel deutlich geringer und hängen von einer Reihe äußerer Parameter ab.

Bei der Betankung von gasförmigem Wasserstoff kommt es aufgrund thermodynamischer Effekte zu einer Erwärmung des Gases. Die Erwärmung ist umso stärker, je schneller die Betankung durchgeführt wird. In den Drucktanks der Schienenfahrzeuge ist die maximal zulässige Temperatur des Gases auf 85°C begrenzt. Um diese Temperatur nicht zu überschreiten, muss entweder die Betankungsgeschwindigkeit angepasst oder das Gas in der Betankungsanlage vorgekühlt werden. Da die Kühlung technisch und energetisch aufwendig ist, wird bisher vor allem bei Busbetankungen möglichst auf eine Vorkühlung verzichtet und die Betankungsgeschwindigkeit reduziert. Bei der Betankung von BZ-PKW ist eine Vorkühlung des Gases auf bis zu -40°C üblich und trägt relevant zu den Kosten einer Betankung bei.

Die benötigte Vorkühltemperatur hängt wiederum von der Betankungsgeschwindigkeit, der Umgebungstemperatur, dem Druckniveau zu Beginn der Betankung, der verwendeten Tanksysteme im Schienenfahrzeug (Tanktyp, Anzahl, Größe) und dem gewünschten State-of-Charge (SOC; engl. für Betankungsgrad) zusammen. Eine für Busse angedachte Methode zur Erhöhung der Betankungsgeschwindigkeit bei gleichzeitiger Vermeidung einer Vorkühleinrichtung ist die Reduzierung des SOC. Ist z.B. eine Betankung bis lediglich 80% der Nenn-Tankkapazität für den täglichen Fahrbetrieb ausreichend, sinken die diesbezüglichen Anforderungen an die Betankungsanlage deutlich.

Weiterhin kann die Betankungsgeschwindigkeit durch den bestehenden Druckunterschied zwischen dem Tanksystem der Betankungsanlage und dem Tanksystem des Schienenfahrzeugs begrenzt sein. Vor allem, wenn mehrere Fahrzeuge hintereinander betankt werden sollen, kann die Betankungsgeschwindigkeit am Ende der Betankung begrenzt sein.

Eine Literaturrecherche sowie mehrere Interviews zeigen für Busbetankungen eine Bandbreite von 25 bis ca. 80 g_{H2}/s durchschnittliche Betankungsgeschwindigkeit, abhängig von den jeweiligen Rahmenbedingungen.

Bei Planungen/Ausschreibungen der Betankungsanlagen für Schienenfahrzeuge sollte die benötigte Betankungsgeschwindigkeit in das Lastenheft aufgenommen werden. Diese sollte dann z.B. basierend auf dem geplanten Betriebsablauf sorgfältig gewählt werden, da zu hohe Anforderungen an die durchschnittliche Betankungsgeschwindigkeit die Investitions- sowie die Betriebs- und Wartungskosten der Betankungsanlage deutlich erhöhen können.

1.2.3. Bewertung der H₂-Bereitstellungskonzepte

In diesem Unterkapitel wird eine Bewertung der ausgewählten H₂-Bereitstellungskonzepte inklusive Betankungsanlage anhand verschiedener Kriterien durchgeführt. Dazu werden die wichtigsten Prozesse und Komponenten einer vollständigen H₂-Bereitstellung, von der Wasserstoffquelle bis zur Betankung der Schienenfahrzeuge, auf Basis von Experteninterviews und Literaturwerten dimensioniert und einer techno-ökonomische Analyse unterzogen.

Für die Durchführung der techno-ökonomischen Analyse wurden die Bereitstellungspfade auf Basis folgender Randbedingungen dimensioniert:

- Die Betankungsanlage soll täglich 10 Züge mit jeweils knapp 170 kg Wasserstoff betanken. Der Wasserstoffbedarf setzt sich aus einer täglichen Fahrleistung von 563 km bei einem Durchschnittsverbrauch von ca. 0,3 kg/km zusammen. Die tägliche Wasserstoffabgabe der Betankungsanlage beträgt damit knapp 1,7 t.
- Die Betankung der Schienenfahrzeuge findet nachts statt. Die reine Betankungszeit beträgt ca. 20 – 30 Minuten. Die Zeit zwischen den einzelnen Betankungen beträgt ca. 30 Minuten (Rangierzeit). Das gesamte nächtliche Betankungszeitfenster beträgt damit ca. 8 Stunden
- Die Schienenfahrzeuge werden über zwei parallel geschaltete Dispenser betankt. Eine Vorkühlung des Wasserstoffs ist nicht berücksichtigt.
- Die Entfernung zwischen H₂-Quelle und Betankungsanlage beträgt für die Bereitstellungspfade mit Wasserstofftransport 150 km (einfach). Für die Variante mit Rohrleitungsversorgung wurde von 125 km Bestandsrohrleitung und 25 km neu zu errichtender Stichrohrleitung ausgegangen.
- Alle relevanten Komponenten der Betankungsanlage (z.B. Dispenser, Verdichter, Kryopumpe, etc.) wurden nach dem N-1 Kriterium redundant ausgelegt.
- Für die Elektrolyse wurde von einem Strompreis von knapp 0,11 €/kWh ausgegangen. Dieser beinhaltet neben dem Börsenstrompreis, die EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte sowie weitere Umlagen wie beispielsweise KWK- und Offshore-Haftungsumlage. Stromsteuer ist nicht enthalten. Ob neben der Stromsteuer noch weitere Befreiungen/Erstattungen von einzelnen Stromkostenbestandteilen (vor allem von der EEG-Umlage) für diesen Anwendungsfall möglich sind, ist heute rechtlich nicht eindeutig geklärt (Details dazu siehe Kapitel IV). Eine Befreiung von einzelnen Stromkostenbestandteilen, vor allem von der EEG-Umlage, hätte einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit für die Wasserstoffversorgungsvariante mit Onsite-Elektrolyse.
- Für sonstige elektrische Verbraucher (z.B. Kompressoren) wurde ein Strompreis von 0,135 €/kWh angenommen.

In der Pfadanalyse wurden folgende Kosten bzw. Parameter nicht berücksichtigt:

- Grundstückskosten,
- Gewinnmargen der einzelnen Akteure entlang der Wertschöpfungskette,
- Risikoaufschläge und Verwaltungskosten,
- eine alternative Wasserstoffversorgung zur Erhöhung der Redundanz bzw. eine lokale Wasserstoffbevorratung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und
- ggf. zu zahlende Steuern, Gebühren und Abgaben auf den erzeugten Wasserstoff.

Des Weiteren können die in einem realen Projekt zutreffenden Kosten von den hier für einen generischen Fall ermittelten Kosten aus folgenden Gründen nach unten oder oben abweichen:

- Höhere oder geringere Auslastung der einzelnen Anlagenteile (z.B. Betankungsanlage, Verflüssiger, Erdgas-Dampfreformer, mobile Druckbehälter, etc.),
- höhere oder geringere Transportentfernung des angelieferten Wasserstoffs,
- weniger bzw. stärker optimierte Logistikkette (Störungen, Notwendigkeit des mehrfachen Güterumschlags, notwendige oder gewünschte Redundanzen/Reserven) und
- schwache Verhandlungsposition gegenüber Technologie- und Wasserstofflieferanten (Abhängigkeiten, fehlende Alternativen).

Bei der Auslegung der Bereitstellungspfade wurde auf eine Vielzahl an Literaturquellen zurückgegriffen. Auf eine detaillierte Darstellung sämtlicher Quellen und Parameter wird in diesem Bericht verzichtet. Die wichtigsten Quellen sortiert nach Komponenten bzw. Prozessen sind in Tabelle 13 aufgeführt. Weitere Details zu den einzelnen Quellen sind im Literaturverzeichnis zu finden.

Tabelle 13: Übersicht über die wichtigsten verwendeten Literaturquellen

Komponente / Prozess	Literaturquelle (siehe Literaturverzeichnis)
Gesamtkonzept Tankstellen	Experteninterviews (vertraulich, unveröffentlicht)
Elektrolyseur	[Bertuccioli et al. 2014], [Smolinka 2011]
Erdgas-Dampfreformer	[Lurgi 1998], [Haldor Topsoe 1998], [FW 1996]
Verflüssiger	[Linde 2005], [Bracha 1994]
Kryopumpe, Verdampfer, LH ₂ -Speicher	[Baker et al. 2005], [Linde 2008]
Kosten Wasserstoffverdichter	Industrieangebote (vertraulich, unveröffentlicht)
Stationäre Druckspeicher	Industrieangebote (vertraulich, unveröffentlicht)
CGH ₂ -LKW-Transport	[DeliverHy 2013], [lastauto omnibus katalog 2015]
CGH ₂ -Bahn-Transport	[Fraunhofer ISS 2008], [Planco 2007], [Fraunhofer ISI]
CGH ₂ -Rohrleitungstransport	[Krieg 2012]
LH ₂ -LKW-Transport	[DeliverHy 2013], [lastauto omnibus katalog 2015], Experteninterview (unveröffentlicht)
Verschiedenes: typische Lebensdauern, Betriebs- und Wartungskosten, etc.	[NREL 2014], [Ford 1997], [NIP 2013]

1.2.3.1. Betankungsanlage

Investitionskosten

Um die notwendigen Investitionen in die Betankungsanlagen zu berechnen, wurden die jeweiligen Hauptkomponenten (siehe auch Abbildung 28 bis Abbildung 32) basierend auf Literaturwerten, den Randbedingungen entsprechend dimensioniert. Wichtige Komponenten, die bei Ausfall den Betrieb der Betankungsanlage beeinträchtigen würden, wurden redundant ausgelegt (N-1 Ausfallsicherheit). Um Kosten für Planung, Genehmigung sowie nicht erfasste Bauteile (z.B. Leitungsverbindungen, Überwachungstechnik) zu berücksichtigen, wurde ein Aufschlag von 30% auf die ermittelten Investitionskosten berücksichtigt. Explizit nicht berücksichtigt sind Grundstückskosten. Um vergleichbare Ergebnisse zwischen den Versorgungsvarianten zu erhalten, wird der Elektrolyseur nicht der Betankungsanlage, sondern später der Wasserstoffversorgung zugerechnet.

Die notwendigen Investitionen in die Betankungsanlage mit Onsite-Elektrolyse (Pfad 1) und Rohrleitungsverorgung (Pfad 5) betragen etwa 7 Mio. € und sind damit etwa um den Faktor 3,5 höher als bei den Versorgungspfaden 2, 3 und 4. Dieser Unterschied ergibt sich aus den deutlich höheren benötigten Investitionen in Verdichtungsleistung sowie in Mittel- und Hochdruckspeicher. In den Versorgungsvariante 1 und 5 muss sämtlicher Wasserstoff innerhalb der Betankungsanlage von einem niedrigen Druckniveau (ca. 2 MPa) auf ein deutlich höheres Druckniveau (30 bis 45 MPa) komprimiert und anschließend in Druckbehältern gespeichert werden. In den Varianten 3 und 4 wird der Wasserstoff hingegen bereits unter hohem Druck angeliefert (50 MPa). Da die mobilen Speicher intelligent in das Tankstellenkonzept integriert werden, kann ein relevanter Teil der Betankung ohne zusätzlichen Verdichtungsbedarf direkt aus den mobilen Speichern in die Schienenfahrzeuge erfolgen. Lediglich zum vollständigen Entleeren der mobilen Druckspeicher sind Kompressoren und stationäre Mittel- und Hochdruckspeicher erforderlich. Ein relevanter Teil der Investitionskosten wurde in den Varianten 3 und 4 in die vorgelagerte Wasserstoffbereitstellung ausgelagert.

Die Investitionskosten in eine Betankungsanlage, die auf der Verwendung von flüssig angeliefertem Wasserstoff aufbaut, betragen mit ca. 2 Mio. € etwa gleich viel wie die der Varianten 3 und 4.

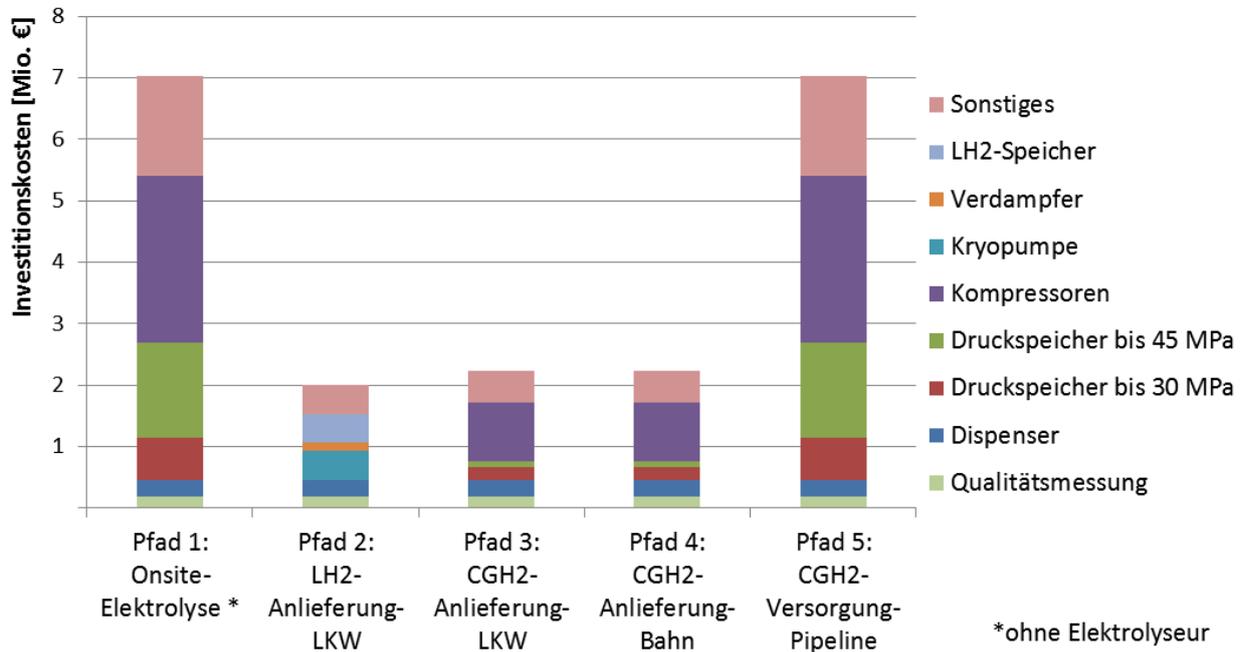


Abbildung 28: Gegenüberstellung der notwendigen Investitionskosten in verschiedene Betankungsanlagen

Kapitalkosten

Zur Berechnung der Kapitalkosten wurde ein Zinssatz von 8% angesetzt. Für die einzelnen Komponenten wurden typische Lebensdauern herangezogen um die jeweilige Annuität zu berechnen. Als Folge der hohen Investitionskosten wurden die spezifischen Kapitalkosten für Versorgungspfad 1 und 5 mit knapp 1,6 €/kg deutlich höher als für die Varianten 2, 3 und 4 ermittelt. Hier betragen die Kapitalkosten nur etwa 0,5 €/kg.

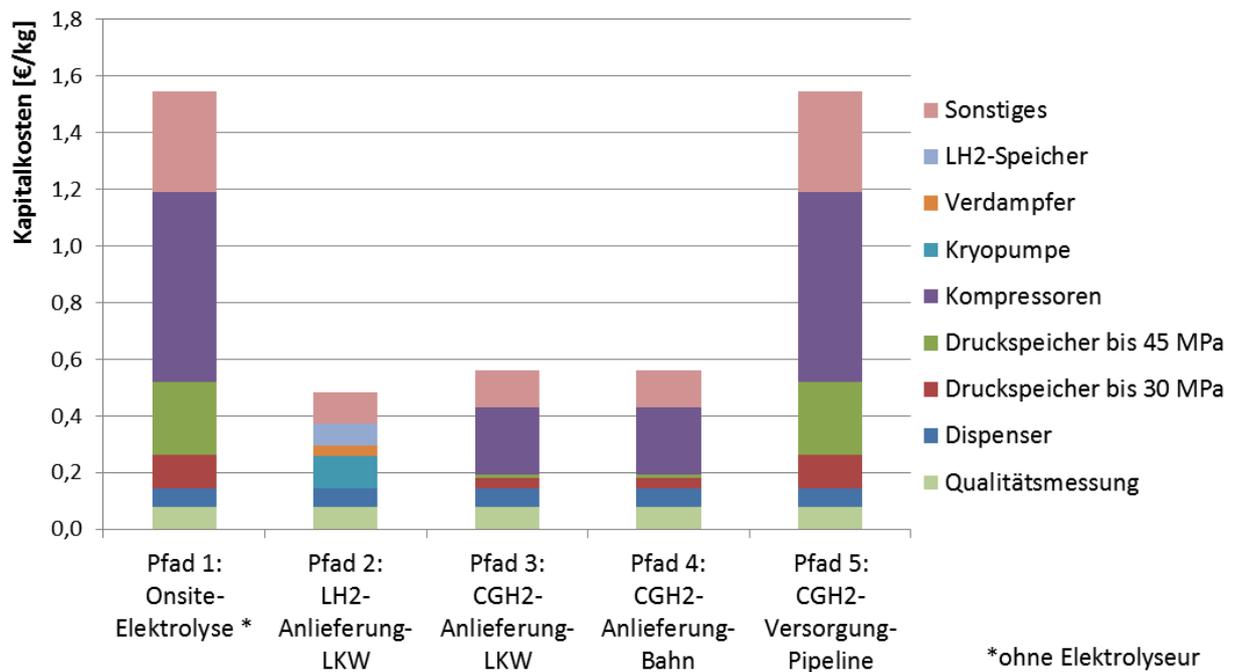


Abbildung 29: Gegenüberstellung der spezifischen Kapitalkosten

Betriebs- und Wartungskosten

In den Betriebs- und Wartungskosten sind die Kosten für Wartung und ggf. Ersatzteile enthalten. In der Regel werden diese in der Literatur als Prozentwert der Investitionskosten angegeben. Diese liegen z.B. für Druckspeicher bei 2 %/Jahr, für Verdichtern bei 4 %/Jahr. Zusätzlich ist noch der Stromverbrauch für Verdichter, Kryopumpe und Verdampfer berücksichtigt. Es wurde ein Bezugsstrompreis von 135 €/MWh angenommen.

Durch den hohen Verdichtungsbedarf der Betankungsanlage für Versorgungsvariante 1 und 5 sind neben den Investitions- und Kapitalkosten auch die Betriebs- und Wartungskosten dieser Variante deutlich erhöht. Von gut 0,7 €/kg_{H2} werden gut 0,4 €/kg_{H2} durch die Verdichter verursacht. Der zur Verdichtung eingesetzte Strom macht davon wiederum gut die Hälfte aus. Mit etwas über 0,2 €/kg_{H2} sind die Betriebs- und Wartungskosten der Varianten 3 und 4 wieder etwa um den Faktor 3 niedriger.

Die Betankungsanlage für den LH₂-Bereitstellungspfad hat Betriebs- und Wartungskosten von knapp 0,5 €/kg_{H2}. Fast die Hälfte davon entfallen auf den Verdampfer und hier hauptsächlich auf den Stromverbrauch. Im angedachten Betankungskonzept wird ein elektrischer Verdampfer eingesetzt. Um den tiefkalten, flüssigen Wasserstoff zu verdampfen und auf annähernd Umgebungstemperatur zu bringen, benötigt dieser etwa 1,4 kWh elektrische Energie pro Kilogramm Wasserstoff. Alternativ werden auch Verdampfer für den Betrieb mit Umgebungswärme angeboten, die einen deutlich niedrigeren Stromverbrauch aufweisen. Da im Fall der Versorgung von Schienenfahrzeugen eine große Menge Flüssigwasserstoff innerhalb kurzer Zeit, vor allem nachts (i.d.R. tiefere Temperaturen als tags), benötigt wird und um das Problem der Eisbildung an den Wärmetauschern zu vermeiden, wurde ein elektrischer Verdampfer für die Analysen vorgesehen.

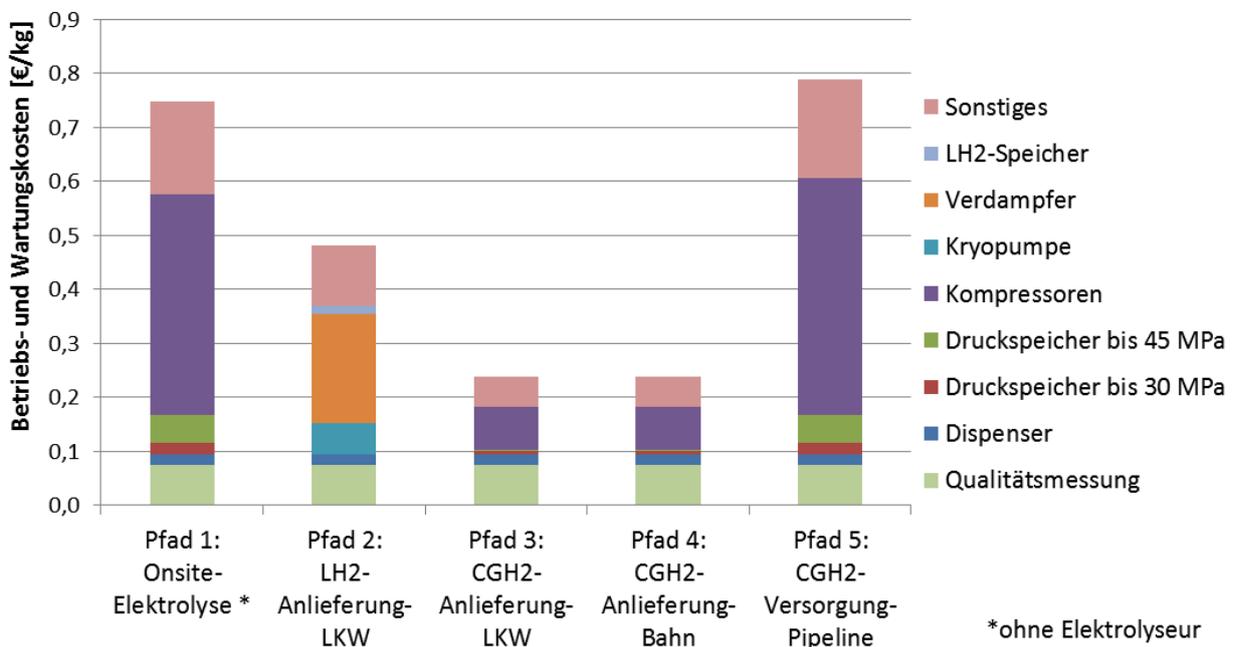


Abbildung 30: Gegenüberstellung der spezifischen Betriebs- und Wartungskosten

Gesamtkosten

Die Gesamtkosten für die Betankungsanlage setzen sich aus den Kapitalkosten sowie den Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Die Wasserstoffbezugskosten sind hier noch nicht berücksichtigt (dazu siehe Pfadanalyse H₂-Kosten frei Zapfpistole).

Für die Bereitstellungsvarianten Onsite-Elektrolyse (Pfad 1) und Versorgungsrohrleitung (Pfad 5) muss für die Betankungsanlage von Kosten von etwa 2,3 €/kg_{H2} ausgegangen

werden. Für die Varianten mit Wasserstoff in Hochdruckbehältern (Pfad 3 und 4) betragen die Kosten für die Betankungsanlage etwa 0,8 €/kg_{H2}. Dieser signifikante Unterschied entsteht durch die Tatsache, dass bei den Bereitstellungspfaden 3 und 4 ein Großteil der Kosten von der Betankungsanlage in die Wasserstoffbereitstellung verlagert wird (z.B. Druckerhöhung, Bereitstellung mobiler Mittel- und Hochdruckspeicher). Die Gesamtkosten für die Betankungsanlage des Flüssigwasserstoff-Pfads liegen bei etwa 1,0 €/kg_{H2}.

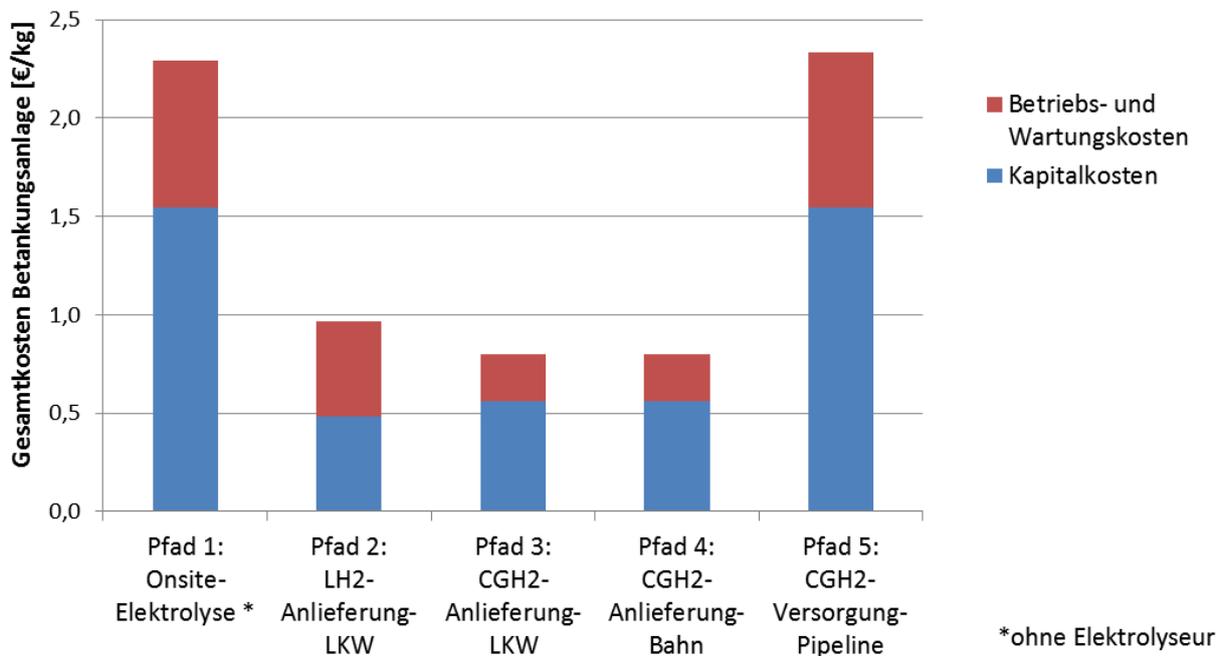


Abbildung 31: Gegenüberstellung der spezifischen Gesamtkosten der Betankungsanlage⁵

Flächenbedarf

Der Gesamtflächenbedarf für die Betankungsanlage und ggf. Teile der vorgelagerten Versorgungsinfrastruktur am Standort der Betankungsanlage hängt stark von lokalen Gegebenheiten wie Verkehrs- und Infrastrukturanbindung (z.B. Straße, Schiene, Stromnetzanschluss), Führung von Zuwegungen und Lage von freien Flächen z.B. zur Anlagenwartung, ab. Die benötigte Gesamtgrundstücksfläche kann daher im Rahmen dieser Betrachtung nicht vergleichend bestimmt werden. Stattdessen werden die Aufstellflächen für die in der Analyse berücksichtigten Hauptkomponenten ermittelt und gegenübergestellt. Ein ggf. mögliches Stapeln⁶ bzw. unterirdische Unterbringung der einzelnen Komponenten wurde nicht berücksichtigt und kann den Flächenbedarf ggf. reduzieren.

Für die Betankungsanlage der Bereitstellungspfade 1 und 5 beträgt die Aufstellfläche etwa 400 m². Diese teilt sich etwa zu je einem Drittel auf die Verdichter sowie die Mittel- und Hochdruckspeicherbänke auf. Für die Pfade 3 und 4 entfällt ein Großteil der Fläche für stationäre Druckspeicher. Stattdessen werden etwa 200 m² Stellfläche für die mobilen Speicher benötigt. Im Fall der Bahn-Anlieferung ist lediglich die Fläche für die Bahnwaggons, nicht jedoch der vollständige Gleisanschluss berücksichtigt. Da die volumetrische Dichte von flüssigem Wasserstoff um ein Vielfaches über der von gasförmigem Wasserstoff liegt, kann dieser flächeneffizient gespeichert und verarbeitet werden. Dies macht sich in einem

⁵ Gespräche mit Vertretern der Gaseindustrie deuten darauf hin, dass die Kosten für gasförmigen Wasserstoff (vor allem in den Pfaden 3 und 4) in realen Projekten heute um etwa 2 €/kg höher sein können. Die Gründe dafür liegen in der heute meist weniger optimierten Infrastrukturlösung sowie den in dieser Betrachtung nicht berücksichtigten Kostenbestandteilen.

⁶ Die einzelnen Druckbehälter sind in Rahmen mit einer Höhe von ca. 2 m übereinander angebracht. Ein Stapeln der Befestigungsrahmen wurde bisher nicht berücksichtigt.

Flächenbedarf von nur etwa 170 m² bemerkbar. Knapp die Hälfte davon wird zur Anlieferung des Flüssigwasserstoffes benötigt.

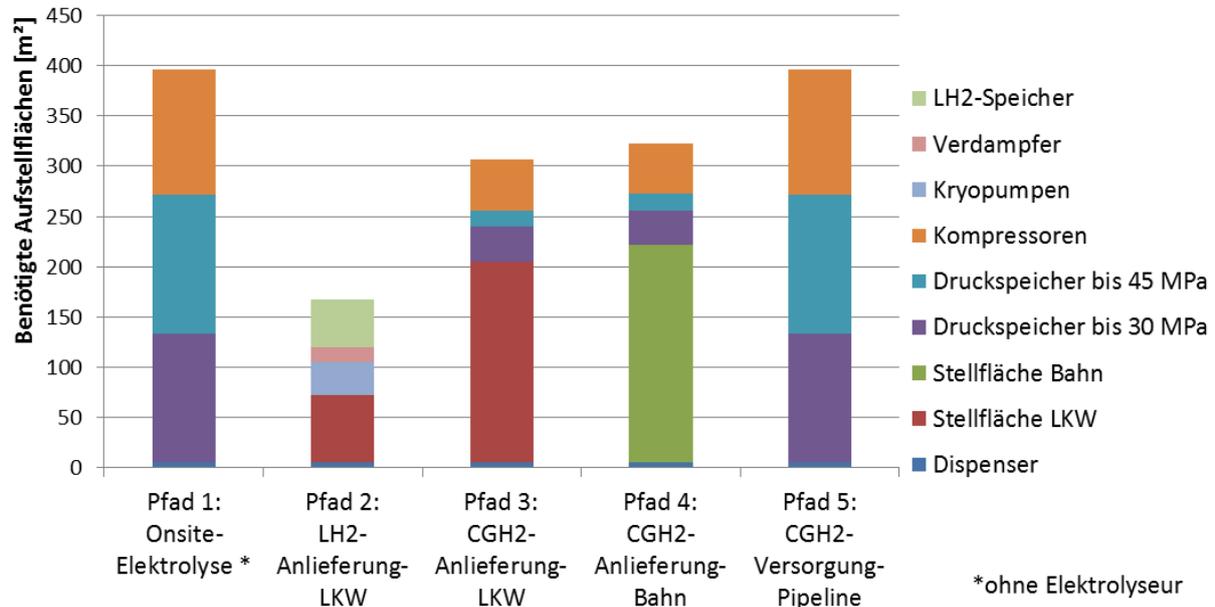


Abbildung 32: Gegenüberstellung des Flächenbedarfs einzelner Versorgungspfade

Für Bereitstellungspfad 1 ist darauf hinzuweisen, dass am Ort der Betankungsanlage weitere Flächen für die Wasserstoffbereitstellung per Elektrolyse benötigt werden. Der Flächenbedarf für eine ausreichend große Elektrolyseanlage ist deutlich höher als für die Betankungsanlage und beträgt bis zu 1.000 m².

Elektrische Anschlussleistung

Die benötigte elektrische Anschlussleistung beträgt für die Betankungsanlagen der Pfade 3 und 4 (CGH₂-Anlieferung-LKW bzw. -Bahn) ca. 100 kW. Aufgrund des hohen Verdichtungsbedarfes ist eine Anschlussleistung von etwa 250 kW_{el} für die Pfade 1 und 5 erforderlich. Durch den Einsatz eines elektrisch betriebenen Verdampfers beträgt der benötigte Anschlusswert einer Betankungsanlage für Pfad 2 etwa 700 kW_{el}.

Für Versorgungspfad 1 (Onsite-Elektrolyse) ist zu beachten, dass am Standort der Betankungsanlage ein zusätzlicher Leistungsbedarf für die Wasserstofferzeugung von etwa 5.000 kW_{el} besteht.

Lieferfrequenz

Die Frequenz der Kraftstoffanlieferung ist abhängig vom täglichen Kraftstoffverbrauch sowie der Ladekapazität des jeweiligen Transportvektors. Basierend auf einem täglichen Wasserstoffbedarf von knapp 1,7 t_{H2} beträgt die Lieferfrequenz bei gasförmiger LKW-Anlieferung etwa 13 LKW pro Woche. Diese Zahl ist nur mit modernen 50 MPa Hochdruckbehältern erreichbar. Würden die heute üblichen 20 MPa Druckbehälter eingesetzt, würde etwa die doppelte Anzahl an LKW-Anlieferungen notwendig. Eine noch geringere Lieferfrequenz kann durch die Anlieferung von flüssigem Wasserstoff erzielt werden. Hier sind 4 Lieferungen pro Woche notwendig. Der wöchentliche Wasserstoffbedarf kann gasförmig auch in insgesamt 26 20-Fuß-Containern per Bahn angeliefert werden. Die Lieferfrequenz ist hier abhängig von der Waggonlänge sowie der Anzahl der Waggons. Für die Bereitstellungsvarianten 1 und 5 entfällt die Wasserstoffanlieferung in Einzelbehältern.

Modularität/Erweiterbarkeit

Bei entsprechender Flächenverfügbarkeit ist eine Erweiterung aller Betankungsanlagen prinzipiell möglich. Die Erweiterung erfolgt durch den Zubau weiterer Kompressoren, Speicherbänke sowie ggf. Dispenser. Wird die Fahrzeugflotte auf eine Zahl deutlich über 10 erweitert, ist zu überprüfen, ob eine weitere Betankungsposition für Schienenfahrzeuge geschaffen werden muss, um weiterhin eine Nachtbetankung sämtlicher Züge zu gewährleisten.

Lokale Rahmenbedingungen können in einem konkreten Projekt eine Erweiterung behindern. Es muss nicht nur die Kapazität der Betankungsanlage selbst erweitert werden, auch die in Anspruch genommene Infrastruktur (Stromnetz, Verkehrsanbindung, Wasserstoffquelle, H₂-Rohrleitung) muss eine entsprechende Kapazitätserweiterung bewerkstelligen können.

Störanfälligkeit Wasserstoffversorgung

Die Störanfälligkeit der Wasserstoffversorgung (ohne Betankungsanlage) ist für die Pfade 1 und 5 als gering einzustufen. Für das Stromnetz als auch für eine in der Regel unterirdisch verlegte Rohrleitung sollten die Ausfallzeiten gering sein. Die Ausfallzeit im Mittelspannungsnetz betrug beispielsweise im Jahr 2014 durchschnittlich ungefähr 10 Minuten pro Verbraucher. Ein modularer Aufbau des Elektrolyseurs sollte weitgehend vor dem Ausfall einzelner Elektrolyse-Stacks schützen. Eine Überkapazität von 10% wurde in den Berechnungen berücksichtigt.

Die Wasserstoff-Lieferung über die Straße bzw. Schiene ist hingegen potenziell anfälliger für Störungen. Hier können z.B. das Wetter, die Verkehrslage, Streckensperrungen oder Streiks die Lieferkette entscheidend unterbrechen bzw. verzögern.

Mögliche Redundanzversorgungsoptionen

In der durchgeführten Analyse der H₂-Bereitstellungspfade wurde keine Redundanzversorgung berücksichtigt, da die Wahl der Redundanzversorgung stark von lokalen Gegebenheiten (z.B. Flächenverfügbarkeit) und dem gewünschten Maß an Ausfallsicherheit bestimmt wird und für jeden konkreten Fall anders aussieht.

Aufgrund möglicher Lieferausfälle bzw. -verzögerungen vor allem bei den Versorgungspfaden 2, 3 und 4 sollte eine (zeitweise) unabhängige Redundanzversorgung in Betracht gezogen werden. Mögliche Redundanzoptionen und deren Anknüpfungspunkt sind für die einzelnen Betankungsanlagen in Abbildung 23 bis Abbildung 27 dargestellt.

Eine Option ist jeweils die lokale Bevorratung von Flüssigwasserstoff zur Überbrückung eines Versorgungsausfalls. Dazu wird am Ort der Betankungsanlage ein Flüssigwasserstoffspeicher sowie ggf. ein Verdampfer und eine Kryopumpe erforderlich. Legt man die Kosten für die zusätzlichen Komponenten auf die abgegebenen Wasserstoffmenge um, ergeben sich spezifische Mehrkosten zwischen 0,12 €/kg_{H₂} (Pfad 2, nur zusätzlicher LH₂-Speicher) und 0,17 €/kg_{H₂} (Pfad 3 und 4, LH₂-Speicher, Kryopumpe und Verdampfer).

Tabelle 14: Spezifische Zusatzkosten für die lokale Bevorratung von Flüssigwasserstoff

€	Pfad 1	Pfad 2	Pfad 3	Pfad 4	Pfad 5
€/kg _{H₂}	0,13	0,12	0,17	0,17	0,13

Ein gewisses Maß an Versorgungsredundanz kann auch erreicht werden, indem im Normalbetrieb auf eine Kombination von Versorgungspfaden zurückgegriffen wird. So ist es z.B. denkbar Versorgungspfad 1 und 2 zu kombinieren. Hier könnte, bei entsprechender Auslegung, der Ausfall z.B. der LKW-Anlieferung durch eine erhöhte Produktion mittels

Elektrolyseur (teilweise) aufgefangen werden. Die einfache und vergleichsweise kostengünstige Speicherung von Flüssigwasserstoff könnte den Ausfall des Elektrolyseurs und der LKW-Anlieferung absichern.

Ein Normalbetrieb mit zwei oder sogar drei verschiedenen Versorgungsoptionen kann nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern gleichzeitig auch die Verhandlungsposition gegenüber den einzelnen Wasserstoffanbietern stärken.

Störanfälligkeit Betankungsanlage

Die Störanfälligkeit der Betankungsanlage ist bei entsprechender Auslegung für alle Konzepte als eher gering einzuschätzen. Eine N-1 Auslegung der Anlage wird empfohlen und wurde in der Kostenrechnung berücksichtigt. N-1 bedeutet, dass der Ausfall einer einzelnen Komponente keinen signifikanten Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der Gesamtanlage hat. Zusätzlich kann durch konservative Planung des Anlageneinsatzes der Ausfall z.B. einzelner Kompressoren abgefangen werden. Wird eine Anlage beispielsweise mit einer Verdichter-Betriebsdauer von 20 Stunden pro Tag geplant, kann die tägliche Betriebsdauer im Notfall auf 24 Stunden pro Tag gesteigert werden, um den gleichzeitigen Ausfall von zwei Verdichtern aufzufangen. Ein passendes Konzept zur Ersatzteilbevorratung kann die Auswirkung bzw. Dauer von trotzdem auftretenden Störungen reduzieren.

Genehmigung und Zulassung

Eine detaillierte Analyse bezüglich Genehmigung und Zulassung für Errichtung und Betrieb von Wasserstoff-Tankstellen unter den Besonderheiten des Eisenbahnrechts findet in Kapitel IV - Themengebiet Rechtliche Rahmenbedingungen statt. Für alle Betankungskonzepte ist ein Antrag nach § 18 AEG auf die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens zu stellen. Aufgrund dessen Konzentrationswirkung berücksichtigt dieses ggf. auch die Belange der BetrSichV, des BImSchG, der Landesbauordnung und der TRBS. Entscheidende Einflussparameter auf die jeweils zu berücksichtigenden Belange stellen die Wasserstoff-Lagermenge sowie die lokale Erzeugung dar.

Tabelle 15: Lagermenge und lokale Wasserstoffherzeugung für die unterschiedlichen Betankungskonzepte

	Betankungskonzept				
	1	2	3	4	5
Versorgungs- variante	Onsite- Elektrolyse	LH ₂ - Anlieferung LKW	CGH ₂ - Anlieferung LKW	CGH ₂ - Anlieferung Bahn	CGH ₂ - Versorgung Pipeline
Vor Ort Lagermenge*	~ 5 t	~ 4 t	~ 3 t	~ 3 t	~ 5 t
Lokale H ₂ - Erzeugung	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
	Für alle Betankungskonzepte ist ein Antrag nach § 18 AEG auf die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens zu stellen				
* Die Lagermenge ist abhängig von der konkreten technischen Ausführung der Tankstelle. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sind ggf. zusätzliche Mengen vor Ort zu lagern (Größenordnung: 1,7 t _{H₂} pro Tag Versorgungssicherheit)					

1.2.3.2. Pfadanalyse

Wasserstoff-Bezugskosten (Frei Tankstelle)

Die Wasserstoff-Bezugskosten (frei Tankstelle) basieren auf einem exemplarisch ausgelegten Wasserstoffherzeugungs- und Transportszenario. Die dabei verwendeten Daten

wurden verschiedenen Literaturquellen entnommen (siehe Tabelle 13). Für Annahmen und Einschränkungen der ermittelten Kosten (siehe Kapitel 4.3).

Der Anteil Erzeugung und Reinigung enthält die Kosten für den eingesetzten Primärenergieträger (Strom, Erdgas), die Kosten für die Produktionsanlage und falls erforderlich sämtliche Kosten für die Reinigung des Wasserstoffs zur Verwendung in einer Brennstoffzelle. Als Erzeugungskosten für den Nebenprodukt-Wasserstoff wurde ein fiktiver Erdgas-Substitutionspreis herangezogen. Es wurde davon ausgegangen, dass der Nebenprodukt-Wasserstoff thermisch zur Wärmeerzeugung verwendet wird. Wird der Wasserstoff stattdessen verkauft, muss Erdgas zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Die Kosten des Erdgasersatzes wurden mit 10% Aufschlag als Verkaufspreis (ab Werk, drucklos) angesetzt. Eine Reinigung des Nebenprodukt-Wasserstoffs mit einer Druckwechsel-Adsorptionsanlage wurde berücksichtigt.

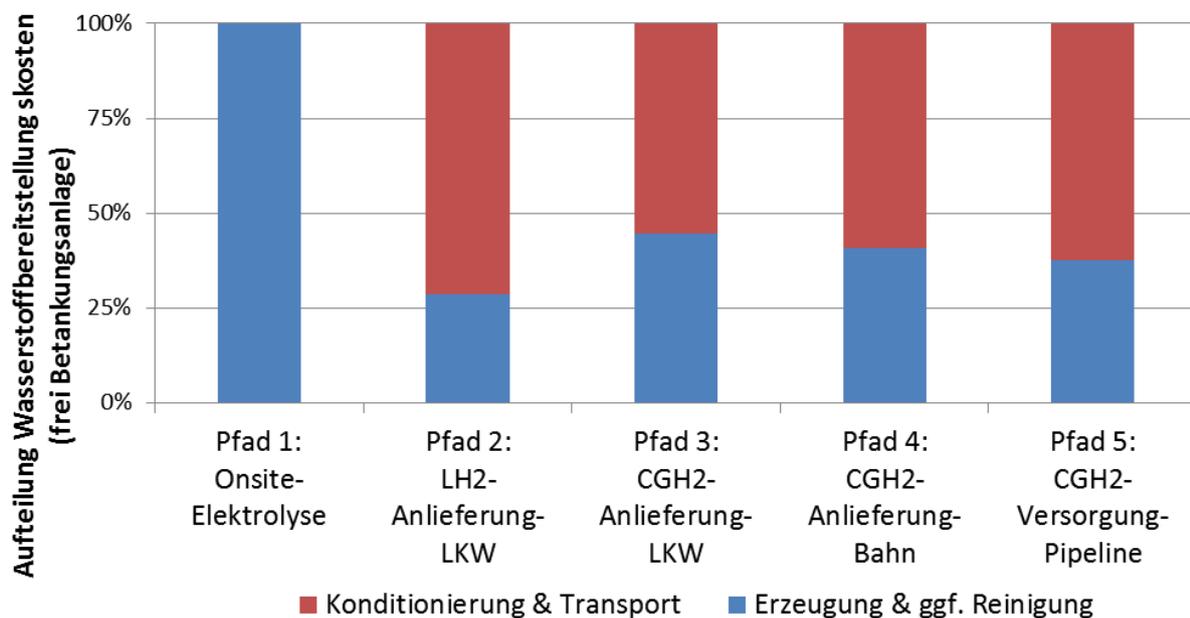


Abbildung 33. Kostenanteile „Erzeugung & ggf. Reinigung“ und „Konditionierung & Transport“

Konditionierung und Transport enthält sämtliche Kosten, die beim Transport bzw. der Transportvorbereitung anfallen. Dazu zählen z.B. Energie- und Anlagenkosten für Verflüssiger, LH₂-Transport-LKW, Verdichtungs- und Abfüllanlage für CGH₂-Transport, CGH₂-Transportbehälter für LKW und Bahn und Rohrleitungsnutzung.

Kraftstoffkosten (frei Zapfpistole)

Die Wasserstoffkosten (frei Zapfpistole) berechnen sich aus der Summe der H₂-Bezugskosten und der Gesamtkosten der Betankungsanlage.

Die Kraftstoffkosten belaufen sich für Pfad 1 auf etwa 10 €/kg_{H₂}, für die Pfade 3 und 4 mit gasförmig angeliefertem Wasserstoff sind unter günstigen Rahmenbedingungen Kraftstoffkosten von etwa 5 €/kg_{H₂} möglich. Die Varianten mit LH₂-Anlieferung sowie mit Rohrleitungsversorgung liegen dazwischen. Kann eine Befreiung von Netznutzungsentgelten und EEG-Umlage für den in der Elektrolyse eingesetzten Strom erreicht werden (siehe Kapitel 4.2.10.3), können die Kraftstoffkosten für Pfad 1(b) fast auf 5 €/kg reduziert werden.

Der Kostenanteil der Betankungsanlage ist für die Pfade 2, 3 und 4 gering. Bei den Pfaden 1 und 5 ist das Druckniveau des bezogenen Wasserstoffs gering, weshalb eine hohe

Verdichtungsleistung erforderlich ist. Gleichzeitig kann nicht auf die angelieferten mobilen Druckspeicher zurückgegriffen werden, was zusätzlichen Investitionsbedarf in stationäre Mittel- und Hochdrucktanks zur Folge hat.

Die hier ermittelten Kosten basieren auf der überschlägig ausgelegten Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur, den angenommenen Auslastungen der einzelnen Anlagen entlang der H₂-Bereitstellungspfade sowie auf Kosten- und weiteren Betriebsdaten aus der Literatur. Die tatsächlichen Kosten können im Einzelfall nach oben und unten abweichen.

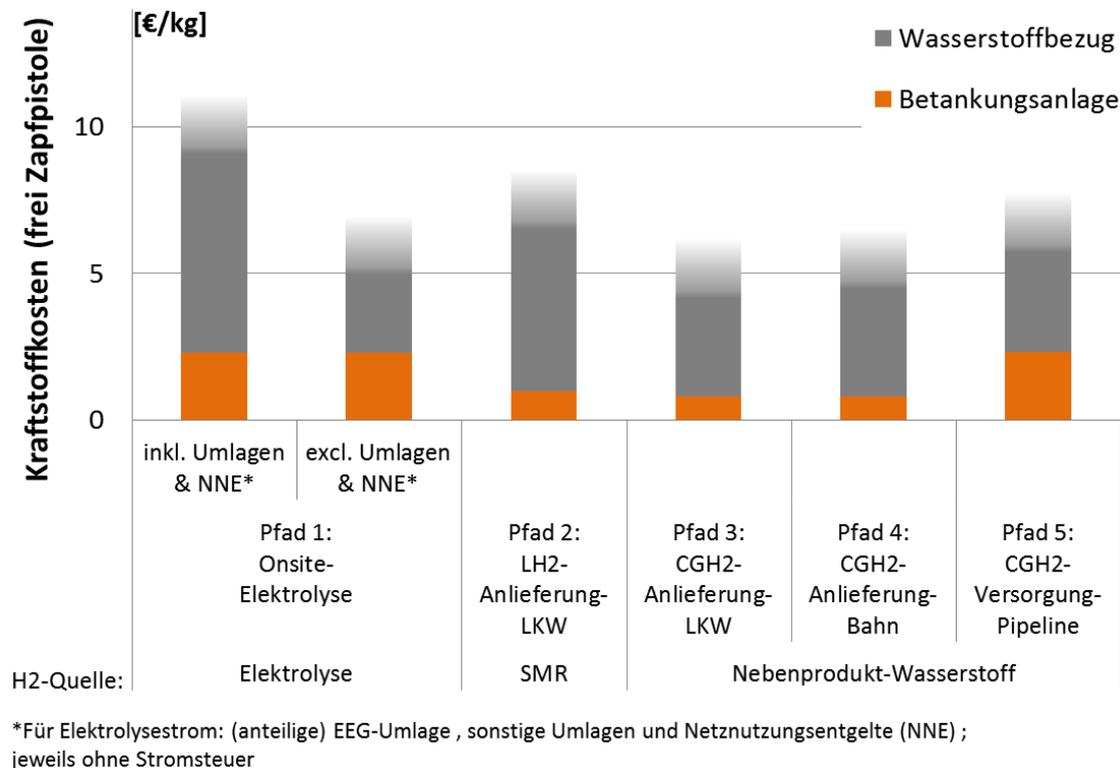


Abbildung 34: Gegenüberstellung der Kraftstoffkosten

Hinweis zum Thema Wasserstoffkosten:

Gespräche mit Vertretern der Gaseindustrie deuten darauf hin, dass die Kosten für gasförmigen Wasserstoff (vor allem in den Pfaden 3 und 4) in realen Projekten heute um etwa 2 €/kg höher sein können. Die Gründe dafür liegen in der heute meist weniger optimierten Infrastrukturkette sowie den in dieser Betrachtung nicht berücksichtigten Kostenbestandteilen (Details dazu siehe auch Kapitel 1.2.3)

Ein Vergleich zur Bereitstellung von Diesel ist nur begrenzt möglich, da die Betankungsinfrastruktur für Diesel bereits flächendeckend vorhanden ist und oftmals an zentralen Standorten von der Deutschen Bahn (Monopol), auch für Konkurrenten zugänglich, betrieben wird. Die Deutsche Bahn betreibt bundesweit 195 Diesel-Tankstellen für Schienenfahrzeuge. Davon sind 50 Standorte, auch für die Anlieferung des Diesels, nur per Schienenweg zugänglich. Insgesamt wurden 2010 bundesweit 513 Mio. Liter Diesel an Schienenfahrzeuge abgegeben, Tendenz fallend. Der Preis für den Dieselkraftstoff wird nachträglich, am Monatsende auf Basis einer Marktnotierung eines Brancheninstituts berechnet. Auf diesen werden 5,6 Eurocent pro Liter als Handlingskosten pauschal aufgeschlagen. Dieser Wert wird von der Bundesnetzagentur genehmigt. Die steuerliche Belastung für Diesel ist identisch mit der für die meisten Straßenfahrzeuge. Die Gesamtkosten für Diesel sind für Schienenfahrzeuge weitestgehend identisch mit jenen für

Straßenfahrzeuge. Diese schwankten in den Jahre 2007 bis 2015 zwischen etwa 1,25 und 0,95 € pro Liter Diesel (ohne MwSt.).

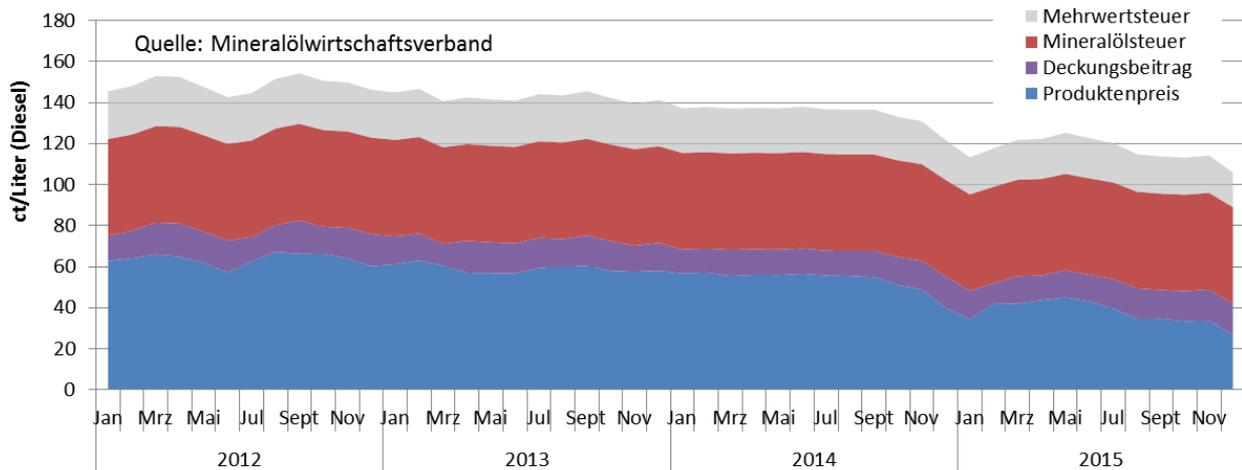


Abbildung 35: Entwicklung der Dieselposten zwischen 2012 und 2015

THG-Emissionen

In dieser Studie werden über die jeweiligen Versorgungsketten die Treibhausgase CO₂, Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) berücksichtigt⁷. Das Treibhausgaspotenzial der verschiedenen Treibhausgase wird in CO₂-Äquivalenten dargestellt. Tabelle 16 zeigt das Treibhausgaspotenzial für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren nach dem „Fourth Assessment Report“ (AR4) und des „Fifth Assessment Report“ (AR5) des „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC).

Tabelle 16: Treibhausgaspotenzial verschiedener Treibhausgase [IPCC 2007], [IPCC 2013]

	AR4 (g CO ₂ -Äquivalent/g)	AR5 (g CO ₂ -Äquivalent/g)
CO ₂	1	1
CH ₄	25	30
N ₂ O	298	265

In [JEC 2014] wurden noch die Werte aus dem alten „Fourth Assessment Report“ verwendet. Einige Forschungsinstitute wie zum Beispiel das „Argonne National Laboratory“ (ANL) in den USA in ihrem Berechnungswerkzeug „GREET“ verwenden bereits den „Fifth Assessment Report“ (AR5) des IPCC. In dieser Studie wird ebenfalls auf die Angaben im „Fifth Assessment Report“ (AR5) zurückgegriffen.

Es werden nur fossile CO₂-Emissionen berücksichtigt. Die Verbrennung von Biomasse ist CO₂-neutral, da nur so viel CO₂ freigesetzt wird wie vorher beim Wachstum der Pflanzen aus der Atmosphäre entzogen wurde.

Analog zu [JEC 2014] werden der Energieaufwand für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen und die damit verbundenen Emissionen nicht berücksichtigt.

Für die Bereitstellung von Dieselpowerstoff aus konventionellem Rohöl wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2014]. Jedoch wurden in dieser Studie für die Berechnung der Treibhausgasemissionen die Treibhausgaspotenziale von Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) nach [IPCC 2013] statt [IPCC 2007] verwendet, so dass sich die Ergebnisse geringfügig gegenüber [JEC 2014] unterscheiden („Well-to-Tank“: 15,5 g_{CO₂-Äquivalent}/MJ statt

⁷

Andere Treibhausgase sind FCKW, FKW und SF₆, die hier aber nicht relevant sind

15,4 g_{CO₂-Äquivalent}/MJ). Die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Dieselmotorkraftstoff betragen etwa 73,2 g_{CO₂-Äquivalent}/MJ.

Betrachtet wurden die Produktion von Wasserstoff über Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom (Pfad 1), die Produktion von Wasserstoff über Erdgasdampfreformierung (Pfad 2) und die Nutzung von Nebenprodukt-Wasserstoff (Pfade 3 bis 5).

Beim Pfad CGH₂ aus Wasserelektrolyse (Pfad 1) erfolgt die Wasserstoffproduktion vor Ort an der Tankstelle. Der Stromverbrauch der Elektrolyseanlage wird mit 5,00 kWh pro Nm³ Wasserstoff (etwa 56 kWh/kg_{H₂}) angenommen, was einem Wirkungsgrad von 60% bezogen auf den unteren Heizwert entspricht. Der Stromverbrauch der CGH₂-Tankstelle beträgt etwa 0,152 kWh pro Nm³ Wasserstoff (etwa 1,69 kWh/kg_{H₂}), was etwa 0,051 MJ pro MJ Wasserstoff entspricht. Die Tankstelle ist zusammen mit Elektrolyseanlage an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Sowohl die Elektrolyseanlage, als auch die Tankstelle werden mit Strom aus Strommix Deutschland 2020 betrieben. Der Energieaufwand und die Treibhausgasemissionen aus dem Strommix frei Kraftwerk wurden aus [GEMIS 2020] entnommen und basieren auf dem geplanten Zubau erneuerbarer Stromerzeugung nach dem EEG 2014. Die Verluste aus Stromtransport und -verteilung wurden aus [JEC 2014] entnommen.

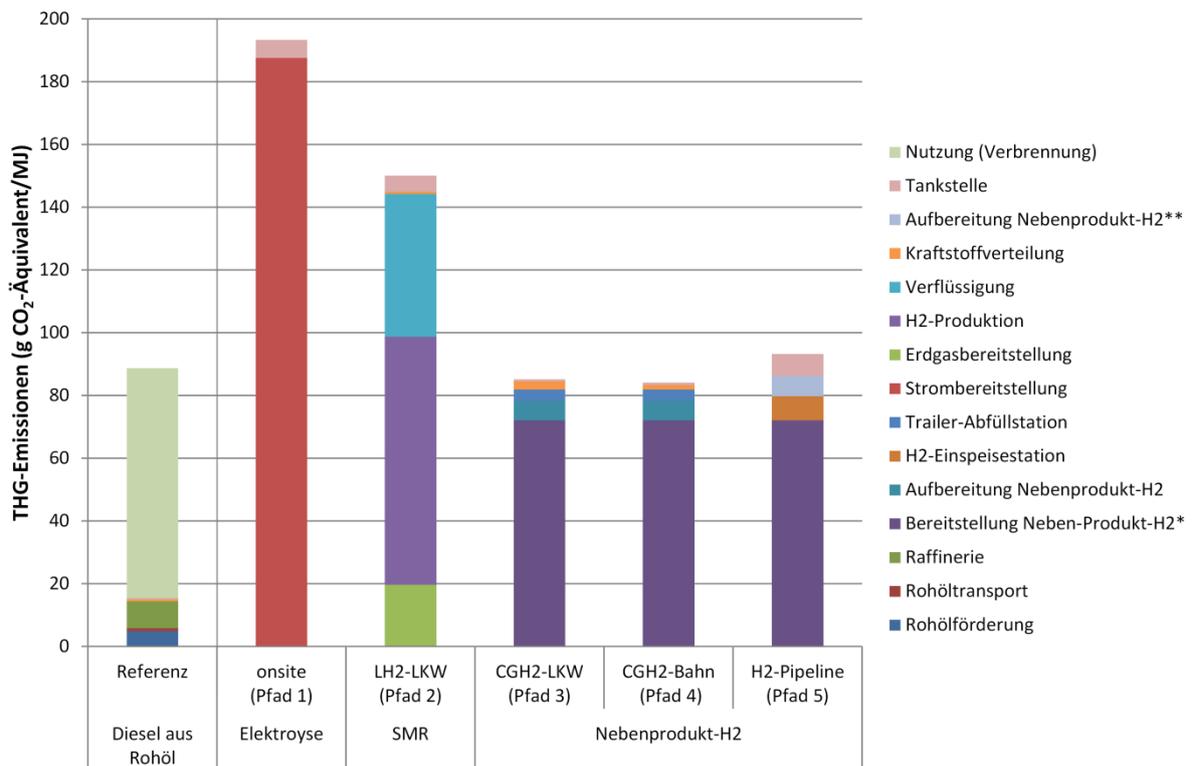
Bei CGH₂ aus Erdgasdampfreformierung (Pfad 2) erfolgt die Wasserstoffproduktion in großen zentralen Anlagen wie sie heute bei Rohölraffinerien eingesetzt werden. Der Wasserstoff wird verflüssigt und anschließend in Form von Flüssigwasserstoff (LH₂) zu den Tankstellen transportiert. Der Erdgasverbrauch für die Produktion von Wasserstoff über Dampfreformierung wurde aus [Foster Wheeler 1996] entnommen. Der Erdgasverbrauch für die Dampfreformierungsanlage beträgt 1,315 MJ pro MJ Wasserstoff bezogen auf den unteren Heizwert. Das Erdgas für die Dampfreformierung wird analog zu [JEC 2014] über eine Entfernung von 4.000 km in die EU und weiter über eine Entfernung von 500 km zur H₂-Produktionsanlage transportiert. Der spezifische Stromverbrauch für die H₂-Verflüssigung sinkt mit der Anlagengröße. Kurzfristig werden keine sehr großen Verflüssigungsanlagen mit einer Kapazität von 100 t LH₂ pro Tag in Betrieb gehen. Die Produktionskapazität existierender Anlagen liegt bei etwa 5 t LH₂ pro Tag (z.B. die Anlage in Leuna). Daher wird auf den Stromverbrauch bereits realisierter Anlagen zurückgegriffen, deren Stromverbrauch bei einem Vordruck von 2 MPa etwa 13 kWh pro kg Wasserstoff (etwa 0,40 MJ pro MJ Wasserstoff) liegt. Der Strom wird aus dem Strommix Deutschland 2020 (Mittelspannungsebene) bezogen. Der Wasserstoff wird über eine Entfernung von 150 km (einfach) zu den Tankstellen transportiert. An der Tankstelle wird LH₂ verdampft und als CGH₂ an die zu betankenden Fahrzeuge abgegeben. Der Stromverbrauch der Tankstelle beträgt etwa 0,043 MJ pro MJ Wasserstoff. Der Strombedarf der Tankstelle wird mit Strom aus dem Strommix Deutschland 2020 (0,4 kV) gedeckt.

Nebenprodukt-Wasserstoff wird heute zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt und verdrängt Erdgas. Wird dieser Wasserstoff nun als Kraftstoff für Fahrzeuge eingesetzt, ist für die Strom- und Wärmeenergieerzeugung innerhalb des Chemiekomplexes zusätzlich Erdgas entsprechend dem korrespondierenden Wasserstoffenergieinhalt zu beschaffen. Die Emissionen aus der Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff ohne weitere Aufbereitung entsprechen somit denen der Bereitstellung und Nutzung von Erdgas. Zusätzlich kommt es zu Energieverlusten bei der Aufbereitung des Nebenprodukt-Wasserstoffs zu der für den Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen erforderlichen Reinheit. Für den Transport zur Tankstelle wurden drei Varianten betrachtet:

- Pfad 3: H₂-Anlieferung von in Form von CGH₂ (52,5 MPa) mit Lkw
- Pfad 4: H₂-Anlieferung von in Form von CGH₂ (52,5 MPa) mit der Bahn
- Pfad 5: H₂-Anlieferung über Rohrleitung

Der Strombedarf der Tankstellen beträgt bei Anlieferung über CGH₂-Trailer etwa 0,006 MJ pro MJ Wasserstoff und bei Anlieferung über eine H₂-Rohrleitung etwa 0,058 MJ pro MJ Wasserstoff bezogen auf den unteren Heizwert. Der Strombedarf der Tankstellen wird durch Strom aus dem Strommix Deutschland 2020 gedeckt (0,4 kV).

Abbildung 36 und Tabelle 17 zeigen die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Druckwasserstoff (CGH₂) im Vergleich zu Dieselmotorkraftstoff aus konventionellem Rohöl.



*Bestehende Nutzung von Nebenprodukt H₂ wird durch Erdgas ersetzt; **H₂-Aufbereitung vor Ort an der Tankstelle

Abbildung 36: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Druckwasserstoff (CGH₂) im Vergleich zu Dieselmotorkraftstoff aus konventionellem Rohöl

Tabelle 17: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Druckwasserstoff (CGH₂) im Vergleich zu Diesel aus konventionellem Rohöl (g CO₂-Äquivalent/MJ)

	Diesel	Elektrolyse onsite	SMR LH ₂ -Lkw	Nebenprodukt-H ₂		
				CGH ₂ -Lkw	CGH ₂ -Bahn	H ₂ -Rohrleitung
	Referenz	Pfad 1	Pfad 2	Pfad 3	Pfad 4	Pfad 5
Rohölförderung	4,8	-	-	-	-	-
Rohöltransport	1,0	-	-	-	-	-
Raffinerie	8,6	-	-	-	-	-
Bereitstellung Nebenprodukt-H ₂ *	-	-	-	72,1	72,1	72,1
Aufbereitung Nebenprodukt-H ₂	-	-	-	6,0	6,0	0,0
H ₂ -Einspeisestation	-	-	-	-	-	7,7
Trailer-Abfüllstation	-	-	0,0	3,8	3,8	0,0
Strombereitstellung	-	187,5	-	-	-	-
Erdgasbereitstellung	-	-	19,6	-	-	-
H ₂ -Produktion	-	0,0	79,1	-	-	-
Verflüssigung	-	-	45,4	-	-	-
Kraftstoffverteilung	0,6	-	0,7	2,5	1,4	0,0
Aufbereitung Nebenprodukt-H ₂ **	-	-	-	-	-	6,4
Tankstelle	0,5	5,8	5,2	0,8	0,8	7,0
Nutzung (Verbrennung)	73,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	88,7	193,3	150,1	85,2	84,1	93,2
In g _{CO2-Äquivalent} /kg		23.196	18.012	10.224	10.092	11.184

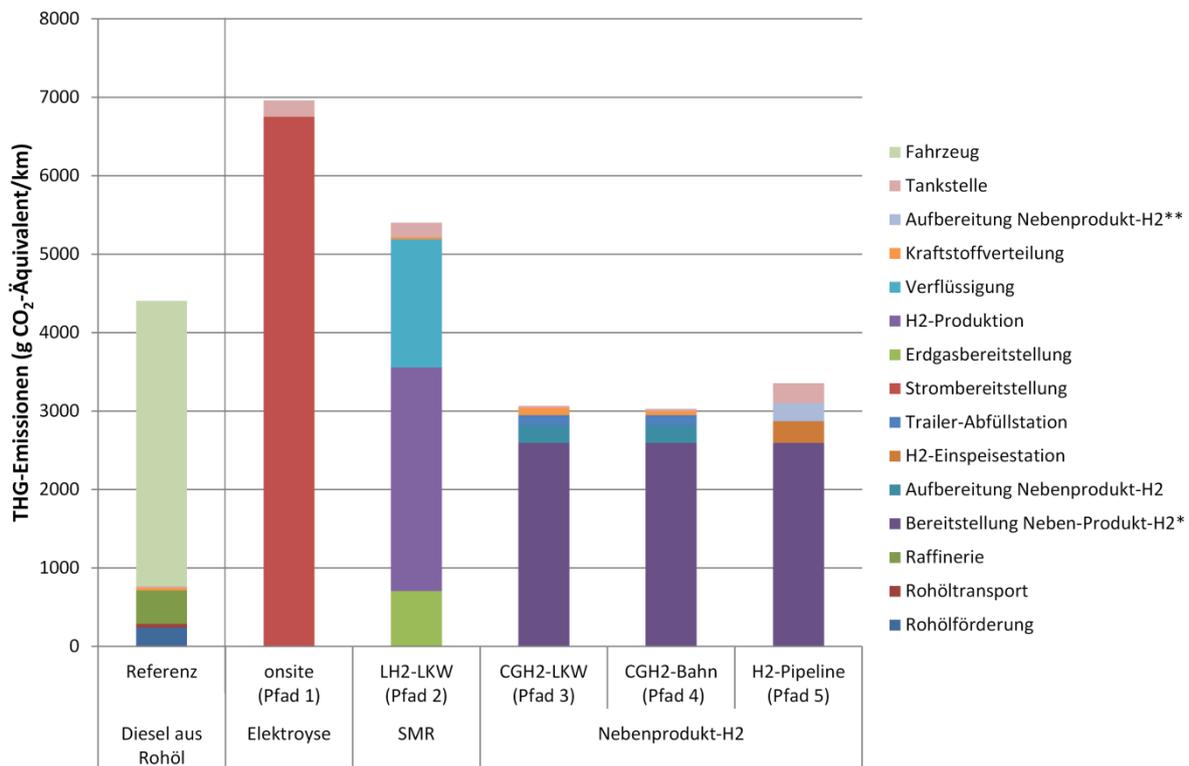
*Bestehende Nutzung von Nebenprodukt H₂ wird durch Erdgas ersetzt; **H₂-Aufbereitung vor Ort an der Tankstelle

Die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von CGH₂ aus Nebenprodukt-Wasserstoff liegen in etwa auf dem gleichen Niveau wie die Bereitstellung und Nutzung von Dieselmotorkraftstoff aus konventionellem Rohöl.

Bei der Herstellung von CGH₂ aus Wasserelektrolyse kommt es nur zu sehr niedrigen Treibhausgasemissionen. Sie resultieren aus der Bereitstellung des Hydrauliköls für die Verdichter, das regelmäßig gewechselt werden muss sowie dem Bedarf an Stickstoff.

Sehr hohe Treibhausgasemissionen ergeben sich aus der Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgasdampfpreformierung mit anschließender Verflüssigung und Anlieferung über LH₂. Der Grund liegt vor allem am Strombedarf der Verflüssigungsanlage, der mit Strom aus dem deutschen Strommix gedeckt wird.

Bei den Treibhausgasemissionen in Abbildung 36 und Tabelle 17 ist der Wirkungsgrad bzw. der Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge „Tank-to-Wheel“ noch nicht berücksichtigt. Der Verbrauch des Dieselmotors wurde dabei mit 49,7 MJ/km (1,39 l Diesel/km) und der Verbrauch des mit Brennstoffzellenantrieb ausgerüsteten Triebzugs mit 36,0 MJ/km (0,3 kg_{H₂}/km) angenommen. Abbildung 37 zeigt die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Druckwasserstoff (CGH₂) im Vergleich zu Dieselmotorkraftstoff aus konventionellem Rohöl mit Berücksichtigung des unterschiedlichen Kraftstoffverbrauchs der Fahrzeuge („Well-to-Wheel“).



*Bestehende Nutzung von Nebenprodukt H₂ wird durch Erdgas ersetzt; **H₂-Aufbereitung vor Ort an der Tankstelle

Abbildung 37: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ für Druckwasserstoff (CGH₂) im Vergleich zu Diesel aus konventionellem Rohöl

Die H₂-Pfade CGH₂ über Elektrolyse vor Ort mit Strom aus Strommix Deutschland 2020 (Pfad 1) und CGH₂ über LH₂ aus Erdgasdampfpreformierung (Pfad 2) weisen „Well-to-Wheel“ höhere Treibhausgasemissionen auf als Dieselkraftstoff aus Rohöl. CGH₂ aus Nebenprodukt-H₂ weist für alle Varianten (Pfade 3 bis 5) „Well-to-Wheel“ niedrigere Treibhausgasemissionen als für Dieselkraftstoff aus Rohöl. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix und mit effizienteren H₂-Verflüssigungsanlagen (z.B. Stromverbrauch 0,3 MJ pro MJ LH₂ statt 0,4 MJ pro MJ Wasserstoff) könnten jedoch auch Pfad 1 und Pfad 2 niedrigere Treibhausgasemissionen aufweisen als der Dieseltriebzug.

1.2.3.3. Übersicht Ergebnisse (Bewertungsmatrix)

Tabelle 18 gibt eine Übersicht über alle in den hier untersuchten Pfadanalysen erzielten Teilergebnisse.

Tabelle 18: Übersicht Pfadanalysen

	Einheit	Pfad 1	Pfad 2	Pfad 3	Pfad 4	Pfad 5
H ₂ -Quelle:		Onsite-Elektrolyse	Dampf-reformer	Nebenprodukt-Wasserstoff		
Distribution:			LH ₂ -LKW	CGH ₂ -LKW (52 MPa)	CGH ₂ -Bahn (52 MPa)	CGH ₂ -Rohrleitung
Ergebnisse Betankungsanlage						
Investitionskosten	Mio. €	7	2	2,2	2,2	7
Kapitalkosten	€/kg	1,6	0,5	0,6	0,6	1,6
Betriebs- und Wartungskosten	€/kg	0,7	0,5	0,2	0,2	0,8
Gesamtkosten Tankanlage ^a	€/kg	2,3	1,0	0,8	0,8	2,4
Flächenbedarf	m ²	400 (+ 1.000 Elektrolyse)	170	300	330	400
Elektrische Anschlussleistung	kW	250 (+ 5.000 Elektrolyse)	700	100	100	250
Lieferfrequenz	Pro Woche	0	4 LKW	13 LKW	Bahnwagen für 26x 20" Container	0
Erweiterbar Falls:		Ausreichend Fläche und Stromnetzkapazität verfügbar	Erhöhung der Lieferfrequenzen möglich			Pipeline Reservekapazität vorhanden
		Zubau von Kompressor- bzw. Pumpenleistung und Druckspeichern möglich				
Störanfälligkeit Wasserstoffversorgung		Gering	Mittel		Mittel	Gering
	z.B.	Ausfall Stromversorgung	Störungen im Straßenverkehr (Wetter, Verkehrslage)		Störungen im Bahnverkehr (Streik, Streckensperrung)	Ausfall Rohrleitung
Redundanz Wasserstoffversorgung		Nicht vorgesehen, aber möglich. Mit zusätzlichen Kosten verbunden. z.B. Großspeicher / Vorratsspeicher				
	€/kg	Beispiel Bevorratung von LH ₂ (Zusätzliche Kosten)				
		0,13	0,12	0,17	0,17	0,13
Störanfälligkeit Betankungsanlage		Gering Relevante Komponenten wie Kompressor, Dispenser oder Kryopumpe sind redundant ausgelegt (n-1 Kriterium)				
Genehmigung und Zulassung		Für alle Betankungskonzepte ist ein Antrag nach § 18 AEG auf die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens zu stellen				
Ergebnisse Pfadanalyse						
Kraftstoffkosten (frei Zapfpistole)	€/kg	9,1 (5,0 ^b)	6,5	4,2	4,5	5,7
		Die Gaseindustrie schätzt die H ₂ -Kraftstoffkosten heutiger realer Projekte um etwa 2 €/kg höher ein, vor allem in Pfad 3 und Pfad 4				
	€/km ^c	2,8	2,0	1,3	1,4	1,8
Vergleich Dieselposten	€/km ^d	1,4				
THG-Emission	gCO ₂ /kg	23.196	18.012	10.224	10.092	11.184
	gCO ₂ /km	6.959	5.404	3.067	3.028	3.355
Vergleich Diesel	gCO ₂ /km	4.404				
a: Abweichungen in der Summe sind Rundungsdifferenzen geschuldet						
b: Kosten falls Elektrolysestrom von sämtlichen Umlagen und Netznutzungsentgelte befreit ist.						
c: Angenommener Verbrauch von 0,3 kg/km						
d: Annahmen: 27,5 % Mehrverbrauch Diesel (= 1,27 l/km), Dieselposten 1,1 €/l (ohne MwSt., inkl. Energiesteuer)						
Hinweise zur Kostenermittlung berücksichtigen, ohne ggf. erforderliche Energiesteuer						

Eine Aussage über „den besten“ Wasserstoff-Versorgungspfad kann nicht getroffen werden. Welcher Versorgungspfad für ein konkretes Projekt überhaupt realisierbar oder der Beste ist, hängt von einer Reihe verschiedenster Randbedingungen sowie gesellschaftlicher und politischer Anforderungen ab.

Oftmals werden die vorliegenden Randbedingungen bzw. die Lage des Standorts der Betankungsanlage einige Optionen bereits von vorneherein ausschließen. So sind von Fall zu Fall z.B. folgende Fragen zu klären:

- Ist mit vertretbarem Aufwand ausreichend elektrische Anschlussleistung für die Elektrolyse bereitzustellen?
- Ist eine (lokale) Wasserstoffpipeline vorhanden?
- Ist (lokaler) Nebenprodukt-Wasserstoff vorhanden?
- Ist eine Anlieferung des Wasserstoffs per LKW oder Bahn über die bestehende Infrastruktur möglich?
- Welche Transporttechnologie ist verfügbar (Zeit, Standort und Anbieterabhängig)?

Die vorliegende Bewertungsmatrix kann erste Hinweise für reale Projekte liefern, welche Versorgungspfade potenziell interessant sind und wie sich die THG-Emissionen, die spezifischen H₂-Kosten bzw. der spezifische Energieeinsatz sich für einen generischen Pfadvergleich unterscheiden.

Als wichtigste Erkenntnisse dieser Analysen ist festzuhalten:

- Bezüglich der Treibhausgasemissionen tragen die H₂-Nebenproduktpfade frei Tankstelle die gleichen Emissionen bei wie der Diesel-Referenzpfad. Durch die hohe Effizienz des Brennstoffzellenantriebes jedoch liegen die Treibhausgasemissionen in Summe im generischen Betrachtungsfall 25-30% unter denen des Diesel-Referenzpfades. Stammt der Strom im Fall der Onsite-Elektrolyse bzw. der Anlieferung von Flüssigwasserstoff aus zentraler Dampfreformierung und Verflüssigung aus dem Netz, so ergeben sich auf Basis des heutigen Strommixes deutlich höhere Treibhausgasemissionen, diese allerdings nicht am Ort der Nutzung (Triebwagen) sondern am Ort der H₂-Erzeugung bzw. Stromerzeugung. Auch entfallen in jedem Fall die lokalen Schadstoffemissionen aus dem Triebwagenbetrieb.
- Bezüglich des Kraftstoff- bzw. Gesamtkostenvergleiches gibt erst die in Kap. 4 dieses Berichtes folgende Wirtschaftlichkeitsanalyse (Preisvergleich) Aufschluss über die mögliche Wettbewerbsfähigkeit eines Brennstoffzellentriebwagens mit Wasserstoff gegenüber der Dieselreferenz. Die hier ermittelnden Wasserstoffkosten dienen dabei als wichtiger Eingangsparameter.

II. Themengebiet Technische Voraussetzungen

2.1. Grundlegende sicherheitsrelevante Eigenschaften von Wasserstoff

Wasserstoff ist ein farbloses, geruchloses, hoch entzündliches, reaktives, nicht toxisches Gas. In Luft bzw. Sauerstoff bildet das Gas ein explosionsfähiges / brennbares Gemisch.

Wasserstoff (molekular) ist nicht korrosiv. Atomarer Wasserstoff diffundiert aber in metallische Werkstoffe und kann somit unter bestimmten Bedingungen Werkstoffschäden wie Verspröden und Spannungsrisskorrosion verursachen.

Bei größeren Leckagen von Wasserstoff wird Sauerstoff verdrängt, wodurch eine Erstickungsgefahr entstehen kann. Wasserstoff ist ansonsten jedoch weder toxisch noch wassergefährdend.

Spezielle Einstufungen:

- Temperaturklasse (DIN) T 1
- Explosionsgruppe (DIN) II C
- Zündgruppe (VDE) G 1
- Explosionsklasse (VDE) 3 a

Wie aus den physikalischen und sicherheitstechnischen Daten ersichtlich ist, erfordert der Umgang mit Wasserstoff besondere Aufmerksamkeit, da er leicht entzündlich und explosiv ist. Wasserstoff steigt aufgrund seiner geringen Dichte in Luft sehr schnell nach oben. In nachfolgender Tabelle sind die Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich mit anderen Kraftstoffen dargestellt:

Tabelle 19: Angaben zur Stoffcharakteristik (Gase und Kraftstoffe)

	Methan (g)	Benzin (fl)	Diesel (fl)	Propan (g)	Kerosin (fl)	Methanol (fl)	Wasserstoff (g)
Dampfdichteverhältnis zu Luft	0.55	3.2-4	7	1.56	1.5	1.4	0.09
Explosionsgrenze (Vol. %)	5-16	0.6-8	0.6-6.5	2-10	0.6-7	6-36.5	4-75
Zündtemperatur (°C)	595	220-280	220	460	500	455	585
Min. Zündenergie (mJ)	0.3	0.24	-	0.26	0.16	0.14	0.02
Wassergefährdungsklasse		2/3	2		2	1	

2.2. Basis-Anforderungen an den Hersteller der GH₂-Füllanlage

Grundsätzlich können gemäß DIN EN 764-7 während des Betriebs eines Druckgeräts gefährliche Situationen auftreten, z.B. verbunden mit

- betriebsbedingten Einflüssen (z.B. Schwingungen, Umweltstress)
- menschliches Fehlverhalten (z.B. Unachtsamkeit)
- unzuverlässige Funktionsweisen (z.B. bei Defekten oder Ausfällen)
- unzulässige Beanspruchung (z.B. überhöhter Temperatureinfluss)
- Defizite bei Wartung und Instandhaltung (z.B. erhöhter Verschleiß, Alterung)
- Fremdeinflüsse von außen bei außergewöhnlichen Ereignissen (z.B. Unfälle)

Aus diesem Grund ist durch den Hersteller eine Gefährdungs- bzw. Risikobeurteilung durchzuführen, um die für die sachgemäße Auslegung des Druckgerätes benötigten Basisinformationen zu erhalten und die wirkungsvollsten Ausrüstungsteile mit Sicherheitsfunktion zu wählen. Das Druckgerät (Tanksystem, bestehen aus mehreren Komponenten, zusammengefasst unter dem „Druckgerät“) muss so ausgelegt sein, dass:

- Gefährdungen ausgeschlossen oder vermindert werden;
- geeignete Schutzmaßnahmen gegeben sind, falls die Gefährdung nicht ausgeschlossen werden kann;
- der Anwender über die Restgefahren informiert ist, mit Angabe der für diesen Fall zu treffenden Sondermaßnahmen;
- die Gefahr einer Fehlbedienung vermieden wird.

Technische Lösungen für eine eigensichere Auslegung sind entweder normativ verlangt oder werden im Ergebnis der Risikobewertung erforderlich und sind zur Minimierung von menschlichen Fehlern gegenüber Anweisungen zu bevorzugen. Die Betriebsanleitungen müssen Anweisungen für die Handhabung, Inspektion und Instandhaltung beinhalten, um sicherzustellen, dass der verlangte Umfang der Absicherung erreichbar ist.

2.3. Anforderungen an den Betreiber der GH₂-Füllanlage

Aufgrund der oben beschriebenen wasserstoffspezifischen Eigenschaften lassen sich die im folgenden dargestellten Maßnahmen im Überblick beschreiben, die nach dem Stand der Technik u.a. erforderlich sind, um einen sicheren Betrieb hinsichtlich der Gefährdungen bezüglich Brand, Explosion und Druck bei Betrachtung einer Wasserstofftankstelle gewährleisten zu können.

Grundsätzlich muss für jede Wasserstofftankstelle eine spezifische Gefährdungsbeurteilung gemäß Betriebssicherheitsverordnung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden, um die standortspezifischen Randbedingungen berücksichtigen zu können. Im vorliegenden Bericht sind die wesentlichen Kriterien bereits analysiert und maßgebliche Anforderungen fixiert, wobei die Spezifik am jeweiligen Installationsort im Detail zu prüfen und die Anlagentechnik entsprechend auszurichten ist.

Die Überprüfung der sicheren Aufstellung erfolgt im Rahmen der Prüfung vor Inbetriebnahme durch eine zugelassene Überwachungsstelle gemäß Betriebssicherheitsverordnung Anhang 2 Abschnitt 3 und 4. Vor Aufstellung der Anlage ist die Erlaubnis zur Errichtung der Anlage bei der zuständige Behörde einzuholen, in deren Rahmen ein Prüfbericht durch die zugelassene Überwachungsstellung erstellt wird, in welchem die konzeptionelle Überprüfung der gesamten Anlage in Verbindung mit deren Nutzung erfolgt.

Die nachfolgenden genannten wesentlichen Anforderungen sind hinsichtlich der Errichtung einer Wasserstofffüllanlage mindestens zu erfüllen. Da es hierbei gegenwärtig keine auf den bahnbetrieb ausgerichteten Regelwerke gibt, wird sich an nutzbare Regelwerke angelehnt bzw. auf diese verwiesen. Im Rahmen der bahnspezifisch ausgerichteten Gefährdungsbeurteilung bzw. Risikoanalyse ergeben sich u.U. auch höhere oder niedrigere Anforderungen (hierzu auch Verweis auf die weitere Ausführungen in Kapitel 4.1):

- Betriebssicherheitsverordnung
- TRBS 3151 [Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen] als Erkenntnisquelle

- TRBS 3145 [Ortsbewegliche Druckgasbehälter - Füllen, Bereithalten, innerbetriebliche Beförderung, Entleeren]
- TRBS 3146 [Ortsfeste Druckanlagen für Gase]
- TRGS 509 [Lagern von flüssigen und festen Gefahrstoffen in ortsfesten Behältern sowie Füll- und Entleerstellen für ortsbewegliche Behälter]
- VdTÜV-Merkblatt DRGA 514 [Anforderungen an Wasserstofftankstellen; Druckgase]
- VdTÜV-Merkblatt TANK 965-1 [Gefährdungsbeurteilung über Aufstellbedingungen und Anfahrerschutz für oberirdische Füllanlagen an öffentlichen Tankstellen]
- VdTÜV-Merkblatt TANK 965-3 [Anfahrerschutz oberirdischer Lagerbehälter an Tankstellen und Füllanlagen zum Befüllen von landfahrzeugen mit Druckgasen, Teil 3: Anforderungen an nicht öffentlich zugängliche Tankstellen und Füllanlage]
- ISO/DIS 20100 Gaseous hydrogen - Fuelling stations

Als Betankungsanlagen im Sinne der TRBS 3151 werden Bereiche bezeichnet, in denen Tankstellen für Landfahrzeuge im Sinne § 18 Absatz 14 Nummer 6 BetrSichV oder eine oder mehrere Gasfüllanlagen für Landfahrzeuge im Sinne §18 Absatz 1 Nummer 3 BetrSichV einzeln oder in einem engen räumlichen oder sicherheitstechnischen Zusammenhang betrieben werden. Ein sicherheitstechnischer Zusammenhang liegt z. B. vor, wenn sich die Wirkbereiche bei der Betankung oder bei der Befüllung der Lagerbehälter überschneiden.

Eine Betankungsanlage umfasst räumlich:

- die Wirkbereiche der Abgabeeinrichtungen und die Wirkbereiche bei der Befüllung der Lagerbehälter einschließlich der zugehörigen Fernfüllschächte oder - schränke,
- die Domschächte unterirdischer Lagerbehälter, die Leichtflüssigkeitsabscheider,
- die Lager- und Speicherbehälter sowie zugehörige Anlagenteile, z. B. Lüftungsleitungen, Verdichter oder Rohrleitungen,
- die explosionsgefährdeten Bereiche,
- die Verkehrsfläche und Standplätze für die der Versorgung der Betankungsanlage dienenden Fahrzeuge (z. B. Tankfahrzeuge),
- die Verkehrsfläche für die zu betankenden Fahrzeuge,
- für öffentliche Betankungsanlagen zusätzlich die Verkehrsfläche für die An- und Abfahrt zu betankender Fahrzeuge von und zu öffentlichen Verkehrswegen einschließlich des Stauraumes.

2.4. Grundlegende Gefährdungen

Gefährdungen für Beschäftigte und Dritte, die bei der Bereitstellung, Montage, Installation, Benutzung und dem Betrieb einer Gasfüllanlage („Wasserstofftankstelle“) auftreten können, sind nachfolgend einzeln aufgezeigt.

➤ Anlagenbezogene Gefährdungen

- Freisetzung von Kraftstoffen durch Undichtigkeiten durch Korrosion oder Beschädigungen, welche zu nicht bestimmungsgemäßen Freisetzungen führen und ggf. zur Bildung explosionsfähiger Atmosphäre, die zu Brand oder Explosion führen

kann. Hier ist zu unterscheiden in „Freiluftanlage“ oder umbaute bzw. „Hallenbereiche“

- Freisetzung von Kraftstoffen bei oberirdischer Lagerung aufgrund mechanischer Beschädigung oder Brandeinwirkung
- Gefährdung durch Aufkonzentration von Dämpfen und Eindringen von explosionsfähiger Atmosphäre in Kanalsysteme und Böden
- Gefährdung durch fehlende Schutzabstände in deren Folge mechanische Beschädigung, Entzündung explosionsfähiger Atmosphäre, Versagen der Behälterwandung durch Hitzeeinwirkung (Brand) auftreten können

➤ Gefährdung durch Fehlverhalten

- Gefährdung durch Betankungsvorgänge aufgrund nicht bestimmungsgemäßen Betankens, austretenden Kraftstoff (Bildung explosionsgefährlicher Atmosphäre), Fehlverhalten von Beschäftigten oder anderen Personen aufgrund fehlender Unterweisung oder Beschilderung
- Fehlerhafte Handhabung beim „Entkuppeln“ des Füllschlauches, verbunden mit einer mechanischen Schädigung und Austritt einer Restgasmenge
- Gefährdungen beim Befüllen durch Tankfahrzeuge aufgrund austretenden Kraftstoffs (Bildung explosionsgefährlicher Atmosphäre), Überfüllen, fehlender Gaspindelung, Fehlverhalten von Beschäftigten aufgrund fehlender Unterweisung oder Beschilderung (z.B. nicht spezifikationsgerechte Funktion der Abreißsicherung bei einer fehlerhaften Tankschlauchhandhabung)
- Fehlerhafte Handhabung beim bei der Wartung / Instandhaltung / Reparatur

Im Zusammenhang mit der üblichen Fixierung von das Risiko verringernden Maßnahmen sind technische Lösungen vor betrieblich-organisatorischen zu realisieren.

➤ Gefährdung durch Fremdeinwirkung (ausgehend von der Umwelt, benachbarter Technik, dem Bahnbetrieb)

- gefährliche elektrische Ausgleichsströme, da Anlagenteile gegen Erde elektrische Spannungen annehmen können, die zur Entstehung zündfähiger Funken oder gefährlicher Korrosionen oder zur Gefährdung von Personen führen
- gefährliche elektrostatische Aufladungen, da Anlagenteile und Fahrzeuge elektrostatische Aufladungen annehmen können, die zu gefährlichen Entladungsvorgängen führen
- Gewitter, Blitzeinschlag (Ausfall der Schutzeinrichtungen, Berührspannungen, Zündgefahr)
- Gefährdung durch Brände von fremden Gegenständen oder Anlagen innerhalb oder in Nähe der Betankungsanlage
- Übertragung von Bränden und Explosionen aufgrund fehlende oder nicht wirksamer brand- oder explosionsschutztechnischer Entkopplung

Im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung gemäß TRBS 1111 und TRGS 400 zum Schutz von Beschäftigten und anderen Personen vor besonderen Gefahren durch Druck, Brände oder Explosionen müssen insbesondere folgende Anlagenteile berücksichtigt werden:

Was ist davon Stand der Technik (ausgehend von anerkannten Regeln der Technik)

- Austrittsmündungen der Entlüftungs- und Entspannungsleitungen der Behälter für Kraftstoffe
- Abgabeeinrichtungen für Kraftstoffe
- Domschächte der Lagerbehälter für Kraftstoffe
- Fernfüllschächte der Lagerbehälter für Kraftstoffe
- Lagerbehälter für Kraftstoffe
- Füllleitungen für Kraftstoffe
- Entlüftungsleitungen, Gaspendel- und Gasrückführungsleitungen
- Entnahmeleitungen für Kraftstoffe
- Abscheideranlagen für Leichtflüssigkeiten
- Schlammfang der Leichtflüssigkeitsabscheideranlage
- Blitzschutzanlagen
- „Sollbruchstelle“ mit Rückschlagklappe bzw. Rückschlagventil

Wesentlich bei der Systemauslegung sind die potentiellen Risiken ausgehend von Überdruck- bzw. Abblasventilen [z.B. thermisches Entspannungsventil], hier insbesondere unter Beachtung der Ausblasrichtung / Verteilung des gasförmigen Wasserstoffes.

Neben dem Normalbetrieb als bestimmungsgemäßer Betriebsweise der Gasfüllanlage und deren Anlagenteilen sind auch mögliche Betriebsstörungen sowie vorhersehbare Abweichungen vom Normalbetrieb (z. B. An- und Abfahrvorgänge, vorübergehende Stilllegung) im Rahmen der Gefahrenbewertung mit zu berücksichtigen.

Auf der Basis einer Gefährdungsbeurteilung sind die Anforderungen an die sichere Funktion von Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen (MSR-Einrichtungen) mit Sicherheitsfunktionen zu ermitteln, festzulegen und zu dokumentieren. Sofern MSR-Einrichtungen mit Sicherheitsfunktionen erforderlich sind (z. B. Überfüllsicherung, Absicherung des maximalen Fülldrucks, Trockenlaufschutz, Anlagen-Aus) müssen diese die Anlage bei einer Störung selbsttätig in den sicheren Zustand überführen. Diese sollte gemäß Stand der Technik bereits betriebserprobt sein.

2.5. Planung und Konzeption der Tankstelle oder Gasfüllanlage

Grundsätzlich wird unterschieden in

1. Zapfsäule direkt am Gleis und ggf. als eine Einheit mit dem Kompressor räumlich und akustisch ausgerichtet verbunden
2. Kraftstofflager / Gasfüllanlage mit entsprechender Umfülleinrichtung und Rohrverbindungen

Bei der Festlegung der erforderlichen Maßnahmen gegen Druck-, Brand- und Explosionsgefahren als Ergebnis der Gefährdungsbeurteilung sind auch die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Anlagenteilen (z. B. zwischen einer Tankstelle und einer

Gasfüllanlage) zu berücksichtigen. Dies gilt beispielhaft als erfüllt, wenn für Montage, Installation und den gemeinsamen Betrieb von Tankstellen und Gasfüllanlagen in einer Betankungsanlage die Anforderungen der TRBS 3151 eingehalten sind.

Gasfüllanlagen müssen für die jeweilige Benutzung (z. B. Betankung) ausreichend beleuchtet sein. Die Beleuchtungsstärke muss an der Abgabeeinrichtung mindestens 100 lx betragen.

Bei der Konzeption der Gasfüllanlage ist die Rangfolge der Explosionsschutzmaßnahmen gemäß Nummer 3 der TRBS 2152 Teil 2/TRGS 722 zu beachten. Explosionsgefährdete Bereiche dürfen sich grundsätzlich nicht auf benachbarte Grundstücksflächen und öffentliche Straßen erstrecken. Wenn sich Schutzabstände auf benachbarte Grundstücksflächen erstrecken oder dort vorhandene Einrichtungen (z. B. Brandschutzmauern) genutzt werden sollen, sind mit den Betroffenen diesbezügliche Absprachen zu treffen. Die Abfüllflächen zur Befüllung der Lagerbehälter sind so festzulegen, dass Rangierbewegungen der anliefernden Tankfahrzeuge möglichst vermieden werden. Dabei ist die Erfordernis eines schnellen Verlassens der Betankungsanlage durch die Tankfahrzeuge auch im Gefahren- bzw. Schadensfall zu beachten.

Bei der Auswahl von Geräten und Anlagenteilen für explosionsgefährdete Bereiche, die durch verschiedene Kraft- und Betriebsstoffe (zum bei einer Integration einer Wasserstoff-tankstelle in eine konventionelle Tankstelle) gebildet werden, sind die explosionsschutz-technischen Kenngrößen derjenigen Kraft- und Betriebsstoffe maßgeblich, aus denen sich die höchsten Anforderungen hinsichtlich Gerätegruppe, Gerätekategorie, Temperaturklasse und Explosionsgruppe ergeben.

Nachfolgend werden maßgebliche technische Einrichtungen erörtert.

Befehlseinrichtungen zum Abschalten

Alle Fördereinrichtungen müssen durch eine Befehlseinrichtung stillgesetzt werden können. Dazu ist an einem gefahrlos und frei zugänglichen Ort eine zentrale Einrichtung (Anlagen-Aus-Taster) zum sicheren Abschalten aller Pumpen oder Verdichter und zum Schließen der Ventile der Betankungsanlage vorzusehen (Anlagen-Aus). Diese Einrichtung muss jederzeit schnell und ungehindert erreichbar sein.

Alle Abgabeeinrichtungen von Betankungsanlagen für unterschiedliche Kraft- und Betriebsstoffe, die von einer gemeinsamen aufsichtführenden Stelle beaufsichtigt werden, müssen im Gefahrenfall gemeinsam abgeschaltet werden.

Die Anlagen-Aus-Einrichtung muss mindestens folgenden Anforderungen genügen:

- rot/gelbe Kennzeichnung des Tasters
- Verschaltung im Ruhestromprinzip
- zwangsöffnende Kontakte
- Kein Selbstanlauf durch einfache Rückstellung des Tasters, z. B. von einer vom Not-Aus-Taster getrennten Stelle oder durch Schlüsselfunktion
- Absicherung des Laststromkreises des Pumpen- bzw. Not-Aus-Schützes für die max. mögliche Zahl von Pumpen, die gleichzeitig laufen können
- Schütze in der Gebrauchskategorie AC-3 nach DIN EN 60947-4-1:2014-02

Wenn sich im Ergebnis der Gefährdungsbeurteilung die Notwendigkeit besonderer Anforderungen an die Anlagen-Aus-Einrichtung ergeben, sind die sich daraus ergebenden Maßnahmen umzusetzen.

Bei Betrieb ohne Beaufsichtigung sind mindestens folgende Maßnahmen zu ergreifen:

- Die Selbstüberwachung der sicherheitsrelevanten MSR-Einrichtungen muss im „fail-safe“ –Prinzip ausgeführt sein, also muss die Wasserstofftankstelle bei einer Störung der sicherheitsrelevanten elektrotechnischen Einrichtungen selbsttätig in den sicheren Zustand überführt werden.
- Zur Meldung von Störungen oder Schäden muss bei Betrieb ohne Beaufsichtigung eine Einrichtung vorhanden sein, bei deren Betätigung eine Gegensprechverbindung zu einer ständig besetzten Stelle, z. B. zum Arbeitgeber bzw. Betreiber oder einer von ihm beauftragten und eingewiesenen Stelle, hergestellt wird. Den Störungen oder Schäden ist in einem jeweils angemessenen Zeitraum zu begegnen. Diesbezügliche Festlegungen (z. B. hinsichtlich erforderlicher Eingriffszeiten) sind unter Berücksichtigung etwaiger Störungs- bzw. Schadensszenarien im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung zu treffen (siehe TRBS 1111 Nummer 1.2).
- Der für den Betrieb ohne Beaufsichtigung vorgesehene Anlagen-Aus-Taster muss leicht erkennbar und jederzeit schnell und ungehindert erreichbar sein. Eine Abdeckung des Anlagen-Aus-Tasters, die dessen Erkennbarkeit und Zugänglichkeit nicht beeinträchtigt, ist zulässig.

Bei Aktivierung der Anlagen-Aus-Einrichtung einer Betankungsanlage mit oberirdischen Lagerbehältern mit oberirdischen freiliegenden Rohrleitungen oder mit druckversorgten Abgabeeinrichtungen muss eine automatische Meldung an eine ständig besetzte Stelle, z. B. an den Arbeitgeber bzw. Betreiber oder eine von ihm beauftragte und eingewiesene Stelle erfolgen. Den der Meldung zugrunde liegenden Störungen oder Schäden ist in einem jeweils angemessenen Zeitraum zu begegnen. Diesbezügliche Festlegungen (z. B. hinsichtlich erforderlicher Eingriffszeiten) sind unter Berücksichtigung etwaiger Störungs- bzw. Schadensszenarien im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung zu treffen (siehe TRBS 1111 Nummer 1.2).

Auf Grund der bahnspezifischen Besonderheiten hinsichtlich der zwingend zu gewährleistenden Systemverfügbarkeit sind zusätzliche Maßnahmen mit Fokus auf den Sachschutz zu realisieren. Das betrifft z.B.:

- Verriegelung der Fahrzeugbewegung bei bestehender Befüllschlauchverbindung zwischen Zapfsäule und Fahrzeug (Umsetzungsanforderung an den Fahrzeughersteller)
- Abschalteneinrichtung zur Verhinderung einer Überfüllung der Fahrzeugtanks, begründet durch den länger andauernden Tankprozess bei möglicher Personalabwesenheit

Anordnung der Lagerbehälter und Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen

Zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs (durch nicht eingewiesene Personen) muss der Arbeitgeber bzw. Betreiber dafür sorgen, dass die Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen dauerhaft gegen mechanische Einwirkungen

und unzulässige Erwärmung geschützt sind. Dabei sind für die Lagerung von Kraft- und Betriebsstoffen die folgenden Faktoren zu berücksichtigen:

- Resistenz gegen Beschädigung der Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen z.B. infolge durch einen Anprall mobiler Geräte
- oberirdische Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen sind durch einen Schutzabstand zu den Ein- und Ausfahrtsbereichen, die von einer

öffentlichen Straße zu den Abgabeeinrichtungen für Kraftstoffe führen, zu schützen. Die Größe des Abstands sowie die Notwendigkeit eines zusätzlichen oder ersetzenden Anfahrschutzes sind zu ermitteln. Dabei sind die Aufstellbedingungen, z. B. das zu erwartende Verkehrsaufkommen in der Nähe der Lagerbehälter, die Art, die Masse, die Geschwindigkeit und Fahrtrichtung der dort verkehrenden Fahrzeuge, zu berücksichtigen.

- Beschädigung der Lagerbehälter und Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen sowie unbeabsichtigte Freisetzung von Kraftstoffen durch Brand und Unterfeuerung:
- Die Beeinträchtigung der Festigkeit der Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen durch einen Brand außerhalb der Betankungsanlage sowie auf der Betankungsanlage und durch Unterfeuerung ist zu berücksichtigen.
- Veränderung der explosionsschutzrelevanten Parameter durch Umgebungseinflüsse:
- Die Erwärmung der Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von brennbaren oder entzündbaren Betriebsstoffen durch Sonneneinstrahlung ist bei der Festlegung explosionsgefährdeter Bereiche und deren Ausdehnung zu berücksichtigen.
- Kriterium Brandgefahr von außen auf das Lager im gesamtheitlichen Brandschutzkonzept fixieren, wenn Gefahrenpotential dann Entfernungsvorgabe oder Installationserfordernis für Schutzeinrichtungen
- Schutz oberirdischer Lagerbehälter gegen Eingriffe Unbefugter, z. B. durch Umfriedung und Einschluss der Armaturen
- Festlegen von möglichen zusätzlichen Security-Vorgaben (z.B. Beleuchtung, Kameraüberwachung, Bewegungssensoren, Türschalter)

Auf Grund der bahnspezifischen Besonderheiten mit Fokus auf die Bewegung von massebedingt „trägen“ Bahnfahrzeugen ergeben sich folgende Anforderungen:

- entfernt von Schutzweichen und Durchfahringleise positionierte Betriebsstofflager und entsprechender Einrichtungen
- entfernt von Fahrleistungsanlagen oder mit zusätzlichen Absicherungen gegen die Wirkungen im Zusammenhang mit einem Fahrleitungsabriss
- unterirdische Lagerbehältern und Leitungen sind mit einer allseitigen Erddeckung von mindestens 2 m zu verwehen, begründet durch die mögliche Wirkung von entgleisten schweren Bahnfahrzeugen

Folgende Anforderungen sind auslegungsbestimmend:

- bei einem ermittelten Risiko einer Fremdeinwirkung aus dem unmittelbar benachbarten Bereich (z.B. Brandereignis) wird eine Einhausung, die feuerbeständig gegen angrenzende Räume, feuerhemmend gegen die Umgebung ausgeführt, mit einem Anfahrschutz versehen ist und einer maximalen Lagermenge von < 3 t Wasserstoff, wobei flüssige Kraftstoffe und Wasserstoff in einer Einhausung nicht zusammen gelagert werden dürfen, erforderlich
- oberirdisch unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen bei der Zusammenlagerung verschiedener Kraftstoffe oder Kraftstoffe mit unterschiedlichen Gefahrenmerkmalen sowie mit Betriebsstoffen, die **Gesamtlagermenge kleiner 3 t** ist, kein

anderer Kraftstoff oder Betriebsstoff in den Wirkungsbereichen sowie in den Abstandsflächen oberirdisch gelagert wird, ein Anfahrerschutz vorhanden ist, eine Aufkantung zur Verhinderung des Unterfließens des Speicher- oder Pufferbehälters durch auslaufenden Kraftstoff vorhanden ist und die Speicher- oder Pufferbehälter **mindestens 5 m von Abgabeeinrichtungen**, Gebäuden, benachbarten Grundstücken oder Verkehrsflächen (Schutzabstand) entfernt sind.

Der **Abstand von 5 m darf verringert werden**, wenn die Speicherbehälter durch jeweils eine feuerhemmende Wand von den Abgabeeinrichtungen, Gebäuden, benachbarten Grundstücken oder Verkehrsflächen getrennt sind, welche die Gefährdung in gleicher Weise verhindern wie der Schutzabstand, und aus Sicherheitseinrichtungen gegen Drucküberschreitung austretendes Wasserstoff gefahrlos frei nach oben abströmen kann. Breite und Höhe der feuerhemmenden Wand sowie die Dicke und Art der Brandschutzisolierung ist in einer brandschutztechnischen Bemessung festzulegen.

Als Brandlasten gelten zum Beispiel Parkflächen für Kraftfahrzeuge, Verkehrsflächen auf der Betankungsanlage, auch die für die An- und Abfahrt zu betankender Fahrzeuge, Gebäude mit Brandlasten.

Der **Abstand von 5 m darf verringert werden**, wenn der Lagerbehälter durch eine feuerhemmende Wand von den Brandlasten, von benachbarten Grundstücken sowie von öffentlichen Verkehrswegen getrennt oder durch eine geeignete Brandschutzisolierung geschützt ist, welche die Gefährdung in gleicher Weise verhindern wie der Schutzabstand.

Der **Abstand von 5 m zwischen Lagerbehälter und der Verkehrsfläche für die zu betankenden Fahrzeuge darf verringert werden**, wenn ein gefährlicher Wärmeeintrag in den Lagerbehälter durch die Ausführung der zugehörigen Abgabeeinrichtung als Zapfsäule oder als Zapfgerät mit einem metallischen Schutzgehäuse, deren Anordnung an der Stirnseite des Lagerbehälters und der Ausrichtung dieser Stirnseite des Lagerbehälters zur Verkehrsfläche vermieden ist, nur Fahrzeuge mittels geschlossenem System betankt werden und der Tankvorgang nur beaufsichtigt erfolgt.

Abweichend darf bei ausschließlich innerbetrieblich verwendeten Gasfüllanlagen der **Abstand von 5 m verringert werden**, wenn in einem Brandschutzkonzept entsprechende Brandschutzmaßnahmen vorgesehen sind und die Gasfüllanlagen in einem für andere Personen nicht nutzbaren Verkehrsbereich liegen und ausschließlich von unterwiesenen Beschäftigten benutzt werden.

Die explosionsgefährdeten Bereiche dürfen sich nicht auf benachbarte Grundstücke, soweit diese nicht zur Betankungsanlage gehören, auf benachbarte Verkehrsflächen sowie auf öffentliche Verkehrswege oder sonstige, insbesondere durch andere Personen genutzte Flächen erstrecken.

Abweichend davon darf sich der explosionsgefährdete Bereich um die Lagerbehälter, der durch die Befüllung des Lagerbehälters begründet ist, auf innerbetriebliche Verkehrsflächen erstrecken, wenn während der Befüllung das Betreten durch Unbefugte und das Durchfahren dieser innerbetrieblichen Verkehrsfläche durch geeignete Maßnahmen unterbunden, z. B. durch fachkundige Aufsicht (z. B. TKW-Fahrer), oder abgesperrt ist.

Spezielle Anforderungen für die unterirdische Lagerung

Unterirdische Lagerbehälter müssen so eingebaut sein, dass schädliche Wechselwirkungen untereinander, mit Behältern zur Lagerung von Betriebsstoffen, mit benachbarten Grundstücken sowie mit öffentlichen Versorgungsleitungen vermieden werden.

Dies ist z. B. erfüllt, wenn

- eine Erddeckung von mindestens 1 m bzw. 2 m im unmittelbaren Gleisbereich und
- soweit zutreffend ein Abstand von mindestens 0,4 m zwischen den Lagerbehältern bzw. Behältern zur Lagerung von Betriebsstoffen und
- mindestens 1 m zu Gebäuden und zu Grundstücken, die nicht zur Betankungsanlage gehören, und zu öffentlichen Versorgungsleitungen

realisiert ist. Die Wechselwirkung unterirdischer Tanks und Rohrleitungen mit kathodischem Korrosionsschutz (KKS) zu solchen ohne KKS ist zu beachten.

Spezielle Anforderungen für die oberirdische Lagerung

Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen und ihre Stahlstützen oder Standzargen müssen, falls in der Umgebung eine Brandlast besteht, vor dieser geschützt sein. Dabei ist abhängig von der aus der Brandlast resultierenden Wärmeeinwirkung auf den Behälter zu ermitteln, welche Brandschutzmaßnahmen erforderlich sind. Es muss durch bauliche Maßnahmen verhindert sein, z. B. durch eine Mauer oder eine Überhöhung, dass brennbare Stoffe unter den Lagerbehälter oder in den Domschacht benachbarter unterirdischer Lagerbehälter gelangen können.

Eine Brandlast kann bestehen, wenn in der Umgebung der Lagerbehälter sowie Behälter zur Lagerung von Betriebsstoffen brennbare Stoffe gelagert oder abgestellt werden oder brandgefährliche Objekte, z. B. frei belüftete Behälter mit brennbaren Flüssigkeiten, Gebäude aus brennbaren Baustoffen, vorhanden sind. Eine Brandlast besteht nicht, wenn z. B. nur brennbare Kleinteile vorhanden sind, wie Kabelumhüllungen, Schutzkästen, Wärmedämmungen von Rohrleitungen, Holzzäune.

Lagerbehälter müssen so errichtet und betrieben werden, dass sie gegen gefährlichen Wärmeeintrag durch Selbstbefeuerung geschützt sind.

Spezielle Anforderungen für Domschächte und Einstiegsöffnungen

Lagerbehälter und deren Armaturen müssen für Prüfung und Instandhaltung zugänglich sein. Domschächte unterirdischer Lagerbehälter müssen dazu so geräumig sein, dass alle Anschlüsse zugänglich sind und die erforderlichen Arbeiten und Prüfungen im Schacht unbehindert durchgeführt werden können. Domschächte unterirdischer Lagerbehälter müssen unfallsicher abgedeckt sein. Die Schachtabdeckungen müssen den zu erwartenden Belastungen (z. B. Fußgänger, Fahrzeugverkehr) standhalten.

Spezielle Anforderungen für die Anordnung von Fernfüllschächten und Fernfüllschränken

Fernfüllschächte und -schränke für Kraftstoffe dürfen sich nur im Wirkungsbereich anderer Kraftstoffe befinden, wenn die darin befindlichen Einrichtungen auch für die anderen Kraftstoffe entsprechend explosionsgeschützt ausgeführt sind.

Fernfüllschächte und -schränke für Betriebsstoffe mit einem Flammpunkt $> 55\text{ °C}$ und nicht-brennbarer Betriebsstoffe dürfen sich nur im Wirkungsbereich von flüssigen Kraft- oder Betriebsstoffen mit einem Flammpunkt $\leq 55\text{ °C}$ befinden, wenn die darin befindlichen Einrichtungen explosionsgeschützt ausgeführt sind.

Von in öffentlich zugänglichen Bereichen befindlichen Fernfüllschächten oder -schränken abgehende Rohrleitungen sind grundsätzlich unterirdisch zu verlegen.

Spezielle Anforderungen für die Anordnung von Abgabeeinrichtungen

Bei der kombinierten Anordnung von Abgabeeinrichtungen für verschiedene Kraft- und Betriebsstoffe oder der Anordnung von Abgabeeinrichtungen in einem explosionsgefährdeten Bereich für Kraftstoffe ist die mögliche Verschleppung explosionsfähiger Atmosphäre zu beachten. Bei der Anordnung von Abgabeeinrichtungen für Betriebsstoffe in Wirkungsbereichen für andere Kraftstoffe ist die mögliche Verschleppung von austretenden Kraftstoffen und deren Dämpfe in das Innere der Abgabeeinrichtungen zu verhindern oder das Innere ist explosionsgeschützt auszuführen.

Die mögliche Freisetzungsmenge bei Undichtwerden von Betankungsschlauchleitungen für Wasserstoff ist auf ein unbedenkliches Maß zu begrenzen. Dies ist z. B. erfüllt, wenn die Schlauchleitungslänge nicht mehr als fünf Meter beträgt sowie das Innenvolumen 1,5 l nicht überschreitet.

Es ist sicherzustellen (z. B. durch Schlauchrückholung), dass die Betankungsschlauchleitung im Gleisbereich nicht überfahren werden kann.

Bei einer plötzlichen Erhöhung des Gasflusses (z. B. durch Schlauchabriss) muss bei Wasserstoff das weitere Nachströmen selbsttätig unterbrochen werden. Dazu ist vor jeder Betankungsschlauchleitung für Wasserstoff eine Einrichtung vorzusehen, die die weitere Gaszufuhr selbsttätig unterbricht, was dem Stand der Technik / Sicherheitseinrichtungen entspricht.

In oder unmittelbar vor jeder Betankungsschlauchleitung für Wasserstoff muss eine Abreißkupplung eingebaut sein, die ab einer bestimmten Zuglast in Funktion tritt und dabei den Austritt von Kraftstoff beidseitig verhindert. Die Trennkräfte der Abreißkupplung müssen deutlich niedriger liegen als die Reißfestigkeit der Betankungsschlauchleitung und -anlagen. Die Führung der Betankungsschläuche muss so ausgeführt sein, dass die Zugkräfte möglichst axial, ohne größere Ablenkung, auf die Abreißkupplung wirken. Bei Einbau, Verwendung und Wartung sind die Angaben des Herstellers der Abgabeeinrichtung zu beachten.

In und unter Gebäuden mit Räumen, die dem nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Personen dienen, müssen Abgabeeinrichtungen so aufgestellt oder gesichert sein, dass sich keine gefährlichen Konzentrationen brennbarer Stoffe bilden können.

Abgabeeinrichtungen müssen an Gebäuden so aufgestellt werden, dass dadurch Fluchtwege aus dem Gebäude nicht behindert werden. Abgabeeinrichtungen vor Gebäuden gelten nicht als den Fluchtweg behindernd, wenn der Abstand der Abgabeeinrichtungen zu Türen oder anderen Öffnungen, durch die Dampf-Luft-Gemische hindurch treten können, mindestens 2 m beträgt, die Zapfventile auf den der Tür bzw. der anderen Öffnung abgewandte(n) Seite(n) der Abgabeeinrichtung angeordnet. Zwischen dem zu betankenden Fahrzeug und einer Tür oder anderen Öffnung muss ein ausreichender Abstand eingehalten sein. Dies gilt bei einem Abstand von mindestens 1 m als erfüllt.

Abgabeeinrichtungen müssen so aufgestellt oder gesichert sein, dass sie durch Straßenfahrzeuge nicht angefahren oder durch Teile von Fahrzeugen nicht beschädigt werden können. Dies gilt für Abgabeeinrichtungen als erfüllt, wenn sie erhöht auf einem den Geräteumfang allseitig überragenden Sockel, auf einer durch Kantsteine begrenzten Insel aufgestellt oder durch Prellsteine, Radabweiser oder ähnliche Einrichtungen mit einer Höhe von mindestens 12 cm und einem seitlichen Überstand von mindestens 20 cm und bei Gasfüllanlagen oder druckversorgten Tankstellen zusätzlich durch integrierten Schutz bei Beschädigungen (z. B. Abscher-/Bruchsicherungsventile unterhalb der Abgabeeinrichtung) geschützt sind.

Da die zu betankenden Schienenfahrzeuge schienengebunden sind, ergeben sich keine vergleichbaren Anforderungen.

Spezielle Anforderungen für die Festlegung von Wirkungsbereichen

An Tankstellen und Gasfüllanlagen sind für die verschiedenen Kraftstoffe Wirkungsbereiche festzulegen, die sich ggf. überschneiden und in denen die dazu im Folgenden aufgeführten Schutzmaßnahmen gelten.

Der Wirkungsbereich der Abgabeeinrichtung für Wasserstoff ist der mit dem Zapfventil in 1 m Höhe horizontal betriebsmäßig erreichbare Bereich zuzüglich 1 m bis zu einer Höhe von 2 m über der Abfüllfläche.

Die Wirkungsbereiche können durch geeignete Maßnahmen verkleinert werden, was bei Wänden, wenn sie mindestens 1 m hoch und ausreichend breit (bei der Betankung mindestens maximale Schlauchlänge einschließlich Zapfventil zuzüglich ein Meter) gegeben ist. Der Wirkungsbereich muss belüftet sein, was z.B. im Freifeld auch gegeben ist.

Spezielle Anforderungen für die Anordnung von Öffnungen zu benachbarten Räumen

Die Ansammlung von Wasserstoff oberhalb der Abgabeeinrichtungen jeweils in gefahrdrohender Menge ist sicher zu verhindern.

Spezielle Anforderungen für die Anordnung von Verdichtern/Speicher für Wasserstoff

Verdichter, Speicher- und Pufferbehälter müssen so aufgestellt oder gesichert sein, dass sie durch Fahrzeuge nicht angefahren oder nicht beschädigt werden können. Verdichter, Speicher- und Pufferbehälter können in Räumen oder in Schrankgehäusen untergebracht oder als Freiluftanlagen aufgestellt werden. Sie sind gegen den Zutritt Unbefugter zu sichern.

Aufstellungsräume für Anlagenteile von Wasserstofffüllanlagen müssen unmittelbar vom Freien aus zugänglich sein.

In Gebäuden dürfen Räume für Wasserstofffüllanlagen neben, unter oder über Räumen, die dem Aufenthalt von Personen dienen, nur vorhanden sein, sofern die Trennwände zu den benachbarten Räumen öffnungslos sowie gasdicht und feuerbeständig ausgeführt sind.

In Aufstellungsräumen dürfen keine anderweitigen Einrichtungen und betriebsfremden Gegenstände vorhanden sein, durch die eine Gefährdung der Gasfüllanlage durch z. B. mechanische Einwirkung, Brand oder Explosion entstehen kann.

Es sind Maßnahmen gegen eine Verschleppung von Wasserstoff in benachbarte Räume, die nicht explosionsgeschützt ausgeführt sind, zu treffen. Dazu sind alle Trennwände sowie Rohr-, Kabel- und Leitungsdurchführungen in Gebäuden zwischen Bereichen, in denen mit einer Ansammlung von Wasserstoff gerechnet werden muss, und Bereichen, in denen dies nicht der Fall ist, so auszuführen, dass eine Verschleppung von Wasserstoff nicht möglich ist, z. B. durch schwadenhemmende Wände und Durchführungen, die so konstruiert und ausgebildet sind, dass das Durchtreten von Gasen und Dämpfen weitgehend vermieden wird. Mauern und Mauerdurchführungen von Rohrleitungen und Kabeln müssen der Feuerwiderstandsklasse der Raumauführung entsprechen.

2.6. Festlegung und Zoneneinteilungen von explosionsgefährdeten Bereichen

An Teilen von Gasfüllanlagen für Kraftstoffe mit Flammpunkt ≤ 55 °C kann nach den Bestimmungen der §§ 6 und 11 der GefStoffV die Bildung gefährlicher explosionsfähiger Atmosphäre in der Regel nicht sicher verhindert werden. Bei der Gefährdungsbeurteilung einer Betankungsanlage ist von einer Vielzahl von Bereichen, in denen mit dem Vorhandensein einer gefährlichen, explosionsfähigen Atmosphäre gerechnet werden muss, auszugehen. Diese Bereiche sind als explosionsgefährdete Bereiche auszuweisen. Für eine

Einteilung von explosionsgefährdeten Bereiche in Zonen gilt Anhang 1 Nummer 1 Ziffer 1.6 Absatz 3 GefStoffV.

Es ist ein Explosionsschutzdokument nach § 6 Absatz 9 GefStoffV zu erstellen. Siehe hierzu auch TRBS 2152 Teil 1 und 2/TRGS 721 und 722. Es besteht die Möglichkeit, dass der Arbeitgeber gemäß Anhang 1 Nummer 1.6 Absatz 3 GefStoffV von einer Zoneneinteilung absieht, so dass grundsätzlich die Regeln für die Zone 0 angegebenen Schutzmaßnahmen zu treffen. Abweichungen hiervon sind zulässig, wenn diese in der Dokumentation der Gefährdungsbeurteilung nach § 6 Abs. 9 GefStoffV begründet festgelegt werden.

Spezielle Anforderungen für explosionsgefährdete Bereiche an Abgabeeinrichtungen und Fernfüllschränken

Das Innere des Armaturenteils von Abgabeeinrichtungen für Wasserstoff ist Zone 2, wenn keine in das Gehäuse der Abgabeeinrichtung entlüftenden Anlagenteile vorhanden sind und alle Bauteile und Verbindungen durch ihre Konstruktion auf Dauer technisch dicht sind. Anderenfalls ist das Innere Zone 1.

Wenn die Abgabeeinrichtung für Wasserstoff kombiniert mit Abgabeeinrichtungen für flüssige Kraftstoffe oder Flüssiggas ausgeführt ist, ist das Innere des Armaturenteils für Wasserstoff Zone 1.

Ist das Innere der Abgabeeinrichtung für Wasserstoff in Zone 1 eingestuft, ist der Bereich bis zu einem Abstand von 0,2 m von der Gehäuseoberkante bis zum Erdboden um Abgabeeinrichtungen für Wasserstoff Zone 2. Zusätzlich erstreckt sich der Bereich Zone 2 bis 1 m über der Gehäuseoberkante.

Bei Kombination der Abgabeeinrichtung für Wasserstoff mit Abgabeeinrichtungen für andere Kraftstoffe erstreckt sich die Zone 2 oberhalb des gesamten kombinierten Armaturenteils. Die erforderliche Zone 2 oberhalb der Abgabeeinrichtungen kann auf 1 m oberhalb des Armaturenteils der Abgabeeinrichtung für Wasserstoff und auf 0,2 m oberhalb der Abgabeeinrichtungen für andere Kraftstoffe reduziert werden, wenn eine Querströmung des Wasserstoffes innerhalb des Armaturenteils wirksam verhindert wird, z. B. durch eine gasdichte Wand oder durch Schlauchführungsgehäuse, die beidseitig durch Schutzbleche abgedeckt sind und eine ausreichende Querlüftung ermöglichen, oder die Abgabeeinrichtung für Wasserstoff gegenüber den anderen Abgabeeinrichtungen durch einen hinreichenden Belüftungsspalt mit mindestens 20 mm freier Querlüftung abgetrennt wird.

Wenn Abgabeeinrichtungen in Räumen aufgestellt werden, ist der gesamte Aufstellraum technisch mit mindestens fünffachem Luftwechsel pro Stunde wirksam zu belüften und in Zone 2 einzustufen. Der explosionsgefährdete Bereich kann durch Maßnahmen nach TRBS 2152 Teil 2/TRGS 722, z. B. eine objektbezogene Absaugung, eingeschränkt werden.

Werden Abgabeeinrichtungen in nicht allseitig umschlossenen Räumen aufgestellt, sind auf Grund der eingeschränkten Lüftungsverhältnisse die explosionsgefährdeten Bereiche im Einzelfall festzulegen.

Berührt der explosionsgefährdete Bereich außerhalb der Abgabeeinrichtung für Kraftstoffe die Abgabeeinrichtungen für Betriebsstoffe, so erweitert sich der explosionsgefährdete Bereich um die äußere Kontur der Abgabeeinrichtung für Betriebsstoffe. Gleichzeitig ist das Innere der Abgabeeinrichtung für Betriebsstoffe Zone 2.

Spezielle Anforderungen für explosionsgefährdete Bereiche in und an Lagerbehältern und Anlagenteilen für Kraftstoffe

Lagerbehälter für Wasserstoff sind ausschließlich mit diesen Kraftstoffen gefüllt, d. h. in den Lagerbehältern kann sich wegen des fehlenden Sauerstoffs keine explosionsfähige

Atmosphäre bilden. Daher gilt das Innere von Lagerbehältern für Wasserstoff als nichtexplosionsgefährdeter Bereich.

Die Festlegung explosionsgefährdeter Bereiche ist z. B. in Abhängigkeit von Druck, Durchmesser an der Ausblasestelle und freigesetzter Gasmenge vorzunehmen.

Die Zonenfestlegung kann auf Grund eines geeigneten Nachweisverfahrens (siehe z. B. Beispielsammlung der DGUV Regel 113-001 Nummer 4.2.2.7) vorgenommen werden.

Wenn oberirdische Lagerbehälter, die nicht auf Dauer technisch dicht ausgeführt sind, in Räumen über oder unter Erdgleiche, insbesondere in Kellerräumen, aufgestellt werden, ist der gesamte Aufstellraum technisch mit mindestens fünffachem Luftwechsel pro Stunde wirksam zu belüften und in Zone 2 einzustufen.

Explosionsschutzdokument

Für Wasserstofftankstellen muss ein Explosionsschutzdokument angefertigt werden, in dem Explosionsschutz zonen ausgewiesen und Maßnahmen innerhalb dieser Zonen beschrieben werden. In den Zonen gelten die entsprechenden Schutzmaßnahmen nach TRBS 2152 mit allen Teilen und die TRBS 2153. Beispiele können der DGUV Regel 113-001 entnommen werden.

2.7. Spezielle Anforderungen für die Festlegung von Angriffswegen zur Brandbekämpfung

Lage und Breite der Angriffswege zur Brandbekämpfung sind nach den ingenieurmäßigen Methoden des Brandschutzes unter Berücksichtigung der örtlichen und betrieblichen Verhältnisse im Einvernehmen mit den für die Brandbekämpfung zuständigen Stellen festzulegen.

2.8. Spezielle Anforderungen an den Blitz- und Überspannungsschutz

Die Gefahren durch einen Blitzeinschlag und die damit verbundene Freisetzung von Kraftstoffen oder deren Dämpfe sowie von Betriebsstoffen sind zu ermitteln und zu minimieren. Bezüglich der Gefahr der Entzündung einer gefährlichen explosionsfähigen Atmosphäre durch Blitzschlag wird auf TRBS 2152 Teil 3 verwiesen. Bereiche, in denen Zonen 0 oder 1 ausgewiesen sind, und die Anlagenteile, die Kraftstoffe oder deren Dämpfe führen und in die der Blitz direkt einschlagen kann oder fortgeleitet wird, müssen durch geeignete Maßnahmen geschützt werden. In der Regel sind an einer Betankungsanlage die folgenden Anlagenteile zu betrachten:

- Lüftungsmaste
- Abgabeeinrichtungen
- Fernfüllschränke
- oberirdische Tanks
- Rohrleitungen
- Verdichterstationen

Dabei sind die folgenden Gefährdungen zu minimieren:

- Entzündung gefährlicher explosionsfähiger Atmosphäre
- Perforation von Anlagen, die brennbare Gase oder Flüssigkeiten beinhalten
- Zerstörungen anderer Ex-Schutzmaßnahmen wie z. B. elektrostatisch leitfähige Beschichtungen.

2.9. Spezielle Anforderungen an die Aufstellung

Die Komponenten der Wasserstofftankstelle dürfen in Räumen oder Schrankgehäusen untergebracht oder als Freiluftanlagen aufgestellt werden. Dabei sind die Anlagenkomponenten stets zuverlässig gegen den Zutritt Unbefugter zu sichern.

Im Bereich der Abgabeeinrichtungen müssen Hinweise auf das Rauchverbot und das Verbot des Umgangs mit offenem Feuer sowie der Nutzung von Mobiltelefonen angebracht sein. Es muss ein geeigneter und zugelassener Feuerlöscher mit mindestens 6kg Löschmittel vorhanden sein.

Wasserstofftankstellen mit ihren einzelnen Anlagenteilen müssen so aufgestellt oder gesichert sein, dass sie durch Straßenfahrzeuge nicht angefahren oder durch Teile von Fahrzeugen nicht beschädigt werden können. Dies gilt für Abgabeeinrichtungen als erfüllt, wenn sie erhöht auf einem dem Geräteumfang allseitig überragenden Sockel oder auf einer durch Kantsteine begrenzte Insel aufgestellt oder durch Prellsteine, Radabweiser oder ähnliche Einrichtungen, jeweils mit den möglichen Fahrbewegungen entsprechenden Abmessungen oder durch integrierten Schutz bei Beschädigungen (z.B. Rohrbruchsicherungen) geschützt sind, die der Größe/Masse und Fahrtrichtung der zu betankenden Fahrzeuge angepasst ist.

Oberirdische Lagerbehälter sind vor mechanischer Beschädigung durch einen Schutzabstand (siehe auch Kapitel 2.5 Abschnitt 0) zu den Ein- und Ausfahrtsbereichen, die von einer öffentlichen Straße zu den Abgabeeinrichtungen für Kraftstoffe führen, zu schützen. Die Größe des Abstandes sowie die Notwendigkeit eines zusätzlichen oder ersetzenden Anfahrtschutzes sind im Prüfbericht gemäß §18 BetrSichV durch eine zugelassene Überwachungsstelle zu bewerten. Dabei sind die Aufstellbedingungen, wie z.B. das erwartete Verkehrsaufkommen in der Nähe der Lagerbehälter, die Art, die Masse, die Geschwindigkeit und Fahrtrichtung der dort verkehrenden Fahrzeuge, zu berücksichtigen.

Spezielle Anforderungen an die Aufstellung in Gebäuden

Bei Aufstellung in Gebäuden sind die besonderen Anforderungen zum Schutz der Benutzer der Gebäude zu beachten. In Aufstellungsräumen dürfen beispielsweise keine anderweitigen Einrichtungen und betriebsfremden Gegenstände vorhanden sein, durch die eine Gefährdung durch mechanische Einwirkung, Brand oder Explosion für die Wasserstofftankstelle entstehen kann.

Ein Raumverbund zwischen Aufstellraum der Anlagenkomponenten und anderen, nicht explosionsgeschützt ausgeführten Räumen, ist nicht zulässig. Alle Trennwände sowie Rohr-, Kabel- und Leitungsdurchführungen in Gebäuden zwischen Bereichen, in denen mit Ansammlung von Wasserstoff gerechnet werden muss, und Bereichen, in denen dies nicht der Fall ist, sind so auszuführen, dass eine Verschleppung von Wasserstoff nicht möglich ist, z.B. durch gasdichte Wände.

Grundsätzlich muss für jede Wasserstofftankstelle eine spezifische Gefährdungsbeurteilung gemäß Betriebssicherheitsverordnung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden, um die standortspezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigen zu können.

Spezielle Anforderungen an die Not-Abschaltung der Anlage

Für den Gefahrenfall müssen schnell und ungehindert erreichbare zugelassene Not-Halt-Taster an den Fluchtwegen in der Nähe des Ausgangs, im Verdichtergebäude und an zentralen Stellen in Entfernung zur Abgabeeinrichtung erreichbar sein. An Tankstellen, an denen neben Wasserstoff auch andere Kraftstoffe wie Diesel abgegeben werden, muss ein gemeinsamer Not-Halt-Taster vorhanden sein. Bei Betätigen des Not-Halts müssen

mindestens der Verdichter abgeschaltet, die Anschlussleitung zum Verdichter und die Leitung zum Pufferbehälter und der Abgabeeinrichtung abgesperrt sowie alle Armaturen in sichere Stellung gefahren werden.

Bei Betätigung des zentralen Not-Halts müssen die elektrischen Einrichtungen für Förder- und Abgabeeinrichtungen abgeschaltet sowie die Absperrventile der Wasserstofftankstelle geschlossen werden.

Grundsätzlich muss für jede Wasserstofftankstelle eine spezifische Gefährdungsbeurteilung gemäß Betriebssicherheitsverordnung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden, um die standortspezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigen zu können.

Spezielle Anforderungen an die Hallenbetankung

Abgabeeinrichtungen dürfen in Hallen aufgestellt werden, wenn unmittelbar am Eintritt jeder Zuführungsleitung in die Halle eine zusätzliche automatische gesteuerte Absperrereinrichtung vorhanden ist und für jede Abgabeeinrichtung eine Druckentlastungseinrichtung ins Freie oder in einen Entspannungsbehälter vorhanden ist. Es müssen Maßnahmen gegen das Wirksamwerden eventuell freiwerdenden Wasserstoffs getroffen werden, z. B. mittels einer Gaswarnanlage in der Halle in Verbindung mit einer Abschaltung der Wasserstofftankstellen bei Ansprechen von dieser. Der Gassensor muss sich hierbei oberhalb der Betankungszone befinden.

Grundsätzlich muss für jede Wasserstofftankstelle eine spezifische Gefährdungsbeurteilung gemäß Betriebssicherheitsverordnung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden, um die standortspezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigen zu können.

Spezielle Anforderungen an die Lüftung des Aufstellungsraums

Aufstellungsräume für Wasserstofftankstellen müssen eine ausreichende Durchlüftung aufweisen. Es darf eine natürliche Lüftung oder eine technische Lüftung gewählt werden. Außerhalb aller Öffnungen in Außenwänden werden die Abstände durch den Betreiber festgelegt.

Spezielle Anforderungen an den Korrosionsschutz

Technische Einrichtungen von Wasserstofftankstellen sind gegen korrosive Einflüsse von außen zu schützen, z.B. durch Anstrich oder Umhüllung. Erdverlegte Hochdruckleitungen im Anlagenumfang müssen passiv und gegebenenfalls aktiv gegen Korrosion geschützt sein. Bei der Installation auf dem Gelände von Mineralöltankstellen oder sonstigen Anlagen ist auf eine gegenseitige Beeinflussung der Anlagen, z.B. durch den kathodischen Korrosionsschutz von Erdtanks, zu achten.

Grundsätzlich muss für jede Wasserstofftankstelle eine spezifische Gefährdungsbeurteilung gemäß Betriebssicherheitsverordnung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden, um die standortspezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigen zu können.

Spezielle Anforderungen bezüglich Brandlasten

Als Brandlast gilt ein brennbarer Stoff in der Umgebung der Wasserstofftankstelle, der im Brandfall eine potentielle Gefährdung für die Wasserstofftankstelle selbst oder den Fahrzeugbehälter darstellt. Brennbare Stoffe in Fahrzeugbehältern oder in Komponenten der Wasserstofftankstelle stellen keine Brandlast dar. Bezüglich zulässigen Werkstofftemperaturen bei Brandbelastung siehe TRBS 3146, woraus sich auch die erforderlichen Schutzabstände ergeben.

Grundsätzlich muss für jede Wasserstofftankstelle eine spezifische Gefährdungsbeurteilung gemäß Betriebssicherheitsverordnung durch den Arbeitgeber durchgeführt werden, um die standortspezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigen zu können.

Spezielle Anforderungen an Wirkbereiche

Die Wirkbereiche für verschiedene Kraftstoffe dürfen sich überschneiden. Im Wirkbereich von Wasserstoffabgabeeinrichtungen dürfen sich Öffnungen zu tiefer gelegenen Räumen, Gruben oder Schächten befinden. Im Wirkbereich dürfen sich keine Brandlasten befinden. Rauchen, Feuer und offenes Licht sind im Wirkbereich unzulässig. Mobiltelefone dürfen während der Betankung außerhalb des Fahrzeugs nicht verwendet werden. Fremdheizungen sind im Wirkbereich abzustellen.

Schutzabstände

Schutzabstände sind Abstände zwischen Lagerbehältern und benachbarten Anlagen, Einrichtungen, Gebäuden oder öffentlichen Verkehrswegen, deren Zweck es ist, den Lagerbehälter vor einem Schadensereignis, wie Erwärmung infolge Brandbelastung oder mechanischer Beschädigung zu schützen.

Um Verdichter und Entspannungsbehälter ist ein Schutzabstand von 3 m, um Vorratsbehälter von 5 m einzuhalten. Um Abgabeeinrichtungen für Wasserstoff ist ein Schutzabstand von 2m einzuhalten. Zwischen den Abgabeeinrichtungen und zu betankenden Fahrzeugen ist ein Schutzabstand nicht erforderlich.

Sicherheitsabstände

Im Bereich von Sicherheitsabständen dürfen sich keine Schutzobjekte wie andere Gebäude mit Räumen zum dauernden Aufenthalt von Menschen und öffentliche Verkehrswege befinden. Der Sicherheitsabstand ist hierbei der Abstand außerhalb dessen bei brennbaren Gasen eine Gefährdung durch Auftreten einer explosionsfähigen Atmosphäre ausgeschlossen werden kann, d.h. die untere Explosionsgrenze wird nicht überschritten. Schutzobjekte sind hierbei Wohngebäude, betriebsfremde Anlagen, Gebäude und Einrichtungen außerhalb des Werksgeländes, in oder auf denen sich dauernd oder regelmäßig Menschen aufhalten, zu deren Schutz bei störungsbedingtem Gasaustritt nicht eben solche Vorsorgemaßnahmen getroffen sind wie für die eigene Mitarbeiter.

Um alle wasserstoffbeaufschlagten Komponenten der Wasserstofftankstelle ist ein Sicherheitsabstand von 3m einzuhalten. Sicherheitsabstände können durch technische Maßnahmen reduziert werden.

2.10. Elektrotechnische Anforderungen (Wasserstofftankstelle)

Es müssen die zum Zeitpunkt der Errichtung gültigen Anforderungen gemäß der Explosionsschutzrichtlinie sowie den TRBS eingehalten werden. Elektrische Einrichtungen, Schalt- und Steuerschränke sind zuverlässig gegen Zugriff Unbefugter zu sichern.

Kabel und Leitungen sind so zu verlegen, dass eine gegenseitige Beeinflussung auszuschließen ist. Signalkabel sollen stets, sofern keine Abschirmung durch Stahlrohre vorhanden ist, einen gut leitenden Gesamtschirm erhalten, der an den Potenzialausgleich anzuschließen ist.

Kabel, Schlauchleitungen und Leitungen, die eine Verbindung zwischen der Abgabeeinrichtung und dem Fahrzeug herstellen, und elektrische Anlagen im Wirkbereich müssen mindestens den Anforderungen für die Explosionsschutzzone 2 entsprechen.

Die Anlage muss durch geeignete Blitzschutzmaßnahmen geschützt sein, wenn die Gefahr eines Blitzschlags erwartet wird. Ebenso muss die Anlage gemäß TRBS 2153 Abschnitt 3

gegen Zündgefahren aus Potenzialausgleich geschützt werden. Bodenbeläge müssen ableitfähig sein.

Für jede Wasserstofftankstelle ist gemäß Betriebssicherheitsverordnung eine Gefährdungsbeurteilung durchzuführen und ein Explosionsschutzdokument zu erstellen. Zusätzlich sind ggf. Prüfungen durch den Arbeitgeber/Betreiber und die zugelassene Überwachungsstelle nötig. Eine Erlaubnis durch die zuständigen Behörden ist einzuholen.

Für eine Wasserstofftankstelle müssen Betriebs- und Instandhaltungsanweisungen sowie Anweisungen zur Gefahrenabwehr vorhanden sein, auf dem neuesten Stand gehalten und dem Betreiberpersonal zur Verfügung gestellt werden.

2.11. Zusatz-Anforderungen bahnspezifische Einflussnahme

Gefährdungen durch Bahnstromanlagen

Im Bereich von Bahnanlagen sind Gefährdungen durch die Fahrleitung mit entsprechend hohen Spannungen (15 kV) und Strömen (40 kA Kurzschlussstrom) vorhanden. Insbesondere die geringe erforderliche Zündenergie für ein Wasserstoff-Luft Gemisch werden durch die Bahnstromanlagen schnell überschritten und müssen wirksam verhindert werden.

Der Gefährdungsbereich der Oberleitung und entsprechende Maßnahmen sind in der EN 50122-1 angegeben.

Folgende Gefährdungen sind beispielhaft für den Bereich von Oberleitungen:

- 1) Direkter Kontakt / Funken durch die Oberleitung / Stromabnehmer
- 2) Beschädigung der Oberleitung / Stromabnehmer
- 3) Von der Oberleitung ausgehendes elektrisches Feld mit entsprechenden Induktionsbeeinflussungen
- 4) Potentialgefälle am Erdboden ausgehend vom Schienenpotential

Zu 1) und 2):

Diese Bereiche werden für Schutzmaßnahmen nach 6.3 definiert und es handelt sich um die Bereiche, deren Grenzen durch eine gerissene Oberleitung oder durch einen unter Spannung stehenden, entgleisten oder gebrochenen Stromabnehmer und dessen Bruchstücke in der Regel nicht überschritten werden.

Durch eine gerissene aktive Oberleitung oder aktive Teile eines gebrochenen oder entgleisten Stromabnehmers können Bauwerke und Ausrüstungen möglicherweise mit diesen in Kontakt kommen und unter Spannung stehen. In Bild 1 wird der Bereich definiert, innerhalb dem ein derartiger Kontakt für wahrscheinlich gehalten wird.

Oberleitungsbereich:

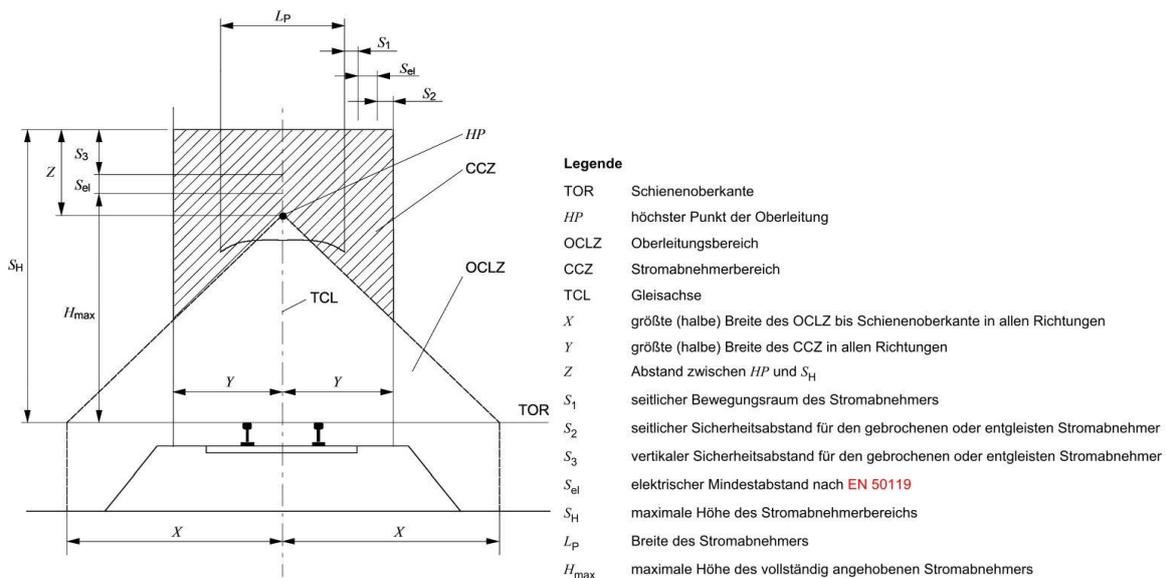


Abbildung 38: Gefährdungsbereich bei Oberleitungsbetrieb

Zu 3) und 4):

Um festzustellen, ob eine unzulässig hohe Berührungsspannung auftreten kann, ist das Schienenpotential an der zu untersuchenden Stelle sowohl für den Betrieb als auch für den Fehlerfall zu ermitteln.

Wird das Schienenpotential rechnerisch ermittelt, müssen für diese Berechnung der höchste Betriebsstrom, der Kurzschlussstrom und außerdem für die Berechnung des Kurzschlussfalls der Anfangs-Kurzschlussstrom eingesetzt werden.

Fahrleitungsanlagen in explosionsgefährdeten Bereichen

Bezüglich explosionsgefährdeten Bereichen werden Maßnahmen in Kapitel 8 der EN 50122-1 sowie in Kapitel 8 der DIN VDE 0105-103 aufgeführt.

Diese Maßnahmen betreffen hauptsächlich Sicherheitsabstände, Erdungs- und Potentialausgleichsmaßnahmen sowie Abschaltmaßnahmen der Oberleitung und Überspannungsableiter in den explosionsgefährdeten Bereichen.

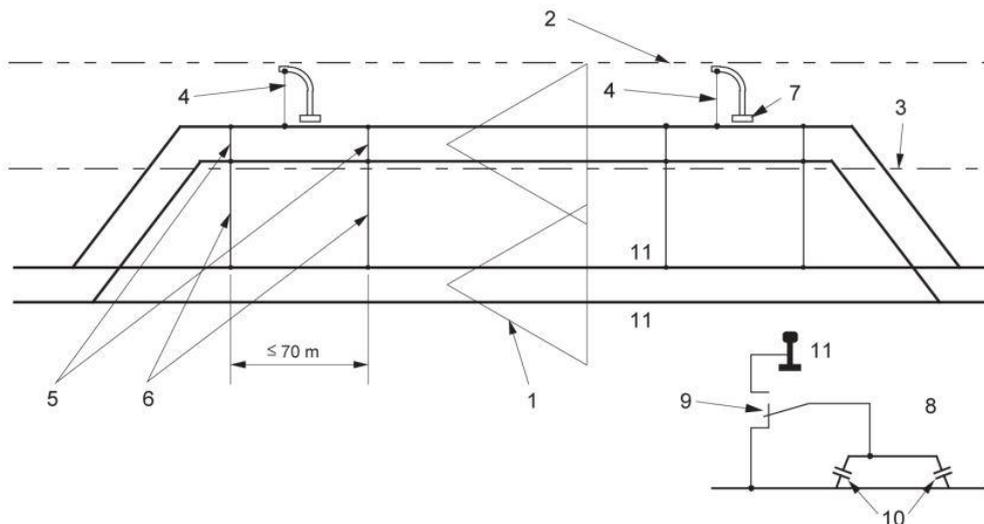
Anforderungen aus EN 50122-1

- Füllstutzen sind direkt mit der Rückleitung zu verbinden.
- Mindestens alle 70 m müssen Querverbinder vorgesehen werden zwischen:
 - den Schienen eines Gleises;
 - benachbarten Gleisen (siehe Bild unten).
- Gleise und benachbarte leitfähige Anlagen müssen leitend miteinander verbunden sein.

Rohrleitungen mit explosionsgefährdeten Flüssigkeiten oder Gasen dürfen nicht absichtlich als paralleler Rückleiter verwendet werden.

Eine gemeinsame Rohrleitung innerhalb des Oberleitungs- oder Stromabnehmerbereichs, die mehrere Füllstutzen speist, muss zwischen den einzelnen Füllstutzen isoliert sein.

Jedes leitfähige Teil, das mit der Rückleitung verbunden ist, muss gegen Erde isoliert sein. Dies gilt auch für Wechselstrombahnen.



Legende

- | | | | |
|---|--|----|----------------------------|
| 1 | Oberleitungsbereich nach Bild 1 | 6 | Gleisverbinder |
| 2 | Grenze des Oberleitungsbereichs | 7 | Füllstützen |
| 3 | Grenze des explosionsgefährdeten Bereichs | 8 | Schaltung der Oberleitung |
| 4 | Rückleitungsanschluss und Potentialanschluss | 9 | Schalter mit Erdkontakt |
| 5 | Schienenquerverbinder | 10 | Streckentrenner |
| | | 11 | Rückleitung (Fahrschienen) |

Abbildung 39: Schutzmaßnahmen von Gleisanlagen für brennbare Flüssigkeiten oder Gase in explosionsgefährdeten Bereichen

Leitfähige Rohrleitungen mit explosionsgefährdeten Flüssigkeiten oder Gasen, die aus dem Oberleitungs- oder Stromabnehmerbereich hinausgeführt werden, müssen außerhalb des Oberleitungs- oder Stromabnehmerbereichs isoliert werden (siehe Abbildung 39). Das Isolierstück muss der Oberleitungsspannung standhalten.

Anforderungen aus VDE 0105-103

Die Fahrleitungen des Umfüllgleises und die der benachbarten Gleise, deren Oberleitungsbereich den explosionsgefährdeten Bereich nach DIN EN 50122-1 (VDE 0115-3):2011-09, 8, berührt oder in diesen hineinragt, müssen während des Umfüllens abgeschaltet und die des Umfüllgleises mit der Rückleitung verbunden sein.

Vor Beginn des Umfüllens muss sichergestellt sein, dass die dem Potentialausgleich dienenden, elektrisch leitenden Verbindungen nach DIN EN 50122-1 (VDE 0115-3):2011-09, 8.2, hergestellt sind. Erst dann dürfen die Füll- oder Entleereinrichtungen mit dem Behälter verbunden werden. Die elektrisch leitenden Verbindungen dürfen erst gelöst werden, nachdem die Füll- oder Entleereinrichtungen vom Behälter getrennt sind.

Behälterwagen (Kesselwagen) müssen vor ihrer Verbindung mit Füll- oder Entleereinrichtungen vom elektrischen Triebfahrzeug abgekuppelt sein. Es ist sicherzustellen, dass Behälterwagen während des Umfüllvorganges keine leitende Berührung mit anderen Fahrzeugen haben können.

Isolierstöße in Umfüllgleisen ohne Fahrleitung dürfen während des Umfüllvorganges nicht überbrückt werden (z. B. durch Fahrzeuge).

Instandhaltungsarbeiten an elektrischen Betriebsmitteln im explosionsgefährdeten Bereich nach DIN EN 50122-1 (VDE 0115-3):2011-09, 8.2, dürfen nur im spannungslosen Zustand ausgeführt werden. Hierunter fällt auch das Auswechseln von Lampen.

Vor dem Ausbau metallener Anlageteile oder dem Auftrennen von Rohrleitungen, die sich im explosionsgefährdeten Bereich nach DIN EN 50122-1 (VDE 0115-3):2011-09, 8.2, befinden, müssen elektrisch leitende Verbindungen über den unterbrochenen Abschnitten (Baulücken) angebracht werden. Diese Verbindungen dürfen erst dann wieder gelöst werden, wenn die Arbeiten beendet und die metallenen Anlageteile oder Rohrleitungen wieder miteinander leitend verbunden sind.

Vibrationseinflüsse

Gemäß EN 50125-3 ist ab einem Abstand von 3 m zum Gleis die Vibrationsbeanspruchung vernachlässigbar.

Bei kürzeren Abständen gibt die Tabelle 5 der Norm entsprechende zu berücksichtigende Beschleunigungen an.

2.12. Wartung und Instandhaltung

- Für die Durchführung aller Instandhaltungsarbeiten sind die Festlegungen der Betriebssicherheitsverordnung bindend. Das Personal ist entsprechend der spezifischen Gefährdungsbeurteilung zu schulen.
- Da sich Wasserstoff nach oben verflüchtigt, müssen mögliche Ansammlungen ausgeschlossen werden. Aus diesem Grund sind die Gebäude mit einem Deckenabluftsystem auszurüsten.
- Die Fristenpläne für die Vorbeugende Instandhaltung sind durch die entsprechenden Lieferanten beizustellen.
- Für die Organisation der Wartungsarbeiten ist der Betreiber verantwortlich.

2.13. Kriterien für die Standortplanung

In fast allen Eisenbahnunternehmen ist die Betankung der Fahrzeuge Teil der Fahrzeugbereitstellung und wird in der Regel auf dem Gelände des Depots bzw. der Abstellanlage durchgeführt. Die Zapfsäulen sind innerhalb des Begrenzungsbereiches für feste Anlagen an zuordnen.

Bei der Festlegung der erforderlichen Maßnahmen gegen Druck-, Brand- und Explosionsgefahren als Ergebnis der Gefährdungsbeurteilung sind auch die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Anlagenteilen (z. B. zwischen einer Tankstelle und einer Gasfüllanlage) zu berücksichtigen. Dies gilt beispielhaft als erfüllt, wenn für Montage, Installation und den gemeinsamen Betrieb von Tankstellen und Gasfüllanlagen in einer Betankungsanlage die Anforderungen der TRBS 3151 eingehalten sind.

Schwerpunktmäßig sind die folgenden speziellen Anforderungen für die Standortplanung zu berücksichtigen:

Zapfsäule:

- 1) Mindestabstand von 5 m zwischen Zapfsäule und Speicherbehälter
- 2) max. zulässige Länge der Betankungsschlauchleitung 5 m.
- 3) eine Schlauchrückholung sorgt für eine zuverlässige Unterbringung
- 4) eine Abreißkupplung ist trotz Losfahrsperr vorzusehen

- 5) Tanktechnik nicht in Gebäuden oder verbunden mit entsprechender Sicherheitstechnik im Gebäude (hier nur Hinweisführung bezüglich Wirkung von Gaskonzentration)

Des Weiteren sind bahnspezifisch folgende zusammengefasste wesentliche Schwerpunkte zu beachten.

Kraftstofflager und Leitungen:

- ein Auf- und Anprall von Schienenfahrzeugen auf Tankfahrzeuge (H₂-Kessel- / Containerwagen / LKW-Trailer) ist zu verhindern, dies bedeutet eine „Park-/Lagerposition“ im Gleisfeld, aber nicht im Bereich von Durchfahrgleisen sowie einem davon abgehend abgehende Schutzgleis,
- Anordnung möglichst nur im Stumpfgleis, zusätzlich gesichert z.B. mit einer „Gleissperre“
- Wirkungen von Entgleisungen von unterirdischen Leitungen abhalten, bedeutet zudem eine Tieflegung von Rohrleitungen (z.B. mindestens 2m wegen der „Bodenbelastung und aufscheeren“
- Falls ein Fahrdrabtriss betrachtet werden muss, ist ein Erdungskonzept zur Tankstelle und ggf. Zusatzeinrichtungen wie eine Überdachung erforderlich
- es muss eine gesicherte Abstellung von Tankwagen möglich sein (Zaun, Überwachung usw.)
- stationäre Anlagen können gleichartig wie für den Einsatz auf / an öffentlichen Straße realisiert aber mit einem ausreichenden Abstand (Bewegungsfläche des Personals) entfernt von Gleisbereichen angeordnet werden
- die Absperr- und Druckentlastungstechnik muss so installiert sein, dass am Abgabepunkt des „Lagers“, in der Rohrleitung vor der Tankstelle, am Tankschlauch zur Tankstelle (u.a. Abriss durch Fahrzeugbewegung) die Auswirkungen hinsichtlich Wasserstoffabgabe begrenzen und den Stand der Sicherheitstechnik in Anlehnung an Straßentankstellen mindestens beinhalten
- eine Lagerung in beigestellten Kesselwagen muss den für Gefahrgut üblichen technischen und sicherheitsspezifischen Belangen entsprechen
- Ausblasventile oder gezielt angeordnete Auslasskamine sind bezüglich des Risikopotentials einer Gasentzündung anzuordnen, z.B. 10 Meter Entfernung von Hochspannungsleitung und 5m über Behälter zzgl. Berücksichtigung eines Gaswolkenumfangs von 3m

Für die weitere Detailplanung sind die in Kapitel 4.1 aufgezeigten normativen und regulativen Anforderungen anzuwenden.

III. Themengebiet Betrieb

3.1. Fahrzeugeinsatz- und -umlaufplanung

Dieseltriebzüge kommen derzeit in vielen Bereichen des deutschen Bahnnetzes zum Einsatz. So werde diese zwangsweise auf den nicht elektrifizierten Strecken eingesetzt, müssen aber auch Mindestgeschwindigkeit von ca. 120 bis 160 km/h erreichen, um als Zubringer die Fahrgäste auf die entsprechenden Umsteigebahnhöfen des Fernverkehrs zu befördern ohne den Zeitplan des Fernverkehrs zu gefährden. Diese Grundeigenschaften müssen auch die Wasserstofffahrzeuge gewährleisten.

Die Fahrzeugserie LINT 54 (Diesel-Traktion) einschließlich LINT i54 (Brennstoffzellen – Traktion) sind für eine maximale Geschwindigkeit von 140 km/h ausgelegt-

Vom Triebwagen Coradia Lint sind seit 14 Jahren global ca. 800 Fahrzeuge in Betrieb, jeweils ausgelegt auf ungefähr 30 Jahre Betriebsdauer. Für Alstom stand bei der Entwicklung des Brennstoffzellenantriebs die Erzielung niedrigerer Treibhausgasemissionen und Diversifizierung der Kraftstoffbasis „weg vom Öl“ auf nicht-elektrifizierten Bahnstrecken im Vordergrund. Eine weitere Triebfeder ist die Reduktion lokaler Stickoxidemissionen aber auch eine Reduktion der Lärmemissionen im Betrieb ist angesichts der seit 2001 insgesamt vier Mal verschärften Lärmgesetzgebung ein gewichtiges Argument.

Alstom plant die nach dem Abschluss der stationären Funktionstests des Brennstoffzellenmoduls Anfang 2016 und Anfang 2017 bereits erste Erprobungen auf der Schiene durchzuführen. Ab Ende 2017 sollen dann erste Fahrttests im Alltagsbetrieb im Rahmen des geplanten Pilotprojektes in Niedersachsen (mit Bremervörde als Ausgangspunkt) durchgeführt werden.

Für die beteiligten Länder ergeben sich aus der Festlegung des Triebwagens und seiner technischen Auslegung technische, administrative, logistische und regulatorische sowie betriebswirtschaftliche Einsatzrandbedingungen. Obwohl weitere technische Details der Triebwagen erst im Laufe des Jahres 2016 öffentlich kommuniziert werden, genügen für die Auslegung der Wasserstoffversorgungs- und -betankungsinfrastruktur bereits einige wenige technische Angaben zum Energieverbrauch und zur Reichweite, die in Tabelle 20 zusammengeführt sind. Während ein mit Dieselmotor betriebener LINT 54 heute etwa eine mittlere Fahrstrecke von 1.000 km erzielt, ist diese beim brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeug etwa um 20-30% geringer. Mit einem hohen Antriebswirkungsgrad von konservativ abgeschätzten 45% beträgt der Wasserstoffverbrauch dann ca. 0,23–0,34 kg_{H2}/km, wobei gefällelose und haltstellenarme Strecken am unteren Ende der Bandbreite liegen und vice versa. Um bei diesem Wirkungsgradspektrum eine Reichweite von 600 bis 750 km zu erreichen, hat Alstom die Wasserstoffspeicherung an Bord auf zusammen 180 kg_{H2} ausgelegt.



Abbildung 40: Designbild des Coradia LINT 54, Basis für den zukünftigen brennstoffzellenbetriebenen Hybridtriebzug; Copyright Alstom

Beide Fahrzeugtypen werden für die weiteren Betrachtungen verglichen und bewertet.

Im Fallbeispiel Buxtehude – Bremervörde – Bremerhaven – Cuxhaven werden gegenwärtig Fahrzeuge der Baureihe LINT 41 eingesetzt.

Tabelle 20: Technische Parameter der Fahrzeuge (Angaben vom Hersteller)

Parameter / Fahrzeug	LINT 54		LINT 41 (EVB)
	Diesel	Brennstoffzelle	Diesel
v_{\max}	140 km/h	140 km/h	120 km/h
Motorleistung	2 x 390 kW 3 x 390 kW	2 x 200 kW	2 x 315 kW
Im Zug verfügbare Leistung für Antrieb und Hilfsbetriebe	780 kW 2 x 390kW alternativ Auslegung 1.170 kW 3 x 390 kW	850 kW 2 x 200 kW Brennstoffzelle + 2 x 225 kW Batterie kurzzeitig: 1.300 kW	630 kW 2 x 315 kW
Kapazität Fahrgäste	327	327	232
I. Sitzplätze	138 -180	138	116-118
II. Stehplätze 4P/m ²	149 - 189	189	114
Tankvolumen	2 x 800 l	178 kg	2 x 800 l
Reichweite	ca. 1.600 km	ca. 600 km*	ca. 1.600 km

* siehe folgend

Gegenüber den konventionellen Dieselfahrzeugen Coradia LINT werden bei den Fahrzeugen mit Brennstoffzellen Antrieb Coradia iLINT folgende Hauptbaugruppen ausgetauscht:

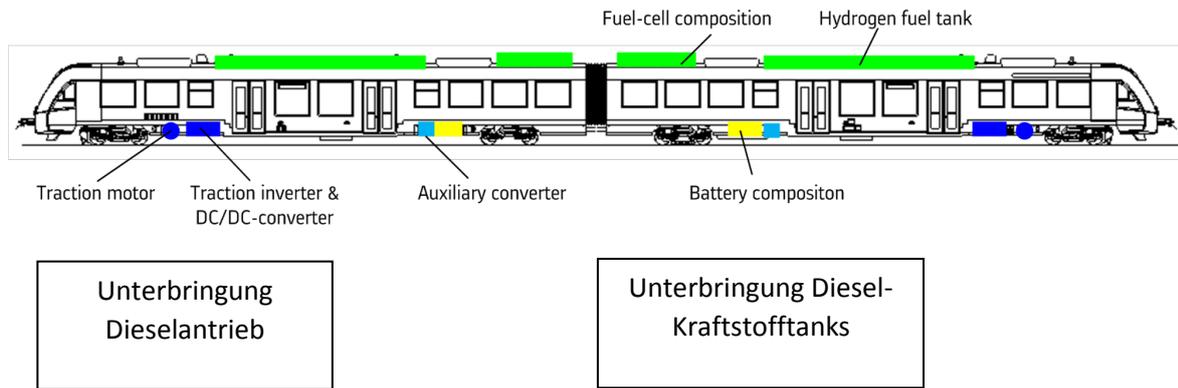


Abbildung 41: Unterbringung der Brennstoffzellenantriebskomponenten im Triebwagen Coradia iLint 54 (Quelle: Alstom)

Die Vorteile der Einbeziehung der Batterieenergie liegen in den hohen Beschleunigungswerten während des Anfahrens und der Speicherung der zurückgewonnenen Energie während des Bremsvorganges. Der elektrische Antrieb bewirkt auch eine wesentlich bessere Adhäsionsreglung der Räder.

Das Wasserstofftanksystem und die Brennzellen werden auf den Freiflächen des Daches installiert. Das kinematische Fahrzeugumgrenzungsprofil wird durch diese Modifikationen nicht beeinträchtigt.

Die Auslegung der Brennstoffzellen basieren auf eine Reinheit des Wasserstoffes von 5.0 (99,999 Vol-%)/ ISO Norm 14687-2.

Die Betankung des Fahrzeuges erfolgt im geschlossenen Befüllsystem mit einem Fülldruck von 35 MPa. Je nach Auslegung der Nachfüleinrichtung können die Tankgeschwindigkeiten variieren.

Mit dem am iLint installierten Füllkupplungssystem WEH TK 16 H2 HF können Tankgeschwindigkeiten bis zu 7,2 kg/min pro Anschluss realisiert werden. Dieses System bewährt sich gegenwärtig bereits bei den Brennstoffzellenbussen im Öffentlichen Nahverkehr.



Abbildung 42: Prinzipbild der Busbetankung (Quelle: Weh)



Abbildung 43: Zapfsäule und Füllkupplung für die Betankung von Bussen in Hamburg Oberbaumbrücke (Quelle: Signon)

Die Nachfülleinrichtung am Fahrzeug basiert auf den geltenden Normen für den Einsatz von Brennkraftschienenfahrzeugen. Die Anzahl von 2 Füllstutzen pro unabhängige Anlage und die Höhe der Füllkupplung von höchstens 1.500 mm über Standposition stellen einen schnellen Tankzyklus analog der konventionellen Dieselbetankung sicher, da beide Tankanlagen gleichzeitig gefüllt werden können.

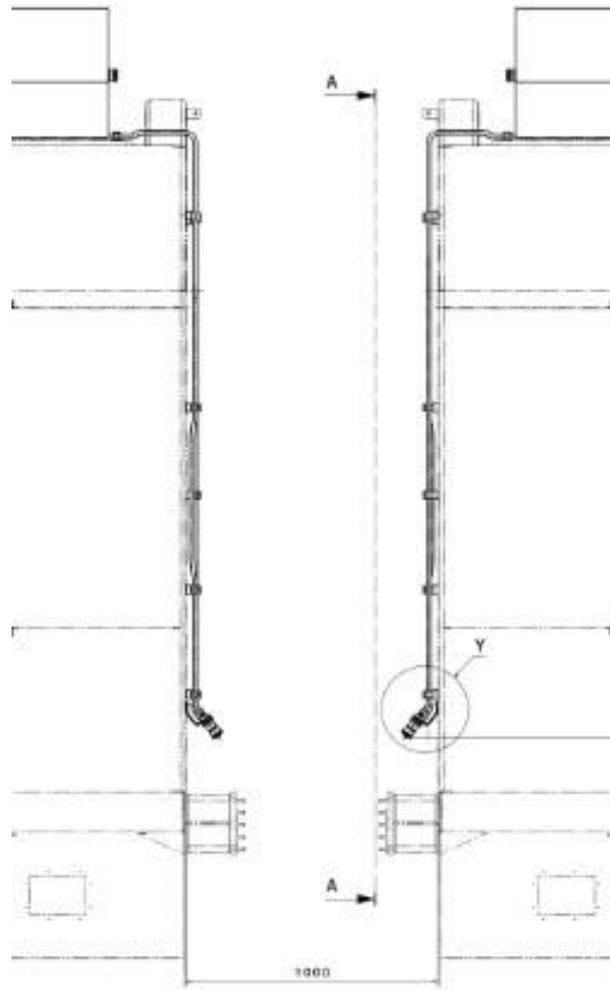


Abbildung 44: Position der Einfüllstutzen zur Wasserstoffbetankung (Quelle: Alstom)

Je nach Auslegung des Tanksystems kann die Bandbreite der Tankgeschwindigkeit von 25 g/s bis gut 80 g/s schwanken. Bei der Ausschreibung der Betankungsanlagen sollte auf ein Tankzyklus von ca. 20 min/Zug gefordert werden, analog einer konventionellen Dieselanlage.



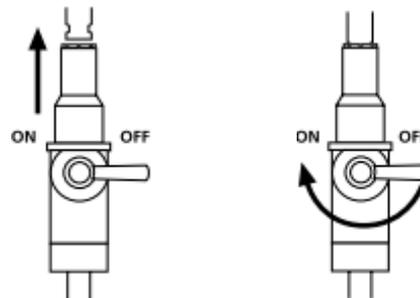
Schnittstelle Fahrzeug



Tanknippel am Fahrzeug

Abbildung 45: Details des H₂-Einfüllstutzens (Quelle: Weh)

Es wird empfohlen, dass der Fahrzeughersteller die Sicherheitsschleife des Fahrzeuges so auslegt, dass bei Offenen Tankverschluss eine Wegfahrsperrung aktiviert wird.



Füllkupplung

Prinzipielle Darstellung für das Schließen der Tankverbindung

Abbildung 46: Details zur H₂-Füllkupplung (Quelle: Weh)

Nach dem Schließen ist die Kupplung nun druckdicht mit dem Tanknippel verbunden. Der Tankvorgang kann beginnen.

Bei Abriss der Füllkupplung, z.B. durch versehentliches Wegfahren des Fahrzeuges mit angeschlossener Füllkupplung, trennt die Abreißsicherung kontrolliert die Verbindung zwischen Zapfsäule und Füllschlauch. Sie dichtet beide Seiten ab.



Zapfsäule, Beispiel

Es wird empfohlen die Füllkupplung mit einer Schnittstelle zum Datentransfer auszurüsten. Die Datenübertragung zwischen Fahrzeug und Tankstelle bietet so eine optimale Sicherheit für den Betreiber.

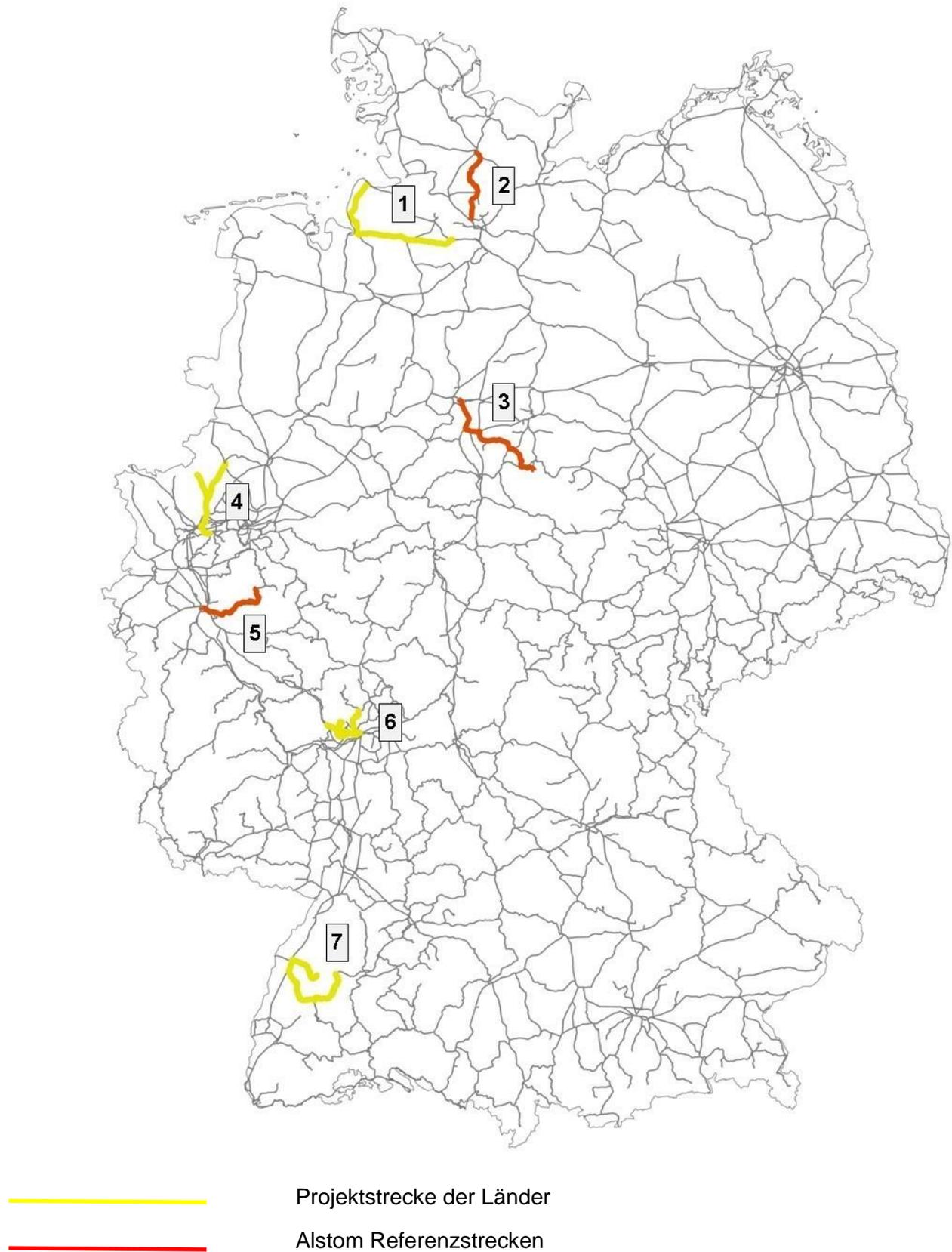
Die EIU sollte prüfen, ob während des Tankprozesses eine Gleissperre automatisch ausgelöst werden kann.

Bei Beginn der Pilotphase sollte der maximale Tagesumlauf so ausgelegt werden, dass eine Reserve von ca. 9 kg Wasserstoff im Tank verbleibt. Diese Reserve ist im Nachhinein, nach Vorlage der ersten Felddaten, an die wahren Verbrauchswerte anzupassen.

Abbildung 47: Wasserstoff-Dispenser (Quelle: Weh)

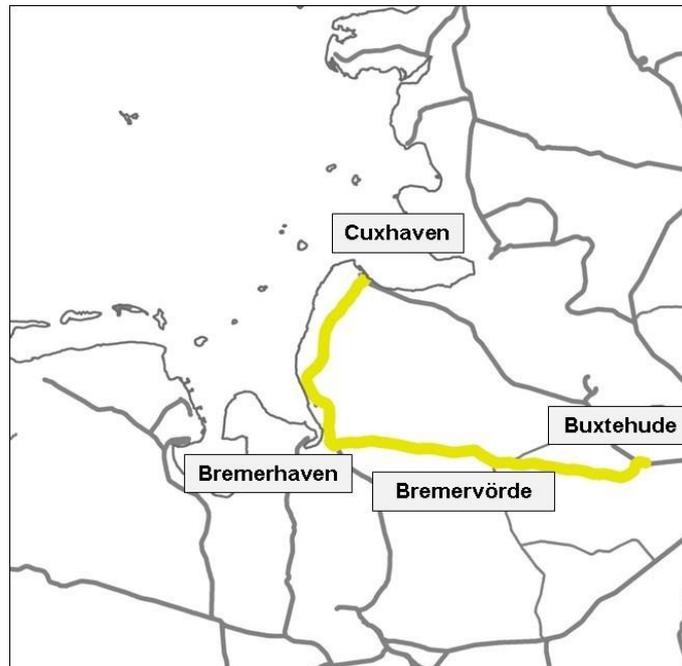
3.2. Referenzstrecken

Allgemeine Übersicht



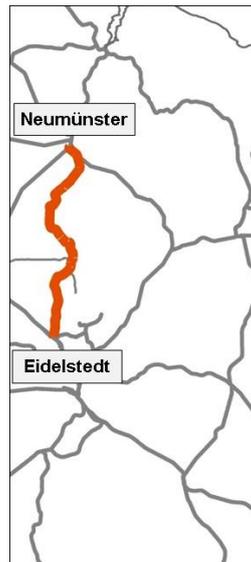
Land Niedersachsen

1a) Pilotstrecke / Fallbeispiel - Bremervörde



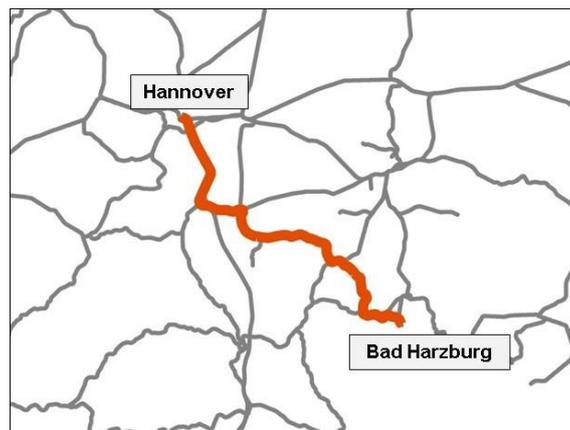
Streckenlänge pro Runde	2 x 120 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 22 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,081 l/km	0,23 kg/km
Energieverbrauch /Runde	10,81 kWh/km	7,7 kWh/km
Reichweite	1.480 km	734 km
Tankzyklus bei max. Laufleistung von 654 km pro Tag, nach gültiger Umlaufplanung	zweitägig	täglich

2a) Neumünster – Hamburg Eidelstedt – Neumünster



Streckenlänge pro Runde	2 x 64,5 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 26 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,658 l/km	0,32 kg/km
Energieverbrauch / Runde	16,58 kWh/km	10,7 kWh/km
Reichweite	965 km	528 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	7	4

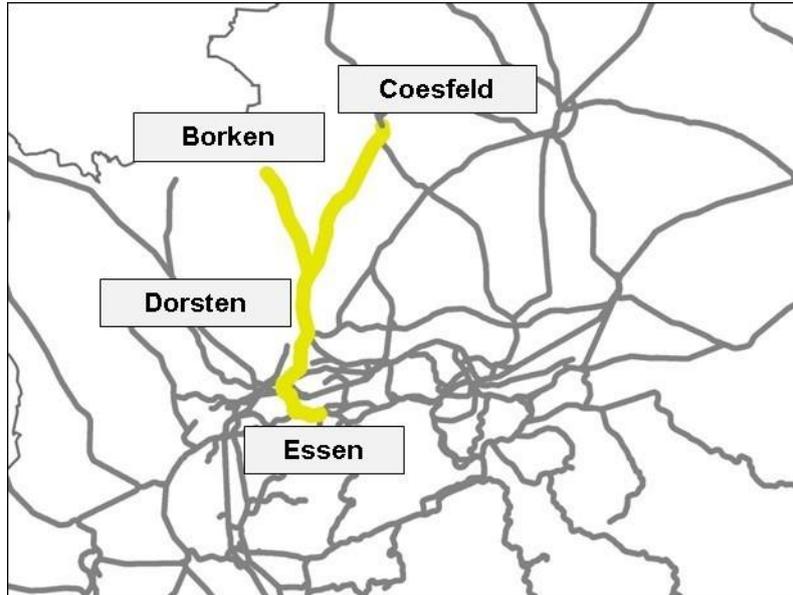
3) Hannover – Bad Harzburg – Hannover



Streckenlänge pro Runde	2 x 97,5 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 9 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	0,973 l/km	0,26 kg/km
Energieverbrauch / Runde	9,73 kWh/km	8,7 kWh/km
Reichweite	1.600 km	650 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	8	3

Nordrhein - Westfalen

4a) Borken – Essen-Borken



Streckenlänge pro Runde	2 x 58,2 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 11 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,274 l/km	0,27 kg/km
Energieverbrauch / Runde	12,74 kWh/km	9,0 kWh/km
Reichweite	1.250 km	650 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	10	5

4b) Coesfeld – Dorsten – Coesfeld

Streckenlänge pro Runde	2 x 35,1 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 6 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,156 l/km	0,25 kg/km
Energieverbrauch / Runde	11,56 kWh/km	8,3 kWh/km
Reichweite	1.380 km	710 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	19	10

5) Köln – Marienheide – Köln



Streckenlänge pro Runde	2 x 66,5 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 13 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,329 l/km	0,31 kg/km
Energieverbrauch / Runde	13,29 kWh/km	10,3 kWh/km
Reichweite	1.203 km	609 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	9	4

Hessen



6a) Frankfurt – Friedrichsdorf - Frankfurt

Streckenlänge pro Runde	2 x 23,9 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 9 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,498 l/km	0,32 kg/km
Energieverbrauch / Runde	14,98 kWh/km	10,7 kWh/km
Reichweite	1.065 km	556 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	22	11

6b) Frankfurt – Königstein – Frankfurt

Streckenlänge pro Runde	2 x 25,07 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 9 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,818 l/km	0,34 kg/km
Energieverbrauch / Runde	18,18 kWh/km	11,3 kWh/km
Reichweite	880 km	530 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	17	10

Baden – Württemberg

7) **Offenburg – Hausach – Offenburg** (Weitere Streckendaten lagen nicht vor)



Streckenlänge pro Runde	2 x 23,9 km	
Anzahl der Bahnstationen	2 x 9 Stationen	
Simulierter Verbrauch / Runde	Diesel	Wasserstoff
	1,498 l/km	0,32 kg/km
Energieverbrauch / Runde	14,98 kWh/km	10,7 kWh/km
Reichweite	1.065 km	556 km
Max. möglicher Umläufe pro Tag	22	11

3.3. Zusammenfassender Vergleich der Antriebsarten

Tabelle 21: Vergleich der Antriebsarten nach Referenzstrecken

Nr.	Referenzstrecke	Vergleichsdaten				
		Streckenlänge pro Runde	Anzahl der Stationen	Verbrauchswerte		Energieeinsparung
				Diesel	Wasserstoff	E_D / E_{H_2}
		[km]	[-]	[l/km]	[kg/km]	[%]
1	Buxtehude – Bremerhaven - Cuxhaven – Buxtehude	240	44	1,08	0,23	-28,7
2	Neumünster–HH Eidelstedt – Neumünster	129	52	1,66	0,32	-35,4
3	Hannover – Bad Harzburg- Hannover	195	16	0,97	0,26	-10,6
4a	Borken – Essen – Borken	116,4	22	1,27	0,27	-29,4
4b	Coesfeld – Dorsten – Coesfeld	70,2	12	1,15	0,25	-28,2
5	Köln – Marienheide – Köln	133	26	1,32	0,31	-22,4
6a	Frankfurt- Friedrichsdorf- Frankfurt	47,8	18	1,5	0,32	-28,6
6b	Frankfurt- Königstein- Frankfurt	50,2	18	1,82	0,34	-37,8
7	Offenburg – Hausach – Offenburg	66,4	18	1,44	0,3	- 28,6
	Durchschnitt, gesamt	116,44	25,1	1,36	0,28	-27,8
	Prüfstand – Ergebnisse Verbräuche liegen ca. 10 – 15 % unter den berechneten Werten				0,25	-38,7

Die Vorteile des kombinierten Brennstoffzellen-Batterie Antriebs liegen besonders auf Strecken mit häufigen Haltepunkten und Strecken mit wechselnden Höhenprofilen. So lässt sich die Effizienz dieses Antriebes auf den Strecken Frankfurt – Königstein und Neumünster – Hamburg Eidelstedt erkennen.

Die beiden Referenzstrecken im Bundesland Hessen haben jeweils 18 Haltestopps an Bahnhöfen. Gegenüber der Taunus Bahn sind auf der Strecke der Königsteiner Bahn

Steigungen von bis zu 25 ppm zu überwinden. So kommen die Vorteile des kombinierten Brennstoffzellen-Batterie Antriebs mit einer Energieeinsparung von 37,8 % wieder zum Tragen.

Trend

Der immer größer werdende Bedarf an Brennstoffzellen in der Fahrzeugtechnik wird zu einer Weiterentwicklung dieser Antriebsart führen, welche sich unmittelbar auf die Steigerung des Wirkungsgrades auswirken wird. So wird sich der Verbrauch an Wasserstoff prognostisch um weitere 8% bis 12% senken.

Da die Umwandlung des Wasserstoffes in Bewegungsenergie emissionsfrei erfolgt, ist diese Antriebsart energieeffizienter als konventionelle Dieselantriebe. Diese Antriebsenergie ergänzt somit wesentlich umweltfreundlicher den elektrischen Bahnbetrieb

IV. Themengebiet Rechtliche Rahmenbedingungen

4.1. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Wasserstoff-Bereitstellung

Zu klären ist, welche Zulassungen/Genehmigungen für Errichtung und Betrieb der jeweiligen Wasserstoff-Erzeugungseinheiten, Tankstellen/Speicher und Rohrleitungen erforderlich sind.

Zunächst stellen wir dar, unter welchen Voraussetzungen und nach welchen Rechtsgrundlagen Wasserstoff-Tankstellen für Eisenbahnen rechtlich zulässig sind. Unter 4.2 wird dann eingehender der Fall des eisenbahnrechtlichen Planfeststellungsverfahrens behandelt.

4.1.1. Ausgangspunkt

Zurzeit existieren noch keine Wasserstoff-Tankstellen (H₂-Tankstellen) für Eisenbahnen. In den letzten Jahren sind vermehrt H₂-Tankstellen für Kraftfahrzeuge eingerichtet worden. In diesem Rahmen hat sich für **H₂-Tankstellen im Straßenverkehr** ein **Zulassungsverfahren** entwickelt, welches im ersten Teil aufgezeigt wird. Bundesweit ist dieses Verfahren jedoch noch nicht vollständig vereinheitlicht.

Für die Genehmigung von Wasserstoff-Tankstellen für Eisenbahnen existiert zurzeit kein spezielles Zulassungsverfahren. Im Eisenbahnrecht ist zwar ein Zulassungsverfahren für Tankstellen normiert, das jedoch auf herkömmliche Eisenbahndieseltankstellen zugeschnitten ist. Dieses **eisenbahnrechtliche Zulassungsverfahren** wird im zweiten Teil erläutert.

Im dritten Teil wird untersucht, wie sich die **Vorschriften** dieser beiden Zulassungsverfahren auf die Zulassung von H₂-Tankstellen für Eisenbahnen **übertragen** lassen, welche Anforderungen an ein solches Zulassungsverfahren zu stellen sind und wie es konkret ausgestaltet sein könnte.

4.2. Zulassungsverfahren

4.2.1. Zulassung von Wasserstoff-Tankstellen im Straßenverkehr

Die Zulassungsverfahren von H₂-Tankstellen richten sich nach der **Menge** des **dort eingelagerten** Wasserstoffs. Für Betankungsanlagen mit einer Lagerungskapazität von weniger als 3 Tonnen Wasserstoff sind für die Zulassung die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und die Landesbauordnung (BauO) einschlägig. Für Betankungsanlagen mit lokaler Erzeugung oder Lagerung von mindestens 3 Tonnen Wasserstoff erfolgt die Zulassung unter den Voraussetzungen des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) sowie der Landesbauordnung.

a) Betankungsanlagen mit Lagerung von weniger als drei Tonnen Wasserstoff: Betriebssicherheitsverordnung und Landesbauordnung

aa) Ortsfeste Anlagen

Wasserstofftankstellen sind **Füllanlagen** im Sinne der BetrSichV. Ihre Errichtung und ihr Betrieb bedürfen daher einer **Erlaubnis** nach **§ 18 Abs. 1 Nr. 3 BetrSichV**. Die Betriebssicherheitsverordnung regelt die Mindestvorschriften für Sicherheit und Gesundheitsschutz bei Benutzung von Arbeitsmitteln durch Arbeitnehmer bei der Arbeit und die Sicherheit für die Bereitstellung von Arbeitsmitteln. Für die Zulassung der Anlage sind maßgeblich § 3 (Festlegung zur Gefährdungsbeurteilung), § 9 Abs. 4 (Anforderungen an ein

Explosionsschutzkonzept), § 14 (Prüfung vor Inbetriebnahme von überwachungspflichtigen Anlagen), § 15 (wiederkehrende Prüfung) anzuwenden. Da Wasserstoff ein gefährlicher Stoff im Sinne des § 3 a ChemG ist, müssen besondere Schutzvorkehrungen gegen Brand und Explosionen getroffen werden. Die Umsetzung dieser Sicherheitsvorschriften ist in den **Technischen Regeln zur Betriebssicherheit (TRBS)** geregelt. Für H₂-Anlagen sind insbesondere die TRBS 1111, 1201, 1203, 2131, 2141, 2152, 2153, 3151 relevant.

Der Antrag nach § 18 BetrSichV ist an die jeweils nach Landesrecht zuständige Behörde in mehrfacher Ausführung zu richten (z.B. Bezirksregierung oder Gewerbeaufsicht). Dem Antrag muss zudem ein **ZÜS-Prüfbericht** (Zugelassene Überwachungsstelle) beigelegt werden, welcher aufführt, ob die Anforderungen der BetrSichV für einen sicheren Betrieb grundsätzlich gewährleistet sind. Welche Informationen und Dokumente der ZÜS für die Erstellung ihres Prüfberichts vorgelegt werden müssen, richtet sich nach dem Leitfaden 49 des Länderausschusses für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik (**LV 49/2008** – „Qualität der gutachterlichen Äußerung im Rahmen des Erlaubnisverfahrens nach § 13 Betriebssicherheitsverordnung“).

Neben dem Antrag nach § 18 BetrSichV ist für Errichtung und Betrieb einer Wasserstofftankstelle auch eine **Baugenehmigung** nach Landesrecht zu beantragen. Seit 2010 ist die **Baugenehmigung nicht mehr von der Erlaubnis der Betriebssicherheitsverordnung umfasst**.⁸ Für die Erteilung einer Baugenehmigung müssen beim zuständigen Bauaufsichtsamt die erforderlichen Unterlagen, also unter anderem der Bauantrag, der Lageplan sowie die erforderlichen Bauzeichnungen eingereicht werden. Dabei unterliegen Tankstellen für Erdgas oder Wasserstoff baurechtlich etwas strengeren Voraussetzungen als solche für flüssige Kraftstoffe. Für die Errichtung ortsfester Behälter zur Lagerung ist in jedem Fall ab einem Fassungsvermögen von 5 m³ eine Baugenehmigung erforderlich (vgl. etwa § 66 S. 1 Nr. 4 BauO NRW). Dagegen ist die Füllanlage als solche nur dann genehmigungsfrei, wenn sie zur Betankung von Kraftfahrzeugen mit flüssigen Treibstoffen dient. Der Wortlaut von § 65 Abs. 1 Nr. 12d BauO NRW ist insoweit eindeutig und als Ausnahmevorschrift eng auszulegen. Bei Wasserstofftankstellen bedarf auch die Errichtung der Füllanlage einer Baugenehmigung.

bb) Mobile Anlagen

Mobile Anlagen unterfallen dem **Regelungswerk** für Betankungsanlagen mit Lagerung von **weniger als 3 Tonnen Wasserstoff**.⁹ Ihr Fassungsvermögen übersteigt in aller Regel die Menge von 3 Tonnen nicht. Zudem wäre für eine genehmigungsbedürftige Anlage nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz Voraussetzung, dass die Anlage länger als 12 Monate an einem Ort betrieben wird (§ 1 Abs. 6 der 4. BImSchV). Mobile Anlagen sind jedoch nicht ortsfest und werden flexibel eingesetzt.

b) Betankungsanlagen mit lokaler Erzeugung oder Lagerung von mindestens drei Tonnen H₂

Für die Zulassung einer Betankungsanlage von mehr als 3 Tonnen ist ebenfalls zuerst ein Antrag bei der zuständigen Behörde zu stellen. Diese leitet die Unterlagen dann, wie im Verfahren für die Genehmigung einer Tankstelle mit weniger als 3 Tonnen Wasserstoff, einem Sachverständigen der zuständigen Prüfstelle weiter. Die Anforderungen der

⁸ Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW, Rechtlicher Leitfaden zur Errichtung von „Wasserstoff-Tankstellen“ 2015, S. 2; Seite von Dezernat 55 der BZR Düsseldorf.

⁹ RegPräs Ba-Wü, Wasserstoff als Antrieb, 14.03.2013
http://www.dguv.de/medien/landesverbaende/de/veranstaltung/tda/2013/documents/21_Jahn.pdf

einzubringenden Dokumente richten sich auch in diesem Fall wieder nach dem LASI-Leitfaden „LV 49/2008“ ("Antragsunterlagen für Füllanlage für Druckgase"). Nach dessen Prüfung und Stellungnahme werden die Unterlagen an die Genehmigungsbehörde zurückgeschickt. Für die Zulassung einer Betankungsanlage mit lokaler Erzeugung oder Lagerung von mindestens 3 Tonnen Wasserstoff richtet sich das Zulassungsverfahren nach dem **Bundesimmissionsschutzgesetz (BlmSchG)**. Nach **§ 1 i. V. m. Anhang 1 der 4. BlmSchV** liegt eine nach dem BlmSchG genehmigungsbedürftige Anlage unter anderem dann vor, wenn Wasserstoff **vor Ort erzeugt** wird oder **mehr als 3 Tonnen vor Ort gelagert** werden. Zudem muss sie länger als **12 Monate an einem Ort betrieben** werden und darf keine Anlage sein, die der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren im Labor- oder Technikumsmaßstab nach § 1 Abs. 6 der 4. BlmSchV dient. Liegt unter diesen Voraussetzungen eine **genehmigungspflichtige Anlage** vor, ist **nach § 4 BlmSchG ein Genehmigungsantrag** zu stellen. Das Genehmigungsverfahren richtet sich nach den Vorschriften der **9. BlmSchV**. Nach **§ 10 BlmSchV** i.V.m. Anhang 1 Ziff. 9.3.1 der 4. BlmSchV ist an dem Genehmigungsverfahren im Falle der Herstellung und Lagerung von Wasserstoff in einer Menge von **30 Tonnen und mehr die Öffentlichkeit zu beteiligen**. Bei Herstellung und Lagerung von **weniger als 30 Tonnen** ist eine Beteiligung nicht notwendig, so dass nur ein **vereinfachtes Verfahren** stattfindet.

Das Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz entfaltet **Konzentrationswirkung**. Eine Baugenehmigung ist aus diesem Grund nicht mehr separat einzuholen. Sie wird von der Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz umfasst.

4.2.2. Rechtsgrundlage für die Genehmigung von Eisenbahntankstellen im Allgemeinen

Diesellokomotiven und Triebwagen mit Verbrennungsmotor der Eisenbahn müssen, ebenso wie Kraftfahrzeuge, zur Aufnahme des Betriebsmittels eine Tankstelle ansteuern. Nahezu alle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor der Bahn fahren mit Dieselmotorkraftstoff. In Deutschland werden diese Tankstellen zumeist von der DB Energie betrieben und befinden sich in der Regel in einem Bahnbetriebswerk oder größeren Rangier- oder Güterbahnhöfen.

4.2.2.1. Eisenbahntankstellen als Teil der Eisenbahninfrastruktur

Eisenbahntankstellen sind **Serviceeinrichtungen** nach **§ 2 Abs. 3 c AEG**. Sie stellen **Einrichtungen der Brennstoffaufnahme im Sinne des § 2 Abs. 3 c Nr. 1 AEG** dar. Dies bezieht sich sowohl auf den Dampf- als auch den Dieselmotorkraftstoffbetrieb. Der Begriff "Einrichtungen der Brennstoffaufnahme" umfasst deshalb neben dem klassischen Kohlebansen samt Kran zur Bekohlung einer Lokomotive auch die **"Tankstelle" und weitere damit vergleichbare Einrichtungen**.¹⁰

Serviceeinrichtungen gehören zur **Eisenbahninfrastruktur** im Sinne des **§ 2 Abs. 3 AEG**. Die Eisenbahninfrastruktur umfasst nach § 2 Abs. 3 AEG die **Betriebsanlagen der Eisenbahnen einschließlich der Bahnstromfernleitungen**. Eine Definition von **Betriebsanlagen** enthält das AEG zwar nicht. Jedoch lässt sich beispielsweise den §§ 5a Abs. 1 S. 2 Nr. 1, 18 S. 1 AEG entnehmen, dass es sich bei Betriebsanlagen um Anlagen handelt, die einen **Betriebsbezug** aufweisen, "d.h. unter Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse funktional für den Eisenbahnbetrieb erforderlich sind."

Serviceeinrichtungen zählen zu den Betriebsanlagen der Eisenbahnen, obgleich sie nicht ausdrücklich in § 2 Abs. 3 AEG genannt sind. Mit der Neuregelung des Begriffes

¹⁰ Kramer in: Kunz, EisenbahnR, A 4.1, AEG § 2 Rn. 29.

Eisenbahninfrastruktur in § 2 Abs. 3 AEG beabsichtigte der deutsche Gesetzgeber unter anderem, Art. 5 Abs. 1 S. 2 der RL 2001/14/EG vom 26.2.2001 (ABl. 2001 Nr. L 75/29) umzusetzen. Diese Vorschrift verweist auf die „... in Anhang II Nummer 2 genannten Leistungen ...“ und verlangt insoweit diskriminierungsfreien Zugang. Anhang II Nr. 2 der RL 2001/14/EG enthält aber gerade eine Aufzählung der Serviceeinrichtungen i. S. v. § 2 Abs. 3c AEG. Daher wird man das deutsche Recht so verstehen müssen, dass auch Serviceeinrichtungen zu den Betriebsanlagen der Eisenbahninfrastruktur gehören.

4.2.2.2. Planfeststellung nach dem Eisenbahnrecht

Nach § 18 AEG i. V. m. §§ 72 bis 78 VwVfG ist für die Errichtung von Betriebsanlagen einer Eisenbahn einschließlich der Bahnstromfernleitung ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Das gilt auch für die Errichtung von Wasserstoff-Tankstellen für Eisenbahnen, denn diese sind in § 2 Abs. 3c Nr. 1 AEG als Serviceeinrichtung definiert, und in dieser Eigenschaft stellen sie, wie oben ausgeführt, Betriebsanlagen der Eisenbahn dar.

4.2.2.3. Planfeststellung bei Serviceeinrichtungen

Für die Errichtung von "Betriebsanlagen einer Eisenbahn einschließlich Bahnfernstromleitungen" bedarf es nach § 18 AEG einer Planfeststellung. Betriebsanlagen sind Bahnanlagen. Als „Betriebsanlage einer Eisenbahn“ gilt jede Einrichtung, die eine **unmittelbar technische Eisenbahnbetriebsbezogenheit** aufweist. Diese wird beispielsweise bei Bahnhofsvorplätze, Bahnhofsparkplätze und Verwaltungsgebäude abgelehnt, jedoch bereits für ein Dienstgebäude, in welchem Mitarbeiter für den Ablauf des Bahnbetriebes tätig sind, angenommen.¹¹ Dasselbe gilt für Anlagen, die zur Bevorratung von Betriebsmitteln dienen wie z.B. Tankanlagen. Wasserstoff-Tankstellen für Eisenbahnen sind überdies in § 2 Abs. 3c Nr. 1 AEG ausdrücklich als Serviceeinrichtung benannt und zählen bei richtlinienkonformer Auslegung bereits aus diesem Grund auch zu den Eisenbahnbetriebsanlagen im Sinne von § 2 Abs. 3 AEG. Mit der 3. AEG Novelle sollte der Infrastrukturbegriff des § 2 Abs. 3 AEG mit dem Betriebsanlagenbegriff i. S. d. § 18 Abs. 1 Satz 1 AEG in Einklang gebracht werden. Auf diese Weise sollte ein umfassender Infrastrukturbegriff geprägt werden, für welchen einheitlich ein Zugangsanspruch nach § 14 AEG gilt und eine Planfeststellung nach § 18 AEG erforderlich ist.¹²

4.2.2.4. Rechtsfolgen der Planfeststellungen

a) Genehmigungswirkung

Die Planfeststellung ergeht als **Verwaltungsakt** im Wege eines Beschlusses des Eisenbahnbundesamtes (EBA), vgl. § 74 Abs. 1 S. 1 i. V. m. § 35 S. 1 VwVfG. Dieser Beschluss stellt die Zulässigkeit bezüglich aller betroffenen öffentlichen Interessen fest (§ 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG) und entfaltet **Genehmigungswirkung**. Er ermöglicht somit die Umsetzung des Vorhabens in Bezug auf den Erlaubnisvorbehalt des § 18 AEG, da eine Bahnanlage ohne die durch den Plan festgestellte Zulässigkeit verboten ist.¹³ Die Wirkung der Genehmigung bezieht sich nicht nur auf aktuelle Vorhaben, sondern erstreckt sich auch auf alle notwendigen **Folgemaßnahmen**.¹⁴ Folgemaßnahmen sind sämtliche Regelungen außerhalb der eigentlichen Zulassung des eisenbahnrechtlichen Vorhabens, die

¹¹ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 62 f.

¹² Fehling in: Hermes/Sellner, AEG § 2 Rn. 64.

¹³ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 26.

¹⁴ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 27.

für eine angemessene Entscheidung über die durch die Baumaßnahme an der Bahnanlage aufgeworfenen Konflikte erforderlich sind.¹⁵

b) Konzentrationswirkung

Der Planfeststellungsbeschluss entfaltet nach § 75 Abs. 1 S. 1 HS 2 VwVfG Konzentrationswirkung. Aus diesem Grund sind **weitere behördliche Entscheidungen** wie Genehmigungen nach Bauordnungsrecht, dem BImSchG oder der BetrSichV **nicht erforderlich**. Lediglich wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen nach § 19 WHG werden von der Konzentrationswirkung einer Planfeststellung nicht umfasst.¹⁶

Treffen bei einem Vorhaben mehrere auf Grund verschiedener Vorschriften jeweils mit Konzentrationswirkung verbundene Genehmigungsvorbehalte zusammen, ohne dass der Vorrang einer der Genehmigungen vor den anderen ausdrücklich geregelt ist, dominiert das Genehmigungserfordernis, welches auf Grund seiner umfassenderen Konzentrationswirkung einen größeren Kreis öffentlicher Vorschriften und Belange erfasst.¹⁷ Dem Planfeststellungsverfahren ist immanent, dass neben diesem andere behördliche, öffentlich rechtliche Entscheidungen zurücktreten.¹⁸ Aus diesem Grund werden die mit Konzentrationswirkung ergehenden Genehmigungen nach BImSchG und BetrSichV vom umfassenderen Planfeststellungsverfahren nach § 18 AEG umfasst.¹⁹ Alle anderen Bundes- oder Landesbehörden sind kraft Gesetzes nicht mehr zur Entscheidung befugt, so dass sich die Sachentscheidungskompetenz beim EBA konzentriert.²⁰ Der Planfeststellung kommt jedoch nur eine **formelle, nicht aber eine materielle Konzentrationswirkung** zu. Das bedeutet, dass sämtliche materiell-rechtlichen Regelungen - auch die der verdrängten Genehmigungsverfahren - ihre Geltung behalten und durch die Planfeststellungsbehörde im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens geprüft werden müssen.²¹ Folglich muss das EBA bei seiner Sachentscheidung über den Planfeststellungsantrag sämtliche bundes- und landesrechtlichen Genehmigungsvoraussetzungen einer Wasserstofftankstelle prüfen. BetrSichV, die jeweils einschlägige Lande-BauO oder das BImSchG sind also auch bei der Errichtung von Wasserstofftankstellen für Eisenbahnen maßgebliche Entscheidungsgrundlage. Lediglich die verfahrensrechtliche Einkleidung ist aufgrund der gesetzlichen Anordnung in § 18 AEG eine andere.²²

Die Behörde trifft in ihrem Planfeststellungsbeschluss eine Gesamtentscheidung, in der eine Vielzahl gesonderter Einzelentscheidungen enthalten ist. Bis zur Bestandskraft der Gesamtentscheidung ist jede Teilentscheidung selbständig anfechtbar.

c) Gestaltungswirkung

Dem Planfeststellungsbeschluss kommt gegenüber den Betroffenen und dem Vorhabenträger Gestaltungswirkung zu, da nach § 75 Abs. 1 S. 2 VwVfG der Beschluss alle

¹⁵ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 27.

¹⁶ Vgl. z. T. Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 29.

¹⁷ OVG Berlin, Beschluss vom 20. 10. 2000, Az: 2 S 9/00.

¹⁸ Stelkens/Bonk/Sachs/Neumann VwVfG § 75 Rn. 10.

¹⁹ Vgl. z. T. Vallender in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 29.

²⁰ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 29.

²¹ Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 30.

²² Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 29.

öffentlich-rechtlichen Beziehungen der Beteiligten rechtsgestaltend regelt.²³ Die Gestaltungswirkung begründet konstitutiv die Rechte und Pflichten aus der Planfeststellung unter Einschluss von Geboten und Verboten, sowohl für den Vorhabenträger als auch für die Betroffenen, im Hinblick auf alle von dem Vorhaben berührten öffentlichen Belange. Darüber hinaus überwindet der Planfeststellungsbeschluss kraft seiner Gestaltungswirkung rechtlich geschützte private und öffentliche Belange, die der Verwirklichung des Vorhabens sonst entgegenstünden.²⁴

Aufgrund dieser Gestaltungswirkung enthält der Planfeststellungsbeschluss daher unmittelbar eine Ermächtigung zum Eingriff in Rechte und Interessen Dritter.²⁵

d) Ausschlusswirkung

Gemäß § 75 Abs. 2 S. 1 VwVfG sind nach Unanfechtbarkeit des Planfeststellungsbeschlusses Ansprüche auf Unterlassung des Vorhabens, auf Beseitigung oder Änderung der Anlagen oder auf Unterlassung ihrer Benutzung ausgeschlossen. Demnach haben Eigentümer ab dem Zeitpunkt der Bestandskraft Eingriffe in ihr Eigentum zu dulden.²⁶

Es besteht die Möglichkeit, dass der Planfeststellungsbeschluss gegen über den Planbetroffenen zu unterschiedlichen Zeitpunkten unanfechtbar wird. Der Grund dafür liegt darin, dass die Planbetroffenen teils gemäß § 74 Abs. 4 VwVfG per Zustellung und teils gemäß § 74 Abs. 5 VwVfG durch öffentliche Bekanntmachung vom Planfeststellungsbeschluss Kenntnis erlangen. Folglich muss im Einzelfall geprüft werden, ob und wem gegenüber die Duldungswirkung eingetreten ist. Eine erfolgreiche Klage gegen einen Planfeststellungsbeschluss entfaltet in der Regel nur eine subjektiv-relative Wirkung gegenüber dem jeweiligen Kläger; die Duldungswirkung gegenüber anderen Planbetroffenen, den gegenüber der Beschluss bereits Bestandskraft entfaltet hat, bleibt unberührt.²⁷

Die Duldungswirkung bezieht sich auf öffentlich rechtliche Ansprüche und gilt sowohl für Betroffene als auch für Behörden. In jedem Fall erfasst die Duldungswirkung privatrechtliche Unterlassungs- und Beseitigungsansprüche, insbesondere aufgrund der §§ 861 ff., 903 ff., 1004 BGB.²⁸ Allerdings bleiben Ansprüche aus vertraglichen zivilrechtlichen Rechtstiteln unberührt.

4.2.2.5. Voraussetzungen der Planfeststellung

Die Planfeststellung unterliegt formellen und materiellen Voraussetzungen.

a) Formelle Voraussetzungen der Planfeststellung - Zuständigkeit

Die **sachlich zuständige Planfeststellungsbehörde** für Betriebsanlagen von Eisenbahnen ist gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 Satz 2 BEVVG das **Eisenbahn-Bundesamt (EBA)**. Das Planfeststellungsverfahren ist ein förmliches Verfahren, welches nach **§ 1 Abs. 1 Nr. 1 VwVfG** auf das **Eisenbahninfrastrukturzulassungsverfahren** anwendbar ist, da das EBA

²³ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 34.

²⁴ Neumann in: Selkens/Bonk/Sachs, VwVfG § 75 Rn. 20.

²⁵ BVerwGE 80,7,10f.

²⁶ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 41.

²⁷ BVerwGE 136, 291 Rn. 25.

²⁸ BGHZ 161, 323, 328 ff.; OVG Lüneburg NordÖR 2006, 498.

als **Planfeststellungsbehörde** eine **Bundesbehörde** ist. Die Eisenbahnverkehrsverwaltung des Bundes wird nach Art. 87 e Abs. 1 S. 1 GG in bundeseigener Verwaltung geführt.²⁹ Für nicht bundeseigene Bahnen richtet sich die Zuständigkeit nach Landesrecht.

b) Verfahren

Für die Zulassung des Baus oder der Änderung von Eisenbahnanlagen bedarf es nach § 18 AEG einer Planfeststellung. Zudem gelten die §§ 18 a und 18 c AEG, welche das Planfeststellungsverfahren den eisenbahnrechtlichen Besonderheiten anpassen. Während § 18 a AEG die allgemeine Regelung des Anhörungsverfahrens nach § 73 VwVfG eisenbahnrechtlich anpasst, handelt § 18 c AEG in Abweichung zu § 75 Abs. 4 AEG von einer fachgesetzlichen Sonderregelung zur Geltungsdauer eisenbahnrechtlicher Planungen.³⁰

Diese gehen als Sonderregelungen den allgemeinen Vorschriften des Verwaltungsverfahrensgesetzes vor.

Einem Antrag auf Planfeststellung sind stets spezifische Planunterlagen beizufügen. Der Plan umfasst nach § 73 VwVfG Erläuterungen zum Vorhaben und seines Anlasses, Zeichnungen, Verzeichnisse und Erklärungen zu den vom Vorhaben betroffenen Grundstücken und Anlagen. Welche Unterlagen im konkreten Fall erforderlich sind, ergibt sich aus der Planfeststellungs-Richtlinie (Nr. 12: Antrag auf Planfeststellung und Antragsunterlagen), dem Umweltleitfaden und dem Leitfaden Antragsunterlagen des Eisenbahnbundesamtes (EBA). Das Planfeststellungsverfahren selbst richtet sich nach den §§ 72 bis 78 VwVfG. Im Planfeststellungsverfahren werden die vom Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange sowie die Umweltverträglichkeit bewertet und gegeneinander abgewogen. Es wird unter anderem geklärt, ob das Vorhaben technisch umsetzbar ist, die Planung den geltenden Regelwerken und Sicherheitsstandards entspricht, ob für das Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist und gegebenenfalls zu welchem Ergebnis diese Prüfung führt, ob das Vorhaben öffentliche Belange berührt, ob das Vorhaben Rechte oder Belange Dritter berührt und letztere in der Planrechtsentscheidung zu berücksichtigen sind.

Die Vorlage des Plans gegenüber der Planfeststellungsbehörde wirkt gleichzeitig als Antrag auf Einleitung eines Planfeststellungsverfahrens.

Das EBA prüft die Unterlagen auf Vollständigkeit, Plausibilität und technische Realisierbarkeit. Daran anschließend werden diese durch das EBA an die Anhörungsbehörde des Bundeslandes weitergeleitet, in dem sich das Vorhaben voraussichtlich auswirkt. Das Anhörungsverfahren erfolgt selbstständig und eigenverantwortlich durch die Landesbehörde. Zum Anhörungsverfahren zählt beispielsweise die öffentliche Auslegung der Planfeststellungsunterlagen in der betroffenen Gemeinde. Im Anschluss an das Anhörungsverfahren leitet die Landesbehörde eine abschließende Stellungnahme an das EBA weiter, welches im Folgenden über die Zulässigkeit des Vorhabens entscheidet.

²⁹ Vallender in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 4.

³⁰ Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 c Rn. 1.

c) Modifizierung des Planfeststellungsverfahrens nach §§ 18 a und c AEG

aa) Öffentlichkeitsbeteiligung unter der Modifikation des § 18 a AEG

§ 18 a AEG enthält spezielle Vorschriften für die Durchführung des Anhörungs-verfahrens. Das Anhörungsverfahren ist kein eigenständiges Verwaltungsverfahren, sondern lediglich der erste Abschnitt des Planfeststellungsverfahrens. Es handelt sich um ein besonderes Verfahren zur Beteiligung aller betroffenen Rechtsträger. Zuständig dafür ist nicht das EBA als Planfeststellungsbehörde, sondern die nach Landesrecht jeweils festgelegte Anhörungsbehörde.

Ziel der Anhörungsphase ist

- die Beteiligung von Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist,
- die Öffentlichkeitsbeteiligung
- und die Beteiligung anerkannter Umweltvereinigungen.³¹

Das Anhörungsverfahren soll sicherstellen, dass alle Träger öffentlicher und privater Belange sich zu dem jeweiligen Vorhaben äußern können und dass der Planfeststellungsbehörde auf diese Weise alle für ihre Abwägungsentscheidung relevanten Informationen zur Verfügung gestellt werden.

In die Anhörung einzubeziehen sind insbesondere auch Gemeinden, sonstige juristische Personen des öffentlichen Rechts und betroffene Behörden. Nach § 18 S. 3 AEG i. v. m. § 73 Abs. 2 VwVfG beginnt das Anhörungsverfahren sogar mit einer Aufforderung der Anhörungsbehörde an die in ihrem Aufgabenbereich berührten Fachbehörden zur Abgabe einer Stellungnahme. Danach ist der jeweilige Plan in allen Gemeinden, auf die sich das Vorhaben voraussichtlich auswirken wird, zur Einsichtnahme auszulegen (§ 18 S. 3 AEG i. V. m. § 73 Abs. 2 u. 3 VwVfG). Die Auslegung des Plans ist von den verpflichteten Gemeinden in ortsüblicher Weise bekanntzumachen (§ 18 S. 3 AEG i. V. m. § 73 Abs. 5 VwVfG). Daran schließt sich die Erhebung von Einwendungen durch die Betroffenen und die Abgabe von Stellungnahmen durch Umweltvereinigungen an (§ 18 S. 3 AEG i. V. m. § 73 Abs. 4 VwVfG).

Nach der seit dem 01.06.2014 geltenden Fassung von § 18a AEG weicht das Anhörungsverfahren in eisenbahnrechtlichen Planfeststellungen nur noch in zwei formalen Punkten vom allgemeinen Verwaltungsverfahrensrecht ab:

- § 18a Nr. 1 AEG eröffnet der Anhörungsbehörde die Möglichkeit, nach pflichtgemäßem Ermessen auf die in § 73 Abs. 6 VwVfG vorgesehene Erörterung von Stellungnahmen und Einwendungen zu verzichten.

³¹

Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 a Rn. 1.

- § 18a Nr. 2 AEG enthält ein gesetzliches Regelbeispiel für einen solchen Erörterungsverzicht. Eine Erörterung kann in der Regel entfallen, wenn ein ausgelegter Plan vor seiner Feststellung geändert werden soll, ohne dass das Grundkonzept des Vorhabens berührt wird.³²

bb) Geltungsdauer des Beschlusses unter der Modifikation des § 18 c AEG

§ 18 c AEG betrifft die Modifikation der **Geltungsdauer** eisenbahnrechtlicher Planfeststellungen. Diese beträgt nach **§ 18 c AEG zehn Jahre**; die Frist kann sogar um maximal fünf Jahre verlängert werden. Innerhalb dieses Zeitraums ab Unanfechtbarkeit muss mit der Realisierung des Vorhabens begonnen werden; andernfalls wird eine neue Planfeststellung erforderlich. Dagegen entfaltet nach allgemeinem Verwaltungsverfahrenrecht eine Planfeststellung insgesamt nur für fünf Jahre Wirksamkeit (vgl. § 75 Abs. 4 VwVfG).

d) Materielle Voraussetzungen an die Planfeststellung

In der Sache müssen auch für eine Planfeststellung eisenbahnrechtlicher Vorhaben die allgemeinen materiellen Voraussetzungen gegeben sein. Insofern unterscheidet sich das Eisenbahnrecht nicht vom allgemeinen Verwaltungsverfahrenrecht.

aa) Planrechtfertigung

Insbesondere bedarf es stets einer Planrechtfertigung. Diese ist anzunehmen, wenn das Vorhaben aus Gründen des Gemeinwohls objektiv erforderlich ist.³³

Wasserstoff-Tankstellen fördern den effizienten und schonenden Umgang mit Energie und Ressourcen und sind umweltschonender als herkömmliche Brennstoffanlagen und dienen damit in erforderlicher Weise dem Gemeinwohl. Das geplante Vorhaben muss ferner in Zielkonformität zu den zugrunde liegenden Fachgesetzen stehen. Diese ist bei eisenbahnrechtlichen Vorhaben in der Regel anzunehmen.

Somit werden Wasserstofftankstellen für Eisenbahnen jedenfalls auf der Ebene der Planrechtfertigung keine Probleme aufwerfen.

bb) Gesetzliche Bedarfsfeststellung

Die grundsätzlich im eisenbahnrechtlichen Planfeststellungsverfahren erforderliche gesetzliche Bedarfsfeststellung nach dem Bundesschienenwegeausbaugesetz ist bei Wasserstoff-Tankstellen nicht relevant, da diese nicht den Schienenwegeausbau betreffen.

³² Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 a Rn. 2.

³³ Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 a Rn. 2.

cc) Planungsleitsätze (zwingendes Recht)

Planungsleitsätze sind bei der Planfeststellungsentscheidung stets zu beachten. Sie stellen **zwingendes Recht** dar und können durch eine Abwägung nicht überwunden werden (vgl. BVerwGE 71, 163). Eine Planung, die gegen zwingendes Recht verstößt, ist ohne weiteres rechtswidrig.

Das Allgemeine Eisenbahngesetz enthält keine eigenen, eisenbahnrechtlichen Planungsleitsätze. Dessen ungeachtet sind aber die Planungsleitsätze der **allgemeinen Fachgesetze** zu beachten. Zwingend einzuhaltende Rechtsvorschriften für Errichtung und Betrieb von Wasserstofftankstellen finden sich insbesondere in der BetrSichV und im BlmschG. Ebenso ist bei kleineren (Lagerung von weniger als 3 Tonnen) und mobilen Anlagen stets die Landesbauordnung zu beachten.

Typischerweise für Wasserstofftankstellen einschlägige Planungsleitsätze sind ferner die **naturschutzrechtlichen Pflichten**. So verlangt § 13 BNatSchG allgemein, erhebliche Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft zu vermeiden; unvermeidbare Beeinträchtigungen sind durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen zu kompensieren. Hierbei müssen regelmäßig Vorschriften des Artenschutzes und zu Natura 2000 (Eingriffsregelung nach §§ 31 ff. BNatSchG) berücksichtigt werden. Das BNatSchG definiert allerdings keine Flächen respektive Zonen, in denen der Betrieb von H₂-Tankstellen grundsätzlich verboten wäre. Darüber hinaus können zwingende Normen wie § 13 BNatSchG zwar nicht durch Abwägung mit anderen Belangen relativiert werden. Ihre Tatbestände selbst stehen jedoch durchaus einer Auslegung offen.

Gebunden sind die Planfeststellungsbehörden auch an Vorgaben der Raumordnung und Landesplanung.³⁴ Gerade bei Vorhaben der Eisenbahn, die sich regelmäßig großflächig auswirken, spielt die Harmonisierung mit Raumordnung und Landesplanung eine erhebliche Rolle. Ebenso bedeutsam ist die Bindung der eisenbahnrechtlichen Fachplanung an die Flächennutzungspläne der Gemeinden. Diese ist in § 7 S. 1 BauGB niedergelegt, unter der Voraussetzung, dass die DB AG oder eine ihrer Konzerngesellschaften als Planungsträger nach § 4 oder § 13 BauGB an der Flächennutzungsplanung beteiligt worden ist und dem Plan nicht widersprochen hat. Bebauungspläne stellen für die eisenbahnrechtliche Fachplanung dagegen keine zwingenden Vorgaben dar. Bebauungspläne sind lediglich als Abwägungsbelang zu berücksichtigen. Dies ergibt sich aus § 38 BBauG.³⁵

dd) Abwägungsgebot

§ 18 PBefG enthält ausdrücklich eine Verpflichtung der Planfeststellungsbehörde zur Abwägung aller von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange. Das Abwägungsgebot des § 18 AEG ist Folge der Zuständigkeitskonzentration bei der Planfeststellungsbehörde. Es wurde von den Gerichten als notwendiges Kontrollkorrektiv zur planerischen Gestaltungsfreiheit gefordert und daraufhin vom Gesetzgeber übernommen.

³⁴ Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 120.

³⁵ Vallendar in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 125.

Das Vorhaben ist gegen öffentliche und private Interessen, einschließlich der Umweltverträglichkeit abzuwägen.³⁶

Danach hat die Planfeststellungsbehörde in einer bilanzierenden Betrachtung die für und gegen das jeweilige Vorhaben sprechenden Belange zu ermitteln, eigenständig zu gewichten und zueinander ins Verhältnis zu setzen.³⁷ Wasser-stofftankstellen weisen insofern keine Besonderheiten gegenüber anderen Eisenbahninfrastrukturvorhaben auf.

ee) Abschnittsbildung

Bei großen, komplexen Vorhaben, die im Bereich der Eisenbahninfrastruktur nicht unüblich sind, kann es erforderlich werden, ein Planfeststellungsverfahren in einzelne Abschnitte zu unterteilen. Hauptanwendungsfall dafür ist der Neubau oder Ausbau einer Trasse.³⁸

Stationäre Wasserstoff-Tankstellen haben allerdings stets räumlich begrenzte Dimensionen, so dass für eine abschnittsweise Aufgliederung des Planfeststellungsverfahrens kein Bedarf entstehen wird. Anders ist die Rechtslage bei mobilen Betankungsanlagen zu beurteilen, die an wechselnden Standorten zum Einsatz kommen sollen. Bei diesen ist für jeden Standort ein eigenes Planfeststellungsverfahren durchzuführen.

ff) Lärmschutz

Lärmschutz ist grundsätzlich ein zu beachtender Aspekt in der Planfeststellung. Die Anforderungen, die an die jeweilige Anlage hinsichtlich des Lärmschutzes gestellt werden bemessen sich daran, ob die einzelne Wasserstofftankstelle eine genehmigungsbedürftige Anlage im Sinne des § 5 BImSchG darstellt oder nicht. Die Schutz- und Abwehrlpflicht im Bereich des Lärms von nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen, im Sinne des § 22 BImSchG, konkretisiert sich durch die Regelung der Nr. 4 der TA-Lärm.³⁹ Für genehmigungsbedürftige Anlagen konkretisieren sich diese Pflichten in den Anforderungen der Nr. 3.2 der TA Lärm.⁴⁰

Bei Wasserstoff-Tankstellen werden wegen des Betriebs der Kompressoren regelmäßig hohe Lärmemissionen auftreten. Ob und bis zu welcher Grenze diese an den jeweiligen Standorten zugelassen werden können, beurteilt sich nach den Immissionsschutzgesetzen des Bundes und der Ländern.

§ 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG legt allgemein fest, dass „genehmigungsbedürftige Anlagen ... so zu errichten und zu betreiben ...“ sind, dass „... schädliche Umwelteinwirkungen ... und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können“. Wasserstofftankstellen der Eisenbahn sind aus dem Anwendungsbereich des § 5 BImSchG nicht generell ausgeschlossen. Auch wenn „öffentliche Verkehrswege“ als

³⁶ Vallendar/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 137 ff.

³⁷ Vallendar/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 137.

³⁸ Vallendar/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 171.

³⁹ Jarass in: BImSchG, § 5 Rn. 51.

⁴⁰ Jarass in: BImSchG, § 5 Rn. 42.

solche gem. § 3 Abs. 5 Nr. 3 BImSchG nicht als „Anlagen im Sinne des Gesetzes“ gelten, so stellen die Kompressoren doch in jedem Fall Maschinen oder Geräte i. S. v. § 3 Abs. 5 Nr. 2 BImSchG dar und fallen aus diesem Grunde unter den Anlagenbegriff. Als „schädliche Umwelteinwirkungen“, die es zu vermeiden gilt, betrachtet das BImSchG in § 3 Abs. 1 bereits „... Immissionen, die ... geeignet sind, ... erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbei-zuführen“. Zu den „Immissionen“ gehören nach der Definition in § 3 Abs. 2 BImSchG fraglos auch alle Arten von Geräuschen.

Bei raumbedeutsamen Einzelmaßnahmen, worunter insbesondere Planfeststellungsverfahren zu verstehen sind, verpflichtet § 50 S. 1 BImSchG die Planfeststellungsbehörde, „schädliche Umwelteinwirkungen“ zu Lasten der dort genannten Schutzgebiete – d. h. insbesondere Wohn- und Freizeitgebiete – schon in ihrer Planungsentscheidung so weit wie möglich zu vermeiden. Innerhalb welcher Grenzen Lärmimmissionen noch hingenommen werden können, ergibt sich aufgrund § 48 Abs. 1 BImSchG aus der TA Lärm. In dieser Verwaltungsvorschrift sind die zulässigen Lärmpegel nach Betroffenheitssphären differenziert festgelegt.

Diese Grenzwerte gelten nach § 22 BImSchG i. V. m. Ziff. 4. TA Lärm auch für Anlagen, die keiner Genehmigung nach dem BImSchG bedürfen, sondern anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften – etwa der BetrSichV – unterliegen.

gg) Erschütterungsschutz

Aufgrund des Betriebs von Kompressoren ist möglicherweise bei der planerischen Abwägung auch der Schutz vor Erschütterungen zu beachten. Zwar sind viele Kompressoren schwingungsisoliertkonstruiert und erschütterungsfrei gelagert. Ausschließen lassen sich solche Auswirkungen aber nie, zumal besondere Vorschriften für die Errichtung von Fundamenten für Kompressoren nicht existieren.

Erschütterungen zählen ebenfalls zu den in § 3 Abs. 2 BImSchG definierten Immissionen, die schädliche Umwelteinwirkungen i.S.v. § 3 Abs. 1 BImSchG verursachen können.⁴¹ § 50 S. 1 BImSchG verlangt auch insoweit von einer Planfeststellungsbehörde bei der Planung entsprechend gefahrgeneigter Anlagen die Entwicklung einer Konzeption, die erhebliche Belästigungen (§ 3 Abs. 1 BImSchG) durch Erschütterungsimmissionen so weit wie möglich vermeidet. Eine hoheitliche Festlegung von Grenzwerten für hinzunehmende Erschütterungen durch Rechtsverordnung oder technische Anleitung gibt es nicht. Führt das Konzept der Planfeststellungsbehörde nicht zu einer Vermeidung derartiger Störungen, so ist ein sogenanntes Erschütterungsschutz-Konzept zu erarbeiten, das entweder Beschränkungen des Anlagenbetriebs gem. § 74 Abs. 2 S. 2 VwVfG oder Kompensationsmaßnahmen für die Betroffenen gem. § 74 Abs. 2 S. 3 VwVfG vorsieht.⁴²

⁴¹ Vallendar/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 208.

⁴² Vallendar/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 208.

hh) Elektromagnetische Felder

Durch die Elektrolyse könnten unter Umständen elektromagnetische Felder entstehen. In diesem Fall wäre das Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG), als Folge der Richtlinie 2014/30/EU, zu beachten.

e) Umweltverträglichkeitsprüfung

Von der Planfeststellung ist auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung erfasst. Diese wird bei sehr großen Anlagen nicht zu vermeiden sein und bei mittelgroßen Anlagen häufig von der Planfeststellungsbehörde verlangt werden. Im Hinblick auf Verkehrsvorhaben verlangt Nr. 14.7 der Anlage 1 zu § 3 Abs. 1 S. 1 und § 3b UVPG eine Umweltverträglichkeitsprüfung zwar nur für den Bau eines Schienenweges von Eisenbahnen mit den dazugehörigen Betriebsanlagen einschließlich der Bahnstromfernleitung.

Allerdings kann sich eine UVP-Pflicht bei Wasserstofftankstellen auch unabhängig vom Bau eines Schienennetzes aus Nr. 9.3 der Anlage 1 zum UVPG ergeben. Wasserstoff ist unter Nr. 17 der Stoffliste zu Nr. 9.3 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV erfasst und fällt damit unter Ziff. 9.3 der Anlage 1 zum UVPG. Einrichtungen zur Lagerung von Wasserstoff mit einem Fassungsvermögen von 200.000 Tonnen und mehr bedürfen danach in jedem Fall einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Bei einem Fassungsvermögen von 30 Tonnen und mehr ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich, wenn das Vorhaben als solches nach Einschätzung der Behörde im Rahmen einer allgemeinen Vorprüfung nach § 3c S. 1 UVPG erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann. Selbst ab einem Fassungsvermögen von 3 Tonnen ist bereits eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen, wenn aufgrund der besonderen örtlichen Gegebenheiten im Rahmen einer Prüfung nach § 3c S. 2 UVPG mit erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen zu rechnen ist.

Nach § 2 Abs. 1 S. 2 UVPG wird mit der UVP die Auswirkungen des Bauvorhabens auf Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Wasser, Luft, Klima, Landschaft, Kultur und sonstige Sachgüter ermittelt, beschrieben und bewertet.⁴³ Ob mit erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen zu rechnen ist, beurteilt das EBA nach § 12 UVPG auf der Grundlage einer zusammenfassenden Darstellung nach § 11 UVPG und berücksichtigt diese bei ihrer planerischen Abwägung über die Zulassung des Vorhabens.⁴⁴

4.2.3. Anwendbarkeit der allgemeinen Genehmigungsvoraussetzungen für Eisenbahntankstellen auf das Medium „Wasserstoff“

Der vorstehend dargestellte Rechtsrahmen für die Errichtung und den Betrieb von Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme von Eisenbahnen gilt unmittelbar auch für Wasserstofftankstellen. Letztere sind ebenso wie herkömmliche Dieseltankstellen Serviceeinrichtungen i. S. v. § 2 Abs. 3c Nr. 1 AEG.

Auch die maßgeblichen Vorschriften zum Planfeststellungsverfahren (§ 18 AEG) und zu den sachlichen Genehmigungsvoraussetzungen (BetrSichV, BImSchG) differenzieren nicht nach der Art des Treibstoffs. Anlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen mit entzündbaren Flüssigkeiten oder Gasen sind in gleicher Weise von § 18 Abs. 1 Nr. 3 und Nr. 5 BetrSichV erfasst. Gleiches gilt für die Anwendbarkeit des BImSchG auf Behältnisse zur Lagerung von brennbaren Gasen und Flüssigkeiten gem. Ziff. 9.1 und 9.2 von Anhang 1 zur 4. BImSchV.

⁴³ Vallender/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 93.

⁴⁴ Vallender/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG, § 18 Rn. 93

Es bleibt somit auch in Ansehung der Besonderheiten des Mediums „Wasser-stoff“ bei der oben dargestellten Rechtslage für die Genehmigung der Errichtung und des Betriebs einer Betankungsanlage.

4.2.4. Verfahrensablauf

Demnach könnte ein Zulassungsverfahren für eine H₂-Tankstelle für Eisenbahnen wie folgt ablaufen:

1. Das Eisenbahninfrastrukturunternehmen stellt einen Antrag auf Planfeststellung nach § 18 AEG.
2. Er legt dem Antrag die erforderlichen Unterlagen nach der Planfeststellungsrichtlinie, dem Umweltleitfaden und dem Leitfaden Antragsunterlagen des EBA bei, sowie ein Gutachten des ZÜS nach LEISA 49/2008.
3. Das EBA führt ein Planfeststellungsverfahren nach §§ 72-78 VwVfG und §§ 18 ff AEG durch. Dabei berücksichtigt es aufgrund der Konzentrationswirkung des Planfeststellungsverfahrens auch folgende Belange:
 - a. Im Falle der Lagerung von unter 3 Tonnen: Sind die Voraussetzungen der BetrSichV und der TRBS erfüllt?
 - b. Im Falle von Lagerung über 3 Tonnen: Sind die Voraussetzungen der 9. BImSchV erfüllt?
 - c. Ist das Vorhaben nach der Landesbauordnung genehmigungsfähig?
4. Weiterleitung des Plans durch die EBA an die Anhörungsbehörde
5. Beteiligung der Öffentlichkeit im Rahmen der Anhörung
6. Anhörungsbehörde leitet seine Stellungnahme zum Ergebnis des Anhörungsverfahrens an das EBA weiter
7. EBA erlässt den Planfeststellungsbeschluss (Verwaltungsakt)

4.2.5. Betrieb von Tankstellen für Eisenbahnen

Nach § 6 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 AEG ist das Betreiben von Serviceeinrichtungen genehmigungsfrei. § 6 regelt die allgemeine gewerberechtliche Erlaubnis für den Zugang zum Beruf des Eisenbahnunternehmers. Die Öffnung des Schienennetzes gem. § 14 AEG erfordert die Voraussetzungen für Aufnahme und Beendigung des Eisenbahngewerbes für Eisenbahnen im Sinne des § 3 AEG bundeseinheitlich zu regeln.

Nach § 6 Abs. 1 S. 1 AEG unterliegt nur das Erbringen von Eisenbahnverkehrsleistungen (Nr. 1) und bedürfen die Halter von Eisenbahnfahrzeugen, die selbstständig am Eisenbahnbetrieb teilnehmen (Nr. 2), sowie solche, die Schienenwege, Steuerungs- und Sicherheitssysteme oder Bahnsteige betreiben, einer Genehmigung.

Nach § 6 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 AEG sind öffentliche Eisenbahninfrastrukturunternehmen für das Betreiben von Serviceeinrichtungen einschließlich der Schienenwege und der Steuerungs- und Sicherheitssysteme sowie für die mit dem Zugang zu Serviceeinrichtungen verbundenen Leistungen von der Genehmigungsbedürftigkeit befreit. Da es sich bei Tankstellen um

Serviceeinrichtungen im Sinne des § 2 Abs. 3 c AEG handelt, ist ihr Betrieb mithin genehmigungsfrei.

Genehmigungsfreiheit gilt jedoch nur für den Betrieb als solchen. Errichtung und jede bauliche Veränderung einer solchen Serviceeinrichtung bedürfen wie oben ausgeführt in jedem Fall Genehmigung durch Planfeststellungsbeschluss nach § 18 AEG i. V. m. BetrSichV oder BImSchG.⁴⁵

4.2.6. Genehmigung für Wasserstoff-Erzeugungseinheiten nach dem BImSchG

Für Elektrolyseure und lokale Wasserstoffspeicher richtet sich die Genehmigung nach den Bestimmungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG), wenn es sich dabei um genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des BImSchG handelt, § 4 Abs. 1 BImSchG. Der Kreis der genehmigungsbedürftigen Anlagen im Sinne des BImSchG wird durch die 4. BImSchV abschließend festgelegt.

a) Genehmigungsbedürftige Anlage

Mit „genehmigungsbedürftigen Anlagen“ sind gemäß der Legaldefinition in § 4 Abs. 1 BImSchG alle Anlagen gemeint, die in dem Zeitpunkt, in dem die Regelung zur Anwendung kommen soll, in der 4. BImSchV aufgeführt sind und nicht unter § 4 Abs. 2 BImSchG fallen.

Der Begriff der genehmigungsbedürftigen Anlage setzt zunächst eine Anlage i. S. d. § 3 Abs. 5 BImSchG voraus. Bei Elektrolyseuren sowie lokalen Wasserstoffspeichern wird es sich in der Regel um Betriebsstätten oder sonstige ortsfeste Einrichtungen gemäß § 3 Abs. 5 Nr. 1 BImSchG und damit um Anlagen nach dem BImSchG handeln.

Elektrolyseure

Bei einem Elektrolyseur kann es sich nach Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV um eine genehmigungsbedürftige Anlage handeln. Im Abschnitt 4 behandelt die 4. BImSchV „Chemische Erzeugnisse, Arzneimittel, Mineralölraffination und Weiterverarbeitung“. Von Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV erfasst sind:

„Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang [...] zur Herstellung von Gasen wie Ammoniak, Chlor und Chlorwasserstoff, Fluor und Fluorwasserstoff, Kohlenstoffoxiden, Schwefelverbindungen, Stickstoffoxiden, Wasserstoff, Schwefeldioxid, Phosgen“

Für diese Anlagen findet stets das Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) Anwendung.

Eine Herstellung des Gases Wasserstoff soll in einem Elektrolyseur stattfinden.

Diese Herstellung müsste außerdem „in industriellem Umfang“ erfolgen. Wann ein solcher Umfang erreicht ist, wird weder in der 4. BImSchV noch sonst im Bundes-Immissionsschutzgesetz näher definiert. Wenn eine Wasserstoffherstellung lediglich in sehr geringen Mengen stattfindet, könnte es sich bei einem Elektrolyseur daher ggf. noch um eine nicht genehmigungsbedürftige Anlage handeln. Jedenfalls bei einer großtechnischen Herstellung von Wasserstoff zur zentralen Versorgung einer Vielzahl von Abnehmern wird ein industrieller Umfang aber regelmäßig gegeben sein und werden die Elektrolyseure damit nach dieser Vorschrift der Genehmigungspflicht unterliegen.

⁴⁵

Vallender/Wurster in: Hermes/Sellner, AEG § 18 Rn. 212 ff.

Ob eine chemische Umwandlung in industriellem Umfang geplant ist, muss nach diesen – und ggf. auch weiteren – Kriterien im Einzelfall anhand des konkreten Projekts untersucht werden.

Soweit eine Herstellung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur in industriellem Umfang stattfindet, handelt es sich beim Elektrolyseur also um eine nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlage. Für die Genehmigungspraxis wäre eine Klarstellung des Verordnungsgebers darüber, wann ein „industrieller Umfang“ der Herstellung gegeben ist, sicherlich hilfreich (etwa unter Bezugnahme auf bestimmte Mengenschwellen). Die Länder könnten hier eine größere Klarheit aber auch durch Verwaltungsvorschriften erreichen, in denen für Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff das Merkmal des industriellen Umfangs näher ausdifferenziert wird.

Außerdem ist darauf hinzuweisen, dass sich das Genehmigungserfordernis nach dem BImSchG auch auf Nebeneinrichtungen von anderen genehmigungsbedürftigen Anlagen erstrecken kann, siehe zu den Voraussetzungen § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV. Sofern die Elektrolyse je nach den konkreten Verhältnissen im Einzelfall als Nebeneinrichtung einer anderen Anlage betrieben werden soll, die ihrerseits nach der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig ist, kann sich das Genehmigungserfordernis möglicherweise auch auf die Elektrolyse erstrecken.

Wenn Wasserstoff erst als Gas erzeugt und sodann für Transport und Einsatz verflüssigt wird, greift für die Einrichtung zur Wasserstoffherzeugung unter den genannten Bedingungen nach unserer Einschätzung weiterhin das Erfordernis einer Genehmigung nach dem BImSchG.

Lokale Wasserstoffspeicher

In Abschnitt 9 der 4. BImSchV sind nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlagen aus den Bereichen „Lagerung, Be- und Entladen von Stoffen und Gemischen“ aufgelistet. Hiernach kann es sich auch bei lokalen Wasserstoffspeichern um eine genehmigungsbedürftige Anlage handeln (zur Lagerung in unterirdischen Speichern siehe unten VI.).

In Nr. 9.3 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV werden insbesondere aufgeführt:

„Anlagen, die der Lagerung von in der Stoffliste zu Nummer 9.3 (Anhang 2) genannten Stoffen dienen, mit einer Lagerkapazität von

(Ziffer 9.3.1) den in Spalte 4 der Stoffliste (Anhang 2) ausgewiesenen Mengen oder mehr,

(Ziffer 9.3.2) den in Spalte 3 der Stoffliste (Anhang 2) bis weniger als den in Spalte 4 der Anlage ausgewiesenen Menge“.

Im Fall der Ziffer 9.3.1 ist ein Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) durchzuführen, im Fall der Ziffer 9.3.2 lediglich ein Vereinfachtes Verfahren gemäß § 19 BImSchG (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung).

In der Stoffliste zu Nr. 9.3 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV, die sich in Anhang 2 der 4. BImSchV befindet, wird Wasserstoff in Nummer 17 der Spalte 1 aufgeführt. Die in Anhang 2 genannte Mengenschwelle für Wasserstoff nach Spalte 4 beträgt 30 Tonnen, die Mengenschwelle nach Spalte 3 beträgt 3 Tonnen.

Ab der Lagerung von 3 Tonnen Wasserstoff besteht damit auch im Hinblick auf die Anlage zur Lagerung eine Genehmigungsbedürftigkeit nach dem BImSchG. Bei Einrichtungen zur Lagerung von Wasserstoff mit einer Kapazität von drei Tonnen bis weniger als 30 Tonnen kommt eine Genehmigung im vereinfachten Verfahren in Betracht, während für

Einrichtungen mit einer Kapazität zur Lagerung von 30 Tonnen Wasserstoff oder mehr das Regelverfahren für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung eingreift (zum Genehmigungsverfahren siehe unten 2.). Die Mengenschwellen dafür, dass eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erforderlich wird, liegen damit deutlich niedriger als bei der Lagerung von Diesel oder Benzin.

Auch an dieser Stelle ist zudem darauf hinzuweisen, dass sich das Genehmigungserfordernis nach dem BImSchG nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV auch auf Nebeneinrichtungen von anderen genehmigungsbedürftigen Anlagen erstrecken kann.

Ausnahme bei Anlagen im Labor- oder Technikumsmaßstab

Nach § 1 Abs. 6 der 4. BImSchV bedürfen Anlagen keiner Genehmigung nach dem BImSchG,

„soweit sie der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren im Labor- oder Technikumsmaßstab dienen; hierunter fallen auch solche Anlagen im Labor- oder Technikumsmaßstab, in denen neue Erzeugnisse in der für die Erprobung ihrer Eigenschaften durch Dritte erforderlichen Menge vor der Markteinführung hergestellt werden, soweit die neuen Erzeugnisse noch weiter erforscht oder entwickelt werden.“

Die Anlage müsste demnach zunächst allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung dienen. Wenn sie auch anderen Zwecken dient, ist sie genehmigungsbedürftig.

Außerdem müsste sich die Anlage im Labor- oder Technikumsmaßstab befinden. Dieser dürfte dann überschritten sein, wenn Stoffe und Erzeugnisse in einem Umfang hergestellt werden, der eine wirtschaftliche Vermarktung erlaubt.

b) Genehmigungsverfahren

Wenn es sich nach den aufgezeigten Nummern des Anhangs zur 4. BImSchV um eine genehmigungsbedürftige Anlage handelt, ist für diese zur Errichtung und zum Betrieb eine Genehmigung nach dem BImSchG einzuholen.

Welches Genehmigungsverfahren für die Anlagen durchgeführt wird, richtet sich nach § 2 der 4. BImSchV. Das allgemeine Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG ist nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 der 4. BImSchV zu durchlaufen für

„a) Anlagen, die in Spalte c des Anhangs 1 mit dem Buchstaben G gekennzeichnet sind,

b) Anlagen, die sich aus in Spalte c des Anhangs 1 mit dem Buchstaben G und dem Buchstaben V gekennzeichneten Anlagen zusammensetzen,

c) Anlagen, die in Spalte c des Anhangs 1 mit dem Buchstaben V gekennzeichnet sind und zu deren Genehmigung nach den §§ 3a bis 3f des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist“.

Soweit eine Anlage allein in Spalte c des Anhangs 1 zur 4. BImSchV mit dem Buchstaben V gekennzeichnet ist, kommt daher – wenn keiner der vorgenannten Fälle vorliegt – die Durchführung eines vereinfachten Verfahrens nach § 19 BImSchG in Betracht, § 2 Abs. 1 Nr. 2 der 4. BImSchV.

c) Genehmigungsvoraussetzungen / Betreiberpflichten

Die Genehmigungsvoraussetzungen für nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlagen ergeben sich aus § 6 BImSchG. Für die Erteilung einer Genehmigung kommt es insbesondere darauf an, dass die Betreiberpflichten aus § 5 BImSchG erfüllt werden sowie weitere durch Verordnung konkretisierte Anforderungen eingehalten werden. Außerdem dürfen andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen. Auch diverse andere öffentlich-rechtliche Vorschriften werden daher – sofern die Anlage nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig ist – im Rahmen der Genehmigung nach dem BImSchG geprüft. Die Genehmigung schließt dann weitgehend (mit bestimmten Ausnahmen) andere die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen ein, § 13 BImSchG (sog. Konzentrationswirkung). Genehmigungsbefähigte Anlagen sind nach § 5 Abs. 3 BImSchG auch mit Blick auf die dort angegebenen Nachsorgepflichten zu errichten, zu betreiben und stillzulegen.

Hingewiesen sei auch darauf, dass sich materielle Pflichten aus dem Immissionsschutzrecht auch für Betreiber nicht genehmigungsbedürftiger Anlagen ergeben können, § 22 BImSchG. Selbst wenn die jeweiligen Anlagen nach der Prüfung im Einzelfall nicht unter die Genehmigungspflicht fallen sollten, sind daher materielle Pflichten aus dem Immissionsschutzrecht ggf. zu beachten.

d) Störfall-Verordnung

Der Betriebsbereich einer Elektrolyseanlage mit einem lokalen Wasserstoffspeicher kann den Grundpflichten sowie ggf. auch den erweiterten Pflichten der Störfall-Verordnung (12. BImSchV) unterfallen.

In der Stoffliste in Anhang I zur 12. BImSchV ist Wasserstoff als gefährlicher Stoff in Zeile 38 mit folgenden Mengenschwellen in kg aufgeführt:

- Spalte 4: 5.000
- Spalte 5: 50.000

Diese Mengenschwellen liegen wiederum erheblich niedriger als diejenigen für Diesel und Benzin.

Die Grundpflichten des zweiten und vierten Teils der Störfall-Verordnung mit Ausnahme der §§ 9 bis 12 gelten damit für Betriebsbereiche, in denen Wasserstoff in einer Menge von 5.000 kg oder mehr vorhanden ist, § 1 Abs. 1 Satz 1 der 12. BImSchV. Hierzu gehört unter anderem, dass der Betreiber die „nach Art und Ausmaß der möglichen Gefahren erforderlichen Vorkehrungen zu treffen [hat], um Störfälle zu verhindern“, § 3 Abs. 1 der 12. BImSchV. Nach Maßgabe des § 4 der 12. BImSchV hat der Betreiber Maßnahmen zur Verhinderung von Störfällen zu ergreifen und nach § 5 der 12. BImSchV Maßnahmen zur Begrenzung von Störfallauswirkungen vorzunehmen. Vor der Inbetriebnahme hat der Betreiber nach § 8 der 12. BImSchV ein schriftliches Konzept zur Verhinderung von Störfällen auszuarbeiten.

Für Betriebsbereiche, in denen Wasserstoff in Mengen von 50.000 kg oder mehr vorhanden ist, gelten außerdem die erweiterten Pflichten der §§ 9 bis 12 der 12. BImSchV. Zu diesen erweiterten Pflichten gehört die Anfertigung eines Sicherheitsberichts (§ 9 der 12. BImSchV), der Erstellung von Alarm- und Gefahrenabwehrplänen (§ 10 der 12. BImSchV) sowie zur Information über Sicherheitsmaßnahmen (§ 11 der 12. BImSchV). Zumindest in diesen

Fällen ist außerdem ein Störfallbeauftragter zu bestellen, siehe § 1 Abs. 2 Satz 1 der 5. Bundes-Immissionsschutzverordnung in Verbindung mit § 1 Abs. 1 Satz 2 der 12. BImSchV.

Wasserhaushaltsgesetz (WHG)

Nicht auszuschließen ist, dass für die Elektrolyse im Einzelfall auch eine Gestattung nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) einzuholen sein kann.

Grundsätzlich bedarf jede Benutzung eines Gewässers der Erlaubnis oder der Bewilligung, § 8 Abs. 1 WHG. Im Einzelfall könnte für die Elektrolyse eine Benutzung eines Gewässers in diesem Sinne durchgeführt werden.

Baurecht und Bauordnungsrecht der Länder

Nachfolgend wird auf wichtige Vorgaben des Baurechts sowie auf Genehmigungserfordernisse nach den Landesbauordnungen eingegangen.

Materielles Baurecht

Unabhängig davon, ob es sich bereits um eine genehmigungsbedürftige Anlage nach dem BImSchG handelt, werden bei der Errichtung eines Elektrolyseurs sowie eines lokalen Wasserstoffspeichers Vorgaben des materiellen Baurechts einzuhalten sein. Diese können hier nicht im Einzelnen diskutiert werden, die einschlägigen materiellen Vorgaben hängen zudem von dem angestrebten Projekt im Einzelfall ab. Hingewiesen werden soll aber darauf, dass bei der Standortbestimmung von Elektrolyseur und lokalem Wasserstoffspeicher frühzeitig auf die Vorgaben in §§ 29 ff. BauGB geachtet werden sollte.

Im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplans richtet sich die Zulässigkeit eines Vorhabens nach den Festsetzungen des Bebauungsplans, auch muss die Erschließung gesichert sein, § 30 Abs. 1 BauGB. Die Errichtung von Elektrolyseuren dürfte insbesondere in Industriegebieten nach § 9 BauNVO oder in Sonstigen Sondergebieten nach § 11 BauNVO in Betracht kommen. Je nach dem angestrebten Betriebskonzept im Einzelfall erscheint aber auch eine Verwirklichung von Projekten in einem Gewerbegebiet nach § 8 BauNVO möglich. Die Gewerbegebiete dienen nach § 8 Abs. 1 BauNVO vorwiegend der Unterbringung von nicht erheblich belästigenden Gewerbebetrieben. Für das Vorliegen eines solchen nicht erheblich belästigenden Gewerbebetriebs bei einer Wasserelektrolyse spricht, dass dort keine schädlichen Emissionen auftreten. Gleichwohl dürften insbesondere Sicherheitsaspekte bei dieser Frage eine Rolle spielen. Angesichts der Einordnung von Wasserstoff als Chemikalie im Immissionsschutzrecht könnten die baurechtliche Zulässigkeit im Gewerbegebiet in der Praxis eventuell kritisch gesehen werden.

Zudem kommt es auch an dieser Stelle erheblich auf das konkrete Projekt an, welches realisiert werden soll. Beispielsweise sind Tankstellen grundsätzlich in Dorfgebieten und Mischgebieten allgemein zulässig (§ 5 Abs. 2 Nr. 9 BauNVO, § 6 Abs. 2 Nr. 7 BauNVO) und können in Kleinsiedlungsgebieten und allgemeinen Wohngebieten ausnahmsweise zugelassen werden (§ 2 Abs. 3 Nr. 3 BauNVO, § 4 Abs. 3 Nr. 5 BauNVO). Dies könnte auch für die Errichtung von Wasserstofftankstellen eine wichtige Hilfestellung bieten. Schwierig werden die Konstellationen aber dann, wenn zu der reinen Tankstellenfunktion eine lokale Wasserstoffherzeugung an der Tankstelle hinzukommen soll. Auch die Vorgaben des Immissionsschutzrechtes für die Genehmigungsbedürftigkeit bei der Wasserstoffherzeugung und -lagerung dürften hier Einfluss auf die behördliche Praxis haben.

Sollte hingegen kein Bebauungsplan für den Standort existieren, an dem Elektrolyseur und lokaler Wasserstoffspeicher realisiert werden sollen, dann richtet sich die Zulässigkeit des Vorhabens im unbeplanten Innenbereich nach § 34 BauGB, im Außenbereich nach § 35 BauGB.

Bauordnungsrecht

Bei Elektrolyseuren handelt es sich nach den Landesbaugesetzen von Hamburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen jeweils um bauliche Anlagen, siehe § 1 Abs. 1 Satz 1, § 2 Abs. 1 Satz 1 Hamburgische Bauordnung, § 1 Abs. 1 Satz 1, § 2 Abs. 1 Satz 1 Landesbauordnung Schleswig-Holstein und § 1 Abs. 1 Satz 1, § 2 Abs. 1 Satz 1 Niedersächsische Bauordnung. Soweit nicht bereits eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz einzuholen ist, sind damit grundsätzlich die entsprechenden Baugenehmigungen nach den Bauordnungen der Länder einzuholen.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Im Einzelfall kommt auch eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in Betracht. Bei der Umweltverträglichkeitsprüfung handelt es sich nach § 2 Abs. 1 Satz 1 UVPG um einen unselbständigen Teil verwaltungsbehördlicher Verfahren, die der Entscheidung über die Zulässigkeit von Vorhaben dienen. Eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung kann sich bei den in Anlage 1 zum UVPG aufgelisteten Vorhaben ergeben, siehe im Einzelnen §§ 3a ff. UVPG.

Erzeugung von Wasserstoff

Die „Erzeugung von Wasserstoff“ ist in Anlage 1 UVPG nicht explizit mit ausdrücklicher Nennung des Wasserstoffs genannt. Allerdings kann eine Anlage zur Herstellung von Wasserstoff je nach Lage des Einzelfalls als „integrierte chemische Anlage“ nach Nummer 4.1 oder als Anlage zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang nach Nummer 4.2 der Anlage 1 UVPG der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegen.

Nach Nummer 4.1 Anlage 1 UVPG ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung in den folgenden Fällen stets durchzuführen:

„Errichtung und Betrieb einer integrierten chemischen Anlage (Verbund zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang, bei dem sich mehrere Einheiten nebeneinander befinden und in funktioneller Hinsicht miteinander verbunden sind und [...]

– zur Herstellung von anorganischen Grundchemikalien, [...]

dienen)“.

Eine integrierte chemische Anlage in diesem Sinne liegt demnach erst dann vor, wenn die Wasserstoffherzeugung mit einer Anlage zur Produktion eines weiteren Stoffes durch chemische Umwandlung verfahrenstechnisch miteinander verbunden ist. Wird an einem Standort allein eine Elektrolyseanlage zur Erzeugung von Wasserstoff betrieben, so ergibt sich hieraus nach dieser Bestimmung noch keine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Gerade beim Einsatz eines Elektrolyseurs in einem Industriebetrieb, in dem der Wasserstoff stofflich bei der Gewinnung anderer Stoffe verwendet wird, kann aber eine integrierte chemische Anlage vorliegen und eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen sein.

Nach Nummer 4.2 Anlage 1 UVPG ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls aber auch in folgenden Fällen durchzuführen:

„Errichtung und Betrieb einer Anlage zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang, ausgenommen integrierte chemische Anlagen nach Nummer 4.1 [...].“

Demnach kann eine Umweltverträglichkeitsprüfung auch dann durchzuführen sein, wenn Wasserstoff in einem Elektrolyseur in industriellem Umfang hergestellt wird. Auch im UVPG wird der Begriff des industriellen Umfangs nicht näher definiert. Diesbezüglich dürften die oben angestellten Erwägungen zu 1. a. entsprechend eingreifen. Allerdings ist zu betonen, dass in diesen Fällen eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nur nach einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls vorgesehen ist. Nach § 3c Satz 1 UVPG ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach der allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen, „wenn das Vorhaben nach Einschätzung der zuständigen Behörde aufgrund überschlüssiger Prüfung unter Berücksichtigung der in der Anlage 2 aufgeführten Kriterien erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann [...]“. Nur unter diesen Voraussetzungen findet daher eine Umweltverträglichkeitsprüfung in den Fällen der Nummer 4.2 Anlage 1 UVPG statt.

Lagerung von Wasserstoff

Für Tätigkeiten zur Lagerung oder zum Transport von Wasserstoff kann sich aus Anlage 1 UVPG eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ergeben.

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung kann insbesondere durchzuführen sein bei „Errichtung und Betrieb einer Anlage, die der Lagerung von im Anhang 2 (Stoffliste zu Nummer 9.3 Anhang 1) der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der jeweils geltenden Fassung genannten Stoffen dient“, Nr. 9.3 Anlage 1 UVPG. Wasserstoff ist in Nummer 17 der Spalte 1 zur 4. BImSchV aufgeführt. Die Lagerung von Wasserstoff in einem lokalen Speicher ist also zunächst von der Anlage 1 zum UVPG erfasst. Für die Frage, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, kommt es sodann auf die Kapazität des Speichers an:

- Bei einem Fassungsvermögen von 200 000 t oder mehr ist stets eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen, Nr. 9.3.1 Anlage 1 UVPG.
- Bei einem Fassungsvermögen von 30 t bis weniger als 200 000 t ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung ggf. nach einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c Satz 1 UVPG durchzuführen, Nr. 9.3.2 Anlage 1 UVPG.
- Bei einem Fassungsvermögen von 3 t bis weniger als 30 t ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung ggf. nach einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c Satz 2 UVPG durchzuführen, Nr. 9.3.3 Anlage 1 UVPG.

Auf die standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls hin ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nur durchzuführen, „wenn trotz der geringen Größe oder Leistung des Vorhabens nur aufgrund besonderer örtlicher Gegebenheiten gemäß den in der Anlage 2 Nr. 2 [UVPG] aufgeführten Schutzkriterien erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen zu erwarten sind“, siehe § 3c Satz 2 UVPG.

Genehmigungserfordernisse für Wasserstoff-Rohrleitungen

Der Genehmigung von Rohrleitungen wird ggf. ein Raumordnungsverfahren nach den Bestimmungen des Raumordnungsgesetzes (ROG) vorgelagert sein. Leitungsvorhaben zum Transport von Wasserstoff können raumbedeutsame Planungen im Sinne des § 1 ROG darstellen. Auch auf weiteren Planungsebenen kann es erforderlich werden, die entsprechenden Trassen für die Leitungsvorhaben auszuweisen.

Näher dargestellt soll im Folgenden hingegen, welche Zulassungsverfahren für die Rohrleitungen zum Transport von Wasserstoff infrage kommen. Außerdem können sich Vorgaben für die Beschaffenheit und den Betrieb von Leitungen zum Transport von Wasserstoff aus der Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtgV) ergeben. Aus dieser sei

insbesondere auf die Anzeigepflicht nach § 4a RohrFLtgV hingewiesen, die bei der Errichtung einer Rohrfernleitungsanlage mit einem Überdruck von mehr als einem bar eingreifen kann.

Wasserstoff-Leitungen als Gasversorgungsleitungen

Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimeter bedürfen nach § 43 Nummer 2 EnWG der Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde. Als „Gas“ im Sinne des EnWG gilt nach § 3 Nr. 19a EnWG auch „Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist“. Soweit es sich bei einer Leitung zum Transport von Wasserstoff um eine Gasversorgungsleitung mit diesem Durchmesser handelt, ist demnach als Zulassungsvoraussetzung ein Planfeststellungsverfahren nach den Bestimmungen in §§ 43 ff. EnWG durchzuführen (ggf. kann eine Plangenehmigung genügen, siehe § 43b Nummer 2 EnWG).

Der Begriff der „Gasversorgungsleitung“ ist im EnWG nicht ausdrücklich definiert. Als „Gasversorgungsnetze“ werden in § 3 Nr. 20 EnWG „alle Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-Anlagen oder Speicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden [...]“, definiert. Unter „Versorgung“ wird in § 3 Nr. 36 EnWG die „Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden, der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes“ verstanden.

Demnach dürfte es für das Vorliegen einer Gasversorgungsleitung nicht erforderlich sein, dass diese der allgemeinen Versorgung von Kunden mit Gas/Wasserstoff dient und einem prinzipiell unbeschränkten Abnehmerkreis zur Verfügung steht. Andererseits dürfte es sich begrifflich dann nicht um eine Gasversorgungsleitung handeln, wenn eine „Direktleitung“ im Sinne des § 3 Nr. 12 EnWG vorliegt. Um eine solche ist eine „Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden“. Auch Kundenanlagen (siehe die Definition in § 3 Nr. 24a und 24b EnWG) dürften keine Gasversorgungsleitungen darstellen.

Die Errichtung einer Leitung zum Transport von Wasserstoff wird demnach nur dann einem Planfeststellungsverfahren nach § 43 ff. EnWG (oder ggf. einer Plangenehmigung) bedürfen, wenn die Rohrleitung einen Durchmesser von mehr als 300 Millimeter und es sich um eine Gasversorgungsleitung (und nicht im Einzelfall vielmehr um eine Direktleitung oder den Bestandteil einer Kundenanlage) handelt.

Planfeststellung oder Plangenehmigung nach dem UVPG

Eine Pflicht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens oder Einholung einer Plangenehmigung kann sich für eine Rohrleitung, mit der Wasserstoff transportiert werden soll, aber auch aus den Vorschriften in §§ 20 bis 23 UVPG ergeben. Diese Vorschriften greifen ein, wenn die Rohrleitung ein Vorhaben darstellt, welches in der Anlage 1 UVPG unter den Nummern 19.3 bis 19.9 aufgeführt ist.

Da in Nummer 19.3 Anlage 1 UVPG nur Rohrleitungsanlagen zum Befördern wassergefährdender Stoffe geregelt werden und es sich bei Wasserstoff nicht um einen solchen Stoff handelt (siehe oben II.), können Leitungen zum Transport von Wasserstoff vor

allen unter die Nummern 19.4, 19.5 oder 19.6 der Anlage 1 UVPG fallen. Nummern 19.4 und 19.5 Anlage 1 UVPG unterscheiden danach, ob eine Rohrleitungsanlage zum Befördern von verflüssigten Gasen oder nichtverflüssigten Gasen betrieben wird. Da es sich bei Wasserstoff um einen hochentzündlichen, gefährlichen Stoff im Sinne des § 3a des Chemikaliengesetzes handelt, kommt bei einer Leitung innerhalb eines Werksgeländes zudem die Vorschrift in Nummer 19.6 Anlage 1 UVPG in Betracht. Abhängig von Länge und Durchmesser der Rohrleitung regelt die Anlage 1 UVPG außerdem, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung generell oder nur nach einer Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen ist.

Im Einzelnen sehen die Vorgaben in den Nummern 19.4 bis 19.6 Anlage 1 UVPG Folgendes vor:

- Nummer Leitungsvorhaben Umweltverträglichkeitsprüfung
- 19.4 Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage, soweit sie nicht unter Nummer 19.3 fällt, zum Befördern von verflüssigten Gasen, ausgenommen Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, mit
 - 19.4.1 einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm, Vorhaben ist UVP-pflichtig
 - 19.4.2 einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 150 mm bis zu 800 mm, allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls
 - 19.4.3 einer Länge von 2 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm, allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls
 - 19.4.4 einer Länge von weniger als 2 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm; standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls
- 19.5 Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage, soweit sie nicht unter Nummer 19.3 oder als Energieanlage im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes unter Nummer 19.2 fällt, zum Befördern von nicht-verflüssigten Gasen, ausgenommen Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, mit
 - 19.5.1 einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm, Vorhaben ist UVP-pflichtig
 - 19.5.2 einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 300 mm bis zu 800 mm, allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls
 - 19.5.3 einer Länge von 5 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm, allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls
 - 19.5.4 einer Länge von weniger als 5 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls
- 19.6 Errichtung und Betrieb einer Rohrleitungsanlage zum Befördern von Stoffen im Sinne von § 3a des Chemikaliengesetzes, soweit sie nicht unter eine der Nummern 19.2 bis 19.5 fällt und ausgenommen Abwasserleitungen sowie Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten oder Zubehör einer Anlage zum Lagern solcher Stoffe sind, mit

- 19.6.1 einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm, Vorhaben ist UVP-pflichtig
- 19.6.2 einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 300 mm bis 800 mm, allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls
- 19.6.3 einer Länge von 5 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm, allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls
- 19.6.4 einer Länge von weniger als 5 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 300 mm standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls

Leitungsvorhaben, die in der Anlage 1 unter den Nummern 19.4 bis 19.6 aufgeführt sind (sowie die Änderung solcher Vorhaben) bedürfen einer Planfeststellung durch die zuständige Behörde, sofern für sie eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht, § 20 Abs. 1 UVPG. Wenn bei den vorgenannten Vorhaben nicht stets eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, hat die zuständige Behörde daher im Einzelfall nach den Vorschriften in §§ 3b ff. UVPG zu prüfen, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist.

Sofern keine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht, bedürfen die vorgenannten Vorhaben der Plangenehmigung, § 20 Abs. 2 Satz 1 UVPG. Die Frage der Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung entscheidet damit auch darüber, ob ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist oder ob die Erteilung einer Plangenehmigung – für die weniger strenge Verfahrensvorschriften einzuhalten sind – genügt. Die Plangenehmigung kann zudem in Fällen von unwesentlicher Bedeutung entfallen, § 20 Abs. 2 Sätze 2 bis 4 UVPG.

Hingewiesen sei darauf, dass auch Wasserleitungen und Wasserspeicher nach den Vorschriften des UVPG einer Planfeststellung oder Plangenehmigung bedürfen können (siehe Nummern 19.7 bis 19.9 Anlage 1 UVPG).

Sonstige Rohrleitungen

Sofern die Rohrleitungen unter keine der vorgenannten Tatbestände fallen sollten, sei insbesondere auf die Anzeigepflichten nach der Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtgV) hingewiesen. Nach § 4a Abs. 1 Nr. 1 RohrFLtgV muss, wer die Errichtung einer Rohrfernleitungsanlage im Sinne von § 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 RohrFLtgV mit einem Überdruck von mehr als einem Bar beabsichtigt,

„1. das Vorhaben mindestens acht Wochen vor dem vorgesehenen Beginn der zuständigen Behörde unter Beifügung aller für die Beurteilung der Sicherheit erforderlichen Unterlagen schriftlich an[...]zeigen und [...] beschreiben sowie

2. der Anzeige die gutachtliche Stellungnahme einer Prüfstelle nach § 6 bei[...]fügen, aus der hervorgeht, dass die angegebene Bauart und Betriebsweise den Anforderungen des § 3 entsprechen“.

Nach § 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 RohrFLtgV gehören zu den Rohrfernleitungsanlagen im Sinne der RohrFLtgV auch solche Rohrfernleitungsanlagen,

„die unter eine der in den Nummern 19.3 bis 19.6 der Anlage 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung aufgeführten Leitungsanlagen fallen, ohne die dort angegebenen Größenwerte für die Verpflichtung zur Durchführung einer Vorprüfung des Einzelfalles zu erreichen“.

Entsprechend der obigen Ausführungen zu 2. werden Leitungen zum Transport von Wasserstoff regelmäßig „dem Grunde nach“ unter diese Bestimmungen des UVPG fallen. Wenn die Verpflichtung zur Durchführung einer Vorprüfung des Einzelfalls nur wegen Unterschreiten der Größenwerte aus dem UVPG nicht eingreift, ist damit nach § 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 RohrFLtgV gleichwohl der Anwendungsbereich der RohrFLtgV eröffnet. Im Übrigen gilt die RohrFLtgV nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 RohrFLtgV auch für Rohrfernleitungsanlagen, in denen verflüssigte oder gasförmige Stoffe mit dem Gefahrenmerkmal F, F+, O, T, T+ oder C befördert werden. Wasserstoff ist hochentzündlich und hat damit das Gefahrenmerkmal F+, so dass auch hierüber die Anwendbarkeit der Verordnung gegeben ist.

Nach der Anzeige des Vorhabens kann die zuständige Behörde das Vorhaben innerhalb einer Frist von acht Wochen beanstanden, wenn Anforderungen der Verordnung nicht eingehalten werden oder Anordnungen getroffen werden können, § 4a Abs. 2 RohrFLtgV. Mit der Errichtung der Rohrfernleitungsanlage darf erst nach Ablauf dieser Frist und bei einer Beanstandung erst nach Behebung des Mangels begonnen werden, § 4a Abs. 3 RohrFLtgV.

In § 3 RohrFLtgV werden grundsätzliche Anforderungen an die Beschaffenheit von Rohrfernleitungen aufgestellt. Nach § 3 Abs. 1 RohrFLtgV müssen Rohrfernleitungsanlagen „so beschaffen sein und betrieben werden, dass eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit vermieden wird und insbesondere schädliche Einwirkungen auf den Menschen und die Umwelt nicht zu besorgen sind“. Außerdem ist eine Rohrfernleitungsanlage entsprechend dem Stand der Technik zu errichten und zu betreiben, § 3 Abs. 2 Satz 1 RohrFLtgV.

Weitere Anforderungen ergeben sich aus § 4 RohrFLtgV. So hat nach § 4 Abs. 2 RohrFLtgV der Betreiber „spätestens bei Inbetriebnahme der Rohrfernleitungsanlage eine zusammenfassende Dokumentation [...] zu erstellen, jährlich oder unverzüglich nach Änderungen fortzuschreiben und der zuständigen Behörde auf Verlangen zur Verfügung zu stellen. Die Dokumentation muss alle wesentlichen sicherheitsrelevanten bedeutsamen Merkmale der Rohrfernleitungsanlage sowie ihres Betriebs enthalten.“ Auch nach der Stilllegung der Anlage greifen Nachsorgepflichten, § 4 Abs. 3 RohrFLtgV.

Außerdem muss der Betreiber dafür sorgen, dass zu bestimmten Zeitpunkten - insbesondere vor der Inbetriebnahme der Rohrfernleitungsanlage, aber auch während des Betriebs der Anlage in mindestens zweijährigem Abstand – Prüfungen von Rohrfernleitungsanlagen durch Prüfstellen erfolgen, § 5 RohrFLtgV. Deren Struktur und Funktion wird in § 6 RohrFLtgV näher dargestellt.

In den Bauordnungen der Länder werden bestimmte Leitungsvorhaben regelmäßig vom Anwendungsbereich der Bauordnung ausgeschlossen, so dass insoweit ggf. keine Baugenehmigung einzuholen ist. So gilt nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 die Niedersächsische Bauordnung nicht für „Leitungen, die dem Ferntransport von Stoffen“ dienen (entsprechend auch § 1 Abs. 2 Nr. 4 Landesbauordnung Schleswig-Holstein und § 1 Abs. 2 Nr. 4 Hamburgische Bauordnung). Gleichwohl ist im Einzelfall zu untersuchen, welche baulichen Anlagen jeweils errichtet werden sollen und daher ggf. doch Genehmigungspflichten auslösen können. Im Zweifel empfiehlt sich eine Abstimmung mit der zuständigen Bauordnungsbehörde.

4.2.7. Sicherheitstechnische Fragen und arbeitsschutzrechtliche Aspekte

Im Folgenden werden sicherheitstechnische Fragen wie etwaig erforderliche sicherheitstechnische Freigaben für Wasserstoff-Erzeugungseinrichtungen, Tankstellen und Werkstätten untersucht. Hier wird insbesondere die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) berücksichtigt und in ihren Einflüssen analysiert. Ferner werden für die

Genehmigung des Werkstattbetriebs die berufsgenossenschaftlichen (BG RCI) Merkblätter wie z.B. das BGI-Merkblatt 5108 berücksichtigt. In diesem Teil der Untersuchung wird auch erhoben, welche bestehenden bahntechnischen Sicherheitsanforderungen evtl. Einfluss auf die Auslegung und Positionierung der H₂-Tankstelle haben können und wie diesen Rechnung getragen werden kann.

Außerdem werden relevante arbeitsschutzrechtliche Aspekte für Tankstellenbetrieb und -wartung für Werkstattbetrieb sowie für die Erzeugungseinrichtungen für Wasserstoff dargestellt. Für den Bereich des Arbeitsrechts und vor allem des Arbeitsschutzrechts ist für die einzelnen Modelle untersucht worden, welche Anforderungen beim Umgang mit dem Wasserstoff und Wasserstoffeinrichtungen einzuhalten sind.

Dabei sind sowohl die allgemeinen arbeitsschutzrechtlichen Vorschriften zu beachten, sowie spezielle Brand- und Explosionsschutz-Regelungen, die aufgrund der hohen Entzündlichkeit von Wasserstoff eine besondere Rolle spielen.

4.2.7.1. Gefährdungsbeurteilung und Arbeitsschutzmaßnahmen

Besonders an Arbeitsplätzen mit erhöhtem Gefährdungspotenzial sind nach den allgemeinen Vorschriften regelmäßig Gefährdungsbeurteilungen für die Arbeitnehmer bei Ausübung ihrer Tätigkeiten vorzunehmen und Arbeitsschutzmaßnahmen zu ermitteln (s. etwa §§ 5, 6 ArbSchG, § 2 ArbStättV, §§ 3, 4 BetrSichV, §§ 6, 8-11 GefStoffV). Diese Vorschriften lassen sich auch in den spezielleren Regelungen – wie denen der Unfallverhütungsvorschriften – wieder finden.

Ebenso müssen nach den allgemeinen Vorschriften die Beschäftigten den Gefährdungen entsprechend unterrichtet und unterwiesen werden (§§ 9, 12 ArbSchG, § 14 GefStoffV). Dies hat in der Regel zu Beginn der Beschäftigung und dann in regelmäßigen Zeitabständen zu erfolgen.

Der Arbeitgeber hat neben der Vorschrift des § 22 ArbSchG, wonach die zuständige Behörde jederzeit die erforderlichen der Überwachungsaufgabe gehörigen Dokumente verlangen kann, gem. § 18 GefStoffV Anzeige- und Unterrichtungspflichten gegenüber der zuständigen Behörde bzgl. Unfällen, Betriebsstörungen, Krankheits- und Todesfällen im Zusammenhang mit der Tätigkeit mit Gefahrstoffen, sowie Ergebnis und Dokumentation der Gefährdungsbeurteilung, Schutz- und Vorsorgemaßnahmen einschließlich Betriebsanweisungen.

Prüfungspflicht überwachungsbedürftiger Anlagen

Abschnitt 9 des Produktsicherheitsgesetzes (ProdSG) sowie der Abschnitt 3 der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) regeln außerdem, dass die Betreiber von überwachungsbedürftigen Anlagen u. a. verpflichtet sind, die Sicherheit ihrer Anlagen unter Einhaltung von Prüffristen durch regelmäßige Prüfungen von anerkannten Prüfstellen nachzuweisen. Überwachungsbedürftig sind Anlagen laut § 2 Nr. 30 ProdSG u.a. „Leitungen unter innerem Überdruck für brennbare, ätzende oder giftige Gase, Dämpfe oder Flüssigkeiten“ (d), „Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen“ (f) und „Anlagen zur Lagerung, Abfüllung und Beförderung von brennbaren Flüssigkeiten“ (i). Anerkannte Prüfstellen sind solche Stellen, die dem Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS) von den zuständigen Landesbehörden für die jeweiligen Aufgabengebiete genannt werden. Diese Prüfstellen wiederum werden nach § 37 Abs. 5 Satz 1 ProdSG als zugelassene Überwachungsstellen von der BAuA bekannt gemacht.

A) Spezielle Regelungen

Der Arbeitgeber hat überdies die Pflicht, den Arbeitsplatz den Gefährdungen entsprechend auszugestalten. Hierfür sind für die Arbeit mit Wasserstoff folgende Spezialregelungen zu beachten.

Gefahrstoffverordnung

§ 11: Es müssen besondere Schutzmaßnahmen zur Vermeidung von Brand- und Explosionsgefährdungen vorgenommen werden - Vermeidung von gefährlichen Mengen, Zündquellen, bestmögliche Verringerung von schädlichen Auswirkungen; entsprechende Einrichtung und Gestaltung des Arbeitsumfeldes.

(s. auch Anhang I der GefStoffV)

Berufsgenossenschaftliche Vorschriften / Unfallverhütungsvorschriften

Die Unfallverhütungsvorschriften gelten als autonomes Recht und haben für ihre Mitgliedsunternehmen Gesetzescharakter. Sie ergänzen oftmals die zugehörigen arbeitsschutzrechtlichen Regelungen wie etwa das ProdSG, die ArbStättV oder die BetrSichV. Zu beachten sind auch hiernach also vor allem regelmäßige Gefährdungsbeurteilungen, die Prüfungspflicht überwachungsbedürftiger Anlagen, Beachtung allgemeiner Schutzmaßnahmen (vgl. insbesondere BGV A1: Grundsätzen der Prävention).

Speziell zu beachten sind insbesondere:

BGV D30 / DGUV Vorschrift 73 Schienenbahnen

Diese Unfallverhütungsvorschrift regelt den sicheren Einsatz von Schienenfahrzeugen und die Sicherheit der Verkehrswege.

BGV D33 / DGUV Vorschrift 77 Arbeiten im Bereich von Gleisen

Diese Unfallverhütungsvorschrift gilt für die Abwendung von Gefahren aus dem Bahnbetrieb bei Arbeiten im Gleisbereich; sie regelt Sicherheitsanweisungen und –maßnahmen im Bereich von Gleisen sowie angemessene Warnkleidung und den sicheren Einsatz von Maschinen, Fahrzeugen und Geräten.

B) Berufsgenossenschaftliche Regeln

Die berufsgenossenschaftlichen Regeln ergänzen die berufsgenossenschaftlichen Vorschriften und stellen unverbindliche Empfehlungen an den Arbeitgeber dar, insbesondere hinsichtlich der bestmöglichen Umsetzung der berufsgenossenschaftlichen Vorschriften.

BGR 104 / DGUV Regel 113-001 Explosionsschutz-Regeln

Diese DGUV gibt die technischen Regeln wieder, die insbesondere die Prüfungs-, Aufzeichnungspflichten, Gefährdungsbeurteilungen und Schutzmaßnahmen konkretisieren sollen (1001, 1111, 1201).

Zudem regelt die BGR 104 konkret diejenigen Maßnahmen, die im Rahmen von Explosionsschutz zu beachten sind, und zwar die Maßnahmen zur Vermeidung wirksamer Zündquellen, konstruktive Maßnahmen zur Beschränkung der Auswirkungen einer Explosion auf ein unbedenkliches Maß, Schutzmaßnahmen bei Instandsetzungsarbeiten sowie organisatorische Maßnahmen.

BGR 189 / DGUV Regel 112-189 Benutzung von Schutzkleidung

Diese Regel konkretisiert insbesondere die BGV A1 hinsichtlich der Benutzung von Schutzkleidung. (Schutz gegen mechanische Einwirkungen, Erfasstwerden durch bewegte Teile, thermische Einwirkung, Nässe, Wind, Stäube, Gase, heiße Dämpfe, elektrische Energie, Flammen, Funken, feuerflüssige Massen, chemische Stoffe, Mikroorganismen, Gefährdung durch den Fahrzeug-Verkehr (Warnkleidung) und Kontamination mit radioaktiven Stoffen)

BGR 236 Rohrleitungsbauarbeiten (nur wenn Transport mittels Rohrleitung) / DGUV Information 201-052

Diese Vorschrift regelt die Maßnahmen zur Verhütung von Gefahren für Leben und Gesundheit bei Rohrleitungsbauarbeiten.

BGR 500/2.31 Arbeiten an Gasleitungen (nur wenn Transport mittels Rohrleitung)

Diese Regel enthält Sicherheitsanforderungen für Leitungen aller Druckbereiche und gibt Hinweise zur Gefährdungsbeurteilung und Ableitung erforderlicher Schutzmaßnahmen für Arbeiten an Gasleitungen.

Das Personal muss geeignet und zuverlässig sein und mindestens einmal im Jahr unterwiesen werden, das heißt über mögliche Gefahren und notwendige Schutzmaßnahmen belehrt werden. Letzteres ist schriftlich nachzuweisen. Gefährliche Arbeiten im Sinne des § 8 der Unfallverhütungsvorschrift „Grundsätze der Prävention“ (BGV A1) dürfen nur unter Aufsicht geeigneter, zuverlässiger und entsprechend unterwiesener Personen ausgeführt werden.

Es werden mögliche Gefahren bei Arbeiten an Gasleitungen dargestellt und die nach § 5 ArbSchG vorzunehmenden Schutzmaßnahmen konkretisiert. Neben dem Erfordernis der persönlichen Schutzausrüstung werden die Schutzmaßnahmen je nach Arbeitsbereich festgelegt:

BGR 500/2.33 Betreiben von Anlagen für den Umgang mit Gasen

Gasbeaufschlagte Anlagenteile sowie ihre Ausrüstungsteile einschließlich aller Rohrleitungsverbindungen müssen unter den zu erwartenden Beanspruchungen technisch dicht sein und bleiben.

Es ist eine Betriebsanweisung aufzustellen, gegen Unterschrift den Versicherten auszuhändigen und von diesen zu beachten. Die Betriebsanweisung soll enthalten: Angaben zur Betriebsweise, über In- und Außerbetriebnahme, Verhalten bei Auftreten und Beseitigen von Betriebsstörungen, technische oder organisatorische Maßnahmen zum Vermeiden von Verwechslung der Einsatzstoffe, die gefährlich miteinander reagieren können, Festlegung von Fristen und Maßnahmen für Überwachung und Instandhaltung sowie Dichtheitsüberwachung, Sicherheitsmaßnahmen bei der Instandhaltung, Erste-Hilfe-Maßnahmen.

Die Versicherten sind mindestens einmal jährlich, mündlich und arbeitsplatzbezogen, über die Betriebsanweisung, die besonderen Gefahren beim Umgang mit den Gasen der Anlage, die Sicherheitsbestimmungen und die bei Unfällen und Betriebsstörungen zu treffenden Maßnahmen zu unterweisen. Die Unterweisung ist in Bezug auf Inhalt und Zeit schriftlich festzuhalten und die Teilnahme mittels Unterschrift von den Versicherten zu bestätigen.

Weiterhin sind die für den Betrieb erforderlichen Schutzmaßnahmen festzulegen, die Anlagen sind dementsprechend ordnungsgemäß zu betreiben und in sicherheitstechnisch einwandfreiem Zustand zu erhalten; Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsarbeiten

sind ordnungsgemäß durchzuführen; für Anlagen für brennbare oder gesundheitsgefährliche Gase ist ein Alarm- und Gefahrenabwehrplan aufzustellen, auf dem neusten Stand zu halten und den Versicherten bekannt zu geben; zum Alarm- und Gefahrenabwehrplan sind mindestens halbjährlich praktische Übungen durchzuführen und schriftlich nachzuweisen.

Die Schutzabstände zwischen Anlagen zu anderen Anlagen, zu Gebäuden, die nicht dem Betrieb der Anlage dienen, zu Brandlasten außerhalb der Anlage und zu öffentlichen Verkehrswegen, sowie innerhalb der Anlagen zur Ermöglichung ausreichender Fluchtmöglichkeiten und zur Brandbekämpfung sind einzuhalten.

Bei Inbetriebnahme sind brennbare Gase in Anlagen nur einzufüllen, wenn die in ihnen enthaltene Luft entfernt worden ist oder die Anlagen dem maximalen Druck sicher standhalten, der beim Entzünden des beim Füllvorgang entstehenden Gas/Luft-Gemisches auftritt; Zündquellen, die explosionsfähige Gas/Luft-Gemische in den Anlagenteilen entzünden können, dürfen nicht wirksam werden; Feuchtigkeit aus Anlagen ist vor Inbetriebnahme ausreichend zu entfernen, wenn die Möglichkeit einer gefährlichen Eisbildung oder einer gefährlichen Reaktion mit dem Gas besteht; während einer Erwärmung oder Abkühlung sind unzulässig hohe Spannungen in den Anlagenteilen zu vermeiden.

In explosionsgefährdeten Bereichen dürfen nur explosionsgeschützte Fahrzeuge verkehren, außer in solchen Bereichen, in denen keine explosionsfähige Atmosphäre vorhanden ist.

Es sind Feuerlöscheinrichtungen erforderlich, abgestimmt auf Art und Anzahl auf die Größe der Anlage und die Art der brennbaren Stoffe.

Die Anlagen und Anlagenteile sind jeweils vor Inbetriebnahme und danach regelmäßig zu überprüfen.

C) Berufsgenossenschaftliche Informationen

sind die von den deutschen Berufsgenossenschaften herausgegebenen Hinweise und Empfehlungen zur Arbeitssicherheit. Sie ergänzen die Berufsgenossenschaftlichen Vorschriften (BGV), die Berufsgenossenschaftlichen Regeln (BGR) und die Berufsgenossenschaftlichen Grundsätze (BGG).

BGI 554 / DGUV-I 209-011 Gasschweißer

Diese Information konkretisiert den richtigen Umgang mit den entsprechenden Gerätschaften und Sicherheitseinrichtungen im Zusammenhang mit Gasschweißern.

Besonders zu beachten sind hier aufgrund der Gesundheitsgefahren die besonderen Schutzausrüstungen und die Sicherheitskleidung

BGI 560 / DGUV-I 205-001 Arbeitssicherheit durch vorbeugenden Brandschutz

Diese Information beschreibt die Vorbeugung eines Brandes, dabei wird vor allem auf den baulichen Brandschutz eingegangen.

BGI 612 Wasserstoff

Hierbei ist der Umgang mit Wasserstoff konkretisiert, dabei wird hauptsächlich auf den Schutzbereich und die notwendige Warnung vor der Gefahr hingewiesen.

BGI 5108 / DGUV-I 209-072 Wasserstoffsicherheit in Werkstätten

Diese Information geht auf die Anforderungen an Werkstätten und Maßnahmen in diesen ein, dabei sind besonders die notwendigen Unterweisungen zu beachten.

D) Technische Regeln

Bei technischen Regeln handelt es sich nicht um Rechtsnormen mit zwingendem Gesetzescharakter, sondern um Empfehlungen und technische Vorschläge, die einen Weg zur Einhaltung eines Gesetzes, einer Verordnung, eines technischen Ablaufes usw. empfehlen.

TRBS 1201 Prüfungen von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftigen Anlagen

Diese Technische Regel konkretisiert die Betriebssicherheitsverordnung hinsichtlich der Ermittlung und Festlegung von Art, Umfang und Fristen erforderlicher Prüfungen nach den Bestimmungen des Abschnitts 2 oder 3 der BetrSichV, der Verfahrensweise zur Bestimmung der mit der Prüfung zu beauftragenden Person oder zugelassenen Überwachungsstelle, der Durchführung der Prüfungen und der Erstellung der gegebenenfalls erforderlichen Aufzeichnungen oder Bescheinigungen.

E) Teil 2: Prüfungen bei Gefährdungen durch Dampf und Druck

TRBS 2152: Gefährliche explosionsfähige Atmosphäre

Diese Regel gilt für die Beurteilung (Erkennen und Vermeiden) der Explosionsgefährdungen durch Stoffe, die gefährliche explosionsfähige Atmosphäre bilden können und für die Auswahl und Durchführung geeigneter Schutzmaßnahmen. **TRBS 2153: Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladung**

Diese Regel gilt für die Beurteilung und die Vermeidung von Zündgefahren infolge elektrostatischer Aufladungen in explosionsgefährdeten Bereichen und für die Auswahl und Durchführung von Schutzmaßnahmen zum Vermeiden dieser Gefahren, sowie für die Beurteilung und Vermeidung von Zündgefahren explosionsfähiger Gemische unter anderen als atmosphärischen Bedingungen oder mit anderen Reaktionspartnern als Luft sowie in anderen reaktionsfähigen Systemen.

Es wird darauf hingewiesen, dass sofern auf Grund getroffener Maßnahmen, wie z. B. Inertisierung, keine gefährliche explosionsfähige Atmosphäre vorliegt, Maßnahmen nach dieser Technischen Regel nicht notwendig sind.

TRBS 3145: Ortsbewegliche Druckgasbehälter (nur bei Transport in Trailern)

Als besondere Schutzmaßnahmen sind zu beachten:

- Absperreinrichtungen von ortsbeweglichen Druckgasbehältern, die nicht angeschlossen sind, müssen fest verschlossen und mit den vorgesehenen Schutzeinrichtungen sein.
- Bei Mängeln am Druckgasbehälter, durch die Beschäftigte oder Dritte gefährdet werden können, ist der Behälter unverzüglich und gefahrlos zu entleeren oder es sind andere entsprechende Schutzmaßnahmen zu treffen, die eine Gefährdung verhindern.
- besondere Hinweise zum Füllen und Entleeren des Flaschenbündels sind je nach Füllstand festzulegen, schriftlich zu fixieren, an dem Flaschenbündel anzubringen und zu beachten
- Regelmäßige Wartung und ordnungsgemäße Instandsetzung bei Mängeln
- Sicherer Stand und entsprechende Sicherung der Behälter zur Vermeidung von Kippen / Umfallen etc.
- Füllen der Druckgasbehälter nur durch beauftragte, geeignete und unterwiesene Beschäftigte; Betreten der Räume, in denen Druckgasbehälter gefüllt werden nur

durch unterwiesene, fachkundige Personen; das Gas ist in passende Druckgasbehälter zu füllen (Vermeidung von Stoffunverträglichkeiten);

TRBS 3146 Ortsfeste Druckanlagen für Gase

Diese Regel gilt für ortsfeste Druckanlagen zur Lagerung von Gasen und von Cyanwasserstoff (HCN) einschließlich Aufstellen, Betreiben, Stillsetzen und Demontieren und nennt beispielhaft Maßnahmen, wie den hiervon ausgehenden Gefährdungen begegnet werden kann.

Die Regel gilt nicht für ortsfeste Druckanlagen, die in den Anwendungsbereich der TRBS 3151/TRGS 751 „Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Füllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen“ fallen.

TRBS 3151 Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen

Diese Regel enthält Anforderungen an Montage, Installation und Betrieb von Gasfüllanlagen im Sinne von § 18 Absatz 1 Nummer 3 BetrSichV, Tankstellen im Sinne von § 18 Absatz 1 Nummer 6 BetrSichV und Betankungsanlagen im Sinne von § 18 Absatz 1 Nummer 8 BetrSichV, für Landfahrzeuge und dient dem Schutz Beschäftigter und anderer Personen vor Druck-, Brand- und Explosionsgefährdungen sowie Gefährdungen ausgehend von Tankstellen und Gasfüllanlagen durch sicherheitstechnische und organisatorische Maßnahmen.

TRGS 400 Gefährdungsbeurteilung für Tätigkeiten mit Gefahrstoffen

Diese technische Regel legt die Grundsätze der Gefährdungsbeurteilung für die Beschäftigung mit Gefahrstoffen fest.

TRGS 402 Ermitteln und Beurteilen der Gefährdungen bei Tätigkeiten mit Gefahrstoffen

Entsprechend der TRGS 400 ist diese TRGS bei der Ermittlung und Beurteilung der inhalativen Exposition anzuwenden, wenn bei der Anwendung standardisierter Arbeitsverfahren Arbeitsplatzmessungen zur Wirksamkeitsüberprüfung vorgesehen sind oder bei Tätigkeiten mit Gefahrstoffen keine standardisierten Arbeitsverfahren angewendet werden.

TRGS 407 Tätigkeiten mit Gasen

Diese TRGS gilt für Tätigkeiten mit Gasen, einschließlich Flüssiggas und Gasen zu Brennzwecken.

TRGS 420 Verfahrens- und stoffspezifische Kriterien (VSK) für die Gefährdungsbeurteilung

Diese Regelung gilt für die Erstellung „Verfahrens- und stoffspezifischer Kriterien“ nach festgelegten Kriterien und beschreibt, wie diese durch den Arbeitgeber anzuwenden sind. VSK geben dem Arbeitgeber für Tätigkeiten mit Gefahrstoffen praxisgerechte Festlegungen im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung, eine Beschreibung geeigneter Schutzmaßnahmen und Festlegungen zu ihrer Wirksamkeitskontrolle.

TRGS 500 Schutzmaßnahmen

Konkretisierung der Gefahrstoffverordnung: Diese TRGS konkretisiert die §§ 8 bis 11 der Gefahrstoffverordnung hinsichtlich der technischen, organisatorischen oder personenbezogenen Schutzmaßnahmen, insbesondere bei inhalativer Gefährdung.

TRGS 510: Lagerung von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern

Diese Regel gilt für das Lagern von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern einschließlich dem Ein- und Auslagern, Transportieren innerhalb des Lagers und Beseitigen freigesetzter Gefahrstoffe und regelt spezielle Maßnahmen im Zusammenhang mit diesen Tätigkeiten.

TRGS 528 Schweißtechnische Arbeiten Konkretisierung der Gefahrstoffverordnung

Die Regel gilt für Tätigkeiten der schweißtechnischen Praxis wie Schweißen, Schneiden und verwandten Verfahren an metallischen Werkstoffen, bei denen gas- und partikelförmige Gefahrstoffe entstehen können. Diese Stoffe werden in der Praxis auch als Schadstoffe bezeichnet.

TRGS 721 Gefährliche explosionsfähige Atmosphäre – Beurteilung der Explosionsgefährdung Konkretisierung der Gefahrstoffverordnung

Diese Regel konkretisiert die Anforderungen an die Beurteilung von Explosionsgefährdungen durch explosionsfähige Atmosphären.

TRGS 800 Brandschutzmaßnahmen - Konkretisierung der Gefahrstoffverordnung.

Die Regel gilt für Tätigkeiten mit brennbaren oder oxidierenden Gefahrstoffen, bei denen Brandgefährdungen entstehen können. Sie beschreibt Maßnahmen, die der Sicherheit und Gesundheit von Beschäftigten dienen.

Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern (Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt - GGVSEB)

Diese Verordnung regelt die innerstaatliche und grenzüberschreitende Versendung gefährlicher Güter auf der Straße, auf Schienen und auf allen schiffbaren Binnengewässern. Insbesondere ist sie bei der Verwendung von mobilen Tankwagen zu beachten. Dabei erfolgt eine Aufteilung in Absender, Befüller, Verlader, Verpacker etc.

4.2.8. Vergaberecht

4.2.8.1. Sachverhalt

Ein großer Teil des Schienenverkehrs erfolgt in Deutschland derzeit noch mit Dieselantrieb. Hintergrund ist, dass nicht flächendeckend Hochspannungsleitungen für elektronisch betriebene Züge zur Verfügung stehen.

Es ist daher vorgesehen, den bislang noch mit Diesel betriebenen Schienenverkehr auf nachhaltigere und umweltfreundlichere Antriebsformen umzustellen. Dazu sollen auf einzelnen Strecken Wasserstoffzüge zum Einsatz kommen. Diese werden derzeit allerdings wohl nur von der Firma Alstom angeboten. Eine mögliche Alternative wären batteriebetriebene Züge. Diese ermöglichen ebenfalls einen emissionsfreien Zugverkehr, weisen jedoch gegenüber Wasserstoffzügen Nachteile auf: Batteriebetriebene Züge haben eine geringere Reichweite, erfordern regelmäßige Ladestationen entlang der befahrenen

Strecke, haben ein höheres Eigengewicht sowie einen gesteigerten Wartungsaufwand und sind in der Anschaffung teurer.

Der Betrieb eines wasserstoffbetriebenen Zugverkehrs besteht aus den folgenden Teilleistungen:

- Bereitstellung der Züge
- Wartung / Instandhaltung der Züge
- Bereitstellung der Wasserstoffinfrastruktur (Wasserstoffversorgung), inklusive des Aufbaus und Betriebs der Wasserstoffinfrastruktur, der Wasserstoffherstellung und der Logistikkette zur Belieferung der Tankstelle
- Erbringung der Verkehrsleistungen

Während die Eisenbahnverkehrsunternehmen die Verkehrsleistungen im Regelfall selbst erbringen, müssen die übrigen Teilleistungen von diesem oder von dem Auftraggeber beschafft werden. Dabei kommen im Wesentlichen zwei Modelle in Betracht:

- Die Beschaffung der Züge, die Wartung / Instandhaltung sowie die Wasserstoffversorgung werden gemeinsam in einem Auftrag vergeben.
- Die Beschaffung der Züge wird gemeinsam mit der Wartung / Instandhaltung vergeben; die Vergabe der Wasserstoffversorgung erfolgt in einem separaten Auftrag oder Los.

Sowohl für die Lieferung als auch für die Wartung / Instandhaltung von Zügen mit Wasserstoffantrieb kommt derzeit lediglich ein Unternehmen in Betracht. Die Wasserstoffversorgung hingegen wird von mehreren Unternehmen angeboten.

4.2.8.2. Problemstellung und Ergebnis

Bei der Bereitstellung von Wasserstoffzügen, der Wartung / Instandhaltung dieser Züge sowie der Errichtung und dem Betrieb einer Wasserstoffinfrastruktur (Wasserstoffversorgung) handelt es sich jeweils um einen öffentlichen Auftrag i.S.v. § 103 Abs. 1 GWB. Die für eine europaweite Ausschreibung maßgeblichen Schwellenwerte werden dabei wohl jeweils deutlich überschritten.

Vor diesem Hintergrund stellen sich die folgenden Fragen:

- Ist es vergaberechtlich zulässig, dass die Auftraggeber sich bei der Beschaffung von emissionsarmen Schienenverkehrslösungen auf ein wasserstoffbasiertes System festlegen, obwohl bislang nur ein Unternehmen Wasserstoffzüge anbietet?
- Können die Bereitstellung der Züge und die Wartung / Instandhaltung der Züge sowie die gesamte Wasserstoffversorgung jeweils in einem Los / einem Auftrag vergeben werden?
- Können sämtliche Teilleistungen gemeinsam in einem Los / einem Auftrag vergeben werden?

Kann ein Unternehmen mit den erforderlichen Leistungen ganz oder teilweise ohne Ausschreibung beauftragt werden?

Im Ergebnis sind diese Fragen wie folgt zu beantworten:

- Den Auftraggebern steht es frei, bei der Ausschreibung von Schienenfahrzeugen einen Wasserstoffantrieb der Züge vorzugeben. Alternativ können die Fahrzeuge auch mittels einer funktionalen Leistungsbeschreibung ausgeschrieben werden. Der Auftraggeber gibt in diesem Fall lediglich die gewünschte Funktion, nämlich den emissionsfreien Betrieb, vor. Dies ermöglicht durch die Öffnung für alternative Technologien einen größeren Wettbewerb um die Aufträge. Zwingend ist dies jedoch nicht.
- Die Auftraggeber können die Bereitstellung der Züge und die Wartung / Instandhaltung und die vollständige Wasserstoffversorgung jeweils in einem Los / einem Auftrag vergeben.
- Es spricht vieles dafür, dass auch die Gesamtvergabe sämtlicher Teilleistungen während eines Einführungszeitraumes zulässig ist.

Eine Direktvergabe (sog. Verhandlungsverfahren ohne Teilnahmewettbewerb) wäre vorliegend nur bzgl. der Bereitstellung von Wasserstoffzügen und deren Wartung / Instandhaltung zulässig, weil nur ein Unternehmen in der Lage ist, diese Leistung zu erbringen. Die Wasserstoffversorgung ist zwingend auszuschreiben.

4.2.8.3. Rechtliche Prüfung

a) Beschränkung auf Wasserstoffzüge

Der Auftraggeber darf bei der Ausschreibung von Schienenfahrzeugen vorgeben, dass diese mit Wasserstoff betrieben werden, obwohl diese Technologie derzeit nur von einem Unternehmen angeboten wird. Diese Entscheidung ist von der Beschaffungsfreiheit des Auftraggebers gedeckt. Der Auftraggeber ist auch nicht aufgrund des Wettbewerbsgrundsatzes verpflichtet, die Ausschreibung für andere Technologien – wie z.B. batteriebetriebene Züge – zu öffnen.

Beschaffungsfreiheit des Auftraggebers

Dem Vergabeverfahren ist die Bestimmung des Beschaffungsbedarfs durch den Auftraggeber immanent. Dieser muss zunächst entscheiden, welche Leistung zur Deckung seines Beschaffungsbedarfs ausgeschrieben werden soll. Dabei kann er im Wesentlichen frei entscheiden und die vom Leistungsgegenstand einzuhaltenden Spezifikationen anhand seiner Anforderungen festsetzen.

Einfluss vergaberechtlicher Grundsätze

Bezieht sich die Ausschreibung auf eine bestimmte Technologie, schränkt dies notwendigerweise den Wettbewerb um den Auftrag ein. Aus dem Grundsatz der Gleichbehandlung und dem Wettbewerbsgrundsatz können sich im Einzelfall Beschränkungen hinsichtlich der Wahl des Auftragsgegenstandes ergeben. So ist es dem Auftraggeber grundsätzlich untersagt, eine hersteller- oder markenbezogene Ausschreibung durchzuführen. Die Ausschreibung darf sich daher nicht auf ein bestimmtes Produkt beziehen, vgl. § 31 VgV. Auch darf die Ausschreibung im Regelfall nicht auf bestimmte Produkte eines Herstellers zugeschnitten sein. In diesem Fall läge nämlich eine mittelbare hersteller- bzw. markenbezogene Ausschreibung vor.

Zulässigkeit einer technologiebezogenen Ausschreibung

Nicht per se verboten ist hingegen, dass der Auftraggeber sich bei der Ausschreibung auf eine bestimmte Technologie festlegt. Die Vorgabe einer bestimmten Technologie muss aber

durch den Auftragsgegenstand gerechtfertigt sein (§§ 31, 32 VgV) und darf daher jedenfalls nicht willkürlich sein.

Nach der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf ist die mit der Bestimmung des Leistungsgegenstandes verbundene Wettbewerbsbeschränkung hinzunehmen, wenn dafür sachliche auftragsbezogene Gründe vorliegen. Die Beschränkung der Ausschreibung auf Wasserstoffzüge wäre demnach dadurch gerechtfertigt, dass für die alternativ in Frage kommenden batteriebetriebenen Züge wohl noch keine ausreichende Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht, diese daher mit zusätzlichen Kosten zunächst geschaffen werden müsste und die batteriebetriebenen Züge in Erwerb und Unterhalt deutlich teurer wären.

Nach einer strengeren Auffassung muss der Auftraggeber vor der Bestimmung des Leistungsgegenstandes gründlich prüfen, ob eine technologiebezogene Ausschreibung notwendig ist oder ob das Beschaffungsziel auch auf andere Art und Weise erreicht werden kann. Hier ließe sich die Vorgabe eines Wasserstoffantriebes wohl dadurch rechtfertigen, dass die Realisierung mittels batteriebetriebener Züge nach dem derzeitigen Stand der Technik nicht sicher möglich ist und zudem mit der notwendigen Erweiterung der Infrastruktur sowie Mehrkosten für Anschaffung und Betrieb der Züge verbunden wäre. Der Beschaffungszweck kann daher nicht sicher durch den Einsatz anderer Technologien erreicht werden. Dies ist vom Auftraggeber entsprechend zu begründen und zu dokumentieren.

Alternativ: funktionale Ausschreibung

Anstatt in der Ausschreibung eine bestimmte Technologie – nämlich einen Wasserstoffantrieb – vorzugeben, könnte der Auftraggeber auch lediglich die gewünschte Funktion der zu beschaffenden Leistung vorgeben (funktionale Leistungsbeschreibung). Der Auftraggeber würde in diesem Falle lediglich einen emissionsfreien Betrieb vorgeben. Mit welcher Technologie dies umgesetzt wird, bliebe dabei dem Auftragnehmer überlassen. Die größere Freiheit hinsichtlich der einsetzbaren Technologie würde zu einem größeren Wettbewerb um die Aufträge führen. Vergaberechtlich erforderlich ist eine solche Ausschreibung aber nicht.

b) Vergaberechtliche Bewertung der Beschaffungsmodelle

Im Folgenden ist zu prüfen, welche der möglichen Modelle für die Beschaffung der erforderlichen Leistungen vergaberechtlich zulässig sind.

aa) Separate Beschaffung von Zügen und Wasserstoffversorgung

Es ist mit dem Vergaberecht vereinbar, wenn die Wasserstoffzüge gemeinsam mit der Wartung / Instandhaltung in einem Los (Los 1) und – separat davon – die Wasserstoffversorgung in einem weiteren Los (Los 2) vergeben werden.

Gemeinsame Vergabe von Beschaffung, Wartung / Instandhaltung

Die Beschaffung der Züge sowie die Wartung / Instandhaltung sind zwar theoretisch teilbare Leistungsbestandteile; eine einheitliche Vergabe ist aber aus technischen Gründen erforderlich.

Aufträge sind von öffentlichen Auftraggebern grundsätzlich losweise zu vergeben, § 97 Abs. 4 GWB. Dadurch soll mittelständischen Unternehmen ermöglicht werden, an größeren Ausschreibungen teilzunehmen und Aufträge zu erhalten⁴⁶.

Eine solche Losaufteilung ist vorliegend jedenfalls bezüglich der Beschaffung der Züge sowie der Wartung / Instandhaltung der Züge in Erwägung zu ziehen. Diese Leistungen sind nach dem Verständnis der Verfasser jedenfalls theoretisch teilbar⁴⁷. Von einer Aufteilung kann vorliegend aber aus technischen Gründen abgesehen werden. Trennbare Teilleistungen dürfen gemeinsam vergeben werden, wenn wirtschaftliche oder technische Gründe dies erfordern, § 97 Abs. 4 GWB. Dabei muss eine getrennte Ausführung der Teilleistungen nicht per se wirtschaftlich oder technisch ausgeschlossen sein; es ist ausreichend, dass die Gründe für eine Gesamtvergabe im Rahmen einer umfassenden Interessenabwägung überwiegen⁴⁸.

Überwiegende technische Gründe können sich dabei insbesondere aus Schnittstellen zwischen den einzelnen Leistungsteilen ergeben. Eine Gesamtvergabe kommt danach insbesondere dann in Betracht, wenn sich aus den vorhandenen Schnittstellen mögliche Sicherheitsprobleme ergeben können oder unklar ist, ob eine ausreichende Kompatibilität zwischen den Leistungsteilen besteht⁴⁹. Wird ein reibungsloser Betrieb durch die vorhandenen Schnittstellen gefährdet, steht es dem Auftraggeber frei, auf eine losweise Vergabe zu verzichten um durch eine einheitliche Auftragsausführung eine sichere Systemlösung zu gewährleisten⁵⁰. Dadurch wird auch dem Ziel einer sparsamen Mittelverwendung gedient.

Im Falle der Beschaffung der Züge sowie der Wartung / Instandhaltung dieser Züge bestehen solche technischen Gründe. Wasserstoffzüge stellen eine neuartige Technologie dar. Aufgrund mangelnder Erfahrung der Auftraggeber mit Wasserstoffzügen kann ein reibungsloser und zuverlässiger Betrieb nur dann gewährleistet werden, wenn die Wartung / Instandhaltung der Züge durch den Hersteller erfolgt.

Aus diesen Gründen ist eine gemeinsame Vergabe dieser Leistungen zwingend erforderlich. Eine gemeinsame Vergabe ist daher auch nicht im Hinblick auf den Wettbewerbsgrundsatz, § 97 Abs. 4 GWB zu beanstanden.

Keine Teilbarkeit der Wasserstoffversorgung

Eine Losaufteilung der Wasserstoffversorgung kommt bereits mangels Teilbarkeit nicht in Betracht. Die Auftraggeber dürfen somit die vollständige Wasserstoffversorgung in einem Los / einem Auftrag vergeben.

⁴⁶ Fehling, in: Pünder/Schellenberg, § 97 GWB, Rn. 95.

⁴⁷ Lux, in: Müller-Wrede, VOL/A Kommentar, § 2 EG, Rn. 96.

⁴⁸ Hailbornner, in: Byok/Jaeger, Vergaberecht, § 97 GWB, Rn. 60.

⁴⁹ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 25.04.2012 – VII-Verg 100/11; Lux, in: Müller-Wrede, VOL/A Kommentar, § 2 EG, Rn. 101.

⁵⁰ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 01.08.2012 – VII-Verg 10/12; Lux, in: Müller-Wrede, VOL/A Kommentar, § 2 EG, Rn. 101.

Die einzelnen Leistungsbestandteile der Wasserstoffversorgung – Aufbau und Betrieb der Wasserstofftankstellen, inklusive der Errichtung und des Betriebs der Wasserstoffinfrastruktur, der Wasserstoffherstellung und der Logistikkette zur Belieferung der Tankstelle – sind nach unserem Verständnis aufgrund der engen Verknüpfung der Komponenten und der Komplexität des Systems nicht sinnvoll teilbar. Für eine Losaufteilung gem. § 97 Abs. 4 GWB besteht somit kein Raum.

bb) Gesamtvergabe sämtlicher Leistungen

Mit guter Begründung vertretbar ist (zumindest während der Markteinführungsphase) die Vergabe sämtlicher Leistungen in einem Auftrag / einem Los. Die Auftraggeber können daher sowohl die Beschaffung der Züge inklusive der Wartung / Instandhaltung als auch die Wasserstoffversorgung in einem Auftrag / einem Los zusammenfassen.

Bei den wasserstoffbetriebenen Zügen handelt es sich um eine noch weitestgehend unerprobte Leistung. Um trotz der bislang fehlenden praktischen Erfahrung mit dem Betrieb dieser neuen Technologie von Anfang an einen reibungslosen Betrieb zu gewährleisten, können sämtliche Leistungsbestandteile wohl jedenfalls während der Erprobung und Einführung der Wasserstoffzüge gemeinsam ausgeschrieben werden, auch wenn dadurch ein Wettbewerb um die Aufträge faktisch ausgeschlossen wird.

Zusammenfassung der Leistungsteile

Trennbare Teilleistungen dürfen gemeinsam vergeben werden, wenn wirtschaftliche oder technische Gründe dies erfordern, § 97 Abs. 4 GWB.

- Vorliegend sind die Leistungen zwar grundsätzlich sinnvoll teilbar, im Ergebnis überwiegen bei der durchzuführenden Interessenabwägung aber die Gründe für eine Gesamtvergabe der Leistungen. Es bestehen gewichtige technische und wirtschaftliche Gründe für eine Zusammenfassung der Leistungsteile. Nicht ausreichend sind dafür allerdings die Kosten, die sich zwangsläufig aufgrund des bei einer losweisen Vergabe höheren Aufwandes ergeben. Vielmehr muss im Einzelfall bei einer losweisen Vergabe ein höherer Preis zu erwarten sein⁵¹.
- Vorliegend dürfte nach diesem Maßstab eine Zusammenfassung der Teilleistungen grundsätzlich zulässig sein:
- Insbesondere zwischen den Zügen und der Wasserstoffversorgung bestehen komplexe technische Schnittstellen, die für einen reibungslosen Betrieb von großer Bedeutung sind. Da es sich um eine neuartige Technologie handelt, haben die Auftraggeber mit dem Zusammenwirken der einzelnen Komponenten keine Erfahrungen. Die Auftraggeber können daher mögliche Komplikationen im Falle einer getrennten Vergabe der Leistungen nicht ausschließen.
- Dabei hat insbesondere die Logistikkette zur Belieferung der Tankstellen eine sensible Schnittstelle zu den Tankstellen. Denkbar wäre beispielsweise eine Versorgung mittels Pipeline oder eine Produktion des Wasserstoffes am Verbrauchsort. In beiden Fällen muss die Kompatibilität mit den Tankstellen sichergestellt sein. Aufgrund der Neuartigkeit der Technologie können die

51

Michael Fehling, in: Pünder/Schellenberg, § 97 GWB, Rn. 102.

Auftraggeber nicht endgültig abschätzen, ob eine getrennte Beauftragung zu Komplikationen führen kann.

- Durch die gemeinsame Beauftragung der Wasserstoffinfrastruktur und der Lieferung von Wasserstoff wird dem Betreiber ermöglicht, über den Wasserstoffabsatz die hohen Investitionen in die Infrastruktur zu refinanzieren. Die Auftraggeber haben dadurch neben Kosteneinsparungen auch eine vereinfachte Finanzierung. Die hohen Anfangsinvestitionen können über die gesamte Vertragslaufzeit verteilt werden.
- Für die Errichtung und den Betrieb der Infrastruktur besteht im Wesentlichen der gleiche Anbieterkreis wie für die Lieferung von Wasserstoff. Eine Zusammenfassung dieser Leistungen führt daher im Ergebnis nicht zu einer Verringerung des Wettbewerbs.

Nach alledem können die Auftraggeber im Falle einer getrennten Vergabe der Züge und der Wasserstoffversorgung jedenfalls nicht im gleichen Maße sicherstellen, dass von Anfang an ein reibungsloser Betrieb der Wasserstoffzüge gewährleistet ist. Diese Leistungen können daher jedenfalls grundsätzlich zusammengefasst werden.

Kein unzulässiger Ausschluss des Wettbewerbs

Einer Zusammenfassung der Leistungsbestandteile steht wohl auch der Wettbewerbsgrundsatz nicht entgegen.

Da unserem Verständnis nach nur ein Unternehmen für die Lieferung der Wasserstoffzüge in Betracht kommt, wäre im Falle einer gemeinsamen Vergabe zwar ein umfassender Wettbewerb für sämtliche Teilleistung unwahrscheinlich. Der Wettbewerbsgrundsatz muss aber wohl hinter den technischen Erfordernissen zurückstehen, weil die Auftraggeber aufgrund der bislang fehlenden praktischen Erfahrungen mit dem Betrieb von wasserstoffbetriebenen Zügen in der Anfangsphase keine zumutbare Handlungsalternative haben. Mangels einschlägiger Erfahrungen beim Betrieb von Wasserstoffzügen und der Schnittstelle zur Wasserstoffversorgung ist es aus Sicht der Auftraggeber höchst unattraktiv, (in der Markteinführungsphase) das entsprechende Schnittstellenrisiko zu übernehmen. Es kann den Auftraggebern nicht zugemutet werden, ein Scheitern des Projektes in Kauf zu nehmen, nur um einen effektiven Wettbewerb zu ermöglichen. Im Falle eines gescheiterten oder störungsanfälligen Betriebsbeginns drohen schließlich erhebliche Mehrkosten.

Dabei ist auch zu beachten, dass die Auftraggeber die Leistungen nicht bewusst und zielgerichtet dem Wettbewerb entziehen; der fehlende Wettbewerb ist allein eine Konsequenz des derzeit noch nicht entwickelten Marktes. Zudem bleibt es im Falle der gemeinsamen Ausschreibung der Teilleistungen möglich, dass ein bislang unbekannter Anbieter für Wasserstoffzüge existiert oder dass ein Unternehmen im Verlauf der Ausschreibung eine geeignete Lösung entwickelt.

cc) Direktvergabe

Die Auftraggeber könnten (unabhängig von den vorstehenden Erwägungen) wohl die Beschaffung der Fahrzeuge und die Wartung / Instandhaltung nach § 14 Abs. 4 Nr. 2 lit. b VgV ohne Ausschreibung direkt vergeben.

Nach unserer Auffassung werden wasserstoffbetriebene Schienenfahrzeuge nur von einem Anbieter angeboten und gewartet. De facto besteht somit kein Wettbewerb; eine Ausschreibung wäre daher nicht erforderlich. Sollte sich ein Auftraggeber zu einer solchen Direktvergabe entscheiden, müsste dieser aber zuvor eine gründliche Marktanalyse durchführen und die Gründe für diese Entscheidung dokumentieren.

Eine Direktvergabe der Wasserstoffversorgung oder – im Falle einer Gesamtvergabe – aller Leistungen wäre hingegen unter Verweis auf § 14 Abs. 4 Nr. 2 lit. b VgV nicht zulässig. Eine Direktvergabe ist nur zulässig, wenn aus technischen Gründen kein Wettbewerb besteht. Da für die Wasserstoffversorgung nach unserer Kenntnis ein Wettbewerb zwischen mehreren Unternehmen besteht, ist diese Voraussetzung jedenfalls für die separate Vergabe dieser Leistungen nicht erfüllt. Im Falle der gemeinsamen Vergabe aller Leistungen müssten diese aus technischen Gründen zwingend gemeinsam mit den Fahrzeugen beschafft werden. Eine derart enge Verknüpfung der Leistungen besteht aus unserer Sicht allerdings nicht.

4.2.9. EEG-Regelungen und energierechtliche Aspekte für die ausgewählten Versorgungskonzepte

Im Folgenden werden Fragen zum EEG und Energiewirtschaftsrecht im Hinblick auf die Wasserstoffbereitstellung untersucht. Der Fokus liegt hier auf den Kostenbelastungen mit EEG-Umlage, Netzentgelten und Stromsteuer für den Strombezug eines Elektrolyseurs (und ggf. auch von weiteren Einrichtungen). Dieses Thema ist für die Wirtschaftlichkeit einer Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse sehr wichtig und wird daher eingehend untersucht. Aus dem EEG ist dabei insbesondere die besondere Ausgleichsregelung – und damit die Begrenzung der EEG-Umlage – für Schienenbahnen von hoher Bedeutung. Zu untersuchen sind außerdem Fragen zum Anfallen von Netzentgelten (EnWG) und von Stromsteuer (StromStG).

4.2.9.1. Netznutzungsentgelte

Zunächst wird untersucht, ob für den Strombezug eines Elektrolyseurs zur Gewinnung von Wasserstoff für die Nutzung in Schienenfahrzeugen Netznutzungsentgelte anfallen.

Elektrolyseur wird vor dem Netz betrieben

Netzentgelte fallen für die Nutzung der Elektrizitätsübertragungs- und -verteilernetze an (vgl. § 1 Stromnetzentgeltverordnung, StromNEV, § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Diese Pflicht besteht im Grundsatz auch, wenn Strom aus dem Bahnstromnetz der DB entnommen würde. Die Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten entsteht grundsätzlich nur, wenn auch eine tatsächliche Netznutzung/Entnahme erfolgt. Allerdings kann auch eine bilanzielle Netznutzung ausreichend sein, beispielsweise beim bilanziellen Bezug von sogenanntem „EEG-Ersatzstrom“ im Fall der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung von Strom aus einer EEG-Anlage nach § 8 Abs. 2 EEG.

Entscheidend und im Einzelfall zu prüfen ist, ob es sich um ein Energieversorgungsnetz handelt. Energieversorgungsnetze sind gemäß § 3 Nr. 16 EnWG:

„Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 24a und 24b“.

Wenn es sich bei einem Netz um ein Energieversorgungsnetz im Sinne des § 3 Nr. 16 EnWG handelt, wird der Betreiber des jeweiligen Netzes in aller Regel Netzentgelte erheben (müssen). Dies gilt auch dann, wenn es sich bei dem Netz um ein geschlossenes Verteilernetz handeln sollte. Für diese Netze gelten zwar bestimmte Regelungen des EnWG

nicht. Die Betreiber dieser Netze können aber ebenfalls Entgelte erheben, die einer Regulierung unterliegen, vgl. § 110 EnWG.

Sofern es sich bei den Leitungen hingegen um eine „Kundenanlage“ im Sinne des § 3 Nr. 24a oder Nr. 24b handelt, dürfen in der Regel von dem Eigentümer der Leitungen keine Netzentgelte erhoben werden. Gemäß § 3 Nr. 24a EnWG sind Kundenanlagen:

- „Energieanlagen zur Abgabe von Energie,
 - a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,
 - b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
 - c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und
 - d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden“.

Aus dieser Definition zur Kundenanlage – sowie entsprechend Definition der Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung gemäß § 3 Nr. 24 b EnWG – ergibt sich, dass die Kundenanlagen im Sinne des § 3 Nr. 24a und 24b EnWG insbesondere jedermann zum Zwecke der Belieferung der an sie angeschlossenen Letztverbraucher unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.

Im Ergebnis fallen Netzentgelte damit nicht an, wenn der Elektrolyseur seinen Strom aus Stromerzeugungsanlagen „vor“ dem Energieversorgungsnetz im Sinne des § 3 Nr. 16 EnWG (einschließlich dem DB-Stromnetz) im Bereich einer Kundenanlage bezieht.

Elektrolyseur wird über das Netz betrieben

Wenn das Energieversorgungsnetz (einschließlich des 16,7 Hz-Bahnstromnetzes der DB) für den Strombezug des Elektrolyseurs genutzt wird, können Netzentgelte grundsätzlich zu zahlen sein, vgl. § 1 StromNEV, § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

Für die Entnahme von Strom für den Betrieb von Pumpen in einem Pumpspeicherkraftwerk aus dem Netz haben das OLG Düsseldorf und der BGH entschieden, dass eine Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten besteht. Diese Rechtsprechung ist nach unserer Einschätzung auf den Strombezug für den Betrieb eines Elektrolyseurs zur Herstellung von Wasserstoff übertragbar, auch wenn sie mit guten Argumenten in der Literatur kritisch gesehen wird. Auf der Basis der genannten Rechtsprechung muss unseres Erachtens davon ausgegangen werden, dass Netzentgelte grundsätzlich anfallen, wenn der Elektrolyseur über ein Energieversorgungsnetz betrieben wird.

Befreiungsmöglichkeit in § 118 Abs. 6 EnWG

Allerdings kann sich für den zum Betrieb des Elektrolyseurs über das Netz bezogenen Strom eine zeitlich befristete Befreiung von den Netzentgelten nach der Vorschrift in § 118 Abs. 6 EnWG ergeben. § 118 Abs. 6 EnWG lautet in den hier relevanten Abschnitten:

„Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. [...]

[Satz 3:] Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.

[Satz 6:] Als Inbetriebnahme gilt der erstmalige Bezug von elektrischer Energie für den Probebetrieb, bei bestehenden Pumpspeicherkraftwerken der erstmalige Bezug nach Abschluss der Maßnahme zur Erhöhung der elektrischen Pump- oder Turbinenleistung und der speicherbaren Energiemenge.

[Satz 7:] Satz 2 und 3 gelten nicht für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.“

Eine Befreiung von den Netzentgelten kommt demnach in Betracht, wenn es sich bei dem Elektrolyseur um eine nach dem 31.12.2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie handelt, die ab 04.08.2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen wird.

Voraussetzung ist damit zunächst, dass der Elektrolyseur erst nach dem 31.12.2008 neu errichtet wird. Außerdem muss er in einem Zeitraum ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden.

Weiter setzt § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG voraus, dass es sich um eine „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ handelt.

Eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie liegt nach unserer Einschätzung jedenfalls dann vor, wenn sämtlicher von der Anlage bezogener Strom in einen speicherfähigen Zustand umgewandelt wird und in einem späteren Schritt wieder in Strom umwandelt und in dasselbe Energieversorgungsnetz eingespeist wird. Die Vorschriften in § 118 Abs. 6 Satz 7 und Satz 8 EnWG zeigen zudem, dass die Regelung des § 118 Abs. 6 EnWG grundsätzlich auch für Anlagen gilt, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird. Sofern der Elektrolyseur so betrieben wird, dass der gesamte erzeugte Wasserstoff in einem lokal angeschlossenen BHKW zeitlich versetzt wieder rückverstromt und der erzeugte Strom in dasselbe Energieversorgungsnetz eingespeist wird, greift die Befreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG unseres Erachtens damit jedenfalls ein.

Fraglich ist indes, ob eine „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ auch vorliegt, wenn der erzeugte Wasserstoff zu einem anderen Zweck – hier: als Kraftstoff für den Schienenverkehr – verwendet wird. Diese Frage ist umstritten.

Erste Sichtweise: Rückverstromung erforderlich

In dieser Situation könnte man womöglich der Auffassung sein, dass der in dem Betrieb des Elektrolyseurs verwendete Strom eher „verbraucht“ als „gespeichert“ wird, so dass man auch den Elektrolyseur möglicherweise nicht als „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ ansehen könnte. Als eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie könnte man nur eine solche ansehen, in die elektrische Energie „eingeladen“ und aus der bei Bedarf wieder Strom ausgespeist wird.

Daher könnte man die Vorschrift so verstehen, dass für Elektrolyseure zwar eine Einspeisung des Stroms (nach Rückverstromung des Wasserstoffs) in ein anderes Transport- oder Verteilernetz möglich sein soll, dass aber eine Rückverstromung gleichwohl erforderlich ist, wenn eine Befreiung von den Netzentgelten begehrt wird.

Zweite Sichtweise: Befreiung greift auch bei anderer (energetischer) Verwendung

Bei dem Vorgang der Speicherung handelt es sich aber zunächst in aller Regel (wenn man von besonderen Speichertechniken wie Schwungrädern absieht) physikalisch um einen Fall der Umwandlung. Auch der „Verbrauch“ von Strom ist letztlich die Umwandlung in eine andere Energieform. Durch die Gewinnung von Wasserstoff wird der Strom außerdem in einen speicherfähigen Zustand – in den gasförmigen Wasserstoff – überführt. Nach dem Wortsinn spricht dies dafür, dass eine „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ bereits bei einer Anlage zur Gewinnung von Wasserstoff gegeben sein kann.

Außerdem ist nach unserer Einschätzung die Regelung in § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG zu beachten, nach welcher die Freistellung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG nur gewährt wird, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe eingespeist wird. In diesem Satz wird daher ausdrücklich geregelt, dass die Freistellung von den Netzentgelten nur gewährt wird, wenn die gespeicherte elektrische Energie später zur Ausspeisung als elektrische Energie zurückgewonnen und wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Die gesonderte Anordnung dieser Voraussetzung in Satz 3 spricht unseres Erachtens dagegen, dieselbe inhaltliche Anordnung bereits in dem Begriff der „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG hinein zu lesen. Hinzu kommt, dass der Gesetzgeber in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG nur von der „Speicherung“ elektrischer Energie spricht. Hingegen verwendet der Gesetzgeber im EEG wiederholt den Begriff der „Zwischenspeicherung“, siehe § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG, § 16 Abs. 2 EEG. Dies spricht dafür, dass der Gesetzgeber zwischen der Speicherung und der Zwischenspeicherung unterscheidet. Die Speicherung könnte damit allein die Umwandlung von elektrischer Energie in einen speicherfähigen Zustand meinen, die Zwischenspeicherung hingegen auf eine spätere Rückverstromung hin angelegt sein.

Von erheblicher Bedeutung ist aus unserer Sicht, dass § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG ausdrücklich erklärt, dass § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG nicht für Anlagen gilt, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird. Aus systematischer Sicht spricht dies unseres Erachtens erheblich dafür, dass die Befreiung von den Netzentgelten bei Elektrolyseuren unabhängig davon eingreift, ob eine spätere Rückverstromung und Wiedereinspeisung in ein Netz erfolgt. Denn diese besondere Voraussetzung ist eben in § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG geregelt, der für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird, für nicht anwendbar erklärt wird.

Stellungnahme

Die Gesetzeshistorie zu diesem Punkt ist wenig ergiebig. Bezieht man Sinn und Zweck der Vorschrift des § 118 Abs. 6 EnWG mit ein, so fällt der Blick erneut auf die für die Wasserelektrolyse geltende Satz 7 den einschränkenden Satz 3 der Vorschrift bei Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird, für nicht anwendbar erklärt. Dies spricht dafür, dass hier bewusst ein besonderer Anreiz für die Nutzung der Elektrolyse zur Speicherung von Strom gesetzt werden sollte. Insbesondere ließe sich sagen, dass der Gesetzgeber hiermit den vielfältigen Anwendungsweisen von Wasserstoff/Methan Rechnung tragen wollte, die eben nicht zwangsläufig zur Rückverstromung eingesetzt werden müssen.

Andererseits ließe sich auch argumentieren, dass mit der Vorschrift des § 118 Abs. 6 EnWG nur besondere Belastungen bestimmter Speicheranlagen – insbesondere die Belastung durch doppelt anfallende Netzentgelte – vermieden werden sollten. Der sachliche Grund für die Vorschrift könnte außerdem in der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speicheranlagen bestehen. Diese Privilegierung könnte man eventuell dann als nicht gewollt

einschätzen, wenn die Wasserelektrolyse keine energiewirtschaftliche Funktion einnimmt, sondern lediglich wie ein normaler Verbraucher wirkt.

Auf der anderen Seite wird bei der Power-to-Gas-Technologie aber gerade auch der Einsatz zum Lastmanagement mit der Nutzung von Elektrolyseuren als verschiebbare Lasten diskutiert. Die Regelung des § 118 Abs. 6 EnWG fördert zwar nicht nur den Einsatz von Speicheranlagen zu bestimmten Zeitpunkten. Aber man könnte die gerade die die Wasserelektrolyse bevorzugende Regelung in Satz 7 vor dem Hintergrund sehen, dass der Gesetzgeber perspektivisch eine energiewirtschaftliche Bedeutung von Anlagen gesehen hat, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird. Dies spricht wiederum dafür, dass auf das Rückverstromungserfordernis bei diesen Anlagen bewusst verzichtet worden ist und dass sämtliche Anwendungsmöglichkeiten des Wasserstoffs gefördert werden sollten, damit erste Anlagen realisiert werden können.

Insgesamt sind damit auch für den Fall, dass der Strom über das Netz für die allgemeine Versorgung an den Elektrolyseur geliefert wird, gute Gründe vorhanden, die dafür sprechen, dass Netzentgelte nicht anfallen. Andererseits ist diese Aussage aus unserer Sicht nicht rechtssicher zu treffen. In dieser Frage besteht daher politischer Klärungsbedarf, um diesen für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs wichtigen Umstand rechtssicher auszugestalten.

4.2.9.2. Netznutzungsentgelte im weiteren Sinn

Für die Kostenpositionen Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und AbLaV-Umlage ist umstritten, ob diese ebenso wie die Netznutzungsentgelte entfallen, wenn die Voraussetzungen der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG gegeben sind.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat zur Netzentgeltbefreiung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV a.F. vertreten, dass diese nur für die Netzentgelte im engeren Sinne gelte, aber nicht für weitere (zusammen mit den Netzentgelten erhobene) Kostenpositionen. Nach uns bekannten Äußerungen von Vertretern der BNetzA ist zu erwarten, dass die BNetzA diese Frage bei der Netzentgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ebenso bewerten möchte. Dies würde bedeuten, dass die Befreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG nicht automatisch dazu führt, dass auch die weiteren Kostenpositionen Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und AbLaV-Umlage entfallen.

In der rechtswissenschaftlichen Literatur wird hingegen überwiegend vertreten, dass sich eine Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG auch auf die weiteren Kostenpositionen Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und AbLaV-Umlage erstreckt. Dies wird – kurz zusammengefasst – damit begründet, dass diese weiteren Kosten systematisch als Bestandteil der Netzentgelte anzusehen seien sowie dass sich die Befreiungsregelung in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG nach ihrem Sinn und Zweck auch auf diese Positionen beziehen müsse.

Hinsichtlich dieser weiteren Kostenpositionen besteht daher eine Unsicherheit, ob diese zusammen mit den Netzentgelten unter den Voraussetzungen der Befreiung in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG entfallen.

4.2.9.3. EEG-Umlage

Als nächstes stellt sich die Frage, ob für den Strombezug eines Elektrolyseurs zur Gewinnung von Wasserstoff für die Nutzung in Schienenfahrzeugen EEG-Umlage anfällt.

Grundsätzliches Anfallen EEG-Umlage

In Übertragung der Sichtweise des BGH zu den Netznutzungsentgelten gehen wir davon aus, dass EEG-Umlage grundsätzlich auch beim Verbrauch von Strom in einem Elektrolyseur anfällt. Dies gilt grundsätzlich auch, wenn ein Lieferant über das Bahnstromnetz der DB Strom an einen Betreiber eines Elektrolyseurs liefert. Die zu untersuchende Frage ist daher, ob ausnahmsweise Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände greifen.

§ 60 Abs. 3 EEG 2014

Eine Befreiung von der EEG-Umlage für Stromspeicher wird in § 60 Abs. 3 EEG 2014 vorgesehen.

§ 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014 setzt jedoch voraus, dass dem Stromspeicher **Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz** entnommen wird. Diese Voraussetzung wird bei der hier diskutierten Verwendungsmöglichkeit des Wasserstoffs als Kraftstoff für Schienenfahrzeuge **nicht erfüllt**.

Eine Befreiung ist nach § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG 2014 auch möglich für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 47 Abs. 6 Nr. 1 und 2 EEG 2014 zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Unabhängig von der Frage, ob es sich bei dem erzeugten Wasserstoff im vorliegenden Fall um „Speichergas“ handelt, soll das Speichergas nach den hier diskutierten Modellen nicht in das Erdgasnetz eingespeist und auch nicht zur Erzeugung von Strom verwendet werden, der in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird.

Eine Befreiung von der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 3 EEG 2014 scheidet daher aus.

Eigenversorgung

Zum 01.08.2014 ist das EEG 2014 in Kraft getreten. Mit der Regelung in § 61 EEG 2014 werden nunmehr grundsätzlich auch Eigenversorger dazu verpflichtet, EEG-Umlage abzuführen. § 61 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 lautet:

„Die Übertragungsnetzbetreiber können von Letztverbrauchern für die Eigenversorgung folgende Anteile der EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 verlangen:

1. 30 Prozent für Strom, der nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2016 verbraucht wird,
2. 35 Prozent für Strom, der nach dem 31. Dezember 2015 und vor dem 1. Januar 2017 verbraucht wird, und
3. 40 Prozent für Strom, der ab dem 1. Januar 2017 verbraucht wird.“

Auch bei Letztverbrauchern für die Eigenversorgung kann daher eine – aber ggf. erhebliche reduzierte – EEG-Umlage geltend gemacht werden. Nach § 61 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 erhöht sich der zu zahlende Betrag auf 100 Prozent der EEG-Umlage, wenn

„1. die Stromerzeugungsanlage weder eine Anlage nach § 5 Nummer 1 noch eine KWK-Anlage ist, die hocheffizient im Sinne des § 53a Absatz 1 Satz 3 des Energiesteuergesetzes ist und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent nach § 53a Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 des Energiesteuergesetzes erreicht, oder

2. der Eigenversorger seine Meldepflicht nach § 74 bis zum 31. Mai des Folgejahres nicht erfüllt hat“.

Definition: „Eigenversorgung“ wird in § 5 Nr. 12 EEG 2014 definiert als „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“.

Erste Voraussetzung für eine Eigenversorgung ist daher, dass der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt und den erzeugten Strom selbst verbraucht. Notwendig ist daher, dass **dieselbe natürliche oder juristische Person Betreiber der Stromerzeugungsanlage und Letztverbraucher** dieses Stroms ist. Dies entspricht der strengen Sichtweise des BGH zur bisherigen Rechtslage, wonach Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Eigenversorgungsprivilegs war, dass dieselbe juristische Person Strom erzeugt und selbst verbraucht (BGH, Urt. v. 09.12.2009, Az. VIII ZR 35/09). Wenn eine Gesellschaft ihre Tochtergesellschaft beliefert und es sich hierbei um zwei juristisch selbständige Personen handelt, liegt nach dem Urteil des BGH keine Eigenversorgung mehr vor.

Die Fragen, wer Betreiber einer Anlage und wer Letztverbraucher ist, sind durchaus umstritten und müssen im Einzelfall geprüft werden.

Der Strom darf nicht durch ein Netz durchgeleitet werden. Ein Netz wird in § 5 Nr. 26 EEG 2014 definiert als „die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“.

Kumulativ zur Nichtdurchleitung durch ein Netz muss im EEG 2014 der Strom im „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage“ verbraucht werden.

EEG-Umlagebefreite Eigenversorgung nach § 61 Abs. 2 EEG 2014

Liegt eine Eigenversorgung vor, kann unter den engen Ausnahmen des § 61 Abs. 2 EEG 2014 eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage ggf. vollständig entfallen. Diese Ausnahmen umfassen auszugsweise Eigenversorgungen,

- „1. soweit der Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch),
2. wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist,
3. wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nimmt [...]“

Durch die hier untersuchten Konzepte zur Belieferung eines Elektrolyseurs wird nur in Ausnahmefällen die EEG-Umlage infolge dieser engen Ausnahmetatbestände bei einer Eigenversorgung entfallen.

EEG-Umlage-befreite Eigenerzeugung in Bestandsanlagen

Eher möglich erscheint, dass in besonders gelagerten Einzelfällen eine EEG-Umlage-befreite Eigenerzeugung aus einer Bestandsanlage eventuell auch für die Lieferung von Strom an einen Elektrolyseur gilt. Dies setzt aber voraus, dass die Voraussetzungen für eine EEG-Umlage-befreite Eigenerzeugung in einer Bestandsanlage gemäß § 61 Abs. 3 und Abs. 4 EEG 2014 erfüllt werden. Da dies nur je nach Lage der Einzelfälle beurteilt werden kann, wird von einer Wiedergabe dieser Anforderungen hier abgesehen.

Weitere Anforderungen

In jedem Fall ist zu beachten, dass für die EEG-Umlage-befreite Eigenversorgung/ Eigenerzeugung die Anforderungen an die Zeitgleichheit nach § 61 Abs. 7 EEG 2014 und an die Messung nach § 61 Abs. 6 EEG 2014 eingehalten werden müssen.

Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen

Die EEG-Umlage kann nach §§ 63, 65 EEG 2014 auf Antrag vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) abnahmestellenbezogen begrenzt werden für Strom, der von Schienenbahnen selbst verbraucht wird. Diese Regelung bezieht sich gerade wesentlich auch auf Strom, der aus dem Bahnstromnetz entnommen wird. § 65 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2014 setzen hierfür voraus:

„(1) Bei einer Schienenbahn erfolgt die Begrenzung der EEG-Umlage nur, sofern sie nachweist, dass und inwieweit im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr die an der betreffenden Abnahmestelle selbst verbrauchte Strommenge unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht wurde und unter Ausschluss der rückgespeisten Energie mindestens 2 Gigawattstunden betrug.

(2) Für eine Schienenbahn wird die EEG-Umlage für die gesamte Strommenge, die das Unternehmen **unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr selbst verbraucht**, unter Ausschluss der rückgespeisten Energie an der betreffenden Abnahmestelle auf 20 Prozent der nach § 60 Absatz 1 ermittelten EEG-Umlage begrenzt.“

Die Strommenge muss daher von einer Schienenbahn an einer Abnahmestelle selbst verbraucht worden sein. Privilegiert sind von dieser Regelung daher nur Unternehmen, die Schienenbahnen betreiben.

Außerdem muss die Strommenge unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht worden sein. Als solcher „Fahrstrom“ wird jedenfalls die für den Antrieb von Schienenbahnen genutzte elektrische Energie erfasst. Auch wird hierzu Strom gerechnet, der zum Betrieb der sonstigen elektrischen Anlagen der Schienenbahnen für die Zugbildung, Zugvorbereitung sowie für die Bereitstellung und Sicherung der Fahrtrassen und Fahrwege verbraucht wird. Strom, der für die Schienenbahninfrastruktur wie Gebäude und Liegenschaften eingesetzt wird, dürfte nicht für den Fahrbetrieb genutzt werden.

Vorliegend soll der Strom in einem Elektrolyseur zur Gewinnung von Wasserstoff verwendet werden. Dies spricht nach dem **Wortlaut dagegen**, dass der Strom „unmittelbar“ für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr benutzt wird. Denn es ist die Wasserstofferzeugung „zwischen geschaltet“.

Allerdings könnte man die Vorschrift auch **weit auslegen** und entscheidend darauf abstellen, ob eine stromverbrauchende Tätigkeit oder Anlage für den Fahrbetrieb unverzichtbar ist. Mit diesem weiten Verständnis könnte man auch den für die Elektrolyse genutzten Strom unmittelbar dem Fahrbetrieb zurechnen, da die Wasserstofferzeugung unverzichtbarer Teil des Betriebs der Wasserstoffschienenfahrzeuge ist. Für diese Sichtweise spricht auch, dass andernfalls der Wettbewerb zwischen den Energieträgern für den Betrieb von Schienenfahrzeugen verzerrt sein könnte. Schließlich spricht insoweit für eine EEG-Umlagebefreiung, dass nur dieses Ergebnis eine Gleichstellung der verschiedenen Varianten des elektrischen Antriebs von Schienenbahnen hergestellt wird, sei es in konventionellen elektrischen Schienenbahnen, sei es in brennstoffzellenbetriebenen Zügen.

In dieser Frage verbleibt aber gleichwohl – trotz dieser grundsätzlich überzeugenden Argumentationsansätze – angesichts des Wortlauts von § 65 EEG 2014 eine nicht unerhebliche **Unsicherheit** dahingehend, ob die Nutzung von Strom für die Elektrolyse

hiervon tatsächlich erfasst ist und Gerichte durchgängig entsprechend urteilen würden. Eine gesetzliche Klarstellung wäre daher angeraten.

Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen

Eine Reduzierung der EEG-Umlage kommt nach §§ 63, 64 EEG 2014 ferner dann in Betracht, wenn der Elektrolyseur von einem stromkostenintensiven Unternehmen betrieben wird. Hierfür lauten die zentralen Voraussetzungen in § 64 Abs. 1 EEG 2014:

„Bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Anlage 4 zuzuordnen ist, erfolgt die Begrenzung nur, soweit es nachweist, dass und inwieweit

1. im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr die nach § 60 Absatz 1 oder § 61 umlagepflichtige und selbst verbrauchte Strommenge an einer Abnahmestelle, an der das Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 zuzuordnen ist, mehr als 1 Gigawattstunde betragen hat,

2. die Stromkostenintensität

a) bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 zuzuordnen ist, mindestens den folgenden Wert betragen hat:

aa) 16 Prozent für die Begrenzung im Kalenderjahr 2015 und

bb) 17 Prozent für die Begrenzung ab dem Kalenderjahr 2016,

b) bei einem Unternehmen, das einer Branche nach Liste 2 der Anlage 4 zuzuordnen ist, mindestens 20 Prozent betragen hat, und

3. das Unternehmen ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem oder, sofern das Unternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als 5 Gigawattstunden Strom verbraucht hat, ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung in der jeweils zum Zeitpunkt des Endes des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs geltenden Fassung betreibt.“

Die Gewinnung von Wasserstoff ist allerdings nicht selbst in den stromkostenintensiven Branchen nach Anlage 4 EEG 2014 aufgeführt. Allein dadurch, dass ein Unternehmen in erheblichem Umfang Wasserstoff für die Nutzung in Schienenfahrzeugen gewinnt, dürfte es daher nicht zu einem stromkostenintensiven Unternehmen in diesem Sinne werden. Eine Reduzierung durch die besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen kommt daher bei den hier untersuchten Möglichkeiten zur Wasserstoffgewinnung wohl nur dann in Betracht, wenn ein Unternehmen aus anderen Gründen ein stromkostenintensives Unternehmen im Sinne der Anlage 4 zum EEG 2014 ist und einen Elektrolyseur für die Gewinnung von Wasserstoff für den Schienenverkehr „mit nutzt“. Dabei ist zum einen wichtig, dass das Unternehmen dennoch weiterhin den Branchen nach Anlage 4 EEG 2014 zuzuordnen ist. Außerdem müssen sämtliche weiteren Voraussetzungen für eine Reduzierung der EEG-Umlage wie insbesondere im Hinblick auf die selbst verbrauchte Strommenge und Stromkostenintensität erfüllt werden.

4.2.9.4. Energiesteuer

Die Herstellung von Wasserstoff mittels des Elektrolyseurs ist energiesteuerrechtlich nicht relevant. Unabhängig von der Frage, ob Wasserstoff überhaupt ein Energieerzeugnis ist (siehe hierzu Teil 4.2.10.2), käme eine Besteuerung von Wasserstoff allenfalls dann in Betracht, wenn er dem Steueraussetzungsverfahren nach gemäß § 4 EnergieStG unterläge. In diesem Fall wäre eine Besteuerung gemäß § 9 EnergieStG dann möglich, wenn der Wasserstoff außerhalb eines sog. Herstellungsbetriebs hergestellt werden würde.

Wasserstoff müsste also dem Steueraussetzungsverfahren nach § 4 EnergieStG unterfallen. § 4 EnergieStG enthält einen Katalog von Energieerzeugnissen, welche anhand von Positionen der Kombinierten Nomenklatur (im Folgenden genannt: „KN“) aufgezählt werden. Die KN ist ein in der EU geltendes einheitliches Warenverzeichnis für den Außenhandel, das insbesondere der Harmonisierung der gemeinsamen Handels und der Zolltarife dient. Wasserstoff fällt unter die Position 2804 der KN. Diese Position fällt unter keine der im Katalog des § 4 EnergieStG aufgezählten Positionen. Damit unterliegt Wasserstoff auch nicht dem Steueraussetzungsverfahren. Somit kann die etwaige energiesteuerrechtliche Besteuerung von Wasserstoff nicht an der Herstellung anknüpfen.

4.2.9.5. Stromsteuer

Auch im Hinblick auf die Stromsteuer ist zu klären, ob die Stromentnahme im Elektrolyseur zur Gewinnung von Wasserstoff, welcher für die Nutzung in Schienenfahrzeugen erzeugt wird, die Stromsteuer anfällt.

Anfallen der Stromsteuer

Die Stromsteuer fällt gemäß § 5 Abs. 1 Stromsteuergesetz (StromStG) grundsätzlich dann an, wenn Strom durch Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz entnommen wird oder dadurch, dass der Versorger dem Netz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Bei der Eigenerzeugung entsteht die Steuer mit der Entnahme des Stroms zum Selbstverbrauch. Der Steuerschuldner ist gemäß § 5 Abs. 2 StromStG der Versorger bzw. der Eigenerzeuger.

Der Betreiber des Elektrolyseurs, der nach uns vorliegenden Informationen nicht mit der Person des wasserstoffverwendenden Schienenbahnbetreibers identisch ist, entnimmt den Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs aus dem öffentlichen Versorgungsnetz. Damit entsteht die Stromsteuer. Steuerschuldner ist aber nicht der Betreiber des Elektrolyseurs (der weder Eigenerzeuger noch selbst Versorger ist), sondern der Lieferant als (Strom-)Versorger. In der Praxis wird die Stromsteuer vom Versorger aber im Rahmen der Abrechnung an den Letztverbraucher weitergegeben.

Exkurs: mögliche Stromsteuerbefreiungen

Dem Versorger, der an den Elektrolyseurbetreiber Strom liefert, könnte unter Umständen eine Stromsteuerbefreiung geltend machen. In diesem Fall wäre keine Stromsteuer an den Elektrolyseur über die Stromabrechnung weiterzugeben. Da für das konkrete Strombelieferungsverhältnis verschiedene Konstellationen denkbar sind, ist eine abschließende Bewertung, welche Stromsteuerbefreiungen einschlägig wären, bislang nicht möglich.

Denkbar wäre, dass der Versorger **grünen Strom aus grünen Netzen (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG)** an den Elektrolyseurbetreiber leistet. In diesem Fall stünde dem Versorger eine Stromsteuerbefreiung zu. Der Strom müsste hierfür aus erneuerbaren Energieträgern (EE-Strom) stammen und aus einem Netz entnommen werden, das ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeist ist. Nach den uns vorliegenden Informationen würde der Elektrolyseur jedoch mit Graustrom und gerade nicht mit EE-Strom betrieben werden. Somit wäre die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG nicht einschlägig.

Möglicherweise könnte der vom Elektrolyseurbetreiber entnommene Strom zur Herstellung von Wasserstoff wegen seiner späteren **Verwendung zur Stromerzeugung** gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG von der Stromsteuer befreit sein. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom von der Steuer befreit, wenn er selbst zur Stromerzeugung entnommen wurde („Strom zur Stromerzeugung“). Der Strom muss hierfür im technischen Sinne verbraucht werden. Dies ist dann anzunehmen, wenn ohne den Verbrauch die Stromerzeugungsanlage (hierzu gehören auch ihre Neben- und Hilfsanlagen) technisch nicht ordnungsgemäß betrieben werden kann.

Nicht begünstigt ist hingegen die vorgelagerte, der Brennstoffherstellung dienende Tätigkeit. Der Elektrolyseur selbst ist keine Stromerzeugungsanlage, sondern eine der Wasserstoffherstellung dienende Anlage. Der Wasserstoff selbst dient zwar später dem Betrieb einer Brennstoffzelle, die ihrerseits erst Strom erzeugt. Die Herstellung des Wasserstoffs dient aber nur der Brennstoffherstellung als die der Stromerzeugung vorgelagerten Tätigkeit, hingegen nicht unmittelbar der Stromerzeugung selbst. Eine Stromsteuerbefreiung für „Strom zur Stromerzeugung“ ist daher nicht einschlägig.

Unter Umständen kann der Stromlieferant des Elektrolyseurbetreibers eine Stromsteuerbefreiung für die Entnahme von Strom aus **dezentralen Kleinanlagen gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b StromStG** beanspruchen. Hierfür müsste Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis zu 2 MW an einen Letztverbraucher geleistet werden, der den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage entnimmt. Da der Elektrolyseurbetreiber den Strom zur Wasserstoffherstellung nutzt, ist er ein Letztverbraucher, an den der Versorger leistet. Ob der Betreiber des Elektrolyseurs den Strom im „räumlichen Zusammenhang“ im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b StromStG entnimmt, ist davon abhängig, ob sich die Stromerzeugungsanlage in räumlicher Nähe zum Elektrolyseur befindet. Hiervon wäre jedenfalls dann auszugehen, wenn mit dem in der Anlage erzeugten Strom ausschließlich innerhalb einer kleinen Gemeinde gelegene kommunale Abnahmestellen versorgt werden. Dies ist vom Einzelfall abhängig. Offen ist, ob Stromerzeugungsanlagen gegeben sind, die eine maximale elektrische Nennleistung von bis zu 2 MW aufweisen. Eine Stromsteuerbefreiung könnte sich je nach Konstellation daher ggf. aus § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b StromStG (Strom aus dezentralen Kleinanlagen) ergeben.

Entlastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes

Zu prüfen ist, ob die an den Betreiber des Elektrolyseurs als Letztverbraucher abgeführte Stromsteuer im Wege einer Steuerentlastung vergütet werden könnte. In Frage kommen Steuerentlastungen nach §§ 9a, 9b und 10 StromStG. All diese Entlastungstatbestände beziehen sich auf Strom, der von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG entnommen wird.

Unternehmen des Produzierenden Gewerbes

Klärungsbedürftig ist, ob der Elektrolyseurbetreiber überhaupt Unternehmen des Produzierenden Gewerbes ist.

Ein Unternehmens des Produzierenden Gewerbes ist in § 2 Nr. 3 StromStG legal definiert als:

„Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), **D (Verarbeitendes Gewerbe)**, E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind, sowie die anerkannten Werkstätten für behinderte Menschen im Sinne des § 136 des Neunten Buches Sozialgesetzbuch, wenn sie überwiegend eine wirtschaftliche Tätigkeit ausüben, die den vorgenannten Abschnitten der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen ist“

Diese Unternehmen kommen für die Beanspruchung der Stromsteuerbefreiung in Betracht. Ob ein solches Unternehmen des Produzierenden Gewerbes vorliegt, ist im Einzelfall zu prüfen. Hier scheint es jedoch nahe zu liegen, von einem Unternehmen auszugehen, das sich dem verarbeitenden Gewerbe widmet. Das verarbeitende Gewerbe ist ein solches, bei dem Rohstoffe und Zwischenprodukte weiterverarbeitet werden und dabei auch Endprodukte erzeugt werden.

Nach den uns vorliegenden Informationen wird in Erwägung gezogen, die Wasserstoffherstellung vom Unternehmen Alstom vornehmen zu lassen. Alstom ist ein

Unternehmen, das sich in seiner Kerntätigkeit der Herstellung von Schienenbahntechnik zuwendet. Hierbei werden aus Grundstoffen (z.B. Metall- und Elektronikteile) neue Endprodukte (z.B. fertige Schienenbahnen und Signaltechnik) hergestellt. Auch bei der Wasserstoffherstellung wird aus einem Grundstoff (Wasser) durch die Trennung vom Sauerstoff ein Endprodukt (Wasserstoff) geschaffen.

Ergänzend ist anzuführen, dass der Elektrolyseurbetreiber dann nicht als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes anzusehen ist, wenn dessen betrieblicher Schwerpunkt im Schienenbahnbetrieb liegt.

Der Elektrolyseurbetreiber ist im Falle von Alstom oder eines ähnlichen Unternehmens ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes.

Volle Entlastung bei Elektrolyse

Dem Elektrolyseurbetreiber könnte die Entlastung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG zustehen. Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG wird der Strom entlastet, der direkt in die Elektrolyse eingeht. Elektrolyse ist die Bewirkung einer chemischen Redoxreaktion mittels elektrischen Stroms, bei der aus einem Stoff ein anderer Stoff gewonnen wird. Der Elektrolyseurbetreiber führt dem Elektrolyseur Wasser und Strom zu. Der Elektrolyseur bewirkt nach unserem Verständnis hierdurch die Trennung der Moleküle des Wassers voneinander, wodurch Wasserstoff und als Nebenprodukt Sauerstoff gewonnen wird. Somit betreibt der Elektrolyseurbetreiber auch Elektrolyse im Sinne von § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG.

Klärungsbedürftig erscheint aber, ob jeglicher im Rahmen der Elektrolyse eingesetzter Strom (insbesondere auch der für Nebengeräte) entlastungsfähig ist. Da das Gesetz den „für“ die Elektrolyse verwendeten Strom begünstigen will, wird in der Literatur zudem vertreten, dass auch Strom einzuschließen sei, der etwa für Nebengeräte eingesetzt wird, wenn und soweit sie notwendigerweise der Durchführung der Elektrolyse dienen. Es sei ferner nicht notwendig, dass die Elektrolyse der einzige Zweck des Strombezuges ist. Hierfür ließe sich auch anführen, dass die Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom nach deren Art. 2 Abs. 4 nicht für elektrischen Strom gilt, der hauptsächlich für die Zwecke der chemischen Reduktion, bei der Elektrolyse und bei Prozessen in der Metallindustrie verwendet wird. Nach dem Wortsinn soll in allen hier diskutierten Varianten der Erzeugung von Wasserstoff der Strom zunächst für die Elektrolyse eingesetzt werden. Somit ist jeglicher Strom entlastungsfähig, sofern er in erster Linie und nicht nur am Rande der Elektrolyse dient.

Der Elektrolyseurbetreiber kann die volle Entlastung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG beanspruchen. Hierfür muss er beim zuständigen Hauptzollamt **bis zum 31.05. des Folgejahres** einen Antrag nach § 9a StromStG unter Verwendung **des Vordrucks 1452** stellen.

Allgemeine (Teil-)Entlastung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes

Zumindest steht dem Elektrolyseurbetreiber als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes per se mindestens die Steuerentlastung in Höhe von 5,13 €/MWh abzüglich eines Sockelbetrags in Höhe von 250,- € nach § 9b StromStG zu. Hierfür müsste der Elektrolyseurbetreiber einen Entlastungsantrag nach § 9b StromStG mittels des Vordrucks 1453 bis zum 31.05. des Folgejahres beim zuständigen Hauptzollamt stellen.

Spitzenausgleich bei Betrieb eines Energieeffizienzsystems

Soweit der Betreiber des Elektrolyseurs ein Energieeffizienzsystem (etwa ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50 001, ein Umweltmanagementsystem nach

der EMAS-Verordnung oder ein alternatives Energieeffizienzsystem) betreibt, stehen dem Elektrolyseurbetreiber gemäß § 10 StromStG weitere Entlastungen bis zu 90% des Steuerbetrags unter Anrechnung des nach § 9b zustehenden Entlastungsbetrags und abzüglich eines Sockelbetrags in Höhe von € 1.000,- zu (sog. Spitzenausgleich). Er müsste hierfür einen Nachweis über den Betrieb des Energieeffizienzsystems einholen: für ein Energiemanagementsystem müsste er ein Zertifikat nach DIN EN ISO 50 001 von einer Akkreditierungsstelle und für ein Umweltmanagementsystem nach der EMAS-Verordnung einen Nachweis in Folge einer Umweltprüfung von einem Umweltgutachter einholen. Sofern der Elektrolyseurbetreiber ein alternatives Energieeffizienzsystem betreiben will, genügt etwa auch die Einholung eines Zertifikats nach DIN EN ISO 14 001 von einer Akkreditierungsstelle. Nach Einholung des Nachweises müsste er unter Verwendung des **Vordrucks 1450 bis zum 31.05. des Folgejahres** beim zuständigen Hauptzollamt einen Antrag nach § 10 StromStG stellen.

Zwischenfazit

Der Elektrolyseurbetreiber ist im Falle des Elektrolysebetriebs durch Alstom oder einem vergleichbaren Unternehmen ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und kann die volle stromsteuerliche Entlastung für Strom geltend machen, der für die Elektrolyse und für den Betrieb der dafür benötigten Nebengeräte entnommen wird. Zumindest hilfsweise stünde ihm aber gemäß § 9b StromStG eine teilweise Entlastung in Höhe von € 5,13 je MWh abzüglich eines Sockelbetrags in Höhe von € 250,- zu. Sofern er ein Energieeffizienzsystem betreibt und hierüber einen Nachweis (z.B. Zertifikat von DIN EN ISO 50 001 von einer Akkreditierungsstelle) einholt, stünde ihm hilfsweise darüber hinaus eine weitere Entlastung bis zu 90% des Steuerbetrags unter Anrechnung des nach § 9b zustehenden Entlastungsbetrags und abzüglich eines Sockelbetrags in Höhe von € 1.000,- zu.

Fazit zur Stromsteuer

Durch die Entnahme von Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs entsteht die Stromsteuer, die grundsätzlich der Versorger als Stromlieferant des Elektrolyseurbetreibers abzuführen hat. In bestimmten Konstellationen ist hier allerdings denkbar, dass der entnommene Strom von der Stromsteuer befreit ist, sei es, weil es sich um grünen Strom aus grünen Netzen (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG) oder um Strom aus dezentralen Kleinanlagen (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b StromStG) handelt. Gegebenenfalls (Qualifikation der Stromverwendung als solche im Schienenverkehr) könnte zumindest eine Steuerermäßigung nach § 9 Abs. 2 StromStG in Betracht kommen (fraglich: Verbrauch im Schienenverkehr?). Sofern keine Stromsteuerbefreiungs- oder Steuerermäßigungsalternative einschlägig ist, würde der Versorger die Stromsteuer wahrscheinlich an den Betreiber des Elektrolyseurs weitergeben. In diesem Fall stünden dem Elektrolyseurbetreiber Steuerentlastungen nach §§ 9a, 9b und 10 StromStG zu, sodass er die Vergütung etwaig gezahlter Stromsteuer verlangen könnte.

4.2.10. Rechtliche Anforderungen für Betrieb der Schienenfahrzeuge

In diesem Abschnitt werden die rechtlichen Anforderungen, für den Betrieb von Schienenfahrzeugen kurz skizziert. Insbesondere werden genehmigungsrechtliche Fragen beleuchtet. Darüber hinaus wird kurz auf sicherheitstechnische Fragen eingegangen.

Die hier genannten Vorgaben und Grundsätze sind auf mit jeglichem Treibstoff betriebene Schienenfahrzeuge anwendbar, da die diesbezügliche Gesetzgebung nicht auf mit bestimmten Treibstoffen betriebenen Schienenfahrzeugen beschränkt ist. Somit sind die Genehmigungsvoraussetzungen für alle Triebfahrzeuge identisch.

Der Prozess für die Erlangung einer sogenannten Inbetriebnahmegenehmigung gemäß § 6 TEIV (Transeuropäische-Eisenbahn-Interoperabilitätsverordnung) für ein Eisenbahnfahrzeug beginnt mit dem entsprechenden Antrag beim EBA. Die Genehmigung zur Inbetriebnahme von Eisenbahnfahrzeugen ist in der Verwaltungsvorschrift der Inbetriebnahmegenehmigung (VV IBG) des Eisenbahn-Bundesamtes geregelt.

Gemäß Art. 2 lit. c) der Interoperabilitätsrichtlinie ist ein Fahrzeug in diesem Sinne ein Eisenbahnfahrzeug mit oder ohne Antrieb, das auf eigenen Rädern auf Eisenbahn-Schienenwegen verkehrt. Ein Fahrzeug besteht aus einem oder mehreren strukturellen und funktionellen Teilsystemen oder Teilen davon. Bei allen Eisenbahnfahrzeugen handelt es sich also zumindest um ein strukturelles Teilsystem „Fahrzeuge“, welches einer Inbetriebnahmegenehmigung nach Art. 15 der Interoperabilitätsrichtlinie bedarf.⁵²

Der Antrag für die Inbetriebnahmegenehmigung hat folgendes zu enthalten:

- Eine Erklärung über eingeführte Prozesse zur Einhaltung der Sicherheits- und Qualitätsanforderungen.
- Einen Nachweisplan über Validierungs- bzw. Nachweisverfahren unter Angabe aller an der Nachweisführung beteiligten Stellen. Weiterhin bedarf es der Angabe aller beteiligten EBA- anerkannten Gutachter und verbindlicher Terminplanungen.
- Ein Fahrzeugdossier mit dem Inhalt aller Anträge zur Inbetriebnahmegenehmigung, aller Erst-, Änderungsanträge, etc., aller EG-Konformitätsbescheinigungen und EG-Prüferklärungen und aller TSI-relevante Fachgebiete, ggf. vorliegender TSI-Ausnahmen sowie Cross-Acceptance-Zertifikate, aller Einzeldossiers der einzelnen Fachgebiete; der Erfüllung der Anforderungen der 25 Punkte der Checkliste und einer umfassenden Schnittstellenbetrachtung durch den sogenannten Safety-Manager.
- Ein Einzeldossier mit samt aller Dokumente der durchgeführten Nachweisführung, aller sicherheitsbezogenen Anwendungsrichtlinien (Betriebseinschränkungen, Einsatzbedingungen, etc.), aller Ein-/ Ausgangsgrößen (besonderer Lastannahmen, etc.), aller Schnittstellen des gesamten Wirkwegs (Lastangriffspunkte, Bustelegramme, etc.), aller zugrundeliegenden Parameter (technische Dokumentation – Massen, etc.)

Schließlich hat der Antrag einen sogenannten Safety-Manager zu benennen. Dabei muss es sich um eine unabhängige und qualifizierte Person auf Seiten des Antragstellers handeln. Er muss die Verantwortung für die Durchführung des Sicherheitsnachweisprozesses tragen, während er nicht gleichzeitig Projektleiter sein darf. Vielmehr muss er innerhalb des Projektes eine Stabsfunktion innehaben.

Die Schienenfahrzeuge müssen die sogenannten grundlegenden Anforderungen des Anhangs III der TEIV einhalten.

Hierbei handelt es sich um Anforderungen im Bereiche der Sicherheit, der Zuverlässigkeit und Betriebsbereitschaft, der technischen Kompatibilität und der Kontrolle.

Nähere Zulassungsvoraussetzungen für die Schienenfahrzeuge sind in den jeweiligen Technischen Spezifikationen für die Interoperabilität (TSI) dargelegt. Dies sind technische

⁵²

Hermes/Schweinsberg: in *Hermes/Sellner*, AEG § 4 Rn. 171.

Vorschriften mit Gesetzescharakter, die die Anforderungen und die Prüfverfahren für die Interoperabilitätskomponenten und Teilsysteme enthalten.

Es handelt sich hierbei um Anforderungen in folgenden Bereichen:

- Struktur und mechanische Teile
- Fahrzeug-Fahrweg-Wechselwirkung und Fahrzeugbegrenzungslinie
- Bremsen
- Fahrgastspezifische Aspekte
- Umweltbedingungen
- Außenleuchten & akustische und visuelle Warnvorrichtungen
- Antriebs- und elektrische Ausrüstung
- Führerraum und Schnittstelle Triebfahrzeugführer
- Maschine
- Brandschutz und Evakuierung
- Wartung
- Dokumentation für Betrieb und Instandhaltung
- Umgebungsbedingungen
- Systemschutz

Die TSI werden zwecks Verwirklichung eines interoperablen, also technisch kompatiblen europäischen Bahnsystems auf europäischer Ebene im Hochgeschwindigkeitsverkehr und auch im konventionellen Verkehr eingeführt.

Ihre Einhaltung wird von Benannten Stellen (Notified Bodies) überprüft und in der sogenannten EG-Konformitätsbescheinigung attestiert.

Vor diesem Hintergrund prüft das Eisenbahn-Bundesamt im Rahmen der Inbetriebnahmegenehmigung eines Eisenbahnfahrzeugs nach §§ 6 ff. TEIV, die regelgerechte Erstellung und Inbetriebnahme der Fahrzeuge.

Für weitere Details hinsichtlich der Herstellung und Zulassung von Eisenbahnfahrzeuge wird auf das sogenannte „Memorandum of Understanding über die Neugestaltung von Zulassungsverfahren für Eisenbahnfahrzeuge“⁵³ aus dem Jahre 2013 und dem „Handbuch Eisenbahnfahrzeuge“ aus dem Jahre 2011 verwiesen.

4.2.10.1. Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage

Im Fall des Schienenbahnbetriebs mittels einer Brennstoffzelle könnte die grundsätzlich bestehende Pflicht zur Eigenversorgung zur Zahlung der EEG-Umlage (siehe Kap. 4.2.9) gemäß § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 entfallen. Hiernach sind Eigenversorger, die grundsätzlich zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet wären, von der Umlagezahlungspflicht befreit, wenn sie weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind. Gemeint sind damit wirtschaftlich autarke

⁵³ Vom 26.06.2013; von den Beteiligten (BMVBS, EBA, DB AG, VDB e.V., VDV e.V.) wird es als „Vereinbarung“ verstanden, deren Anwendung die DB AG und die beiden Unternehmensverbände ihren Konzern- bzw. Mitgliedsunternehmen empfehlen.

Eigenversorgungsanlagen.⁵⁴ Die Brennstoffzellen sind zu keinem Zeitpunkt in irgendeiner Form am öffentlichen Versorgungsnetz angeschlossen. Sie versorgen über eine Stromleitung nur die jeweilige Schienenbahn. Weitere stromleitende Verbindungen außerhalb der Schienenbahn zu der Brennstoffzelle bestehen nicht. Die Brennstoffzelle ist somit autark, sodass für den darin erzeugten Strom gemäß § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 keine EEG-Umlage zu zahlen ist.

4.2.10.2. Energiesteuer

Klärungsbedürftig ist die Frage, ob mit der Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle bzw. zum Antrieb der Schienenbahn eine Energiesteuer anfällt.

Vorliegen eines zu versteuernden Energieerzeugnisses

Wasserstoff kann nur dann der Energiesteuer unterliegen, wenn er ein Energieerzeugnis ist. Hierzu müsste er im Katalog der explizit genannten Energieerzeugnisse nach § 1 Abs. 2 EnergieStG erwähnt sein oder einem der Auffangtatbestände für unbenannte Energieerzeugnisse nach § 1 Abs. 3 EnergieStG unterfallen.

Energieerzeugniskatalog des § 1 Abs. 2 StromStG

§ 1 Abs. 2 EnergieStG zählt mehrere Positionen und Unterpositionen der KN auf. Zum Katalog nach § 1 Abs. 2 EnergieStG gehören beispielsweise die KN-Positionen für Steinkohle, Schweröle, Erdgas, acyclische Kohlenwasserstoffe und je nach Verwendung bestimmte pflanzliche Öle, Alkohole und Bindemittel. Wasserstoff fällt unter die Position 2804 der KN. Diese Position fällt unter keine der im Katalog des § 1 Abs. 2 EnergieStG aufgezählten Positionen. Eine Qualifizierung von Wasserstoff als Energieerzeugnis nach § 1 Abs. 2 EnergieStG scheidet daher aus.

Auffangtatbestand für Heizstoffe

Soweit kein Energieerzeugnis des Katalogs nach § 1 Abs. 2 EnergieStG einschlägig ist, ist zu prüfen, ob einer der Auffangtatbestände einschlägig ist. Hierzu gehört § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 EnergieStG. Hiernach sind solche Stoffe als Energieerzeugnisse anzusehen, die ganz oder teilweise aus Kohlenwasserstoffen bestehen, zur Verwendung als **Heizstoff** bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden.

Kohlenwasserstoffe sind Verbindungen, die ausschließlich aus Kohlenstoff- und Wasserstoffatomen bestehen. Die Verbindung dieser beiden Stoffe ist als zwingend anzusehen. Daher kann Wasserstoff alleine als ein Teil von Kohlenwasserstoffen nicht unter diesen Begriff fallen. Es fehlt somit schon an Kohlenwasserstoffen.

Ein Heizstoff ist ein solcher Stoff, der zum Verheizen bestimmt ist. Verheizen ist jedes Verbrennen zur Erzeugung von Wärme. Der Wasserstoff soll aber nicht zur Wärmeerzeugung verheizt werden, sondern mittels Elektrolyse in einer Brennstoffzelle dem Antrieb von Schienenbahnen dienen. Folglich wird der Wasserstoff auch nicht verheizt.

§ 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 EnergieStG ist somit nicht einschlägig.

Auffangtatbestand für Kraftstoffe

Als Auffangtatbestand zu § 1 Abs. 2 EnergieStG dient zudem noch § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnergieStG. Hiernach sind auch andere, nicht in § 1 Abs. 2 EnergieStG aufgezählte Kraftstoffe als Energieerzeugnisse anzusehen. Eine Definition des Begriffs Kraftstoffe sieht weder das Gesetz noch die Gesetzesbegründung vor. In der Gesetzesbegründung wird zum Auffangtatbestand für Kraftstoffe lediglich ausgeführt, dass dieser der Umsetzung des Art. 2

⁵⁴

BT-Drucks. 18/1304, S. 154.

Abs. 3 Unterabs. 2 der Richtlinie 2003/96/EG („Energiesteuerrihtlinie,“) dient. Die Richtlinie selbst nennt den Begriff Kraftstoff auch, definiert ihn aber weder legal noch in einem Erwägungsgrund. Auch die durch die Energiesteuerrihtlinie überholte Richtlinie 92/81/EWG („Mineralölsteuerrichtlinie“) nennt den Begriff Kraftstoffe, ohne ihn zu definieren.

Die Dienstvorschrift „Energieerzeugung“ des BMF enthält Vorgaben, die dazu dienen können, den Begriff des Kraftstoffs zu definieren. Sie enthält Definitionen und rechtliche Vorgaben betreffend Energieerzeugungsanlagen. Hierbei bezieht sie sich auf die energiesteuerrechtlichen Steuertarife (§ 2 EnergieStG), auf den Begriffen der begünstigten Anlagen, den Begriff der Ortfestfestigkeit und den Begriff des Nutzungsgrades von Anlagen (§ 3 EnergieStG) sowie auf bestimmte Steuerbegünstigungstatbestände (§§ 37, 53, 53a, 53b EnergieStG). Die Anwendung dieser Dienstvorschrift im Rahmen des Kraftstoffauffangtatbestandes nach § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnergieStG ist darin nicht vorgesehen. Es erfolgt auch keine explizite Definition des Begriffs „Kraftstoff“ im Sinne des Auffangtatbestandes, sondern stattdessen beispielhafte – jedoch nicht abschließende – Aufzählung von Energieerzeugungsanlagen, worunter Verbrennungsmotoren (Diesel-, Otto-, und Wankelprinzip), Gasturbinen, Dampfkraftmaschinen und Stirlingmotoren zu verstehen sind. Dabei weist die Dienstvorschrift Verbrennungsmotoren und Gasturbinen ausdrücklich als kraftstoffverwendende Energieerzeugungsanlagen und die übrigen Aufzählungen als heizstoffverwendende Energieerzeugungsanlagen aus. Ein Umkehrschluss erlaubt hier die Annahme, dass Kraftstoffe solche Energieerzeugnisse sind, die in Verbrennungsmotoren und Gasturbinen verbrannt werden. Im Vordergrund steht also die **Verbrennung** der jeweiligen Stoffe zur Umwandlung chemischer Energie **auf thermochemischem Wege** zur Erzeugung von Antriebskraft. Das bedeutet, dass Stoffe, die auf anderen Wegen in Antriebskraft umgewandelt werden, nicht unter den Begriff der Kraftstoffe fallen, also dass deren Verwendung als „nichtenergetisch“ anzusehen ist. Die Dienstvorschrift nennt Brennstoffzellen als Beispiel einer nichtthermochemischen Energieumwandlung und stellt somit klar, dass Betriebsstoffe von Brennstoffzellen nicht unter den Kraftstoffbegriff fallen.

Die Vorgaben dieser Dienstvorschrift lassen sich auch zur Auslegung des Begriffs „Kraftstoff“ im Sinne des Auffangtatbestandes § 1 Abs. 3 EnergieStG heranziehen. Unabhängig davon, dass die Dienstvorschrift nur Handlungsanweisungen in Bezug auf die Normen §§ 2, 3, 37, 53, 53a, 53b EnergieStG enthält, definiert sie einen zentralen Begriff des Energiesteuerrechts. Davon auszugehen, dass in anderer Hinsicht von einem anderen Kraftstoffbegriff ausgegangen werden könnte, wäre nicht nur praxisfern, sondern systemwidrig und auch verfassungsrechtlich bedenklich. Eine bestimmte Gesetzesmaterie kann schon aus Gründen der Rechtsstaatlichkeit und Rechtssicherheit einen bestimmten Begriff in unterschiedlichen Sachverhalten und rechtlichen Fragestellungen nicht jeweils willkürlich anders definieren. Zudem ist die in der Dienstvorschrift enthaltene Darstellung dessen, was unter einem Kraftstoff zu verstehen ist (also ein Stoff, der in Verbrennungsmotoren und Gasturbinen verbrannt wird) plausibel. Nach sprachlich-logischem Verständnis eines objektiven und durchschnittlich informierten Dritten wird Kraftstoff mit einem Verbrennungsvorgang verbunden. Hingegen wäre es lebensfremd, andere, nicht mit einem Verbrennungsvorgang verbundene Energieträger, wie etwa Batterien oder Windkraft, als Kraftstoff zu bezeichnen.

Im hiesigen Fall wird mittels eines Elektrolyseurs aus Wasser jeweils Wasserstoff und Sauerstoff hergestellt. Der Wasserstoff ist ein Stoff, der dem Betrieb von Brennstoffzellen dient. Bei dessen Verwendung in einer Brennstoffzelle findet eine Energieumwandlung **auf elektrochemischem – also nichtenergetischem – Wege statt**. Der zum Betrieb von Schienenfahrzeugen zu nutzende Wasserstoff wird zusammen mit Sauerstoff einer Brennstoffzelle zugeführt. Hierdurch wird eine chemische Reaktion hervorgerufen, die sowohl Strom als auch Wärme erzeugt. Der Wasserstoff wird also nicht verbrannt, um die

darin enthaltene Energie auf thermochemischem Wege in Antriebskraft umzuwandeln. Die Umwandlung erfolgt stattdessen auf elektrochemischem Wege. Somit stellt die Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle keinen Kraftstoff dar. Dies gilt, obgleich auch der Wasserstoff zur Erzeugung von Energie und dem Antrieb von Maschinen dient und daher einem Kraftstoff sehr nahekommt. Der Gesetzeswortlaut des § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnergieStG und der Wortlaut der Dienstvorschrift „Energieerzeugung“ des BMF sind eindeutig. Zudem verbietet es das allgemeine sprachliche Verständnis des Begriffs „Kraftstoff“, damit Stoffe in Verbindung zu setzen, die nicht auf thermochemischem Wege ihre Energie umwandeln. Der hergestellte Wasserstoff ist also kein Kraftstoff.

Auch § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnergieStG ist somit nicht einschlägig.

Zwischenfazit

Die Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle ist kein Energieerzeugnis.

Hilfsweise: Anfallen der Energiesteuer

Wenn man davon ausginge, dass Wasserstoff unter den Begriff der Kraftstoffe nach § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnergieStG fallen würde, wäre zu prüfen, ob und auf welche Weise die Energiesteuer hierfür entstünde. Zudem wäre der einschlägige Steuertarif zu ermitteln.

Steuerentstehung

Die Steuerentstehung richtet sich bei Stoffen, die unter § 1 Abs. 3 EnergieStG fallen, nach § 23 EnergieStG. Nach § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnergieStG entsteht die Steuer mit der Verwendung des Kraftstoffes. Fiele die Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle unter den Kraftstoffbegriff, entstünde die Energiesteuer mit der Durchführung der Elektrolyse. Der Verwender, also der Schienenbahnbetreiber, wäre nach § 23 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG der Steuerschuldner.

Steuertarif

Der einschlägige Steuertarif richtet sich nach § 2 EnergieStG. In §§ 2 Abs.1-3 EnergieStG werden Steuertarife für verschiedene Stoffe aufgezählt. Soweit das zu besteuernde Energieerzeugnis unter keine dieser Aufzählungen fällt, unterliegt das Energieerzeugnis nach § 2 Abs. 4 EnergieStG der gleichen Steuer wie die Energieerzeugnisse, denen sie nach ihrer Beschaffenheit und ihren Verwendungszweck am nächsten stehen.

Wasserstoff ist in § 2 Abs. 1 bis 3 EnergieStG nicht aufgezählt. Der einschlägige Steuertarif richtet sich also nach § 2 Abs. 4 EnergieStG. Es ist daher zu prüfen, welches der aufgezählten Energieerzeugnisse Wasserstoff am meisten ähnelt. Wasserstoff ist ein farbloses Gas und besteht lediglich aus Wasserstoffmolekülen. Daher scheiden all die in §§ 2 Abs. 1 bis 3 EnergieStG aufgezählten Stoffe aus, die einen flüssigen oder festen Aggregatzustand aufweisen (Öle, Kohle, Petrolkoks etc.). Passend erscheint am ehesten, Wasserstoff mit Erdgas bzw. gasförmige Kohlenwasserstoffe nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG zu vergleichen. Erdgas (in der Regel Methan und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe enthalten aufgrund ihrer chemischen Gruppe zwingend (mehrere) Wasserstoffatome. Ein Kohlenstoffatom kann bis zu vier Wasserstoffatome binden (Methan). Damit kommt Wasserstoff Erdgas bzw. anderen Kohlenwasserstoffen am nächsten.

Der Steuersatz betrüge gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG somit € 13,90 je MWh Wasserstoff. Die Besteuerung mit diesem Steuersatz ist befristet bis Ende 2018. Gegebenenfalls könnte die Frist durch den Gesetzgeber verlängert werden. Nach Ablauf der Frist würde gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG ein Steuersatz € 31,80 je MWh gelten.

Zwischenfazit

Sofern man davon ausginge, dass die Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle ein Energieerzeugnis darstellt, entstünde die Energiesteuer mit der Verwendung bei einem Tarif von € 13,90 je MWh.

Hilfsweise: Steuerbegünstigung

Weiterhin hilfsweise ist für den Fall, dass die Energiesteuer für Wasserstoff entstünde, eine mögliche Steuerbegünstigung zu prüfen.

Steuerentlastung für nichtenergetisch genutzte Energieerzeugnisse

Sofern man davon ausginge, dass für die Verwendung von Wasserstoff zum Antrieb von Schienenbahnen Energiesteuer abzuführen wäre, so könnte die Möglichkeit der Steuerentlastung in voller Höhe nach § 47 Abs. 1 Nr. 3 EnergieStG i.V.m. § 25 Abs. 1 S. 1 EnergieStG gegeben sein. Hiernach sind auf Antrag nachweislich versteuerte Schweröle, Erdgase, Flüssiggase, gasförmige Kohlenwasserstoffe sowie ihnen nach § 2 Abs. 4 und 4a EnergieStG gleichgestellte Energieerzeugnisse von der Steuer zu entlasten, sofern sie nichtenergetisch, also weder als Kraftstoffe noch als Heizstoffe verwendet werden bzw. dazu bestimmt sind.

Wasserstoff ähnelt Erdgas bzw. anderen kohlenwasserstoffhaltigen Gasen (siehe IV.b)bb)) und wird mangels Hervorrufen einer thermochemischen Reaktion nichtenergetisch verwendet (siehe Teil 2, Punkt IV.2.a)cc)). Daher wäre die Steuerentlastung in voller Höhe zu gewähren.

Entlastungsberechtigt wäre der Verwender des Wasserstoffs nach § 47 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 EnergieStG. Die Entlastung wäre unter Verwendung des amtlichen **Vordrucks 1103** beim zuständigen Hauptzollamt **bis zum 31.12. des Folgejahres** zu beantragen; § 90 Abs. 1 EnergieStV.

Steuerentlastung für den ÖPNV

Darüber hinaus könnte sich eine Steuerentlastung auf § 56 Abs. 1 Nr. 1 EnergieStG stützen lassen. Hiernach wird auf Antrag eine Steuerentlastung für Benzin, Gasöle, Erdgas, Flüssiggase, gasförmige Kohlenwasserstoffe sowie ihnen nach § 2 Abs. 4 EnergieStG gleichstehende Energieerzeugnisse, die nachweislich versteuert worden sind, gewährt. Die Voraussetzung hierfür ist, dass die Energieerzeugnisse in zur allgemein zugänglichen Beförderung von Personen bestimmten Schienenbahnen mit Ausnahme von Bergbahnen verwendet worden sind, wenn in der Mehrzahl der Beförderungsfälle eines Verkehrsmittels die gesamte Reiseweite 50 Kilometer oder die gesamte Reisezeit eine Stunde nicht übersteigt.

Wasserstoff ähnelt Erdgas bzw. anderen kohlenwasserstoffhaltigen Gasen (siehe IV.b)bb)). Mit dem Wasserstoff sollen Schienenbahnen des öffentlichen Personennahverkehrs angetrieben werden. Bei der Personenbeförderung mittels dieser Schienenbahnen werden die Gesamtreiseweite von 50 Kilometer und die Gesamtreisedauer von einer Stunde nach uns vorliegenden Informationen weit unterschritten. Es wäre daher eine Steuerentlastung zu gewähren.

Die Steuerentlastung betrüge € 1,00 je MWh gemäß §§ 56 Abs. 2 S. 1 Nr. 3, S. 2 EnergieStG i.V.m. § 2 Abs. 4 EnergieStG, wobei gemäß § 56 Abs. 3 EnergieStG ein Selbstbehalt in Höhe von € 50,00 abzuziehen ist. Entlastungsberechtigt wäre der Verwender des Wasserstoffs gemäß § 56 Abs. 4 EnergieStG. Die Entlastung wäre unter Verwendung

des **amtlichen Vordrucks 1120** beim zuständigen Hauptzollamt **bis zum 31.12. des Folgejahres** zu beantragen; § 102 Abs. 1 EnergieStV.

Zwischenfazit

Soweit für die Verwendung von Wasserstoff zum Antrieb von Schienenbahnen Energiesteuer abzuführen wäre, könnten Steuerentlastungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 3 EnergieStG i.V.m. § 25 Abs. 1 S. 1 EnergieStG und nach § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnergieStG geltend gemacht werden.

Fazit zur Energiesteuer

Die Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle ist kein Energieerzeugnis, so dass schon keine Energiesteuer anfallen kann. Selbst wenn man aber davon ausgeht, dass hier ein Energieerzeugnis zu sehen wäre und somit die Energiesteuer durch die Verwendung entstände, könnte der Schienenbahnbetreiber eine Steuerentlastung in voller Höhe geltend machen.

4.2.10.3. Stromsteuer

Aus stromsteuerrechtlicher Sicht ist zu klären, ob eine Steuer durch die Entnahme von Strom aus der wasserstoffbasierten Brennstoffzelle zum Antrieb der Schienenbahn abzuführen ist.

Stromsteuerrechtliche Handlungspflichten

Für Versorger und Eigenerzeuger gibt es auch eine stromsteuerrechtliche Pflicht zur Beantragung einer Versorger- bzw. Selbsterzeugererlaubnis beim zuständigen Hauptzollamt, zur Führung eines Belegheftes, zur Führung steuerlicher Aufzeichnungen und zur Abgabe einer Steueranmeldung; § 4 Abs. 1 S. 1 StromStG i.V.m.

§§ 4 Abs. 1, Abs. 2, Abs. 7 StromStV. Versorger ist gemäß § 2 Nr. 1 StromStG der, der Strom an jemanden leistet. Eigenerzeuger ist gemäß § 2 Nr. 2 StromStG der, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt. Durch die Elektrolyse in der Brennstoffzelle mittels Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt der Schienenbahnbetreiber zum Antrieb der Schienenbahn Strom, den er selbst zum Antrieb der Schienenbahn entnimmt. An Dritte wird der Strom hingegen nicht geleistet. Der Schienenbahnbetreiber ist somit ein Eigenerzeuger und hat die stromsteuerrechtlichen Pflichten grundsätzlich zu erfüllen.

Die Pflicht zur Beantragung einer Selbsterzeugererlaubnis entfällt gemäß § 4 S. 2 Alt. 2 StromStG dann, wenn der selbstverbrauchte Strom gemäß §§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a, Nr. 4 oder Nr. 5 StromStG (Entnahme aus dezentralen Kleinanlagen zum Selbstverbrauch, aus Notstromanlagen oder im Rahmen von Luftfahrt/Schiffahrt/Schienenbahnverkehr) von der Stromsteuer befreit ist. Ob dies im Falle des Antriebs der Schienenbahn mittels Stroms aus wasserstoffbasierten Brennstoffzellen der Fall ist, wird nachfolgend geklärt. Die Pflichten zur Führung des Belegheftes und zur Führung steuerlicher Aufzeichnungen bleiben unabhängig hiervon bestehen.

Anfallen der Stromsteuer

Nach § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG entsteht die Stromsteuer grundsätzlich mit der Entnahme durch den Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch. Hier ist dies der Moment der Entnahme des eigenerzeugten Stroms aus der Brennstoffzelle zum Antrieb der Schienenbahn. Steuerschuldner wäre gemäß § 5 Abs. 2 Alt. 2 StromStG der Eigenerzeuger, also der Schienenbahnbetreiber.

Exkurs: Rechtsgedanke der EEG-Umlagebefreiung

Nach § 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 sind Eigenversorger, die grundsätzlich zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet wären, von der Umlagezahlungspflicht befreit, wenn sie weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind (siehe Teil 2, IV.1)). Soweit dem Eigenversorger die EEG-Umlagebefreiung zu gewähren ist, stellt sich die Frage, ob der Rechtsgedanke der EEG-umlagebezogenen Privilegierung autarker Eigenerzeugungsanlagen nicht auch auf das Stromsteuerrecht übertragbar ist. Die Konsequenz dessen könnte sein, dass bei der Entnahme von Strom aus autarken Eigenerzeugungsanlagen die Stromsteuer nicht entstände.

Dagegen spricht allerdings einerseits, dass der Wortlaut des § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG klar formuliert ist. Aus der Gesetzessystematik und Gesetzesbegründung ist nicht ersichtlich, dass hier Ausnahmen geplant oder gewünscht gewesen sind. Vielmehr sieht das Gesetz in § 4 Abs. 1 S. 2 Alt. 1 StromStG explizit den Fall vor, dass ein Eigenerzeuger allenfalls von der Pflicht, eine Erlaubnis zu beantragen, dann befreit ist, wenn er zugleich Versorger ist. Alle anderen Pflichten bleiben aufrecht, insbesondere die Pflicht zur etwaigen Steueranmeldung. Außerdem erfordert der Steuerentstehungstatbestand nach § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG lediglich die Entnahme von Strom durch den Eigenerzeuger als beliebiger Quelle. Im Gegensatz hierzu verlangt der Steuerentstehungstatbestand nach § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 StromStG, dass der Versorger, den Strom zum Selbstverbrauch entnimmt, diesen aus dem Netz entnehmen muss. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass der Gesetzgeber es für möglich hält, dass Eigenerzeuger nicht am öffentlichen Versorgungsnetz eingebunden sind. Zudem verlangt die sprachliche Logik des Wortes „Eigenerzeuger“ schon gar nicht, dass solch eine Netzanbindung besteht. Im Fokus dieses beschreibenden Wortes steht allein, dass der Stromerzeuger sich selbst versorgt. Gegen die entsprechende Anwendung des Gedanken der Umlagepflichtbefreiung im Stromsteuerrecht spricht ferner, dass das EEG und das StromStG in Systematik und Zielsetzung nicht zu vergleichen sind. Während das EEG der Förderung von EEG-Anlagenbetreibern im Interesse der Energiewende dient, dient das StromStG alleinig der Besteuerung.

Steuerbegünstigungen

Zu prüfen ist, ob der aus den wasserstoffbasierten Brennstoffzellen vom Schienenbahnbetreiber zwecks Schienenbahnantriebs entnommene Strom steuerlich begünstigt ist.

Steuerbefreiung für grünen Strom aus grünen Stromleitungen

Von der Stromsteuer ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG Strom aus erneuerbaren Energieträgern befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wurde. Zum Strom aus erneuerbaren Energieträgern gehört gemäß § 2 Nr. 7 StromStG Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung von über 10 MW.

Wasserstoff fällt unter keinen dieser Begriffe. Er gehört auch nicht etwa zur Biomasse, die gemäß § 2 Abs. 1 S. 1 BiomasseV lediglich Energieträger aus Pflanzen- und tierischer Masse beschreibt. Damit scheidet eine Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG aus.

Steuerbefreiung für dezentrale Kleinanlagen

Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a StromStG ist ferner der Strom von der Steuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei MW erzeugt wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird.

Die hier beschriebenen Brennstoffzellen für die Schienenbahnen sind Anlagen, die nach den uns vorliegenden Informationen eine elektrische Nennleistung von unter 2 MW aufweisen.

Der Begriff des räumlichen Zusammenhangs ist nicht definiert und erfordert stets eine Einzelfallbewertung. Der Schienenbahnbetreiber entnimmt den mittels Elektrolyse in der Brennstoffzelle an Bord der Schienenbahn erzeugten Strom zum Selbstverbrauch zum Zwecke des Schienenbahnantriebs. Angesichts der unmittelbaren örtlichen Nähe zwischen der wasserstoffbasierten Brennstoffzelle und dem strombasierten Schienenbahnantrieb ist unproblematisch vom Vorliegen des räumlichen Zusammenhangs auszugehen.

Im Ergebnis ist der in den Brennstoffzellen erzeugte Strom gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a StromStG von der Stromsteuer befreit. Eine Erlaubnis zur steuerfreien Entnahme ist gemäß § 10 S. 1 StromStV nicht zu beantragen.

Hilfsweise: Steuerbefreiung für in Schienenbahnen erzeugten Strom

Hilfsweise ist auch eine Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 StromStG zu erwägen. Hiernach ist der Strom von der Steuer befreit, der in Schienenfahrzeugen im Schienenbahnverkehr erzeugt und zu begünstigten Zwecken nach § 9 Abs. 2 StromStG entnommen wird. Ein möglicher begünstigter Zweck wäre hier der Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr, mit Ausnahme der betriebsinternen Werkverkehre und Bergbahnen.

Der Strom wird in der Brennstoffzelle an Bord der Schienenbahn entnommen, um diesen für den Antrieb der Schienenbahn überwiegend im Rahmen des ÖPNV zu verwenden. Somit wäre auch die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 StromStG zu bejahen, soweit der Strom dem Fahrbetrieb dient. Hiernach entfielen auch gemäß § 10 S. 1 StromStV die Pflicht, eine Eigenerzeugererlaubnis beantragen zu müssen.

Sofern der Schienenbahnbetreiber den Strom für betriebsinterne Werkfahrten – also für Fahrten, die weder mittelbar noch unmittelbar dem gewerblichen ÖPNV-Betrieb dienen – nutzt, wäre eine Steuerbefreiung hingegen nicht möglich.

Hilfsweise: ermäßigter Steuersatz für den Schienenbahnfahrbetrieb

Soweit man hilfsweise den Fall erwägt, dass ein Steuerbefreiungstatbestand nach § 9 Abs. 1 StromStG nicht einschlägig ist, ist zu prüfen, ob hier ein ermäßigter Steuertarif nach § 9 Abs. 2 StromStG gilt.

Strom unterliegt nach § 9 Abs. 2 StromStG einem ermäßigten Steuersatz von 11,42 Euro für eine Megawattstunde, wenn er „für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr, mit Ausnahme der betriebsinternen Werkverkehre und Bergbahnen, entnommen wird und nicht [...] von der Steuer befreit ist“. Somit gilt für Schienenbahnbetreiber im Fahrbetrieb stets der ermäßigte Steuertarif.

Die Erlaubnis zur steuerermäßigten Stromentnahme ist gemäß § 9 Abs. 4 StromStG i.V.m. § 8 Abs. 1 StromStV **vorab** beim zuständigen Hauptzollamt zu beantragen.

Hilfsweise: Entlastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes

Klärungsbedürftig ist auch, ob eine etwaig anfallende Stromsteuer für die Entnahme von Strom aus der Brennstoffzelle entlastungsfähig nach §§ 9a, 9b, 10 StromStG ist. Diese Entlastungstatbestände beziehen sich auf Strom, der u.a. von Unternehmen des

Produzierenden Gewerbes im Sinne von § 2 Nr. 3 StromStG entnommen wird. Der Schienenbahnbetreiber müsste hierfür ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sein (siehe hierzu auch Teil 1F.V.3)). Ob ein solches Unternehmen des Produzierenden Gewerbes vorliegt, ist im Einzelfall zu prüfen. Auf den Abschnitt H der Klassifikation der Wirtschaftszweige – **Verkehr** und Lagerei – wird in § 2 Nr. 3 StromStG **nicht verwiesen**. Hierzu gehört auch die Personenbeförderung im Eisenbahnfernverkehr. Wenn das Unternehmen diesem Wirtschaftszweig zuzuordnen ist, dürfte damit keine Entlastung nach §§ 9a, 9b, 10 StromStG möglich sein.

Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG scheidet – anders als im Fall der Stromentnahme zur Wasserstoffherstellung – darüber hinaus auch aus dem Grund aus, da mit dem Wasserstoffverbrauch in der Brennstoffzelle keine Elektrolyse erfolgt. Der bloße Verbrauch aus Elektrolyse herrührender Erzeugnisse zur Stromerzeugung fällt jedenfalls nicht in den Anwendungsbereich des § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG.

Zu klären ist in diesem Sinne die Frage, ob eine andere Klassifikation je nach unterschiedlicher Betriebstätigkeit erfolgen kann. So ist denkbar, dass das Schienenbahnunternehmen zugleich auch verschiedenen anderen Betriebstätigkeiten nachgeht. Das Unternehmen ist jedoch in seiner Gesamtheit zur korrekten Einordnung in die Klassifikation zu betrachten. Hierbei ist gemäß § 15 Abs. 4 S. 1 EnergieStV auf dem Schwerpunkt der wirtschaftlichen Tätigkeit des Unternehmens abzustellen. Nach den uns vorliegenden Informationen ist der Schienenbahnbetreiber weit überwiegend der ÖPNV-Branche zuzuordnen. Damit ist nach einer Gesamtbetrachtung und der Würdigung des betrieblichen Schwerpunkts des Unternehmens der Abschnitt H der Klassifikation der Wirtschaftszweige („**Verkehr** und Lagerei“) einschlägig.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass der Betreiber des Elektrolyseurs kein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes ist und ihm somit keine Steuerentlastungen mittels Vergütung nach §§ 9b, 10 StromStG zustehen.

Zwischenfazit

Die Entnahme des Stroms aus der Brennstoffzelle ist gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a StromStG von der Steuer befreit. Damit muss der Schienenbahnbetreiber auch keine Eigenerzeugererlaubnis beantragen (siehe Teil 2, Punkt IV.3a)).

Fazit zur Stromsteuer

Für die Entnahme des Stroms aus der Brennstoffzelle durch den Schienenbahnbetreiber zum Antrieb der Schienenbahn entsteht die Stromsteuer. Er hat aber die Möglichkeit, den Strom entweder wegen der Entnahme aus dezentralen Kleinanlagen (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a StromStG oder wegen der Entnahme für die Verwendung im ÖPNV-Fahrbetrieb von Schienenfahrzeugen im Schienenbahnverkehr steuerfrei zu entnehmen.

Da die Steuerbefreiung für die Entnahme aus dezentralen Kleinanlagen umfassender ist als die Steuerbefreiung für die Entnahme zur Verwendung im Schienenfahrbetrieb (letztere Alternative schließt die Möglichkeit der Steuerbefreiung bei betriebsinternen Werksfahrten aus), genügt es, wenn der Schienenbahnbetreiber allein diese Steuerbefreiungsalternative in Anspruch nimmt. Insoweit besteht für den Schienenbahnbetreiber zur Inanspruchnahme dieser Steuerbefreiung zudem kein Handlungsbedarf. Die Steuerbefreiung für die Entnahme aus dezentralen Kleinanlagen erfordert gemäß § 10 S. 1 StromStV nämlich keine Erlaubnis des Hauptzollamtes, sodass der Schienenbahnbetreiber eine solche auch nicht beantragen muss.

Der Schienenbahnbetreiber muss wegen der Stromsteuerbefreiung keine Steuer abführen. Er muss aber unabhängig hiervon ein Belegheft sowie steuerliche Aufzeichnungen führen.

Hilfsweise Entlastungsmöglichkeiten nach §§ 9a, 9b, 10 StromStG stehen dem Schienenbahnbetreiber hingegen nicht zu, da er kein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes ist.

4.2.11. Haftungsfragen im Zusammenhang mit der Wasserstoff-Bereitstellung

Bei den Haftungsfragen ist abhängig von dem jeweiligen Modell zu überlegen, welche möglichen Haftungsgründe hauptsächlich infrage kommen und welcher Akteur hierfür in Haftung genommen werden könnte. Dabei sind Fragen der Produkt- und Betreiberhaftung ebenso wie mögliche vertragsrechtliche Aspekte relevant. Zu untersuchen sind zum einen zivilrechtliche Grundlagen für Schadensersatzansprüche, zum anderen aber auch Auswirkungen auf die öffentlich-rechtlich erteilten Genehmigungen.

Die rechtliche Untersuchung schließt Fragestellungen ein zu

- Unfallhaftung Personal und Unbeteiligte
- Versorgungssicherheit, Wasserstoffmengen
- Wasserstoffqualität
- Abgegebene Wasserstoffmengen (geeichte H₂-Abgabemessung)

Haftung nach dem Produkthaftungsgesetz

Im Rahmen der jeweiligen Wasserstoff-Bereitstellungskette und der Nutzung von Wasserstoff für Schienenfahrzeuge spielen im Falle eines Personen- oder Sachschadens durch fehlerhafte Produkte vor allem die Regelungen des Produkthaftungsgesetzes (ProdHaftG) eine zentrale Rolle.

Nach der grundlegenden Haftungsnorm des § 1 Abs. 1 Satz 1 ProdHaftG ist der Hersteller eines Produktes zum Schadensersatz verpflichtet, wenn „durch den Fehler eines Produkts jemand getötet, sein Körper oder seine Gesundheit verletzt oder eine Sache beschädigt“ wird.

Produkt

Als Produkt im Sinne des ProdHaftG wird in § 2 ProdHaftG „jede bewegliche Sache, auch wenn sie einen Teil einer anderen beweglichen Sache oder einer unbeweglichen Sache bildet, sowie Elektrizität“ definiert.

Eine Produkthaftung kommt infolge dieser weiten Definition eines Produktes daher an verschiedenen Stellen innerhalb der Bereitstellungs- und Nutzungskette für Wasserstoff in Betracht:

- Die **Elektrolyseeinrichtung** zur Erzeugung des Wasserstoffs ist keine bewegliche Sache und damit **kein Produkt**. Gleichwohl können die einzelnen Komponenten des Elektrolyseurs aber bis zu ihrer Verbindung einzelne Produkte darstellen. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass die Ersatzpflicht des Herstellers eines Teilprodukts nach § 1 Abs. 3 Satz 1 ProdHaftG ausgeschlossen ist, wenn der Fehler durch die Konstruktion des Produkts, in welches das Teilprodukt eingearbeitet wurde, oder durch die Anleitungen des Herstellers des Produkts verursacht worden ist. Diese Vorschrift begrenzt unter den genannten Voraussetzungen auch die Haftung von Zulieferungen von Teilprodukten, die in eine Elektrolyseeinrichtung eingebaut werden.

- **Wasserstoff** ist – hier untersucht in gasförmiger oder flüssiger Form und gelagert in einem Behältnis – eine bewegliche Sache und damit ein Produkt im Sinne des Produkthaftungsgesetzes. Bereits an dieser Stelle soll auch insoweit herausgestellt werden, dass § 1 Abs. 3 Satz 1 ProdHaftG nach dessen Satz 2 auf den Hersteller eines Grundstoffs entsprechende Anwendung findet. Wenn Wasserstoff daher in einem anderen Produkt eingelagert bzw. verwendet wird – beispielsweise in einer Wasserstoff-Tankstelle oder einem Wasserstoff-Zug – dann ist eine Haftung des Herstellers des Wasserstoffs nach § 1 Abs. 3 ProdHaftG ausgeschlossen, wenn der Fehler durch die Konstruktion der Tankstelle oder des Zugs oder durch die Anleitungen des Herstellers der Tankstelle bzw. des Zugs verursacht worden ist. Dies begrenzt das Haftungsrisiko des Herstellers des Wasserstoffs.
- Eine **Wasserstoff-Tankstelle** ist dann, wenn es sich um eine unbewegliche Sache handelt, ebenfalls kein Produkt im Sinne des ProdHaftG. Im Falle einer mobilen Tankstelle kann aber eine bewegliche Sache vorliegen und damit die Produkthaftung wieder greifen.
- Ein mit Wasserstoff betriebenes **Schienenfahrzeug** ist wiederum eine bewegliche Sache und damit ein Produkt im Sinne des ProdHaftG.

Fehler

Ein Produkt hat nach § 3 Abs. 1 ProdHaftG einen Fehler,

„wenn es nicht die Sicherheit bietet, die unter Berücksichtigung aller Umstände, insbesondere

- a) seiner Darbietung,
- b) des Gebrauchs, mit dem billigerweise gerechnet werden kann,
- c) des Zeitpunkts, in dem es in den Verkehr gebracht wurde,

berechtigterweise erwartet werden kann.“

Unter diesen Voraussetzungen ist in dem jeweiligen Schadensfall zu untersuchen, ob das jeweilige Produkt fehlerhaft war. Positiv gewendet zeigt die Vorschrift, dass die Hersteller der Produkte zur Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff genau klären müssen, in welchem Umfang mit einem Gebrauch der Produkte zu rechnen ist und ihre Produktgestaltung und -sicherheit hierauf abstimmen müssen. Dabei sind im Zweifel auch unübliche Verwendungsweisen eines Produktes einzubeziehen.

Hersteller

Hersteller ist zunächst jeder, der das Endprodukt, einen Grundstoff oder ein Teilprodukt hergestellt hat, § 4 Abs. 1 Satz 1 ProdHaftG. Im Einzelfall kann die Ermittlung des Herstellers aber durchaus Schwierigkeiten aufweisen. Daher ist hervorzugeben, dass bei Unklarheit über die Person des Herstellers nach § 4 Abs. 3 Satz 1 ProdHaftG auch jeder Lieferant als dessen Hersteller gilt. Allerdings kann der Lieferant dem Geschädigten innerhalb eines Monats, nachdem ihm dessen diesbezügliche Aufforderung zugegangen ist, den Hersteller oder diejenige Person benennen, die ihm das Produkt geliefert hat.

Ausschluss der Haftung

Für die vorliegende Untersuchung ist hervorzugeben, dass die Ersatzpflicht des Herstellers in den unter § 1 Abs. 2 ProdHaftG benannten Fällen ausgeschlossen ist. Hiervon soll der Fall hervorgehoben werden, dass der Fehler nach dem Stand der Wissenschaft und Technik in dem Zeitpunkt, in dem der Hersteller das Produkt in den Verkehr brachte, nicht erkannt werden konnte (§ 1 Abs. 2 Nr. 5 ProdHaftG). Damit kann in Einzelfällen eine Ersatzpflicht bei der Herstellung von neuen Produkten ausscheiden, wenn der Fehler nach dem Stand der

Wissenschaft und Technik in dem jeweiligen Zeitpunkt nicht erkannt werden konnte. Für diese Fälle trägt aber der Hersteller die Beweislast, § 1 Abs. 4 ProdHaftG. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass mit dem „Stand der Wissenschaft und Technik“ ein strenger Maßstab verwendet wird und dass allenfalls in besonderen Ausnahmefällen nachgewiesen werden kann, dass ein Fehler auch unter diesen hohen Anforderungen nicht erkannt werden konnte. Trotz der Neuheit von Wasserstoff als Antrieb für Schienenfahrzeuge ist ein Haftungsausschluss daher nur in sehr engen Fällen denkbar, zudem zu Wasserstoff bereits ein hoher Stand der Wissenschaft und Technik erreicht ist.

Umfang der Haftung

Der Umfang der Ersatzpflicht ist in §§ 7 bis 9 ProdHaftG näher geregelt und bei Personenschäden auf einen Höchstbetrag von 85 Millionen Euro begrenzt, § 10 Abs. 1 Satz 1 ProdHaftG. Wenn bei der Entstehung des Schadens ein Verschulden des Geschädigten mitgewirkt hat, so gilt nach § 6 Abs. 1 ProdHaftG die Regelung zum Mitverschulden in § 254 BGB entsprechend. Im Falle der Sachbeschädigung steht dabei das Verschulden desjenigen, der die tatsächliche Gewalt über die Sache ausübt, dem Verschulden des Geschädigten gleich. Sollte ein Verhalten des Geschädigten oder des Inhabers der tatsächlichen Gewalt über die Sache den Schaden mitverursacht haben, so kann sich daher die Ersatzpflicht des Herstellers ggf. minimieren.

Ergebnis Produkthaftung

Soweit in der Kette von Wasserstoff-Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff für Schienenfahrzeuge Produkte hergestellt werden wie z.B. Wasserstoff und Schienenfahrzeuge, so kommt eine Produkthaftung daher in Betracht. Tritt ein Schadensfall auf, so ist zu klären, ob ein Fehler des jeweiligen Produkts vorliegt und wer Hersteller des Produkts ist. Ein Ausschluss der Ersatzpflicht ist in engen Fällen denkbar, dürfte aber für die hier untersuchten Konzepte allenfalls eine sehr geringe Rolle spielen.

4.2.12. Darstellung möglicher Beschaffungs- und Realisierungsmodelle

4.2.12.1. Rechtliche Vorfragen

Zum Thema Finanzierung und Betrieb von Fahrzeugen und Verdichtungs-, Speicher- und Tankanlage werden wir klären, inwieweit die Finanzierung durch den SPNV- Auftraggeber sinnvoll ist und welche rechtlichen Konstrukte im Verhältnis der verschiedenen Akteure zu empfehlen sind.

Die Diskussion von Finanzierungs- und Betreibervarianten baut dabei auf den Ergebnissen der rechtlichen Analyse aus den vorherigen AP auf, konkret auf den Ergebnissen dazu, welche Akteure nach den vergaberechtlichen und regulierungsrechtlichen Vorgaben für welche Leistung überhaupt infrage kommen, woraufhin rechtliche Konstrukte im Verhältnis der verschiedenen Akteure empfohlen werden.

Darüber hinaus werden auch die in AP 2.3 evaluierten technischen Konzepte zur Wasserstoffbereitstellung für den Schienenverkehr in die Untersuchungen mit einbezogen. Dies insbesondere deswegen, da die konkrete Leistungsverteilung zwischen den verschiedenen Stakeholdern/Partnern einen maßgeblichen Einfluss auf die Konzeption einer Finanzierung.

Vorgaben des Eisenbahnrechts

Für die möglichen Betreiberverhältnisse an Elektrolyseur, Fahrzeugen und Verdichtungs-, Speicher- und Tankanlage sind vor allem die regulierungsrechtlichen Vorschriften des Allgemeinen Eisenbahngesetzes (AEG) von hoher Bedeutung.

Begrifflichkeiten

Um darstellen zu können, welches Unternehmen welche Rolle im Zusammenhang mit Erzeugung, Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff zum Betrieb von Schienenbahnen einnehmen kann, werden zunächst die relevanten Begrifflichkeiten des AEG erläutert.

- „**Eisenbahnverkehrsunternehmen**“ sind öffentliche Einrichtungen oder privatrechtlich organisierte Unternehmen, die Eisenbahnverkehrsleistungen erbringen. Eisenbahnverkehrsleistungen sind nach § 2 Abs. 2 AEG die Beförderung von Personen oder Gütern auf einer Eisenbahninfrastruktur
- „**Eisenbahninfrastrukturunternehmen**“ sind öffentliche Einrichtungen oder privatrechtlich organisierte Unternehmen, die eine Eisenbahninfrastruktur betreiben. Die Eisenbahninfrastruktur umfasst nach § 2 Abs. 3 AEG die Betriebsanlagen der Eisenbahnen einschließlich der Bahnstromfernleitungen.
- „**Eisenbahnen**“ sind nach § 2 Abs. 1 AEG sowohl Eisenbahnverkehrsunternehmen als auch Eisenbahninfrastrukturunternehmen.
- „**Betreiber der Schienenwege**“ ist nach § 2 Abs. 3a AEG jedes Eisenbahninfrastrukturunternehmen, das den Betrieb, den Bau und die Unterhaltung der Schienenwege der Eisenbahn zum Gegenstand hat, mit Ausnahme der Schienenwege in Serviceeinrichtungen.
- „**Serviceeinrichtungen**“ sind nach § 2 Abs. 3c AEG unter anderem – da hier relevant – Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme

Entflechtungsanforderungen

Für die genannten abstrakt definierten Unternehmen gelten nach dem AEG unterschiedliche strenge Entflechtungsanforderungen. Diese verfolgen insgesamt die Zielrichtung, die Tätigkeitsbereiche Betrieb der Schienenbahnen und Betrieb der Infrastruktur in strengerer oder weniger strenger Weise voneinander zu trennen, damit Wettbewerb im Bereich der Eisenbahnen ermöglicht wird.

Weitgehende Entflechtung von öffentlichen Betreibern der Schienenwege

Für öffentliche Betreiber gelten nach § 9a AEG relativ weitgehende Entflechtungsanforderungen. Öffentliche Betreiber der Schienenwege müssen danach „rechtlich, organisatorisch und in ihren Entscheidungen von Eisenbahnverkehrsunternehmen unabhängig sein, soweit es Entscheidungen über die Zuweisung von Zugtrassen und über die Weegeentgelte betrifft“. In § 9a Abs. 1 Satz 2 AEG wird näher definiert, welche Anforderungen diese Entflechtung insbesondere mit sich bringt. Hierzu gehört, dass „aus Eisenbahnen, die sowohl Eisenbahnverkehrsunternehmen als auch Betreiber der Schienenwege sind, beide Bereiche jeweils auf eine oder mehrere gesonderte Gesellschaften auszugliedern“ sind (Nr. 1). Außerdem müssen Verträge des Betreibers der Schienenwege mit Dritten so gestaltet werden, „dass seine organisatorische Selbstständigkeit gewährleistet ist“ (Nr. 2).

Entflechtungsanforderungen für öffentliche Eisenbahnen

Für alle öffentlichen Eisenbahnen greifen unter den in § 9 AEG genannten Bedingungen Anforderungen zur getrennten Rechnungslegung, organisatorischen Trennung und unabhängigen Entscheidungen. Eine rechtliche Entflechtung dieser öffentlichen Eisenbahnen auf unterschiedliche Unternehmen ist aber nicht erforderlich.

Geschäftsführung der Eisenbahnen

Nach dem Grundsatz in § 8 Abs. 1 Satz 1 AEG müssen öffentliche Eisenbahnen zudem „in der Leitung, Geschäftsführung und Verwaltung sowie hinsichtlich der verwaltungstechnischen und wirtschaftlichen Kontrolle sowie der internen Rechnungsführung von staatlichen und kommunalen Gebietskörperschaften unabhängig sein“. Wenn die Eisenbahnverkehrsunternehmen oder Eisenbahninfrastrukturunternehmen nicht dem Bund gehören, gilt diese Anforderung nach § 8 Abs. 2 AEG aber nicht. Bei Eisenbahnverkehrsunternehmen setzt dies weiter voraus, dass deren Tätigkeit ausschließlich auf den Schienenpersonennahverkehr beschränkt ist.

Zugang zur Eisenbahninfrastruktur und Entgelte

Eisenbahninfrastrukturunternehmen sind nach § 14 Abs. 1 AEG verpflichtet, „die diskriminierungsfreie Benutzung der von ihnen betriebenen Eisenbahninfrastruktur und die diskriminierungsfreie Erbringung der von ihnen angebotenen Leistungen in dem durch eine [...] Rechtsverordnung bestimmten Umfang zu gewähren“.

Nach dieser Vorschrift ergibt sich ein **grundsätzlicher Anspruch von Dritten auf eine Nutzung der jeweiligen Eisenbahninfrastruktur** zu diskriminierungsfreien Bedingungen.

Die Eisenbahninfrastrukturunternehmen können für den Zugang zu ihrer Infrastruktur allerdings **Entgelte** erheben. Hervorzuheben ist aber für die hier angestellte Untersuchung, dass für die Festsetzung dieser Entgelte ebenfalls Vorgaben bestehen.

So müssen Eisenbahninfrastrukturunternehmen nach § 14 Abs. 5 AEG ihre **Entgelte für den Zugang zu Serviceeinrichtungen** einschließlich der damit verbundenen Leistungen so bemessen, „dass die Wettbewerbsmöglichkeiten der Zugangsberechtigten nicht missbräuchlich beeinträchtigt werden“. Im zweiten Satz wird näher bestimmt, dass eine missbräuchliche Beeinträchtigung insbesondere vorliegt, wenn

- „1. Entgelte gefordert werden, welche die entstandenen Kosten für das Erbringen der in Satz 1 genannten Leistungen in unangemessener Weise überschreiten oder
2. einzelnen Zugangsberechtigten Vorteile gegenüber anderen Zugangsberechtigten eingeräumt werden, soweit hierfür nicht ein sachlich gerechtfertigter Grund vorliegt.“

Die Einzelheiten des Zugangs zur Eisenbahninfrastruktur werden in der Eisenbahninfrastruktur-Benutzungsverordnung (EIBV) geregelt.

Vergabe von Personenverkehrsdienstleistungen

Fast jeder Personenbeförderungsdienst im öffentlichen Schienennahverkehr benötigt staatliche Zuschüsse, um auskömmlich betrieben werden zu können. Unter welchen Bedingungen solche Ausgleichszahlungen erbracht werden können, wird in Verordnung Nr. 1370/2007 über öffentliche Personenverkehrsdienste auf Schiene und Straße geregelt.

Wenn Betreiber mit der Verwaltung und Erbringung von öffentlichen Personenverkehrsdiensten betraut werden sollen, die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen unterliegen, so hat dies grundsätzlich nach den Vorgaben der Verordnung Nr. 1370/2007 zu erfolgen. Selbst wenn es sich bei einem öffentlichen Beförderungsauftrag im SPNV um eine Konzession handeln würde, müsste dieser Auftrag nach Art. 5 Abs. 3 der VO (EG) Nr. 1370/2007 in einem wettbewerblichen Verfahren erteilt werden, falls nicht das Verkehrsunternehmen ausnahmsweise interner Betreiber des SPNV-Aufgabenträgers sein sollte. Regelmäßig wird jedoch ein öffentlicher Dienstleistungsauftrag i. S. v. § 103 Abs. 4

GWB vorliegen. Ein solcher muss auch im SPNV stets ausgeschrieben werden. In einem Grundsatzbeschluss vom 08.02.2011 (Az. X ZB 4/10) hat der Bundesgerichtshof festgestellt, dass § 15 Abs. 2 AEG nur in den engen Grenzen von § 4 Abs. 3 VgV a. F. eine Ausnahme von dieser Ausschreibungspflicht rechtfertigen kann. Art. 5 Abs. 6 VO (EG) Nr. 1370/2007 unterliegt ohnehin dem Vorbehalt entgegenstehenden nationalen Rechts.

Direktvergaben im SPNV kommen deshalb heute nicht mehr vor. Solche Verkehrsaufträge werden stets ausgeschrieben.

4.2.13. Darstellung möglicher Beschaffungs- und Realisierungsmodelle

4.2.13.1. Rechtliche Vorfragen

Zum Thema Finanzierung und Betrieb von Fahrzeugen und Verdichtungs-, Speicher- und Tankanlage werden wir klären, inwieweit die Finanzierung durch den SPNV- Auftraggeber sinnvoll ist und welche rechtlichen Konstrukte im Verhältnis der verschiedenen Akteure zu empfehlen sind.

Die Diskussion von Finanzierungs- und Betreibervarianten baut dabei auf den Ergebnissen der rechtlichen Analyse aus den vorherigen AP auf, konkret auf den Ergebnissen dazu, welche Akteure nach den vergaberechtlichen und regulierungsrechtlichen Vorgaben für welche Leistung überhaupt infrage kommen, woraufhin rechtliche Konstrukte im Verhältnis der verschiedenen Akteure empfohlen werden.

Darüber hinaus werden auch die in AP 2.3 evaluierten technischen Konzepte zur Wasserstoffbereitstellung für den Schienenverkehr in die Untersuchungen mit einbezogen. Dies insbesondere deswegen, da die konkrete Leistungsverteilung zwischen den verschiedenen Stakeholdern/Partnern einen maßgeblichen Einfluss auf die Konzeption einer Finanzierung.

Vorgaben des Eisenbahnrechts

Für die möglichen Betreiberverhältnisse an Elektrolyseur, Fahrzeugen und Verdichtungs-, Speicher- und Tankanlage sind vor allem die regulierungsrechtlichen Vorschriften des Allgemeinen Eisenbahngesetzes (AEG) von hoher Bedeutung.

Begrifflichkeiten

Um darstellen zu können, welches Unternehmen welche Rolle im Zusammenhang mit Erzeugung, Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff zum Betrieb von Schienenbahnen einnehmen kann, werden zunächst die relevanten Begrifflichkeiten des AEG erläutert.

- **„Eisenbahnverkehrsunternehmen“** sind öffentliche Einrichtungen oder privatrechtlich organisierte Unternehmen, die Eisenbahnverkehrsleistungen erbringen. Eisenbahnverkehrsleistungen sind nach § 2 Abs. 2 AEG die Beförderung von Personen oder Gütern auf einer Eisenbahninfrastruktur
- **„Eisenbahninfrastrukturunternehmen“** sind öffentliche Einrichtungen oder privatrechtlich organisierte Unternehmen, die eine Eisenbahninfrastruktur betreiben. Die Eisenbahninfrastruktur umfasst nach § 2 Abs. 3 AEG die Betriebsanlagen der Eisenbahnen einschließlich der Bahnstromfernleitungen.
- **„Eisenbahnen“** sind nach § 2 Abs. 1 AEG sowohl Eisenbahnverkehrsunternehmen als auch Eisenbahninfrastrukturunternehmen.
- **„Betreiber der Schienenwege“** ist nach § 2 Abs. 3a AEG jedes Eisenbahninfrastrukturunternehmen, das den Betrieb, den Bau und die Unterhaltung der Schienenwege der Eisenbahn zum Gegenstand hat, mit Ausnahme der Schienenwege in Serviceeinrichtungen.

- „**Serviceeinrichtungen**“ sind nach § 2 Abs. 3c AEG unter anderem – da hier relevant – Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme

Entflechtungsanforderungen

Für die genannten abstrakt definierten Unternehmen gelten nach dem AEG unterschiedliche strenge Entflechtungsanforderungen. Diese verfolgen insgesamt die Zielrichtung, die Tätigkeitsbereiche Betrieb der Schienenbahnen und Betrieb der Infrastruktur in strengerer oder weniger strenger Weise voneinander zu trennen, damit Wettbewerb im Bereich der Eisenbahnen ermöglicht wird.

Weitgehende Entflechtung von öffentlichen Betreibern der Schienenwege

Für öffentliche Betreiber gelten nach § 9a AEG relativ weitgehende Entflechtungsanforderungen. Öffentliche Betreiber der Schienenwege müssen danach „rechtlich, organisatorisch und in ihren Entscheidungen von Eisenbahnverkehrsunternehmen unabhängig sein, soweit es Entscheidungen über die Zuweisung von Zugtrassen und über die Wegeentgelte betrifft“. In § 9a Abs. 1 Satz 2 AEG wird näher definiert, welche Anforderungen diese Entflechtung insbesondere mit sich bringt. Hierzu gehört, dass „aus Eisenbahnen, die sowohl Eisenbahnverkehrsunternehmen als auch Betreiber der Schienenwege sind, beide Bereiche jeweils auf eine oder mehrere gesonderte Gesellschaften auszugliedern“ sind (Nr. 1). Außerdem müssen Verträge des Betreibers der Schienenwege mit Dritten so gestaltet werden, „dass seine organisatorische Selbstständigkeit gewährleistet ist“ (Nr. 2).

Entflechtungsanforderungen für öffentliche Eisenbahnen

Für alle öffentlichen Eisenbahnen greifen unter den in § 9 AEG genannten Bedingungen Anforderungen zur getrennten Rechnungslegung, organisatorischen Trennung und unabhängigen Entscheidungen. Eine rechtliche Entflechtung dieser öffentlichen Eisenbahnen auf unterschiedliche Unternehmen ist aber nicht erforderlich.

Geschäftsführung der Eisenbahnen

Nach dem Grundsatz in § 8 Abs. 1 Satz 1 AEG müssen öffentliche Eisenbahnen zudem „in der Leitung, Geschäftsführung und Verwaltung sowie hinsichtlich der verwaltungstechnischen und wirtschaftlichen Kontrolle sowie der internen Rechnungsführung von staatlichen und kommunalen Gebietskörperschaften unabhängig sein“. Wenn die Eisenbahnverkehrsunternehmen oder Eisenbahninfrastrukturunternehmen nicht dem Bund gehören, gilt diese Anforderung nach § 8 Abs. 2 AEG aber nicht. Bei Eisenbahnverkehrsunternehmen setzt dies weiter voraus, dass deren Tätigkeit ausschließlich auf den Schienenpersonennahverkehr beschränkt ist.

Zugang zur Eisenbahninfrastruktur und Entgelte

Eisenbahninfrastrukturunternehmen sind nach § 14 Abs. 1 AEG verpflichtet, „die diskriminierungsfreie Benutzung der von ihnen betriebenen Eisenbahninfrastruktur und die diskriminierungsfreie Erbringung der von ihnen angebotenen Leistungen in dem durch eine [...] Rechtsverordnung bestimmten Umfang zu gewähren“.

Nach dieser Vorschrift ergibt sich ein **grundsätzlicher Anspruch von Dritten auf eine Nutzung der jeweiligen Eisenbahninfrastruktur** zu diskriminierungsfreien Bedingungen.

Die Eisenbahninfrastrukturunternehmen können für den Zugang zu ihrer Infrastruktur allerdings **Entgelte** erheben. Hervorzuheben ist aber für die hier angestellte Untersuchung, dass für die Festsetzung dieser Entgelte ebenfalls Vorgaben bestehen.

So müssen Eisenbahninfrastrukturunternehmen nach § 14 Abs. 5 AEG ihre **Entgelte für den Zugang zu Serviceeinrichtungen** einschließlich der damit verbundenen Leistungen so bemessen, „dass die Wettbewerbsmöglichkeiten der Zugangsberechtigten nicht missbräuchlich beeinträchtigt werden“. Im zweiten Satz wird näher bestimmt, dass eine missbräuchliche Beeinträchtigung insbesondere vorliegt, wenn

„1. Entgelte gefordert werden, welche die entstandenen Kosten für das Erbringen der in Satz 1 genannten Leistungen in unangemessener Weise überschreiten oder

2. einzelnen Zugangsberechtigten Vorteile gegenüber anderen Zugangsberechtigten eingeräumt werden, soweit hierfür nicht ein sachlich gerechtfertigter Grund vorliegt.“

Die Einzelheiten des Zugangs zur Eisenbahninfrastruktur werden in der Eisenbahninfrastruktur-Benutzungsverordnung (EIBV) geregelt.

Vergabe von Personenverkehrsdienstleistungen

Fast jeder Personenbeförderungsdienst im öffentlichen Schienenbahnverkehr benötigt staatliche Zuschüsse, um auskömmlich betrieben werden zu können. Unter welchen Bedingungen solche Ausgleichszahlungen erbracht werden können, wird in Verordnung Nr. 1370/2007 über öffentliche Personenverkehrsdienste auf Schiene und Straße geregelt.

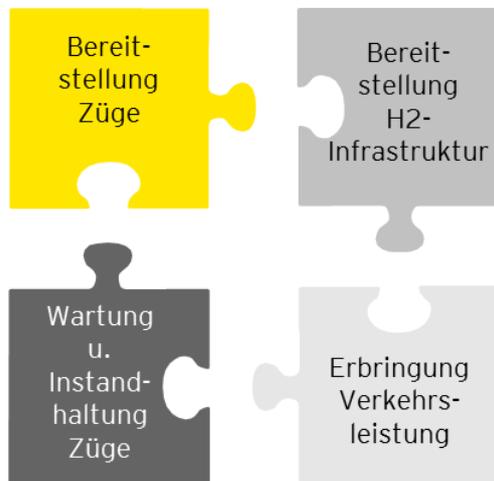
Wenn Betreiber mit der Verwaltung und Erbringung von öffentlichen Personenverkehrsdiensten betraut werden sollen, die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen unterliegen, so hat dies grundsätzlich nach den Vorgaben der Verordnung Nr. 1370/2007 zu erfolgen. Selbst wenn es sich bei einem öffentlichen Beförderungsauftrag im SPNV um eine Konzession handeln würde, müsste dieser Auftrag nach Art. 5 Abs. 3 der VO (EG) Nr. 1370/2007 in einem wettbewerblichen Verfahren erteilt werden, falls nicht das Verkehrsunternehmen ausnahmsweise interner Betreiber des SPNV-Aufgabenträgers sein sollte. Regelmäßig wird jedoch ein öffentlicher Dienstleistungsauftrag i. S. v. § 103 Abs. 4 GWB vorliegen. Ein solcher muss auch im SPNV stets ausgeschrieben werden. In einem Grundsatzbeschluss vom 08.02.2011 (Az. X ZB 4/10) hat der Bundesgerichtshof festgestellt, dass § 15 Abs. 2 AEG nur in den engen Grenzen von § 4 Abs. 3 VgV a. F. eine Ausnahme von dieser Ausschreibungspflicht rechtfertigen kann. Art. 5 Abs. 6 VO (EG) Nr. 1370/2007 unterliegt ohnehin dem Vorbehalt entgegenstehenden nationalen Rechts.

Direktvergaben im SPNV kommen deshalb heute nicht mehr vor. Solche Verkehrsaufträge werden stets ausgeschrieben.

4.2.14. Darstellung und Analyse möglicher Beschaffungs- und Realisierungsmodelle

Die wesentlichen Leistungsbereiche im Spektrum zwischen Aufgabenträger einerseits und Bereitsteller der Schieneninfrastruktur (EIU) andererseits stellen sich bei der vorliegenden Aufgabenstellung wie folgt dar:

SPNV-Aufgabenträger



Vorhandene Schieneninfrastruktur

Abbildung 48: Wesentliche Leistungsbausteine im Spektrum zwischen Aufgabenträger und EIU

Der Aufgabenträger steht also vor der Herausforderung die skizzierten Leistungsbausteine Bereitstellung der Züge bzw. Fahrzeuge, Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge, Erbringung der Verkehrsleistung und Bereitstellung der H2-Infrastruktur zu beschaffen.

Zunächst gilt es grundsätzlich zwei Ansätze zu unterscheiden: Der eine Ansatz sieht eine integrierte Beschaffung der Wasserstoff-Infrastruktur vor. Dem anderen Ansatz dagegen liegt zugrunde, dass diese separat beschafft wird. Die besondere Berücksichtigung der Wasserstoff-Infrastruktur ist darin begründet, dass diese im Unterschied zu der Versorgungsinfrastruktur anderer Treibstoffe i. d. R. noch nicht existiert und daher neu geschaffen werden muss. In diesem Kapitel sollen diese grundsätzlich unterschiedlichen Beschaffungsansätze dargestellt und erörtert werden.

Derzeit werden im Zusammenhang mit der Erbringung von Eisenbahnverkehrsleistungen verschiedene Modelle entwickelt und erprobt. Zielführende Erkenntnisse aus diesen Modellen bilden folgerichtig die Grundlage für die Auseinandersetzung mit möglichen Beschaffungs- und Realisierungsmodellen für die vorliegende Aufgabenstellung.

Die nachfolgend skizzierten Modelle sollen in erster Linie als Grundkonzept verstanden werden und ein Spektrum an grundsätzlich denkbaren Beschaffungsmöglichkeiten aufzeigen. Die abschließende Ausgestaltung sowie die Vorteilhaftigkeit der einzelnen Modelle hängen neben den konkreten einzelfallspezifischen Rahmenbedingungen insbesondere auch vom Entwicklungs- und Verbreitungsstand der Wasserstofftechnologie für die Schieneninfrastruktur ab. Modelle, die gegebenenfalls in einer „Start-up-Phase“ der Wasserstofftechnologie für die Beschaffung geeignet sind, könnten sich in einem etablierten Markt aufgrund veränderter Rahmenbedingungen in der gleichen Ausgestaltung als ungeeignet herausstellen. Gleiches gilt vice versa.

Insofern stellen die verschiedenen Modelle einen beschaffungstechnischen Rahmen dar, der im konkreten Einzelfall entsprechend auszugestaltet ist. Um eine nachhaltige Etablierung der Wasserstoffinfrastruktur für die Schiene zu ermöglichen ist es wichtig, die in diesem Zuge gesammelten Erkenntnisse für eine Weiterentwicklung der verschiedenen Beschaffungsmodelle zu nutzen. Hierdurch könnte mittel- bis langfristig eine Standardisierung des Beschaffungsprozesses erreicht werden. Diese wiederum ist langfristig gesehen für eine wirtschaftliche Bereitstellung von Wasserstoffinfrastruktur für die Schiene erforderlich.

Bei den folgenden Ausführungen wurde neben diversen Publikationen und Gesprächsprotokollen (im Rahmen dieses Projekts) von und mit Aufgabenträgern und Landesministerien insbesondere auf folgende Quellen zurückgegriffen: *BAG SPNV 2015: Finanzierungsinstrumente im Bestellermarkt* sowie *BAG SPNV: Marktreport 2015/2016* und *SCI 2012: Fahrzeugfinanzierung im SPNV* (Details siehe Literaturverzeichnis).

4.2.15. Beschaffung mit separater Vergabe der Wasserstoff-Versorgung

In diesem Kapitel wird zunächst der Beschaffungsansatz dargestellt, der eine separate Vergabe der Wasserstoffversorgung vorsieht:

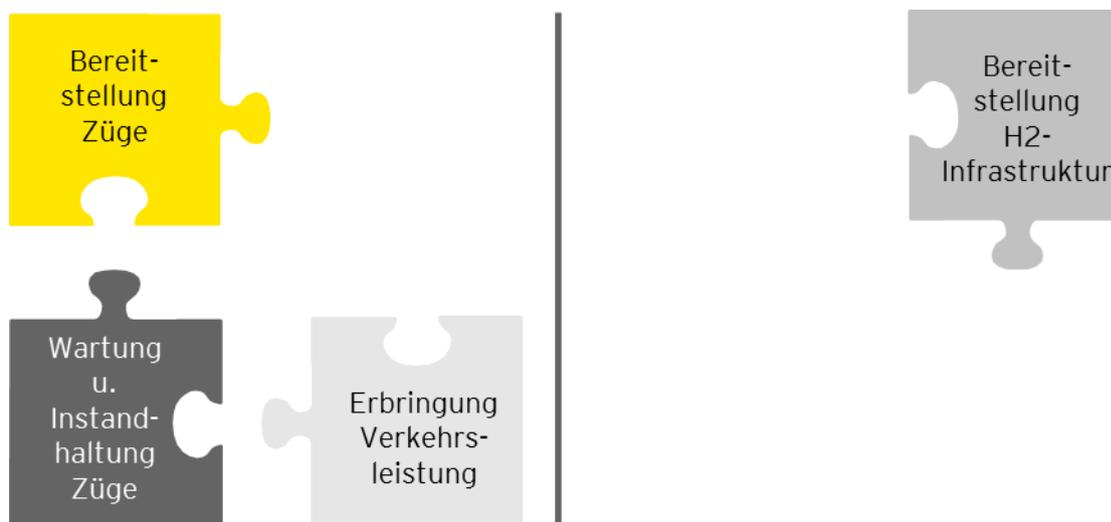


Abbildung 49: Leistungsbausteine bei separater Vergabe der Wasserstoff-Versorgung

In Kapitel 4.2.15.1 wird zuerst auf die Beschaffung der folgenden Leistungsbausteine eingegangen: Bereitstellung der Fahrzeuge, Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge sowie Erbringung der Verkehrsleistung. In Kapitel 4.2.15.2 wird die separate Beschaffung des Leistungsbausteins der Bereitstellung der Wasserstoff-Infrastruktur behandelt.

4.2.15.1. Bereitstellung der Fahrzeuge, Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge sowie Erbringung der Verkehrsleistung

Im Folgenden wird zunächst ein Modell dargestellt, in dem das Eisenbahnverkehrsunternehmen für die Bereitstellung, Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge und Erbringung der Verkehrsleistung verantwortlich ist. Dieses Modell umfasst auch die Finanzierung der Fahrzeuge durch das EVU. Danach erfolgt eine Auseinandersetzung mit alternativen Modellen, denen eigen ist, dass die Finanzierung der Fahrzeuge nicht durch das EVU erfolgt.

4.2.15.2. Bereitstellung, Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge sowie Erbringung der Verkehrsleistung durch EVU

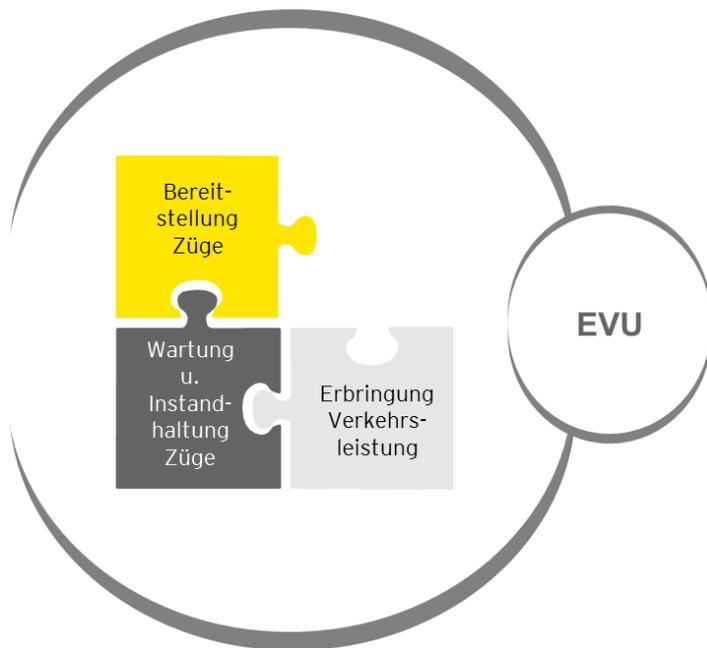


Abbildung 50: Leistungsbausteine der EVU im Rahmen einer konventionellen Beschaffung

Die Standardform der Vergabe von SPNV-Verkehrsleistungen sieht die Bereitstellung der Fahrzeuge durch das Eisenbahnverkehrsunternehmen vor. Das EVU, das mit der Verkehrsleistung auf der entsprechend ausgeschriebenen Strecke beauftragt wurde, muss auch die entsprechenden Fahrzeuge hierfür bereitstellen. Die Bereitstellung der Fahrzeuge impliziert, dass das EVU die Fahrzeuge beschaffen muss und für die Finanzierung verantwortlich ist. Zudem liegt auch die Wartung und Instandhaltung der Züge im Aufgabenbereich des EVU.

Das EVU muss gegebenenfalls hohe Investitionen in die Beschaffung neuer Züge leisten, insbesondere wenn es sich um neue Wettbewerber im Markt handelt. Um neuen Gesellschaften den Markteintritt zu erleichtern und auf diese Weise den Wettbewerb zu stärken, wurden bereits verschiedene unterstützende Instrumente seitens der Aufgabenträger entwickelt, u. a.

- Wiederzulassungsgarantie
- Wiedereinsatzgarantie (Fahrzeuge)
- Übernahme Zinsänderungsrisiko
- Kapitaldienstgarantie
- Restwertgarantie (Fahrzeuge)

Diese sollen im Folgenden, insbesondere im Hinblick auf den Einsatz in Zusammenhang mit der Einführung der für den Bahnbetrieb in Deutschland zunächst neuartigen Wasserstofftechnologie betrachtet und in der entsprechenden Wirkung, bewertet werden.

Wiederzulassungsgarantie

Mittels dieses Instruments garantiert der Aufgabenträger, dass die eingesetzten Fahrzeuge des EVUs in der entsprechenden Folgeausschreibung erneut zugelassen werden, sofern dies nicht durch Rechtsänderungen ausgeschlossen ist.

Im Hinblick auf die Einführung einer neuen Technologie (Brennstoffzellenantrieb) kann das in diesem Fall besonders hohe Risiko der (Nicht)Nutzung der Fahrzeuge nach dem Auslaufen der Verträge gemindert werden. Eine Kombination mit einheitlichen Fahrzeugstandards über verschiedene Netze hinweg kann die Wirkung entsprechend verstärken.

Das Restwertrisiko wird jedoch nicht nennenswert reduziert, so dass kein wirtschaftlicher Effekt auf den Angebotspreis zu erwarten ist. Zudem werden Gestaltungsoptionen des Aufgabenträgers in der folgenden Ausschreibungsperiode stark eingeschränkt.

Wiedereinsatzgarantie (Fahrzeuge)

Mit einer Wiedereinsatzgarantie garantiert der Aufgabenträger dem EVU (und dessen Financier) die verbindliche Übernahme bzw. den verbindlichen Wiedereinsatz der Fahrzeuge zum Ende des Verkehrsvertrags. Die Übernahme erfolgt dann zum definierten Restwert. Dabei besteht für den Aufgabenträger einerseits die Möglichkeit der unmittelbaren Weitergabe an den in der folgenden Neuvergabe obsiegenden EVU. Andererseits könnte er diese im Eigentum behalten und im Rahmen eines Aufgabenträger-Pools beistellen (siehe Kapitel 4.2.16.3) oder verkaufen.

Falls sich die Fahrzeuge im Eigentum eines Leasingunternehmens befinden, würden diese durch den Aufgabenträger in der Folgeausschreibung vorgegeben werden (unter der Bedingung gleicher Leasingkonditionen).

Es sind hierbei Sicherungsmechanismen erforderlich, z. B. die Führung der Fahrzeuge beim Leasinggeber oder in einer separaten Objektgesellschaft. Zudem sind dem Aufgabenträger vertraglich definierte Eintrittsrechte in den Leasingvertrag (bzw. Rechte zur Übernahme der Objektgesellschaft) zu gewähren.

Im Hinblick auf die Einführung einer neuen Technologie (Brennstoffzellenantrieb) würde durch eine Wiedereinsatzgarantie das (in diesem Fall besonders hohe) Risiko der (Nicht)Nutzung der Fahrzeuge nach dem Auslaufen der Verträge entfallen. Somit kann dieses Instrument in dieser Hinsicht als besonders zielführend angesehen werden, da die normalerweise eher nachteilige Spezialisierung auf ein Netz bzw. eine Antriebstechnik (mangelnde Flexibilität in der Folgeausschreibung) in diesem Fall eher den Vorteil einer aus technischer Sicht auf die „Sondersituation“ optimierte Fahrzeugflotte bietet. Allerdings geht dies auch mit einem höheren Controllingaufwand seitens des Aufgabenträgers einher.

Das Restwertrisiko für die EVU bzw. Leasingunternehmen sinkt in erheblichem Maße, so dass ein positiver wirtschaftlicher Effekt auf den Angebotspreis zu erwarten ist. Zudem wird hierdurch der Finanzierungsspielraum des EVU erweitert.

Kapitaldienstgarantie

Ziel der Kapitaldienstgarantie sind möglichst günstige Finanzierungsbedingungen (i. d. R. kommunalkreditähnliche Konditionen) für die EVU. Das Land bzw. der Aufgabenträger steht in diesem Modell gegenüber dem Financier für die Zahlung (eines Teils) der monatlichen Kapitaldienst- bzw. Leasingraten ein. Die Laufzeit sollte dabei der des entsprechenden Verkehrsvertrag entsprechen (bzw. der Dauer der Wiedereinsatzgarantie bei einem Einsatz derselben, s. o.)

Wird der Zuschlag an einen Bieter erteilt, der auf dieses Instrument zurückgreift, so müssten die Fahrzeuge aus insolvenzrechtlichen Gründen in einer separaten Objekt- bzw. Leasinggesellschaft geführt werden.

Auch hier sind dem Aufgabenträger vertraglich definierte Eintrittsrechte in den Leasingvertrag (bzw. Rechte zur Übernahme der Objektgesellschaft) zu gewähren.

Der Vorteil der günstigeren Finanzierungsbedingungen ist aus Wettbewerbssicht grundsätzlich positiv zu bewerten. Dies gilt unabhängig von der Einführung einer neuen Technologie (Brennstoffzellenantrieb). Einerseits sinken die Finanzierungskosten, andererseits steigt dementsprechend das Risiko für den Auftraggeber selbst (der AT muss die Zahlungen

unabhängig von der tatsächlichen Einsatzfähigkeit der Fahrzeuge leisten). Dies erfordert somit einen höheren Aufwand hinsichtlich eines Qualitätscontrollings seitens des Aufgabenträgers.

Da das Risiko bei Einführung einer neuen Antriebstechnologie durch die EVU grundsätzlich zunächst etwas höher eingestuft werden dürfte, kann dieses Instrument in dieser Phase sinnvoll sein.

Übernahme Zinsänderungsrisiko

Der Aufgabenträger übernimmt hierbei das Risiko (und die Chance) der möglichen Änderungen von Zinsen (Zinsbestandteilen, „Margen“) für den Zeitraum zwischen Angebotsabgabe und Financial Close (Abschluss der Finanzierungsverträge).

Die Wirkung dieses Instruments ist vor allem von der Länge der Bindefrist des Angebots bzw. der Zeitdauer von Angebotslegung (BAFO) bis zum Financial Close abhängig. Je länger diese ist, desto sinnvoller bzw. wirkungsvoller ist dieses Instrument anzusehen.

Hierdurch kann ein Risikoaufschlag auf die Finanzierungsangebote vermieden werden. Für den Aufgabenträger kann jedoch das Risiko entstehen, dass sich ggf. die Reihenfolge der Angebotswertung durch sich jeweils unterschiedlich darstellende Zinseffekte im Nachhinein verschieben könnte. Dies ist jedoch aufgrund der Parallelität der Effekte sehr unwahrscheinlich.

Die Wirkungsweise des Instruments der Übernahme des Zinsänderungsrisikos durch den AT ist relativ unabhängig von der Einführung einer neuen Technologie (Brennstoffzellenantrieb).

Instrumentenkombinationen

Neben der einzelnen Anwendung der genannten Instrumente können diese auch in sinnvoller Kombination eingesetzt werden. Ein Beispiel hierfür ist die *Restwertgarantie für Fahrzeuge*. Dieses Instrument stellt quasi eine Kombination aus Wiedereinsatzgarantie und Kapitaldienstgarantie dar.

Zwischenfazit

Der Vorteil dieses Modells ist die Bereitstellung der Verkehrsleistung für den Aufgabenträger aus einer Hand. Er kauft ein Komplettpaket ein, bleibt bei seinen Kernkompetenzen und muss nicht zusätzlich als Fuhrparkmanager o. ä. agieren. Zudem profitiert er von der Marktkenntnis des jeweiligen EVU bei der Beschaffung der Schienenfahrzeuge. Die EVU wiederum haben eine relativ weitgehende unternehmerische Freiheit und können leistungs- bzw. wertschöpfungsstufenübergreifend Synergien generieren.

Nachteil ist die hohe Markteintrittshürde gerade für viele kleinere und mittlere EVU aufgrund der Investitionen in beizubringende Fahrzeuge. Dies wird durch die neuartige Technologie des Brennstoffzellenantriebs noch verstärkt. In der Folge kann das (zu) wenig Wettbewerb bedeuten, der wiederum die Möglichkeiten, wirtschaftliche Angebotspreise zu erzielen, nicht ausreizen kann.

Dieser Nachteil kann durch die oben beschriebenen Instrumente in verschiedenen Aspekten eingedämmt werden, bleibt jedoch grundsätzlich bestehen.

4.2.16. Alternative Realisierungsmodelle

Im Unterschied zu dem oben beschriebenen Standard-Verfahren, bei dem das EVU die für die zu erbringende Verkehrsleistung erforderlichen Fahrzeuge bereitstellen muss, haben sich in den letzten Jahren alternative, so genannte „Fahrzeugpool“-Modelle entwickelt. Hierbei werden den EVU die Fahrzeuge beigestellt.

Aufgabenträger-Fahrzeugpool

Bei diesem Grundmodell beschafft der Auftraggeber selbst die Fahrzeuge und hält diese unabhängig von der Vergabe der Verkehrsleistung in einem Fahrzeugpool vor. Diese werden dem jeweiligen EVU während der Laufzeit des Verkehrsvertrags beigestellt. Der Aufgabenträger übernimmt dabei im übertragenen Sinne die Funktion eines „Vermieters“ bzw. „Leasinggebers“.

Ein großer Vorteil dieses Modells ist die Senkung der hohen Hürden des Markteintritts für neue Marktteilnehmer durch die Beistellung der Fahrzeuge. Des Weiteren kann durch Zinsvorteile (Beschaffung der Fahrzeuge mittels öffentlicher Finanzierung) sowie Skaleneffekte (ggf. günstigere Beschaffungskonditionen bei Bestellung größerer Stückzahlen für mehrere Teilnetze; ebenso Kosteneffekte bei Instandhaltung eines größeren Fuhrparks) eine Verbesserung der Gesamtwirtschaftlichkeit erzielt werden.

Ein Vorteil, der insbesondere auch im Rahmen der Einführung der neuen Antriebstechnologie von Bedeutung sein dürfte, ist der Entfall des Restwerttrisikos der Fahrzeuge auf Seiten der EVU. Generell trägt das jeweilige EVU weniger Risiken hinsichtlich der Fahrzeuge (z. B. Technologie- und Finanzierungsrisiken), so dass dieses Modell bei der Einführung einer neuen Technologie aus Wettbewerbsgesichtspunkten empfehlenswert sein kann.

Ein Nachteil dieses Modells ist die mangelnde Flexibilität hinsichtlich Fahrzeugtyp und Bedarf. Der Auftraggeber kann zum einen die Fahrzeugbeschaffung nicht im Rahmen der SPNV-Vergabe optimieren (lassen) und ist zum anderen mit dem Fahrzeugbestand bis zur Abschreibung desselben und somit wahrscheinlich auch für folgende Verkehrsverträge festgelegt. Das mögliche Potenzial der EVU hinsichtlich deren Erfahrung in der Fahrzeugbeschaffung wird nicht genutzt. Zudem wird der unternehmerischen Freiheit der EVU Grenzen gesetzt und mögliches Synergiepotenzial geht verloren, wenn beim EVU lediglich die Erbringung der Verkehrsleistung verbleibt.

Aus Sicht des Aufgabenträgers übernimmt dieser diverse Risiken aus der Fahrzeugbereitstellung, u. a. Technologierisiken (insbes. Zulassung). Zudem muss er zusätzliche Kompetenzen und Personal vorhalten bzw. einkaufen, die sich aus seiner Aufgabe als Fahrzeugeigentümer und -verwalter ergeben.

Gerade im Hinblick auf die Phase der Implementierung eines neuen Antriebskonzepts und der damit einhergehenden Risiken (insbes. Restwertisiko) sind bei diesem Modell die beschriebenen Vorteile jedoch schwerer zu gewichten.

VRR-Modell

Das VRR-Modell (entwickelt durch den Verkehrsverbund Rhein-Ruhr) stellt eine Art „Zwischenschritt“ zwischen „konventioneller“ Beschaffung (siehe Kapitel 4.2.15.2) und AT-Fahrzeugpool dar. Zudem werden einige der unter Kapitel 4.2.15.2 beschriebenen Instrumente darin verwoben (z. B. Kapitaldienstgarantie).

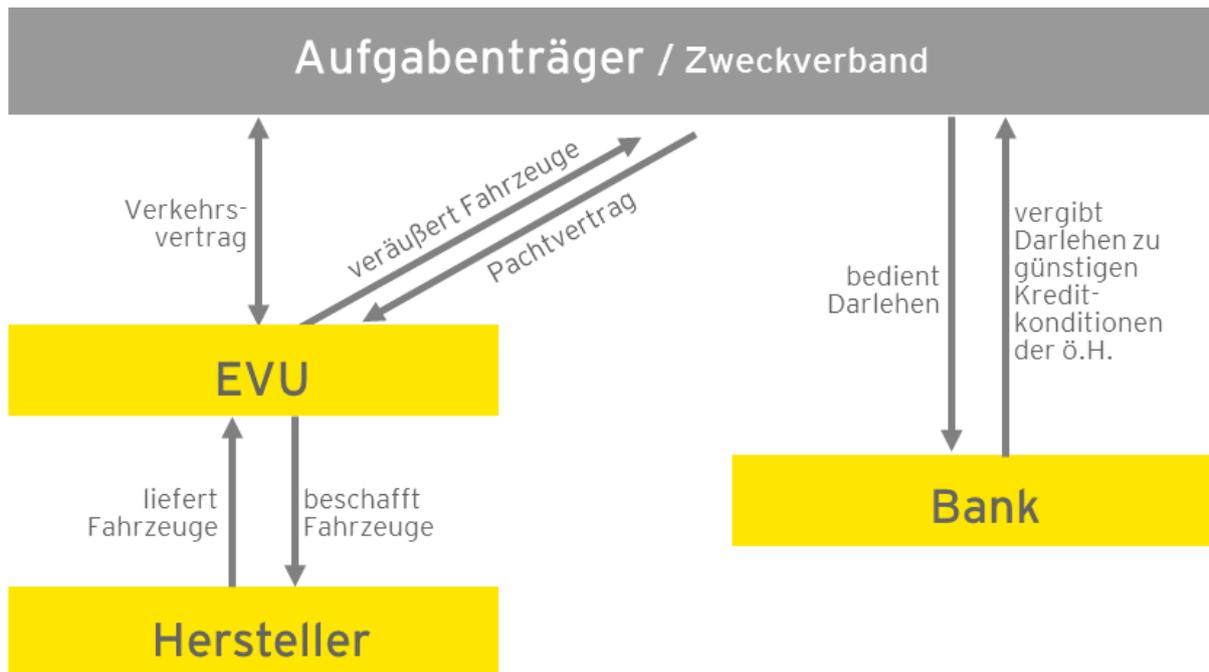


Abbildung 51: VRR-Modell

Beim VRR-Modell wird im Rahmen einer konventionellen Vergabe (Verkehrsleistung wird ausgeschrieben, Beschaffung der Fahrzeuge ist Aufgabe der EVU; siehe oben) die Option angeboten, dass der Aufgabenträger bzw. eine Landesgesellschaft anschließend die Fahrzeuge vom EVU erwirbt und an diesen „(zurück)verpachtet“. Somit übernimmt der Aufgabenträger (ggf. über eine Landesgesellschaft) quasi die Rolle eines Leasinggebers. Das EVU kann dadurch indirekt von den günstigen Finanzierungsbedingungen des Aufgabenträgers (bzw. der Landesgesellschaft) profitieren.

Die jeweiligen Bieter dürfen neben diesem optionalen Modell auch eigene Finanzierungslösungen, bspw. klassische Finanzierungen über eigene Darlehen oder Leasingverträge anbieten. Wird der Zuschlag an einen Bieter erteilt, der die Option des VRR-Finanzierungsmodells zieht, entsteht ein Fahrzeugpool für die Folgeausschreibung, da der Aufgabenträger bzw. die Landesgesellschaft Eigentum an den Fahrzeugen erwirbt und diese in einem Folge-Verkehrsvertrag bestellen wird.

Im Unterschied zum standardmäßigen AT-Fahrzeugpool (siehe Kapitel 4.2.16.3) werden bei Ziehung dieser Option die Fahrzeuge somit nicht im Vorfeld eines Vergabeverfahrens zentral durch den Aufgabenträger beschafft. Vielmehr legt das jeweilige EVU die für das konkret ausgeschriebene Netz gewünschten Fahrzeuge fest, bestellt diese bei dem entsprechenden Hersteller und veräußert sie dann weiter an den Aufgabenträger. Dieser wird (ggf. über eine landeseigene Gesellschaft) Eigentümer und übernimmt die Finanzierung der Fahrzeuge. Das EVU übernimmt mit dem Pachtvertrag die Verantwortung für die Fahrzeuge und ist verpflichtet, diese in einem vertragsgemäßen Zustand zu halten (Übernahme sämtlicher Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen). Beim Aufgabenträger verbleiben die mit der Eigentümerschaft verbundenen Verpflichtungen wie z. B. Controlling, Steuern oder Risikoübernahme. Diese lässt er sich i. d. R. durch einen (geringfügigen) Zuschlag auf den Pachtzins vergüten.

Das Modell generiert somit eine Schnittstelle, da die Wartung nicht vom Land selbst wahrgenommen wird, die Fahrzeuge aber im Eigentum des Landes/der Landesgesellschaft stehen. Hier ist ein entsprechendes Controlling seitens des Aufgabenträgers erforderlich.

Größter Vorteil dieses Modells ist die Eröffnung einer zusätzlichen Option für die Anbieter (EVU), die diese nutzen können, aber nicht müssen. Dabei kann vor allem die Nutzung der günstigen Finanzierungsbedingungen der öffentlichen Hand Einsparpotenziale und somit Wirtschaftlichkeitsvorteile generieren. Gleichzeitig ist die Flexibilität und unternehmerische Freiheit der EVU hinsichtlich der Auswahl der Züge/Fahrzeuge im Unterschied zum klassischen Auftraggeber-Fahrzeugpool gewahrt. Im Hinblick auf die neue Antriebstechnologie dürfte sich dieser Vorteil jedoch abschwächen, da in der Startphase dieser Technologie nur wenige Anbieter auf Herstellerseite zu erwarten sind. Je reifer der Markt sich diesbezüglich entwickeln wird, desto stärker dürfte dieser Vorteil zum Tragen kommen.

Auch der Umfang der Übertragung von Wertschöpfungsstufen durch die Wartung und Instandhaltungsverpflichtung des EVU ist weitergehend als im o. g. Poolmodell und nutzt somit die Kompetenz und Erfahrung der EVU, die wiederum größeren „Synergiespielraum“ generieren können.

Nachteile sind die zusätzliche Schnittstelle und der höhere Controllingaufwand des Aufgabenträgers. Auch die o. g. Nachteile, die sich aus der Eigentümerschaft des Aufgabenträgers hinsichtlich eines Fahrzeugpools ergeben (Risiken, zusätzlicher Kompetenzaufbau und Vorhaltung von Kapazitäten notwendig etc.), bleiben in diesem Modell zumindest teilweise bestehen.

RRX-Modell

Im sogenannten RRX-Modell (benannt nach dem Rhein-Ruhr-Express) wird der Grundsatz des Aufgabenträger-Pools angewandt, jedoch die Rolle des Fahrzeugherstellers gestärkt und dieser gleichzeitig auch stärker in die Verantwortung genommen.

In diesem Modell stellt der Hersteller dem Aufgabenträger Fahrzeuge zur Verfügung und erhält diese über einen längeren Zeitraum (i. d. R. 25 bis 30 Jahre) in einem definierten Zustandslevel. Zudem garantiert er die tägliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge in erforderlicher Anzahl und Qualität im Vertragszeitraum. Die Verfügbarkeit der Fahrzeuge stellt insbesondere bei einer großen Anzahl von Zügen und dem entsprechend hohen Investitionsvolumen eine besondere Herausforderung dar.

Somit wird dem Lebenszyklusgedanken Rechnung getragen, da die Herstellung der Züge sowie deren Wartung, Instandhaltung und Reinigung in den Händen eines Unternehmens liegt, das somit die entsprechenden Prozesse von Anfang an planen und optimieren kann. Gerade im Hinblick auf die neue Antriebstechnologie wird auf diese Weise die Technologiekompetenz des Zugherstellers optimal genutzt und eingebunden.

Die Erbringung der Verkehrsleistung wird separat zu den Leistungen der Fahrzeuglieferung und -bereitstellung ausgeschrieben. Dabei wird nach Vergabe derselben ein Pachtvertrag abgeschlossen, der die Rechte und Pflichten zwischen Aufgabenträger und Verkehrsunternehmen hinsichtlich der Fahrzeuge regelt. Für die Nutzung der Fahrzeuge entrichtet das EVU eine Pacht an den Aufgabenträger.

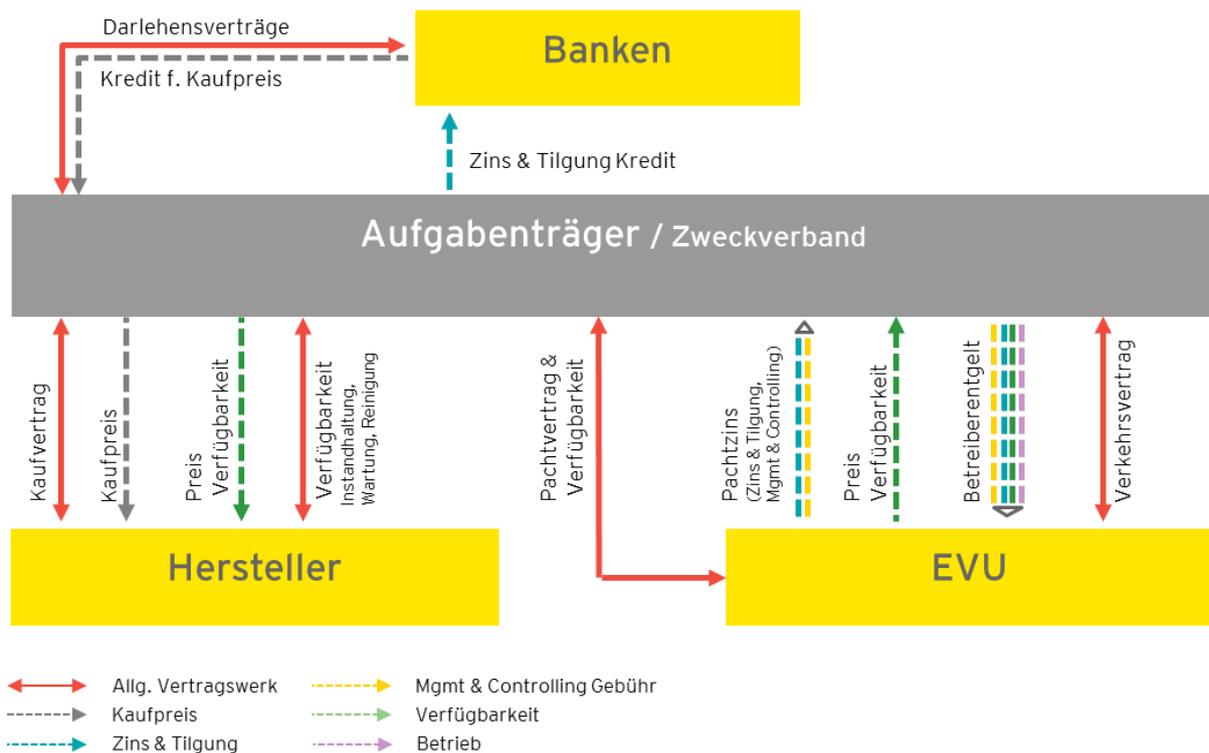


Abbildung 52: RRX-Modell

Für den Auftraggeber ist über die o. g. Vorteile des AT-Fahrzeugpoolmodells hinaus der Risikotransfer ein wichtiger Punkt. Die gerade bei einer neuen Technologie immanenten Risiken liegen hierbei zu großen Teilen auf Seiten des Zugerherstellers, der diese auch am besten beherrschen kann.

Vorteil gegenüber dem VRR-Modell kann die Einheitlichkeit bzw. Standardisierung des Fahrzeugpools des Aufgabenträgers sein.

Zu den o. g. genannten Nachteilen des AT-Fahrzeugpools kommen die in diesem Fall komplexeren Vertragsverhältnisse, zusätzliche Schnittstellen insbesondere aufgrund der Trennung von Fahrzeuginstandhaltung und (Verkehrs-)Betrieb der Fahrzeuge und erweiterte Controllingaufgaben des Aufgabenträgers über die langlaufende Vertragslaufzeit mit dem Hersteller hinzu.

Fahrzeug-Dienstleistungsmodell

Eine Weiterentwicklung des AT-Fahrzeugpools sowie des RRX-Modells stellt die Beschaffung und den Betrieb der Fahrzeuge über eine Projektgesellschaft (SPV) dar, die in diesem Fall Eigentümerin der Züge wäre. Hier wird zusätzlich die Kompetenz insbesondere hinsichtlich Controlling und Risikobeurteilung und -tragung von (Projekt-)Finanzierern und/oder Leasinggesellschaften eingebunden.

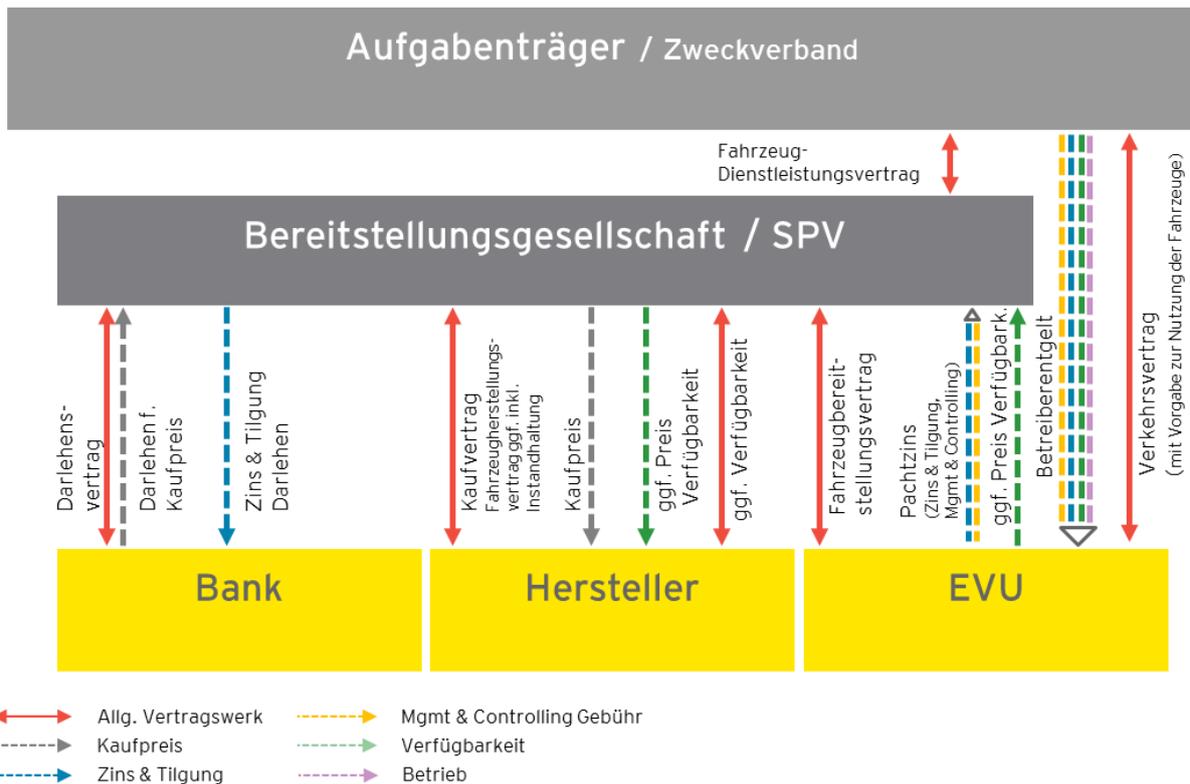


Abbildung 53: Fahrzeug-Dienstleistungsmodell

Interessant aus Sicht der öffentlichen Seite dürfte in diesem Modell zudem die Abbildung der Finanzierung und somit der Verschuldung über die Projektgesellschaft (bzw. Bereitstellungsgesellschaft) sein. Gleichzeitig werden die Risiken optimal verteilt und somit der Aufgabenträger diesbezüglich entlastet. Die Eigentümer- bzw. Asset-Risiken werden in diesem Modell von der Bereitstellungsgesellschaft getragen. In diesem Zuge werden von dieser auch entsprechende Controllingfunktionen übernommen.

Nachteilig sind in diesem Fall die komplexeren Vertragsverhältnisse sowie die i. d. R. höheren Finanzierungskosten einer privaten Projekt- bzw. Fahrzeugbereitstellungsgesellschaft. Insbesondere angesichts der Einführung der neuen Wasserstofftechnologie kann die Risikoübernahme der Bereitstellungsgesellschaft in einer wirtschaftlichen Betrachtung jedoch die höheren Finanzierungskosten (über)kompensieren. Dies ist jeweils einzelfall- und marktabhängig zu betrachten (Reife des Marktes, allgemeine Projektfinanzierungskonditionen etc.)

Zwischenfazit

Die dargestellten alternativen Modelle bieten eine Vielzahl von möglichen Ausgestaltungsvarianten, denen eine grundsätzliche Idee zu Grunde liegt: Die Beistellung der Fahrzeuge und damit der Entfall einer hohen Hürde des Markteinstiegs (hohe Investitionen sowie ggf. Restwertisiko; zusätzliche Erschwernis bei Einführung einer neuartige Technologie) für EVU, insbesondere bezogen auf mögliche neue Marktteilnehmer. Erste Erfahrungen aus der Praxis bestätigen die Belebung des Wettbewerbs bei Einsatz einer solchen Modellvariante.

Auf der anderen Seite wird hierdurch ein Element aus der Wertschöpfungskette herausgelöst und damit mögliches Optimierungs- und Synergiepotenzial auf Anbieterseite nicht genutzt. Neben den oben genannten Vor- und Nachteilen ist es hinsichtlich der Modellvariante „Auftraggeber-Fahrzeugpool“ sowie der entsprechenden Varianten sicherlich eine

grundsätzliche Frage, inwieweit der Aufgabenträger über seine originäre Rolle als Besteller von Verkehrsleistungen zusätzlich die Aufgabe eines Fahrzeugeigners (und die damit einhergehenden Aufgaben und Risiken) übernehmen will. An dieser Stelle kann das Fahrzeug-Dienstleistungsmodell eine sinnvolle Alternative darstellen.

4.2.16.1. Beschaffung Wasserstoffversorgung

Die neuartige (Beschaffungs-)Komponente der Versorgung mit Wasserstoff bzw. der Bereitstellung der entsprechenden Infrastruktur könnte wie folgt ausgestaltet werden:

Der Auftraggeber vergibt die streckenbezogene Versorgung mit Wasserstoff. Hierbei hat der jeweilige Versorger den Aufbau und den Betrieb der Wasserstofftankstellen zu gewährleisten. Hierzu zählen auch die gesamte Wasserstoffinfrastruktur, die Wasserstoffherstellung sowie die Logistikkette zur Belieferung der Tankstelle wie in Kap. 2 ausführlich dargestellt. Die Leistung sollte dabei auf Grundlage der ausgeschriebenen Bereitstellung, Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge und Erbringung der Verkehrsleistung durch das EVU funktional beschrieben werden, d. h. die technischen Details der Auslegung sowie die Auswahl der Bereitstellungspfade obliegen dem Bieter. Ziel dieser Outputspezifikation ist es, dem privaten Partner die Möglichkeit zu geben, über eigene Innovationskraft oder eigenes Ressourcenmanagement zu einer möglichst effizienten Erbringung der geforderten Leistung beizutragen.

Der Anbieter übernimmt zudem die (Vor-)Finanzierung des Aufbaus der Anlagen. Ggf. kann dieser hierfür Fördermittel erhalten. Diese müssten im Falle einer Ausschreibung allen Anbietern gleichermaßen und zu gleichen Konditionen zur Verfügung stehen. Andernfalls besteht auch die Möglichkeit, eine Anschubfinanzierung zu gewähren.

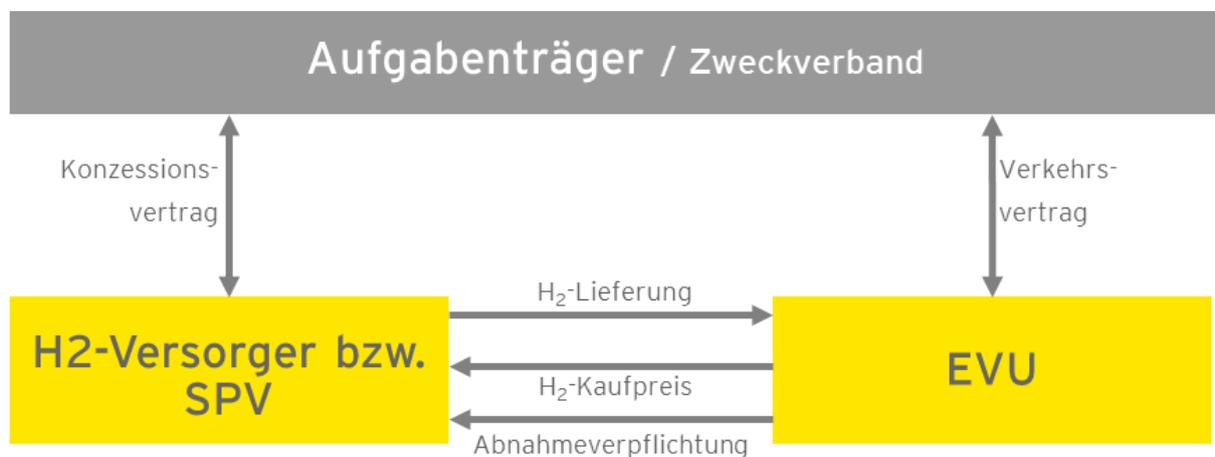


Abbildung 54: Betreiber- bzw. Konzessionsmodell Wasserstoffversorgung

Refinanzierung

Die Refinanzierung des Herstellers erfolgt im Grundmodell durch den Verkauf des Wasserstoffs über die Tankstellen an die Eisenbahnverkehrsunternehmen (siehe Abbildung 54).

Hierbei ist zu prüfen, inwieweit das Risiko des Anbieters durch (zeitlich begrenzte) Abnahmegarantien durch den Aufgabenträger und/oder Preisfestsetzungen bzw. -garantien gemindert werden kann. Vice versa müsste dem jeweiligen EVU, der die Verkehrsleistungen auf der entsprechenden Strecke durchführt, eine (demensprechend zeitlich begrenzte) Abnahmeverpflichtung zur Betankung seiner Fahrzeuge mit Wasserstoff bei dem entsprechenden Anbieter auferlegt werden. Im Falle von vertraglich festgeschriebenen Mindestabnahmemengen müsste der Aufgabenträger mögliche Unterschreitungen der

Abnahmemengen des EVU im jeweiligen Zeitraum ausgleichen. Somit würde der Anreiz des EVU zum möglichst energiesparenden Betrieb nicht tangiert werden. Die genaue (rechtliche) Ausgestaltung solcher Vertragsregelungen ist jeweils einzelfallbezogen bzw. projektspezifisch auszugestalten.

Durch die Festlegung von Abnahmegarantien oder Preisfestsetzungen werden die EVU im Falle des Zuschlags verpflichtet, den Wasserstoff zu bestimmten Konditionen zu beziehen bzw. den Wasserstoffversorgern wird eine bestimmte Mindestabnahme von dem Auftraggeber garantiert und ggf. vergütet. Durch eine Abnahmegarantie wird lediglich die vorgesehene Vergütung näher bestimmt. Ein Verstoß gegen vergaberechtliche Bestimmungen ist dabei nicht ersichtlich. Demgegenüber betrifft die Preisfestsetzung mittelbar die von den EVU nachgefragte Leistung. Diese müssen die Wasserstoffversorgung zu den festgelegten Konditionen einpreisen. Da dies jedoch für alle Bieter gleichermaßen gilt und nicht willkürlich, sondern aufgrund sachlicher Überlegungen – nämlich zur Stärkung des Wettbewerbs – erfolgt, dürfte eine solche Regelung zulässig sein.

Diese Instrumente können, analog zu einigen oben beschriebenen Instrumenten der Fahrzeugfinanzierung, notwendig sein, um Anreize für potenzielle Bieter zu schaffen und somit Wettbewerb zu generieren. Gerade bei Einführung einer neuen Antriebstechnologie sind die Anbieter mit besonderen Risiken hinsichtlich Abnahmemöglichkeiten und Preisbildung konfrontiert. Dies sollte gerade in der Anfangsphase berücksichtigt werden und ist bis zur Entwicklung eines reiferen Marktes ggf. erforderlich.

Eine Option dieses Betreibermodells wäre zudem ein auf Verfügbarkeit der Tankstelle basierendes Entgelt des Aufgabenträgers an den Wasserstoff-Versorger (bzw. des SPV). Durch die Koppelung der regelmäßigen Zahlungen an die (genau zu definierende) Verfügbarkeit könnte auf Abnahmeverpflichtungen und/oder Preisfestsetzungen verzichtet werden. Somit wäre der Preis bzw. die Preisstrategie des Wasserstoff-Versorgers von Beginn am freien Wettbewerb orientiert. Der Wasserstoff kann dabei auch frei am Markt angeboten werden (bspw. Bustankstelle). Allerdings ist dem EVU hierbei ein Vorrang bzw. Vorkaufsrecht einzuräumen, was im Rahmen der Verfügbarkeitsdefinition geregelt werden kann. Auch hier ist eine detaillierte Vertragsgestaltung notwendig.

Risikoverteilung

Hinsichtlich der Risikoverteilung gilt der Grundsatz, dass derjenige Vertragspartner die Risiken tragen sollte, der sie am besten beherrschen kann. Somit sollten alle (technologischen) Risiken und weitere Risiken aus dem Betrieb beim Anbieter verbleiben. Politische Risiken, Risiken aus Rechtsänderung und höherer Gewalt sollten hingegen vom öffentlichen Auftraggeber getragen werden. Das Abnahmerisiko in Form von Mengen- und Preisrisiko liegt grundsätzlich beim Auftragnehmer, wobei o. g. Instrumente zur Risikoverteilung bzw. Risikominderung (Festpreis bzw. Abnahmegarantien oder verfügbarkeitsbasiertes Entgelt) in der „Start-up-Phase“ der neuen Technologie genutzt werden sollten.

Detaillierte Ausgestaltung

Für die detaillierte Ausgestaltung eines solchen Modells (Parameter Vertragslaufzeit/Konzessionsdauer, Vergütungsstruktur, Preisrahmensetzung, Beteiligte, Vertragsverhältnisse etc.) sind weitergehende Untersuchungen erforderlich. Hierzu zählen die detaillierte Analyse der jeweiligen länderspezifischen sowie aufgabenträgerbezogenen Randbedingungen sowie Marktbefragungen/Markttests bei potenziellen Anbietern (Wasserstoff-Produzenten) und Financiers. Zudem sind bei einer Modellbildung auch immer

lokale bzw. streckenbezogene Besonderheiten zu berücksichtigen, wie sie in den obigen Kapiteln aus technischer Sicht bereits benannt worden.

4.2.16.2. Integrierte Beschaffung der Wasserstoff-Versorgung

Im Folgenden wird der Beschaffungsansatz dargestellt, mittels dessen die Vergabe der Wasserstoff-Bereitstellung im Paket mit den anderen Leistungsbausteinen erfolgt:

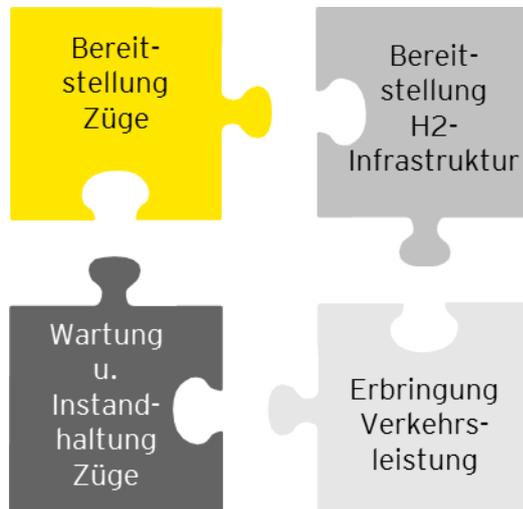


Abbildung 55: Leistungsbausteine der Wasserstoff-Versorgung als Paketvergabe

In diesem Zusammenhang wird in Kapitel 4.2.16.3 zunächst auf das hier so benannte „LNVG-H2-Modell“ eingegangen. In Kapitel 4.2.16.4 wird das sog. H2-Dienstleistungsmodell behandelt.

4.2.16.3. LNVG-H2-Modell

Das Modell des Aufgabenträger-Pools mit Zuständigkeit des Herstellers für Herstellung und Lieferung der Züge, Wartung und Instandhaltung sowie der Versorgung mit Wasserstoff und der zugehörigen Infrastruktur wird z. Zt. in Niedersachsen erörtert (siehe auch Fallstudie in Kapitel VI).

Die Erbringung der Verkehrsleistung wird dabei separat ausgeschrieben.

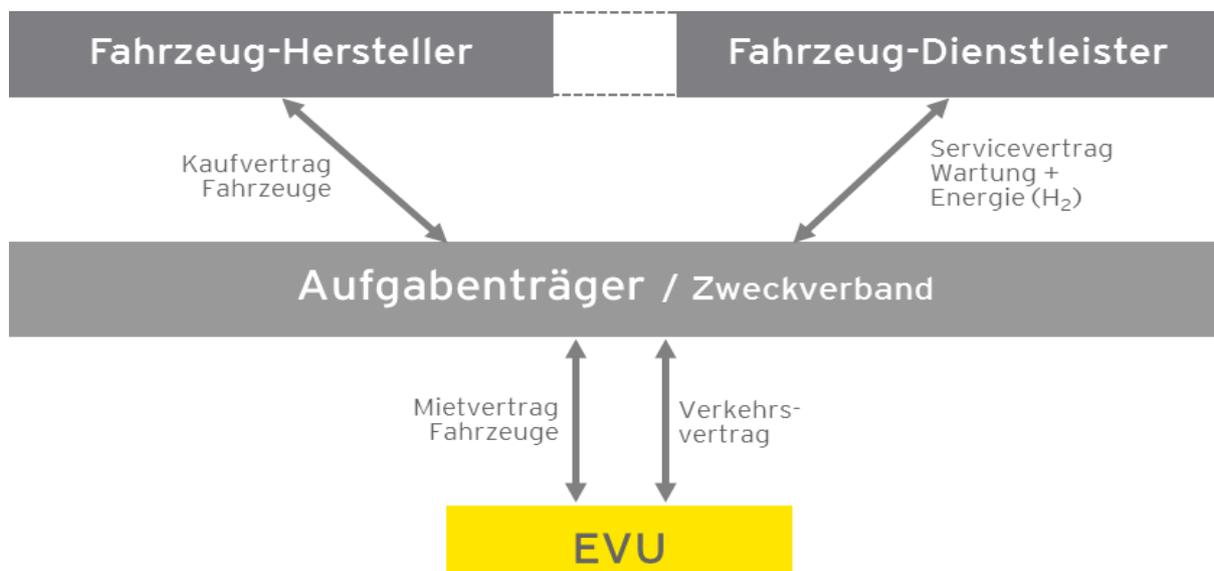


Abbildung 56: LNVG-H2-Modell

Ähnlich wie beim RRX-Modell sind damit weitreichende Kompetenzen und Verantwortungen an den Fahrzeughersteller übertragen, womit auch entsprechende Risiken (und Chancen) einhergehen.

Zusätzlich zur Wartung und Instandhaltung ist der Fahrzeughersteller und -dienstleister auch für die Versorgung (Betankung) der Züge mit Wasserstoff verantwortlich. Hierfür wird er sich i. d. R. eines Partners bedienen. Er fungiert somit als „Integrator“ und sorgt umfassend für die Fahrzeuge, die verschiedenen Lieferanten und übernimmt entsprechende Risiken.

Diese Risiken stellen eine Kombination der oben beschriebenen Risiken aus der Verantwortung für Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge sowie der Bereitstellung des Wasserstoffs inklusive der entsprechenden Infrastruktur dar.

Dieses Modell bietet für den Aufgabenträger über die oben beschriebenen Vor- und Nachteile eines Fahrzeugpools hinaus den Vorteil der Bereitstellung von Fahrzeugen und Wasserstoff(infrastruktur) aus einer Hand. Gerade im Hinblick auf die Neuartigkeit dieses Antriebs- und Versorgungskonzepts kann dies für den öffentlichen Träger ein sehr wichtiger Aspekt sein, da technische Risiken teilweise noch schwer abschätzbar sind. Der private Partner übernimmt in dieser Hinsicht weitreichende Risiken und Verantwortungen.

Dies dürfte der private Partner jedoch in entsprechenden Margen abbilden. Zudem kann ein Nachteil sein, dass sich das ohnehin relativ überschaubare Wettbewerbsfeld durch die kombinierte Vergabe weiter verkleinern kann. Auch die Ausgestaltung der Verträge und Schnittstellenregelungen im Verhältnis Hersteller – Aufgabenträger - EVU dürften relativ komplex werden.

4.2.16.4. H2-Dienstleistungsmodell

Das Fahrzeug-Dienstleistungsmodell mit dem Einbezug der Wasserstoff-Lieferung ist von der Struktur dem LNVG-H2-Modell sehr ähnlich.

Die Grundstruktur entspricht dem oben beschriebenen Fahrzeug-Dienstleistungsmodell (siehe Kapitel 4.2.15.2). Hierbei würde die Projektgesellschaft (SPV) um einen H2-Versorger erweitert (Joint-Venture) und zum Full-Service-Dienstleister inklusive Betankung der Züge werden. Die Verrechnung der Betankung kann hierbei bspw. im Zuge des Pachtzinses erfolgen.

4.2.16.5. Zwischenfazit

Der wesentliche Vorteil der kombinierten bzw. ganzheitlichen Beschaffungsmodelle liegt in der Bereitstellung von Leistungen aus einer Hand was vor allem hinsichtlich der sowohl zugeseitig als auch infrastrukturseitig neuen Technologie für den Aufgabenträger ein sehr wichtiger Aspekt sein wird, da Risiken teilweise noch schwer abschätzbar sind. Der private Partner übernimmt in dieser Hinsicht Risiken und Verantwortungen, kann seinerseits jedoch technische Abstimmungen vornehmen und ggf. Synergien nutzen.

Ein gewichtiger Nachteil ist die nicht unwahrscheinliche Situation, dass sich das ohnehin relativ überschaubare Wettbewerbsfeld durch eine solche Leistungsbündelung weiter verkleinern kann. Auch die Ausgestaltung der Verträge und Schnittstellenregelungen zwischen den Beteiligten dürften relativ komplex werden.

Eine ganzheitliche Vergabe aller dargestellten Leistungsbestandteile soll an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden, da sie aus verschiedenen Gründen gerade in der Startphase einer neuen Technologie mit deutlichen Nachteilen einhergeht. Diese liegen vor allem in der vielseitigen Verknüpfung von teilweise heterogenen Leistungsteilen. So ergeben sich bei einer Vergabe eines kompletten Beschaffungspakets aus Bereitstellung, Wartung/

Instandhaltung, Finanzierung, Eigentümerschaft der Züge, Erbringung der Verkehrsleistung sowie Versorgung mit Wasserstoff einerseits diverse rechtliche Fragestellungen und Vertragskonstellationen, andererseits ist auf Marktseite mit geringem Wettbewerb zu rechnen, da viele Eisenbahnverkehrsunternehmen angesichts eines solchen Leistungsumfangs vor einer Angebotsabgabe absehen dürften.

4.2.17. Fazit

Wie in den vorhergehenden Kapiteln dargestellt, gibt es eine Bandbreite an Modellen bzw. Modellkombinationen. Diese gehen mit entsprechenden Vor- und Nachteilen bzw. Chancen und Risiken einher.

So kann der Vorteil der separaten Vergabe der Wasserstoffversorgung in dem ggf. breiteren Wettbewerb im Vergleich zu einer gebündelten Vergabe liegen. Es kann auf diese Weise das wirtschaftlichste Angebot in diesem Feld ermittelt und mit dem aus den anderen Leistungsmodulen, z. B. Erbringung Verkehrsleistung und/oder Bereitstellung der Fahrzeuge kombiniert werden.

Nachteilig kann sich der Verlust möglicher Synergieeffekte auswirken. Zudem ist der Aufwand für den öffentlichen Auftraggeber höher, wenn er mehrere Vergaben (parallel) durchführen muss. Dies erzeugt zudem Schnittstellen und ggf. höheren Controllingaufwand im Betrieb.

Gerade in der Pilotphase einer neuen Technologie besteht generell eine Unsicherheit hinsichtlich Markt und Wettbewerb. Einige der o. g. Instrumente können diesbezüglich eine wichtige Unterstützung sein. Beispielsweise können Modelle, bei denen Marktrisiken (z. B. Asset-, Wiedereinsatz- bzw. Restwertrisiken) durch den Aufgabenträger bzw. eine Projektgesellschaft übernommen werden, gerade hinsichtlich der Unsicherheit seitens der EVU hinsichtlich der weiteren Entwicklung und Umsetzung des Wasserstoffantriebs eine sinnvolle Risikoallokation in dieser Technologie-Frühphase darstellen. Die Bandbreite der dargestellten Modellvariationen ermöglicht es, je nach Reifegrad des Marktes ein sinnvolles bzw. entsprechend passendes Modell zu wählen. Im Falle eines reiferen Marktes ist mit mehr Wettbewerb in den jeweiligen Leistungsteilen zu rechnen, so dass die möglichen positiven Effekte hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit dann eher zum Tragen kommen dürften.

Generell gilt, dass bei der projektindividuellen Strukturierung eines Beschaffungsprozesses und dem damit einher gehenden Modelldesign immer die projekt- sowie die länder- bzw. aufgabenträgerspezifischen Randbedingungen analysiert und berücksichtigt werden müssen. Zudem ist es empfehlenswert, sorgfältige Marktanalysen bzw. -befragungen durchzuführen.

4.3. Hürden für einen wirtschaftlichen Betrieb von Brennstoffzellen-Fahrzeugen

Untersucht wird in diesem Kapitel 4 insbesondere, wie bestehende rechtliche Rahmenbedingungen anzupassen sind, um einen wirtschaftlichen Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang ist aufbauend auf den Ergebnissen des Kapitels 3 zu überlegen, an welchen Stellen eine Anpassung des rechtlichen Rahmens sinnvoll sein könnte.

Im ersten Schritt werden wir aufbauend auf den erarbeiteten Ergebnissen analysieren, welche regulatorischen Hürden für einen wirtschaftlichen Betrieb bestehen. Dazu sind die in Kapitel 4.1 identifizierten Bereiche zu würdigen, in denen die rechtlichen Randbedingungen womöglich sonst erzielbare Erlöse schmälern. Beispielhaft ist hier das Thema Kostenbelastungen für den Strombezug eines Elektrolyseurs zu nennen, welches durch die energiewirtschaftsrechtlichen Vorgaben zu EEG-Umlage, Netzentgelten und Stromsteuer maßgeblich beeinflusst wird. Aber auch aus in der Sache „überzogenen“ genehmigungsrechtlichen Anforderungen oder aus Vorgaben des Regulierungsrechts können sich Hürden für einen wirtschaftlichen Betrieb ergeben, die zu identifizieren sind.

Im zweiten Schritt werden wir anhand der identifizierten Hürden prüfen, wie die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen mit dem Ziel der Reduzierung oder Beseitigung etwaiger Hindernisse für einen wirtschaftlichen Betrieb angepasst werden können. Hierbei wird auf die in Kapitel 3 im Einzelnen dargestellten und geprüften Rechtsvorschriften zurückzugreifen sein.

Beispielsweise wäre im Falle von hohen Hürden im Rahmen der Genehmigungsverfahren zu erwägen, ob die Genehmigungsvorschriften in einer Weise angepasst werden können, welche die erforderliche Prüfung der materiellen Belange wie beispielsweise von Sicherheitsanforderungen einerseits ermöglicht, andererseits aber ohne dass dabei unnötige Hürden für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene bestehen.

Aufbauend auf unseren Prüfungen zu Fragen des Vergaberechts könnte auch zu überlegen sein, wie bei der Vergabe von Wasserstoffherzeugungseinrichtungen oder Schienenfahrzeugen sachlich nicht begründete Hürden für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur reduziert werden können. Im Zusammenhang mit Kapitel 3 geht es hier vor allem um Überlegungen zu geeigneten Vergabekriterien. Dabei sind Vorgaben des Europarechts zu bedenken.

Auch aus dem Regulierungsrecht können Hürden für den wirtschaftlichen Betrieb resultieren. Hierbei könnte möglicherweise eine Rolle spielen, welche Auswirkungen die geplante Einführung einer Anreizregulierung für die Entgeltregulierung mit einem Eisenbahnregulierungsgesetz auf den wirtschaftlichen Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene haben könnte. In Kapitel 3 wird zudem geprüft, ob (entsprechend den von der Monopolkommission in ihrem Sondergutachten aus Juli 2015 erkannten erheblichen Wettbewerbsdefiziten im Eisenbahnsektor) Nachteile für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur bestehen. Sollte dies zu bejahen sein, stellt sich die Frage nach Möglichkeiten zur Anpassung des Regulierungsrahmens.

- Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens können sich auch in den Vorschriften des EEG ergeben. Dies betrifft vor allem die Belastungen eines Strombezugs der Einrichtungen zur Wasserstoffherstellung – insbesondere eines Elektrolyseurs – mit EEG-Umlage. Sollte die EEG-Umlage anfallen, könnte darüber nachgedacht werden, ob und ggf. inwieweit eine Reduzierung sachangemessen wäre und wie diese sinnvoll umgesetzt werden könnte. Soweit auch andere

Kostenbelastungen mit Netzentgelten und Stromsteuer nach unserer Prüfung eine Hürde für den wirtschaftlichen Betrieb darstellen, ist auch in Bezug auf diese Kostenbestandteile zu erwägen, ob der Rechtsrahmen an diesen Stellen angepasst werden könnte.

- Neben dem EEG könnten beim Abbau der Hürden für den wirtschaftlichen Betrieb möglicherweise auch die Biokraftstoffquoten des BImSchG eine Rolle spielen. Auch das Energiesteuergesetz könnte – anknüpfend an unsere Prüfungsergebnisse – möglicherweise einen geeigneten Rahmen für regulatorische Weiterentwicklungen bieten. Relevant kann im Zusammenhang mit dem Aufbau von H₂-Tankstellen ggf. auch die geplante Anreizregulierung für Infrastrukturentgelte sein, was ggf. ansatzmäßig zu untersuchen sein wird.

4.3.1. Abschätzung Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung stellt eine überschlägige statische Berechnung für die Infrastrukturbereitstellungskosten der Wasserstoff- und Diesel-Infrastruktur für die Schiene dar. Insbesondere bilden die Erkenntnisse und Ergebnisse zum Themengebiet Infrastruktur des vorliegenden Abschlussberichts die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung. Dabei bezieht sich die Kostenberechnung auf die Ergebnisse hinsichtlich der Identifikation und Darstellung von Wasserstoffquellen sowie der Entwicklung und Bewertung von Konzepten zur Wasserstoffbereitstellung für den Schienenverkehr (vgl. Tabelle 18, Kapitel I).

Um die monetären Auswirkungen bei Veränderung einzelner Eingangsparameter (Werttreiber) auf das Gesamtergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung zu untersuchen, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (siehe Kapitel 4.3.1.2). Darüber hinaus werden zwei Szenarien für die Wasserstoff-Infrastruktur definiert, um im Rahmen einer Szenarioanalyse zu untersuchen, welche monetären Auswirkungen mit der Festlegung von Eingangsparametern für den Best Case und Worst Case auf das Gesamtergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung im Vergleich zur Diesel-Infrastruktur einhergehen (siehe Kapitel 4.3.1.3).

Bei den für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung verwendeten Daten handelt es sich um Eingangsparameter, die überwiegend auf einer qualifizierten Einschätzung der Beratergruppe beruhen. Hiervon ausgenommen sind die Trassen- und Stationspreise, die sich auf die tatsächlichen Preise bzw. Gebühren für die Nutzung der Schieneninfrastruktur der Referenzstrecke Bremervörde (Cuxhaven – Bremerhaven – Bremervörde – Buxtehude) beziehen. Die Werte zu den Investitions- sowie Instandhaltungskosten der Züge beruhen auf Angaben eines Herstellers.

Die Wirtschaftlichkeitsabschätzung liefert Näherungswerte und enthält die wesentlichen Komponenten für den kostenmäßigen Vergleich der Wasserstoff- und Dieselinfrastruktur für die Schiene (siehe Kapitel 4.3.1.1). In der Kostenberechnung ist davon ausgegangen worden, dass der Entlastungstatbestand des Par. 9a Abs. 1 StromStG für die Elektrolyse greift. Daher wurde für den Strombezug des Elektrolyseurs keine Stromsteuer angesetzt. Eine Stromsteuerentlastung greift aber nur unter den oben dargestellten Voraussetzungen, insbesondere muss die Entnahme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes erfolgen.

Es wird darauf hingewiesen, dass für den konkreten Einzelfall eine projektspezifische Wirtschaftlichkeitsabschätzung auf Grundlage konkreter Daten z. B. der Hersteller bzw. Anbieter durchzuführen ist. Die hier abgebildete Wirtschaftlichkeitsabschätzung kann diese projektspezifische Berechnung nicht ersetzen sondern nur näherungsweise Ergebnisse

ermitteln, um daraus Tendenzen zu erkennen und möglicherweise Handlungsempfehlungen abzuleiten.

4.3.1.1. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit umfasst die Ermittlung und Gegenüberstellung der Infrastrukturbereitstellungskosten der Wasserstoff- und Diesel-Infrastruktur für die Schiene in den wesentlichen Komponenten. Dabei werden die Investitionskosten und die Betriebskosten separat betrachtet. Da es sich hier um eine reine Abschätzung handelt, sind alle in diesem Kapitel angegebenen Beträge und aufbauende Erläuterungen als nicht absolut zu betrachten.

Methodik

Im ersten Schritt werden die Infrastrukturbereitstellungskosten pro Fahrzeug in MEUR netto p.a. (ohne Investitionskosten) für die Wasserstoff- und Diesel-Infrastruktur im Base Case (Grundszenario mit den heute wahrscheinlichsten Ausprägungen der Annahmen) berechnet.

Dazu wird die Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Wasserstoff-Infrastruktur (Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb) und die Diesel-Infrastruktur (Fahrzeuge mit Dieselantrieb) auf Grundlage der folgenden Kostenpositionen durchgeführt:

- Investitionskosten (einmalig),
- Betriebskosten,
- Treibstoffkosten,
- Gebühren für die Nutzung der Schieneninfrastruktur.

Für die benannten Positionen werden entsprechende Eingangsparameter (Kosten, Verbrauchsdaten, Laufleistung Fahrzeuge etc.) ermittelt und hierfür Annahmen getroffen.

Um die Vergleichbarkeit der Gesamtergebnisse weiter zu erhöhen, werden ausgehend von den ermittelten Infrastrukturbereitstellungskosten im zweiten Schritt die folgenden Parameter bzw. Komponenten zusätzlich in Ansatz gebracht:

- Korrekturfaktor für Reifegrad der Technologie (Wasserstoff-Infrastruktur),
- Subventionen für Diesel-Treibstoff.

Unter Beachtung der aufgeführten Parameter ergibt sich im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsabschätzung ein *bereinigter Wert* für die Infrastrukturbereitstellungskosten pro Fahrzeug in MEUR netto p.a. (ohne Investitionskosten) für die Wasserstoff- und Diesel-Infrastruktur.

Die einzelnen Eingangsparameter und Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung werden nachfolgend für den Base Case näher erläutert.

Investitionskosten

Gemäß unserer Marktrecherche belaufen sich die Investitionskosten für einen herkömmlichen Zug mit Dieselantrieb auf durchschnittlich ca. MEUR 4,0 bis ca. 4,5 netto. Im Verhältnis dazu werden die Investitionskosten für einen Zug mit Brennstoffzellenantrieb nach Einschätzung eines Herstellers um ca. 25 % über den Investitionskosten eines Fahrzeugs mit Diesel-Triebwagen liegen und sich demnach auf MEUR 5,0 bis ca. 5,6 netto bei Serienfahrzeugen belaufen. Für den Base Case eines Dieselszugs werden die mittleren Investitionskosten der Bandbreite von MEUR 4,3 netto angenommen. Daraus ergeben sich angenommene Investitionskosten für einen Zug mit Brennstoffzellenantrieb von MEUR 5,3 netto.

Betriebskosten

Der Treibstoffverbrauch pro Zug leitet sich aus den Angaben eines Fahrzeugherstellers zu den Referenzstrecken ab.

Gemäß den Herstellerangaben ergibt sich ein angenommener Wasserstoffverbrauch von 0,23 kg_{H₂}/km sowie ein Verhältnis von Wasserstoff- zu Dieserverbrauch von 1 zu 5,20. Daraus lässt sich ein Verbrauchswert für Diesel-Treibstoff von ca. 1,20 l_{Diesel}/km errechnen.

Als durchschnittliche Jahreslaufleistung der Züge werden 200.000 km angenommen.

Die Reichweite für einen Zug mit Brennstoffzellenantrieb liegt laut Herstellerangaben bei ca. 600 km (LINT 54) und für einen Zug mit Diesel-Triebwagen bei ca. 1.600 km (LINT 54). Diese Angaben sind für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung rein informativ.

Der Instandhaltungs- und Instandsetzungsaufwand für einen konventionellen Dieselmotor (zweiteilig) wird nach Expertenansicht mit EUR 0,80 netto pro km (exkl. Nebenkosten) angegeben. Für einen Zug mit Brennstoffzellenantrieb wird nach Expertenmeinung ein reduzierender Kostenansatz im Vergleich zum Dieselmotor in einer Bandbreite von 5 % bis 20 % erwartet. Diesbezüglich kann von künftigen Kosteneinspareffekten ausgegangen werden, da der Instandhaltungsaufwand der Dieselmotoren deutlich höher zu bewerten ist als der Instandhaltungsaufwand für die Brennstoffzelle und E-Motoren (allerdings bleibt der Antriebsstrang, Ausgang Motor-Kardanwelle-Achsgetriebe gleich). Gleichwohl ist der Instandhaltungsaufwand der Diesel-Tankanlage im Vergleich zum Wasserstoff geringer einzuschätzen (da der Anteil an Druckbehälter und Druckleitungen höher ist). Insgesamt führt dies zu Wirtschaftlichkeitsvorteilen zugunsten der Züge mit Brennstoffzellenantrieb. Diesbezüglich werden Effizienzvorteile in Höhe von 10 Prozent für den Base Case angenommen.

Weitere (unspezifische) Betriebskosten z. B. für die Reinigung der Brennstoffzellen- und Diesel-Triebwagen werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

Treibstoffkosten

Die Treibstoffkosten bzw. Betankungskosten frei Zapfpistole (exklusive der Marge) für den Wasserstoff ergeben sich aus den Ergebnissen der *Tabelle 18: Übersicht Pfadanalysen* dieses Berichts. Demnach resultieren folgende Kostendaten (jeweils ohne Umsatzsteuer, ohne sonstige Abgaben) aus der Pfadanalyse zur Wasserstoffbereitstellung für die H₂-Treibstoffkosten:

- Pfad 1: EUR 9,10 netto/kg_{H₂}
- Pfad 2: EUR 6,50 netto/kg_{H₂}
- Pfad 3: EUR 4,20 netto/kg_{H₂}
- Pfad 4: EUR 4,50 netto/kg_{H₂}
- Pfad 5: EUR 5,70 netto/kg_{H₂}

Für den Base Case werden die Kostendaten zu Pfad 4 (EUR 4,50 netto/kg_{H₂}) zugrunde gelegt.

Die Kostenwerte zu Pfad 1 (EUR 9,10 netto/kg_{H₂}) und Pfad 3 (EUR 4,20 netto/kg_{H₂}) werden für den Worst Case bzw. Best Case im Rahmen der Szenarioanalyse verwendet. Die Kostenwerte zu Pfad 2 (EUR 6,50 netto/kg_{H₂}) und Pfad 5 (EUR 5,70 netto/kg_{H₂}) fließen als Variation der Eingangsgrößen in die Sensitivitätsanalyse ein.

Zusätzlich wird für die Wasserstoff-Treibstoffkosten eine Marge (z. B. Overhead Anlagenbetreiber) von ca. 12 % der jeweiligen Betankungskosten frei Zapfpistole im Base Case in Ansatz gebracht.

Für den Diesel-Treibstoff wird unter Bezugnahme auf das Kapitel 1.2.3.3. dieser Studie ein Preis von EUR 1,10 netto pro Liter inklusive Energiesteuer berücksichtigt, insbesondere da die aktuellen Preise bis 2020 für nicht durchhaltbar eingeschätzt werden (vgl. hierzu auch Abbildung 35, Kapitel 1.2.3.2.). Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird der angenommene Dieselpreis variiert, um mögliche ergebnisrelevante Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit aufzuzeigen.

Gebühren

Innerhalb der Wirtschaftlichkeitsabschätzung werden für die Nutzung der Schieneninfrastruktur anfallende Gebühren durch Trassen- und Stationspreise der Züge berücksichtigt. Für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung wurden die konkreten Preise für die Nutzung der Referenzstrecke Bremervörde (Cuxhaven – Bremerhaven – Bremervörde – Buxtehude) bei der evb abgefragt. Die Trassenpreise belaufen sich unabhängig von der Antriebsart der Züge für die Referenzstrecke auf EUR 2,25 netto pro km. Die Stationspreise belaufen sich ebenfalls unabhängig von der Antriebsart der Züge auf einen Betrag von EUR 2,47 netto pro Stationshalt. Die Kosten fließen als Eingangsparameter in die Wirtschaftlichkeitsabschätzung ein.

Korrekturfaktor

Darüber hinaus werden die Bereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur mit einem Korrekturfaktor für den Reifegrad der Technologie belegt. In einem Wasserstoff-Markt (Bus/Schiene/PKW) mit Absatzpotenzial größerer Stückzahlen (sämtlicher Komponenten) sind durch technischen Fortschritt und Serienfertigungseffekte Kostenreduktionen in der Größenordnung von 10 % bis 20 % zu erwarten. Diese könnten sich insbesondere auf die Wasserstoff-Anlieferung (Lkw- und eingeschränkt Bahntrailer mit hohem Druck und durch Tanks aus Kompositfasern) sowie die Tankstelle selbst (Serienherstellung von Speichern und Kompressoren, Dispensern etc.) beziehen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Effekte nicht vor 2020 eintreten werden. Daher ist der Korrekturfaktor als zukunftsgerichtete Größe sinnvoll.

Für den Base Case der Wasserstoff-Infrastruktur wird eine Kostenreduktion von 15 % angenommen, welche sich durch einen berücksichtigten Korrekturfaktor von 0,85 ausdrückt.

Subventionen (Diesel-Treibstoff)

Aktuell wird der Liter Diesel um ca. 18 Cent niedriger besteuert als Superbenzin (ROZ 95). Dieser Differenzbetrag wird als Subvention für den Diesel-Treibstoff im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsabschätzung zugunsten des Wasserstoff-Treibstoffes in Ansatz gebracht und auf den Dieselpreis aufgeschlagen.

Die nachfolgende Tabelle stellt die für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung zugrunde gelegten und beschriebenen Eingangsparameter zusammenfassend dar.

Tabelle 22: Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsabschätzung für den Base Case (EUR-Angaben netto)

	Einheit	Wasserstoff- Infrastruktur	Diesel- Infrastruktur
		Base Case	Base Case
		Brennstoffzellenantrieb	Dieselantrieb
Investitionskosten			
Angenommene Investitionskosten pro Zug	MEUR	5,3	4,3
Jahreslaufleistung	km/Jahr	200.000	200.000
Reichweite pro Zug (LINT 54)	km	600	1.600
Betriebskosten			
Instandhaltung (ohne Nebenkosten)	EUR/km	0,72	0,80
Treibstoffkosten			
Treibstoffverbrauch	kg _{H2} /km bzw. l _{Diesel} /km	0,23	1,20
Verhältnis von Wasserstoffverbrauch zu Dieselverbrauch	Faktor	1	5,20
Betankung frei Zapfpistole pro Zug (gemäß Tabelle 18)	EUR/kg _{H2} bzw. EUR/l _{Diesel}	Pfad 4 4,50	1,10
Marge auf H ₂ -Treibstoffkosten (z. B. Overhead Anlagenbetreiber) von ca. 12 %	EUR/kg _{H2}	0,55	-
Gebühren			
Trassenpreise	EUR/km	2,25	2,25
Preis je Stationshalt	EUR/Stationshalt	2,47	2,47
Korrekturfaktor			
Korrekturfaktor für Reifegrad der Technologie	Faktor	0,85	-
Subventionen (Diesel)			
Subventionen	EUR/l _{Diesel}	-	0,18

Auf Grundlage der Eingangsparameter gemäß Tabelle 22 wird die Wirtschaftlichkeitsabschätzung mittels einer statischen Berechnung durchgeführt. Die Berechnungen für die Wasserstoff- und Diesel-Infrastrukturbereitstellungskosten sind in nachfolgender Tabelle für den jeweiligen Base Case dargestellt.

Tabelle 23: Wirtschaftlichkeitsabschätzung für den Base Case der Infrastrukturen (EUR-Angaben netto)

Anmerkung: Ein in Klammern dargestellter Wert stellt die kaufmännische Schreibweise für einen negativen Betrag dar.		Wasserstoff-Infrastruktur	Diesel-Infrastruktur
Zeile	EUR-Angaben netto	Base Case	Base Case
	<i>Investitionskosten (pro Fahrzeug) - einmalige Kosten</i>		
	Einheit	Zug mit Brennstoffzellenantrieb	Zug mit Dieselantrieb
1	Anschaffungs-/Investitionskosten	5.300.000	4.300.000
2	Jahreslaufleistung	200.000	200.000
3	Reichweite (Fahrzeug LINT 54)	600	1.600
	<i>Betriebskosten (pro Fahrzeug) - laufende Kosten</i>		
4	Instandhaltung (ohne Nebenkosten)	0,72	0,80
5	Reinigung	-	-
6	Zwischensumme Betriebskosten (Zeilen 2, 4, 5)	144.000	160.000
	<i>Treibstoffkosten (pro Fahrzeug) - laufende Kosten</i>		
		Pfad 4	
7	Treibstoffverbrauch	0,23	1,20
8	Verhältnis von Wasserstoffverbrauch zu Dieserverbrauch	1	5,20
9	Treibstoffkosten/Betankung (frei Zapfpistole) exkl. Marge H2	4,50	1,10
10	Marge auf H2-Treibstoffkosten (Overhead Anlagenbetreiber etc.)	0,55	-
11	Zwischensumme Treibstoffkosten (Zeilen 2, 7, 9, 10)	232.461	263.120
	<i>Gebühren für Nutzung Schieneninfrastruktur (pro Fahrzeug)</i>		
12	Trassenpreise	2,25	2,25
13	Preis je Stationhalt (Annahme: 1 Stationhalt je 6 km)	2,47	2,47
14	Zwischensumme Gebühren (Zeilen 2, 12, 13)	540.165	540.165
15	Infrastrukturbereitstellungskosten (laufende Kosten)	916.626	963.285
	(Zeilen 6, 11, 14)		
	Verhältnis H2 zu Diesel-Infrastruktur (Zeile 15)	95,2	-
	Differenz H2 zu Diesel-Infrastruktur (Zeile 15)	(46.659)	-
	Differenz H2 zu Diesel-Infrastruktur (Zeile 15)	(4,8)	-
	<i>Korrekturfaktor</i>		
16	Korrekturfaktor für Reifegrad der Technologie	0,85	-
	<i>Subventionen (Diesel)</i>		
17	Subventionen	-	0,18
18	Treibstoffkosten/Betankung (frei Zapfpistole) ohne Subventionen	-	1,28
19	Zwischensumme Treibstoffkosten ohne Subventionen (Zeilen 2, 7, 18)	-	306.176
	Differenz zu Diesel-Treibstoffkosten inkl. Subventionen (Zeilen 11, 19)	-	43.056
20	Infrastrukturbereitstellungskosten inkl. Korrekturfaktor und Subventionen (bereinigt)	779.132	1.006.341
	(Zeilen 15, 16)		
	Verhältnis H2 zu Diesel-Infrastruktur (Zeile 20)	77,4	-
	Differenz H2 zu Diesel-Infrastruktur (Zeile 20)	(227.209)	-
	Differenz H2 zu Diesel-Infrastruktur (Zeile 20)	(22,6)	-

Infrastrukturbereitstellungskosten

Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung (vgl. Tabelle 23) ergeben sich unter Verwendung der Eingangsparameter und Annahmen zum Base Case Infrastrukturbereitstellungskosten von MEUR 0,92 netto p.a. für die Wasserstoff- und MEUR 0,96 netto p.a. für die Diesel-Infrastruktur. Damit beläuft sich der Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur auf 4,8 % gegenüber der Diesel-Infrastruktur. Die Differenz beträgt EUR 47.000 netto p.a. Die Investitionskosten belaufen sich für die Züge mit Brennstoffzellenantrieb auf MEUR 5,3 netto sowie für Züge mit Dieselantrieb auf MEUR 4,3 netto.

Bereinigte Infrastrukturbereitstellungskosten

Nach Berücksichtigung des Korrekturfaktors für den Reifegrad der Technologie sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein Wirtschaftlichkeitsvorteil zugunsten der Wasserstoff-Infrastruktur von 22,6 %. Die Differenz beträgt MEUR 0,23 netto p.a.

Zwischenfazit

Die Infrastrukturbereitstellungskosten weisen für die Wasserstoff-Infrastruktur einen geringen Wirtschaftlichkeitsvorteil von 4,8 % bzw. EUR 47.000 netto p.a. auf. Geht man von realistischen Kostenreduktionseffekten von 15 % für die Wasserstoff-Infrastruktur in einem Zeitraum von 4-6 Jahren aus und werden zusätzlich die aktuellen Subventionen für den Diesel-Kraftstoff berücksichtigt, so steigt der Wirtschaftlichkeitsvorteil zugunsten der Wasserstoff-Infrastruktur auf 22,6 %. Die positive Differenz für die Wasserstoff-Infrastruktur beträgt MEUR 0,23 netto p.a.

Damit würde sich die Wasserstoff-Infrastruktur unter ökonomischen Gesichtspunkten zu einer interessanten und wettbewerbsfähigen Alternative gegenüber der Diesel-Infrastruktur im Base Case entwickeln, im Hinblick auf die Infrastrukturbereitstellungskosten (ohne Investition). Im Hinblick auf die Investitionskosten bestehen deutliche Wirtschaftlichkeitsnachteile für die Wasserstoff-Infrastruktur bzw. Brennstoffzellen-Züge.

4.3.1.2. Sensitivitätsanalyse

Wie eingangs beschrieben, werden für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung Annahmen getroffen. Diese sind perspektivisch mit einer gewissen Unsicherheit behaftet und können daher variieren. Zur Überprüfung der Stabilität der Ergebnisse im Base Case wird im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die nachstehend aufgeführten Eingangsparameter werden variiert, um deren differenzierte Auswirkungen auf das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung aufzuzeigen:

- Durchschnittliche Jahreslaufleistung der Züge (Reduzierung um 25 % auf 150.000 km)
- Instandhaltung (Erhöhung um 35 % für Diesel-Züge auf EUR 1,08 netto pro km)
- Treibstoffverbrauch (Reduzierung um 10 % für Wasserstoff)
- Treibstoffkosten/Betankung frei Zapfpistole (Pfad 2 und Pfad 5 für Wasserstoff)
- Treibstoffkosten Diesel (Erhöhung um 20 % auf EUR 1,32 netto pro Liter)

Durchschnittliche Jahreslaufleistung der Züge (Reduzierung um 25 % auf 150.000 km)

Bei einer Reduzierung der durchschnittlichen Jahreslaufleistung der Züge um 25 % auf 150.000 km belaufen sich die Infrastrukturbereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur auf MEUR 0,71 netto p.a. und für die Diesel-Infrastruktur auf MEUR 0,75 netto p.a. Der Wirtschaftlichkeitsvorteil gegenüber der Diesel-Infrastruktur bleibt bei 4,7 % (entspricht EUR 35.000 netto p.a.). Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein Wirtschaftlichkeitsvorteil von 22,4 % (entspricht MEUR 0,17 netto p.a.) der Wasserstoff-Infrastruktur.

Diese Sensitivitätsanalyse bestätigt grundsätzlich die Ergebnisse des Base Case.

Instandhaltung (Erhöhung um 35 % für Diesel-Züge auf EUR 1,08 netto pro km)

Bei einer Erhöhung des Instandhaltungsaufwands für die Dieselizege um 35 % auf EUR 1,08 netto pro km ermittelt sich der Instandhaltungsaufwand für einen Zug mit Brennstoffzellenantrieb entsprechend einem konstanten Effizienzansatz von 10 % mit EUR 0,97 netto pro km. Im Gesamtergebnis belaufen sich die Infrastrukturbereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur auf MEUR 0,97 netto p.a. und für die Diesel-Infrastruktur auf

MEUR 1,02 netto p.a. Der Wirtschaftlichkeitsvorteil gegenüber der Diesel-Infrastruktur erhöht sich geringfügig auf ca. 5,1 % (entspricht EUR 52.000 netto p.a.). Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein Wirtschaftlichkeitsvorteil von 22,6 % (entspricht MEUR 0,24 netto p.a.) der Wasserstoff-Infrastruktur.

Diese Sensitivitätsanalyse bestätigt grundsätzlich ebenfalls die Ergebnisse des Base Case.

Treibstoffverbrauch (Reduzierung um 10 % für Wasserstoff)

Bei einer Reduzierung des Wasserstoffverbrauchs um 10 % auf ca. 0,21 kg_{H2}/km gegenüber dem Base Case ergibt sich ein Verhältnis (Wasserstoff- zu Dieserverbrauch) von ca. 1 zu 5,80 zugunsten des Wasserstoffes. Im Ergebnis belaufen sich die Infrastrukturbereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur auf MEUR 0,89 netto p.a. Der Wirtschaftlichkeitsvorteil gegenüber der Diesel-Infrastruktur beträgt damit ca. 7,3 % (entspricht EUR 70.000 netto p.a.). Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein Wirtschaftlichkeitsvorteil von 24,5 % (entspricht MEUR 0,25 netto p.a.).

Diese Sensitivitätsanalyse bestätigt ebenfalls grundsätzlich die Ergebnisse des Base Case.

Treibstoffkosten/Betankung frei Zapfpistole (Pfad 2 und Pfad 5 für Wasserstoff)

Bei einer Veränderung der Treibstoffkosten frei Zapfpistole entsprechend dem Pfad 2 (EUR 6,50 netto/kg_{H2}) sowie einer Marge von EUR 0,80 (ca. 12 % der Treibstoffkosten) ergeben sich Infrastrukturbereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur von MEUR 1,02 netto p.a. Der Wirtschaftlichkeitsnachteil gegenüber der Diesel-Infrastruktur beträgt 5,9 % (entspricht EUR 57.000 netto p.a.). Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich jedoch ein prozentualer Vorteil von 13,9 % (entspricht MEUR 0,14 netto p.a.).

Das bedeutet, durch die Erhöhung der H₂-Treibstoffkosten von EUR 4,50 netto/kg_{H2} (Pfad 4) auf EUR 6,50 netto/kg_{H2} (Pfad 2) in der Wirtschaftlichkeitsabschätzung kippt der Wirtschaftlichkeitsvorteil zu einem -nachteil von 5,9 % für die nicht bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten. Für die bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten bleibt der monetäre Vorteil der Wasserstoff-Infrastruktur erhalten.

Bei einer Veränderung der Treibstoffkosten frei Zapfpistole entsprechend dem Pfad 5 (EUR 5,70 netto/kg_{H2}) sowie einer Marge von EUR 0,70 (ca. 12 % der Treibstoffkosten) ergeben sich Infrastrukturbereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur von MEUR 0,98 netto p.a. Der Wirtschaftlichkeitsnachteil gegenüber der Diesel-Infrastruktur beträgt 1,6 % (entspricht EUR 15.000 netto p.a.). Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein prozentualer Vorteil von 17,3 % (entspricht MEUR 0,17 netto p.a.).

Das bedeutet, die Erhöhung der H₂-Treibstoffkosten von EUR 4,50 netto/kg_{H2} (Pfad 4) auf EUR 5,70 netto/kg_{H2} (Pfad 2) ergibt ähnliche Ergebnisse gegenüber der Veränderung von Pfad 4 auf Pfad 2.

Treibstoffkosten Diesel (Erhöhung um 20 % auf EUR 1,32 netto pro Liter)

Bei einer Erhöhung der Treibstoffkosten für Diesel um 20 % auf EUR 1,32 netto je Liter im Base Case belaufen sich die Infrastrukturbereitstellungskosten für die Diesel-Infrastruktur auf MEUR 0,92 netto p.a. Der Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur beträgt 9,8 % (entspricht EUR 99.000 netto p.a.). Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein prozentualer Vorteil für die Wasserstoff-Infrastruktur von 26,4 % (entspricht MEUR 0,28 netto p.a.).

Das bedeutet, bei einer Erhöhung des Dieselpreises je Liter um 20 % von EUR 1,10 netto auf EUR 1,32 netto kann der Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur in beiden Fällen leicht erhöht werden.

Zwischenfazit

Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse bestätigt den im Base Case ermittelten Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur gegenüber der Diesel-Infrastruktur für die Infrastrukturbereitstellungskosten. Durch die Reduzierung der H₂-Treibstoffverbräuche sind Kostenminderungseffekte möglich, die positive Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit haben. Die Ergebnisse hinsichtlich der Variation der Wasserstoff- und Diesel-Treibstoffpreise zeigen nicht unwesentliche (absolute) Auswirkungen und bestätigen grundsätzlich die (relativen) Ergebnisse aus dem Base Case. Die Sensitivierung der durchschnittlichen Jahreslaufleistung der Züge sowie der Instandhaltungskosten bestätigen die Ergebnisse für den Base Case ebenfalls im Grundsatz.

4.3.1.3. Szenarioanalyse

Die Szenarioanalyse berücksichtigt die unsicheren Werttreiber der Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Wasserstoff-Infrastruktur durch die Abbildung zweier Szenarien. Ausgehend vom Base Case der Wasserstoff-Infrastruktur (Grundszenario mit den heute wahrscheinlichsten Ausprägungen der Annahmen) wird ein Best Case sowie ein Worst Case definiert. Mit Hilfe der Szenarien wird die Volatilität und das damit einhergehende Risiko bzw. die Chance für den Einsatz der Wasserstoff-Infrastruktur quantifiziert. Das Ergebnis der Szenarioanalyse zeigt dabei eine Bandbreite auf.

Der Best Case und Worst Case stellen den jeweils „besten“ und „schlechtesten“ Fall für die Wasserstoff-Infrastruktur dar. Die Variation der Eingangsparameter erfolgt auf Basis verschiedener, für die Zukunft angenommener und möglicher Datenkonstellationen.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Eingangsparameter für den Best Case sowie den Worst Case im direkten Vergleich zum Base Case. Die Veränderungen zum Base Case sind jeweils in Klammern kurz erläutert.

Tabelle 24: Best Case und Worst Case Szenario der Wasserstoff-Infrastruktur (EUR-Angaben netto)

	Einheit	Wasserstoff-Infrastruktur	Wasserstoff-Infrastruktur	Wasserstoff-Infrastruktur
		<i>Base Case</i>	Best Case	Worst Case
Investitionskosten				
Angenommene Investitionskosten pro Zug	MEUR	5,3 (Annahme: +25% auf Kosten für Diesel-Triebwagen)	5,1 (Annahme: +20% auf Kosten für Diesel-Triebwagen)	5,5 (Annahme: +30% auf Kosten für Diesel-Triebwagen)
Jahreslaufleistung	km/Jahr	200.000	200.000 (unverändert)	200.000 (unverändert)
Reichweite pro Zug (LINT 54)	km	600	600 (unverändert)	600 (unverändert)
Betriebskosten				
Instandhaltung (ohne Nebenkosten)	EUR/km	0,72 (Annahme: -10% Kostenreduktion zu Diesel-Triebwagen)	0,64 (Annahme: -20% Kostenreduktion zu Diesel-Triebwagen)	0,76 (Annahme: -5% Kostenreduktion zu Diesel-Triebwagen)
Treibstoffkosten				
Treibstoffverbrauch	kg _{H2} /km	0,23 (Angabe eines Fahrzeugherstellers)	0,20 (Annahme: -13% zum Base Case)	0,30 (Annahme: +30% zum Base Case)
Verhältnis von Wasserstoffverbrauch zu Dieserverbrauch	Faktor	1 zu 5,20	1 zu 5,98	1 zu 3,99
Betankung frei Zapfpistole pro Zug (gemäß Tabelle 18)	EUR/kg _{H2}	<i>Pfad 4</i> 4,50	<i>Pfad 3</i> 4,20	<i>Pfad 1</i> 9,10
Marge auf H ₂ -Treibstoffkosten	EUR/kg _{H2}	0,55 (Annahme: +12% auf Betankungskosten)	0,34 (Annahme: +8% auf Betankungskosten)	0,90 (Annahme: +12% auf Betankungskosten)
Gebühren				
Trassenpreise	EUR/km	2,25	2,25 (unverändert)	2,25 (unverändert)
Preise je Stationshalt	EUR/Station	2,47	2,47 (unverändert)	2,47 (unverändert)
Korrekturfaktor				
Korrekturfaktor für Reifegrad der Technologie	Faktor	0,85 (Annahme: -15% Kostenreduktionen)	0,80 (Annahme: -20% Kostenreduktionen)	0,90 (Annahme: -10% Kostenreduktionen)
Subventionen (Diesel)				
Subventionen	EUR/l _{Diesel}	-	-	-

Für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung werden die Ergebnisse unter Bezugnahme auf die für den Best Case und Worst Case zugrunde gelegten Eingangsparameter ermittelt. Auf diese Weise werden die Infrastrukturbereitstellungskosten für die Wasserstoff-Infrastruktur berechnet und anschließend mit dem Base Case der Diesel-Infrastruktur verglichen.

Best Case: Infrastrukturbereitstellungskosten (ohne Investitionskosten)

Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung ergeben sich unter Verwendung der Eingangsparameter und Annahmen im Best Case (vgl. *Tabelle 24: Best Case und Worst Case Szenario der Wasserstoff-Infrastruktur (EUR-Angaben netto)*) Infrastrukturbereitstellungskosten von MEUR 0,85 netto p.a. für die Wasserstoff-Infrastruktur. Damit beläuft sich der Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur auf 11,8 % gegenüber der Diesel-Infrastruktur. Die Differenz beträgt damit MEUR 0,11 netto p.a. Damit erhöht sich der Vorteil auf 7,0 % gegenüber dem Base Case.

Best Case: Bereinigte Infrastrukturbereitstellungskosten (ohne Investitionskosten)

Nach Berücksichtigung des Korrekturfaktors von 0,8 für den Reifegrad der Technologie sowie der Diesel-Subventionen erhöht sich der Wirtschaftlichkeitsvorteil zugunsten der Wasserstoff-Infrastruktur auf 32,4 %. Die Vorteilhaftigkeit beträgt MEUR 0,33 netto p.a. Damit erhöht sich der Vorteil im Vergleich zum Base Case noch deutlich.

Worst Case: Infrastrukturbereitstellungskosten (ohne Investitionskosten)

Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung ergeben sich unter Verwendung der Eingangsparameter und Annahmen im Worst Case (vgl. *Tabelle 24*) Infrastrukturbereitstellungskosten von MEUR 1,30 netto p.a. für die Wasserstoff-Infrastruktur. Damit beläuft sich der Wirtschaftlichkeitsnachteil der Wasserstoff-Infrastruktur auf 35,4 % gegenüber der Diesel-Infrastruktur. Die Differenz beträgt damit MEUR 0,34 netto p.a. Damit ergibt sich im Vergleich zum Base Case ein Wirtschaftlichkeitsnachteil.

Worst Case: Bereinigte Infrastrukturbereitstellungskosten (ohne Investitionskosten)

Nach Berücksichtigung des Korrekturfaktors von 0,9 für den Reifegrad der Technologie sowie der Diesel-Subventionen ergibt sich ein verringerter Wirtschaftlichkeitsnachteil der Wasserstoff-Infrastruktur. Dieser beläuft sich auf 16,6 %. Der monetäre Vorteil für die Wasserstoff-Infrastruktur beträgt damit MEUR 0,17 netto p.a. Damit besteht im Vergleich zum Base Case ebenfalls ein Nachteil.

Investitionskosten

Bei Annahme konstanter Investitionskosten für Dieselmotoren im Base Case ergeben sich im Vergleich zum Best bzw. Worst Case der Brennstoffzellen-Züge um 20 % bzw. 30 % erhöhte Investitionskosten.

Zwischenfazit

Die durchgeführte Szenarioanalyse ergibt im **Worst Case** einen Wirtschaftlichkeitsnachteil für die nicht bereinigten Bereitstellungskosten der Wasserstoff-Infrastruktur gegenüber der Diesel-Infrastruktur. Im **Best Case** besteht im Hinblick auf die nicht bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten ein erhöhter Wirtschaftlichkeitsvorteil von 11,8 %, was einem Betrag von MEUR 0,11 netto p.a. entspricht. Im Best Case lässt sich für die bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten ein vergleichsweise deutlicher Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur von 32,4 % ermitteln.

4.3.1.4. Gesamtergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Die *nicht bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten weisen im **Base Case** für die Wasserstoff-Infrastruktur einen geringen Wirtschaftlichkeitsvorteil auf (4,8 %). Geht man von mittelfristigen Kostenreduktionseffekten von 15 % für die Wasserstoff-Infrastruktur aus und werden zusätzlich die aktuellen Subventionen für den Diesel-Kraftstoff zugunsten der Wasserstoff-Infrastruktur berücksichtigt, so kann ein deutlich erhöhter wirtschaftlicher Vorteil erzielt werden (22,6 %). Damit würde sich die Wasserstoff-Infrastruktur aus ökonomischen

Erwägungen zu einer interessanten und wettbewerbsfähigen Alternative gegenüber der Diesel-Infrastruktur entwickeln.

Die **Sensitivitätsanalyse** bestätigt den im Base Case ermittelten Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur gegenüber der Diesel-Infrastruktur für die *nicht bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten. Durch die Reduzierung der H₂-Treibstoffverbräuche sind Kostenminderungseffekte möglich, die positive Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit haben. Die Ergebnisse hinsichtlich der Variation der Wasserstoff- und Diesel-Treibstoffpreise zeigen nicht unwesentliche (absolute) Auswirkungen (Wertreiber). Jedoch sind die relativen Differenzen annähernd gleich. Die Sensitivierung der durchschnittlichen Jahreslaufleistung der Züge sowie der Instandhaltungskosten bestätigen im Grundsatz ebenfalls die (relativen) Ergebnisse für den Base Case.

Die **Szenarioanalyse** zeigt ein annähernd homogenes Bild, nur im Worst Case ergibt sich ein Wirtschaftlichkeitsnachteil für die *nicht bereinigten* Bereitstellungskosten der Wasserstoff-Infrastruktur gegenüber der Diesel-Infrastruktur. Im Hinblick auf die *bereinigten* Kosten wird dieser Nachteil überkompensiert und kippt zu einem Wirtschaftlichkeitsvorteil. Im Best Case kann der Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur im Hinblick auf die *nicht bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten etwas erhöht werden (11,8 %). Zudem lässt sich im Best Case für die *bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten ein deutlicher Wirtschaftlichkeitsvorteil der Wasserstoff-Infrastruktur (32,4 %) ermitteln.

Nicht berücksichtigt wurden in dieser Berechnung die zusätzlichen Kosten des Dieselantriebs aufgrund der weitergehenden Umweltauswirkungen und Gesundheitsschäden für die Bevölkerung durch die Rußpartikelverschmutzung.

Die folgende Tabelle fasst die Gesamtergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung einschließlich Szenarioanalyse zusammen.

Tabelle 25: Gesamtergebnis der Wirtschaftlichkeitsabschätzung (EUR-Angaben netto), Darstellung ohne Sensitivitätsanalyse

	Wasserstoff- Infrastruktur	Diesel- Infrastruktur	Szenarioanalyse zur Wasserstoff-Infrastruktur	
	Base Case	Base Case	Best Case	Worst Case
Investitionskosten in MEUR pro Zug	5,3	4,3	5,1	5,5
Infrastrukturbereitstellungs- kosten in MEUR p.a.*	0,92	0,96	0,85	1,30
Verhältnis H ₂ zu Diesel- Infrastruktur in Prozent	95,1	-	88,1	135,6
Differenz H ₂ zu Diesel- Infrastruktur in MEUR p.a.	(0,05)	-	0,11	0,34
Differenz H ₂ zu Diesel- Infrastruktur in Prozent	(4,8)	-	(11,8)	35,4
Bereinigte Infrastrukturbereitstellungs- kosten in MEUR p.a.*	0,78	1,0	0,68	1,17
Verhältnis H ₂ zu Diesel- Infrastruktur in Prozent	77,4	-	67,6	116,6
Differenz H ₂ zu Diesel- Infrastruktur in MEUR p.a.	(0,23)	-	(0,33)	0,17
Differenz H ₂ zu Diesel- Infrastruktur in Prozent	(22,6)	-	(32,4)	16,6

Anmerkung: Ein in Klammern dargestellter Wert stellt die kaufmännische Schreibweise für einen negativen Betrag dar.

In der Gesamtschau stellt die Wasserstoff-Infrastruktur für die nicht bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten sowohl im Base Case (Wirtschaftlichkeitsvorteil von 4,8 %) als auch im Best Case (Wirtschaftlichkeitsvorteil von 11,8 %) eine ökonomisch sinnvolle Alternative zur Diesel-Infrastruktur dar. Mit Ausnahme der Infrastrukturbereitstellungskosten im Worst Case können durchgängig Wirtschaftlichkeitsvorteile (Wirtschaftlichkeitsnachteil von 35,4 %) erzielt werden.

Bei den bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten können sowohl im Base Case als auch im Best Case deutliche Wirtschaftlichkeitsvorteile ausgewiesen werden (22,6 % bzw. 32,4 %). Im Worst Case verringert sich der Wirtschaftlichkeitsnachteil (auf 16,6 %).

4.3.2. Hürden für den wirtschaftlichen Betrieb

Folgende regulatorische Hürden für einen wirtschaftlichen Betrieb von mit Wasserstoff betriebenen Schienenfahrzeugen konnten identifiziert werden und sollen hier zusammengefasst dargestellt werden:

Aufgabenverteilung für Wasserstofferzeugung, -transport und -betankung

Die Analyse in Arbeitspaket 3 hat aufgetan, welche Schwierigkeiten bei der Aufgabenverteilung sämtlicher für die Nutzung von Wasserstoff in Schienenfahrzeugen notwendigen Teilschritte auf die hierfür infrage kommenden Unternehmen bestehen. Klar ist allein, dass die Schienenbahnen mit Wasserstoffantrieb nur von einem Eisenbahnverkehrsunternehmen betrieben werden können. Dies lässt die Möglichkeit offen, dass sich andere Unternehmen in diesem Bereich betätigen und damit zu Eisenbahnverkehrsunternehmen im Sinne des AEG werden.

Als Betreiber der Wasserstofferzeugungseinrichtungen – also insbesondere der Elektrolyseure – sowie der Rohrleitungen, Lagereinrichtungen und Tankstellen kommen aber unterschiedliche Unternehmen in Betracht. Die in dieser Studie untersuchten Modelle zeigen auf, dass auch tatsächlich unterschiedliche Unternehmen als jeweiliger Betreiber der Einrichtungen in Betracht kommen. Je nachdem, welches Unternehmen diese Aufgaben übernehmen möchte, sind die entflechtungsrechtlichen und weiteren regulierungsrechtlichen Anforderungen des Eisenbahnrechts zu beachten, die in dieser Untersuchung auszugsweise dargestellt wurden. Gerade dann, wenn Eisenbahnverkehrsunternehmen oder Eisenbahninfrastrukturunternehmen die genannten Aufgaben übernehmen möchten, ergeben sich hieraus erhebliche finanzierungsrelevante Auswirkungen. Eisenbahninfrastrukturunternehmen müssen grundsätzlich allen Dritten die Nutzung der Infrastruktur unter gleichen Bedingungen zur Verfügung stellen. Die hierfür erhobenen Entgelte unterliegen einer regulierungsrechtlichen Kontrolle. Wenn Eisenbahnverkehrsunternehmen die genannten Aufgaben ganz oder teilweise selbst übernehmen wollen, so müsste es ihnen möglich sein, diese Kosten über ihre Beförderungspreise abzudecken.

Zugang zu Flächen innerhalb der Bahn-Infrastruktur

Zwar sieht § 14 AEG einen grundsätzlichen Zugangsanspruch zu nichtdiskriminierenden Bedingungen für Eisenbahnverkehrsunternehmen vor. Dies betrifft aber nur den Zugang zu bestehenden Einrichtungen der Eisenbahninfrastruktur. In der vorliegenden Studie wurde hingegen untersucht, ob eine neue Infrastruktur errichtet werden kann, welche die Erzeugung, Transport und Betankung von Wasserstoff zur Nutzung in Schienenfahrzeugen ermöglicht.

Die Unternehmen, welche die hierfür notwendige Infrastruktur aufbauen wollen, werden diese oft auf Flächen im Bereich der Bahn-Infrastruktur errichten wollen oder auf Nutzung dieser Flächen sogar faktisch angewiesen sein. Dabei ist aber problematisch und bedarf weiterer Forschung, in welchem Umfang die Unternehmen den Zugang zu den Flächen auf der Basis der Zugangsansprüche des § 14 AEG und der EIBV verlangen können.

Stromnebenkosten bei der Wasserstoff-Erzeugung

Die energiewirtschaftsrechtlichen Untersuchungen im Arbeitspaket 3.1 haben gezeigt, dass für den notwendigen Bezug von Strom bei der Wasserstoffgewinnung im Wege der Elektrolyse grundsätzlich sämtliche Belastungen mit den Stromnebenkosten Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer anfallen. Zwar wurde in dieser Untersuchung auch gezeigt, dass unter bestimmten Umständen auch Befreiungs- und Reduzierungsmöglichkeiten von den Stromnebenkosten in Betracht kommen. Diese greifen aber nur in bestimmten

Situationen, die aus Sicht der Wasserstoffnutzung für den Schienenverkehr „zufällig“ sind. Es ist daher keinesfalls gewiss, dass die heutigen Befreiungs- und Reduzierungsmöglichkeiten nur die nachhaltigsten Verkehrskonzepte unter Einsatz von Wasserstoff „belohnen“.

Dies zeigt sich insbesondere an der Problematik der EEG-Umlage. Wird Strom im elektrifizierten Schienenverkehr eingesetzt, so erhalten die Schienenbahnunternehmen nach §§ 63, 65 EEG 2014 eine sehr weitgehende Reduzierung der EEG-Umlage. Es ist aber sehr zweifelhaft, ob diese Reduzierung auch für den Strombezug eines Elektrolyseurs greift, der Wasserstoff zur Nutzung in Schienenfahrzeugen herstellt. Denn nach den gesetzlichen Voraussetzungen muss der Strom „unmittelbar für den Fahrbetrieb“ verwendet werden. Angesichts dessen, dass bei der Elektrolyse zunächst Wasserstoff erzeugt wird, der dann erst später – nach Lagerung und Transport und Betankung – in Schienenfahrzeugen eingesetzt wird, ist sehr fraglich, ob über diese Vorschrift eine Reduzierung der EEG-Umlage auch in Fällen gilt, in denen Wasserstoff gewonnen wird.

Bei den Netznutzungsentgelten kann bei der Wasserstoffgewinnung zwar eine zeitlich auf 20 Jahre befristete Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG eingreifen. Es ist aber nicht geklärt, ob diese Befreiung auch dann gilt, wenn Wasserstoff für die Nutzung als Kraftstoff – wie hier zum Einsatz in Schienenbahnen – hergestellt wird. Außerdem ist umstritten, ob mit der Befreiung auch andere mit den Netznutzungsentgelten erhobene Kostenpositionen wie KWKG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage und Konzessionsabgaben entfallen.

Für die Stromsteuer besteht zwar ein recht weitgehender Entlastungstatbestand bei der Nutzung von Strom für die Elektrolyse in § 9a StromStG. Diese Entlastung gilt aber nur für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes. Schienenbahnunternehmen dürften daher zunächst nicht unter diesen Entlastungstatbestand fallen.

Umfangreiche Genehmigungsverfahren

Die rechtliche Analyse in Arbeitspaket 3.1 hat gezeigt, dass für Errichtung und Betrieb von Wasserstoffherzeugungseinrichtungen, Wasserstoff-Rohrleitungen und Wasserstoff-Tankstellen oft umfangreiche Zulassungsanforderungen bestehen. Wenn diese Einrichtungen innerhalb der Bahn-Infrastruktur errichtet und betrieben werden sollen, ist nach den hier angestellten Untersuchungen in der Regel ein Planfeststellungsverfahren erforderlich. Dieses stellt hohe Verfahrensanforderungen an die Beteiligten. Im Planfeststellungsverfahren trifft die zuständige Behörde ihre Entscheidung zudem auf der Grundlage einer (wenn auch gerichtlich überprüfbaren) Abwägung. Im Gegensatz dazu besteht insbesondere im immissionsschutzrechtlichen Verfahren grundsätzlich ein Rechtsanspruch der Antragsteller auf eine Genehmigung, wenn die gesetzlichen Voraussetzungen eingehalten werden. Eine gewisse Erleichterung ergibt sich dadurch, dass an die Stelle des Planfeststellungsbeschlusses auch die mit geringeren Verfahrensanforderungen verbundene Plangenehmigung treten kann.

Auch wenn Wasserstoffherzeugungseinrichtungen, Wasserstoff-Rohrleitungen oder Wasserstoff-Tankstellen nicht im Bereich der Bahn-Infrastruktur errichtet und betrieben werden sollen, sind oft umfangreiche Genehmigungsverfahren zu durchlaufen. Für Elektrolyseure greift in der Regel das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren ein. Für Wasserstoff-Rohrleitungen können abhängig von deren Umfang ggf. sogar Planfeststellungsverfahren erforderlich sein.

Ansatzpunkte für eine (regulatorische) Weiterentwicklung

Anknüpfend an die oben dargestellten Hürden für einen wirtschaftlichen Betrieb schlagen wir folgende Maßnahmen für eine Weiterentwicklung der (regulatorischen) Rahmenbedingungen vor:

Integrierter Ansatz für Wasserstoff im Schienenverkehr

Wenn die Nutzung von Wasserstoff im Schienenverkehr ermöglicht werden soll, ist nach Überzeugung der Gutachter ein integrierter Ansatz erforderlich, der sowohl die Nutzung von Wasserstoff-Schienenfahrzeugen als auch den Aufbau/die Nutzung der erforderlichen Infrastruktur aus Wasserstoffherzeugungseinrichtungen, Rohrleitungen, Lagerkapazitäten und Tankstellen ermöglicht. Die Untersuchung der regulierungsrechtlichen Vorgaben des Eisenbahnrechts in dieser Studie hat gezeigt, dass hiermit eine Gesamtbetrachtung von Aufgaben erforderlich ist, die im heutigen Regulierungsrahmen unterschiedlichen Akteuren zugewiesen sind.

Die klare Empfehlung der Gutachter geht dahin, dass sämtliche dieser Aufgaben zusammen betrachtet werden müssen, um die Nutzung von Wasserstoff im Schienenverkehr zu ermöglichen. In dieser Studie konnten auch bereits die folgenden Ansatzpunkte identifiziert werden, wie eine solche integrierte Betrachtung konkret aussehen kann. Für die weitere Prüfung und Ausarbeitung besteht aber erheblicher weiterer Forschungsbedarf.

Ein wichtiger Ansatzpunkt ist die Nutzung eines Vergabeverfahrens für den SPNV, in welchem die Nutzung von Wasserstoffzügen oder – allgemeiner – die Nutzung einer emissionsfreien/-reduzierten Schienenmobilität ausgeschrieben wird. Wie die rechtliche Prüfung gezeigt hat, ist eine solche Auftragsvergabe durch den jeweiligen Aufgabenträger grundsätzlich möglich, wobei die vergaberechtlichen Anforderungen ebenso wie die tatsächliche Entwicklung und Verfügbarkeit von Technologien beachtet werden müssen. Im Rahmen eines solchen Vergabewettbewerbs für Wasserstoff-Schienenfahrzeuge kann das hierfür notwendige Preisniveau in den Beförderungsentgelten ermittelt werden.

Für die integrierte Betrachtung ist vor oder im Rahmen des Vergabeverfahrens aber durch den jeweiligen Aufgabenträger außerdem zu prüfen, wie die Bietenden auf die erforderliche Infrastruktur zur Nutzung von Wasserstoff in Schienenfahrzeugen zurückgreifen können. Ein möglicher Ansatz wäre eine integrierte Ausschreibung, bei welcher zusammen mit dem Betrieb der Schienenfahrzeuge auch der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur ausgeschrieben wird. Hier muss jedoch konkret überlegt werden, welche Aufgaben dabei einbezogen werden müssen, insbesondere dann, wenn im räumlichen Umfeld bereits erschließbare Wasserstoffquellen existieren. Auch müssen die regulierungsrechtlichen und vergaberechtlichen Anforderungen eingehalten werden.

Alternativ könnte der jeweilige Aufgabenträger selbst oder durch Dritte erwägen, die erforderliche Wasserstoff-Infrastruktur bereitzustellen. Problematisch ist allerdings auch hier stets, wenn für die genannten Einrichtungen Flächen im Bereich der Bahn-Infrastruktur genutzt werden sollen.

Angesichts der zentralen Bedeutung dieser Fragen sollten diese – den in dieser Studie erarbeiteten Ansätzen folgend – weiter untersucht und ausgearbeitet werden.

Gleichstellung mit Elektrozügen bei Stromnebenkostenbelastungen

Die energiewirtschaftsrechtliche Analyse hat gezeigt, dass in hohem Umfang Stromnebenkosten mit Netzentgelten, EEG-Umlage und Stromsteuer für den Strombezug eines Elektrolyseurs anfallen können – selbst dann, wenn der Wasserstoff in Schienenfahrzeugen genutzt wird. Dies steht in einem Kontrast dazu, dass die Nutzung von

Strom in Elektrozügen weitgehend von der EEG-Umlage als in diesem Zusammenhang wichtigstem Kostenfaktor befreit ist.

Die Nutzung von Wasserstoff in Schienenfahrzeugen könnte daher durch folgende Maßnahmen unterstützt und der Nutzung von Strom in Elektrozügen gleichgestellt werden:

- Reduzierung der EEG-Umlage bei der Nutzung von Strom für die Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff für Schienenfahrzeuge entsprechend der Regelungen in §§ 63, 65 EEG 2014; die gesetzlichen Regelungen müssen hierfür angepasst werden
- Gesetzliche Klarstellung/Regelung, dass die Befreiung des Strombezugs von Elektrolyseuren von den Netznutzungsentgelten in § 118 Abs. 6 EnWG auch dann eingreift, wenn Wasserstoff für andere Zwecke als die Stromerzeugung – und insbesondere für die Nutzung in Schienenfahrzeugen – eingesetzt wird; hierfür ist eine gesetzliche Regelung oder zumindest eine Klarstellung des Gesetzgebers in einer Gesetzesbegründung geboten
- Gesetzliche Klarstellung/Regelung, dass die Befreiung des Strombezugs von Elektrolyseuren von den Netznutzungsentgelten in § 118 Abs. 6 EnWG auch andere mit den Netznutzungsentgelten erhobene Kostenpositionen wie KWKG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage und Konzessionsabgaben umfasst; hierfür ist eine gesetzliche Regelung oder zumindest eine Klarstellung des Gesetzgebers in einer Gesetzesbegründung geboten
- Erweiterung der Entlastung des Strombezugs von Elektrolyseuren von der Stromsteuer in § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG auf alle Eisenbahnen, die Elektrolyseure betreiben

Erleichterungen innerhalb der Genehmigungsverfahren

Die oben genannten Genehmigungsverfahren für Wasserstofferzeugungseinrichtungen, Wasserstoff-Rohrleitungen und Wasserstoff-Tankstellen haben für die Betreiber nicht nur Nachteile, sondern weisen oft durch die Konzentrationswirkung auch den Vorteil auf, dass neben den genannten Genehmigungen keine weiteren Zulassungen mehr eingeholt werden müssen. Auch aus diesem Grunde sind die notwendigen Genehmigungsverfahren nach Einschätzung der Gutachter nicht per se kritisch zu beurteilen. Die wesentliche Schwierigkeit für die Betreiber dürfte darin liegen, dass die Verfahren aufwendig und zeitintensiv sind. Hinzu kommt, dass angesichts der Neuheit der Technologie eine besonders intensive Prüfung durch die zuständigen Behörden zu erwarten ist.

Der Vorschlag der Gutachter geht vor diesem Hintergrund dahin, dass den Betreibern Hilfestellungen zum Durchlaufen der Genehmigungsverfahren angeboten werden sollten. Dies kann zunächst dadurch geschehen, dass die materiellen Anforderungen an eine Genehmigungserteilung in Gesetzen, Verordnungen oder Verwaltungsvorschriften weiter klargestellt werden. Daneben erscheint gerade auch die Zusammenstellung und Veröffentlichung von (rechtlich unverbindlichen) Leitfäden durch staatliche Stellen (oder ggf. auch Private) als hilfreich und empfehlenswert.

V. Themengebiet Akzeptanz und Synergien

5.1. Akzeptanz-Management und Bürgerbeteiligung

5.1.1. Einführung und Ausgangssituation

Wenn Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, bieten mit Brennstoffzellen betriebene Züge eine zentrale Möglichkeit, das nicht mit Oberleitungen elektrifizierte Schienennetz emissionsfrei und damit umweltfreundlich zu nutzen. Dies ist eine grundsätzlich positive Ausgangslage für die Akzeptanz und Unterstützung für die von Alstom entwickelte Technologie durch die Gesellschaft.

Tatsächlich stehen die Deutschen der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie grundsätzlich offen gegenüber. Die Emissionsfreiheit sowie die damit verbundenen positiven Effekte auf Klima und Gesundheit überzeugen die Bevölkerung und führen dazu, dass die Weiterentwicklung der Wasserstofftechnologie begrüßt wird. Als wichtige Anforderung für die langfristige Akzeptanz wird jedoch erwartet, dass der Wasserstoff „sauber“ produziert wird.⁵⁵

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die konkrete Einsatztauglichkeit von Wasserstoff und der Brennstoffzellentechnologie für die Breite der Gesellschaft noch nicht verständlich ist. So sind die Herstellung, der Transport und die Speicherung/Lagerung von Wasserstoff für die meisten Bürger/innen aufgrund der bislang geringen Alltagsrelevanz noch wenig greifbar und daher eher abstrakt.⁵⁶ Zudem besteht in der Öffentlichkeit bislang nur ein geringes Bewusstsein für die Anwendungsgebiete der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie; dies trifft umso mehr auf den Bereich des Schienenverkehrs zu, dessen Streckennetz entweder per Oberleitung elektrifiziert ist oder per Diesel-Lokomotiven betrieben wird. Durch den Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sollen zukünftig auch jene Strecken elektrifiziert werden können, bei denen eine Oberleitung nicht errichtet werden kann, etwa aus wirtschaftlichen Gründen, aufgrund einer zu geringen Streckenauslastung oder bei Umschlagbahnterminals, bei denen ein Fahrdrabt die Entladung behindern würde.

Ab Ende 2017 / Anfang 2018 sollen in einer Testphase die ersten zwei wasserstoffbetriebenen Lokomotiven mit Brennstoffzellentechnologie in Betrieb genommen werden und bis 2021 insgesamt 50 Fahrzeuge im regulären Fahrgastbetrieb eingesetzt werden. Diese schnelle Technologieeinführung ist einerseits notwendig, wenn die Wasserstoffmobilität einen signifikanten Anteil im Verkehrsbereich ausmachen soll, bedingt andererseits jedoch auch eine ausführliche Aufklärung sowie eine professionelle und frühzeitige Einbeziehung der Bürger/innen. Denn häufig entstehen Proteste und Blockaden gegenüber neuen Technologien allein aus Unwissenheit und Unsicherheit. Die notwendigen Folgen sind dann eine Reihe an vertrauensbildenden Maßnahmen sowie aufwendige Anpassungen der Vorgehensweise.

Vor diesem Hintergrund soll ein Vorgehen entwickelt werden, um in der Gesellschaft eine positive Grundhaltung für die Nutzung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr zu erzeugen. Dazu erfolgt im **ersten Teil** zunächst eine Übersicht über die Grundlagen guter Öffentlichkeitsbeteiligung. Im **Zweiten Teil** folgen spezifische Analysen zur Ableitung strategischer Empfehlungen (Akzeptanz-Management). Im **dritten Teil** findet sich schließlich ein stimmiges Konzept zur Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr (Einführungskampagne). Das Konzept beruht dabei auf den in Teil 1 dargestellten Anforderungen der Beteiligung der Bürger/innen

⁵⁵ Dies ergab das Forschungsvorhaben „HyTrust“ (2009-2013); vgl. <http://www.hytrust.de>.

⁵⁶ Dies ergab das Forschungsvorhaben „HyTrustPlus“ (2014-2016); vgl. <http://www.hytrustplus.de>.

sowie der weiteren wichtigen Akteure zur Erhöhung von Vertrauen und Akzeptanz. Es bezieht sich dabei konkret auf das Beispiel der Linie RB33 der Eisenbahnen und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser GmbH von Buxtehude über Bremervörde und Bremerhaven nach Cuxhaven, da auf dieser Strecke erstmalig mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenzüge fahren sollen.



Abbildung 57: Das Arbeitspaket zum Akzeptanz-Management und zur Bürgerbeteiligung in drei Teilen⁵⁷, Teil 3 wird am Beispiel der Fallstudie dargestellt

5.1.2. Teil 1: Grundlagen guter Öffentlichkeitsbeteiligung

5.1.2.1. Das Teilhabebedürfnis von Bürger/innen

Das Teilhabebedürfnis von Bürger/innen an den Entwicklungen in ihrem direkten Umfeld ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Sie wollen aktiv an Entscheidungsprozessen Anteil nehmen und insbesondere bei Infrastrukturprojekten über Ausgestaltungsmöglichkeiten mitdiskutieren. Diese Entwicklung zu einem „Mehr an Bürgerbeteiligung“ ergibt sich durch einen gesellschaftlichen Wandel hin zu einer stärker vernetzten und antiautoritären Bürgergesellschaft. Als einer der wesentlichen Auslöser gilt der Vertrauensverlust in staatliche Organisationen und Unternehmen aufgrund von erlebten Planungsfehlern sowie einer missverständlichen, verspäteten oder einer nicht wertschätzenden Kommunikation. Besonders prominente Beispiele hierfür sind etwa der Stuttgarter Hauptbahnhof (Stuttgart 21), der Berliner Flughafen (BER) sowie die Hamburger Elbphilharmonie.

Neben der Planungsernüchterung ist auch der Wandel zur Informationsgesellschaft eine Ursache für die zunehmenden Anforderungen an eine umfassendere sowie eine frühere Öffentlichkeitsbeteiligung. Durch die sich stetig weiterentwickelnden Informations- und Kommunikationstechnologien sind Wissensressourcen immer dezentraler auffindbar und Expertenwissen damit auch für Laien verhältnismäßig leicht zugänglich. Ergänzend stehen mit sozialen Medien sehr schnelle und effektive Austausch- und Mobilisierungsinstrumente zur Verfügung. Als Folge kann es auch bei kleinen oder vermeidlich unkritischen Projekten aufgrund einer zu geringen oder nicht ernstgemeinten Einbindung der Bürger/innen zu Akzeptanzproblemen und damit zu einhergehenden Verzögerungen und Zusatzkosten kommen.

Ein Beispiel für eine besonders misslungene Technologieeinführung ist die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage). CCS ermöglicht es, CO₂ direkt nach seiner Entstehung am Kraftwerk abzuscheiden und in geeignetem Gestein unterirdisch zu speichern. Aufgrund einer unstrukturierten Kommunikation haben die Kritiker der Technologie diese innerhalb kürzester Zeit in der gesellschaftlichen Diskussion mit so vielen Gefahren in Verbindung

⁵⁷

Einige Abschnitte von Teil 2 (Themen-, Sensitivitäts- und Stakeholder-Analyse) sind aufgrund ihres direkten Bezugs und zur besseren Lesbarkeit in dem Abschnitt zur Fallstudie eingefügt.

gebracht, dass eine ausgewogene politische Abwägung der Chancen und Risiken nicht mehr möglich war und die Technologie damit frühzeitig scheiterte. Als ein aktuelles Beispiel lassen sich zudem Konverter benennen, die für die Umspannung von Gleichstrom und Wechselstrom notwendig sind. Wenn Strom über große Distanzen transportiert wird, lassen sich mit der sogenannten Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) Übertragungsverluste verringern. Für die Gestaltung der Energiewende sind die Konverter zur (Rück-) Umwandlung daher ebenso notwendig wie neue Stromtrassen. Wie so häufig wird aktuell auch bei Ihnen verpasst, die Errichtung kommunikativ zu begleiten; geschweige denn die Bürger/innen in die konkrete Standortauswahl einzubinden. Die Folge sind entsprechende Bürgerproteste wie 2014 in Meerbusch (NRW). Dort hatte eine Bürgerinitiative (BI) den Bau des Converters sogar verhindert. Als eine positive Technologieeinführung lassen sich hingegen Funkmasten für den Mobilfunk aufzeigen. Auch hier gab es anfänglich eine Reihe an Protesten, welche jedoch mit einer guten Kommunikation und dem verständlichen Verweis auf den Mehrwert für die Gesellschaft (gegenüber dem Einzelinteresse) gering gehalten werden konnten. Sehr erfolgreich war hier das Deutsche Mobilfunk Forschungsprogramm von 2002 bis 2008 (DMF), bei dem das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) auch NGOs, BIs sowie mobilfunkkritische Ärztgruppen aktiv in den Diskussionsprozess einband.

5.1.2.2. Der beste Zeitpunkt für die Öffentlichkeitsbeteiligung

Bei der Planung, Konzeption und Umsetzung von Infrastrukturmaßnahmen lassen sich häufig Lücken zwischen der angebotenen Öffentlichkeitsbeteiligung auf der einen Seite und dem realen Diskussionsbedarf der Bevölkerung auf der anderen Seite beobachten. So nimmt die Wahrnehmung der Öffentlichkeit in der Regel mit der zunehmenden Realisierung eines Projekts zu; denn mit der Konkretisierung des Vorhabens nehmen auch die gefühlte Betroffenheit der Bürger/innen sowie die Sichtbarkeit des Projekts zu, etwa durch Hinweisschilder an einer geplanten Baustelle oder durch Medienberichte. Mit der Konkretisierung eines Vorhabens verringert sich jedoch gleichzeitig auch der Gestaltungsspielraum für die Interessierten und/oder Betroffenen. Um das Konflikt-Risiko zu reduzieren sollte die Öffentlichkeitsbeteiligung daher möglichst früh beginnen.

Dieses „Beteiligungsparadox“ ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Das mit zunehmendem Projektverlauf wachsende Delta zwischen (a) der möglichen Einflussnahme durch die Bürger/innen und (b) ihrem Engagement und Interesse macht das bestehende Konfliktpotenzial deutlich.

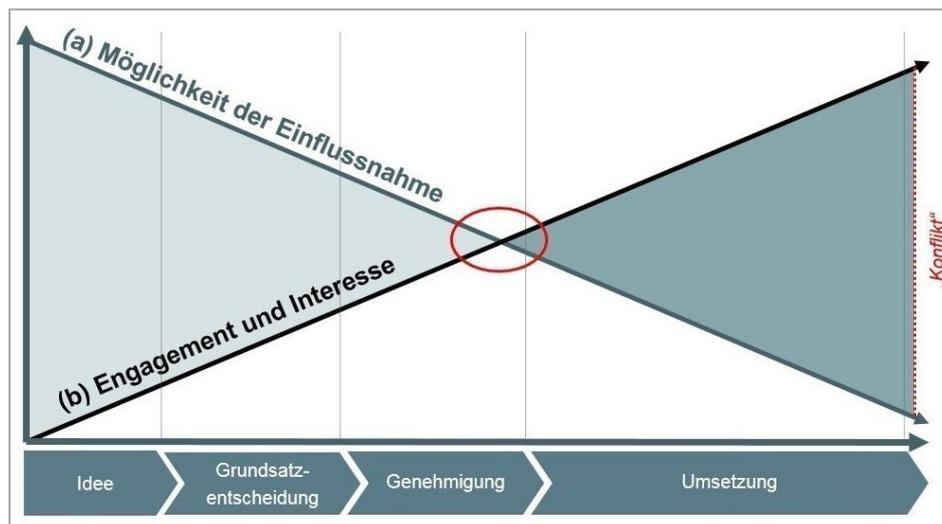


Abbildung 58: Das Beteiligungsparadox

5.1.2.3. Formelle und informelle Öffentlichkeitsbeteiligungen

Im Rahmen der vorgeschriebenen formellen Öffentlichkeitsbeteiligung werden lediglich die Antragsunterlagen eines Projekts in der zuständigen Behörde verpflichtend ausgelegt. Diese Unterlagen sind für Bürger/innen jedoch häufig nicht oder nur schwer verständlich; zudem wird auf die Auslegung in der Regel nur durch das Amtsblatt hingewiesen und damit nicht aktiv über ein Vorhaben informiert und ein Austausch angeboten. Nur wenn die Bürger/innen trotz der schwierigen Ausgangssituation von der Auslegung erfahren und Einblick in die Unterlagen nehmen, haben sie im Folgenden die Gelegenheit schriftliche Einwendungen zu dem geplanten Projekt einzureichen. Diese Einwendungen werden daraufhin in einem Erörterungstermin behandelt, haben jedoch auf die Erteilung des Genehmigungsbescheids in der Regel keinen oder nur einen geringen Einfluss und werden ebenso selten für Änderungen in der Planung herangezogen.

Bei größeren und möglicherweise die Umwelt beeinflussenden Vorhaben wird das formelle Verfahren um einen Scoping-Termin ergänzt, bei dem Träger öffentlicher Belange (TÖB) einbezogen werden und gemeinsam die Anforderungen an die Antragsunterlagen definieren. Zu den TÖB gehören in der praktischen Umsetzung auch Umweltverbände. Zwar gelten diese offiziell als „außenstehende Anwälte der Natur“, werden von den Planungsbehörden jedoch in der Regel wie TÖB behandelt. Auf diesem Wege können Informationen zu geplanten Infrastrukturvorhaben früher in die öffentliche Diskussion gelangen. Insgesamt zeigt dies aber auch die große Lücke zwischen der vorgeschriebenen Öffentlichkeitsbeteiligung und dem realen Diskussions- und Mitsprachebedarf der breiten Öffentlichkeit.

So treten Konflikte im Rahmen von Infrastruktur- und Technologieprojekten häufig dann auf, wenn sich Betroffene (gefühl) nicht rechtzeitig oder ausreichend informiert, mitgenommen und ernst genommen fühlen. In diesen Situationen sind Aufgabenträger und Planer häufig über eine plötzlich auftretende und weithin sichtbare/hörbare Kritik überrascht, obwohl sie sich zuvor an alle Anforderungen der vorgeschriebenen Beteiligung gehalten haben und das Ausmaß der Kritik dabei nicht deutlich wurde. Geplante Infrastruktur- und Technologieprojekte sollten daher möglichst frühzeitig auf ihr mögliches Konfliktpotenzial überprüft werden und die vorgeschriebene formelle Beteiligung um informelle Elemente ergänzt werden.

In der folgenden Abbildung wird mustertypisch aufgezeigt, wie die formelle mit der informellen Öffentlichkeitsbeteiligung verzahnt werden kann. Demnach gilt es, bereits in der Phase der Projektidee eine gründliche Analyse der möglichen Konflikthemen und -parteien vorzunehmen. Während der verpflichtenden formellen Schritte (Scoping, Erstellung und Einreichung der Antragsunterlagen, Auslegung der Antragsunterlagen, Prüfung der erhobenen Einwendungen, Erörterung, Genehmigungsbeschluss) gilt es im Folgenden geeignete Formate zur aktiven Bereitstellung von Informationen sowie zum Dialog für die interessierte und betroffene Öffentlichkeit zu entwickeln. Durch dieses Vorgehen können die obligatorischen formellen Genehmigungsschritte sowie die konkrete Projektausgestaltung verständlich und transparent dargestellt sowie Kritikpunkte und Anpassungsvorschläge frühzeitig diskutiert und beantwortet und damit Vertrauen gewonnen werden.

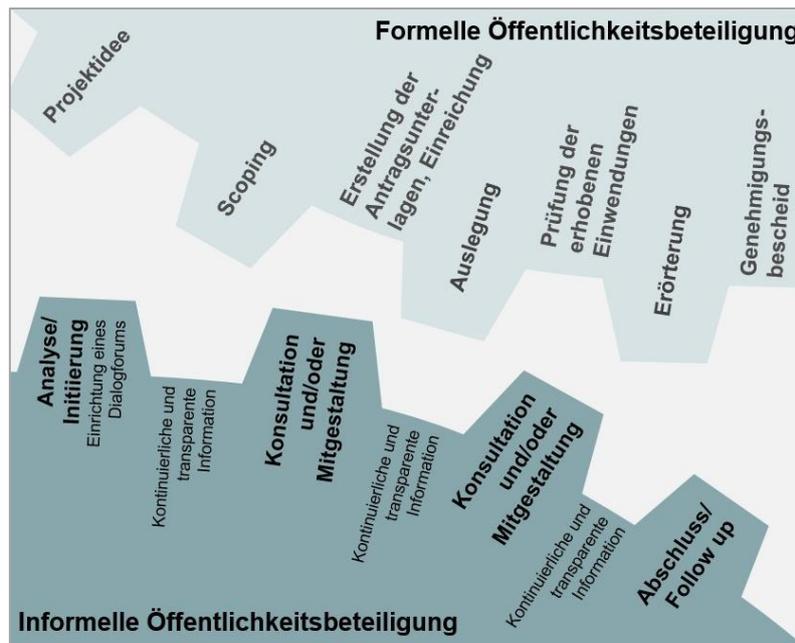


Abbildung 59: Verzahnung von formeller und informeller Beteiligung

5.1.2.4. Kostenvergleich der formellen und der informellen Öffentlichkeitsbeteiligung

Dass die Nutzung informeller Beteiligungsformate sinnvoll ist, zeigt auch die Erfahrung des Verbands der Deutschen Ingenieure (VDI)⁵⁸. Demnach können die Kosten eines Projekts massiv steigen, wenn es aufgrund von schlechter Kommunikation oder unerwarteter Kritik am Vorhaben zum Konflikt mit der Öffentlichkeit oder gar zur Eskalation kommt. Die Folgen sind in diesen Fällen entsprechende Bauverzögerungen sowie ggfs. notwendige Anpassungen am Projekt; ergänzend tragen auch die Opportunitätskosten zu der Kostenexplosion bei. Diese Darstellung der plötzlichen Kostenentwicklung ist in der folgenden Abbildung auf der linken Seite aufgeführt.

Dem gegenüber können gut strukturierte informelle Beteiligungsverfahren die Kostenexplosion von Projekten verhindern. Zwar steigen anfänglich die Kosten für das aktive Engagement etwas stärker, dafür kommt es jedoch anschließend nicht zur Eskalation und entsprechende Folgekosten können vermieden werden. Diese Darstellung ist der folgenden Abbildung auf der rechten Seite aufgeführt.

Die Anwendung informeller Beteiligungsverfahren kann somit als eine Art Versicherung verstanden werden. Sie sind mit etwas mehr einzuplanenden Kosten gegenüber der Nullvariante (gemeint ist die alleinige Orientierung an der vorgeschriebenen formellen Beteiligung) verbunden, tragen aber wesentlich dazu bei eine Kostenexplosion und Imageschäden zu vermeiden sowie die Zeitpläne einzuhalten.

⁵⁸ Vgl. VDI Richtlinie 7000 „Frühe Öffentlichkeitsbeteiligung bei Industrie- und Infrastrukturprojekten“

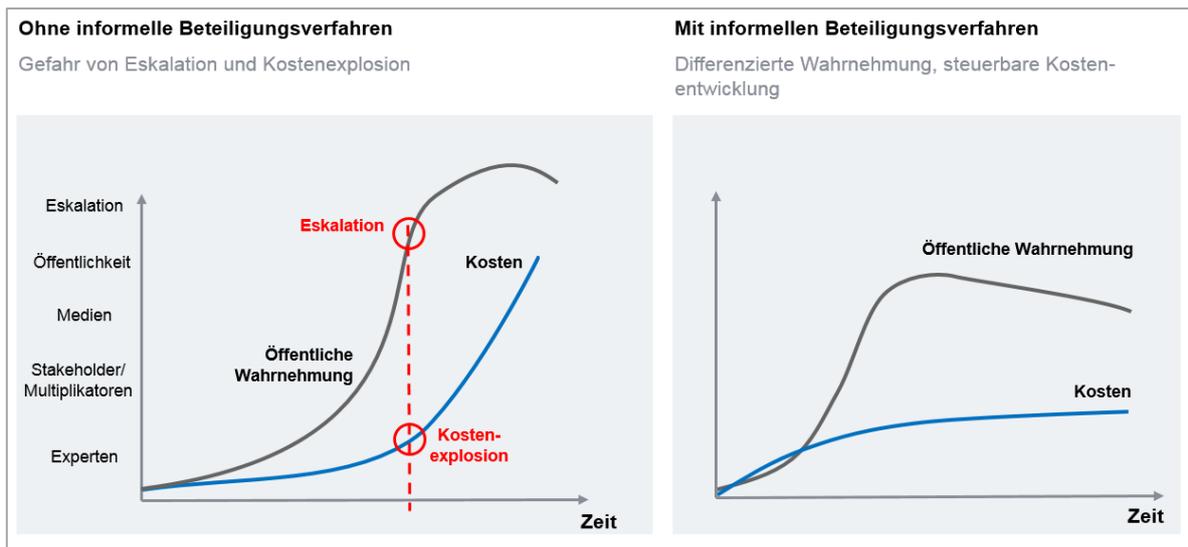


Abbildung 60: Wahrnehmung und Kosten von Projekten ohne und mit informellen Beteiligungsverfahren ⁵⁹

5.1.2.5. Die Funktionen der informellen Öffentlichkeitsbeteiligung

Bei der informellen Öffentlichkeitsbeteiligung werden drei Funktionen unterschieden. Bei der Gestaltung des Beteiligungsangebots unterstützen sie bei der Identifikation der möglichen und gewollten Tiefe der Beteiligung:



Bei der *Informationsfunktion* geht es um die Erhöhung des Wissensstands durch Aufbereitung und Erläuterung der Inhalte und des Prozesses. Die Informationsfunktion umfasst das gesamte Spektrum der Öffentlichkeitsarbeit und ist in der Regel einseitig ausgerichtet, kann aber vereinzelt auch Dialogelemente beinhalten. Das Bereitstellen von Informationen beziehungsweise das Zugehen auf Akteure mit Informationen ist durchgehend wichtig.



Die *Konsultationsfunktion* dient dem Austausch und entspricht damit weitgehend dem klassischen Beteiligungsansatz. Die Zielgruppen können sich ein persönliches Bild vom Projektinhalt machen und ihre Fragen und Rückmeldungen direkt äußern. Die Prüfung und Diskussion von unterschiedlichen Positionen und Sichtweisen ist jedoch nur teilweise Bestandteil dieser Beteiligungsfunktion.



Die *Mitgestaltungsfunktion* beschreibt den gegenseitigen Austausch mit Einfluss auf eine Entwicklung oder Lösungsfindung. Sie umfasst auch Aushandlungsprozesse, die im Rahmen von Konfliktlösungen Anwendung finden. Häufig weist die gemeinsame Lösungsfindung Empfehlungscharakter auf, deren (Nicht-)Berücksichtigung im Folgenden entsprechend sichtbar ist.

5.1.2.6. Erfolgsfaktoren für gute Öffentlichkeitsbeteiligung

Für die Gestaltung einer informellen Öffentlichkeitsbeteiligung gilt: je mehr Erfahrung in diesem Bereich besteht, desto besser lassen sich die richtigen Formate auswählen und miteinander zu einem konsistenten Prozess verknüpfen. Denn das aufgebaute Wissen darüber, was genau in der Praxis funktioniert und was nicht, die Kenntnis der zentralen Herausforderungen und Risiken politischer und gesellschaftlicher Prozesse sowie eine

⁵⁹ Quelle: VDI Richtlinie 7000 „Frühe Öffentlichkeitsbeteiligung bei Industrie- und Infrastrukturprojekten“

fundierte wissenschaftliche Grundlage sind das Fundament für jede gelungene Öffentlichkeitsbeteiligung sowie für die richtigen strategischen Einschätzung von Prozessdynamiken.

Aufgrund seiner 20-jährigen Erfahrung in der Konzeption und Umsetzung verschiedenster Formen der Öffentlichkeitsbeteiligung sowie der professionellen Moderation und Mediation bei Beteiligungs- und Dialogprozessen hat IFOK die folgenden Erfolgsfaktoren erarbeitet. Die Erfolgsfaktoren lassen sich in die beiden Bereiche „Konzeption“ und „Umsetzung“ untergliedern und entfalten eine umso größere Wirkung, je stärker die Beteiligungsfunktion ins Gewicht fällt (s.o.). Die Erfolgsfaktoren werden im Folgenden beschrieben und sind in der anschließenden Abbildung übersichtlich aufgeführt.

Konzeptionsebene

- *Klare Rahmenbedingungen:* Die Möglichkeiten und Grenzen der Öffentlichkeitsbeteiligung sind im Vorfeld auf Basis des Sachverhalts und der zu beachtenden rechtlichen Rahmenbedingungen klar definiert und werden von Beginn an transparent kommuniziert.
- *Einbeziehung aller Beteiligten:* Alle interessierten Akteure (inkl. Bürger/innen) erhalten frühzeitig die Möglichkeit, sich im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung einzubringen. Ihnen wird eine aufgeschlossene und wertschätzende Grundhaltung gegenübergebracht.
- *Sachliche Auseinandersetzung/Faktenklärung:* Die Inhalte der Öffentlichkeitsbeteiligung wurden zum Start klar kommuniziert und begründet. Alle dazu und im Folgenden aufkommenden Fragen werden möglichst früh geklärt; bei unterschiedlichen Sichtweisen findet zum Schutz vor Konflikten eine gemeinsame Faktenklärung statt.
- *Professionelle Verzahnung des formellen Entscheidungs- und des informellen Beteiligungs- und Dialogprozesses führen zur Anschlussfähigkeit der Ergebnisse:* Die Entscheider sind in die (informelle) Öffentlichkeitsbeteiligung passend einzubinden und die erarbeiteten Empfehlungen sind entsprechend für die weitere Berücksichtigung zu übergeben. Alle erzielten Ergebnisse müssen anschlussfähig für einen weiteren Prozess sein.

Umsetzungsebene

- *Qualifizierte Fachpartner:* Die fachliche Bearbeitung der eingebrachten Themen und Argumente muss von Dienstleistern (z.B. Fachakteuren, Wissenschaftlern) erfolgen, deren Qualität zweifelsfrei von allen relevanten Akteuren akzeptiert wird. Nur so werden die Ergebnisse und Bewertungen von den beteiligten Akteuren auch anerkannt.
- *Professionelle und neutrale Moderation:* Es ist zu erwarten, dass die beteiligten Akteure ihre spezifischen Interessen einfließen lassen wollen. Im Umgang mit den divergierenden Interessen sowie den daraus resultierenden Konflikten braucht es umfassende Erfahrung im Management partizipativer Verfahren sowie in der neutralen und fairen Moderation. Dies gilt auch im unerwarteten Konfliktfall. Das „Handwerk“ Beteiligung und Moderation muss somit gekonnt angewendet werden.
- *Transparente Informationsflüsse und gut verständliche Sprache:* Gerade bei technischen Sachverhalten ist eine verständliche Kommunikation die zentrale

Grundlage für eine sachliche und nachvollziehbare Auseinandersetzung im Dialog, insbesondere mit Bürger/innen. Zudem wird während des Prozesses transparent dargestellt, von wem und in welcher Form eingebrachte Themen und Anliegen bearbeitet werden.

- *Konsens und differenzierte Meinungsbildung durch Dialog erreichen:* Das Thema richtig „anpacken“ und kommunizieren, die Zielgruppen einbinden, die richtige Methodenwahl und professionelle Moderation sind das Handwerkszeug einer guten Bürgerbeteiligung. Durch die intelligente Kombination dieser Elemente gelingt es auch, die „breite Mitte“ zwischen den „Pro- und Contra-Polen“ anzusprechen. Diese Mitte ist noch nicht von bestimmten Positionen eingenommen und offen für die unbefangene Auseinandersetzung mit einem Thema. Daher entwickelt sie in der Regel eine differenzierte Sichtweise und trägt damit maßgeblich zur Versachlichung der Debatten bei.

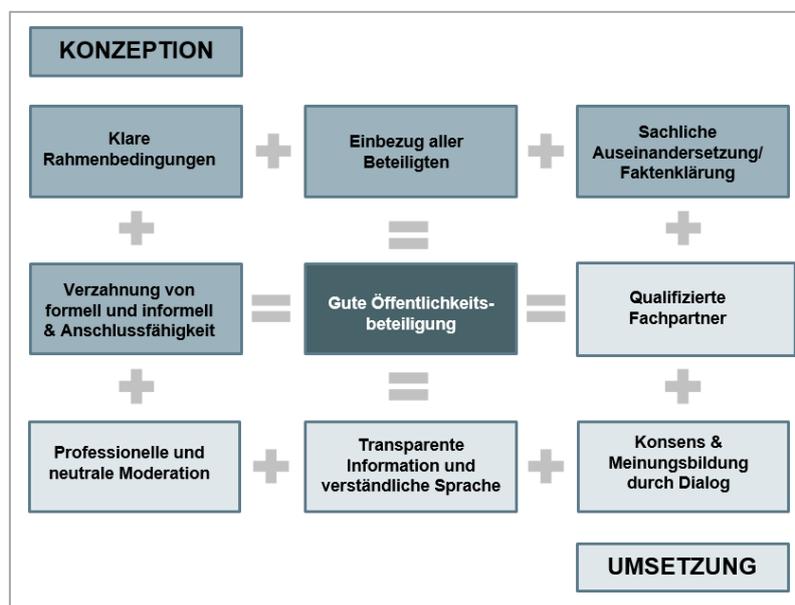


Abbildung 61: Erfolgsfaktoren für gute Öffentlichkeitsbeteiligung nach Konzeption und Umsetzung

5.1.3. Teil 2: Strategisches Akzeptanz-Management

5.1.3.1. Ausgangslage und Zeitplan

Im September 2014 haben die Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Hessen auf der Leitmesse für Verkehrstechnik „Innotrans“ eine Absichtserklärung für den Einsatz von Brennstoffzellen-Lokomotiven unterzeichnet. Der Schienenfahrzeughersteller Alstom gab daraufhin im Rahmen eines Symposiums in Berlin im Februar 2016 offiziell bekannt, dass das Unternehmen mit dem Coradia LINT zukünftig ein mit Wasserstoff- und Brennstoffzellen betriebenes Fahrzeug anbieten wird.

Die Entwicklung des Zuges erfolgt bis 2016 im französischen Werk von Alstom und wird anschließend auf einer Teststrecke erprobt. Im Sommer 2017 soll der Zug seine Zulassung für den Personentransport in Deutschland erhalten und ab Ende 2017 / Anfang 2018 erstmalig in Niedersachsen zum Einsatz kommen. Nach erfolgreicher Einführung in Niedersachsen folgen die Länder Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Hessen in den nachfolgenden Jahren.

5.1.3.2. Ziel des Akzeptanz-Managements

Das übergeordnete Ziel des hier entwickelten Akzeptanz-Managements ist es, dass die Einführung der Wasserstofftechnologie im Schienenverkehr in der Öffentlichkeit positiv wahrgenommen und begleitet wird. Der Fokus liegt dabei explizit auf der *breiten Öffentlichkeit*, also den Bürger/innen sowie den Leit- und Regionalmedien. Aber auch der *Fachöffentlichkeit* (Fachakteure und Fachmedien) kommt als Bewertern der neuen Technologie eine wichtige Multiplikatorenfunktion zu.

Die Einführung der Technologie ist in Niedersachsen besonders gut vorzubereiten, da die Wahrnehmung an diesem „Pionierstandort“ auch Wirkung auf die Einführung in den anderen Ländern entfalten wird. Die Ersteinführung in Niedersachsen bedarf daher einer entsprechend sorgfältigen Vorbereitung, weshalb diese im Mittelpunkt der nachfolgenden Betrachtung in diesem und dem Kapitel VI steht.

5.1.3.3. Vorgehen

Ausgehend von den Rahmenbedingungen (Ausgangslage und Zeitplan) und dem Ziel findet eine präzise Analyse des Themas, seiner möglichen regionalen Zusammenhänge sowie der relevanten Stakeholder statt. Auf dieser Basis erfolgt anschließend die Erarbeitung der strategischen Herangehensweise sowie von zentralen Botschaften. Diese Ergebnisse stellen die Grundlage für die konkrete Einführungskampagne der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie am Beispiel Niedersachsen dar (Teil 3).

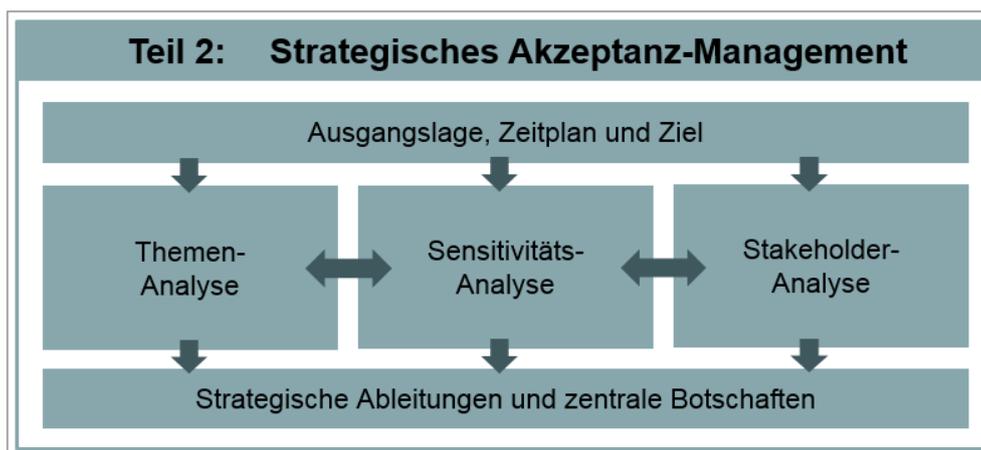


Abbildung 62: Das Vorgehen zu Teil 2 in der Übersicht

5.1.3.4. Analyse

Im folgenden Analyseteil werden die wichtigsten Zusammenhänge mit dem Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr (Themenanalyse), die regionalen Zusammenhänge am Beispiel Niedersachsen (Sensitivitätsanalyse) sowie die relevanten Stakeholder (Stakeholderanalyse) untersucht. Wie in der oben dargestellten Abbildung dargestellt, sind die Analysen dabei parallel zu verstehen, können sich also inhaltlich und strukturell aufeinander beziehen. Vorab folgt eine Darstellung weiterer Aspekte, die sich entweder aus bisherigen Projekten oder innerhalb dieses Projekts als besonders wichtig erwiesen haben.

5.1.3.5. Vorausgehende Betrachtungen und Annahmen

- Für die Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr gilt der Dreiklang aus (i) Vermeiden, (ii) Verlagern und (iii) Verbessern. Für nicht vermeidbare Verkehre (wie Berufsverkehre) sind entsprechend attraktive Angebote des öffentlichen Verkehrs erforderlich. Im nächsten Schritt gilt es, die Antriebe dieser Verkehre zu verbessern bzw. genauer: zu elektrifizieren.

- Im aktuellen Koalitionsvertrag von Niedersachsen wurde das Ziel formuliert, den öffentlichen Verkehr emissionsfrei zu gestalten. Das Pilotprojekt um Bremervörde zählt somit auf die Ziele des Koalitionsvertrags ein.
- Aufgrund des Platzbedarfs wird die Brennstoffzelle beim Coradia LINT auf dem Dach angebracht. Durch die dort benötigten Ventilatoren und Verdichter kommt es laut Alstom zu ähnlich lauten aber anderen Geräuscentwicklungen als beim Diesel; perspektivisch soll die Lautstärke aber reduziert werden können. Zudem sei denkbar, dass die Brennstoffzellen in zukünftigen Baureihen auch unter dem Zug angebracht werden und die Geräuscentwicklung, insbesondere für Anwohner an Zugstrecken, damit geringer wird.
- Die neuen Brennstoffzellen-Züge bieten einen deutlich besseren Komfort als die bisherigen Dieselmotoren. Die aktuellen Vibrationen durch den Dieselmotor wird es nicht mehr geben. Eine stärkere Batterie ermöglicht ausreichend Energie für die Versorgung mit Licht und Wärme auch beim Warten an den Endhaltestellen.
- Der im Schienenverkehr eingesetzte Wasserstoff stammt zum Zeitpunkt der Einführung nicht aus Erneuerbaren Energien, sondern wird als Industriegas auf dem Markt eingekauft.
- Der Transport des Wasserstoffs soll je nach Standort nach Möglichkeit nicht mit dem Lkw erfolgen, sondern direkt aus der Rohleitung entnommen werden oder ebenfalls per Schiene (als umweltfreundlichstem Verkehrsträger) transportiert werden (so in Niedersachsen geplant). Perspektivisch wird auch eine dezentrale Wasserstoffproduktion per Elektrolyseur mit Hilfe von Erneuerbaren Energien angestrebt.
- Zu Beginn der Einführung der neuen Brennstoffzellen-Züge werden diese jeweils als zusätzliche Züge in die bestehende Flotte aufgenommen. Sollte ein Brennstoffzellen-Zug ausfallen, sind konventionelle Dieselmotoren als Ersatz verfügbar.
- Das Projekt wird durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) der Bundesregierung gefördert.

Für den Neubau oder Umbau der Tankinfrastruktur sowie zur Speicherung/Lagerung des Wasserstoffs können formelle Genehmigungsverfahren notwendig sein. Die damit verbundenen formellen Beteiligungsverfahren sollten um informelle Beteiligungsverfahren ergänzt werden.

5.1.3.6. Themenanalyse

Für die Gestaltung des Akzeptanz-Managements müssen zunächst die besonders relevanten Aspekte zum Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr identifiziert werden. Dazu findet eine Betrachtung der Wertschöpfungskette unter Berücksichtigung der für die Akzeptanz besonders relevanten Kriterien statt.

Entlang der Wertschöpfungskette werden die Teilbereiche Erzeugung, Transport, Lagerung, Betankung und Nutzung betrachtet. Bei den relevanten Kriterien wird zwischen Sicherheit, Umweltverträglichkeit/Nachhaltigkeit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit differenziert.

Bei der Analyse wird die für das Akzeptanz-Management besonders relevante *breite Öffentlichkeit* (Bürger/innen sowie Leit- und Regionalmedien) fokussiert. Denn für Teile der *Fachöffentlichkeit* (Fachakteure; Behörden, Prüfinstitute, Juristen, Fachmedien, etc.) spielen auch die für die breite Öffentlichkeit vermeintlich weniger wichtigen Aspekte eine wichtige Rolle. Diese Akteure erfordern daher eine entsprechend gesonderte Betrachtung (→ *siehe Stakeholderanalyse*).

In der folgenden Tabelle ist anhand der Anzahl der Pluszeichen (+) dargestellt, welche Aspekte einer besonderen Berücksichtigung bedürfen. Für eine ganzheitliche Vorbereitung der Kommunikation sind für die breite Öffentlichkeit alle Aspekte zu berücksichtigen,

weswegen jeder Aspekt mit mindestens einem Pluszeichen versehen ist. Je mehr Pluszeichen allerdings aufgeführt sind, desto wichtiger ist dieser Aspekt für die breite Öffentlichkeit. Die einzelnen Bewertungen werden anschließend anhand der Teilbereiche der Wertschöpfungskette erläutert.

Tabelle 26: Besonders relevante Aspekte des Akzeptanz-Managements

	Sicherheit	Umweltverträglichkeit/ Nachhaltigkeit	Zuverlässigkeit	Wirtschaftlichkeit
Wasserstoff- Erzeugung	(+)/(+++)	(++++)	(+)	(+++)
Wasserstoff- Transport	(+++)	(+++)	(+)	(+)
Wasserstoff- Speicherung	(+++)	(++)	(+)	(+)
Wasserstoff- Betankung	(+++)	(++)	(+)	(+)
Wasserstoff- Nutzung	(++++)	(+++)	(++++)	(++++)

Relevanz für die Öffentlichkeit: hoch = (++++) (+++) (++) (+) = gering

Wasserstoff-Erzeugung

Für die breite Öffentlichkeit steht die *Nachhaltigkeit* des Wasserstoffs im Vordergrund, also ob dieser mit fossilen oder Erneuerbaren Energien gewonnen wurde und ob es sich ggfs. um Überschussstrom handelt. Bei der Nutzung eines industriellen Nebenprodukts kann auch von Interesse sein, wofür der Wasserstoff vorher verwendet wurde und womit dieser nun ersetzt wird (Opportunitätsbetrachtung).

Bei der *Sicherheit* der Wasserstofferzeugung ist zwischen der zentralen und der dezentralen Erzeugung zu unterscheiden. Findet die Erzeugung mithilfe einer dezentralen on-site Elektrolyse in der Nähe von Siedlungen statt, spielt das Thema eine große Rolle (+++); handelt es sich hingegen um eine zentrale (industrielle) Erzeugung, ist der Aspekt für die Kommunikation der Wasserstoffmobilität im Schienenverkehr weniger bedeutsam (+).

Die *Wirtschaftlichkeit* der Wasserstofferzeugung ist insbesondere hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Dimension zur zukünftigen Energieversorgung (z.B. zum Aufbau einer Wasserstoff-Ökonomie) von Bedeutung. Für die Kommunikation der Wasserstoffmobilität im Schienenverkehr scheint jedoch die betriebswirtschaftliche Dimension von Wasserstoffbetriebebenen Zügen von größerer Bedeutung zu sein (s.u. Wasserstoffnutzung).

Die *Zuverlässigkeit* der Erzeugung, also die Versorgungssicherheit, ist sehr technisch und daher weniger von Bedeutung für die breite Öffentlichkeit.

Wasserstoff-Transport

Für die breite Öffentlichkeit ist die *Sicherheit* des Wasserstoff-Transports von größter Bedeutung, insbesondere wenn der Transport an Siedlungen vorbeiführt.

Hinsichtlich der *Umweltverträglichkeit/Nachhaltigkeit* des Wasserstoff-Transports sind zwei Aspekte zu berücksichtigen: hinsichtlich der Nachhaltigkeit kann von Stakeholdern erwartet werden, dass die aufgewendete Energie für den Transport des erzeugten Wasserstoffs in Berechnungen einbezogen wird (Well-to-Wheel Betrachtung); hinsichtlich der

Umweltverträglichkeit ist über die Folgen für die Umwelt und das Klima bei möglichen Unfällen/Leckagen zu informieren.

Das Thema *Zuverlässigkeit* ist am ehesten unter dem Aspekt der Sicherheit zu betrachten. Gemeinsam mit dem Thema *Wirtschaftlichkeit* spielt das Thema aber aus heutiger Sicht voraussichtlich eine eher untergeordnete Rolle und wird hier nicht weiter betrachtet.

Wasserstoff-Lagerung

Bei der Wasserstoff-Lagerung ist ebenfalls die *Sicherheit* das wichtigste Kriterium für die breite Öffentlichkeit. Dabei ist der generelle Schutz möglicher Anwohner sowie konkret (unter Berücksichtigung der aktuellen Terrorangst) der Schutz vor möglichen Sabotagen zu berücksichtigen.

Die *Umweltverträglichkeit* der Wasserstoff-Lagerung ist ähnlich wie beim Transport dahingehend zu berücksichtigen, welche Folgen für die Umwelt und das Klima bei möglichen Unfällen/Leckagen entstehen.

Wie beim Wasserstoff-Transport ist das Thema *Zuverlässigkeit* eher unter dem Aspekt der Sicherheit zu betrachten. Gemeinsam mit dem Thema *Wirtschaftlichkeit* spielt das Thema aber aus heutiger Sicht voraussichtlich eine eher untergeordnete Rolle und wird hier nicht weiter betrachtet.

Wasserstoff-Betankung

Die Wasserstoff-Betankung wird voraussichtlich in Bremervörde durchgeführt; dafür ist der Bau einer Tankstelle geplant. Für den anfänglichen Betrieb ist aber auch eine mobile Lösung denkbar, so dass die Brennstoffzellen-Züge ortsunabhängig betankt werden können. Die Betankung erfolgt dabei unter Aufsicht von Fachpersonal. Gleichzeitig kann der Prozess der Betankung aber für Außenstehende auch als fehleranfällig wahrgenommen werden. Die *Sicherheit* ist daher auch hier als besonders relevant einzuschätzen.

Für die anderen Kriterien gelten die gleichen Einschätzungen wie zur Wasserstoff-Lagerung.

Wasserstoff-Nutzung

Unter der Wasserstoff-Nutzung ist die Anwendung in der Brennstoffzelle des Coradia LINT im regulären Personenverkehr gemeint. Damit ist dies der Ort, an dem die praktische Anwendung der Wasserstoffmobilität für die breite Öffentlichkeit am sichtbarsten ist. Entsprechend spielen hier alle bislang aufgeführten Kriterien eine besonders wichtige Rolle.

Aus Sicht der Kommunikation ist die Gewährleistung der *Sicherheit* auch hier der wichtigste Aspekt. So dürfen sich die Fahrgäste und Anwohner der Strecke durch die neue Technologie nicht gefährdet fühlen.

Auch der *Zuverlässigkeit* im Betriebsablauf kommt eine wesentliche Rolle zu. So würden Verspätungen oder Ausfälle von Zügen ein Bild der Unausgereiftheit der neuen Technologie stärken. Stattdessen sind Vorteile zu identifizieren, welche die Wasserstoff- und Brennstoffzellennutzung gegenüber dem herkömmlichen Dieselmotor hat.

Die *Umweltverträglichkeit/Nachhaltigkeitsbetrachtung* gegenüber der bekannten Diesel-Lokomotive spielt ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Akzeptanz. Während die Herkunft jedoch eher unter der Wasserstoffherzeugung (s.o.) zu betrachten ist, trägt der Einsatz der neuen Technologie zu einer Reduzierung der lokalen Schadstoffemissionen bei.

Mit der *Wirtschaftlichkeit* ist in diesem Zusammenhang gemeint, ob es für die Fahrgäste sowie die Steuerzahler (durch Förderungen von Staat und Land) durch die Technologieeinführung zu Mehrkosten kommt. Der Kostenvergleich mit einer Oberleitung ist

daher ein ebenso wichtiger Aspekt, wie auch die wirtschafts- und arbeitsplatzpolitischen Chancen für Niedersachsen und Deutschland durch den Alstom-Standort in Salzgitter.

Weitere relevante Aspekte:

- Mit dem vorliegenden Projekt wird die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in Deutschland und Europa erstmalig im Schienenverkehr eingesetzt. Ein vergleichbares Projekt besteht allerdings bereits in China. Dort hat das Unternehmen CSR Qingdao Sifang 2015 eine Wasserstoff-Tram vorgestellt, die ebenfalls auf Strecken ohne Oberleitung eingesetzt werden soll.
- Bisherige Erfahrungen zum Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie bestehen bereits aus dem Bereich des öffentlichen Verkehrs und können als Grundlagen für die Akzeptanz im Schienenverkehr herangezogen werden. So werden Brennstoffzellen-Busse bereits erfolgreich und ohne Akzeptanzprobleme im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) in Hamburg, Köln und Stuttgart getestet. Eine Fahrgast-Befragung der Hamburger Hochbahn aus dem Jahr 2015 zum Brennstoffzellen-Bus ergab, dass die Fahrgäste die Technologie insgesamt sehr positiv bewerten. Auf einer Skala von 1 (Bestnote) bis 5 (schlechteste Note) wurde eine Gesamtbewertung des Projekts vorgenommen. 55 % der Teilnehmenden vergaben die Bestnote. 35 % vergaben Note 2. Die Umweltfreundlichkeit stand bei 72 % der Befragten im Vordergrund der allgemeinen Wahrnehmung. In dem Projekt „Clean Hydrogen In European Cities“ (CHIC) wurde eine Akzeptanzanalyse der Brennstoffzellentechnologie im Busverkehr in fünf europäischen Städten vorgenommen. Sie ergab, dass alle Stakeholder der Technologie grundsätzlich offen gegenüber stehen. Für die Busfahrer und die Fahrgäste sind allerdings die Zuverlässigkeit und die Sicherheit der Busse prioritär. Der Aspekt der Umweltfreundlichkeit stelle demnach einen Zusatznutzen dar und dürfe die Qualität des ÖPNV nicht beeinträchtigen.

Ergebnisse der Themenanalyse

Für das Akzeptanz-Management ergeben sich aus der Themenanalyse die folgenden inhaltlichen Zwischenergebnisse.

Sicherheit

Da das Wissen über die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sowie über den Umgang mit Wasserstoff in der Gesellschaft noch nicht besonders groß ist, besteht die Gefahr einer allgemeinen Technikskepsis. Es ist daher ein besonderes großes Augenmerk auf die Kommunikation der *Sicherheit* der Technologie zu legen. Dabei sollte deutlich werden, dass weder von der Herstellung, noch vom Betrieb (z.B. durch Feuer), dem Transport (z.B. durch Verkehrsunfälle), der Lagerung (z.B. durch Sabotage) und der Betankung (z.B. menschliches Versagen) eine Gefahr für das Leben ausgeht.

Nachhaltigkeit

Da der eingesetzte Wasserstoff zum Zeitpunkt der Technologieintegration nicht aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird, ist gegenüber der Öffentlichkeit zu verdeutlichen, dass es sich dabei um einen ersten Schritt in einem langfristigen Projekt handelt und der Wasserstoff zukünftig sukzessive durch Erneuerbare Energien erzeugt werden soll.

Dass der Wasserstoff auf möglichst umweltfreundlichem Weg (Pipeline oder Schiene) zur Tankstelle gelangen wird, ist aus Sicht der Kommunikation keine gesonderte Berücksichtigung wert, kann die Sinnhaftigkeit des Gesamtkonzepts aber untermauern.

Im Sinne eines Gesamtverständnisses (gegenüber Alternativen) kann die Technologieeinführung an passender Stelle damit begründet werden, dass die Elektrifizierung des Verkehrs die beste Option darstellt, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Dies gilt auch gegenüber der Verwendung von Bio-Kraftstoffen. In den vorliegenden Fällen ist dabei die Nutzung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie die einzige Möglichkeit zur Elektrifizierung, da rein batterieelektrische Lösungen auch perspektivisch nicht ausreichend leistungsstark sein werden und der Aufbau von Oberleitungen auf den ausgewählten sowie zahlreichen weiteren Strecken wirtschaftlich nicht abbildbar sein wird. Die gewählte Technologieoption ist daher die einzige Möglichkeit, auf den ausgewählten Strecken einen nachhaltigen Verkehr zu ermöglichen.

Umweltverträglichkeit

Eine große Möglichkeit für das Akzeptanz-Management ist die Tatsache, dass von der Verwendung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie keinerlei Gefahr für die Umwelt ausgeht. Denn anders als bei der Nutzung von Diesel als Kraftstoff tritt bei einem Leck oder einem Unfall sowie bei einer falschen Betankung kein Kraftstoff aus, der den Boden vergiftet. Aufgrund seiner geringen Dichte entweicht der Wasserstoff stattdessen in die Luft, verbindet sich mit Sauerstoff und wird zu Wasserdampf.

Wirtschaftlichkeit

Die Kosten sind bei Verkehrs- und Technologieprojekten ein häufiger Kritikpunkt. Auch im vorliegenden Fall ist die Einführung der Brennstoffzellen-Züge nur durch Förderungen der Bunderegierung im Rahmen des NIP möglich. Diese Kosten müssen im Sinne einer offenen und transparenten Kommunikation klar benannt werden. Zugleich lässt sich in diesem Zusammenhang der durch die Technologie erzeugte Mehrwert: (i) hinsichtlich der Gestaltung der Energiewende im Verkehr und (ii) hinsichtlich der Innovationskraft und Technologieführerschaft eines Unternehmens mit Werk in Deutschland erläutern.

Für die Akzeptanz von Vorteil ist es, wenn sich durch die Technologieeinführung die Fahrpreise auf den entsprechenden Strecken nicht erhöhen. Sollten Preiserhöhungen notwendig sein, sollten diese nach Möglichkeit nicht mit der Technologieeinführung in Verbindung gebracht werden.

Zuverlässigkeit

Das Thema Zuverlässigkeit ist eine eher technische Betrachtung der Technologieeinführung. Für die Öffentlichkeit ist es hingegen von Bedeutung, dass der Zugverkehr ohne Einschränkungen wie gewohnt genutzt werden kann. Durch die Bereitstellung eines Ersatzzuges für die Brennstoffzellen-Züge ist dies gewährleistet. Für die Kommunikation bedeutet dies, dass der Einsatz der Brennstoffzellen-Züge im Fahrplan nicht speziell angekündigt werden sollte. Zum einen wird so vermieden, dass die Technik als noch nicht ausgereift betrachtet wird, wenn anstatt eines Brennstoffzellen-Zuges ein Dieselizeug eingesetzt wird. Zum anderen wird die Fahrt mit einem der neuen und innovativen Brennstoffzellen-Züge eher als etwas Besonderes wahrgenommen, wenn zuvor nicht damit gerechnet wird; auch hinsichtlich des besseren Fahrkomforts für die Fahrgäste.

5.1.3.7. Sensitivitätsanalyse

Ergänzend zur Themenanalyse ist für eine erfolgreiche Öffentlichkeitsbeteiligung ein genaues Verständnis weiterer möglicher Einflüsse zu erlangen. Dazu gehört insbesondere die Einstellungs-Akzeptanz der Bürger/innen und der als Multiplikatoren relevanten Stakeholder. Auf übergeordneter Ebene sind dies bei der Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie aktuell etwa die Wahrnehmung von staatlichen Fördermaßnahmen, die Einstellung gegenüber Innovationen und die Bewertung der

Relevanz von Maßnahmen zum Klima-, Umwelt und Gesundheitsschutz. Ferner kann im vorliegenden Projekt auch der individuelle Modal Split, also die persönliche Verkehrsmittelwahl, und damit die direkte oder indirekte Betroffenheit eine wichtige Rolle bei der Bewertung der Technologieeinführung spielen.

Besonders wichtig ist die Betrachtung der möglichen Sensitivitäten in der Region, in der ein Projekt umgesetzt werden soll. Ergänzend zu den oben genannten Aspekten können auch aktuelle oder zurückliegende Diskussionen, Herausforderungen oder gar Proteste im Rahmen von anderen Vorhaben einen großen Einfluss auf die Wahrnehmung auf neue Pläne haben. Die Sensitivitätsanalyse für die Fallstudien-Region wurde in Kap. VI integriert.

5.1.3.8. Stakeholderanalyse

Die Stakeholderanalyse dient in Ergänzung zur Themen- und Sensitivitätsanalyse der Berücksichtigung aller für ein Vorhaben relevanten Akteure und besonders wichtiger Personen, die in positiver oder negativer Weise einen Einfluss auf das gesetzte Ziel haben können. Die identifizierten Stakeholder werden im Folgenden jeweils kurz beschrieben und hinsichtlich der zukünftigen Einbindung bewertet. Die Stakeholderanalyse erfolgt dabei jeweils für die verschiedenen Gesellschaftsgruppen (i) Politik/Verwaltung, (ii) Wissenschaft, (iii) Wirtschaft und Verbände, (iv) Gesellschaft und (v) Medien. Die folgende Analyse berücksichtigt die Stakeholder für die Diskussion des Themas in Deutschland. Für die Betrachtung einzelner Regionen bedarf es hingegen jeweils einer tiefergehenden regionalen Betrachtung. In Kapitel VI ist dies für die Fallstudien-Region erfolgt.

Politik und Verwaltung

Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) hat gemeinsam mit den Bundesministerien für Wirtschaft und Energie (BMWi), für Bildung und Forschung (BMBF) sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP) aufgelegt, aus dem auch das laufende Projekt gefördert wird. Zentraler Akteur seitens der Bundesministerien ist das BMVI.

Wichtiger Akteur, etwa zur Einweihung eines Brennstoffzellen-Zuges, könnte der/die zu dem Zeitpunkt aktuelle Bundesverkehrsminister/in sein. Die Einweihung des ersten Brennstoffzellen-Zuges (geplant Beginn 2018) bietet ihr/ihm eine gute Gelegenheit für einen öffentlichen Auftritt mit einer innovativen und klimaschonenden Technologie kurz nach der Regierungsbildung. Gleichzeitig bietet die Einbindung der/des Bundesministers/in eine hohe Sichtbarkeit für das Projekt.

Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH (NOW) koordiniert das NIP sowie das aktuelle Projekt zum Einsatz der Brennstoffzellen-Züge. Damit ist die NOW neben dem Referat G21 „Elektromobilität“ im BMVI der fachliche Ansprechpartner auf Bundesebene.

Die zuständige Zulassungsbehörde für den Einsatz des Brennstoffzellen-Zuges ist das Eisenbahnbundesamt. Es steht somit für die Kompetenz hinsichtlich der Einsatztauglichkeit und der Sicherheit.

Auf Länderebene sind vor allem die jeweiligen Verkehrsministerien zu berücksichtigen, welche die Vereinbarungen für die Pilotprojekte der Brennstoffzellen-Züge getroffen haben. Zu entsprechenden Anlässen wie der Einweihung der Züge könnten daher jeweils die amtierenden Minister/innen eingebunden werden. Je nach Einzelfall und aktueller politischer Lage sollten jedoch auch die Staatskanzleien sowie die Umweltministerien in der Vorbereitung berücksichtigt werden.

Bewertung:

Die am Projekt aktiv beteiligten Akteure von Bund und Ländern sollten (weiterhin) geschlossen hinter dem Projekt stehen und dieses als gemeinsamen Erfolg werten. Auf diese Weise stehen das Projekt und die Entscheidung zur Förderung innovativer Technologien von Beginn an auf breiterer Basis.

Politiker sind wichtige und meinungsstarke Multiplikatoren auf Bundes-, Landes- und Regionalebene. Sie sollten möglichst als Fürsprecher gewonnen und für das Projekt sprachfähig gemacht werden. Dies kann gelingen, indem die Politiker möglichst frühzeitig und mit klar verständlichen Botschaften über das Projekt informiert werden, so dass sie dieses in ihren Regionen/Wahlkreisen sowie an weitere politische Kolleg/innen weiter kommunizieren können und aufgrund des Neuigkeitswerts selbst davon profitieren können. Demgegenüber besteht bei zu später Information (etwa wenn Politiker von Dritten auf das Projekt angesprochen werden) die Gefahr, dass diese sich übergangen fühlen und dem Projekt dadurch eher skeptisch gegenüber stehen.

Wissenschaft

In Deutschland beschäftigt sich eine Vielzahl an Forschungsinstituten und Hochschulen mit der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sowie mit der Gestaltung der Energiewende im Verkehr, für die das Projekt von besonderem Interesse sein kann. Im Folgenden sind die besonders aktiven Institutionen aufgeführt:

Forschungsinstitute:

- Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
- Elektrochemische Energietechnologien im Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
- Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung – Brennstoffzellen (IEK-3)
- Fraunhofer ICT, ILT, IPT, ISE, ISI, IWES, UMSICHT
- Gas-und Wärmeinstitut Essen
- Institut für Zukunftsenergie Systeme Saarbrücken (IZES gGmbH)
- IUTA Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V.
- Karlsruhe Institut für Technologie - Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS)
- Ludwig-Bölkow Systemtechnik GmbH
- Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
- Zentrum für Brennstoffzellentechnik Duisburg
- Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg

Hochschulen:

- Brandenburgische Technische Universität – Lehrstuhl für Kraftwerkstechnik
- Duale Hochschule Baden-Württemberg Mannheim – Fakultät Technik

- Fachhochschule Köln - Fakultät für Anlagen, Maschinen und Energiesysteme
- Fachhochschule Stralsund – Institut für regenerative Energiesysteme (IRES)
- Fachhochschule Südwestfalen – Professur für Schaltungstechnik / Industrieelektronik
- Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg – Lehrstuhl für Technische Thermodynamik
- Hochschule Ansbach – Labor für Wasserstofftechnologie
- Hochschule RheinMain – Energiepark Mainz
- Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Kern- und Energietechnik (IKET)
- Ostbayerische Technische Hochschule – Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen – Labor Energietechnik
- Otto von Guericke Universität Magdeburg – Fakultät für Elektrotechnik und Fakultät Informationstechnik
- Ruhr-Universität Bochum – Institut für Werkstoffe
- Technische Universität Darmstadt – Fachgebiet Thermische Verfahrenstechnik
- Technische Universität Dortmund – Lehrstuhl für Elektrische Antriebe und Mechatronik
- Technische Universität Dresden – Professur für Wasserstoff- und Kernenergietechnik
- Technische Universität Ilmenau – Institut für Physik – Fachbereich Regenerative Energietechnik
- Technische Universität München – Lehrstuhl für Energiesysteme und Lehrstuhl für Physik
- Universität Hamburg – Institut für Anorganische und Angewandte Chemie
- Westfälische Hochschule – Westfälisches Energieinstitut – AG Wasserstoff Energie Systeme

Ein weiterer wissenschaftlicher Akteur ist der Akademische Arbeitskreis Schienenverkehr (AKA Bahn e.V.). Der AKA ist ein Zusammenschluss von Studenten verschiedener Studiengänge, die sich für das Thema Eisenbahnwesen begeistern, die Vernetzung der unterschiedlichen Institute verbessern wollen und sich insbesondere mit dem Sicherungswesen im Eisenbahnverkehr beschäftigen.

Bewertung:

Die an dem Thema forschenden und recherchierten Institute stehen dem Einsatz innovativer technischer Lösungen für die Gestaltung der Energiewende positiv gegenüber und sind grundsätzliche Fürsprecher der Technologie. Gerade für die technikaffinen Akteure ist häufig weniger die Ökobilanz (aufgrund der eingesetzten Energie zur Wasserstoffherzeugung), als die technische Umsetzung relevant. Sie können damit innerhalb der Fachszene eine wichtige Rolle als Multiplikatoren spielen.

Bei den Universitäten ist zwischen zwei Gruppen zu unterscheiden; solche, die sich spezifisch mit dem Thema Brennstoffzellen-Züge befassen, wie z.B. die TU Dresden sowie solche, die im weiteren Sinne im Forschungsfeld Wasserstoff und Brennstoffzellen tätig sind. Die erste Gruppe sollte aktiv eingebunden und als Fürsprecher des Projekts gewonnen werden, wohingegen die zweite Gruppe mit Informationen zum Projekt versorgt und durch das Anbieten von Besichtigungen vor Ort zusätzlich begeistert werden kann.

Wirtschaft und Verbände

Als Hersteller des Coradia LINT ist die Alstom Transport Deutschland GmbH ein besonders wichtiger Akteur, für den die erfolgreiche Einführung der Technologie von entsprechend großer Bedeutung ist. Durch das Projekt besteht die Möglichkeit, das Unternehmen noch stärker als Technologieführer im Schienenverkehr zu positionieren und entsprechende Wettbewerbsvorteile zu erlangen. Bei der Kommunikation des Projekts im Zusammenhang mit Alstom sind allerdings auch negative Wahrnehmungen im Zusammenhang mit dem Unternehmen zu berücksichtigen wie etwa die Werksschließung in Bexbach (Saarland) sowie der geplante Stellenabbau bei Alstom Energy nach der Übernahme durch General Electric (GE). Auch wenn es sich um eine andere Sparte handelt, wird dies von der breiten Öffentlichkeit ggfs. nicht ausreichend differenziert. Hinsichtlich einer möglichen Diskussion über den Vorteil für den Alstom-Standort in Salzgitter muss ggfs. auch die öffentliche Wahrnehmung des ebenfalls französischen Konzerns AREVA berücksichtigt werden. Nach der Entscheidung der Bundesregierung zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2011 verlagerte AREVA in den folgenden Jahren Produktionslinien aus ganz Europa nach Frankreich. Die Folge waren betriebsbedingte Kündigungen und Werksschließungen.

Bereits vor Alstom hat das chinesische Unternehmen CSR Qingdao Sifang ein mit Wasserstoff betriebenes Schienenfahrzeug – eine Straßenbahn – entwickelt, um ebenfalls auf Strecken ohne Oberleitung elektrisch fahren zu können. Für das Akzeptanz-Management ist entsprechend zu prüfen, ob erste Erfahrungen aus China für die Kommunikation genutzt werden können. Zum Zeitpunkt dieser Analyse ließen sich jedoch noch keine konkreten Erfahrungen recherchieren.

Als weitere wichtige Unternehmen sind die Erzeuger und Lieferanten des Wasserstoffs zu berücksichtigen. Auf sie wird das Augenmerk hinsichtlich der Ökobilanz des Wasserstoffs fallen. In Niedersachsen werden dies voraussichtlich Dow Chemical (Erzeugung) und Linde Gas (Vertrieb) sein. Für die Kommunikation kommt beiden Unternehmen voraussichtlich keine besonders große Rolle zu, jedoch ist die regionale Wahrnehmung von Dow Chemical (siehe Sensitivitätsanalyse) zu berücksichtigen.

Eine besondere Rolle für die Kommunikation nehmen die Verkehrsunternehmen ein, die im direkten Austausch mit den Fahrgästen stehen. Am Beispiel Niedersachsen ist dies die Eisenbahnen und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser GmbH (evb) mit Sitz in Bremervörde, die laut eigener Aussage über eine äußerst gute Wahrnehmung in der Stadt und der Region verfügt.

Schließlich gilt es aus heutiger Sicht auch die Deutsche Bahn AG (DB) als wichtigen Akteur mitzudenken. Auch wenn die DB selbst nicht an den vier Pilotprojekten in Deutschland beteiligt ist, handelt es sich um den größten Akteur im Schienenverkehr und hat als solcher einen entsprechend großen Einfluss bei der Bewertung der Technologie.

Ergänzend zu den genannten Unternehmen sind auch Verbände als wichtige Multiplikatoren sowie als zu gewinnende Fürsprecher zu berücksichtigen. Der Verband Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) vertritt die öffentlichen Verkehrsunternehmen in allen politischen Belangen und hat in der Fachwelt eine entsprechend starke Stimme. „Allianz pro Schiene“ ist ein Verkehrsbündnis, das 22 Non-Profit-Verbände sowie über 120 Unternehmen aus der gesamten Eisenbahnbranche mit dem Ziel vertritt, den Umweltschutz durch die Steigerung des Marktanteils des Schienenverkehrs zu fördern. Der Deutsche Bahnkunden-Verband (DBV) ist der Dachverband für die Kunden des Personen- und Güterverkehrs. Erklärtes Ziel des DBV ist die Förderung eines umweltfreundlichen öffentlichen Schienenverkehrs.

Bewertung:

Bei der Berücksichtigung der Wirtschafts-Akteure sollte insbesondere die Erläuterung der innovativen Brennstoffzellentechnologie als Lösung zur Gestaltung der Energiewende im Verkehr im Vordergrund stehen. Die durch das Projekt (perspektivisch) für einzelne Akteure entstehenden wirtschaftliche Vorteile sowie eventuelle Arbeitplatzeffekte sollten hingegen nicht im Fokus stehen. Diese Aspekte sollten eher reaktiv vorbereitet werden. Diesbezüglich bietet es sich im Sinne der Transparenz und Glaubwürdigkeit für die Firma Alstom an, dass neben der Fördersumme auch ein Gefühl für den Eigenanteil zur Entwicklung der Technologie vermittelt wird.

Gesellschaft

Bei den gesellschaftlichen Akteuren lässt sich grundsätzlich zwischen den organisierten gesellschaftlichen Gruppen und Institutionen sowie den nichtorganisierten Bürger/innen unterscheiden. Die Bürger/innen stehen selbstverständlich im Mittelpunkt des Akzeptanz-Managements, werden in der Regel aber stark von organisierten Gruppen beeinflusst oder sind selbst Mitglied in diesen.

Bürger/innen kommen als Fahrgäste und/oder Anwohner der mit Brennstoffzellen-Zügen betriebenen Strecken in den direkten Kontakt mit dem Projekt. Im Rahmen des Akzeptanz-Managements gilt es entsprechende Wege zu finden, mögliche Bedenken abzubauen und sie ebenfalls als Fürsprecher der neuen Technologie zu gewinnen. Gelingt dies, werden mit den Bürger/innen nicht nur die glaubwürdigsten Fürsprecher auch für andere Regionen gewonnen, in denen Brennstoffzellen-Züge eingesetzt werden sollen, sondern ebenso für die Wasserstoff- und Brennstoffzellenmobilität insgesamt.

Von den Fahrgästen und Anwohner/innen abgrenzbar sind die Bürger/innen, die nicht in den direkten Kontakt mit der Technologie kommen. Sie stehen aufgrund der nicht vorhandenen Betroffenheit nicht im Zentrum der Einführungskampagne, sind aber für die allgemeine Wahrnehmung und Bewertung der Technologie ebenso wichtig, insbesondere hinsichtlich eines perspektivischen Einsatzes der Technologie in anderen Regionen Deutschlands.

Zu den organisierten gesellschaftlichen Gruppen zählen insbesondere Umwelt-, Verbraucher- und Fahrgastverbände sowie Gewerkschaften, Kirchen, Parteien, BIs und weitere NGOs. Ergänzt wird diese Gruppe um sogenannte „Trainiacs“, also jene gut miteinander vernetzten Personen, deren großes Interesse der Schienenverkehr ist und die diesen zu ihrem Hobby gemacht haben.

Bei den Umwelt-, Verbraucher- und Fahrgastverbänden sind insbesondere der BUND, NABU, VCD, Pro Bahn und die Verbraucherzentrale sehr aktiv und daher sowohl auf Bundes-, Landes- und Regionalebene mitzudenken. WWF und Germanwatch sind ebenfalls stark auf Bundesebene, jedoch weniger auf Landes- und Regionalebene, aktiv. Bei den genannten Verbänden gilt es zu berücksichtigen, dass diese nur über eingeschränkte finanzielle und personelle Mittel verfügen und sich daher auf die für sie wesentlichen Themen konzentrieren. Dies führte dazu, dass es seitens der Verbände bislang keine klaren Positionen zur Wasserstoff- und Brennstoffzellenmobilität gab. Durch die Unterstützung von IFOK konnte sich der BUND erst kürzlich eine Position zum Einsatz der Technologie im Verkehr erarbeiten.

Als weitere Organisation ist an dieser Stelle Greenpeace gesondert aufzuführen. Als Kampagnen-Organisation sucht die NGO stets Möglichkeiten, um auf Missstände oder Greenwashing beim Umwelt- und Klimaschutz hinzuweisen. Das geplante Projekt ist perspektivisch ein Teil zur Gestaltung der Energiewende im Verkehr. Da kurzfristig aber durch die Verwendung von industriellem Wasserstoff keine positive Klimawirkung erzeugt wird, kann das Projekt für die Greenpeace von hohem Interesse sein. Das geplante Projekt

hat aufgrund seiner perspektivisch positiven Umweltwirkung wohl nicht ausreichend „Kampagnen-Potenzial“, dennoch sollte Greenpeace insbesondere hinsichtlich der industriellen Wasserstoff-Gewinnung berücksichtigt werden.

Neben den oben genannten Organisationen beschäftigen sich auch die evangelische und katholische Kirche mit Themen des Klimaschutzes und der Energiewende. Sie sind besonders glaubwürdige Akteure und sind vor allem in den Regionen, in denen die Brennstoffzellen-Züge eingesetzt werden sollen entsprechend der Glaubenszugehörigkeit zu berücksichtigen. In Niedersachsen ist dies vor allem die evangelische Kirche.

Als politische Akteure sind bereits die Mandatsträger auf Bundes-, Landes- und Regionalebene als wichtige Personen genannt worden. Darüber hinaus beschäftigen sich aber auch weitere Akteure in den Parteien mit wichtigen Verkehrs-, Energie-, Umwelt- und Klimaschutzthemen. Durch die stärkere Berücksichtigung der Parteien, etwa durch die verkehrspolitischen Sprecher/innen, werden zudem auch die Oppositionsparteien eingebunden und informiert und für eine positive Bewertung gewonnen werden.

Als wichtige Akteure seien zudem die Gewerkschaften genannt, die sich ebenfalls mit nahezu allen gesellschaftlichen Themen des Alltags beschäftigen und öffentlich Stellung beziehen.

Abgrenzbar von den Fahrgästen und Anwohner/innen aber auch teilweise überschneidend sind organisierte regionale Bürgerinitiativen, hinsichtlich derer die jeweiligen Regionen zu überprüfen sind.

Den Schienenverkehr als Hobby haben die sogenannten „Trainiacs“. Sie tauschen sich über Webseiten, Foren und Facebook-Seiten innerhalb ihrer Community über die aktuellen Entwicklungen im Verkehrssektor aus. Als wichtigste Netzwerke sind der Bundesverband Deutscher Eisenbahn-Freunde e.V., das Internetforum www.eisenbahnforen.de sowie die Webseite www.drehscheibe-online.de zu nennen. Sie könnten auch unter Medien eingeordnet werden.

Bewertung:

Im vorliegenden Projekt spielen die Verbände und NOGs vor allem deshalb eine wichtige Rolle, weil sie als glaubwürdige Akteure die allgemeine Umweltfreundlichkeit des Wasserstoffs sowie seine Vorteilhaftigkeit hinsichtlich der Umweltverträglichkeit bei Unfällen gegenüber dieselbetriebenen Loks bestätigen und begrüßen können und somit die Meinung der Bürger/innen beeinflussen können. Gleichzeitig können sie die anfänglichen CO₂-Emissionen bei der konventionellen Herstellung des Wasserstoffs kritisieren. Ihnen gegenüber sollte deshalb vor allem der technische Nutzen der Erfahrungen des Testbetriebs für den zukünftigen Regelbetrieb betont werden. Letzterer kann sukzessive durch die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energieträger an der Wasserstoffherstellung klimafreundlich gestaltet werden. Strategisch bedeutet dies, einer möglichen Kritik (Vorwurf des Greenwashing) aktiv zu begegnen. Eine frühzeitige und offene Kommunikation der Projektinhalte gegenüber den Verbänden und NGOs ist daher unablässig.

Bei den regionalen BIs sollte individuell geprüft werden, ob diese weiterhin aktiv und relevant für die Akzeptanzbildung vor Ort sind. In diesem Falle sind sie frühzeitig über das Projekt zu informieren. Um zukünftigen Konflikten aktiv vorzubeugen, sollte ein regelmäßiger Austausch über eventuell auftretende Bedürfnisse und Bedenken der lokalen Bevölkerung angeboten werden.

Angestrebt werden sollte außerdem, die Gewerkschaften, Kirchenvertreter sowie die verkehrspolitischen Sprecher/innen der Parteien als Fürsprecher der Technologie zu

gewinnen. Auch ihnen gegenüber ist daher ebenso eine kooperative, frühzeitige und transparente Kommunikationsstrategie anzuwenden.

Medien

Als weitere wichtige Gesellschaftsgruppe sind die Medien zu berücksichtigen. Hier ist zwischen den regionalen und überregionalen Medien einerseits und den Fachmedien und Webseiten andererseits zu unterscheiden.

Die überregionalen Medien bestehen aus Leit- und Fachmedien:

- Leitmedien schaffen eine überregionale Sichtbarkeit und Relevanz und erhöhen damit die allgemeine öffentliche Wahrnehmung. Zu ihnen gehören etwa ARD und ZDF (TV), Der Spiegel, Die Zeit, Frankfurter Allgemeine Zeitung, Handelsblatt, Neue Züricher Zeitung, Süddeutsche Zeitung, taz, Wirtschaftswoche, Wirtschaftswoche (Green), sowie Deutschlandfunk (Radio).
- Fachmedien und/oder ihre Webseiten und Newsletter stellen Informationen für Fachakteure bereit und beeinflussen auf diese Weise die fachliche Wahrnehmung. Zu berücksichtigen sind etwa HZwei, Energie&Management, electrive.net, e:Motion, E-Mobility, Magazin für die Mobilität von Morgen, emobilitytec, i-magazin, Magazin für Brennstoffzellen und Elektromobilität, Neue Energie, Technology Review.
- Im Print, TV sowie im Internet (weniger im Radio) bestehen spezielle Wissenschaftsmagazine, welche in Kurzbeiträgen komplexe Sachverhalte vereinfacht darstellen und so für die Breite der Gesellschaft zugänglich machen. Die Vorstellung der innovativen Technologie sowie ein Ausblick auf die perspektivisch nachhaltige Wasserstoffherzeugung via Power-to-Gas kann hier ein spannendes Thema darstellen. Als passende Magazine sind zu nennen:
 - Print: Geo, National Geographic,
 - TV: W wie Wissen (ARD), Abenteuer Forschung (ZDF), Abenteuer Wissen (ZDF), Die Sendung mit der Maus (WDR), Quarks&Co. (WDR), Prisma (NDR), Welt der Wunder (Pro7), nano (3Sat), hitec (3Sat), Galileo (Pro7), Abenteuer Leben (Kabel 1).

Bewertung:

Die Medien sind essenzielle Akteure um den Bekanntheitsgrad der Technologie regional und überregional zu fördern und um potenzielle Fürsprecher in der Gesellschaft und unter den Fachakteuren zu aktivieren. Damit bieten sie für die Kommunikation Chancen und Herausforderung gleichermaßen. Sie sollten entsprechend sorgfältig berücksichtigt und sowohl ihre aktive Einbindung als auch die reaktive Beantwortung von Fragen vorbereitet werden.

Ergebnisse der Stakeholderanalyse

Um die Einführung des Projekts optimal zu gestalten, müssen alle relevanten Akteure entsprechend ihrer Bedeutung und ihrer Bedürfnisse eingebunden werden. Dazu zählen auf bundesweiter Politikebene vor allem das BMVI, aber auch die anderen in das NIP involvierten Ministerien BMWi, BMBF und BMUB, sowie die das NIP koordinierende NOW und das Eisenbahnbundesamt. Auf Länderebene sind die jeweiligen Verkehrsministerien und auf kommunaler Ebene die Landkreise, Städte und (Samt-)Gemeinden zu berücksichtigen. Um sie ganzheitlich als Fürsprecher zu gewinnen, sollten die relevanten Personen

umfassend informiert und ihnen ein Kanal für Rückfragen und weitere Informationen angeboten werden.

Wissenschafts-Institute und Hochschulen sind in der Regel Fürsprecher innovativer Technologien und dienen als Multiplikatoren insbesondere in der Fachcommunity; ggfs. mit eigenen fachlichen Beiträgen. Individuell zugeschnittene Informationen, etwa durch Fachartikel, sowie weitere Angebote wie Vorort-Besichtigungen könnten hier die Bekanntheit erhöhen.

Auf Unternehmensebene sind die Alstom Transport Deutschland GmbH, die LNVG, die evb direkt an dem Pilotprojekt beteiligt. Darüber hinaus gilt es zu prüfen, ob die Kommunikation mit weiteren indirekt beteiligten Akteuren wie den Erzeugern und den Vertreibern des Wasserstoffs, abzustimmen ist. Weiterhin gilt es bei der Kommunikation auch weitere relevante Akteure im Schienenverkehr wie den VDV oder die DB zu berücksichtigen und ggfs. aktiv einzubinden.

Bei den gesellschaftlichen Akteuren stehen die Bürger/innen im Mittelpunkt des Akzeptanz-Managements. Sie können stark von organisierten Gruppen beeinflusst werden oder sind selbst Mitglied in solchen. Zu nennen sind hierbei Umwelt-, Verbraucher- und Fahrgastverbände sowie Gewerkschaften, Kirchen, Parteien, BIs, NGOs und die Hobby-Schienenexperten („Trainiacs“).

Eine weitere Zielgruppe mit einer hohen Bedeutung auf Grund ihrer Multiplikatorenwirkung sind die (Fach-)Medien und Webseiten. Dazu gehören Spezial- und Wissenschaftsmagazine im TV und Internet, Zeitungen sowie Radio- und TV-Sender als auch Blogs.

5.1.3.9. Strategische Ableitungen für das Akzeptanz-Management

Die strategischen Ableitungen zum Akzeptanz-Management ergeben sich aus der aufgezeigten Analyse (Teil 2) sowie den Grundlagen guter Öffentlichkeitsbeteiligung (Teil 1); sie lassen sich in grundlegende Ableitungen hinsichtlich der Koordination sowie in inhaltliche Ableitungen hinsichtlich der Ausgestaltung aufteilen.

5.1.3.10. Grundlegende Ableitungen hinsichtlich der Koordination

- Für das Erreichen einer möglichst hohen Akzeptanz für die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr ist die erfolgreiche Einführung der Technologie in Niedersachsen von besonderer Bedeutung. Denn als Pilotprojekt wird es die wesentliche Referenz auch für Einführung in den weiteren Bundesländern sein. Daraus ergibt sich die Anforderung, die Kommunikation für das Pilotprojekt in Niedersachsen ganz besonders gründlich vorzubereiten und dieses zu einem guten Beispiel für die Gestaltung der Energiewende im Verkehr zu entwickeln.
- Eine gute und für die Zielgruppe eingängliche und vertrauenswürdige Kommunikation orientiert sich an den Anforderungen einer guten Öffentlichkeitsbeteiligung (Vgl. Teil 1) und umfasst neben der reinen Information auch weitere Beteiligungselemente. Im vorliegenden Fall sollten auch Konsultationselemente angeboten werden, durch welche die beteiligten Projektpartner in den Dialog mit den Zielgruppen gelangen. Mögliche Kritikpunkte, Sorgen und Herausforderungen werden so frühzeitig berücksichtigt und können in die weitere Planung eingebunden werden. Mitwirkungselemente scheinen aus heutiger Sicht hingegen nur in sehr begrenztem Umfang möglich. Der Wunsch nach solchen Möglichkeiten sollte in jedem Fall im Rahmen der Konsultation berücksichtigt, geprüft und begründet beantwortet werden.
- Die Bezeichnung „Akzeptanz-Management“ kann in der Öffentlichkeit suggerieren, es solle eine Technologie durchgesetzt und dafür Akzeptanz beschafft werden. Es wird

daher empfohlen, die mit dem Arbeitspaket verbundenen Aufgaben stets mit „Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung“ zu bezeichnen.

- Die Ziele der Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung ergeben sich aus den Zielgruppen: Die politischen Akteure und Fachakteure sollten nach Möglichkeit Fürsprecher für die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie werden. Sie sind wichtige Multiplikatoren und haben einen entsprechenden Einfluss auf die Breitenwahrnehmung in der Fachöffentlichkeit und der allgemeinen Öffentlichkeit. Die interessierten Bürger/innen in der Region sollten zudem zu lokalen (Laien-)Experten der Technologie werden. Sie sind authentische Bewerter der Technologieeinführung. Sind sie von der Innovation überzeugt, sind sie optimale „Zeugen“ sowohl für die Medien als auch für die weiteren Regionen, in denen die Züge eingesetzt werden sollen.
- Eine glaubwürdige Öffentlichkeitsbeteiligung sollte auf einem klaren Kommunikationskonzept und -plan aufbauen, welche entsprechend der sich ggfs. verändernden Rahmenbedingungen (z.B. Zeitverzögerungen, Wahlen, Unfälle) flexibel anzupassen sind. Für die zeitliche Prozess-Koordination, die kontinuierliche strategische Beratung hinsichtlich des notwendigen Umfangs der Öffentlichkeitsbeteiligung und der zu bietenden Transparenz sowie für die Umsetzung einzelner Kommunikationsmaßnahmen (inkl. Moderation von Veranstaltungen) sollten ausreichend Ressourcen eingeplant werden oder diese Aufgabe für eine möglichst große Glaubwürdigkeit extern vergeben werden.
- Absender der Öffentlichkeitsbeteiligung sollte eine aus Sicht der Öffentlichkeit möglichst neutrale und vertrauenswürdige Institution sein. Da den Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU) und Alstom als Unternehmen eigene (wirtschaftliche) Interessen zugeschrieben werden können, bieten sich hierfür der Bund (vertreten durch das BMVI oder die NOW) sowie die Bundesländer mit ihren Verkehrsgesellschaften an. Sie haben das alleinige Interesse, einen klimafreundlichen und sicheren Verkehr zu gewährleisten.

Die Verkehrsgesellschaften sind im direkten Austausch mit den Bürger/innen in den Regionen; Alstom als Hersteller kennt sich so gut mit der Technologie aus wie kein anderer. Entsprechend aktiv sind auch diese Akteure in die Öffentlichkeitsbeteiligung einzubeziehen. Die Kommunikationsmaßnahmen von Staat und/oder Land, den Verkehrsgesellschaften und Alstom als Hersteller und technischem Knowhow-Träger sollten eng abgestimmt und zentral koordiniert werden.

- In einem laufenden Monitoring sollte die öffentliche Wahrnehmung des Projekts fortführend analysiert und so das Kommunikationskonzept kurzfristig dynamisch angepasst werden können.

5.1.3.11. Inhaltliche Ableitungen hinsichtlich der Ausgestaltung

- Der Fokus der Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung sollte zunächst auf der Erläuterung der innovativen Brennstoffzellentechnologie liegen. So ist es nur mit dieser Technologie möglich, einen modernen Verkehr ohne lokale Emissionen zu gewährleisten. Hinsichtlich der positiven Tank-to-Wheel Betrachtung lassen sich insbesondere die Anwohner und die lokalen Naturschutzverbände ansprechen.
- Darauf aufbauend (und um Kritik frühzeitig entgegenzuwirken) sollte aktiv aufgezeigt werden, dass der eingesetzte Wasserstoff zurzeit noch nicht nachhaltig ist, aber

sukzessive nachhaltiger werden soll (Well-to-Wheel Betrachtung). Damit liefert die Technologie perspektivisch einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung einer nachhaltigen Mobilität. Diesbezüglich wird empfohlen, eine entsprechende Sprachregelung für einen möglichen Zeithorizont für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff zu entwickeln.

- Aufgrund des insgesamt noch eher geringen Wissens über die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie betreffen die Bedenken der Bürger/innen insbesondere die Sicherheit. Im Rahmen der Kommunikation gilt es daher Maßnahmen zu entwickeln, um ein Grundwissen sowohl über die sichere Lagerung, Betankung und zugehörige Speicherung des Wasserstoffs als auch über die Funktionsweise der Brennstoffzelle aufzubauen und damit den diffusen Ängsten entgegenzuwirken. (Vgl. Empfehlung oben, Bürger/innen zu (Laien-)Experten zu machen).
- Für die Fahrgäste ist ein reibungsloser Betriebsablauf ein weiterer wichtiger Faktor für die Akzeptanz der Technologie. Um Kritik hinsichtlich der Praktikabilität einzudämmen sollte in der Pilotphase keine klare Information erfolgen, wann genau die Brennstoffzellen-Züge im Personenverkehr eingesetzt werden. Ziel sollte es sein, dass sich die Fahrgäste eher freuen, wenn sie mit einem neuen Zug fahren, aber nicht enttäuscht sind wenn ein angekündigter Zug nicht erscheint. Gute Erfahrungen werden mit diesem Vorgehen in Hamburg bei dem Einsatz von Brennstoffzellen-Bussen gemacht. Durch Informationen an Bord, etwa zur ruhigeren Fahrweise, der lokalen Emissionsfreiheit sowie dem perspektivischen Beitrag zur Energiewende im Verkehr, können die Fahrgäste über die Besonderheiten des Fahrzeugs aufgeklärt werden.

Ergänzend zu den strategischen Ableitungen zur inhaltlichen Ausgestaltung werden im Folgenden erste zentrale Botschaften formuliert, die bei der Gestaltung der Kommunikation und der Öffentlichkeitsbeteiligung aus heutiger Sicht besonders berücksichtigt werden sollten.

5.1.3.12. Zentrale Botschaften für das Akzeptanz-Management

Bei den für das Akzeptanz-Management zu erstellenden Botschaften ist zwischen allgemeinen Botschaften, die für alle Zielgruppen gelten, sowie spezifischen Botschaften für einzelne Zielgruppen, zu unterscheiden.

5.1.3.13. Allgemeine Botschaften

- Durch die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie können Bahnstrecken elektrifiziert werden, bei denen die alternative Installation von Oberleitungen aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist. Damit leistet die Technologie einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung eines nachhaltigen Verkehrs.
- Wenn der verwendete Wasserstoff vollständig aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird, ist die Technologie eine zentrale Lösung für einen klimaneutralen Verkehrs.
- Wasserstoff kann regional aus Erneuerbaren Energien produziert werden, deren Ausbau das erklärte Ziel der Bundesregierung als Beitrag zum Klimaschutz ist.
- Wasserstoff muss nicht importiert werden, wie etwa ein Großteil des in Deutschland verbrauchten Erdöls und Erdgases.
- Mit der Brennstoffzelle angetriebene Triebwagen sind nicht unsicherer als solche, die mit Dieselmotoren angetrieben werden. Die Wasserstofftanks der

Brennstoffzellenlokomotiven durchlaufen umfassende Crashtests und Zulassungszyklen. Die Tanks sind mit Druckablassventilen ausgestattet, die im Falle eines Unfalls den Wasserstoff entweichen lassen, sodass dieser zu Wasserdampf reagiert und auf Grund seiner geringen Dichte sofort nach oben steigt.

- Wasserstoff ist nicht boden- oder wassergefährdend. Es besteht damit kein Risiko von Umweltverschmutzungen durch auslaufenden Treibstoff, der ggfs. Flächenbrände verursachen kann, wie z.B. bei dieselbetriebenen Zügen, und auch keine gefährliche Wärmestrahlung.
- Durch die Einführung der Brennstoffzellen-Züge werden Mehrkosten entstehen, die durch eine Förderung der Bundesregierung im Rahmen des NIP zur Verfügung gestellt werden. Diese Investitionen können einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der langfristigen Klimaziele im Verkehr und zur Erreichung der Technologieführerschaft Deutschlands im Bereich der Brennstoffzellen-Züge leisten. Mehrkosten für die Fahrgäste entstehen hingegen nicht.
- Die Technologie ist durch den TÜV und das Eisenbahnbundesamt geprüft und als sicher bestätigt.

5.1.3.14. Ergänzende Botschaften für die Fahrgäste

- Die Brennstoffzelle verursacht keine Vibration wie die bislang eingesetzten Dieselmotoren. Damit erhöht sich entsprechend der Fahrkomfort für die Fahrgäste.
- Steht ein Dieselfahrzeug mit ausgeschaltetem Motor abends an einer Endhaltestelle, steht den im Zug wartenden Fahrgästen in der Regel nur ein mäßiges Licht sowie keine Heizung zur Verfügung. Die neuen Züge verfügen zur Rekuperation (Speicherung der Bremsenergie) über deutlich größere Batterien, die in diesen Wartezeiten ausreichend Energie für Licht und Wärme bereitstellen können.
- Die neuen Züge befinden sich in einer Testphase. Dennoch werden im Falle eines technischen Ausfalls keine Verzögerungen oder sonstige Unannehmlichkeiten für die Fahrgäste entstehen. Denn die Brennstoffzellen-Züge werden als zusätzliche Züge auf den geplanten Strecken eingesetzt, sodass im Falle eines Ausfalls stets dieselbetriebene Locks als Ersatz verfügbar sind.

5.1.3.15. Ergänzende Botschaften für die Anwohner der Strecken

- Als Emission der Brennstoffzelle entsteht lediglich Wasserdampf. Damit werden entlang der Strecke schädliche Schadstoffemissionen und Feinstaub, wie sie herkömmliche Diesellokomotiven ausstoßen, vermieden.
- Die Lärmemissionen der Brennstoffzellen-Züge sind nicht höher und perspektivisch sogar geringer als die der dieselbetriebenen Züge.

5.1.4. Teil 3: Einführungskampagne

Basierend auf den Grundlagen guter Öffentlichkeitsbeteiligung (Teil 1) sowie der Analyse und den strategischen Ableitungen (Teil 2) werden im Folgenden zentrale Eckpunkte für einen Kommunikationsplan und die Öffentlichkeitsbeteiligung („Einführungskampagne“⁶⁰) zur Technologieeinführung dargestellt. Für eine möglichst nachvollziehbare Darstellung erfolgt

⁶⁰

Ähnlich wie bei dem Begriff des „Akzeptanzmanagements“ sei auch hier unter Berücksichtigung der Drittwahrnehmung empfohlen, anstatt von einer „Kampagne“ besser von einer „angemessenen Öffentlichkeitsbeteiligung“ zu sprechen.

die Beschreibung am konkreten Beispiel der Fallstudie, welche zwar erst im nachfolgenden Kapitel vorgestellt wird, auf die aber bereits hier Bezug genommen wird.

Die Erstellung des Kommunikations- und Maßnahmenplans basiert auf einer ganzheitlichen Betrachtung der relevanten Akteure. So werden zusätzlich zur Bürgerbeteiligung auch geeignete Maßnahmen zur Einbindung der Politik, der Fachakteure und der Medien berücksichtigt. Damit dienen die Eckpunkte als Basis für die anzuschließende Detailplanung, Vorbereitung sowie Umsetzung der Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung.

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Maßnahmen zur Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung orientieren sich an den folgenden Meilensteinen und sind in einer Abbildung mit diesen gemeinsam aufgeführt:

- Für die interessierte Fachcommunity ist die geplante Einführung der neuen Technologie im Schienenverkehr bereits seit 2014 bekannt. Grundlage für die Berichterstattungen waren die durch das NIP bereitgestellten Fördergelder für die Entwicklung der Technologie sowie die unterschriebenen Absichtserklärungen der Bundesländer Niedersachsen, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg zum Einsatz der Züge.
- Mit einem Symposium der NOW zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr im Februar 2016 wurden die erfolgreiche Entwicklung der Technologie durch Alstom, der weitere Zeitplan zur Einführung der Technologie im regulären Betrieb sowie indirekt auch die geplanten Strecken kommuniziert. Die Ergebnisse des Symposiums werden durch die Teilnehmer des Symposiums in die Fachcommunity weitergetragen; zudem stehen sie auf der Webseite der NOW zur Verfügung.
- Noch bis etwa Ende 2017 befindet sich der erste Brennstoffzellen-Zug auf dem Teststand von Alstom in Frankreich. Im Anschluss daran soll er auf einer Teststrecke in Tschechien auf der Schiene erprobt werden.
- Der wichtigste Meilenstein für die Kommunikation des Projekts ist die Zulassung des Zuges für den Personenverkehr (geplant für Sommer 2017). Ab diesem Zeitpunkt ist die Einsatztauglichkeit und Sicherheit des Zuges von Prüfinstituten und dem Eisenbahnbundesamt offiziell verifiziert.
- Nach der Zulassung im Sommer 2017 kann der Zug in Niedersachsen im Testbetrieb gefahren und hinsichtlich der Integration in den Regelbetrieb weiter erprobt werden.
- Nach heutiger Zeitplanung soll der Zug ab Ende 2017 / Anfang 2018 im Personenverkehr eingesetzt werden können.

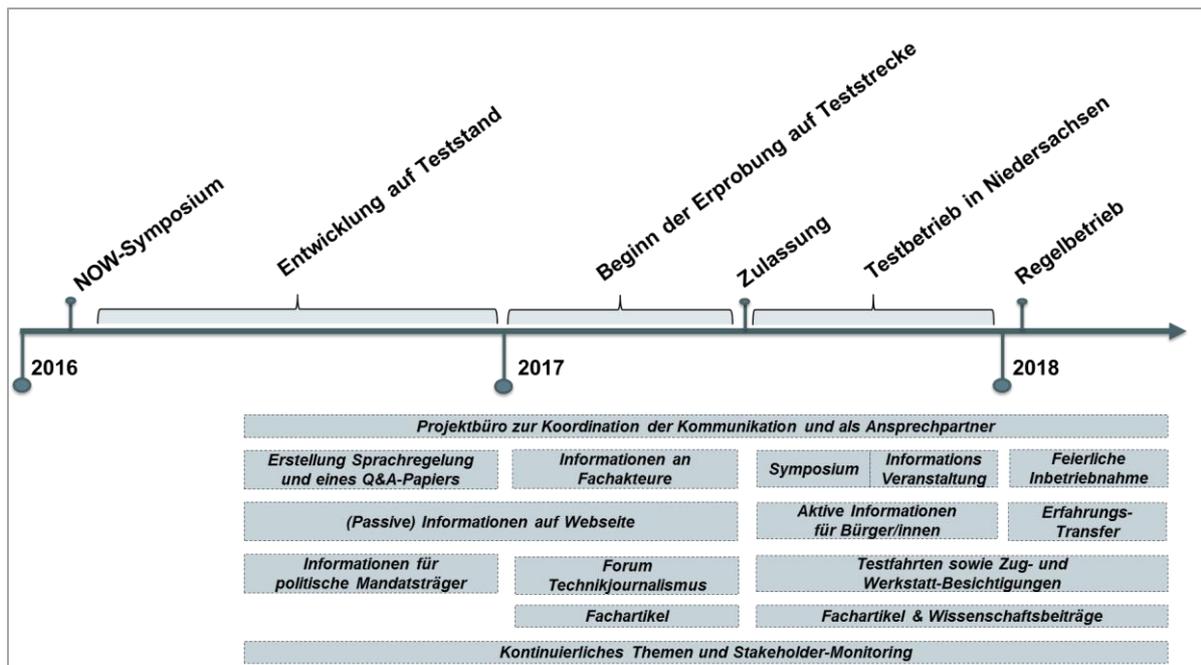


Abbildung 63: Meilensteinplanplan mit Maßnahmen

5.1.4.1. Maßnahmen 2016

An dem Projekt zur Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sind viele verschiedene Akteure aktiv beteiligt: Das BMVI und die NOW sind die Verantwortlichen seitens des Bundes; das niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr sowie die LNVG seitens des Landes Niedersachsen; die evb als die Pilotstrecke betreibende EVU; und Alstom als Technologie-Lieferant. Alle Akteure werden im Laufe der Zeit aktiv an verschiedene Zielgruppen über das Projekt kommunizieren. Dabei ist sicherzustellen, dass (i) jeder Akteur (ii) die richtigen Botschaften (iii) zum richtigen Zeitpunkt an die (iv) jeweils richtigen Zielgruppen sendet. Dies erfordert, dass die Kommunikation gut miteinander abgestimmt und koordiniert wird. Hierfür bietet es sich an, alle die Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung betreffenden Fragestellung in einem **Projektbüro für die Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung** zusammenzuführen.

In enger Abstimmung mit den Verantwortlichen koordiniert das Projektbüro eine ganzheitliche und einheitliche Kommunikation zum Projekt und steht als Ansprechpartner und für die Beantwortung aller internen und externen Anfragen zur Verfügung. Zudem ist das Projektbüro verantwortlich für die Einhaltung des Kommunikationsplans und die Erstellung entsprechender Kommunikationsmaterialien sowie auch für die Konzeption, Planung und Umsetzung (inkl. Moderation) von Veranstaltungen und sichert ihre Verständlichkeit für die Zielgruppen (Etwa beim Zusammentreffen von Experten und Bürger/innen).

Das Projektbüro führt auch ein **kontinuierliches Themen- und Stakeholder-Monitoring** durch, durch welches die öffentliche Wahrnehmung des Projekts fortführend analysiert wird. Auf dieser Basis können Kommunikationspläne kurzfristig angepasst und weitere (auch ad-hoc) Maßnahmen für die Kommunikation erarbeitet und umgesetzt werden.

Als weitere Maßnahme erstellt das Projektbüro in enger Abstimmung mit den aktiv beteiligten Akteuren eine einheitliche **Sprachregelung**, die durch ein **Fragen & Antworten Papier (Q&A-Papier)** ergänzt und bis zur Technologieeinführung kontinuierlich aktualisiert wird. Durch dieses Vorgehen wird erreicht, dass die unterschiedlichen Kommunikateure stets die richtigen und aufeinander abgestimmten Inhalte und Botschaften zum richtigen Zeitpunkt senden.

Mit dem Symposium im Februar 2016 sind auch weitere Informationen zum Projekt in die Fachöffentlichkeit geraten. Es wird daher empfohlen, dass die am Projekt besonders aktiv beteiligten Akteure auch auf ihren **Webseiten** in abgestimmter Form von dem Projekt zu berichten beginnen. Dabei bietet es sich etwa an, dass auf den Webseiten jeweils (i) eine allgemeine Beschreibung sowie (ii) ein auf die Kompetenz des Akteurs zugeschnittener Teil aufgenommen wird und für konkrete Informationen zu den weiteren Bereichen auf die anderen Akteure verwiesen wird. Die Webseiten sollten regelmäßig um aktuelle Erkenntnisse ergänzt werden. Dabei bietet sich die Aufteilung der folgenden Fokusse an:

- BMVI/NOW sollten die Rahmenbedingungen (Förderung und Projektziel) benennen,
- Alstom sollte die technische Umsetzung des Brennstoffzellen-Zuges in den Vordergrund stellen,
- Das Land Niedersachsen und die LNVG sollten ihre Motivation zur Gestaltung eines umweltverträglichen ÖPNV betonen, und
- die evb sollte die Einbindung in den regulären Fahrbetrieb erläutern.

Eine **gemeinsame Projekt-Webseite** erscheint aus heutiger Sicht in keinem ausreichenden Aufwand-Nutzen-Verhältnis zu stehen. Zum einen erscheinen die Abstimmungen zwischen den Akteuren für eine gemeinsame Webseite als sehr aufwendig; zum anderen könnte eine Projektwebseite ähnlich wie Hochglanzbroschüren die Skepsis der Bürger/innen heraufbeschwören. Empfohlen werden stattdessen eher umfangreichere (Unter-)Seiten der o.a. Akteure. Wichtig ist insbesondere, dass die interessierten Webseiten-Besucher die Möglichkeit zur Kontaktaufnahme erhalten. So sollte den Besuchern aktiv angeboten werden, sich mit ihren Fragen oder für weitere Informationen an eine/n Ansprechpartner/in der jeweiligen Institution oder alternativ an einen Ansprechpartner des Projektbüros zu wenden und zeitnah eine Antwort zu erhalten.

Ausgenommen von dieser Darstellung ist die Möglichkeit von Alstom, mit einer eigenen Webseite für das Produkt zu werben und auf die einzelnen Projekte in den Bundesländern zu verweisen.

Als weitere frühzeitige Maßnahme in 2016 wird empfohlen, die **politischen Mandatsträger** entlang der Pilotstrecken über das Projekt mit Hintergrundinformationen zu versorgen und hinsichtlich der aktuellen Entwicklung sprachfähig zu machen. Denn auch wenn die tatsächliche Einführung der Technologie noch weit entfernt scheint, müssen die wesentlichen Weichen für die breite Unterstützung der Technologieeinführung früh gelegt werden. Es wird daher empfohlen,

- in einem Schreiben des BMVI die jeweiligen MdB⁶¹ mit Wahlkreisen in den Regionen der Teststrecken über das Projekt zu informieren, und
- in einem gemeinsamen Schreiben von NOW und dem jeweiligen Bundesland die MdL mit Wahlkreisen in den Regionen der Teststrecken sowie die Landräte der Landkreise und die Bürgermeister/innen der Gemeinden in einem weiteren Brief über das Projekt zu informieren.

Um den Mandatsträgern den Zugang zum Thema möglichst einfach zu gestalten, sollte das Schreiben neben einer allgemeinen Beschreibung des Projekts und seiner Vorteile einen knappen Fragen & Antworten Teil (Vgl. Q&A-Papier) mit den wichtigsten Informationen enthalten. Ergänzend sollte den Mandatsträgern ein zentraler Ansprechpartner für mögliche

⁶¹

Da MdB Enak Ferlemann (CDU) als Parlamentarischer Staatssekretär im BMVI tätig ist, ist nur die Information an MdB Oliver Grundmann (CDU) erforderlich.

Rückfragen genannt werden. Im Folgenden sollten die Mandatsträger immer dann über die weiteren Entwicklungen informiert werden, wenn auch auf anderem Wege relevante weitere Informationen an die Öffentlichkeit gegeben werden.⁶²

5.1.4.2. Maßnahmen 2017

Die Maßnahmen im Jahr 2017 lassen sich in zwei Phasen unterteilen. In der ersten Phase bis zur Zulassung des Zuges (ca. Mitte 2017) findet eine gezielte Information von überregionalen Fachakteuren statt, um diese zu informieren und als Unterstützer der neuen Technologie zu gewinnen. In der zweiten Phase richtet sich die Kommunikation dann auch gezielt an die Bürger/innen in der Region. Da für sie die Sicherheit der Technologie von besonderer Bedeutung ist, ist die Zulassung des Zuges für die aktive Kommunikation ihnen gegenüber eine wichtige Voraussetzung.

Für die **Informationen der Fachakteure** (z.B. Wissenschaftsinstitute, Universitäten/Hochschulen, Umwelt-, Naturschutz-, Verbraucher- und Fahrgastverbände, Bundes-, Landes- und Regionalpolitik) ist in der Regel ein konkreter Anlass erforderlich. Ein solcher Anlass ist etwa die frühzeitige Einladung zu einem (weiteren) **Symposium** in der zweiten Jahreshälfte 2017 nach der Zulassung des Zuges. Bereits der (im besten Fall schriftlichen) Einladung können konkretere Informationen zur Technologie und zu den einzelnen Projekten beigefügt und Ansprechpartner für Rückfragen und/oder weitere Informationen benannt werden.

Im Vergleich zum ersten Symposium im Februar 2016 können zu diesem Zeitpunkt der Einsatz und die Funktionsweise der Technologie konkreter vorgestellt werden. Zudem kann von dem erfolgreichen Testbetrieb in Niedersachsen berichtet werden und der in Kürze startende Regelbetrieb beworben werden. Statt Berlin könnte dieses Symposium auch in der Region (z.B. Buxtehude aufgrund der Nähe zu Hamburg oder im Bremervörde aufgrund des Sitzes der evb) stattfinden und eine Testfahrt sowie eine Zug- und Werkstatt-Besichtigung umfassen.

Probefahrten sowie Zug- und Werkstatt-Besichtigungen sind zwar zeitaufwendig, haben aber erfahrungsgemäß eine sehr positive Wirkung auf die Wahrnehmung einer Technologie. Es wird daher empfohlen, solche Führungen ab dem Zeitpunkt der Zulassung regelmäßig und auch über den Regelbetrieb hinaus bei Interesse anzubieten. Hinweise und Einladungen für die Führungen können ebenfalls mit den Informationen zur Technologie und der Einladung zum Symposium versendet und über das Projektbüro koordiniert werden.

Für die Information und Einbindung der Medien bieten sich möglichst niedrigschwellige Hintergrundgespräche an. IFOK hat hierzu gemeinsam mit der Frankfurter Allgemeinen Zeitung (F.A.Z.) das „**Forum Technikjournalismus**“ (**FTJ**) ins Leben gerufen, das den Dialog zwischen Technikjournalisten aus allen Mediengattungen mit Entscheidern aus Unternehmen und Verbänden sowie Experten aus Wissenschaft, Gesellschaft und Politik fördert. Fachexperten stellen dazu aktuelle Entwicklungen, Trends und Tendenzen ihrer Branche vor und diskutieren diese – im gesamtwirtschaftlichen und -politischen Kontext – mit den Journalisten. Um bei den Journalisten ein möglichst großes Interesse zu erzeugen, wird aus heutiger Sicht empfohlen, dass die Veranstaltung seitens des BMVI oder der NOW durchgeführt wird und von den Entwicklungen der Brennstoffzellentechnologie in allen Verkehrsträgern berichtet wird, unter anderem auch von dem Einsatz im Schienenverkehr. Interessierte Journalisten können in diesem Zusammenhang auch zu einer Besichtigung in Niedersachsen (s.o.) eingeladen werden oder alternativ auch zur Teststrecke in Tschechien.

⁶²

Erneuter Hinweis: In Niedersachsen ist zudem der Ausgang der Kommunalwahl am 11.9.2016 zu berücksichtigen; ggfs. sind neu gewählte Mandatsträger nachträglich zu informieren; auf Bundesebene gilt es die Bundestagswahl im Herbst 2017 zu berücksichtigen.

Eine weitere Option, in der Fachcommunity für den Einsatz der neuen Technologie zu werben ist die Erstellung von **Fachartikeln** aus verkehrspolitischer-, energie(wende)- wie auch aus technischer Perspektive. Die Zusammenarbeit der verschiedenen aktiv beteiligten Akteure bietet hierfür die ideale fachliche Grundlage und kann entweder von dem Projektbüro oder von einem beauftragten Journalisten verfasst werden.

Nach der Zulassung des Zuges sollte schließlich auch die Kommunikation gegenüber den Bürger/innen in der Region intensiviert werden. Denn während bislang lediglich Informationen auf den Webseiten der aktiv beteiligten Akteure mit entsprechenden Ansprechpartnern für Rückfragen bestanden, sollen vor allem die Fahrgäste und Anwohner/innen aber auch alle sich an der öffentlichen Diskussion beteiligten Personen angesprochen werden.

Als Multiplikatoren bieten sich die regionalen Print, TV, Radio und Web-Präsenzen an. Sie können mit einem ähnlichen Format wie dem FTJ (s.o.) mit dem Fokus auf den regionalen Schienenverkehr in einem **Hintergrundgespräch mit Besichtigung und Probefahrt** über die anstehende Innovationseinführung aufgeklärt werden. Auch für weitere regionale Multiplikatoren (z.B. Mitglieder der Landkreisträte, verkehrspolitische Sprecher/innen der Parteien, Kirchen, ...) sollten solche Termine zum Start der Bürger/innen-Kommunikation angeboten werden.

Für die aktive Information der Bürger/innen bietet es sich an, mithilfe von **kleinen Informationsbroschüren** (z.B. 8 Seiten DIN-A5) über die Technologieeinführung zu berichten und diese Broschüren entweder als Postwurfsendung in den Landkreisen verteilen zu lassen und/oder in die Lokalzeitungen als Beilage zu ergänzen. Für ein gutes Verständnis bietet sich neben einem kurzen Erklärtext und verständlichen Abbildungen die Aufbereitung in einer Frage-Antwort-Logik an. In diesen Broschüren sollten bereits die wesentlichen Fragen zur Sicherheit und zur Nachhaltigkeit berücksichtigt werden und mit entsprechenden Antworten die gewünschten Botschaften gesendet werden. Ergänzend zu den Anwohnern sollten auch die Fahrgäste mithilfe von Broschüren und/oder Flyern auf die Technologieeinführung hingewiesen werden. Ggfs. können die Inhalte hier etwas spezifiziert werden. Denn gegenüber einem Anwohner der Strecke ist vor allem die lokale Emissionsfreiheit zu kommunizieren, während dem Fahrgast eher das bessere Fahrgefühl aufgrund geringerer Vibrationen eingänglich ist.

Neben den grundlegenden Informationen sowie Fragen/Antworten sollten die Bürger/innen auch die Möglichkeit bekommen, ihre Fragen (an die evb als lokales EVU) zu adressieren. Entsprechend wird empfohlen, die Broschüren und/oder Flyer mit einem **klaren Ansprechpartner** zu versehen und Fragen möglichst schnell, verständlich und umfassend zu beantworten. Die Fragen der Bürger/innen sind zudem ein gutes Indiz für die Qualität der bisherigen Kommunikation. Werden etwa die gleichen Fragen immer wieder eingereicht, gilt es diese prominent für die allgemeine Öffentlichkeit zu beantworten. Dies kann etwa über die Webseite der evb, einen weiteren Informationsflyer oder entsprechende Presseberichte/Interviews geschehen.

Um den Bürger/innen die Technologie zu erläutern wird empfohlen, im Rahmen von **Informations-Veranstaltungen** noch in der Zeit des Testbetriebs die Bürger/innen zu Testfahrten sowie zu Zug- und Werkstatt-Besichtigungen einzuladen. Diese sollten aus heutiger Sicht unabhängig von den Angeboten für die Fachcommunity erfolgen und den Charakter eines Tags der offenen Tür haben. Die Bürger/innen sollen einen Einblick in die neue Technologie erlangen und im persönlichen Austausch die offenen Fragen beantwortet bekommen. Als Ergebnis stehen gut aufgeklärte Bürger/innen, die Vertrauen in die innovative Technologie haben und für mögliche weitere Fragen einen klaren Kommunikationskanal kennen.

Die Informations-Veranstaltungen können sich auch auf spezifische Zielgruppen wie Universitäten oder Schulen beziehen und zur Fahrgastbindung auch nach dem Regelbetrieb fortgeführt werden.

Mit dem Start des Testbetriebs ist das Projekt auch für verschiedene **Wissenschaftsmagazine** interessant. Denn die Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr ist bislang einmalig in Europa und kann einen starken Beitrag für die Energiewende im Verkehr leisten. Dazu bietet der Testbetrieb eindrucksvolle Bilder für die Zuschauer. Daher wird empfohlen, rechtzeitig auf die einschlägigen Wissenschaftsmagazine sowohl im TV, als auch im Printbereich sowie im Internet zuzugehen und einen entsprechenden Beitrag anzubieten. Durch dieses Vorgehen werden nicht nur Fachakteure (durch die Fachartikel), sondern auch die breite Öffentlichkeit angesprochen.

5.1.4.3. Maßnahmen 2018

Eine besondere Bedeutung kommt der **feierlichen Inbetriebnahme** des neuen Zuges zu. Diese sollte nach Möglichkeit mit den Bundes- und Landesverkehrsminister/innen (Vgl. hierzu Wahltermine in Niedersachsen) erfolgen und entsprechende Medienberichte zur Folge haben. Die Inbetriebnahme bietet damit die Chance, die Sichtbarkeit des Projekts und die gesellschaftliche Bedeutung in besonderer Weise hervorzuheben.

Für die folgende Zeit wird empfohlen, auch weiterhin Testfahrten und Besichtigungen für Fachakteure, Schulen sowie interessierte Bürger/innen anzubieten und in Fachartikeln sowie durch die Präsenz auf Fachveranstaltungen von den Erfahrungen bei der Technologieeinführung zu berichten.

Ergänzender Hinweis: Wenn die Kommunikation des Projekts (ggfs. zusätzlich) insgesamt etwas werblicher erfolgen soll, kann der Bekanntheitsgrad auch durch die Einbindung eines **Testimonials** erhöht werden. Hier ist z.B. Hannes Jaenicke zu nennen. Da er bereits die Initiative „Wasserstoff Brennstoffzelle Deutschland“ unterstützt, kann dies die Wahrnehmung und Glaubwürdigkeit des Projekts, als Teil einer umfassenden Klimaschutzstrategie erhöhen.

5.1.5. Empfehlungen für das weitere Vorgehen

Für die Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung besteht eine Vielzahl an möglichen umzusetzenden Maßnahmen, die an einer zentralen Stelle koordiniert und miteinander verknüpft werden müssen. Empfohlen wird daher die Einrichtung eines Projektbüros, bis die neuen Züge in Niedersachsen im Regelverkehr eingesetzt werden. Das Projektbüro bündelt die vorhandenen Informationen, erstellt eine konkrete Kommunikationsstrategie, koordiniert dessen Umsetzung und passt den Kommunikationsplan aufgrund neuer Entwicklungen oder Erkenntnisse aus dem Monitoring bei Bedarf an.

Das Projektbüro sowie die gesamte Öffentlichkeitsbeteiligung wirkt dabei dann besonders vertrauenswürdig, wenn der Absender eine öffentliche Institution ist, die mit der Maßnahme die Energiewende im Verkehr gestalten möchte und keine wirtschaftlichen Interessen verfolgt. Im vorliegenden Fall kommen hier der Bund sowie das Land Niedersachsen in Frage. Die projektbezogene Öffentlichkeitsarbeit durch den jeweiligen Zuwendungsempfänger bleibt davon ausgenommen.

5.1.6. Zusammenfassung des Abschnitts Akzeptanz und Synergien

Das Teilhabebedürfnis von Bürger/innen an den Entwicklungen in ihrem direkten Umfeld ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Konflikte treten dabei häufig dann auf, wenn sich Betroffene (gefühl) nicht rechtzeitig oder ausreichend informiert, mitgenommen und ernst genommen fühlen.

Hinsichtlich des Einsatzes der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ist festzustellen, dass ihre Einsatztauglichkeit aufgrund der geringen Sichtbarkeit im Alltag für die Breite der Gesellschaft bislang noch nicht wirklich verständlich ist. Zwar stehen die Deutschen der Technologie grundsätzlich offen gegenüber, als wesentliche Grundvoraussetzung für die Akzeptanz gelten jedoch die sichere Anwendung der Technologie sowie die Nachhaltigkeit des eingesetzten Wasserstoffs.

Im Mittelpunkt der Kommunikation und der Öffentlichkeitsbeteiligung stehen daher (i) die verständliche Erläuterung der sicheren Technologieanwendung sowie (ii) der perspektivische Beitrag zur Gestaltung der Energiewende im Verkehr. Die Technologieeinführung in Niedersachsen ist dabei besonders gut vorzubereiten, da die Wahrnehmung an diesem „Pionierstandort“ auch Wirkung auf die Einführung in den anderen Bundesländern entfalten wird.

Die konkreten Ziele der Kommunikation und der Öffentlichkeitsbeteiligung sind, (i) die zentralen Fachakteure als Fürsprecher für den Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr zu gewinnen und (ii) die Bürger/innen in Niedersachsen (insb. die Fahrgäste und die Anwohner/innen entlang der Strecke) zu (Laien)-Experten zum Thema zu entwickeln. Dazu bietet sich eine Mischung aus Informations- und Konsultations-Elementen an, um den Interessierten umfassende und verständliche Informationen sowie ergänzende Dialogangebote für individuelle Fragen und Hinweise zur Verfügung zu stellen. Die einzelnen Maßnahmen sollten dabei durch ein Projektbüro im Rahmen eines Kommunikationsplans koordiniert und miteinander verzahnt werden.

Für die Gestaltung einer guten Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung sind auch weitere regionale Themen zu berücksichtigen, die Einfluss auf die Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie haben können. So bestehen in Niedersachsen einige Konflikte hinsichtlich der Förderung, Lagerung und Verbrennung von fossilen Energieträgern. Durch den perspektivisch zunehmenden Anteil an erneuerbar hergestelltem Wasserstoff besteht jedoch kein Konfliktpotenzial aufgrund bestehender Sensitivitäten. Vielmehr könnten Kritiker als Befürworter der Technologieeinführung gewonnen werden.

Neben den Bürger/innen sind auch weitere Akteure zu berücksichtigen, die eine starke Multiplikatorenwirkung entfalten. Hierzu gehören etwa die politischen Mandatsträger und verkehrspolitischen Sprecher/innen der Parteien, Umwelt-, Naturschutz-, Verbraucherschutz und Fahrgastverbände, die regionalen und überregionalen Medien (Print, TV, Radio, Web) sowie weitere relevante Fachakteure aus Wissenschaft und Wirtschaft.

Die aus heutiger Sicht sinnvollen Kommunikationsmaßnahmen lassen sich in 4 Phasen einteilen:

1. *Heute - Ende 2016:* In dieser Phase befindet sich der Brennstoffzellen-Zug noch auf dem Teststand in Frankreich. Die Zeit sollte genutzt werden, um alle bestehenden Informationen der aktiv beteiligten Akteure (BMVI, NOW, Land Niedersachsen, LNVG, evg, Alstom) zu bündeln, mit den Akteuren abzustimmen und für die Kommunikation aufzubereiten; etwa in einer geeigneten Storyline und einem stets weiterzuentwickelnden Fragen & Antworten Dokument. Auf dieser Basis gilt es die Kommunikationsschwerpunkte der genannten Akteure zum Projekt aufzuteilen. Zudem gilt es, alle relevanten politischen Vertreter in Region, Land und Bund über das Vorhaben zu unterrichten und sprachfähig zu machen. In dieser Phase sollte zudem das kontinuierliche Themen- und Akteurs-Monitoring beginnen, um neue Entwicklungen sowie relevante Fragestellungen frühzeitig aufnehmen zu können.
2. *ca. 1. Halbjahr 2017:* In dieser Phase befindet sich der Brennstoffzellen-Zug auf einer Teststrecke. In dieser Zeit sollten die Fachakteure und NGOs mit konkreten

Informationen zum Projekt versorgt werden. Als Anlass hierfür dienen die Einladungen zu einem (weiteren) Symposium sowie zu Testfahrten und einer Zug- und Werkstattbesichtigung; jeweils nach der Zulassung des Zuges durch das Eisenbahnbundesamt. Ergänzend sollten Hintergrundgespräche für die Medien angeboten werden.

3. *ca. 2. Halbjahr 2017:* In dieser Phase hat der Brennstoffzellen-Zug seine Zulassung und wird im Probetrieb in Niedersachsen getestet. Zu diesem Zeitpunkt sollten Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung in der Region intensiviert werden. Parallel zu einem journalistischen Hintergrundgespräch sollten Informationsbroschüren zum Projekt in der gesamten Region verteilt werden, welche neben den Vorteilen der Technologie insbesondere die wichtigsten Fragen zur Sicherheit und zur Nachhaltigkeit beantworten, klare Ansprechpartner für Rückfragen benennen und ebenfalls zu Probefahrten und Besichtigungen einladen. Ergänzend sollte die innovative Technologie in Wissenschaftsmagazinen (TV, Print, Internet) leicht verständlich auch für die überregionale Öffentlichkeit dargestellt werden.
4. *ca. ab 2018:* In dieser Phase wird der Brennstoffzellen-Zug im Regelbetrieb im Personenverkehr eingesetzt. Die offizielle Inbetriebnahme findet im Rahmen einer feierlichen Veranstaltung statt. Daran anschließend sollten die Informations- und Dialogangebote weiterhin bestehen bleiben. Zudem sollten die aktiv beteiligten Akteure ihre Erfahrungen durch Fachartikel sowie die Teilnahme an Fachveranstaltungen teilen und so auch weiterhin die Sichtbarkeit des Projekts erhöhen.

Das Projektbüro sowie die gesamte Öffentlichkeitsbeteiligung wirkt dabei dann besonders vertrauenswürdig, wenn der Absender eine öffentliche Institution ist, die mit der Maßnahme die Energiewende im Verkehr gestalten möchte und keine wirtschaftlichen Interessen verfolgt. Im vorliegenden Fall kommen hier der Bund sowie das Land Niedersachsen in Frage. Die projektbezogene Öffentlichkeitsarbeit durch den jeweiligen Zuwendungsempfänger bleibt davon ausgenommen.

5.2. Nutzung von Synergien und Anpassungsbedarf

5.2.1. Synergien mit Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstofftankstellen für den Straßenverkehr

Betrachtet man den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff im Bereich der geplanten Schienenfahrzeuge für den Regionalverkehr und in der bereits bestehenden Anwendung in ÖPNV-Bussen, zeigen sich eine Reihe von Gemeinsamkeiten. Gemeinsamkeiten sind sowohl im Betriebsablauf als auch in der technischen Integration und Umsetzung zu finden. Diese Gemeinsamkeiten bilden die Grundlage für Synergien, die bei der parallelen Einführung von BZ-Bussen und BZ-Schienenfahrzeuge genutzt werden können.

Weniger Gemeinsamkeiten sind jedoch zwischen der Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur für Schienenfahrzeuge und die für Pkw oder andere Straßenfahrzeuganwendungen zu erkennen. Zum einen unterscheiden sich die spezifischen Betankungsmengen pro Fahrzeug stark voneinander, außerdem wird zur Betankung von Pkw auf einen maximalen Betriebsdruck von 70 statt 35 MPa bei den Schienenfahrzeuge oder Brennstoffzellenbussen gesetzt. Alleine die Wasserstoffproduktionsanlagen, soweit sie zentral aufgestellt sind und die Betankungslogistik, d.h. der Transport zur Tankstelle können auf Grund einer erhöhten Anlagennutzung gerade in der Einführungsphase profitieren, was sich aber auf Grund der noch nicht festgelegten Mengengerüste eng quantifizieren lässt.

Der Einsatz von Wasserstoff im Schiffs- und Luftverkehr dürfte noch länger auf sich warten lassen und würde ebenfalls eher über die Mengenrelationen durch noch höhere

Anlagenauslastung betriebswirtschaftliche Synergien erwarten lassen. Beide letztgenannten Synergieeffekte (Pkw, Schiffs- und Luftverkehr) werden daher hier nicht näher untersucht.

Gemeinsamkeiten im Betriebsablauf

Schienenfahrzeuge und ÖPNV-Busse werden jeweils in Flottenverbänden betrieben. Die Einsatzprofile (Dauer, Strecke, Frequenz) sind gut bekannt und wiederholen sich meist regelmäßig. Dadurch lassen sich Anforderungen an die Fahrzeuge wie z.B. Größe der Kraftstofftanks und Leistungsbedarf, bereits im Vorfeld gut abschätzen. Das bekannte und wiederkehrende Einsatzprofil der Flottenfahrzeuge ermöglicht eine effiziente Wasserstoffbereitstellung. Da der Kraftstoffverbrauch und mögliche Betankungszeiträume sehr gut prognostiziert bzw. sogar bereits in der Einsatzplanung berücksichtigen werden können, kann die erforderliche Betankungsinfrastruktur zielgerichtet und bedarfsgerecht dimensioniert und zur Verfügung gestellt werden. Dies betrifft sowohl die geographische Lage als auch die installierte Kapazität. Erst eine bedarfsgerechte Wasserstoffbereitstellung ermöglicht heute eine kosteneffiziente Versorgung.

Technologische Gemeinsamkeiten und Synergien

Im Gegensatz zur Verwendung von BZ-Systemen im Pkw ist die Integration vor allem der Kraftstofftanks in Schienenfahrzeugen und Bussen weniger platzkritisch. In beiden Anwendungen können die Wasserstofftanks auf dem Fahrzeugdach angebracht werden und müssen nicht wie beim Pkw aufwendig ins Fahrzeug integriert werden. Dies ermöglicht es sowohl bei Bussen als auch Schienenfahrzeugen bestehende Fahrzeugmodelle durch Modifikationen für BZ-Antriebssysteme zu nutzen. Eine aufwendige vollständige Modellneuentwicklung entfällt. Aufgrund der relativ guten Platzverfügbarkeit ist eine Wasserstoffspeicherung bei 35 MPa bei beiden Verkehrsträgern ausreichend. Dies ist die Hauptvoraussetzung für die gemeinsame Verwendung möglichst vieler Gleichteile sowohl im Fahrzeug als auch entlang der Wasserstoffbereitstellungskette.

Fahrzeug

Durch die Verwendung von 35 MPa Druckwasserstoff als Energieträger können in beiden Fahrzeugtypen im Bereich der Kraftstoffspeicherung und Zuleitung weitgehend die gleichen Komponenten verwendet werden. Dazu zählen vor allem

- die Druckwasserstofftanks,
- die Ventile,
- der Kraftstoffstutzen und
- die Kraftstoffleitungen.

Aus diesen Gleichteilen werden unterschiedliche Systeme wie z.B. das Tanksystem zusammengestellt. In einem BZ-Bus wird aus den Einzelkomponenten beispielsweise ein Tanksystem mit ca. 30 bis 40 kg Speichervolumen zusammengestellt, für ein Schienenfahrzeug werden z.B. zwei Tanksysteme mit jeweils etwa 90 kg verwendet. Bezüglich der Drucktanks und Ventile entspricht ein Schienenfahrzeug demnach dem Einzelkomponentenbedarf von fünf BZ-Bussen.

Zur verwendeten Brennstoffzelle im Schienenfahrzeug liegen derzeit keine öffentlichen Informationen vor. Es ist aber davon auszugehen, dass auch hier Gleichteile aus den BZ-Systemen der Busse verwendet werden können. Im einfachsten Fall werden mehrere nahezu unveränderte BZ-Systeme aus der Busanwendung für ein Schienenfahrzeug verwendet. Weiterhin können Synergien bei der Systemsteuerung (Balance of plant) sowie bei den Hybridisierungsbatterien erwartet werden.

Betankungsanlage

Die ursprünglich zur schnellen Busbetankung entwickelte Betankungskupplung für Befüllgeschwindigkeiten von bis zu 120 g_{H₂}/sek kann nach aktuellem Kenntnisstand auch für die rasche Betankung von Schienenfahrzeugen eingesetzt werden. Es können folglich auch hier beide Verkehrsträger die Gleichteile:

- Zapfsäule und -pistole,
- Flexibler Druckschlauch und
- Abreißkupplung verwendet werden.

Auch bei der vorgeschalteten Wasserstoffkonditionierung und -bereitstellung kann aufgrund des gleichen Druckniveaus auf viele Gleichteile zurückgegriffen werden. Dazu zählen innerhalb der Betankungsanlage:

- Druckspeicher,
- Kompressoren und
- Druckleitungen

bzw. bei der Verwendung von Flüssigwasserstoff:

- LH₂-Speicher,
- Kyropumpe,
- Verdampfer und
- Flüssig- und Druckleitungen.

Hier kann überschlägig ebenfalls davon ausgegangen werden, dass der Infrastrukturbedarf eines BZ-Schienenfahrzeugs in etwa dem von fünf BZ-Bussen entspricht. Die Betankungsanlage einer Flotte von 10 BZ-Regionalzügen ist folglich in etwa vergleichbar mit der für 50 BZ-ÖPNV-Busse.



Ein Schienenfahrzeug entspricht dem Komponentenbedarf von etwa fünf Bussen.



Abbildung 64: Vergleich Komponentenbedarf BZ-Schienenfahrzeug zu BZ-Bussen

Die gesamttechnische Planung und Umsetzung sollte im Gegensatz zur Genehmigung der Betankungsanlage ebenfalls für beide Verkehrsträger weitgehend identisch sein. Unterschiede vor allem bei der Genehmigung sind aufgrund der unterschiedlichen heranzuziehenden Regelwerke zu erwarten. Während für H₂-Betankungsanlage für BZ-Busflotten das BImSchG/V heranzuziehen ist, ist im Bereich der Eisenbahn das Eisenbahnrecht anzuwenden und demnach ein Antrag nach § 18 AEG auf die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens zu stellen.

H₂-Bereitstellungsinfrastruktur

Neben den erzielbaren Synergien durch die Verwendung von Gleichteilen bei den Betankungsanlagen und an Bord der Fahrzeuge, können beide Verkehrsträger durch die gemeinsame Nutzung von H₂-Quellen und der benötigten Distributionsinfrastruktur wie z.B. Abfülleinrichtungen, Rohrleitungen oder Transportbehälter- bzw. Fahrzeuge profitieren. In diesem Sinne ist, anders als bei den Gleichteilen, eine räumliche Nähe zweier Betankungsstandorte wichtig.

Ein Beispiel hierfür kann die gemeinsame Kontrahierung von Redundanzoptionen sein. Angenommen die Wasserstoffversorgung zweier räumlich getrennter H₂-Betankungsanlagen

basiert primär auf vor Ort erzeugtem (z.B. Elektrolyse) oder angeliefertem gasförmigen Wasserstoff (z.B. per Bahnwagen). Als Redundanzversorgungsoption setzen beide Standorte auf flüssigen Wasserstoff. Die kurzfristige Anlieferung großer Mengen flüssigen Wasserstoffs im Störfall muss vertraglich gesichert sein, damit von einer verlässlichen Redundanzoption ausgegangen werden kann. Sofern nicht beide Standorte H₂ aus der gleichen Quelle und über den gleichen Transportvektor erhalten, ist der zeitgleiche Ausfall der Regelversorgung unwahrscheinlich. Die Kosten für die Option der kurzfristigen Anlieferung von Flüssigwasserstoff können sich beide Standorte teilen.

Ein weiterer Vorteil kann z.B. auch durch die Bündelung der H₂-Einkaufsmengen entstehen, wodurch die Verhandlungsposition gegenüber möglicher Lieferanten gestärkt werden kann. Dies könnte, bei ausreichendem Einkaufsvolumen, sogar dazu führen, dass ein H₂-Anbieter der in diesem geographischen Bereich bisher nicht oder wenig tätig war, eine Versorgungsinfrastruktur errichtet.

Konkret könnte das für die beiden angedachten H₂-Flotten in Hamburg (BZ-ÖPNV-Busse) und Bremervörde (BZ-Regionalzüge) interessant sein.

Abschätzung der Synergien

Bis 2020 sollen in Europa 500 BZ-Busse in verschiedenen Städten im Rahmen von Förderprogrammen auf die Straße gebracht werden. Nimmt man die bis 2020/2021 geplanten 40 BZ-Schienenfahrzeuge hinzu und unterstellt einen Äquivalenzfaktor von 5 (1 BZ-Schienenfahrzeug entspricht 5 BZ-Bussen, siehe oben), erhöht das die Nachfrage nach relevanten H₂-Fahrzeug und Infrastrukturkomponenten um etwa 40%.



Abbildung 65: Synergien bezüglich relevanter H₂-Komponenten bis 2020/2021 in Europa

Die zu Beginn der kommerziellen Markteinführung wichtige Kostenreduktion kann somit durch die zeitgleiche Einführung von BZ-Schienenfahrzeugen beschleunigt werden.

Technischer Entwicklungsbedarf und gemeinsame Herausforderungen

Haben BZ-Fahrzeuge einen relevanten Anteil einer Flotte erreicht, ist ein Ausfall z.B. der H₂-Versorgung nicht mehr durch (Diesel-)Ersatzfahrzeuge auszugleichen. Eine hohe technische Verfügbarkeit sowie ausreichende Redundanzen entlang der gesamten H₂-Bereitstellungsketten sind dann zwingend erforderlich. Dies gilt für Flotten von BZ-Bussen und BZ-Schienenfahrzeuge gleichermaßen. Aktuelle Erfahrungen im Rahmen von Bus-Demonstrationsprojekten zeigen, dass die technische Verfügbarkeit der einzelnen Komponenten verbessert werden muss. Insbesondere trifft dies auf die Kompressoren an den Wasserstoff-Tankstellen zu [Chic 2014]. Hier müssen die Ausfallzeiten deutlich reduziert werden. Eine erhöhte Nachfrage kann die technische Weiterentwicklung beschleunigen. Auch die schnelle Verfügbarkeit von Ersatzteilen ist eine wichtige Voraussetzung für eine zeitnahe Behebung von Störungen. Hier können sich u.U. Synergien im Bereich der gemeinschaftlichen Bevorratung von Ersatzteilen ergeben.

Heute wird Wasserstoff oftmals gasförmig via LKW an Kunden geliefert. Bei hohen Verbrauchsmengen, wie sie bei Bus- und Schienenfahrzeugflotten vorliegen, führt dies auf

Basis heute eingesetzter Trailertechnologien zu einer hohen Anlieferfrequenz. Mehrere Lkw pro Tag würden zur Kraftstoffanlieferung benötigt, was zu Akzeptanzproblemen bei den Anwohnern führen kann. Mit neuen Trailerkonzepten, die auf Leichtbautanks und höhere Drücke setzen, kann die Lieferfrequenz mehr als halbiert werden. Der Einsatz dieser neuen Konzepte benötigt allerdings neue Abfüllanlagen an der Wasserstoffquelle. Steigt die Nachfrage nach dieser Anlieferungsoption, kann dies die Einführung dieser neuen Konzepte beschleunigen. Gleiches gilt für Transportkonzepte die auf die Anlieferung via Bahnwagen setzen.

5.2.2. Synergien mit dem Stromsystem

Weitere Synergieeffekte können sich grundsätzlich aus der gemeinsamen Nutzung der Wasserstoffinfrastruktur im Schienenverkehr und im Stromsektor ergeben. Dabei kann der Wasserstoff als universeller Energieträger sowohl als Kraftstoff für Triebwagenzüge als auch zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung verwendet werden. Einerseits kann die Elektrolyse als flexible Last betrachtet werden, die in Abhängig vom Einspeiseprofil der erneuerbaren Energien entsprechende Stromnachfrage induziert. Andererseits kann auch der Wasserstoffspeicher für Vorhaltung der Energie sowohl für den Verkehr als auch für die potentielle Rückverstromung mit stationären Brennstoffzellen oder geeigneten Gasturbinen genutzt werden.

Aus der volkswirtschaftlichen Sicht des gesamten Energiesystems würde der Wasserstoff auf diese Weise einerseits zur Dekarbonisierung des Verkehrs und andererseits zur besseren Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt beitragen. Aus der betriebswirtschaftlichen Sicht der einzelnen Anlagenbetreiber können einerseits entsprechende Erlöse aus beiden Marktsegmenten erzielt und andererseits der Betrieb der eigenen EE-Anlagen optimiert werden.⁶³ Die wirtschaftlichen Vorteile würden sich dabei dadurch ergeben, dass die gleichen Aufgaben in beiden Marktsegmenten gleichzeitig und damit mit geringeren Kosten erfüllt werden. Die spezifischen Synergieeffekte zwischen dem Verkehrssektor und Stromsektor wurden zum Beispiel in [DLR 2015] oder [LBST 2016b] näher untersucht. Dabei wurde zwar in erster Linie der individuelle Straßenverkehr in Deutschland analysiert, jedoch können daraus generalisierte Aussagen zur Entstehung der Synergieeffekte zwischen Verkehrsanwendungen und Stromsektor abgeleitet werden. In diesem Zusammenhang können Synergieeffekte unter folgenden Rahmenbedingungen realisiert werden:

- Die unterschiedlichen Lastgänge aus den beiden Sektoren sind weitestgehend komplementär, sodass durch synergetische H₂-Herstellung die Auslastung der Elektrolyse und des Speichers verbessert wird. Auf diese Weise können bei gleichem Umsatz die Kapitalkosten reduziert werden.
- Der Einfluss der Kapitalkosten auf das Gesamtergebnis ist ausreichend groß, d.h. die o.g. Steigerung der Anlagenauslastung kann tatsächlich in einem relevanten Ausmaß realisiert werden.
- Die Synergieeffekte aus der Produktion und Speicherung von Wasserstoff können durch eine geeignete Standortauswahl auch in der darauffolgenden Verteilungsinfrastruktur beibehalten werden, d.h. die Verteilung von Wasserstoff zur Tankstelle macht den ökonomischen Vorteil nicht wieder zunichte.

Auf der einen Seite habe die Untersuchungen in [DLR 2015] gezeigt, dass unter den Rahmenbedingungen dieser Studie langfristig und je nach Elektrolysetechnologie (d.h. PEM-Elektrolyse bzw. alkalische Elektrolyse) der Barwert einer Investition in ein Elektrolyse-

⁶³

Für eine detailliertere Beschreibung der unterschiedlichen Geschäftsfelder bzw. Marktsegmente für die Elektrolyse wird auf [LBST 2013] verwiesen.

Speicher-System in Deutschland durch einen synergetischen Betrieb um 10-30% gesteigert werden kann. Dieser Effekt korreliert dabei mit den spezifischen Investitionsausgaben der unterschiedlichen Elektrolyseure. Auf der anderen Seite konnten in [LBST 2016b] keine signifikanten Synergieeffekte zwischen dem Verkehrs- und Stromsektor nachgewiesen werden, da diesem dem Studiendesign zugrunde liegenden Anwendungsfall der Einfluss der Kapitalkosten auf den ökonomischen Wert der Anlage aufgrund der nicht vorhandenen Netzrestriktionen (d.h. zu geringe Diskrepanz zwischen Stromnachfrage und EE-Stromeinspeisung) nicht ausreichend war. Daraus lässt sich schließen, dass die Synergieeffekte zwischen diesen Marktsegmenten insbesondere in Verbindung mit der Fluktuation der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu realisieren sind. Der eigentliche Wert der synergetischen Nutzung von Elektrolyse-Speicher-Systemen hängt jedoch stark von den individuellen Rahmenbedingungen des jeweiligen Projektes ab, insbesondere im Hinblick auf die konkrete Standortauswahl mit der dazugehörigen H₂-Infrastruktur sowie der Einbindung der Elektrolyse in das bestehende Stromnetz mit EE-Stromeinspeisung. Aus diesem Grund können vor allem individuelle Analysen zum jeweiligen Einsatzfall Klarheit in dieser Hinsicht verschaffen, verallgemeinernde Aussagen zu potenziellen Synergieeffekten jedoch auch zu Fehlinterpretationen gelangen.

5.2.3. Perspektiven für ein übergreifendes Modellprojekt

Für die Vorbereitung weiterer Modellprojekte, um die Technologie brennstoffzellenbetriebener Triebzüge weiterzutreiben bzw. deren Wasserstoffversorgung mit der für andere Sektoren zu vernetzen, wurden folgende Themenbereiche identifiziert, die im Folgenden weiter detailliert werden:

- Synergien mit Versorgung von Brennstoffzellen-Stadtbussen,
- Versorgung mit grünem Wasserstoff,
- Innovative Logistikansätze,
- Übertragung der Erfahrungen auf andere Anwendungen im Schienenverkehr,
- Nutzung der Wasserstofftankstellen für Triebfahrzeuge in anderen Einsatzfeldern sowie
- Sektorkopplung von Schienenverkehr und Schifffahrt z.B. in der Hafenlogistik.

5.2.3.1. Synergien mit Versorgung von Brennstoffzellen-Stadtbussen

Wie in Kapitel 5.2.1 erläutert sind aus einer Kopplung der Wasserstoff- und Brennstoffzellenanwendungen insbesondere für den Einsatz im Bahn- und Stadtbussektor große Synergien zu erwarten. Die grundsätzlich ähnliche Wasserstoffversorgungsinfrastruktur und -technologie für beide Anwendungen ermöglicht danach Synergien sowohl bei einer Realisierung in städtischen als auch ländlichen öffentlichen Verkehren zu. Zu Beginn der Planungen steht jedoch vermutlich zunächst jedoch die Wasserstoffversorgung von Schienenfahrzeugen, da sich Brennstoffzellenbusse eher in Bahnbetriebshöfen betanken lassen als Schienenfahrzeuge in Busbetriebshöfen.

Wie in dieser Studie aufgezeigt, können sich auch aus der organisatorischen Zusammenarbeit der Wasserstoffinfrastrukturbetreiber wirtschaftliche Synergien ergeben. Dazu zählt z.B. die gemeinsame Beschaffung von Wasserstoff bei einem Lieferanten, um die Bezugsmengen zu kumulieren und damit die spezifischen Versorgungskosten zu senken oder durch die gemeinsame regionale Bewirtschaftung von Ersatzteillagern, um die Kosten der Ersatzteilkhaltung zu teilen und damit zu reduzieren.

Dass die Wirksamkeit der hier aufgezeigten Maßnahmen sich hervorragend in Verbundprojekten erproben ließe, zeigen auch die Gespräche mit den Vertretern der vier Pilotregionen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg. In allen diesen Regionen wurden solche Maßnahmen bereits diskutiert oder befinden sich in Vorbereitung. Es zeigt sich dabei, dass eine sinnvolle Gestaltung erster Modellprojekte zum

einen durch eine räumliche Nähe der Betriebshöfe und zum anderen durch eine organisatorische Nähe der Betreiber begünstigt würde.

Im Gegensatz dazu und wie in Kap. 5.2.1 aufgezeigt, lassen die Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung von Pkw (öffentlich) und von Brennstoffzellenbussen oder Triebzügen (Flottenbetankung) keine großen Synergien erwarten. Grund dafür sind unterschiedliche Wasserstoff-Speichermengen, Wasserstoff-Drücke als auch die beschränkten Platzverhältnisse öffentlich zugänglicher Tankstellen für Pkw im Vergleich zu denen für die Versorgung des öffentlichen Nahverkehrs (Triebzüge und Busse). Es werden daher für diesen Einsatz keine besonderen Modellprojekte vorgeschlagen. Ausnahme sind öffentliche Pkw-Flotten, die an kommunalen Bustankstellen mit betankt werden können.

5.2.3.2. Versorgung mit grünem Wasserstoff

Ein wichtiges Kennzeichen von Einführungsstrategien brennstoffzellenbetriebener Triebwagenzügen ist die kostengünstigste Wasserstoffversorgung, um zunächst die grundsätzliche Machbarkeit bei vertretbaren Demonstrationskosten und die zur Vorbereitung einer Serienfertigung erforderliche Nachfrageerzeugung zu stimulieren. Ohne die Perspektive der Erfüllung von umweltspezifischen Zielen, wie z.B. reduzierte Treibhausgas- oder Schadstoffemissionen als auch reduzierte Lärmemissionen sowie die Versorgungssicherheit und knapper werdende Öleressourcen fehlt es jedoch an einer mittel- und langfristigen Begründung, diese Technologie im Schienenverkehr zur Erfüllung der umweltpolitischen Ziele erfolgreich einzuführen. Es geht daher um (a) die Demonstration des Einsatzes von Triebwagenzügen mit einem möglichst hohen Anteil erneuerbaren Stroms, (b) das Entwickeln von Einführungsstrategien erneuerbar hergestellten Wasserstoffs bei gleichzeitig etwa gleichen Transportdienstleistungskosten und (c) die Entwicklung und Demonstration von Geschäftsmodellen bzw. relevanten regulatorischen Rahmen in realen Demonstrationsprojekten in Vorbereitung dieser zukunftssträchtigen Antriebe.

Wie Abbildung 36 (WtT) und Abbildung 37 (WtW) in Kapitel 1.2.3.2 zeigen, bestehen bereits heute und kurzfristig (2020) beim Einsatz von Wasserstoff aus Nebenprodukt für alle Distributionsoptionen (Lkw, Bahn, Rohrleitung) unter Berücksichtigung eines mittleren Effizienzvorteils von Brennstoffzellen-Triebzügen niedrigere Treibhausgasemissionen pro gefahrenem Kilometer als bei den konventionellen Dieseltriebwagen. Das gilt aber nicht für einen Triebwagenbetrieb mit Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung einerseits und Wasserstoff aus mit Netzstrom betriebener Elektrolyse andererseits, obwohl diese beiden Pfade auch mit steigenden REG-Stromanteilen im deutschen Strommix in der Zukunft tendenziell weniger THG-Emissionen erzeugen können. Langfristig kann das Ziel der signifikanten Reduktion von Treibhausgas-Emission jedoch nur mit einer elektrolytischen Wasserstoffproduktion sowohl an zentralen Standorten als auch onsite an einzelnen Tankstellen in Verbindung mit hohen erneuerbaren Stromanteilen erreicht werden.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, sollten künftige Demonstrationsprojekte mit entsprechenden Umweltanalysen zum einen die Treibhausgasemissionen im Projektvorlauf vorherbestimmen und zum anderen die Einhaltung der THG-Emissionsziele im Projektverlauf überwachen.

5.2.3.3. Innovative Logistikansätze

Während die Integration der Brennstoffzellentechnik in die Triebwagen z.B. vom Hersteller Alstom als prinzipiell gelöst und kommerzialisierbar angesehen wird, wirft die Wasserstoffversorgung der Triebwagen im Alltagsbetrieb noch zahlreiche Fragen bzgl. verwendeter Prozesstechnik, Kosten, Betriebsaspekten sowie Betreibermodellen auf. Ein Teil der bestehenden Herausforderungen lässt sich am besten im Rahmen von Erprobungen im Alltagsbetrieb in Modellprojekten lösen.

Zu den im Rahmen der Infrastrukturanalysen identifizierten Themen gehören z.B. (a) die Entwicklung / der Einsatz / die Demonstration von Wasserstoff-Hochdrucktransport-Bahnwaggons (z.B. mit Kompositbehältern für 50 MPa), um die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoff-Anlieferung über die Schiene ggfs. zu erhöhen, (b) die Identifikation der Vorteile einer gemeinsamen Nutzung von Wasserstoff-Bereitstellungs- oder Abfüll- bzw. Betankungsanlagen für verschiedene Abnehmergruppen auch an mehr als einem Standort. Dabei kann der Transport von Druckwasserstoff in Bahnwaggons wegen der Vermeidung hoher Wasserstofftransportmengen über die Straße eine zentrale Rolle spielen.

Ein weiterer Aspekt ist die Steigerung der öffentlichen Akzeptanz (siehe Kapitel V), die sich im Rahmen von Modell-Verbundprojekten effizient analysieren lassen und ein gemeinsames Lernen unterschiedlicher Wasserstoff-Endanwendergruppen.

Neben diesen Themen sind in weiteren Modellprojekten das Zusammenspiel aller Einzelkomponenten der Wasserstoffversorgungskette zu erproben bzw. zu verbessern. Ziel dieser Projekte kann die Effizienzverbesserung einzelner Prozesse bzw. entlang der gesamten Energiekette sein (z.B. Organisation der Betankung und deren Verteilung über den Arbeitstag), die Kostenreduktion durch bessere technische Lösungen oder geringeren Energieverbrauch sowie die Erprobung unterschiedlicher Betriebsmodelle, die sich zwangsläufig bereits aus den unterschiedlichen Organisationsformen der regionalen Verkehrsbetriebe ergibt.

5.2.3.4. Übertragung der Erfahrungen auf andere Anwendungen im Schienenverkehr

Ein weiterer Aspekt des Einsatzes von Brennstoffzellen und Wasserstoff im Schienenverkehr könnte die Analyse bzw. die Erprobung der Übertragbarkeit der bisher mit Triebfahrzeugen gesammelten Erfahrungen auf andere Schienenfahrzeuggruppen bzw. -transportzwecke sein. Bereits seit vielen Jahren haben relevante Akteure in verschiedenen Ländern auch andere Einsatzfelder von Brennstoffzellen im Schienenverkehr untersucht. Dazu gehören Rangierlokomotiven im lokal beschränkten Einsatz an Verschiebebahnhöfen oder in Containerterminalen wie z.B. in Colorado/USA [WiWo 2009], der Einsatz in Straßenbahnen in China [NVH 2015] oder selbst der Einsatz in großen Lokomotiven für Langstreckenverkehre, wie im Rahmen einer deutschen Diplomarbeit untersucht [HYDRON 2015].

In künftigen Voruntersuchungen sollte von Fall zu Fall förderungs- oder entwicklungswürdige Einsatzfälle geprüft werden, welche Vorteile der jeweilige Einsatz im Hinblick auf logistische, wirtschaftliche oder umweltspezifische Vorteile verspricht bzw. welche Marktvolumina sich aus den entsprechenden Anwendungen ergeben, auch im Hinblick auf eine Stückzahlensynergie mit der Triebwagenanwendung.

5.2.3.5. Nutzung der Wasserstofftankstellen für Triebfahrzeuge für andere Einsatzfelder

Wie in Kap. 5.2.2 aufgezeigt lässt die gemeinsame Nutzung von Wasserstoffinfrastrukturen für den Schienenverkehr und andere stationäre Wasserstoffnutzer prinzipiell wirtschaftliche Synergien erwarten, die jedoch stark von den lokalen und regionalen Einsatzbedingungen in der jeweiligen Anwendung bzw. konkreten Projekt abhängen. Wegen dieses starken Projektbezuges wird daher hier vorgeschlagen, Modellprojekte nur nach Vorlage der Ergebnisse konkreter betriebswirtschaftlicher Voruntersuchungen zu fördern, d.h. wenn sich prinzipiell Synergien für diesem Standort bzw. Einsatzfall erkennen lassen, aus denen dann auch eine längerfristige Nutzung der Anlage abzuleiten ist. Eine wichtige Voraussetzung solcher Modellprojekte ist die Verankerung im Bahnbetrieb, d.h. die Sicherheit, dass eine kontinuierliche und längerfristige Versorgung gegeben ist. Der erweiterte Nutzen durch z.B. eine systemdienliche Einbindung in das regionale Stromversorgungssystem stellt in diesem Fall daher einen Zusatznutzen dar.

Ein wichtiger Bestandteil eines so angelegten Modellprojektes ist dann das Monitoring der wirtschaftlichen Synergieeffekte, d.h. der Nachweis und Überwachung des angestrebten und tatsächlich realisierten wirtschaftlichen und umweltspezifische Zusatznutzens.

5.2.3.6. Sektorkopplung von Schienenverkehr und Schifffahrt z.B. in der Hafenlogistik (Vermeidung lokaler Emissionen)

Weitere Synergieeffekte können aus der gekoppelten Nutzung einer Wasserstoffinfrastruktur im Schienenverkehr und im Bereich der Schifffahrt, insbesondere im Hinblick auf die Hafenlogistik erwartet werden. Sowohl an den deutschen See- als auch den Binnenhäfen ließen sich mit einer Wasserstoffinfrastruktur sowohl der Schienenverkehr (Triebwagen und Rangierlokomotiven) als auch der Nutzfahrzeugstraßenverkehr (Rangier- oder andere Transport-Lkw) betreiben. Auch Schiffe, die zur Bordstromversorgung oder zum Antrieb Brennstoffzellen einsetzen, könnten mit dieser Infrastruktur bedient werden.

Es kann daher sinnvoll sein, in laufenden Programmen im Schiffsbereich wie z.B. [e4ships 2016] die Nutzung der Wasserstoffinfrastrukturnutzung auch auf andere Anwendungen als den Schiffsverkehr zu erweitern. In diesem Fall würde der Modellprojektfokus weiterhin beim Schiffseinsatz liegen, andere Einsatzfelder würden jedoch zusätzlich an das Projekt inhaltlich andocken. Ein wesentliches Ziel dieses Einsatzes ist die Reduktion bzw. Vermeidung lokaler Emissionen. In begleitenden Analysen sind daher die erwünschten Synergieeffekte explizit auf wirtschaftliche Vorteile und die umweltspezifischen Wirkungen zu analysieren.

VI. Fallstudie Bremervörde

6.1. Einführung und Ausgangslage

Das Land Niedersachsen wirkt aktiv bei der Einführung der emissionsfreien Antriebstechnik mit. So soll im Raum Bremervörde ein erster Standort für die Wasserstoffinfrastruktur im Schienenverkehr entstehen. Um die Hürden für die Einführung vor Ort besser identifizieren zu können, wurden Experteninterviews vor Ort und telefonisch durchgeführt.

Bremervörde ist eine Stadt mit ca. 18.700 Einwohnern im Landkreis Rotenburg (Wümme) und liegt zentral im Norden Niedersachsens in gleicher Entfernung zu den beiden Hansestädten Hamburg und Bremen. Cuxhaven befindet sich in ca. 68 km Entfernung.

Bremervörde verfügt über einen Bahnhof, der im Nahverkehr täglich von den Zügen der evb Eisenbahnen und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser GmbH sowie jahreszeitenabhängig und für touristische Zwecke durch den Moorexpress angefahren wird. Die Nahverkehrszüge verkehren dabei mehrmals täglich zwischen Cuxhaven und Buxtehude über Bremerhaven und Bremervörde. Außerdem passieren Güterverkehrszüge den Bahnhof Bremervörde.

Die Schienenanbindung von Bremervörde als Standort für den Probetrieb für die Wasserstoffzüge zu wählen hat den Vorteil, dass es sich um eine relativ kurze Strecke handelt mit ca. 20 Zwischenhalten in ländlicher Gegend. Die Züge der evb sind auf einer Strecke etwa 3 Stunden unterwegs. Bremervörde liegt dabei von Bremerhaven und Buxtehude aus gesehen auf der Hälfte der Strecke⁶⁴.

Zurzeit sind auf der Strecke Cuxhaven-Bremerhaven-Bremervörde-Buxtehude 14 Fahrzeuge des Dieseltriebwagens Coradia LINT 41 der Firma Alstom in Betrieb. Die evb mietet die Züge von der Landesnahverkehrsgesellschaft (LNVG). Die Firma Alstom wird nach aktuellem Stand ebenfalls die neuen wasserstoffbetriebenen Schienenfahrzeuge (auf Basis des Dieseltriebwagens Lint 54) herstellen und liefern.

Das Land Niedersachsen wird zwei iLINT 54 Fahrzeuge mit einem Wasserstoffantrieb bestellen. Die beiden Pilotfahrzeuge werden nach entsprechend dem Zeitplan ab Frühjahr 2017 in Betrieb genommen. Die Aufnahme des Fahrgastbetriebes folgt im Frühjahr 2018. Bis 2020 soll die Flotte auf 10 Brennstoffzellenfahrzeuge erweitert werden.

6.1.1. Konzept

Dieses Konzept soll eine erste Indikation über die Möglichkeiten für den konkreten Anwendungsfall in Niedersachsen im Pilotbetrieb (nicht Testbetrieb) ab 2020 geben. Es sollen Optionen aufgezeigt und erörtert werden. Eine Detailplanung ist zum aktuellen Zeitpunkt aufgrund der noch nicht erfolgten Ausschreibung, konkreten Hersteller-Kostenangaben nicht Gegenstand dieser Studie.

Im ersten Schritt sollen die Akteure und Aufgaben und im Anschluss die Phasen der Umsetzung inkl. Umlaufplanung und Versorgung mit Wasserstoff betrachtet werden.

6.1.2. Die Akteure und Aufgaben

- **Aufgabenträger:** Die Rolle des Aufgabenträgers wird in Niedersachsen von der **Landesnahverkehrsgesellschaft (LNVG)** wahrgenommen. Diese erwirbt die Fahrzeuge und stellt diese dem Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Erfüllung der verkehrsvertraglichen Vorgaben zur Verfügung. In der **Freien Hansestadt Bremen**

⁶⁴

Stand: 14.07.2015, Quelle: Fahrplanauskunft Deutsche Bahn

schließt der Senator für Umwelt, Bau und Verkehr den Verkehrsvertrag mit dem Betreiber ab.

- **Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU):** Das EVU wird in dem Pilotvorhaben die Verkehrsleistung mit Fahrzeugen aus dem Pool des Auftraggebers erbringen. In dem Fall wird ein Mietvertrag über die Fahrzeuge abgeschlossen. Bis 2021 hat die Eisenbahnen- und Verkehrsbetriebe Elbe-Weser GmbH (evb) diese Aufgabe inne. Diese tritt in diesem Fall auch gleichzeitig als Eisenbahninfrastrukturunternehmen auf (Ausnahmefall).
- **Eisenbahninfrastrukturunternehmen (EIU):** Das EIU ist zuständig für Trasse und Stationen. Dies umschließt auch die Tankinfrastruktur. Im Falle des Pilotbetriebs handelt es sich auch hier bis einschließlich 2021 um die evb.
- **Land:** Das Niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr verfolgt die Strategie des emissionsfreien Schienenpersonennahverkehrs und ist aktiv in die Umsetzung der Fallstudie involviert. Die Beteiligung an dem Projekt erfolgt direkt über die 100%ige Beteiligung an dem Aufgabenträger LNVG. Der Kauf der Fahrzeuge kann über Regionalisierungsmittel und/ oder eine Förderung durch Förderprogramme des Bundes/ der EU ko-finanziert werden.
- **Anbieter Infrastruktur:** Wie in Kapitel 4.2 dargestellt, wird bei dem Einsatz von Brennstoffzellen-Triebwagen die Ausschreibung einer weiteren Aufgabe durch den Aufgabenträger notwendig: die Versorgung mit Wasserstoff. Wie ebenfalls in o.g. Kapitel darstellt, kann dies sowohl als Teil eine Gesamtleistung als auch als separate Leistung vergeben werden. Im konkreten Fall des Pilotbetriebs wird es nach aktuellem Stand eine kombinierte Ausschreibung für alle Aufgaben geben.
- **Fahrzeuglieferant/ Service-provider:** Auf Basis der o.g. Umstände einer kombinierten Ausschreibung besteht für den Fahrzeuglieferanten die Möglichkeit, nicht nur die Fahrzeuge und deren Instandhaltung, sondern auch die Betankung und Versorgung mit Wasserstoff aus einer Hand anzubieten. Aufgrund der Neuheit der Technologie und den damit verbundenen Risiken für die Betreiber macht es Sinn, den Hersteller der Fahrzeuge von Anfang an in eine verantwortungsvolle Position zu bringen, in der er einen Anreiz hat, schon im Entwicklungsstadium langfristig z.B. hinsichtlich Effizienz bei der Instandhaltung zu planen.
- **Wasserstoffquelle:** DOW Chemicals in Stade: laut eigener Auskunft handelt es sich bei diesem Werk um einen größten Industriebetriebe in Niedersachsen. In einem 550 Hektar großen Anlagenkomplex mit 16 Produktionsanlagen werden jährlich rund 3 Mio. t Grund- und Spezialitätenchemikalien für den Eigenbedarf und für Kunden hergestellt.⁶⁵ Bei diesen Prozessen entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt, welcher über den DOW-eigenen Gleisanschluss abtransportiert und einer Verwendung im SPNV zugeführt werden könnte.

⁶⁵

<http://www.dow.com/de-de/deutschland/standorte/dow-stade> (Abruf: 29.04.2016)

6.1.3. Vorbereitende Schritte

6.1.3.1. Rechtlicher und politischer Rahmen

- **Politik auf Bundes- und Landesebene** (Rechtlicher Rahmen und Fördermöglichkeiten etc.)

Der Betreiber sollte sich mit den zuständigen (Verkehrs-) Ministerien auf Landes- und Bundesebene im Hinblick auf Möglichkeiten der Förderung oder Abschubfinanzierungen austauschen, da eine Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffinfrastruktur/ Brennstoffzellentechnologie bei Einführung der ersten Flotte auf Basis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht erwartet wird.

- **Verwaltung auf Bundes- und Landesebene**

Im Hinblick auf Genehmigungsfragen sind die Ausführungen in Kap. 4.2 hinsichtlich einer Wasserstofftankstelle in der Schieneninfrastruktur zu beachten. § 18 AEG verlangt explizit für Bau und/oder Änderung aller Eisenbahnbetriebsanlagen ein Planfeststellungsverfahren. Zu den Eisenbahnbetriebsanlagen gehören nach § 2 Abs. 3c Nr. 1 AEG auch „Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme“. Einem Antrag auf Planfeststellung sind stets vorhabenspezifische Planunterlagen beizufügen. Welche Unterlagen für eine Wasserstofftankstelle erforderlich sind, ergibt sich aus der Planfeststellungs-Richtlinie (Nr. 12), dem Umweltleitfaden und dem Leitfaden Antragsunterlagen des Eisenbahnbundesamtes (EBA). Das Planfeststellungsverfahren selbst richtet sich nach den §§ 72 bis 78 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG).

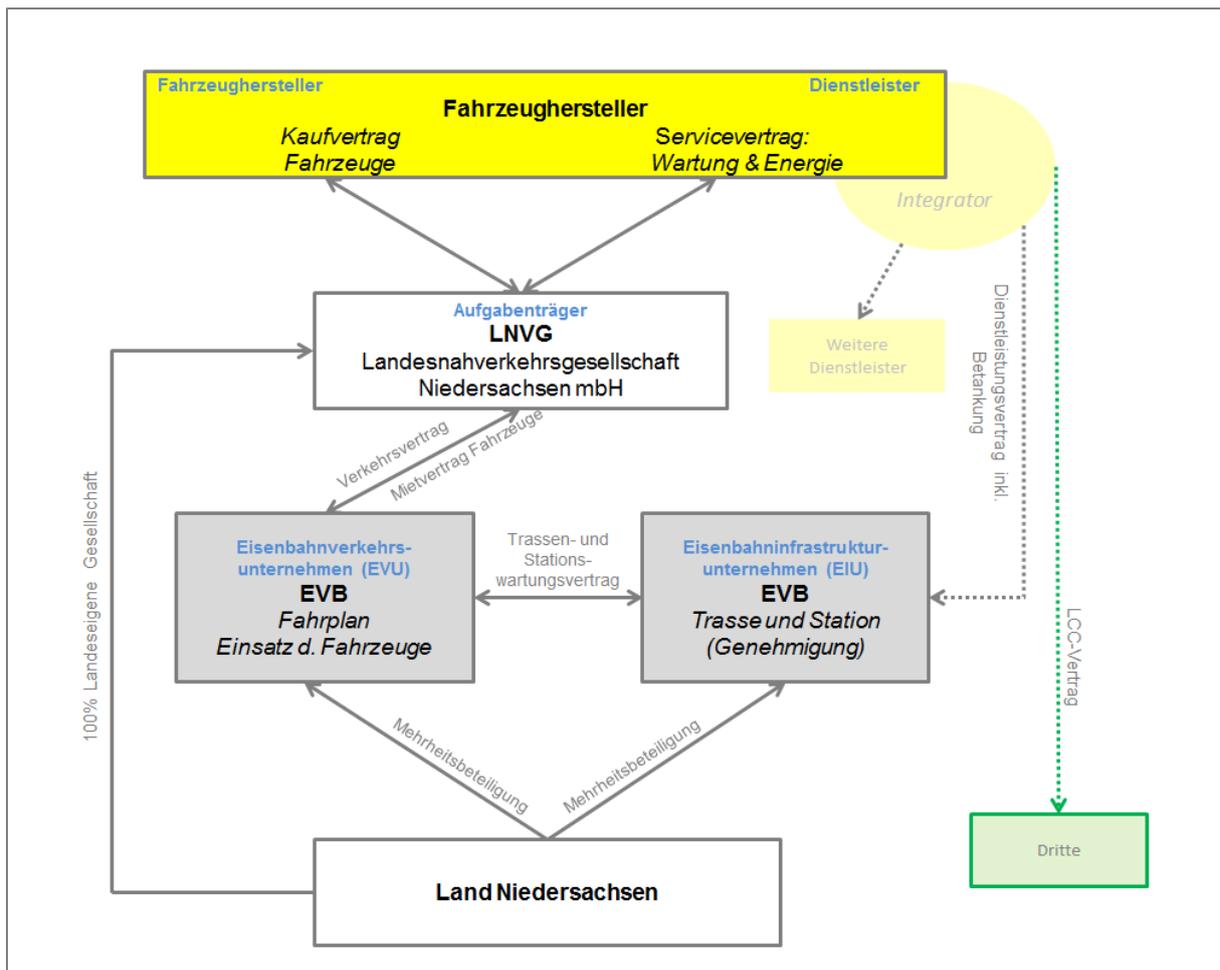


Abbildung 66: Mögliche Betreiberstruktur in Niedersachsen

6.1.3.2. Akzeptanzmanagement

Wie bereits in Kapitel 5.1 dargestellt, ist das Teilhabebedürfnis von Bürgern/ Bürgerinnen in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Aufbauend auf den generellen Ausführungen in Kap. 5.1.3 zur Themen-, Sensitivitäts- und Akteurs-Analyse gilt es die folgenden Spezifika für Niedersachsen zu berücksichtigen.

Themenanalyse für die Region der Fallstudie

Keine spezifischen Hinweise in Ergänzung zu den Ausführungen im generellen Abschnitt zum Akzeptanz-Management.

Sensitivitätsanalyse für die Region der Fallstudie

Im vorliegenden Projekt wird daher die Region in Niedersachsen mit den Landkreisen Cuxhaven, Rothenburg (Wümme) und Stade sowie der kreisfreien Stadt Bremerhaven (Bremen) dahingehend untersucht, ob bestimmte bisherige Entwicklungen in der Region ggfs. Einfluss auf die geplante Einführung der Brennstoffzellen-Züge haben könnten und ob weitere Akteure zu berücksichtigen sind.

Bahnlärm

In der betroffenen Region in Niedersachsen bestehen einige BIs gegen Bahnlärm. Ihre Anzahl ist allerdings deutlich geringer als der Bundesdurchschnitt; vermutlich aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte der Region. Auch die Lärmkartierung des

Eisenbahnbundesamtes⁶⁶ weist lediglich in Bremerhaven eine leicht stärkere Belastung auf. Dort besteht die BI „Interessengemeinschaft lückenloser Lärmschutz an der Bahntrasse in Bremerhaven“. Auf Basis eines Lärmaktionsplans konnten bereits erste Lärminderungen erzielt werden. Die weiteren Proteste der BI richten sich vor allem gegen Güterzüge, die zum Teil durch veraltete Bremssysteme und ihr hohes Gewicht (auch nachts) hohe Lärmemissionen verursachen. Ihr Hauptaugenmerk richtet sich aktuell auf den weiteren Ausbau der Hafenhinterlandanbindung.

Im Zuge der Diskussionen um die Y-Trasse hat es zuletzt Proteste sowie die Bildung einer BI in Buchholz (ca. 25 km von Buxtehude entfernt) gegeben. In der aktuell favorisierten „Alpha-Variante“ wird jedoch eine andere Strecke bevorzugt, die Buchholz nicht mehr betrifft und die BI positiv gestimmt hat.

Fracking

Südlich der Regiostrecke im Landkreis Rotenburg (Wümme) liegt eines der größten Erdgasfördergebiete Deutschlands. Dort bestehen auch mehrere Bohrstellen, an denen versuchsweise das Hydraulic Fracturing Verfahren (Fracking) angewendet wurde. Im Erdgasfeld Völkersen traten durch eine Leckage 30-40 Kubikmeter Lagerstättenwasser aus, welches u.a. Quecksilber und Benzol in einer 12.000-fach erhöhten Konzentration führte. In den Erdgasfördergebieten der Samtgemeinde Bothel und Rotenburg wurden bei der Auswertung von Krebsregistern deutlich höhere Krebsraten (vor allem bei Leukämie) festgestellt. Gegen Fracking und zum Schutz von Mensch und Umwelt haben sich eine Reihe an sehr gut organisierten und vernetzten BIs gegründet.

Kavernennutzung

In Etzel (20 km westlich von Wilhelmshaven und rund 75 km westlich von Bremerhaven) besteht eine Kavernenanlage, in der große Mengen Öl und Gas gespeichert werden. 2013 traten aus einem nicht ordnungsgemäß verschlossenen Ventil 40.000 Liter Öl aus und gelangten in die Umwelt. In der Folge wurden Gewässer über zehn Kilometer Länge mit Öl verunreinigt. Gegen die Anlage in Etzel gibt es im Landkreis Wittmund die BI „Lebensqualität Horsten-Etzel-Marx“, die gelegentlich lokale Proteste organisiert. Dabei wird der Betreiber bezichtigt, Sicherheitsrisiken zu vertuschen oder zu beschwichtigen. Den zuständigen Kontrollbehörden wurden zudem mangelnde Kontrollen vorgeworfen. Laut Betreiber ist es für die Zukunft denkbar, auch Wasserstoff oder Biomethan in den Kavernen zu speichern. Auch der Chemiekonzern Dow Chemical, der größte Arbeitgeber der Region, überlegt eine Salzkaverne im Raum Stade als Speicher für reinen Wasserstoff zu nutzen. Vor wenigen Jahren gab es Überlegungen, die Kavernen auch zur Speicherung von CO₂ zu nutzen (CCS). Die niedersächsische Regierung sprach sich nach Protesten jedoch dagegen aus.

Chemie- und Nahrungsmittelindustrie

Aufgrund der guten Anbindung zu den Seehäfen sowie zur nahen Erdgasförderung hat sich die Chemieindustrie in Niedersachsen zu einer der wichtigsten Branchen und einem der wichtigsten Arbeitgeber in der Region entwickelt, bleibt aber auch von Zwischenfällen nicht verschont. So kam es im Landkreis Osterholz, angrenzend an den Landkreis Cuxhaven und Rotenburg (Wümme), im Jahr 2014 im Chemiebetrieb Ogano Fluid in Ritterhude zu einer schweren Explosion, bei der ein Mitarbeiter ums Leben kam und drei weitere Personen verletzt wurden. Durch die direkte Randlage eines Wohngebietes wurden ca. 40 Wohnhäuser stark bis sehr stark beschädigt. Der Unfallbericht beschreibt keine genaue Unfallursache. Als mögliche Auslöser der Explosion werden Versäumnisse in der Wartung sowie zu schwache Kontrollmechanismen seitens der Behörden genannt. Bereits im Vorfeld

⁶⁶

<http://laermkartierung1.eisenbahn-bundesamt.de/mb3/app.php/application/eba>

der Explosion hatte es mehrfach Beschwerden von Anwohnern gegeben. Ein weiterer Chemieunfall ereignete sich ebenfalls 2014 auf dem Gelände des Tiefkühlkost-Herstellers Frosta in Bremerhaven. Durch den Austritt von Ammoniak wurden nach Angaben des Unternehmens zwei Menschen schwer und zehn leicht verletzt. Ammoniak ist ein Gas mit stark ätzender Wirkung auf Lunge, Haut und Augen. Es besteht aus einer chemischen Verbindung von Stick- und Wasserstoff.

Kraftwerke

Im Vergleich zu vielen anderen Regionen Deutschlands ist der Widerstand gegen Windkraftanlagen in der Region eher gering. Es gibt sogar mehrere BIs, die sich für die Begrenzung konventioneller Energieerzeugung und für den Ausbau Erneuerbarer Energien einsetzen, vermutlich aufgrund der schlechten Erfahrungen mit der Öl- und Gasindustrie sowie mit den Plänen für neue Kohlekraftwerke. So besteht für die Fläche des im Rückbau befindlichen Kernkraftwerks bei Stade die Idee, an selbiger Stelle ein Kohlekraftwerk zu bauen. Vorteilhaft wäre etwa der direkt Zugang zur Elbe. Bereits seit mehreren Jahren kämpfen BIs und Umweltverbände gegen den Bau von drei geplanten, neuen Kohlekraftwerken im Stader Industriegebiet. E.on und GDF Suez, die ebenfalls bereits Kraftwerke in Stade geplant hatten, kippten ihre Vorhaben nach massiven Protesten bereits vor mehreren Jahren.

Derzeit plant Dow Chemical auf betriebseigener Fläche ein Kohlekraftwerk zu bauen. Dieses soll primär den Eigenbedarf des Konzerns decken und ggfs. Überschüsse in das Stromnetz einspeisen. Umweltverbände hatten 2013 knapp 9.000 Unterschriften gegen das Vorhaben von Dow Chemical gesammelt. Die öffentliche Verwaltung der Stadt Stade hingegen unterstützt das Vorhaben. BUND, NABU, Greenpeace und einige BIs schlossen sich zusammen, um gemeinsam eine Normenkontrollklage gegen die Stadt Stade beim Oberverwaltungsgericht in Lüneburg einzureichen. Sie verweisen nicht nur auf die Klimaschäden, sondern auch auf die gesundheitlichen Schäden durch Feinstaub.

Dow Chemical plant in dem neuen Kraftwerk nicht nur Kohle, sondern auch Wasserstoff, Erdgas und Biomasse zu verwenden. Das kombinierte Gas-Kohle-Biomasse-Kraftwerk soll so die Emissionen reduzieren. Der Wasserstoff stammt aus der eigenen Chlor-Elektrolyse und wird u.a. bereits in einem deutlich kleineren Gasturbinenkraftwerk auf dem Gelände eingesetzt. Zugleich verweist Dow Chemical auf die Möglichkeit, Erneuerbare Energien in Form von Wasserstoff zu speichern und so zur Netzstabilität beizutragen. Die Speicherung dieses Wasserstoffs könne entsprechend in den umliegenden Salzkavernen (s.o.) erfolgen. Die Umweltverbände BUND und die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH) kritisieren das „Greenwashing“ durch die Betonung der Nutzung von Wasserstoff und Biomasse im Kraftwerk. Dies mache das Kraftwerk zwar etwas umweltfreundlicher, insgesamt gäbe es aber deutlich bessere Alternativen, wie etwa ein größeres Gaskraftwerk, das auch Wasserstoff nutzen kann. Auch die Bürger/innen der Region stehen dem Gesamtvorhaben skeptisch gegenüber.

ChemCoast

Wasserstoff ist in der Region auch durch die „Wasserstoffregion Unterelbe“ bekannt. Ein Zusammenschluss der norddeutschen Bundesländer Niedersachsen, Hamburg und Schleswig-Holstein mit einer Reihe von Unternehmen, Verbänden, Landkreisen und Kammern prüft seit 2013 die Entwicklungspotenziale für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Raum Hamburg bis Heide. Stade mit dem Standort von Dow Chemical ist dabei ein regionaler Schwerpunkt. Im Rahmen der Vorstellung des Fahrplans zur Windwasserstoff-Region gab es einige mediale Aufmerksamkeit und Informationsveranstaltungen in Stade.

Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Der Widerstand gegen den Bahnverkehr ist in der Region vergleichsweise gering, dafür bestehen einige Konflikte hinsichtlich der Förderung, Lagerung und Verbrennung von fossilen Energieträgern in Kraftwerken.

Da es durch den Einsatz der Brennstoffzellen-Züge nicht zu einer Zunahme an Verkehr oder Lärm (perspektivisch sogar eher zu einer Reduktion) kommen wird und zudem zukünftig mit dem Einsatz von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien die lokalen Schadstoff-Emissionen reduziert werden, besteht grundsätzlich kein Konfliktpotenzial aufgrund der bisherigen Entwicklungen. Vielmehr könnten die BIs sogar als Befürworter gewonnen werden, da mit Brennstoffzellen betriebene Züge ihre Positionen – weniger Lärm sowie mehr Gesundheits- und Umweltschutz – (perspektivisch) unterstützen.

Eine wichtige Rahmenbedingung stellt jedoch die Wasserstoff-Herkunft dar. Elektrolytisch hergestellter Industrie-Wasserstoff ist immer nur so grün wie der bei der Erzeugung verwendete Energiemix. Wasserstoff aus konventionellen Verfahren wie Dampfreformierung oder Kohlevergasung stammt vollständig aus fossilen Energieträgern. Der im vorliegenden Projekt einzusetzende Wasserstoff in Niedersachsen wird voraussichtlich von Dow Chemical bereitgestellt. Daher ist auch die dem Unternehmen entgegengebrachte öffentliche Kritik zu berücksichtigen. Wenn Dow Chemical den Wasserstoff für die Brennstoffzellen-Züge liefert, kann dieser nicht mehr in dem in Stade geplanten Gas-Kohle-Biomasse-Kraftwerks verwendet werden. Damit kann Dow Chemical an Glaubwürdigkeit verlieren und zugleich die kritische Betrachtung hinsichtlich der Herkunft des Wasserstoffs auch auf das Schienenprojekt übertragen werden. Eine Lösung könnte die kommunikative Berücksichtigung des ChemCoast-Projekts sein, an dem Dow Chemical ebenfalls beteiligt ist. Im Rahmen des Projekts wird die Produktion von grünem Wasserstoff per Elektrolyse geplant.

Hinsichtlich des Wissens über Wasserstoff kann angenommen werden, dass zumindest Teile der Bevölkerung aufgrund der ansässigen chemischen Industrie, dem ChemCoast-Projekt sowie der Erdgasförderung recht gut informiert sind. Zugleich gab es in der Region aber auch eine Reihe an Unfällen mit Chemikalien, die sich wiederum negativ auf die Bewertung auswirken können. Für eine Einschätzung des Wissens über die Funktionsweise der Brennstoffzelle geben die Erfahrungen zu Wasserstoff keinen Aufschluss.

In der Region wurden Betreibern und Behörden in der Vergangenheit mehrfach Vertuschung sowie mangelnde Kontrollen vorgeworfen. Auch dieser Aspekt ist bei der Aufsetzung des Akzeptanz-Managements zu berücksichtigen.

Stakeholderanalyse für die Region der Fallstudie

Für die koordinierte Vorbereitung der Einführung ist eine Analyse der Stakeholder in diesem Schritt von großer Bedeutung (siehe auch Kap. 5.1.3). Ergänzend zu der generellen Betrachtung der relevanten Akteure in Deutschland gilt es auch die jeweiligen Akteure in den Regionen in den Blick zu nehmen.

Für Niedersachsen ist zu berücksichtigen, dass die Landtagswahl 2018 zwischen dem 22.10.2017 und dem 14.1.2018 stattfinden wird und damit mit der geplanten Einweihung des ersten Brennstoffzellen-Zuges zu Beginn 2018 kollidieren könnte. Aktueller Minister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr ist Olaf Lies, SPD.

In Bremen findet keine Wahl bis zur Technologieeinführung statt. Senator für Umwelt, Bau und Verkehr ist Dr. Joachim Lohse (Bündnis 90/Die Grünen). Da die Pilotstrecke jedoch nur

ein kleines Stück durch Bremerhaven führt ist fraglich, ob sich Dr. Lohse persönlich für die Kampagne gewinnen lässt oder die Aufgabe delegiert. Dennoch sollte die Chance genutzt werden, mit Bremen einen weiteren Fürsprecher in der Region für das Projekt zu gewinnen.

Als weitere Akteure auf Landesebene sind die jeweiligen Aufgabenträger für den öffentlichen Verkehr einzubeziehen. Ihre Aufgabe ist die Gestaltung eines bedarfsgerechten öffentlichen Verkehrsangebots für die Fahrgäste. In Niedersachsen übernimmt diese Aufgabe die Landesnahverkehrsgesellschaft LNVG, die als weiterer fachlicher Ansprechpartner fungieren kann. Zu beachten ist jedoch, dass die Aufgabenträger in der Regel für die breite Öffentlichkeit nur über eine relativ geringe Sichtbarkeit und Bekanntheit verfügen.

Die bislang genannten Akteure sind in unterschiedlichen Rollen an der Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Schienenverkehr aktiv beteiligt. Darüber hinaus gilt es auch die regionalen Akteure zu berücksichtigen. Diese sind für die geplante Strecke in Niedersachsen (und Bremen) die folgenden Landkreise, Städte und (Samt-) Gemeinden:

- Landkreis Cuxhaven (aktueller Landrat: Kai-Uwe Bielefeld, parteilos)
 - Stadt Cuxhaven (aktueller Bürgermeister: Dr. Ulrich Getsch, parteilos)
 - Gemeinde Wurster Nordseeküste (aktueller Bürgermeister: Marcus Itjen, parteilos)
 - Gemeinde Geestland (aktueller Bürgermeister: Thorsten Krüger, SPD)
- Landkreis Rotenburg (Wümme) (aktueller Landrat: Hermann Luttmann, CDU)
 - Stadt Bremervörde (aktueller Bürgermeister: Detlev Fischer, CDU)
 - Samtgemeinde Geestequelle (aktueller Samtgemeindebürgermeister: Stephan Meyer, parteilos)
- Landkreis Stade (aktueller Landrat: Michael Roesberg, parteilos)
 - Hansestadt Buxtehude (aktuelle Bürgermeisterin: Katja Oldenburg-Schmidt, parteilos)
 - Samtgemeinde Apensen (aktueller Samtgemeindebürgermeister: Kurt Matthies, SPD)
 - Samtgemeinde Harsefeld (aktueller Samtgemeindebürgermeister: Rainer Schlichtmann, parteilos)
- Stadt Bremerhaven (aktueller Bürgermeister Melf Grantz, SPD)

Hinweis: Da in Niedersachsen am 11.09.2016 Kommunalwahlen stattfinden, können sich die angegebenen Personen ändern.

Weitere wichtige politische Akteure sind die Mitglieder des Deutschen Bundestags sowie des Niedersächsischen Landtags mit ihren Wahlkreisen entlang der geplanten Strecke. Für die Pilotstrecke in Niedersachsen ergeben sich die folgenden Abgeordneten als wichtige Personen. Da sowohl Bundestags- als auch Landtagswahlen zu berücksichtigen sind, sind ergänzend zu den aktuellen Abgeordneten für eine spätere Aktualisierung auch die Wahlkreise angegeben:

- Relevante Wahlkreise und aktuelle Abgeordnete des Niedersächsischen Landtags

- Wahlkreis 54: Bremervörde (Aktueller MdL Hans-Heinrich Ehlen, CDU)
- Wahlkreis 55: Buxtehude (Aktueller MdL Helmut Dammann-Tamke, CDU)
- Wahlkreis 57: Hadeln/Wesermünde (Aktueller MdL David McAllister, CDU)
- Wahlkreis 58: Cuxhaven (Aktueller MdL Uwe Santjer, SPD)
- Relevante Wahlkreise und aktuelle Abgeordnete des Deutschen Bundestags:
 - Wahlkreis 29: Cuxhaven – Stade II (Aktueller MdB Enak Ferlemann, CDU)
 - Wahlkreis 30: Stade I – Rotenburg II (Aktueller MdB Oliver Grundmann, CDU)

Hinweis: MdB Enak Ferlemann ist zudem Parlamentarischer Staatssekretär im BMVI. Er ist bereits die zweite Legislaturperiode im diesem Amt und könnte auch nach der Bundestagswahl 2017 weiter in dieser Position tätig sein, sofern das Ressort weiterhin von der CDU/CSU geleitet wird.

Gesellschaft

Ergänzend zu den Fahrgästen und Anwohner/innen (aber teilweise auch überschneidend) sind organisierte regionale Bürgerinitiativen zu berücksichtigen. Diese haben sich in der Vergangenheit bereits gegen bestimmte Entwicklungen in der Region formiert und sind in der Regel gut vernetzt und protestert. Zu nennen sind hier vor allem die besonders aktiven Initiativen gegen Bahnlärm in Bremerhaven und die BI gegen Kavernennutzung „Lebensqualität Horsten-Etzel-Marx“.

Medien

Die Medien können als essenzielle Akteure den Bekanntheitsgrad der Technologie in der Region fördern und potenzielle Fürsprecher in der Gesellschaft aktivieren. Insbesondere regionale Nachrichten fokussieren bei der Berichterstattung regelmäßig auch prominent die eventuellen Bedenken von Bürger/innen. Folgende Medien sollten bei einer Einführung dementsprechend berücksichtigt und umfassend informiert werden:

- Landkreis Cuxhaven: Cuxhavener Nachrichten, Nordsee-Zeitung
- Landkreis Rotenburg (Wümme): Kreiszeitung Rotenburg, Rotenburger Rundschau, Bremervörder Zeitung
- Landkreis Stade: Neue Stader Wochenblatt, Stader Tageblatt
- Bremerhaven: Weserkurier, Nordwest-Zeitung Regionalteil Bremerhaven

Außerdem wurden folgende regionale Onlinemedien identifiziert:

- <http://news.feed-reader.net/88147-bremervoerde.html>
- <http://www.weser-kurier.de/region/wuemme-zeitung.html>
- <http://www.rotenburger-rundschau.de/>
- <http://www.kreiszeitung-wochenblatt.de/neue-stader-wochenblatt/>
- <http://www.nwzonline.de/bremerhaven>

Darüber hinaus sollten die folgenden Radio- und TV-Sender für die Region berücksichtigt werden: NDR, Friesischer Rundfunk; SAT.1 REGIONAL für Niedersachsen und Bremen; RTL Nord für Niedersachsen und Bremen; radioweser.tv.

Empfehlung: Einrichtung eines zentralen Projektbüros zur Konzeption und Koordination der Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung sollte an einer möglichst zentralen Stelle koordiniert werden. Empfohlen wird die Einrichtung eines Projektbüros (siehe auch Kapitel 5.1.4) ab der zweiten Jahreshälfte 2016 für die Dauer von ca. 18-21 Monaten, also bis die neuen Züge in Niedersachsen im Regelverkehr eingesetzt werden. Das Projektbüro bündelt die vorhandenen Informationen und koordiniert verschiedene Informations- und Beteiligungsformate anhand einer konkreten Kommunikationsstrategie. Aufgrund neuer Entwicklungen oder Erkenntnissen aus einem begleitenden Monitoring werden die Kommunikations-Aktivitäten bei Bedarf entsprechend angepasst.

Verantwortlich für die Einsetzung eines solchen Projektbüros sollte eine öffentliche Institution sein, die keine wirtschaftlichen Interessen verfolgt und als neutral wahrgenommen wird. In Frage kommen hier das BMVI bzw. die NOW sowie das Land Niedersachsen mit der LNVG. Für BMVI/NOW spricht insbesondere die Tatsache, dass sich auf diesem Wege die Synergien zwischen den Bundesländern, also die Übertragung der Erfahrungen aus Niedersachsen, besser nutzen ließen.

6.1.3.3. Kostenabschätzung

Die Kostenabschätzung der Fallstudie baut zwar auf der Methodik und den Erkenntnissen der Berechnungen in Kap. 4.3.1. auf, jedoch wird kein Vergleich angestrebt, sondern eine Übersicht der Kosten für die Wasserstoff-Infrastruktur gegeben. Dies liegt darin begründet, dass die Entscheidung für die Beschaffung von Brennstoffzellenzügen bereits getroffen wurde und davon auszugehen ist, dass eine Vergleichsrechnung an dieser Stelle nicht mehr notwendig sein wird.

Im ersten Schritt der Berechnung werden die fallstudien-spezifischen Infrastrukturbereitstellungskosten pro Fahrzeug in EUR netto pro Tag und Jahr für die Wasserstoff-Infrastruktur mit den entsprechenden Kostenwerten berechnet.

Dazu wird die Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Fallstudie, analog zu den Berechnungen der generischen Wirtschaftlichkeitsabschätzung, auf Grundlage der folgenden Kostenpositionen durchgeführt:

- Betriebskosten
- Treibstoffkosten
- Gebühren für die Nutzung der Schieneninfrastruktur

Für die benannten Positionen werden die entsprechenden fallstudien-spezifischen Eingangsparameter der Brennstoffzellenzüge (Kosten, Verbrauchsdaten, Laufleistung Fahrzeuge etc.) systematisch ermittelt und aufbereitet.

Für die Berechnungen zur Fallstudie werden zudem die (fiktiven) *bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten ermittelt. Dazu wird, ebenfalls analog zum Vorgehen für die generische Wirtschaftlichkeitsabschätzung, der Korrekturfaktor für den Reifegrad der Technologie (Wasserstoff-Infrastruktur) berücksichtigt.

Die im Folgenden dargestellten Positionen und Parameter für die fallstudien-spezifische Wirtschaftlichkeitsabschätzung beruhen auf Expertenschätzungen, die für die Fallstudie im Rahmen von Interviews mit den verantwortlichen Akteuren (LNVG, evb) eingeholt wurden.

- Umlaufplanung 2020: 10 Fahrzeuge
- Durchschnittlicher Umlauf: 6.540 km pro Tag

- Instandhaltung H₂-Zug: ca. 10 % günstiger als Diesel-Zug; durchschnittliche Kosten für Diesel-Zug liegen bei EUR 0,8 netto pro km; Annahme H₂-Zug: EUR 0,72 netto pro km
- Treibstoffverbrauch an H₂ / Flotte: 1.500 kg pro Tag sowie ca. 85 kg Reservegrundstock (gesamt 1.585 kg_{H2} pro Tag)
- Treibstoffkosten: EUR 4,50 pro kg_{H2} (Nebenprodukt-H₂ DOW Chemicals – Transport im Kesselwagen) nebst Marge von ca. EUR 0,55 netto pro kg_{H2}
- Gebühren: EUR 2,70 pro km
- Einsatztage pro Jahr: 220 (Jahresbetrachtung)

	Einheit	Wasserstoff- Infrastruktur	Wasserstoff- Infrastruktur
		Tagesbetrachtung	Jahresbetrachtung
1. Investitionskosten – einmalige Kosten	MEUR	53,1	53,1
Investitionskosten 10 Züge	MEUR	53,1	53,1
2. Betriebskosten – laufende Kosten	EUR/km	4.709	1.035.936
Umlaufplanung 10 Züge	km/d	6.540	6.540
Instandhaltung	EUR/km	0,72	0,72
3. Treibstoffkosten: Pfad 4 – laufende Kosten	EUR/kg _{H2}	8.010	1.726.155
Treibstoffverbrauch	kg _{H2} /d	1.585	1.585
Betankung frei Zapfpistole (inkl. Marge)	EUR/kg _{H2}	5,05	5,05
4. Gebühren – laufende Kosten	EUR/km	17.663	3.885.959
Trassen- und Stationspreise	EUR/km	2,70	2,70
Infrastrukturbereitstellungskosten – laufende Kosten	EUR/d bzw. EUR/Jahr	30.382	6.684.050
Korrekturfaktor für Reifegrad der Technologie	Faktor	0,85	0,85
Bereinigte Infrastrukturbereitstellungskosten – laufende Kosten	EUR/d bzw. EUR/Jahr	25.825	5.681.443

Abbildung 67: Kostenbetrachtung Fallstudie

Die in obiger Abbildung zusammengefasste Kostenabschätzung ermittelt bei einer Tagesbetrachtung Infrastrukturbereitstellungskosten von EUR 30.382 netto pro Tag für die *nicht bereinigten* Kosten der Wasserstoffinfrastruktur exklusive der Investitionskosten für zehn Züge. Für die *bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten ergeben sich in der Tagesbetrachtung EUR 25.825 netto pro Tag.

Bei einer Jahresbetrachtung lassen sich die *nicht bereinigten* Infrastrukturbereitstellungskosten für zehn Züge auf EUR 6.684.050 netto pro Jahr ermitteln. Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors für den Reifegrad der Technologie in Höhe von 0,85 belaufen sich die *bereinigten* Kosten in der Jahresbetrachtung auf EUR 5.681.443 netto pro Jahr, unter den getroffenen Annahmen.

6.1.4. Umsetzung und Betrieb

Auf dem Streckenabschnitt der evb, Buxtehude – Bremervörde- Cuxhaven und zurück, erzielt der wasserstoffbetriebene i Lint 54 eine Energieeinsparung von 28,7 % gegenüber

einen konventionellen angetriebenen Lint 54. Im folgendem werden nun im Hinblick auf die Inbetriebnahme der Zugflotte die wesentlichen Voraussetzungen und Optionen für den Betrieb der Infrastruktur und die Auswirkungen auf die betriebliche Planung der Brennstoffzellenzüge betrachtet.

6.1.4.1. Betriebsstandort: Technische Rahmenbedingungen Standort Tankstelle (Sicherheitsrelevante Aspekte)

Depot Bremervörde

Alle Dieselfahrzeuge des Standortes Bremervörde werden im Depotbereich der EVB instandgehalten und betankt. Das Depot befindet sich in der Nähe des Bahnhofes. Im gesamten Bereich befinden sich keine Fahrleitungen.

Betanken der Fahrzeuge mit Dieselkraftstoff – gegenwärtig Ablauf

Die Zapfsäulen der Tankanlage sind in der Waschhalle, Gleis 5, integriert. Die kombinierte Anordnung von Waschstraße und Nachfüllanlage ermöglicht die gemeinsame Nutzung von nur einem Ölabscheider.

Der Tankbehälter für den Dieselkraftstoff befindet sich außerhalb des Gebäudes zwischen den Gleisen 5 und 61 und ist unterirdisch mit den Zapfstellen verbunden. Die Anlieferung des Kraftstoffes erfolgt gegenwärtig per LKW.

Die Nachfüllung der Fahrzeuge erfolgt im offenen Befüllsystem auf Grundlage der BN 411013-02. Die zeitliche Ablaufplanung für die Nachfüllung der Triebzüge LINT 41, zwei Wagen mit je einer separaten Tankanlage mit einem Fassungsvermögen von 800 l, beruht auf den nachfolgenden Erfahrungswerten:

- Nachfüllung 20 min / Fahrzeug
- Rangieren 25 min / Fahrzeug.
- Die Gesamt – Nachfüllzeit von ca. 45 Minuten sollte auch als Vorgabe für die Betankung mit Wasserstoff gelten.

6.1.4.2. Betriebliche Planung, Umlaufplanung und Wasserstoffinfrastruktur

1. Wasserstoffbedarf

Tabelle 27: Auslegung der Tankanlage - Bedarfsermittlung

Kriterium	Pro Fahrzeug	2017 2 Fahrzeuge	2020 10 Fahrzeuge
Durchschnittlicher Umlauf /d	654 km / d	1.308 km / d	6.540 km / d
Fahrzeit:	gemäß Fahrplan	gemäß Fahrplan	gemäß Fahrplan
Verbrauch an H ₂ / Flotte:	150 kg _{H2} /d	300 kg _{H2} /d	1.500 kg_{H2}/d
Zusätzlicher Mindest-Reservegrundstock (Empfehlung):	nach Flottengröße	ca. 68 kg Reservegrundstock 20%	ca. 85 kg Reservegrundstock 5 %

Basis der Ermittlung: *H₂-Verbrauch 0,23 kg_{H2}/h, siehe oben

2. Wasserstoffversorgung für Depot Bremervörde ab 2020

- Wasserstoffquelle:

- Der in den Schienenfahrzeugen eingesetzte Wasserstoff stammt aus einer industriellen Produktion bei DOW Chemicals im Werk Stade und fällt dort als Nebenprodukt an, welcher auf eine Wasserstoffqualität von 5.0 gereinigt ist. Der angesetzte Wert des Wasserstoffs wurde über die anfallenden Kosten einer energetischen Substitution durch Erdgas bestimmt. Vor der Abfüllung wird der Wasserstoff auf die benötigte Qualität gereinigt.
- Bereitstellung / Anlieferung des Wasserstoffs, Varianten in der folgenden Tabelle:

Tabelle 28: Vergleich der Anlieferungsvarianten

Bereitstellung im Depot	Elektrolyse vor Ort	Anlieferung		
		LKW	Bahnkesselwaggon	Bahn – LKW Waggon
Pfad	1	3	4	4
Menge H ₂ / Transporteinheit	entfällt	490 kg _{H2}	660 kg _{H2} ¹⁾	490 kg _{H2}
Anzahl / d	1	4	3	4
Abmessung der Transporteinheit	entfällt	16m x 2,5m	13,7m x 2,5m	20 m x 2,5 m
Flächenbedarf für Anlieferung, insgesamt	Bis zu 1.000 m ²	260 m ²	103m ²	200m ²
Bewertungskriterien				
Flächenbedarf	5	4	2	3
Logistik	1	2	3	4
Emissionsfreie Anlieferung	1	5	2	3
Investitionskosten	5++	1	3	2
Auswertung	12	12	10	12

1) Druckgas – Kesselwagen; Geometrisches Fassungsvermögen 47 m³, 20 MPa, heute noch nicht verfügbar

Bewertungskriterien: 1 geringer Aufwand bis 5 sehr hoher Aufwand

Bewertung der Wasserstoffversorgung: Die Vorteile liegen bei einem gasförmigen Transport in Bahn-Kesselwagen. Eine grobe Abschätzung relevanter Kostenbestandteile konnte durch ein Interview mit einem Bahn-Transportunternehmen bestimmt werden. Für einen 20 MPa Kesselwagen mit 47m³ Volumen fallen demnach ca. 700.000 € Investitionskosten an. Die Wasserstoff-Nettotransportkapazität pro Kesselwagen beträgt etwa 650 kg.

3. Darstellung des Hauptprozesses

Die verwendeten Quellen, Annahmen und Dimensionierungsansätze sind identisch mit denen die in Kap. 1.1 und 1.2 verwendet wurden.

Abbildung 67 stellt die Hauptprozesse entlang der Wasserstoffbereitstellungskette zur Versorgung der Triebwagenzüge für das Projekt Bremervörde dar. Sie bestehen aus der Wasserstoffbereitstellung, der Wasserstoffabfülleinrichtung, dem Wasserstofftransport zur Betankungsanlage und der Betankungsanlage beim Betreiber. Die Anordnung der

wichtigsten Komponenten der Wasserstoff-Betankungsanlage auf dem Betriebshof des Triebfahrzeugbetreibers sind in Abbildung 68 skizziert.

Die Aufstellung der Komponenten der Betankungsanlage auf dem Gelände der evb in Bremervörde muss dabei die erforderlichen Vorgaben der Genehmigungs-Richtlinien erfüllen. Das betrifft z.B. die Sicherheitsabstände wasserstoffführender Komponenten aber auch Regelungen der Rangiertätigkeiten von Transporteinheiten auf dem Gelände.

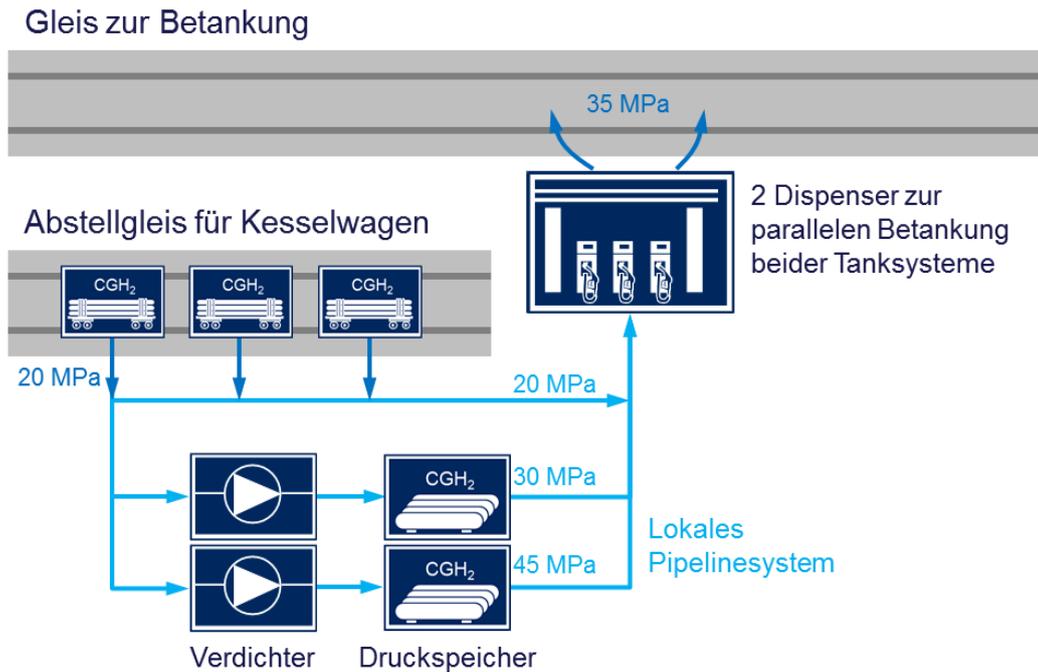


Abbildung 68: Anordnung der Komponenten der Wasserstoff-Betankungsanlage auf dem Gelände des Triebfahrzeugbetreibers

4. Anordnung der Wasserstoff-Betankungsanlage

Allgemeines: Alle für die Nachfüllung der Fahrzeuge mit Wasserstoff erforderlichen Infrastruktur-einrichtungen sind entsprechend den oben genannten Kriterien anzuordnen. Die Betankung sollte außerhalb des Gebäudes erfolgen. Dies lässt sich wie folgt begründen:

- Eine Deckenentlüftung müsste installiert werden, um eine Ansammlung von Wasserstoff im Deckenbereich ausschließen zu können.
- Kapazitätsengpass auf dem Gleis 5, da mehrere Jahre Diesel- und Wasserstofffahrzeuge im Mischbetrieb fahren werden.

5. Auslegung der Betankungsanlage

Die Dimensionierung der Betankungsanlage erfolgt analog zu den betrachtete generischen H₂-Versorgungsfällen in Kapitel 1.2.2. Ein Hauptunterschied besteht in dem geringen Anlieferungsdruck (20 MPa), was eine deutlich höhere Verdichterleistung der Betankungsanlage notwendig macht. Die Betankungsanlage besteht aus den Komponenten Rangier- und Abstellgleis für den oder die Eisenbahntankwaggons, Verdichteranlage, stationäre Hochdruckspeicherbank sowie Dispenser (= Fülleinrichtung aus zwei Zapfpistolen, mit denen parallel und gleichzeitig die zwei Triebwagenteile eines Triebwagens besetzt werden können). Obwohl entsprechend ohne Vorkühlung geplant ist heute noch nicht abzusehen, ob gfgs. eine Wasserstoffvorkühleinrichtung vorgesehen werden muss.

Für die Betankungsanlagen sind folgende Flächen vorzuhalten:

- Kompressoren: 125 m²,
- Stationärer Hochdruckspeicher : 200 m² und
- Dispenser: 5 m².

Die Kosten der Betankungsanlage (CAPEX und OPEX, ohne Vorkühlung) belaufen sich insgesamt auf etwa 2,1 €/kg_{H₂}.

In Summe belaufen sich die Gesamtkosten frei Zapfpistole des Wasserstoffversorgungskette auf etwa 5,1 €/kg_{H2}. Es ist darauf hinzuweisen, dass die nicht erfassbaren bzw. nicht berücksichtigten Kosten wie beispielsweise Grundstückskosten, Gebäude, Gleis- und sonstige Bauarbeiten sowie eine weniger optimierte Auslastung der einzelnen Anlagenteile (z.B. der Abfüllanlage) die Kosten deutlich erhöhen können. Auch die Wasserstoffreinigungsanlage kann ohne Kenntnis der Wasserstoffspezifikation frei Wasserstoffproduktionsanlage nicht beziffert werden. Des Weiteren können Unsicherheitsaufschläge und Margen der einzelnen Wertschöpfungsstufen den Wasserstoffpreis erhöhen.

6. Diskussion für eine mögliche Anordnung

Die drei Kesselwaggons werden gekoppelt auf dem vorgesehenen Entnahmeort abgestellt und gesichert. Auf dem Depotgelände bieten sich folgenden Varianten an:

Betankung – Nähe Werkstatt:

- Gleisabschnitt 65 Abstellung der Waggons
- Gleisabschnitt 64 Betankung der Fahrzeuge

Betankung – im nördlichen Bereich des Geländes:

- Gleisabschnitt 17 Abstellen der Waggons
- Gleisabschnitt 18 Betankung der Fahrzeuge

Die Vorteile liegen bei der Variante des Betankens im nördlichen Bereich des Depots. Die Waggons lassen sich ohne großen Rangieraufwand an die Position bringen bzw. abholen. Zusatzwaggons können auf dem Stichgleis 19 auf Warteposition geschoben werden, bis ein Austausch des Waggonverbands erfolgt.

Die Anbindung an einer Werkstraße gewährleistet auch die Zufahrt für einen LKW Tankwagen zur Backup Versorgung. Eine endgültige Lösung kann aber nur nach einer detaillierten Standortstudie festgelegt werden, welche nicht zum gegenwärtigen Leistungsumfang gehört.

7. Spezifische Vorgaben an die Betankungsanlage

Um eine Betankungsdauer von ca. 20 Minuten sicherzustellen, muss das Tanksystem für eine Befüllgeschwindigkeit bis ca. 7 kg_{H2}/min ausgelegt sein.

Die Infrastruktureinrichtungen sollten so gestaltet sein, dass eine spätere Erweiterung für das Betanken von Bussen, Nutzfahrzeugen sowie Privatfahrzeugen (700 bar) möglich ist.

Bremervörde entwickelt sich so zu einer zentralen Wasserstofftankstelle in der Region

VII. Fazit und Empfehlungen

Der Einsatz der Brennstoffzellen-Triebwagen auf der Schiene stellt eine emissionsfreie Ergänzung des elektrischen Bahnbetriebes dar. Die Vorteile gegenüber den konventionellen Dieselantrieben lassen sich wie folgt darstellen:

- Ein emissionsfreier Fahrgastbetrieb ist möglich.
- Ein sicherer Fahrgastbetrieb ist nicht abhängig von der Traktionsart.
- Fahrten im Mischbetrieb (H₂ – Diesel) sind ohne Einschränkung möglich.
- Die deutlichen Effizienzvorteile des kombinierten Brennstoffzellen-Batterie Antriebs zeigen sich besonders auf Strecken mit häufigen Haltepunkten und mit wechselnden Höhenprofilen.
- Der Instandhaltungsaufwand eines Brennstoffzellen-Triebwagens verringert sich um 10% gegenüber konventioneller Diesel – Traktion.
- Ein geringeres Tankvolumen erfordert eine Anpassung des Bereitstellungszyklus für die Fahrzeuge (tägliches Betanken).

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen auf, dass die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Brennstoffzellen-Triebwagen geeignet sind und dieser Einsatz unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich sein kann.

Die energiewirtschaftsrechtlichen Untersuchungen der Studie haben ergeben, dass für den notwendigen Bezug von Strom bei der Wasserstoffgewinnung durch die Elektrolyse grundsätzlich sämtliche Belastungen mit den Stromnebenkosten (Netzentgelten, EEG-Umlage und Stromsteuer) anfallen können. Aus diesem Grund sollte die heutige Reduzierung der EEG-Umlage bei Schienenbahnen auf die Wasserstoffproduktion für die anschließende Nutzung im Schienenverkehr erweitert werden – ähnliches gilt für bestehende Befreiungen bei Netzentgelten und Stromsteuer.

Für die Errichtung und den Betrieb der jeweiligen Anlagen sind in der Regel Planfeststellungsverfahren notwendig, was hohe Verfahrensanforderungen an alle Beteiligten stellt. Dies hat zwar den Vorteil, dass keine weiteren Genehmigungen mehr eingeholt werden müssen, aber der hohe Zeitaufwand dürfte für die Betreiber trotzdem vor große Herausforderungen stellen. Betreiber sollten Hilfestellungen zum Durchlaufen der Genehmigungsverfahren bekommen. Hilfreich wären Klarstellungen innerhalb von Gesetzen, Verordnungen oder Verwaltungsvorschriften. Daneben erscheint gerade auch die Zusammenstellung und Veröffentlichung von Leitfäden durch staatliche Stellen (oder ggf. auch Private) als hilfreich und empfehlenswert.

Als Betreiber der Wasserstoffherzeugungseinrichtungen – also insbesondere der Elektrolyseure – sowie der Rohrleitungen, Lagereinrichtungen und Tankstellen kommen unterschiedliche Unternehmen in Betracht. Gerade dann, wenn Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU) oder Eisenbahninfrastrukturunternehmen (EIU) die genannten Aufgaben übernehmen möchten, ergeben sich hieraus erhebliche finanzierungsrelevante Auswirkungen. EIU müssen grundsätzlich allen Dritten die Nutzung der Infrastruktur unter gleichen Bedingungen zur Verfügung stellen. Die hierfür erhobenen Entgelte unterliegen aber einer regulierungsrechtlichen Kontrolle. Die Untersuchung der regulierungsrechtlichen Vorgaben des Eisenbahnrechts hat gezeigt, dass hiermit eine Gesamtbetrachtung von Aufgaben erforderlich ist, die im heutigen Regulierungsrahmen unterschiedlichen Akteuren zugewiesen sind. Wenn Eisenbahnverkehrsunternehmen die

genannten Aufgaben ganz oder teilweise selbst übernehmen wollen, so müsste es ihnen möglich sein, diese Kosten z.B. über ihre Beförderungspreise abzudecken.

Nach rechtlicher Prüfung ist es im Vergabeverfahren grundsätzlich möglich, die Nutzung von Wasserstoffzügen oder – allgemeiner – die Nutzung einer emissionsfreien Schienenmobilität vorzugeben. Hierbei müssen die vergaberechtlichen Anforderungen ebenso wie die tatsächliche Entwicklung und Verfügbarkeit von Technologien beachtet werden. Es ist demnach zu prüfen, wie die Bietenden auf die erforderliche Infrastruktur zur Nutzung von Wasserstoff in Schienenfahrzeugen zurückgreifen können. Ein möglicher Ansatz wäre eine integrierte Ausschreibung, bei welcher zusammen mit dem Betrieb der Schienenfahrzeuge auch der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur ausgeschrieben wird. Hier muss jedoch konkret überlegt werden, welche Aufgaben dabei einbezogen werden müssen, insbesondere dann, wenn im räumlichen Umfeld bereits erschließbare Wasserstoffquellen existieren.

Im Hinblick auf die nicht bereinigten Infrastrukturbereitstellungskosten wird die Wasserstoff-Infrastruktur im Vergleich zur Dieselinfrastruktur in der Zeit der Einführung noch nicht wettbewerbsfähig sein. In Anbetracht der politischen Zielsetzung des emissionsfreien SPNV und der in der Berechnung noch nicht berücksichtigten weiteren Umweltauswirkungen und Gesundheitsschäden der Bevölkerung durch den Schadstoffausstoß von Dieselfahrzeugen gilt es, die Einführungsphase für staatliche, halböffentliche und private Akteure wirtschaftlicher zu gestalten. Hinsichtlich der Fahrzeuge erwarten wir bei Absatz größerer Stückzahlen und technischem Fortschritt mittelfristig eine Kostenreduktion von 10 - 20%. Eine Anschubfinanzierung in Form einer Förderung könnte hier kurz- bis mittelfristig unterstützen, bis sich die Technologie und die Prozesse etabliert haben.

Literatur

- [Alstom 2015] Persönliche Information 4.DEZ 2015
- [BAG SPNV 2015-1] VDV-/BAG-SPNV-Arbeitsgruppe Fahrzeugfragen: Finanzierungsinstrumente im Bestellermarkt - Beschreibungen, Effekte, Bewertungen in Kürze. März 2015.
- [BAG SPNV 2015-2] BAG-SPNV: Marktreport 2015/2016 – Ein Lagebericht zum Schienen-Personenverkehr in Deutschland.
- [Baker et al. 2005] Evaluation of hydrogen demonstration systems
- [Bertuccioli et al. 2014] FCH-JU Study: Development of Water Electrolysis in the European Union.
- [Bracha 1994] Bracha M., Lorenz G., Patzelt A, Wanner M., Large Scale Hydrogen Liquefaction in Germany, Int. Journal Hydrogen Energy, Vol.19 No.1 page 53-59, 1994
- [Chic 2014] Chic – Clean Hydrogen in European Cities: Deliverable No. 3.7, SEP 2014
- [DB Netz 2015] DB Netz AG: Bahn-Geodaten/Infrastrukturdaten, DEZ 2015
- [DeliverHy 2013] EU-Projekt, LBST, teilweise unveröffentlicht, <http://www.deliverhy.eu/>
- [DLR 2015] Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff – Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, KBB Underground Technologies GmbH, Februar 2015 <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb15/824812212.pdf> (zuletzt abgerufen am 4.04.2016).
- [DOE 2015] U.S. Department of Energy (DoE): Hydrogen Analysis Resource Center, Europe merchant H2 producers. 2015, abgerufen unter: <http://hydrogen.pnl.gov/hydrogen-data/hydrogen-production> am 16 NOV 2015
- [DOE 2015_1] U.S. Department of Energy (DOE): Hydrogen Analysis Resource Center, Worldwide Hydrogen Production Capacity at Refineries. 2015 abgerufen unter: hydrogen.pnl.gov/sites/default/files/data/Worldwide_refinery_hydrogen_production_capacity_by_country_2014.xlsx am 16. NOV 2015
- [e4ships 2016] E4ships – Brennstoffzellen im maritimen Einsatz. Leuchtturmprojekt im Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff & Brennstoffzellen der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), <http://www.e4ships.de/home.html> (zuletzt abgerufen am 28.03.2016)
- [EY et al. 2013] Ernst&Young; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Becker Büttner & Held: ChemCoast: Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Produktion in der Wirtschaftsregion Unterelbe. Strategiestudie für die Chemieindustrie, Juni 2013.
- [Ford 1997] Hydrogen Infrastructure Report; Prepared for: The Ford Motor Company by Directed Technologies, Air Products, BOC Gases, The Electrolyser Corporation, Praxair
- [Fraunhofer ISI] Fraunhofer ISI: Infoblatt 5/5: Bahngüterverkehr
- [Fraunhofer ISS 2008] Kille, C.; Schmidt N.: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen des Güterverkehrs; MAI 2008
- [FW 1996] Foster Wheeler: Decarbonisation of Fossil Fuels; Report Nr. PH2/2; Prepared for the Executive Committee of the IEA Greenhouse Gas R&D Programme; March 1996
- [Grube et al. 2009] Grube, T.; Stolten, D.; Fishedick, M.; Pastowski, A.: Perspektiven für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur am Beispiel NRW. Chemie Ingenieur Technik 2009, 81, No.5, 27. März 2009
- [Haldor Topsoe 1998] Hydrogen - We are up to your Requirements; 272e/3.98/10; technical description of steam reformers; Corporate Communications Lurgi AG, 1998
- [HYDRON 2015] Froehlich, F.: Hydron – Designentwurf einer leistungsfähigen Streckenlokomotive mit Wasserstoffantrieb. Präsentation einer Diplomarbeit an der TU Dresden, ETR, Nr. 7/8, S.66-74, Juli/August 2015.
- [Krieg 2012] Krieg, D.: Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff; 2012
- [lastauto omnibus katalog 2015]
- [LBST 1998] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Identification of Hydrogen By-Product Sources in the European Union. Studie für das Research Center Ispra, 1998
- [LBST 2013] Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas Hauptstadtbüro, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Dezember 2013.
- [LBST 2016a] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Power-to-gas – Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen – Application A: Hydrogen from power-to-gas for use in refineries. Eine Expertise für die Fondation Tuck, 2016 (in Erarbeitung)
- [LBST 2016b] Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Februar 2016, <http://www.e-mobilbw.de/de/service/publikationen.html?file=files/e->

- mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Studie_H2-Kommerzialisierung_Neu_RZ_WebPDF.pdf (zuletzt abgerufen am 4.04.2016) .
- [Linde 2005] Linde, Wiesbaden: Linde baut Wasserstoff-Verflüssigungsanlage in Leuna; 07.09.2005; www.linde-anlagenbau.de/de/p0002a/1126080000-news.php
- [Linde 2008] Hydrogen Infrastructure - Example: 700 bar refuelling in retail sites; Linde AG; H2 Expo Hamburg, 23.10.2008
- [Lurgi 1998] Lurgi: Hydrogen - We are up to your requirements; 272e/3.98/10; technical description of steam reformers; Corporate Communications Lurgi AG, 1998
- [MWV 2015] Mineralölwirtschaftsverband e.V.: Jährliche Kapazitätserhebung. Statistik vom 31.12.2014, abgerufen unter: <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikeninfoportal> am 23 NOV 2015
- [NIP 2013] Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem; IFEU; 28. Januar 2013; Berlin
- [NREL 2014] Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs
- [NVH 2015] Nahverkehr Hamburg: Innovativer Antrieb: China baut weltweit erste Wasserstoff-Straßenbahn, 24.03.2015, <http://www.nahverkehrhamburg.de/welt/item/1407-china-baut-weltweit-erste-wasserstoff-strassenbahn> (zuletzt abgerufen am 28.03.2016).
- [Planco 2007] PLANCO Consulting: Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße, NOV 2007
- [R2H 2007] Road2HyCom: Webseite. Abgerufen unter: http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/index.php/European_Hydrogen_Infrastructure_and_Production.html am 25. NOV 2015
- [SCI 2012] SCI Verkehr GmbH: Fahrzeugfinanzierung im SPNV – Bewertung der Chancen und Risiken verschiedener Finanzierungslösungen aus der Sicht von Aufgabenträgern, Verkehrsunternehmen und Finanzierungsanbietern im Auftrag der DB Regio AG. Oktober 2012.
- [Schlag 2009] Schlag, S. (SRI Consulting): The Future of Hydrogen. Präsentation auf 2009 Platinum Seminar Series, 2009
- [Smolinka 2011] NOW Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien
- [VTG 2016] Persönliches Gespräch des Projektteams mit VTG, Hamburg im Februar 2016.
- [WiWo 2009] Lok mit Brennstoffzelle. Artikel in der Wirtschaftswoche Nr. 33, 10.08.2009.

Impressum

Beauftragung der Studie

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)

Referat G21 Elektromobilität

Invalidenstraße 44

10115 Berlin

Telefon 030 18 300 0

Telefax 030 18 300 1920

Email Ref-g21@bmvi.bund.de

Koordination der Studie/Herausgeber

NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie

Thorsten Herbert

Fasanenstraße 5

10623 Berlin

Telefon 030 311 61 16-18

Telefax 030 311 61 16-99

Email thorsten.herbert@now-gmbh.de

Projektleitung und Begleitung der Studie

Ernst & Young GmbH

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Rainer Scholz

Rothenbaumchaussee 76-78

20148 Hamburg

Telefon 040 361 32 - 17056

Telefax 040 181 3943 - 17056

Email rainer.scholz@de.ey.com

Erscheinungsjahr

2016

