



**Gesamtbericht - Handlungsleitfaden**

**Machbarkeitsstudie:  
HyExperts – Lastverkehr mit grünem  
Wasserstoff – Future Mobility**





### **Auftraggeber:**

Landkreis Osterholz

stellvertretend für die elf Landkreise im Amtsbezirk Lüneburg: Celle, Cuxhaven, Harburg, Heidekreis, Lüchow-Danzenberg, Lüneburg, Osterholz, Rotenburg (Wümme), Stade, Uelzen und Verden

### **Impressum:**

#### **EE ENERGY ENGINEERS GmbH**

TÜV NORD GROUP

Wissenschaftspark, Munscheidstr.14, 45886 Gelsenkirchen

Internet: [www.energy-engineers.de](http://www.energy-engineers.de)

Sitz der Gesellschaft: Gelsenkirchen

Registergericht: Amtsgericht Gelsenkirchen, HRB 8017

Geschäftsführung: Dr. Frank-Michael Baumann, Dr. Andreas Ziolk, Dr. Jörg Aign

#### **BBH Consulting AG**

KAP am Südkai, Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln

Internet: [www.die-bbh-gruppe.de](http://www.die-bbh-gruppe.de); [www.bbh-beratung.de](http://www.bbh-beratung.de)

Vorstand: Dipl.-Ing. Peter Bergmann, Dr. Andreas Lied, Dipl.-Ing. Marcel Malcher

Vorsitzender des Aufsichtsrats: Prof. Christian Held - Rechtsanwalt

Sitz: München | Amtsgericht München: HRB 188278

Die Entwicklung des Amtsbezirk Lüneburg als Wasserstoffregion wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) mit insgesamt 300.000 Euro durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Aufgabenstellung .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Generelle Methodik und Vorgehensweise .....</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Erzeugung von grünem Wasserstoff.....</b>	<b>14</b>
3.1	Allgemeiner Teil .....	14
3.1.1	Technologierecherche und Datenerfassung .....	14
3.1.2	Grundlagen aus den Factsheets .....	15
3.2	Spezifischer Teil .....	23
3.2.1	Methodik .....	23
3.2.2	Priorisierung.....	25
<b>4</b>	<b>Wasserstoffbereitstellung und -logistik.....</b>	<b>30</b>
4.1	Allgemeiner Teil .....	30
4.1.1	Technologierecherche und Datenerfassung .....	30
4.1.2	Grundlagen aus den Factsheets .....	31
4.2	Spezifischer Teil .....	39
4.2.1	Methodik .....	39
4.2.2	Priorisierung.....	40
<b>5</b>	<b>Anwendung von Wasserstoff im Lastverkehr .....</b>	<b>47</b>
5.1	Allgemeiner Teil .....	47
5.1.1	Technologierecherche und Datenerfassung .....	47
5.1.2	Grundlagen aus den Factsheets .....	48
5.2	Spezifischer Teil .....	61
5.2.1	Methodik .....	62
5.2.2	Priorisierung.....	63
<b>6</b>	<b>Inwertsetzung der Wertschöpfungsketten.....</b>	<b>71</b>
6.1	Allgemeiner Teil .....	71
6.1.1	Übersicht Projektförderung .....	71
6.1.2	Technologierecherche und Datenerfassung .....	72
6.2	Spezifischer Teil .....	74
6.2.1	Methodik .....	74
6.2.2	Ermittlung der potenziellen Wasserstoffquellen in der Region .....	76
6.2.3	Ermittlung der potenziellen Wasserstoffbedarfe in der Region.....	79
6.3	Modellierung generischer Projekte.....	81

6.3.1	Marktorientierte Herleitung.....	82
6.3.2	Technische Betrachtung.....	85
6.3.3	Wirtschaftliche Betrachtung.....	89
6.4	Nutzung von Synergien durch Entwicklung von generischen Clustern.....	95
6.4.1	Geographische Herleitung.....	95
6.4.2	Technische Betrachtung.....	96
6.4.3	Wirtschaftliche Betrachtung.....	97
7	Handlungsempfehlungen zur Organisation des Markthochlaufes .....	99
7.1	Wasserstofferzeugung.....	99
7.1.1	Entwicklung eines Geschäftsmodells für die Wasserstofferzeugung.....	99
7.1.2	Geschäftsplanentwicklung für die Wasserstofferzeugung .....	105
7.2	Wasserstoffbereitstellung .....	111
7.3	Wasserstoffanwendungen.....	115
8	Ausblick.....	119
9	Anhang.....	124
9.1	Factsheets H <sub>2</sub> -Erzeugung .....	
9.2	Factsheets Wasserstoffspeicherung, -transport und -bereitstellung.....	
9.3	Factsheets Wasserstoffanwendungen .....	
9.4	Factsheet Rechtliche Aspekte.....	
9.5	Übersicht Förderprogramme.....	
9.6	Business Model Canvas .....	
9.7	Lastenheft Wasserstofftankstelle .....	

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektstruktur für das Vorhaben – „HyExperts Lastverkehr mit grünem Wasserstoff – Future Mobility“ .....	11
Abbildung 2: Priorisierungsmatrix .....	24
Abbildung 3: Filterung der Erzeugungstechnologien.....	25
Abbildung 4: Qualitative Darstellung anhand von Harvey Balls.....	26
Abbildung 5: Regionale Wertschöpfung entlang des Erzeugungspfades Elektrolyse.....	27
Abbildung 6: Regionale Wertschöpfung entlang des Erzeugungspfades Dampfreformierung....	28
Abbildung 7: Priorisierung der Erzeugungspfade.....	29
Abbildung 8: Priorisierungsmatrix .....	40
Abbildung 9: Filterung der möglichen Logistikpfade.....	41
Abbildung 10: Qualitative Bewertung anhand von Harvey Balls.....	43
Abbildung 11: Lokale Wertschöpfung für den Straßentransport von GH2.....	43
Abbildung 12: Lokale Wertschöpfung für den Straßentransport von LOHC .....	44
Abbildung 13: Priorisierung der Logistikpfade.....	46
Abbildung 14: Prognostizierte Anschaffungskosten (netto) einer Sattelzugmaschine mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb und deren unterschiedlichen Antriebsbestandteile innerhalb mehrerer Produktions-Szenarien für den europäischen Markt .....	55
Abbildung 15: Prognostizierte Anschaffungskosten (netto) eines Solobusses mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb in verschiedenen Produktions-Szenarien für den europäischen Markt	58
Abbildung 16: Prognostizierte Anschaffungskosten (netto) eines Abfallsammelfahrzeuges mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb .....	61
Abbildung 17: Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung einzelner Themen.....	62
Abbildung 18: Filterung der Anwendungsoptionen.....	63
Abbildung 19: Qualitative Darstellung anhand von Harvey Balls.....	65
Abbildung 20: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Speditionsverkehr – Mittelschwerer Lkw.....	66
Abbildung 21: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Speditionsverkehr - Schwerer Lkw.....	66
Abbildung 22: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Speditionsverkehr – Sattelzugmaschine .....	67

Abbildung 23: Bewertung der regionalen Wertschöpfung für der Fahrzeugklasse ÖPNV – Solobus .....	68
Abbildung 24: Bewertung der regionalen Wertschöpfung für der Fahrzeugklasse ÖPNV - Gelenkbus .....	68
Abbildung 25: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Entsorgung - Abfallsammelfahrzeug .....	69
Abbildung 26: Ergebnis der Priorisierung.....	70
Abbildung 27: Umfrageergebnisse zu Fahrzeugzahlen und anteilige Fahrleistungen .....	73
Abbildung 28: Schematische Erläuterung zur methodischen Auswertung des Marktstammdatenregisters .....	74
Abbildung 29: Im EEG gelistete Windkraftanlagen im Amtsbezirk Lüneburg (Stand 2021) .....	76
Abbildung 30: H <sub>2</sub> -Potenzial aus Post-EEG-Windkraft mittels Elektrolyse (Stand 31.12.2020) im Amtsbezirk Lüneburg (vgl. MaStR, 2021) .....	77
Abbildung 31: Im EEG gelistete Biogasanlagen im Amtsbezirk Lüneburg (Stand 2021) .....	78
Abbildung 32: Wasserstoffpotenzial der im EEG gelisteten Biogasanlagen (Stand 31.12.2020) im Amtsbezirk Lüneburg (vgl. MaStR, 2021) .....	79
Abbildung 33: Grafische Darstellung der in der Umfrage erfassten Fahrzeugstandorte im Amtsbezirk Lüneburg (erhoben 03/2021).....	80
Abbildung 34: Hochlaufszzenarien für den BZ-Fahrzeugbestand bis 2030.....	81
Abbildung 35: Anzahl der Standorte in den jeweiligen Größenklassen .....	83
Abbildung 36: Schematische Darstellung des generischen Projekts für den ÖPNV .....	84
Abbildung 37: Schematische Darstellung der Wasserstoffkette mit Windstrom.....	86
Abbildung 38: Schematische Darstellung der Wasserstoffkette mit Biogas.....	87
Abbildung 39: Kostenstruktur für ein generisches Einzelprojekt im Bereich Spedition (Stand 07/2021).....	93
Abbildung 40: Kostenstruktur für ein generisches Einzelprojekt im Bereich Entsorgung (Stand 07/2021).....	93
Abbildung 41: Kostenstruktur für ein generisches Einzelprojekt im Bereich ÖPNV (Stand 07/2021).....	94
Abbildung 42: Schematische Darstellung des technischen Konzepts des generischen Pilot-Clusters .....	96
Abbildung 43: Kostenstruktur des generischen Clusters.....	97
Abbildung 44: Bilanzgrenzen des empfohlenen Geschäftsmodells .....	100

Abbildung 45: Vor- und Nachteile eines Geschäftsmodells für die Wasserstofferzeugung..... 102

Abbildung 46: Darstellung eines Business Model Canvas nach Osterwalder und Pigneur (2011)  
..... 103

Abbildung 47: Jahresgewinn oder -verlust vor Zinsaufwand und Steuern ("EBIT") ..... 105

Abbildung 48: SWOT Analyse – externe und interne Faktoren ..... 108

Abbildung 49: SWOT Analyse – Strategieentwicklung..... 110

Abbildung 50: Struktur der Handlungsempfehlungen zur Wasserstoffbereitstellung (eigene  
Darstellung auf Basis von FCH JU 2017) ..... 111

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Eckdaten der Elektrolysetechnologien .....	18
Tabelle 2: Technische Eckdaten Dampfreformierung .....	20
Tabelle 3: Übersicht Speichertechnologien.....	34
Tabelle 4: Übersicht gängiger Transportvarianten .....	36
Tabelle 5: Komponenten Wasserstofftankstelle .....	38
Tabelle 6: Technologieübersicht gängiger Tankstellengrößen .....	38
Tabelle 7: Technologieübersicht der Wasserstoffanwendungen im Speditionsverkehr .....	54
Tabelle 8: Technologieübersicht der Wasserstoffanwendungen beim ÖPNV-Bus .....	57
Tabelle 9: Technologieübersicht der Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeugen im Bereich Entsorgung.....	60
Tabelle 10: Potenzieller H <sub>2</sub> -Bedarf pro Jahr bei der Umstellung aller in der Umfrage erfassten Fahrzeuge .....	79
Tabelle 11: Typischer täglicher Wasserstoffbedarf in den nachfolgend betrachteten generischen Projekten in den Jahren 2025 und 2030 .....	83
Tabelle 12: Abstände zu den notwendigen Erzeugungsanlagen der generischen Standorte .....	85
Tabelle 13: Annahmen zu Transport, Speicher & Kompression für die technischen Konzepte ..	85
Tabelle 14: Technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse mit Windstrom .....	88
Tabelle 15: Technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstofferzeugung aus Biogasreformierung .....	88
Tabelle 16: Investitionskosten (netto) für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse mit Windstrom .....	90
Tabelle 17: Investitionskosten (netto) für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstofferzeugung aus Biogasreformierung .....	91
Tabelle 18: Variable Betriebskosten für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte ..	92
Tabelle 19: Fixe Betriebskosten für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte .....	92
Tabelle 20: Technische Konzepte des generischen Clusters.....	97
Tabelle 21: Beispielhafte Inhalte eines Lastenhefts für Wasserstofftankstellen (vgl. FCH JU 2017).....	114

## 1 Einleitung und Aufgabenstellung

Fast alle Staaten der Erde haben auf der UN-Klimakonferenz im Jahr 2015 vertraglich festgehalten, den menschengemachten globalen Temperaturanstieg durch den Treibhauseffekt auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Insbesondere die drastische Senkung der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Begrenzung des Temperaturanstiegs und des damit einhergehenden Klimawandels ist eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Um die Klimaziele der EU, Deutschlands und des Landes Niedersachsen zu erreichen, ist ein grundlegender Umbau unserer Energiesysteme und eine vollständige Umstellung auf emissionsfreie Technologien in allen Verbrauchssektoren erforderlich.

Aus erneuerbaren Energien gewonnener „grüner“ Wasserstoff wird zukünftig eine zentrale Rolle einnehmen und zu einer der Schlüsseltechnologien der kommenden Jahrzehnte werden. Er unterstützt die forcierte Nutzung erneuerbarer Energien und macht diese flexibel und langfristig speicher- und transportierbar. Zudem kann „grüner“ Wasserstoff auch als Rohstoff in vielen wesentlichen Verbrauchssektoren genutzt werden. Insbesondere in den nicht - oder nur schwer - zu dekarbonisierenden Anwendungsgebieten, beispielsweise im Schwerlastverkehr, in der Industrie sowie in Teilen des Wärmesektors, kann grüner Wasserstoff eine Lösung darstellen. Ein erster wirksamer Schritt zur Nachfrageerhöhung wäre eine schnelle Umsetzung von EU-Richtlinien in nationales Recht. Sowohl dort als auch in weiteren nationalen Verordnungen werden sogenannte erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs, also klimafreundlicher Elektrolysewasserstoff oder klimafreundliche strombasierte Kraftstoffe, als Optionen zur Quotenerfüllung mit aufgenommen. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten von Investitionen ist die schnellstmögliche Festlegung eines Fahrplans bis mindestens 2030 für die Treibhausgasminderungsziele durch die Einführung von Brennstoffzellen- und batterieelektrischen Antriebskonzepten sowie den Einsatz von wasserstoffbasierten erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehr unabdingbar.

Im Zeitraum vom 01. November 2018 bis 31. Dezember 2019 wurde mit dem Projekt „Projektkoordination Wasserstoffwirtschaft“ die Region Nordostniedersachsen, welche die elf Landkreise des Amtsbezirks Lüneburg umfasst, als Wasserstoff-Modellregion in der Erprobung einer Wasserstoffwirtschaft positioniert.

Vor dem Hintergrund, dass

- die Region überwiegend ländlich / landwirtschaftlich geprägt ist, über eine hohe Dichte an Windkraft- und Biogasanlagen verfügt und zunehmend vor der Herausforderung steht,

ökonomisch sinnvolle Nachnutzungskonzepte für dezentrale Erzeugungsanlagen nach Auslaufen zwanzigjähriger der EEG-Förderperiode zu entwickeln

- in der Region ein hohes Aufkommen an regionalen Lastverkehren, insbesondere durch Lkw (Futtermittel, Agrarprodukte, Chemie, Bioenergie, Abfall/Entsorgung) existiert und vor der Herausforderung steht, zukünftig strengere Vorgaben für emissionsarme bzw. -freie Fahrzeuge (wie die „EU Clean Vehicles Directive“) zu erfüllen
- diese ökonomischen und regulatorischen Treiber den Handlungsdruck bei den betroffenen Akteuren erhöhen,

wurde das Projekt „HyExperts – Lastverkehr mit grünem Wasserstoff – Future Mobility“ für die Region Nordostniedersachsen entwickelt. Die Konzeption des Projektes wurde durch den Aufbau eines umfangreichen und leistungsfähigen Netzwerks aus engagierten Unternehmen, Kammern und Verbänden sowie der öffentlichen Hand in der Region intensiv begleitet. Es wurden komplementäre Arbeitsgruppen zu den vier großen Arbeitsschwerpunkten des Projektes (AP1: Grüne Wasserstoffherzeugung, AP2: Wasserstoffbereitstellung und -logistik, AP3: Anwendungsfälle regionaler Speditionsverkehr, ÖPNV-Bus und kommunaler Entsorgung sowie AP4: Inwertsetzung der Wertschöpfungsketten) gebildet, die bereits im Vorfeld des Vorhabens wertvolle Vorarbeit zur Umsetzung des Projektes erbracht und die jeweiligen Projektphasen intensiv begleitet und flankiert haben.

Das Vorhaben – „HyExperts Lastverkehr mit grünem Wasserstoff – Future Mobility“- hat zum Ziel, die regionale Erzeugung erneuerbarer Energien (Windkraft, PV, Biogas) und den Lastverkehr (Lkw, ÖPNV) in Nordostniedersachsen mit Hilfe von Wasserstofftechniken zu koppeln sowie die breite Markteinführung dieser Technologie unter Ausschöpfung der lokalen Wertschöpfungs- und Wirtschaftspotenziale zu organisieren (vgl. TZEW, 2020).

## 2 Generelle Methodik und Vorgehensweise

Das Projekt gliedert sich in vier inhaltliche Arbeitspakete sowie begleitende übergeordnete Arbeiten. Die folgende Abbildung 1 zeigt die Projektstruktur, die zur Bearbeitung der Aufgabenstellung vorgesehen ist:

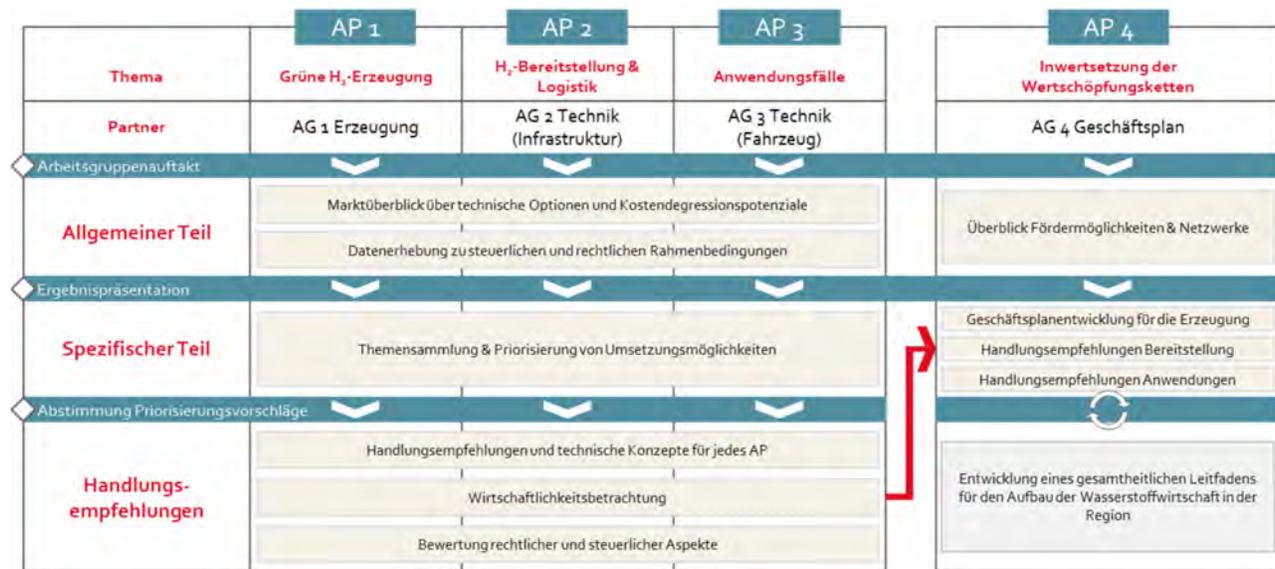


Abbildung 1: Projektstruktur für das Vorhaben – „HyExperts Lastverkehr mit grünem Wasserstoff – Future Mobility“

Die skizzierte Projektstruktur und der Projektablauf basieren auf einem Phasenmodell. Zu Beginn der jeweiligen Arbeitsphase fanden stets ausführliche Auftaktgespräche mit den jeweiligen Arbeitsgruppen statt, um einerseits das vorhandene Wissen des Netzwerks konsequent in die Bearbeitung einzubinden und andererseits ein gemeinsames Verständnis zu den anstehenden Fragestellungen und Arbeitsschwerpunkten zu gewährleisten. In gleicher Weise wurden die Ergebnisse der jeweiligen Arbeitsphasen in themenspezifischen Ergebnisworkshops vorgestellt und diskutiert. Aufbauend auf der umfangreichen und vielseitigen Expertise der lokalen Akteure diente diese Diskussion der Konsensbildung über die erarbeiteten Ergebnisse.

Der als „Allgemeiner Teil“ (Phasen 1 – 2) bezeichnete Arbeitsschritt bestand vor allem aus einer umfangreichen Datensammlung und dem Aufzeigen relevanter Rahmenbedingungen. Wesentliches Ergebnis war die Erstellung sogenannter Factsheets. Diese bieten eine Technik- und Marktübersicht zu den relevanten Komponenten entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette (AP 1 – 3), die auch Kosteninformationen und rechtliche Grundlagen enthält sowie einer Übersicht zu

relevanten Netzwerkstrukturen und möglichen Fördermitteln zur späteren Projektumsetzung (AP4). Da die Datenqualität für den gesamten Projektverlauf eine entscheidende Rolle spielt, haben weitere bilaterale Gespräche mit Akteuren der Arbeitsgruppen sowie Externen (z. B. weiteren Herstellern) stattgefunden.

Im “Spezifischen Teil” (Phasen 3 – 5) wurden zunächst Themensammlungen, d. h. vor dem Hintergrund der regionalen Begebenheiten relevante technische Optionen, zusammengestellt und aufbereitet. Nach erfolgter Durchsprache und Ergänzung der Themensammlungen mit den entsprechenden Arbeitsgruppen wurden relevante Fragestellungen abgeleitet und Priorisierungsvorschläge zur Einordnung bzw. Bewertung umsetzungskritischer Einzelthemen formuliert. Die vorgegebenen Bewertungskriterien sind:

1. Einfluss auf die Inwertsetzung:

Beschreibt, wie kritisch (wichtig) das betrachtete Einzelthema für die Inwertsetzung der Wertschöpfungskette ist.

2. Alternativen (technologisch/ökonomisch):

Beschreibt, ob Alternativmöglichkeiten zur Substitution des vorliegenden Einzelthemas bestehen oder ob es eine alternativlose (unverzichtbare) Option darstellt.

Auch die Resultate dieses Arbeitsschrittes in Form ausgewählter bzw. bevorzugter Technologieoptionen als „Bausteine“ der weiteren Projektschritte sind mit den jeweiligen Arbeitsgruppen erörtert und abgestimmt worden.

Die Arbeiten und Ergebnisse des allgemeinen und des spezifischen Teils werden für die drei Bereiche der Wertschöpfungskette Erzeugung, Infrastruktur und Anwendung in den Kapiteln 3 – 5 beschrieben. Damit diese Kapitel auch einzeln gelesen werden können, wird jeweils die Methodik und die Vorgehensweise zu den einzelnen Schritten nochmals kurz erläutert, sodass sich einzelne Abschnitte in den drei Kapiteln wiederholen.

Im Arbeitsschritt “Handlungsempfehlungen” (Phasen 6 – 9) wurden die Ergebnisse aus dem allgemeinen und dem spezifischen Teil auf die Region angewandt und es wurden sogenannte generische Projekte erarbeitet, die typisch für die Region sind und als Vorlage für möglichst viele Projekte im Amtsbezirk Lüneburg oder ähnlichen Regionen genutzt werden können. Diese generischen Projekte wurden auf Basis des priorisierten Technologierahmens sowie der wirtschaftlichen Parameter aus den jeweiligen Factsheets technisch und wirtschaftlich betrachtet.

Aus der Analyse und Optimierung wurden im letzten Teil Handlungsempfehlungen für die drei Bereiche Erzeugung, Bereitstellung sowie Anwendung erarbeitet, welche zur Finalisierung in einem Workshop mit dem regionalen Netzwerk präsentiert und reflektiert wurden. Für die Wasserstoffherzeugung wurde dazu ein Geschäftsplan entwickelt. Für die Bereitstellung wurde die Vorgehensweise zu Konzeption und Ausschreibung von Tankstelleninfrastruktur beschrieben und für die Anwendung im Lastverkehr wurden Optionen für die Beschaffung von Fahrzeugen aufgezeigt. Verknüpft ergeben diese drei Elemente einen gesamtheitlichen Leitfaden zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Amtsbezirk Lüneburg in der Markthochlaufphase von Wasserstofftechnologien im Lastverkehr.

### 3 Erzeugung von grünem Wasserstoff

Im Amtsbezirk Lüneburg stehen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff vor allem die beiden Energiequellen Windkraft und Biogas zur Verfügung, die mit über 90 % den größten Anteil an Erzeugungskapazität für erneuerbare elektrische Energie stellen (Marktstammdatenregister, Stand Juli 2021). Photovoltaik und Wasserkraft spielen hier eine untergeordnete Rolle. Auf den beiden Energiequellen Windkraft und Biogas basierend ergibt sich eine Vielzahl verschiedener Erzeugungstechnologien. Gemeinsam mit den Akteuren in der AG 1 wurde geklärt, welche Technologien zur Erreichung der Projektziele, also dem Einsatz von grünem Wasserstoff im Lastverkehr geeignet sind. Dazu wird zunächst in 3.1 eine umfassende Übersicht über die relevanten Technologien erstellt. Diese wird in einem zweiten Schritt in 3.2 anhand verschiedener Kriterien priorisiert. Die Ergebnisse bilden die Grundlage für die technische Beschreibung der generischen Projekte in Kapitel 6.

#### 3.1 Allgemeiner Teil

Im Allgemeinen Teil wurden die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Grundlagen der verschiedenen verfügbaren und relevanten Technologien dargestellt. Zu diesem Zweck wurden die Erzeugungstechnologien in die Kategorien Elektrolyse, Reformier, Nebenprodukt sowie innovative Verfahren eingeteilt. Zu jedem dieser Bereiche wurde ein Factsheet mit relevanten Informationen zusammengestellt. Die Ergebnisse der Recherche bilden die Grundlage für die weiteren Diskussionen mit der AG 1 sowie der Priorisierung im Kapitel 3.2. Die Auswahl der beschriebenen Technologien wurde in enger Abstimmung mit den Akteuren in der AG 1 getroffen. Die Einbindung der Akteure erfolgte mit der Unterstützung des bereits etablierten Wasserstoffnetzwerks H2.N.O.N. Im Folgenden wird die Datenerhebung und die Methodik zur Erstellung der einzelnen Factsheets beleuchtet und die Ergebnisse in den vier Bereichen dargestellt. Die ausführlichen Factsheets sind im Anhang (Kapitel 9.2) enthalten.

##### 3.1.1 Technologierecherche und Datenerfassung

Zur Erfassung der benötigten technischen und wirtschaftlichen Daten wurden verschiedene Studien, Präsentationen, wissenschaftliche Arbeiten sowie Interviews mit internen und externen Experten genutzt. Durch die langjährige Expertise der Autoren und das zur Verfügung stehende

Netzwerk aus Experten und Marktakteuren aus der langjährigen Arbeit im Bereich Wasserstoff konnte auf eine umfangreiche Wissensbasis zur Beschreibung der ausgewählten Technologien zurückgegriffen werden.

Wesentliche Quellen für die Technologierecherche werden im Folgenden beschrieben:

- **International Renewable Energy Agency (IRENA)**

Die internationale Organisation regt im Auftrag ihrer 164 Mitgliedsstaaten den weltweiten Wandel zu einer nachhaltigen Zukunft an. Im Fokus steht dabei der Energiesektor. Im Auftrag der IRENA werden regelmäßig umfassende Studien und Statistiken zu Erneuerbaren Energien weltweit bereitgestellt. Für die Erarbeitung der Factsheets wurde vor allem die Studie Green Hydrogen Costs aus 2020 genutzt (vgl. IRENA, 2020).

- **Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)**

Das Fraunhofer ISE ist ein international anerkanntes Forschungsinstitut mit einem breiten Schwerpunkt in verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft wie Energieerzeugung, -effizienz, -speicherung und -verteilung. Zur Erstellung der Factsheets wurden vor allem die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien aus 2018 genutzt (vgl. Fraunhofer ISE 2018).

- **Wuppertal Institut (WI)**

Das Wuppertal Institut ist eine international renommierte Forschungseinrichtung auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit. Die gemeinnützige GmbH fungiert als internationaler Think Tank, der sich mit einer großen Bandbreite verschiedener Zukunftsthemen im Themenspektrum Energie, Nachhaltigkeit, Digitalisierung und Mobilität beschäftigt. Alleiniger Gesellschafter ist das Land NRW.

### **3.1.2 Grundlagen aus den Factsheets**

Die verschiedenen Arten der Herstellung und insbesondere die technischen Unterschiede bei den Herstellungsverfahren von Wasserstoff werden in den nachfolgenden Abschnitten detaillierter beschrieben.

## **Elektrolyse**

Die Wasser-Elektrolyse bezeichnet die technische Aufspaltung von Wasser in die Komponenten Wasserstoff und Sauerstoff. Dies erfolgt durch eine so genannte „Redoxreaktion“ in Elektrolyseanlagen unter Einsatz elektrischer Energie. Hierbei werden zwei Elektroden (Anode und Kathode), die sich in dem jeweiligen Elektrolyten (hier Wasser) befinden, an eine Gleichspannungsquelle angeschlossen. An der Anode entsteht dann Sauerstoff und an der Kathode Wasserstoff. Auf diese Weise wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt bzw. „gespeichert“. Hierbei unterscheidet man mehrere Anwendungstypen:

### ***Alkalische Elektrolyse (AEL)***

Metallelektroden spalten in einer alkalischen Lösung (bis 40 %-ige Kalilauge) Wasser auf. Für die AEL-Elektrolyse werden zwar keine Edelmetalle als Katalysatoren benötigt, allerdings sind potenziell umweltgefährdende Substanzen notwendig, die außerhalb eines Umfeldes, das den Umgang mit Gefahrstoffen beherrscht, kritisch sein können. Die AEL ist seit rund 100 Jahren v.a. in der Industrie im Einsatz. Da eine konstante Betriebsweise ihrem Wirkungsgrad zugutekommt, ist sie besonders für Dauerbetrieb geeignet. Da sie technisch erprobt ist, stellt sie derzeit die günstigste Variante zur Herstellung grünen Wasserstoffs dar. Wenngleich die AEL grundsätzlich auch in sehr kleinen Einheiten betrieben werden kann, ist ihr Einsatzschwerpunkt aufgrund der potenziell umweltgefährdenden Substanzen eher im industriellen Umfeld zu sehen (vgl. LEE/Wuppertal Institut, 2020).

### ***Solid-Oxide / Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)***

Das SOEC-Verfahren arbeitet mit hohen Temperaturen zur Wasserstoffproduktion, wodurch - im Vergleich zu anderen Elektrolyseverfahren - weniger elektrische Energie zur Abspaltung des Wasserstoffs nötig ist. Sauerstoffionen diffundieren durch ein festes Oxid. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen des SOEC-Verfahrens bietet es sich in Zusammenhang mit Wärmeanwendungen zur Nutzung der Abwärme an. Die SOEC-Elektrolyse weist ein trägeres Anfahrverhalten als die anderen Elektrolysearten auf. Die Technik befindet sich am Übergang von der Forschung zur Marktreife. Die SOEC wird immer dann interessant werden, wenn eine hohe zeitliche Auslastung und eine sinnvolle Wärmenutzung am Standort zusammenkommen. Damit ist sie tendenziell im industriellen Umfeld zu sehen (vgl. LEE/Wuppertal Institut, 2020).

### ***Proton Exchange Membrane-Elektrolyse (PEM)***

Das PEM-Verfahren arbeitet mit einer Protonen-Austausch-Membran in einem sauren Milieu, deshalb sind Edelmetalle zum Schutz der Katalysatoren vor Korrosion nötig. Der Einsatz von Edelmetallen ist der Hauptgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten dieses Verfahrens. Die Wasserstoffionen diffundieren durch eine gasdichte Membran. Die PEM-Elektrolyse zeichnet sich durch ihre Reaktionsschnelligkeit aus, wodurch ein sehr dynamischer Betrieb möglich ist, beispielsweise für das Abfahren von fluktuierenden Windlastkurven oder für die Netzstabilisierung. Über dies arbeitet sie auch im Teillastverhalten sehr effizient. Vor allem durch ihre Flexibilität, die vergleichsweise einfache Betriebsweise und Handhabung sowie die nahezu uneingeschränkte Skalierbarkeit gilt die PEM-Elektrolyse als Schlüsselbaustein in einer wasserstoffbasierten Energieversorgung. Da die fluktuierenden Stromquellen Wind und Sonne absehbar die Hauptquellen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sein werden, dürfte die PEM-Elektrolyse sich hierbei als die zentrale Produktionstechnik etablieren (vgl. LEE/Wuppertal Institut, 2020).

### ***Anion Exchange Membrane-Elektrolyse (AEM)***

Die AEM kombiniert die Vorteile von AEL und PEM hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Lebensdauer. Es sind keine Edelmetalle nötig. Die Anforderungen an die Wasserqualität liegen im Bereich des Reinwassers. Die Technik kann sehr modular und kleinteilig aufgesetzt werden und bietet sich damit für dezentrale Projekte an. Derzeit gibt es eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der AEM. Da allerdings nur ein Unternehmen erste Produkte auf dem Markt anbietet, ist die künftige Rolle dieses Verfahrens momentan nur schwer einschätzbar.

Die Elektrolysetechnik macht es möglich, vor allem die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne in Form von Wasserstoff zu speichern und in zahlreichen energietechnischen und stofflichen Anwendungen zu nutzen. Diese wichtige Eigenschaft macht die Elektrolyse zu einem zentralen Scharnier der Sektorenkopplung beziehungsweise dem geplanten Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung. Der Bedeutung der Elektrolyse wird auch in Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie des Bundes Rechnung getragen. So sollen bis zum Jahr 2030

Elektrolyseanlagen mit einer Erzeugungskapazität von bis zu 5 Gigawatt und bis spätestens 2040 weitere 5 Gigawatt gebaut werden (BMW, 2020).

Wesentliche technische Eckdaten zu den Elektrolysetechniken sind in Tabelle 1 zusammengefasst (die Quellenangaben sind in den Factsheets zu finden).

Anlagentypen	AEL	PEM	SOEC	AEM
<b>Druck in 2020</b> <b>(in 2050) [bar]</b>	< 30 (> 70)	< 30 (> 70)	1 bar (> 20)	< 35 (> 70)
<b>Reinheit in 2020</b> <b>(in 2050) [%]</b>	99,9 – 99,9998 (> 99,9999)	99,9 – 99,9999 (99,9 – 99,9999)	99,9 (> 99,9999)	99,9 – 99,999 (> 99,9999)
<b>Wartung</b> <b>[% der Investitionskosten]</b>	4	4	4	Bisher keine Angaben
<b>Lebensdauer in 2020</b> <b>(in 2050) [h]</b>	60.000 (100.000)	50.000-80.000 (100.000-120.000)	< 20.000 (80.000)	> 30.000 (60.000)
<b>Wirkungsgrad in 2020</b> <b>(in 2050) [%]</b> <b>(brennwertbezogen)</b>	50 – 68 (> 70)	50 – 68 (> 80)	75 – 85 (> 85)	> 60 (> 75)
<b>Elektrolyt</b>	Kaliumhydroxid- lösung	Destilliertes Wasser	Wasserdampf	Kaliumhydroxid- Lösung (< 1 %) / Wasser
<b>Temperatur in 2020</b> <b>(in 2050) [°C]</b>	70 – 90 (> 90)	50 – 80 (80)	700 – 850 (< 600)	40 – 60 (80)
<b>Kleinste Einheit [kW]</b>	~ 5	~ 5	~ 20	~ 2
<b>Größte Anlagen [MW]</b>	1	24	0,72	0,14

Tabelle 1: Technische Eckdaten der Elektrolysetechnologien

Ausführliche rechtliche und steuerliche Hinweise zur Elektrolyse und sind den entsprechenden Factsheets in den Anhängen 9.1 und 9.4 zu entnehmen.

## Dampfreformierung (DR)

Ein kohlenstoffhaltiger Grundstoff reagiert unter hohem Druck und hohen Temperaturen mit Wasserdampf, wodurch ein Synthesegas (Kohlenmonoxid und Wasserstoff) entsteht. Über die anschließende Wassergas-Shift-Reaktion entsteht  $\text{CO}_2$  und Wasserstoff. Die DR wird seit gut 100 Jahren eingesetzt und produziert vor allem in großindustriellem Maßstab Wasserstoff aus Erdgas (grauer Wasserstoff) oder Erdöl. Dies geschieht in erster Linie anwendungsnah, d.h. vor allem in Raffinerien oder Chemieparks, in den große Mengen Wasserstoff als Produktionsmittel verwendet werden. Übliche DR-Anlagen erzeugen einige tausend Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde und sind großtechnische Chemieanlagen.

Aufgrund der langjährigen Nutzung und starken Verbreitung ist die DR derzeit die günstigste Art, Wasserstoff zu produzieren. Auf diesem Level lassen sich keine größeren Kostensenkungspotenziale mehr erkennen. Durch die zunehmende  $\text{CO}_2$ -Bepreisung der fossilen Grundstoffe werden die Wasserstoffproduktionskosten mittels DR aber absehbar tendenziell teurer.

Auch wird durch die Dampfreformierung  $\text{CO}_2$  freigesetzt. Dieses kann jedoch großtechnisch abgeschieden und gespeichert oder für andere industrielle Prozesse genutzt werden (Carbon Capture and Storage / Utilization, CCS / CCU). Der dadurch  $\text{CO}_2$ -freie Wasserstoff wird als blauer Wasserstoff bezeichnet (weitere Informationen zur Wasserstofffarbenlehre sind im Anhang zu finden). Die Speicherung von  $\text{CO}_2$ , beispielsweise meistens in ehemaligen Gasförderstätten im Untergrund, stößt allerdings in der Öffentlichkeit auf erhebliche Umwelt- und Sicherheitsbedenken. Daher wird die stoffliche Nutzung des  $\text{CO}_2$  wieder intensiv diskutiert (Rohstoffsynthese).

Die DR wird neben der großtechnischen Ausprägung auch für „dezentrale“ Anwendungen angeboten. Hier wird nach dem gleichen technischen Prinzip Erdgas für die Nutzung in Brennstoffzellen oder für Tankstellen zu Wasserstoff aufbereitet.

Mit der DR kann technisch gesehen auch Wasserstoff aus Biogas gewonnen werden. Hierzu wird das im Gärprozess der Biogasanlage entstehende Biogas nach einer Reinigungsstufe (Entfernung von Schwefelwasserstoffen, Ammoniak, ...) in den Reformier geleitet und dort der Wasserstoff entzogen. Dazu gibt es mittlerweile auch Anlagen im kleineren Leistungsbereich auf dem Markt, bei denen jedoch noch ein erhebliches Kostensenkungspotenzial besteht. Die vergleichsweise aufwendige Verfahrenstechnik der Biogasaufbereitung und -konditionierung sowie der anschließenden Reformierung begrenzt die dezentrale Anwendbarkeit der Technik vor allem aus

wirtschaftlichen Gründen. In Tabelle 2 sind die technischen Eckdaten verschiedener Dampfreformierungsverfahren zusammengefasst (die Quellenangaben sind in den Factsheets zu finden).

	DR (Erdgas industriell.)	DR (Erdgas klein)	DR (Biogas)
<b>Betriebsdruck [bar]</b>	6 – 40	drucklos	< 18
<b>Reinheit</b>	hochrein (brennstoffzellentauglich)		
<b>Lebensdauer [h]</b>	~ 200.000	15.000 – 80.000	~ 200.000
<b>Wirkungsgrad [%]</b> (heizwertbezogen)	75 – 90	80 – 85	70 – 75
<b>Rohstoff</b>	Erdöl / Erdgas / Biogas	Erdgas	Biogas
<b>Temperatur [°C]</b>	700 – 900	200	< 300
<b>Erzeugungskapazität [Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h]</b>	100 – 50.000	1 – 10	60

**Tabelle 2: Technische Eckdaten Dampfreformierung**

## Innovative Verfahren

Neben den klassischen Verfahren zur Wasserstoffproduktion wie der Elektrolyse oder Reformierung entwickeln sich aktuell interessante innovative Verfahren vor allem für die Biomassenutzung vom derzeitigen Forschungs- bzw. Demonstrationsstadium zur Marktreife.

### ***Methan-Pyrolyse***

Bei sehr hohen Temperaturen und unter Sauerstoffentzug wird je nach Verfahren in einem mit Flüssigmetall (Zinn) befüllten Blasensäulenreaktor oder Kohlenstoffgranulat im Wanderbett Erdgas oder der Methananteil von Biogas/Biomethan in Wasserstoff und festem Kohlenstoff aufgespalten. Im Vergleich zur klassischen Dampfreformierung und auch gegenüber den Elektrolyseverfahren wird deutlich weniger Energie zur H<sub>2</sub>-Herstellung benötigt. Aufgrund des geringeren Energieeinsatzes kann Wasserstoff über Pyrolyse trotz eines schlechteren Wirkungsgrades

günstiger als über den Elektrolysepfad hergestellt werden. Der Kohlenstoff als Feststoff (Graphit) kann zur weiteren Nutzung in der Industrie eingesetzt werden. Das Verfahren wird zurzeit in mehreren Pilotanlagen erforscht und erprobt, sodass mit einer Markteinführung dieser Technologie in den kommenden Jahren zu rechnen ist. Der Anwendungsschwerpunkt des Verfahrens wird im Bereich der großvolumigen Erdgas-Umwandlung gesehen.

### ***Methan-Plasmale***

Die Plasmale stellt einen älteren Pyrolyse-Prozess zur Herstellung von Wasserstoff aus Methan, auch unter dem Namen Kværner-Verfahren bekannt, dar. Methan wird durch ein Plasma in seine Komponenten Wasserstoff und Kohlenstoff aufgespalten. Das Plasma wird durch ein hochfrequentes elektrisches Feld erzeugt, durch das das Methan ionisiert wird. Neben Biogas kann auch Abfall oder Abwasser genutzt werden. Die Technologie ist an der Schwelle zur Marktreife, erste Projekte entwickeln sich.

### ***Elektrolyse in Biogas-Fermentern***

Der Wasseranteil in den Biogas-Fermentern wird über die Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der gewonnene Wasserstoff wird dem Gärprozess des Fermenters wieder zugeleitet und sorgt darin für eine optimierte Methanbildung.

### ***Dunkle Fermentation***

Bei der dunklen Fermentation wird der klassische Prozess der Biogasproduktion, in dessen Verlauf Wasserstoff produziert wird, jedoch im letzten Schritt durch Bakterien weiter mit CO<sub>2</sub> zum Methan umgesetzt wird, durch Verfahrensweise sowie Prozessbildungen modifiziert. Dadurch kann dem Prozess der grüne Wasserstoff entzogen werden. Ein weiterer Unterschied zu der klassischen Biogasproduktion besteht darin, dass die Prozesse vollständig bei Abwesenheit von Licht ablaufen. Ein Vorteil des Verfahrens ist im Vergleich zu anderen Verfahren zur Produktion von biogenem Wasserstoff, dass die Prozesse bei Temperaturen von lediglich 30 °C – 80 °C durchlaufen. Der Prozess der dunklen Fermentation befindet sich noch im Forschungsstadium.

### ***Algen***

Die Verfahren zur Wasserstoffproduktion aus Algen nutzen die Sonnenenergie, die von den Algen aufgenommen wird, um über verschiedene Prozesse und Ansätze Wasserstoff zu produzieren. Es handelt sich somit nicht um ein Verfahren, sondern um eine Gruppe verschiedener Verfahren, die von gentechnischen Veränderungen der Algen bis zur Anpassung der Prozessbedingungen reichen. Alle Verfahren befinden sich im Forschungsstadium.

## **Industrielles Nebenprodukt**

Die chemische Industrie und Raffinerien verbrauchen 85 % des heute in Deutschland produzierten Wasserstoffs zur Ammoniak- und Methanolherstellung sowie für unterschiedliche Raffinerieprozesse. Dieser Wasserstoffbedarf steigt tendenziell weiter an. Neben der direkten Produktion über die Dampfreformierung nutzt die Industrie auch den Wasserstoff, der als Nebenprodukt bestimmter chemischer Prozesse entsteht. Zu diesen zählen vor allem die Chlor-Alkali-Elektrolyse sowie einzelne Raffinerieprozesse und Kokereien.

### ***Chloralkali-Elektrolyse (CAE)***

Mittels Chloralkali-Elektrolyse wird durch Stromeinsatz eine wässrige Kochsalzlösung umgewandelt. Es werden hauptsächlich Natron- und Kalilauge sowie Chlor (als Ausgangsstoff der PVC-Produktion) gewonnen. Wasserstoff entsteht als Nebenprodukt und fällt zusammen mit Chlor gasförmig an. Es gibt drei Hauptverfahren der CAE: Das Membran-, Diaphragma- und Amalgam-Verfahren. In insgesamt 21 Anlagen an 17 Standorten werden 4 Mio. t Chlor pro Jahr in Deutschland produziert (vgl. Kopernikus, 2018).

Bei der Produktion von einer Tonne Chlor fallen 28,43 kg Wasserstoff an. Es besteht hier also ein Potenzial von rund 113.720 t Wasserstoff. Bei DOW in Stade werden in 2 Anlagen 1,6 Mio. t Chlor pro Jahr und damit 45.000 t Wasserstoff hergestellt. Damit gibt es ein konkretes und in seiner Größenordnung nennenswertes Wasserstoffpotenzial in der Region. (vgl. Kopernikus, 2018). Sollte sich allerdings die innovative Technologie der Sauerstoffverzehr-Kathode, bei der kaum noch Wasserstoff anfällt, in diesem Prozess durchsetzen, würde dieses Potenzial weitgehend verschwinden. Die Technologie wurde von Thyssenkrupp und Covestro entwickelt und wird von beiden Firmen seit 2013 vermarktet.

### ***Raffinerieprozesse***

Bei der Raffination von Erdöl in weitere Produkte fällt Raffineriegas an, ein Gasgemisch mit Wasserstoffanteilen von bis zu 20 %. Dieses Gas wird normalerweise als Heizgas innerhalb der Raffinerien genutzt. Infolge sich verschlechternder Rohölqualitäten steigt der Wasserstoffeigenbedarf der Raffinerien stetig an. Es ist absehbar, dass Raffinerien potenzielle Wasserstoffkonsumenten werden und damit keinen Nebenproduktwasserstoff mehr bereitstellen werden.

## **Kokereien**

Bei der Pyrolyse von Steinkohle entsteht Kokereigas. Dies ist ein Gemisch aus Wasserstoff (55 %), Methan (25 %), Stickstoff (10 %) und Kohlenmonoxid (5 %) und einigen weiteren Gasen. Dieses Gasgemisch wird in mehreren Schritten gereinigt und aufbereitet und weitgehend innerhalb der Kokereien genutzt. Kokereien befinden sich historisch bedingt weitgehend im Ruhrgebiet, allerdings auch hier mit deutlich sinkenden Produktionszahlen.

## **3.2 Spezifischer Teil**

Auf Basis der beschriebenen verfügbaren und relevanten Technologien betrachtet der spezifische Teil die Anwendbarkeit einzelner Erzeugungstechnologien im Amtsbezirk Lüneburg und nimmt eine Priorisierung vor. Ziel ist es dabei, die Technologievielfalt für die Erarbeitung generischer Projekte auf Technologien zu fokussieren, die unter den vorliegenden Rahmenbedingungen im Amtsbezirk Lüneburg anwendbar sind und einen möglichst großen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung leisten können. Im Abschnitt 3.2.1 wird zunächst auf die zugrundeliegende Methodik eingegangen. Im darauffolgenden Abschnitt 3.2.2 werden die verschiedenen Erzeugungstechnologien durch die Prüfung der Anwendbarkeit in den vorliegenden regionalen Strukturen sowie eine Bewertung der Inwertsetzung und möglicher Alternativen priorisiert.

### **3.2.1 Methodik**

Die Methodik zur Priorisierung der Technologien zur Wasserstoffherzeugung teilt sich in zwei Schritte auf. Im ersten Schritt werden die einzelnen Technologien nach den drei Kriterien Eignung für grünen Wasserstoff, Marktreife und Eignung für dezentrale Strukturen gefiltert. Die so identifizierten Optionen werden im zweiten Schritt anhand der Verfügbarkeit von entwickelten Alternativen sowie ihrem Einfluss auf die regionale Wertschöpfung in der Region priorisiert.

Die Verfügbarkeit von Alternativen kann dabei auf Grundlage der Markt- und Technologiekenntnisse interner und externer Experten bewertet werden. Dabei wird sowohl die technologische Reife als auch die ökonomische Umsetzbarkeit betrachtet. Die höchste Priorität bekommt eine Erzeugungstechnologie, für die keine technischen oder ökonomischen Alternativen für den

Einsatz im Amtsbezirk Lüneburg vorhanden sind. Falls Alternativen noch zu entwickeln sind, bekommt die Erzeugungstechnologie die zweithöchste Priorität zugeordnet. Die niedrigste Priorität für dieses Kriterium bekommen die Erzeugungstechnologien, für die bereits technische oder ökonomische Alternativen vorhanden sind.

Zur Bewertung des Einflusses auf die regionale Wertschöpfung wird ein zweistufiger Prozess genutzt. Zunächst werden die Kosten entlang des Erzeugungspfades ermittelt und auf die einzelnen Stufen verteilt. In einem zweiten Schritt wird der Anteil der Wertschöpfung auf jeder Stufe der Erzeugungskette abgeschätzt, der in der Region verbleibt. Die Kostenanteile der jeweiligen Stufe und der regionale Anteil der Wertschöpfung der Produktionskette an den Gesamtkosten werden anhand der Kostenbetrachtungen in den erarbeiteten Factsheets (vgl. Anhang 9.1) und weiterer Marktrecherchen und Interviews geschätzt.

Anhand einer Bewertungsmatrix lassen sich die Ausprägungen von Alternativen und der Einfluss auf die Inwertsetzung einordnen (siehe Abbildung 2). Beide Kriterien werden dabei in drei Stufen von 1 – 3 bzw. A – C bewertet. Für Technologien ohne Alternativen und mit einem hohen Einfluss auf die regionale Wertschöpfung gilt das Feld 3C und somit eine hohe Priorität. Für eine Technologieoption in Feld 1A wären technologisch und ökonomisch entwickelte Alternativen vorhanden und der Einfluss auf die regionale Wertschöpfung wäre niedrig. Daraus ergäbe sich eine nachrangige Priorität.

**Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung einzelner Themen**

Alternativen (technologisch oder ökonomisch)	3 (Keine Alternativen)			
	2 (Alternativen sind noch zu entwickeln)			
	1 (Alternativen sind vorhanden)			
hoch	mittel	A (nachrangig)	B (mittel)	C (hoch)
nachrangig		Einfluss auf die Inwertsetzung		

**Abbildung 2: Priorisierungsmatrix**

### 3.2.2 Priorisierung

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse der Auswahl relevanter Erzeugungstechnologie anhand der Filter dargestellt. Durch die dreistufige Filterung wurden die relevanten Technologien identifiziert, die grundsätzlich für die Anwendung in der Region infrage kommen und in der weiteren Priorisierung berücksichtigt werden.

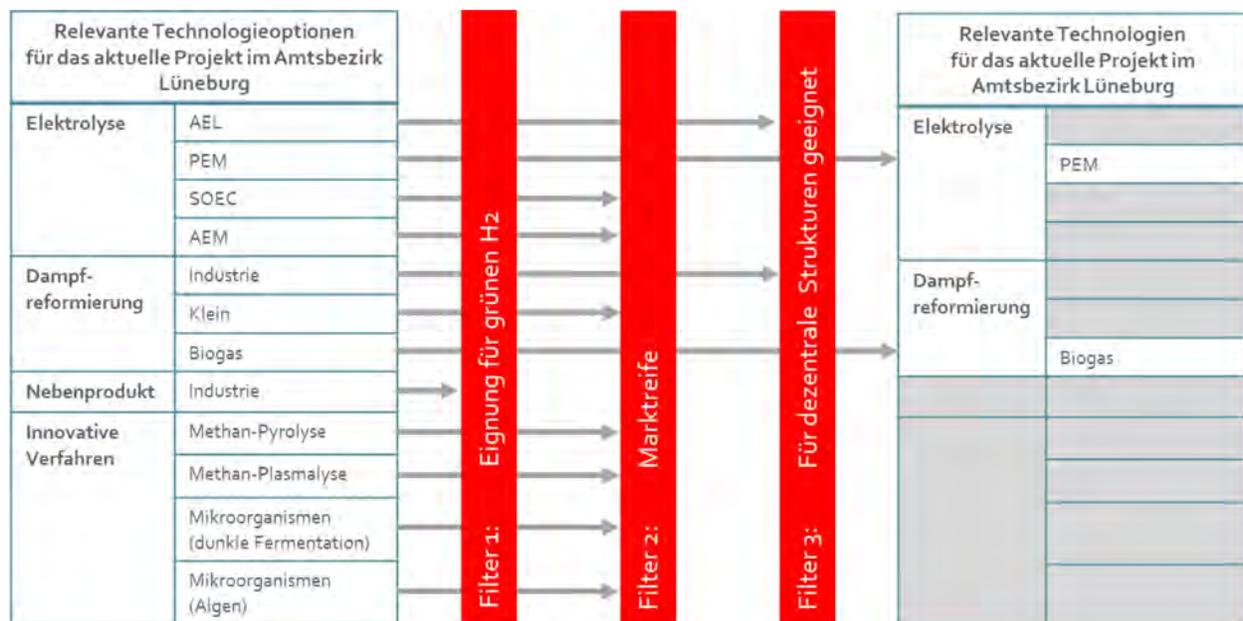


Abbildung 3: Filterung der Erzeugungstechnologien

#### Filter 1: Eignung für grünen Wasserstoff

Das Projekt gibt die Nutzung von grünem Wasserstoff vor. Dies bedeutet, dass die genutzte Primärenergie erneuerbar sein muss. Damit sind nur Techniken relevant, die mit Biomasse, Wasserkraft, Wind oder Sonnenenergie gespeist werden. Sowohl die Elektrolyse und die Dampfreformierung als auch die vorgestellten innovativen Verfahren sind hierzu in der Lage. Wasserstoff als Nebenprodukt aus der Industrie scheidet aber an diesem Filter aus, da dieser Wasserstoff aus Prozessen stammt, die mit fossilen Energien wie Kohle, Erdöl oder Erdgas betrieben werden.

#### Filter 2: Marktreife

Eine zweite Anforderung für die Technologien ist deren Marktreife. Da das Projekt anwendungsorientiert ist, müssen die favorisierten Technologien funktionsfähig, verfügbar und finanzierbar sein. Hieran scheitern die meisten Technologien. Alle vorgestellten innovativen Verfahren sind

derzeit noch nicht marktreif, ebenso wenig kleine Dampfreformer oder SOEC- bzw. AEM-Elektrolyseure. Die Marktreife erfüllen dagegen AEL- und PEM-Elektrolyseure, industrielle Dampfreformer sowie Dampfreformer für Biogas.

### Filter 3: Eignung für dezentrale Strukturen

Aufgrund des regionalen Projektbezugs sollten die genutzten Techniken weiterhin dezentral einsetzbar sein. Ihre Wasserstoffproduktionskapazität sollte also in möglichst kleinem Maßstab, dafür aber modular erweiterbar angeboten werden. Weiterhin sollte deren Errichtung außerhalb eines industriellen Umfeldes möglich sein. An diesem Kriterium scheiden deshalb Dampfreformer in industriellen Größenordnungen aus, da diese für eine großskalige Wasserstoffproduktion ausgelegt sind und in ein industrielles Umfeld wie eine Raffinerie oder einen Chemiapark integriert werden müssen. Auch AEL-Elektrolyseure sind derzeit für regionale Anwendungen weniger geeignet, da diese aufgrund der genutzten Gefahrenstoffe außerhalb des industriellen Umfeldes nur schwer einsetzbar sind. Die Eignung für dezentrale Anwendungen erfüllen dagegen die PEM-Elektrolyse sowie die Dampfreformer für Biogas. Beide Technologien können in kleinem Maßstab projektiert und bei Bedarf skaliert werden. Auch deren Installation außerhalb industrieller Anlagen ist unkompliziert umsetzbar.

Somit kommen für die technische Auslegung der generischen Projekte im Amtsbezirk Lüneburg in Kapitel 6.3 die Erzeugungstechnologien PEM-Elektrolyse und Dampfreformierung von Biogas infrage. Im zweiten Schritt der Priorisierung werden diese Technologien anhand Ihrer Marktreife und der regionalen Wertschöpfung in die Priorisierungsmatrix eingeordnet.

Im Folgenden wird die Bewertung der regionalen Wertschöpfung je Technologie anhand von Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellt. Die Bewertungen werden anhand von Zahlenbereichen über Harvey Balls angegeben, deren Bedeutung sich in Abbildung 4 ablesen lassen.



Abbildung 4: Qualitative Darstellung anhand von Harvey Balls

In Abbildung 5 sind die Ergebnisse der Wertschöpfungsanalyse für die PEM-Elektrolyse dargestellt. Dabei geben die grünen Harvey Balls den Anteil der Kosten der jeweiligen Stufe des

Erzeugungspfad an. Sie addieren sich über die gesamte Kette zu 100 %. Die blauen Harvey Balls beschreiben den Anteil der Wertschöpfung auf der jeweiligen Stufe, der in der Region verbleibt. Dieser Wert kann unabhängig von den anderen Stufen zwischen 0 und 1 liegen. Die PEM-Elektrolyse könnte im Amtsbezirk Lüneburg generell mit Strom aus dem Versorgungsnetz betrieben werden. Aufgrund der ländlichen Struktur der Region und der hohen Durchdringung mit erneuerbaren Energien wäre hier bereits ein hoher Ökostromanteil gewährleistet. Aber auch eine direkte Errichtung an den bestehenden Wind- oder Photovoltaikanlagen ist eine denkbare Option. Aufgrund der höheren Volllaststunden und der im Amtsbezirk stark ausgebauten Windkraft bietet die Konzentration auf Windenergie hierbei ein wesentlich größeres Potenzial als die Nutzung der bestehenden Photovoltaik-Freiflächenparks. In Abbildung 5 ist die Verteilung der regionalen Wertschöpfung entlang des Erzeugungspfad dargestellt.

Die Windräder nutzen die kostenlose Windenergie zur Ökostromproduktion, was zu Einnahmen der Windanlagenbetreiber beim Stromverkauf führt. Da die meisten Anlagen im Amtsbezirk durch Personen oder Unternehmen aus der Region betrieben werden, führt bereits diese Stufe zu einer nennenswerten regionalen Wertschöpfung. Wird der Strom nun von einem Elektrolyseur genutzt, wird das Bild komplexer. Wenn im Amtsbezirk kein Hersteller von Elektrolyseuren ansässig ist,

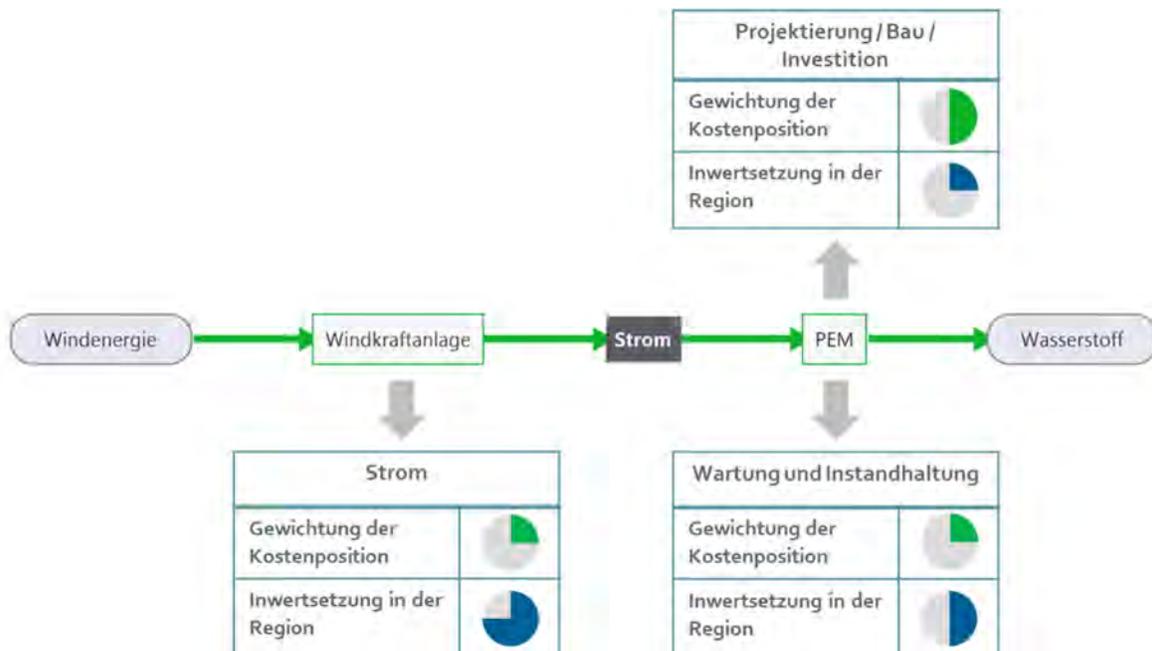
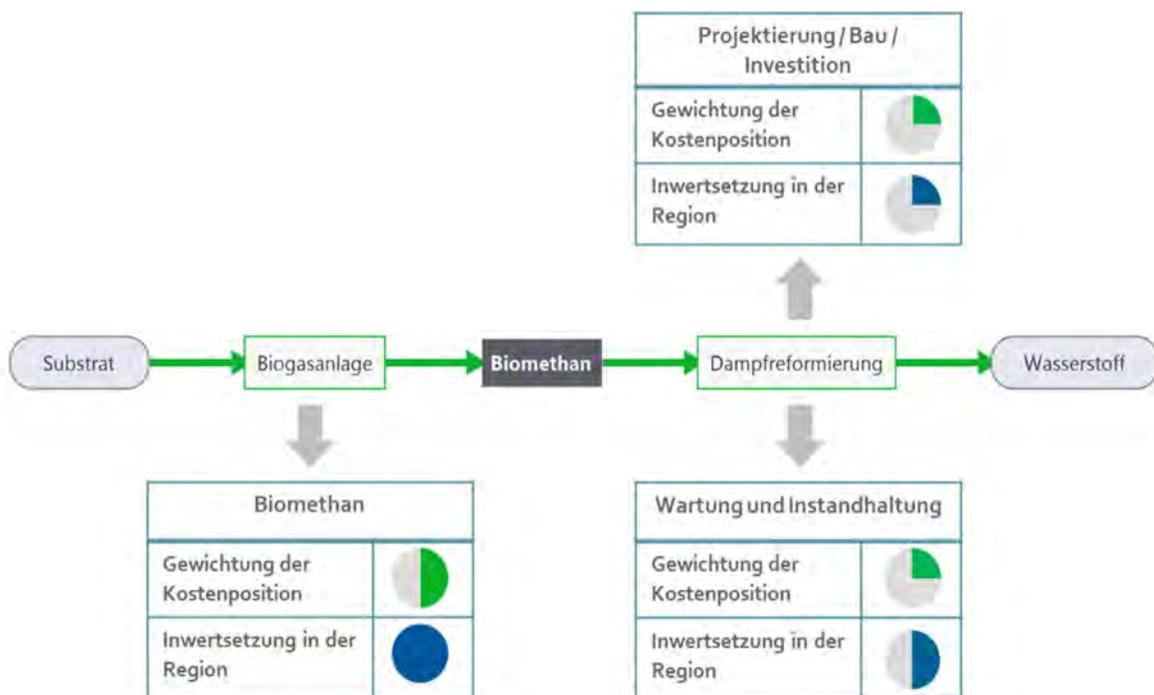


Abbildung 5: Regionale Wertschöpfung entlang des Erzeugungspfad Elektrolyse

fließt diese Investition erst einmal in andere Landesteile oder den internationalen Markt ab. Für die Installation werden aber handwerkliche Vorarbeiten wie z.B. Fundamente benötigt. Weiterhin haben die Technikproduzenten zwar oft eigene Monteure, diese sind aber bei der Projektrealisierung auf die Zusammenarbeit mit regionalen Akteuren wie z.B. Netzbetreiber angewiesen. Auch zur Wartung und Instandhaltung der Anlagen können regionale Handwerker beitragen. So können sich die Elektrolysehersteller Anfahrtswege für Arbeiten sparen, die ohne umfassende spezifische Technologiekenntnis ausgeführt werden können. Somit entsteht auch bei der Elektrolyse regionale Wertschöpfung.

Aufgrund der vielen Biogasanlagen im Amtsbezirk ist es denkbar, das dort erzeugte Biogas zu grünem Wasserstoff weiter zu verarbeiten. Die regionale Wertschöpfung entlang des Erzeugungspfad ist in Abbildung 6 dargestellt.



**Abbildung 6: Regionale Wertschöpfung entlang des Erzeugungspfad des Dampfpreformierung**

Zur regionalen Wertschöpfung trägt hier v.a. die Biogasanlage selbst bei. Das Substrat für den Vergärungsprozess im Fermenter wird normalerweise aus der regionalen Landwirtschaft bezogen. Die Biogasanlagen sind ebenfalls im Eigentum der ortsansässigen Landwirte. Die Erzeugung des Grundstoffes Biogas führt damit beim Substratbezug zu Einnahmen für die regionale

Landwirtschaft und beim Biogasverkauf ebenfalls zu Einnahmen für die regionalen Biogasanlagenbetreiber. Die Wertschöpfung bei Installation und Betrieb des Dampfreformers verhält sich dagegen ähnlich wie bei den Elektrolyseuren: Da es keinen ansässigen Produzenten von Dampfreformern gibt, fließen diese Investitionen in andere Landesteile ab. In der Region bleiben dafür die Aufwendungen für bautechnische Vorarbeiten sowie die Wartung einfacherer Anlagenbestandteile durch die regionale Handwerkerschaft.

Insgesamt stellt also die PEM-Elektrolyse mit Nutzung von Netz- oder direkten Windstrom sowie die Dampfreformierung von Biogas die passendsten Technologieoptionen für eine Wasserstoffwirtschaft im Amtsbezirk Lüneburg dar. Beide Techniken passen gut zu den dezentralen Strukturen. Außerdem ergeben sich Potenziale zur Beteiligung der regionalen Wirtschaft. Die Ergebnisse der Priorisierung sind in Abbildung 7 zusammengefasst. Beide Technologien werden insgesamt mit hoch priorisiert und sollten bei der Projektentwicklung als Optionen in Betracht gezogen werden.

**Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung einzelner Themen**

<b>Alternativen</b> (technologisch oder ökonomisch)	3 (Keine Alternativen)		<div style="display: flex; flex-wrap: wrap; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">EI-PEM (Wind)</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">EL-PEM (Wasser)</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">EI-PEM (PV)</div> </div>	<div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px; text-align: center;">DR-Biogas</div>
	2 (Alternativen sind noch zu entwickeln)		<div style="display: flex; flex-wrap: wrap; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">EI-AEL</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">EI-AEM</div> </div>	
	1 (Alternativen sind vorhanden)	<div style="display: flex; flex-wrap: wrap; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">Methan-Pyrolyse</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">Methan-Plasmalyse</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">EI-SOEC</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">dunkle Fermentation</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">Nebenprodukt (ind)</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">DR – Erdgas (ind)</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">DR – Erdgas (klein)</div> <div style="border: 1px solid red; border-radius: 10px; padding: 2px; margin: 2px;">Algen</div> </div>		
		A (nachrangig)	B (mittel)	C (hoch)
		<b>Einfluss auf die Inwertsetzung</b>		

**Abbildung 7: Priorisierung der Erzeugungspfade**

## 4 Wasserstoffbereitstellung und -logistik

Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff ist der Einsatz verschiedener Speicher-, Transport und Bereitstellungstechnologien nötig, um eine technisch sichere und möglichst ökonomische Bereitstellung des Wasserstoffs am Bedarfsort zu gewährleisten. Gemeinsam mit den Akteuren in der AG 2 wurde geklärt, welche Technologien zur Erreichung der Projektziele, also dem Einsatz von grünem Wasserstoff im Lastverkehr, geeignet und mit den regionalen Gegebenheiten vereinbar sind. Dazu wird zunächst in 4.1 eine umfassende Übersicht über die relevanten Technologien erstellt. Diese werden in einem zweiten Schritt in 4.2 zu Logistikpfaden zusammengefügt und anhand verschiedener Kriterien priorisiert. Die Ergebnisse bilden die Grundlage für die technische Beschreibung der generischen Projekte in Kapitel 6.

### 4.1 Allgemeiner Teil

Im Allgemeinen Teil werden die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Grundlagen der verschiedenen verfügbaren und relevanten Technologien dargestellt. Zu diesem Zweck wird die Logistikkette in die drei Bereiche Speicher, Transport und Bereitstellung gegliedert. Zu jedem Bereich wird ein detailliertes Factsheet erstellt, welches im Anhang 9.2 hinterlegt ist. Die Auswahl der beschriebenen Technologien wurde in enger Abstimmung mit den Akteuren in der AG 2 getroffen. Die Einbindung der Akteure erfolgte mit der Unterstützung des bereits etablierten Wasserstoffnetzwerks H2.N.O.N. Im Folgenden wird die Datenerhebung und die Methodik zur Erstellung der einzelnen Factsheets beleuchtet und die Kernergebnisse in den drei Anwendungsbereichen dargestellt.

#### 4.1.1 Technologierecherche und Datenerfassung

Zur Erfassung der benötigten technischen und wirtschaftlichen Daten wurden verschiedene Studien, Präsentationen, wissenschaftliche Arbeiten sowie interne und externe Experteninterviews genutzt. Wesentliche externe Quellen für die Technologierecherche werden im Folgenden beschrieben:

- **Forschungszentrum Jülich (FZJ)**

Das FZJ ist eines der größten Forschungszentren Europas. Es leistet mit seiner Expertise einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Fragestellungen aus den Bereichen Information, Energie und Bioökonomie. Das FZJ berät außerdem die Landesregierung in NRW und

andere politische Entscheidungsträger. Zuletzt hat es die Erarbeitung der Wasserstoff Roadmap NRW wissenschaftlich begleitet. Für die Erstellung der Factsheets wurden verschiedene Daten, Evaluierungen und Berechnungsmethoden aus Arbeiten aus dem FZJ genutzt.

- **Fuel Cell Hydrogen – Joint Undertaking (FCH JU)**

Die Public Private Partnership Fuel Cell Hydrogen – Joint Undertaking widmet sich der Forschung, Entwicklung und Demonstrationsprojekten von Technologien im Bereich Brennstoffzelle und Wasserstoff. Sie unterstützt die Markteinführung dieser Technologien mit dem Ziel, deren Potenzial für ein emissionsfreies Energiesystem freizusetzen. Die drei Mitglieder der Public Private Partnership sind die Europäische Kommission, Brennstoffzellen- und Wasserstoffindustrien vertreten durch Hydrogen Europe und eine Forschungsgemeinschaft vertreten durch Hydrogen Europe Research. Autor von FCH JU publizierten Studien ist in der Regel die internationale Unternehmensberatung Roland Berger

- **Wuppertal Institut (WI)**

Das Wuppertal Institut ist eine international renommierte Forschungseinrichtung auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit. Die gemeinnützige GmbH fungiert als internationaler Think Tank, der sich mit einer großen Bandbreite verschiedener Zukunftsthemen im Themenspektrum Energie, Nachhaltigkeit, Digitalisierung und Mobilität beschäftigt. Alleiniger Gesellschafter ist das Land NRW.

- **Argonne National Laboratory**

Beim dem Argonne National Laboratory handelt es sich um eine Forschungseinrichtung des US Department of Energy, welches sich seit den Vierzigerjahren mit verschiedensten Fragen zum Energiesystem beschäftigt. Für die Erstellung der Factsheets, insbesondere zum Bereich Bereitstellung, wurden Daten, Annahmen und Ergebnisse aus dem Heavy Duty Refueling Station Analysis Model (HDRSAM) genutzt.

#### **4.1.2 Grundlagen aus den Factsheets**

Im Folgenden werden die wesentlichen Inhalte der erarbeiteten Factsheets in den Bereichen Wasserstoffspeicherung, -transport und Bereitstellung dargestellt.

## Wasserstoffspeicherung

Zur Speicherung von Wasserstoff stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung. Die Wahl der jeweils geeigneten Speicheroption richtet sich vor allem nach der zu speichernden Menge (Masse) und der geplanten Speicherdauer.

Aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften stellt Wasserstoff durchaus erhebliche technische Anforderung an seine Speicherung. Hauptursache hierfür ist die sehr geringe volumetrische Energiedichte unter Standardbedingungen von  $3,0 \text{ kWh/m}^3$  bezogen auf den Heizwert (zum Vergleich: Diesel als vergleichbarer Energieträger im Mobilitätssektor weist eine volumetrische Energiedichte von  $9.700 \text{ kWh/m}^3$  auf) (vgl. Reuß, 2019). Die Erhöhung der Energiedichte ist daher eine zentrale Aufgabe bei seiner Speicherung. Dabei können verschiedene Methoden angewendet werden, die sich in die Kategorien physikalische Speicherung und chemische Speicherung einteilen lassen. In Tabelle 3 sind die verschiedenen Speichertechnologien und ihre Eckdaten dargestellt.

Bei der **physikalischen Speicherung** wird der Wasserstoff in seiner elementaren Form gespeichert. Um die volumetrische Energiedichte zu erhöhen, kann der Wasserstoff entweder gasförmig komprimiert oder verflüssigt werden.

Die **gasförmige Speicherung** komprimierten Wasserstoffs ( $\text{GH}_2$ ) erfolgt in Hochdrucktanks, die am Markt in unterschiedlichen technischen Ausführungen und vielfältigen Größen verfügbar sind. Sie werden zum Beispiel für die Versorgung von Tankstellen, die Speicherung von Wasserstoff in Fahrzeugen oder für die Versorgung von Industriestandorten genutzt. In der Regel dienen Drucktanks zur Abdeckung von Stunden- bzw. Tagesbedarfen; in seltenen Fällen werden sie auch zu größeren Speichereinheiten zusammengeschaltet. Gasförmiger Wasserstoff kann grundsätzlich auch in Salzkavernen gespeichert werden. Diese Variante eignet sich insbesondere für die Speicherung von großen Mengen Wasserstoff zum Ausgleich saisonaler Schwankungen bei den erneuerbaren Energien. Eine weitere Möglichkeit zur gasförmigen Speicherung von Wasserstoff ist auch die zunehmende Einspeisung ins Erdgasnetz.

Zur Verdichtung des Wasserstoffs werden in der Regel mechanische Kompressoren eingesetzt. Diese Technologie eignet sich auch in kleinen Maßstäben und ist in der Breite verfügbar. Der Energieaufwand für die Verdichtung hängt von der Differenz zwischen Ausgangs- und Enddruck ab. Ein höherer Ausgangsdruck verringert die benötigte Kompressionsleistung massiv. So wird für die Kompression von Wasserstoff von 1 bar auf 500 bar zwischen 10 % und 11 % des

Energiegehalts des Wasserstoffs bezogen auf den Heizwert nötig. Bei einem Ausgangsdruck von 30 bar verringert sich der Wert auf 4 % – 5 % (vgl. eigene Berechnungen; Wuppertal Institut, 2017).

Für die **Speicherung in flüssiger Form** werden so genannte Kryotanks genutzt (LH2). Wasserstoff wird hier ohne aktive Kühlung in isolierten Tanks (zumeist mit einer Vakuumisolation und zusätzlichen Isolationsschichten) bei -253 °C tiefkalt gespeichert. Zur Verflüssigung von Wasserstoff werden großtechnische Anlagen benötigt, die bis zu 1,5 t Wasserstoff pro Stunde umsetzen können (vgl. Linde, 2016). Diese Anlagen erfordern erhebliche Investitionen und sind nur begrenzt in kleinen Einheiten wirtschaftlich darstellbar. Zur Verflüssigung des Wasserstoffs ist ein Energieaufwand zwischen 20 % und 30 % bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs nötig (vgl. Reuß, 2019; IEA, 2019).

Bei der **chemischen Speicherung** wird der Wasserstoff an einen Trägerstoff gebunden. Aktuell wird insbesondere die LOHC-Technologie (Liquid Organic Hydrogen Carrier) als eine interessante technische Option verfolgt. Hierbei wird eine ölartige Trägerflüssigkeit (z.B. Dibenzyltoluol) mit Wasserstoff beladen. Dadurch ist eine vergleichsweise einfache Speicherung möglich, da der Wasserstoff drucklos gebunden vorliegt und der Trägerstoff wie konventionelle Mineralölprodukte gelagert werden kann. Zur Beladung des Trägerstoffs ist am Produktionsort des Wasserstoffs eine Hydrierungsanlage nötig. Bei der Hydrierung wird Wärme frei, die potenziell genutzt werden kann. Zur Entladung wird eine Dehydrierungsanlage und etwa 30 % bis 40 % des Energiegehalts des Wasserstoffs an thermischer Energie benötigt (vgl. Reuß, 2019; IEA, 2019). Zusätzlich werden weitere Tanks für die Zwischenlagerung des dehydrierten Trägerstoffs benötigt.

Neben der Speicherung in einem flüssigen Träger ist auch die Speicherung in **Leichtmetallen (Metallhydride)** möglich. Hierbei werden Wasserstoffatome in der Gitterstruktur von Leichtmetallen gebunden. Zur Rückgewinnung des Wasserstoffes wird Wärme benötigt. Metallische Speicher wurden in der Vergangenheit immer wieder im Zusammenhang mit dem Einsatz von Wasserstoff in Fahrzeugen erprobt, konnten sich jedoch bislang aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht gegen Drucktanks durchsetzen (vgl. Reuß 2019). Sie werden daher im Weiteren nicht betrachtet.

Technologie	Gasförmig			Flüssig	Chemisch gebunden in LOHC
<b>Gebinde</b>	Flaschen und Flaschenbündel	Drucktanks/ Tubes	Salzkavernen	Kryotanks	Mineralöltanks
<b>Druck [bar]</b>	300 - 500	30 – 200	60 – 180	1 – 4	1
<b>Typische Anwendung</b>	Transport in Bündeln oder containerisiert	Stationäre Niederdruckspeicher / Trailertransport	Saisonale Speicherung von Wasserstoff	Raumfahrt, größere Tankstellen	Erprobung an Tankstellen
<b>Typische Speichergroßen [t]</b>	0,30 – 1,1	0,08 – 0,4	Bei 500.000 m <sup>3</sup> 2.500 - 7.000	2 – 4	1,8
<b>Investitionskosten pro kg Speicherkapazität [€/kg]</b>	600 – 800	250	10 – 25	25	50

**Tabelle 3: Übersicht Speichertechnologien**

Bei der Lagerung von Wasserstoff sind verschiedene **rechtliche Aspekte** zu beachten. Für Speicher mit weniger als 3 t Lagermenge sind eine Baugenehmigung nach der jeweils geltenden Landesbauordnung (LBO) und eine Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) nötig. Für Speicher ab 3 t Lagermenge bedarf es dann nach Ziff. 9 Anhang 1 der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV) einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Davon ausgenommen sind nach § 1 Abs. 6 der 4. BImSchV Anlagen im Labor- oder Technikmaßstab. Das Genehmigungsverfahren nach BImSchG hat Konzentrationswirkung, das heißt, es ersetzt alle weiteren Genehmigungen, die für die Anlage nach öffentlich-rechtlichen Rechtsvorschriften erforderlich wären. Eine Baugenehmigung ist damit nicht mehr separat einzuholen. Ab 5 t Lagermenge sind auch die Regeln der Störfall-VO zu beachten (12. BImSchV).

## Wasserstofftransport

Wasserstoff kann unter Anwendung der verschiedenen Speichertechnologien über unterschiedliche Modalitäten transportiert werden. Grundsätzlich gilt es hier zwischen straßen- und leitungsgebundenem Transport zu unterscheiden.

Beim **straßengebundenen Transport** wird ein mobiler technischer Speicher mittels eines Sattelauflegers von der Quelle zum Langzeitspeicher oder zur Anwendung transportiert. Die wichtigste Kenngröße ist dabei die Transportkapazität. Begrenzt wird die Transportkapazität durch die zulässige Gesamtmasse der Sattelschlepper. Die in Deutschland zulässige Gesamtmasse für große Lkw von 40 t erlaubt abzüglich des Eigengewichts der Zugmaschine eine Zuladung von rund 28 t für den Wasserstoff inkl. seines Speichers. Grundsätzlich können für den Straßentransport alle Speichertechnologien von gasförmig verdichtet über tiefkalt verflüssigt bis chemisch gebunden in LOHC genutzt werden.

Der **leitungsgebundene Transport** findet zum einen über kurze Distanzen innerhalb von Komplexen wie zum Beispiel Chemieparks und zum anderen beim Transport über große Strecken Anwendung. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei von der Transportdistanz und der übertragenen Menge ab. Mit steigenden Distanzen und somit steigenden Investitionskosten, sind auch größere Mengen nötig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen (vgl. Reuß, 2019; Yang & Ogden 2006). Bei dieser Transporttechnologie wird der Wasserstoff im gasförmigen Zustand bei Drücken unter 100 bar transportiert. Bisher beschränkt sich die Anwendung von Wasserstoffpipelines auf einzelne kleinere privatwirtschaftlich betriebene Netze und Pilotprojekte. Solche Netze existieren z.B. im Ruhrgebiet (insgesamt 240 km) und im Raum Leuna (insgesamt 150 km). Insbesondere die Versorgung großer industrieller Bedarfe wird zu einem Ausbau des öffentlichen Wasserstoff-Pipelinesystems in Deutschland führen (vgl. EHB Initiative, 2020)

In Tabelle 4 sind die Transportkapazitäten und beispielhafte Kosten der verschiedenen Transportvarianten dargestellt. Bei der Bewertung der verschiedenen Transportmodalitäten muss jedoch auch die verwendete Speichertechnologie und die nötige Konditionierung beachtet werden. Während die Verdichtung von gasförmigem Wasserstoff verhältnismäßig günstig und in kleinem Maßstab darstellbar ist, ist für die Verflüssigung eine großtechnische Anlage nötig. Für die Nutzung von LOHC ist eine Hydrierungs- und eine Dehydrierungsanlage an der Wasserstoffquelle bzw. am Bedarfsort notwendig, um den Wasserstoff nutzbar zu machen. Überdies ist eine Transportlogistik für das entladene LOHC zurück zur Quelle zur erneuten Beladung nötig.

Straßentransport				
Technologie	Gasförmig		Flüssig	Chemisch gebunden in LOHC
Varianten	Typ I Tube Trailer	Typ IV Flaschenbündel in Container	LH2-Trailer	Mineralöltrailer
Druck [bar]	200	500	1	1
Transportierbare Mengen [t/Trailer]	0,2 – 0,3	1,1 bei 40 ft	4,5	1,8
Kosten [€/Trailer]	300.000	790.000	860.000	150.000
Pipelinetransport				
Druck	Bis 100 bar			
Transportierbare Mengen	Mehrere Tonnen pro Tag			
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stark abhängig vom Durchmesser</li> <li>• Bei 1000 mm rund 3.500 €/m</li> </ul>			

Tabelle 4: Übersicht gängiger Transportvarianten

Weiterhin sind verschiedene **rechtliche Aspekte** zu beachten. Für den Wasserstofftransport per Lkw gelten die nach Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG) vorgegebenen Anforderungen an die Beförderung von gefährlichen Gütern und die damit verbundenen Pflichten der Beteiligten, vgl. § 2 GGBefG.

Für den Transport von Wasserstoff müssen zertifizierte und zugelassene Behälter verwendet werden. Die Grundlage für die Containerzulassung bildet die Richtlinie 2008/68/EG. Im Absatz (5) der Richtlinie wird auf die einheitlichen Vorschriften ADR (Straßentransport) verwiesen.

Im Allgemeinen ist die Einhaltung der maximal zulässigen Lkw-Gesamtmasse aus Zugfahrzeug, Anhänger und Ladung von 40 Tonnen und der zulässigen Gesamtlänge des Lastzugs von 18,75 Metern einzuhalten.

## Wasserstoffbereitstellung

Zur Bereitstellung von Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen werden, wie bei konventionellen Anwendungen auch, Tankstellen benötigt. In Deutschland befindet sich das Wasserstofftankstellennetz für Pkw derzeit im Aufbau. Insgesamt stehen bereits 92 (Stand 08/2021) öffentliche Tankstellen zur Verfügung. Die Übersicht über alle Wasserstofftankstellen ist auf dem Internetauftritt des Betreibers H2 MOBILITY zu finden. Die H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG ist ein Zusammenschluss der Gesellschafter Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell und TOTAL. Ziel ist der Aufbau und Betrieb eines flächendeckenden Wasserstofftankstellennetzes in Deutschland. Dieses Tankstellennetz ist jedoch nicht oder nur sehr begrenzt für die Versorgung von Nutzfahrzeugen geeignet. Ein Wasserstoffbrennstoffzellenbus fasst bis zu 35 kg Wasserstoff während Pkw maximal 5 kg pro Betankung aufnehmen. Darüberhinaus sind die Tankstellen für Pkw für eine Betankung bei 700 bar ausgelegt. Aufgrund des größeren Platzangebots bei Nutzfahrzeugen sind hier meist 350 bar Tanks verbaut. Für Nutzfahrzeuge muss langfristig eine parallele Tankinfrastruktur aufgebaut werden. Derzeit gibt es erste Bestrebungen der H2 MOBILITY, ein öffentliches Netz für Nutzfahrzeuge ähnlich dem für Pkws aufzubauen. Aktuell gibt es neun Tankstellen im Netz der H2 MOBILITY, die große Tanks bei 350 bar befüllen können (vgl. H2 MOBILITY, 2021). Entsprechend findet die Versorgung von Nutzfahrzeugen heute i.d.R. an nicht öffentlichen Betriebstankstellen statt.

In Tabelle 5 werden diejenigen Komponenten einer Wasserstofftankstelle dargestellt, deren Größe oder Anzahl von der Kapazität der Tankstelle abhängen.. (Nicht aufgeführt sind Komponenten, die unabhängig von der Tankstellengröße sind, wie etwa ein Bezahlssystem, der Rammschutz, Monitoringeinheiten, ...). Bei dem Aufbau einer Tankinfrastruktur sollte auf Standardprodukte von Systemanbietern zurückgegriffen werden. Eine eigene Auslegung aus der Kombination der einzelnen Komponenten führt zu hohen Planungs- und Integrationskosten und ist somit nicht praktikabel.

<b>Niederdruckspeicher</b>	Langzeitspeicherung des angelieferten Wasserstoffs. Hierfür eignen sich Typ I Flaschen oder Flaschenbündel mit 200 bar. Ebenfalls verfügbar sind große Druckbehälter bis 200 bar. Grundsätzlich kann der Wasserstoff hier auch flüssig oder chemisch gebunden gespeichert werden.
<b>Kompressor</b>	Verdichtung des Wasserstoffs auf 450 – 500 bar für die Betankung mit 350 bar (bzw. über 900 bar für eine Betankung bei 700 bar).
<b>Hochdruckspeicher</b>	Zwischenspeicherung des verdichteten Wasserstoffs zur Befüllung des Fahrzeugtanks via Überströmen.
<b>Kühlanlage</b>	Vorkühlung des Wasserstoffs bei hohen Durchflussraten.
<b>Dispenser</b>	Verbindung zwischen Fahrzeugtank und Hochdruckspeicher. Mengenummessung und Einhaltung der Eichpflicht.

**Tabelle 5: Komponenten Wasserstofftankstelle**

In Tabelle 6 werden die Eckdaten drei gängiger Tankstellengrößen (small (S), medium (M), large (L)) dargestellt. Insgesamt steigen die Investitionskosten mit der Tankstellengröße. Die Kosten werden dabei im Wesentlichen vom vergrößerten Niederdruckspeicher getrieben. Die spezifischen Investitionskosten sinken mit einer höheren Kapazität wegen der verbesserten Auslastung der Komponenten.

<b>Beispiel ÖPNV, 350 bar</b>	<b>S - 200 kg<sub>H2</sub>/Tag</b>	<b>M - 600 kg<sub>H2</sub>/Tag</b>	<b>L - &lt; 600 kg<sub>H2</sub>/Tag</b>
<b>Kapazität</b>	6 – 7 Busse	17 – 18 Busse	40 – 45 Busse
<b>Investitionskosten (exkl. lokale Baumaßnahmen) [€]</b>	820.000	1.500.000	3.100.000
<b>Spezifische Investitionskosten [€/kg<sub>H2</sub>/Tag]</b>	4.100 €/((kg <sub>H2</sub> /Tag)	2.500 €/((kg <sub>H2</sub> /Tag)	2.066 €/((kg <sub>H2</sub> /Tag)
<b>Platzbedarf (ohne Erzeugung und Anfahrtswege) [m<sup>2</sup>]</b>	350 - 450	400 - 550	500 - 700
<b>Elektrische Anschlussleistung [kW]</b>	115	115	115

**Tabelle 6: Technologieübersicht gängiger Tankstellengrößen**

## 4.2 Spezifischer Teil

Auf Basis der verfügbaren und relevanten Technologien betrachtet der spezifische Teil die Anwendbarkeit einzelner Logistikpfade im Amtsbezirk Lüneburg und nimmt eine Priorisierung dieser Technologien vor. Ziel ist die Fokussierung auf Technologien, die unter den vorliegenden Rahmenbedingungen im Amtsbezirk Lüneburg anwendbar sind und einen möglichst großen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung leisten können. Im Abschnitt 4.2.1 wird zunächst auf die zugrundeliegende Methodik eingegangen. Der darauffolgende Abschnitt 4.2.2 fasst die Technologieoptionen zu Logistikpfaden zusammen. Diese werden durch die Prüfung der Anwendbarkeit in den vorliegenden regionalen Strukturen sowie eine Bewertung der Inwertsetzung und möglicher Alternativen priorisiert.

### 4.2.1 Methodik

Die Methodik zur Priorisierung der Technologien zur Wasserstoffspeicherung, -transport sowie -bereitstellung teilt sich in zwei Schritte auf. Im ersten Schritt werden die einzelnen Technologien zu Logistikpfaden zusammengefasst. Eine Betrachtung von Einzeltechnologien ist aufgrund der eingeschränkten Kombinierbarkeit nicht sinnvoll. Die Logistikpfade werden mit Blick auf Ihre Vereinbarkeit mit den regionalen Gegebenheiten gefiltert. Dabei wird geprüft, ob die dargestellten Logistikpfade für die Verbindung der dezentralen Erzeugungsstrukturen sowie den im Markthochlauf eher niedrigen und ebenfalls dezentralen Bedarfen geeignet sind. Die so identifizierten Optionen werden im zweiten Schritt anhand der Verfügbarkeit von entwickelten Alternativen sowie ihrem Einfluss auf die Wertschöpfung in der Region priorisiert.

Die Verfügbarkeit von Alternativen kann dabei auf Grundlage der Markt- und Technologiekenntnisse interner und externer Experten bewertet werden. Dabei wird sowohl die technologische Reife als auch die ökonomische Umsetzbarkeit betrachtet. Die höchste Priorität bekommt ein Logistikpfad, für die keine technischen oder ökonomischen Alternativen für den Einsatz im Amtsbezirk Lüneburg vorhanden sind. Falls Alternativen noch zu entwickeln sind, bekommt der Logistikpfad die zweithöchste Priorität zugeordnet. Die niedrigste Priorität für dieses Kriterium bekommen die Logistikpfade, für die bereits technische oder ökonomische Alternativen vorhanden sind.

Zur Bewertung des Einflusses auf die regionale Wertschöpfung wird ein zweistufiger Prozess genutzt. Zunächst werden die Kosten des gesamten Logistikpfades ermittelt und auf die einzelnen Stufen verteilt. In einem zweiten Schritt wird der Anteil der Wertschöpfung auf jeder Logistikstufe

abgeschätzt, der in der Region verbleibt. Die Gesamtkosten und ihre Verteilung auf die Logistikpfade sowie der regionale Anteil der Wertschöpfung werden auf der Basis eigener Expertise, den Diskussionen mit den Akteuren der AG 2, den Grundlagen aus den Factsheets (vgl. Anhang) und verschiedener Tools und Modellen gestützt (vgl. Argonne, 2017; Hurskainen & Ihonen, 2020).

Anhand einer Bewertungsmatrix lassen sich die Ausprägungen von Alternativen und der Einfluss auf die Inwertsetzung einordnen (siehe Abbildung 8 ). Beide Kriterien werden dabei in drei Stufen von 1 bis 3 bzw. A bis C bewertet. Für Technologien ohne Alternativen und mit einem hohen Einfluss auf die regionale Wertschöpfung gilt das Feld 3C und somit eine hohe Priorität. Für eine Technologieoption in Feld 1A wären technologisch und ökonomisch entwickelte Alternativen vorhanden und der Einfluss auf die regionale Wertschöpfung wäre niedrig. Daraus ergäbe sich eine nachrangige Priorität.

**Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung einzelner Themen**

Alternativen (technologisch oder ökonomisch)	3 (Keine Alternativen)				
	2 (Alternativen sind noch zu entwickeln)				
	1 (Alternativen sind vorhanden)				
	hoch	mittel	A (nachrangig)	B (mittel)	C (hoch)
	nachrangig		Einfluss auf die Inwertsetzung		

**Abbildung 8: Priorisierungsmatrix**

### 4.2.2 Priorisierung

In Abbildung 9 sind die Logistikpfade, welche sich aus den betrachteten Technologien ergeben, dargestellt. Grundsätzlich stehen die drei Konditionierungs-/ Umwandlungstechnologien "Kompression", "Verflüssigung" und "Hydrierung von LOHC" zur Verfügung. Bei allen drei Technologien ist der straßengebundene Transport eine mögliche Variante. Für alle Logistikpfade gilt, dass der Wasserstoff zur Betankung ins Fahrzeug komprimiert werden muss. Bei einem Anfangsdruck von

30 bar nach der Produktion auf einen Enddruck von 450 – 500 bar im Hochdruckspeicher der Tankstelle müssen allein dafür über die gesamte Kette zwischen 5 % und 10 % des Energiehalts gemessen am Heizwert des Wasserstoffs aufgewendet werden. Beim Einsatz von verflüssigtem Wasserstoff und von LOHC wird zusätzlicher Energieaufwand von 20 % – 30 % bei der Verflüssigung (vgl. Reuß, 2019; IEA, 2019) bzw. 30 % – 40 % bei der Dehydrierung nötig bezogen auf den Heizwert. Darüber hinaus benötigt der LOHC Pfad eine zusätzliche Reinigung des Wasserstoffs, um den zurückgewonnenen Wasserstoff für eine Brennstoffzelle nutzbar zu machen sowie zusätzliche Tanks und ggf. Fahrzeuge für den Rücktransport des entladenen LOHC zur Wasserstoffquelle. Beim Einsatz von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff kommt neben dem Straßentransport noch der leitungsgebundene Transport sowie eine Variante mit der großskaligen Zwischenspeicherung in Kavernen infrage.

In Abbildung 9 wird auch die Auswahl der bei der Priorisierung betrachteten Logistikketten dargestellt, wobei die roten Pfeile herausgefilterte Abschnitte einer Logistikkette kennzeichnen. Sobald eine Stufe einer Logistikkette herausgefiltert wird, werden auch alle folgenden Stufen der entsprechenden Kette nicht weiter betrachtet. Maßgeblicher Filter war dabei die Anwendbarkeit in der Region.

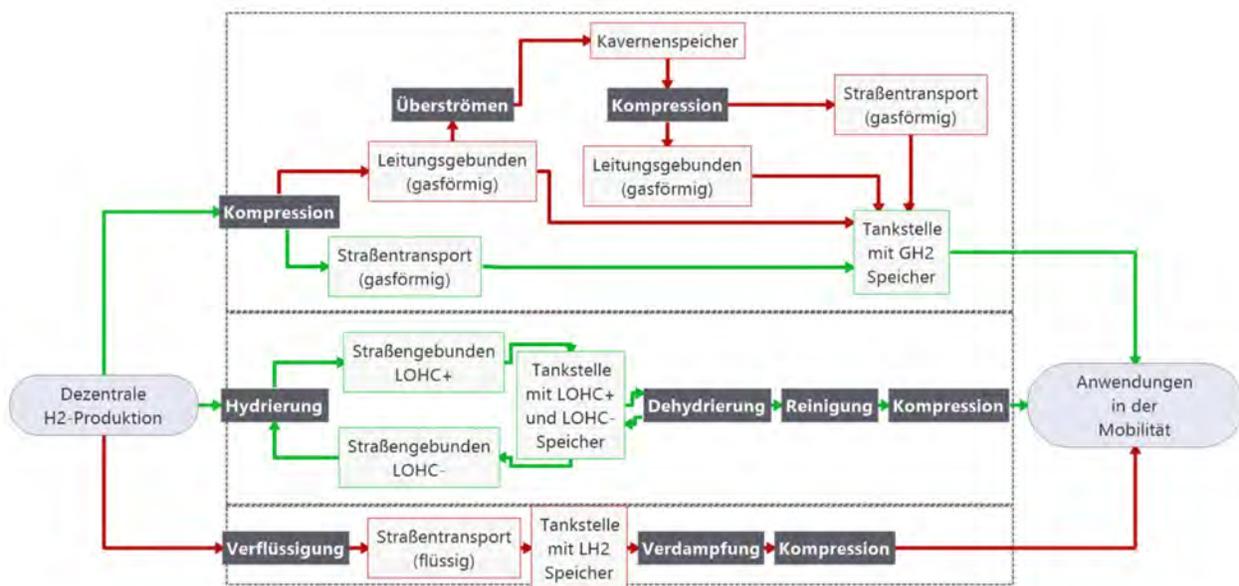


Abbildung 9: Filterung der möglichen Logistikkfade

Ein leitungsgebundener Transport scheidet für die Region im Wesentlichen aus. Die anfangs geringen Wasserstoffmengen rechtfertigen nicht die hohen Investitionskosten, welche in der Region durch die verteilten Quellen und Senken besonders hoch ausfallen würden, da es keine klaren Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte gibt, zwischen denen eine gemeinsame Transportpipeline errichtet werden könnte. Aus dem Grund der relativ kleinen betrachteten Mengen wird auch die Speicherung in Kavernen hier nicht weiter betrachtet. Grundsätzlich müssten bei der Betrachtung von Produktion aus reinem Windstrom, abhängig von den Volllaststunden (VLH), saisonale Speicher betrachtet werden, allerdings in kleinerem Maßstab als Kavernenspeicher. Für den Transport von gasförmigem Wasserstoff bleibt also der direkte Transport in Drucktrailern über die Straße zur Wasserstoffsенке.

Die Verflüssigung von Wasserstoff scheidet als Technologie aus, da diese Technologie derzeit wirtschaftlich nur in sehr großem Maßstab zur Verfügung steht und daher ebenfalls nicht zu den dezentralen Strukturen und zum betrachteten Mengengerüst im Amtsbezirk Lüneburg passt. Im Bereich des Speditionsverkehrs mit Wasserstoffbrennstoffzelle gibt es erste Überlegungen, den nötigen Wasserstoff in flüssiger Form mitzuführen. Sollte sich diese Technologie durchsetzen und evtl. zusätzlicher Bedarf an flüssigem Wasserstoff in der Region, bspw. durch die Entwicklungen im Flugverkehr (Airbus) oder in der Raketentechnik (Ariane), entstehen, und somit ohnehin eine Wasserstoffverflüssigung nötig wäre, käme natürlich auch der LH2-Pfad wieder infrage. Eine solche Entwicklung ist derzeit jedoch noch nicht absehbar, sodass in der vorliegenden Analyse für die Bereiche ÖPNV, regionaler Speditionsverkehr und Entsorgung LH2 nicht weiter betrachtet wird. LOHC ist als Technologie noch relativ jung und noch nicht vollständig erprobt. Grundsätzlich ist ein Einsatz in der Region aber denkbar, da sie auch für kleine Mengen umsetzbar und in dezentralen Erzeugungsstrukturen einsetzbar ist. Für die technische Betrachtung der generischen Projekte in Kapitel 6.3 kommen also die Pfade LOHC-Straße und GH2-Straße infrage.

In der weiteren Priorisierung wurde die Wertschöpfung in der Region sowie das Vorhandensein von alternativen Technologien betrachtet. Im Folgenden wird die Bewertung der regionalen Wertschöpfung je Logistikpfad anhand von Abbildung 11 und Abbildung 12 dargestellt. Die Bewertungen werden anhand von Zahlenbereichen über Harvey Balls angegeben, deren Bedeutung sich in Abbildung 10 ablesen lassen.

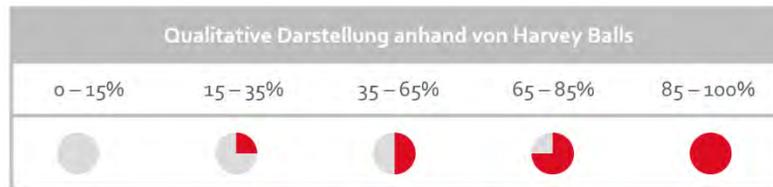


Abbildung 10: Qualitative Bewertung anhand von Harvey Balls

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse der Wertschöpfungsanalyse für den Straßentransport von GH<sub>2</sub> dargestellt. Dabei geben die grünen Harvey Balls den Anteil der Kosten der jeweiligen Stufe der Logistikkette an. Sie addieren sich über die gesamte Kette zu 1. Die blauen Harvey Balls beschreiben den Anteil der Wertschöpfung auf der jeweiligen Stufe, der in der Region verbleibt. Dieser Wert kann unabhängig von den anderen Stufen zwischen 0 und 1 liegen.

Der wesentliche Teil der Kosten beim Transport von GH<sub>2</sub> über die Straße fällt für die Bereitstellung an der Tankstelle an. Der Rest verteilt sich ungefähr gleichmäßig auf die Stufen Kompression und Transport.

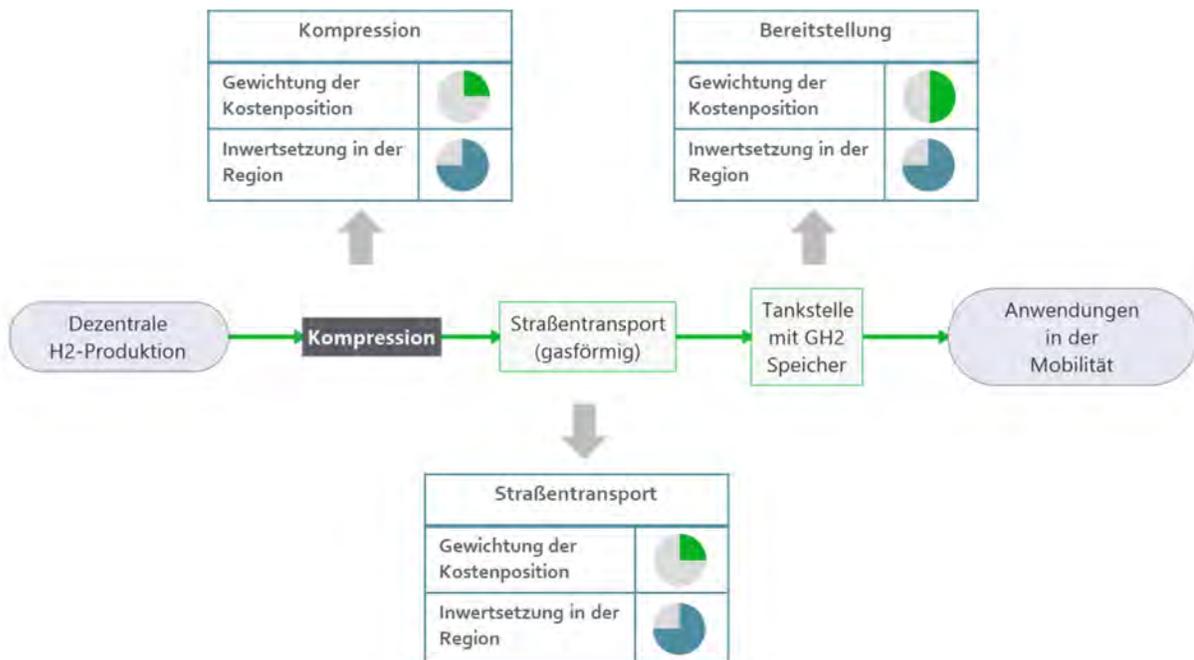


Abbildung 11: Lokale Wertschöpfung für den Straßentransport von GH<sub>2</sub>

Der Anteil der lokalen Wertschöpfung auf den einzelnen Stufen wird jeweils relativ hoch eingeschätzt. In der Region gibt es Unternehmen, die in der Lage wären, sich an der Logistikkette von GH2 zu beteiligen und Komponenten wie Kompressoren und Zwischenspeicher und auch Logistikdienstleistungen beim Straßentransport anzubieten. Im Falle der Bereitstellung durch die Tankstelle wurden ebenfalls einzelne Unternehmen identifiziert, die sich an Betrieb, Bau und Wartung beteiligen können. Darüber hinaus wurde angenommen, dass allgemeine bauunternehmerische Leistungen von lokalen Akteuren erbracht werden können. Die Bewertung hängt stark von der tatsächlichen Ausgestaltung eines Projekts und von den beteiligten Akteuren ab. Die dargestellten Ergebnisse geben eine potenzielle lokale Wertschöpfung wieder. Der Anteil der lokalen Wertschöpfung sowie die Verteilung der Wertschöpfung entlang der Kette werden dabei als unabhängig von der Wasserstoffmenge, und somit der nötigen Tankstellengröße, betrachtet, da diese einen gleichartigen Einfluss auf alle Bereiche der Kette und auch auf alle Komponenten innerhalb der einzelnen Stufen hat.

In Abbildung 12 werden die Ergebnisse der Analyse für den Straßentransport von LOHC dargestellt.

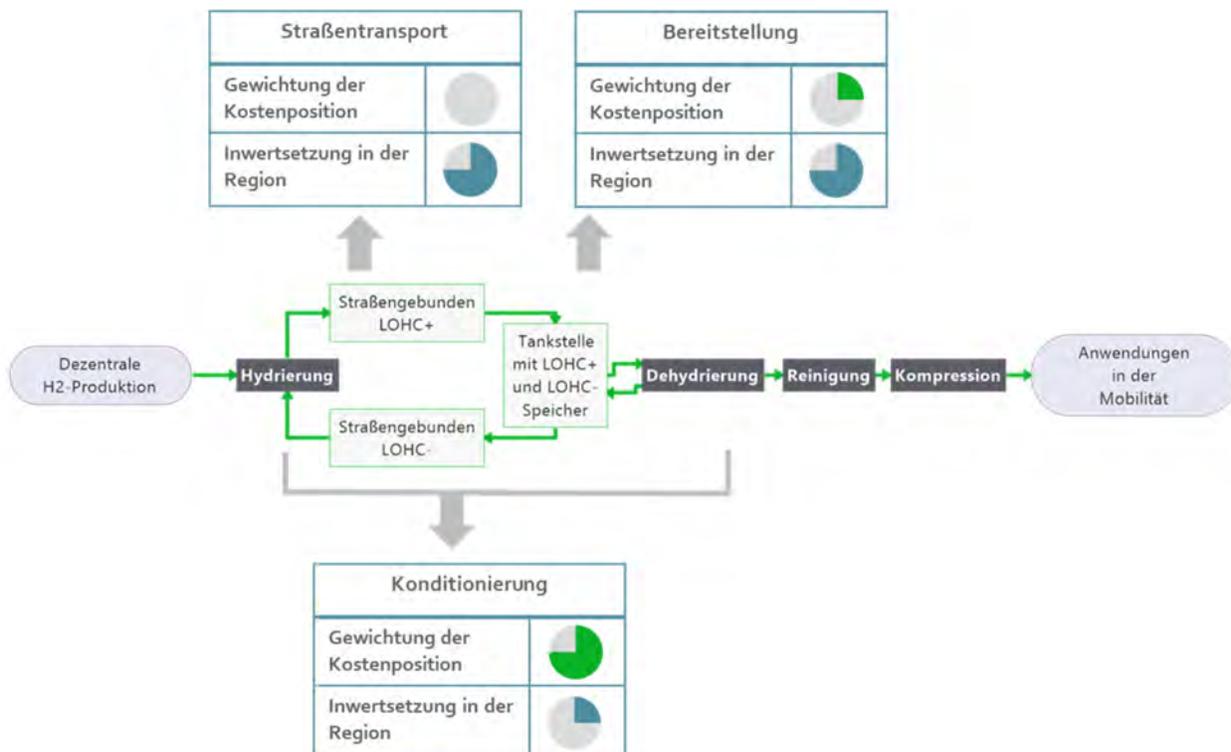


Abbildung 12: Lokale Wertschöpfung für den Straßentransport von LOHC

Hierbei fällt der größte Teil der Kosten bei der Hydrierung und der Dehydrierung an. Insbesondere die Investitionskosten sind bei der noch jungen Technologie dominant. Dadurch verlieren die beiden weiteren Logistikstufen Transport und Bereitstellung an relativer Bedeutung, sodass der Transport kaum noch ins Gewicht fällt. Dadurch sinkt auch insgesamt die lokale Wertschöpfung entlang der Kette. Zwar ist der Anteil der Wertschöpfung auf den Stufen Transport und Bereitstellung erneut hoch bewertet, da sich eine Reihe von regionalen Unternehmen an diesen Stufen beteiligen könnten, allerdings wird der Großteil der Wertschöpfung verlagert. Die Technologie zur Hydrierung und Dehydrierung müsste von Unternehmen außerhalb der Region eingekauft werden. Lokale Akteure könnten sich hier lediglich bei allgemeinen Baumaßnahmen und in begrenztem Umfang bei Betrieb und Wartung einbringen.

GH2 ist derzeit die gängige Variante in der Wasserstofflogistik. Verfügbare Anwendungen werden mit GH2 betrieben und versorgt, sodass sich hier bereits eine Logistikkette etabliert hat. Die LOHC-Technologie wird derzeit noch in ersten Projekten erprobt, allerdings kann man bei der Speicherung und beim Transport auf Erfahrungen aus der Handhabung von Mineralöl(-produkten) zurückgreifen. Insgesamt stellt GH2 den derzeitigen Standard in der Wasserstofflogistik dar, dieser ist jedoch nicht alternativlos. In Zukunft kann LOHC eine wichtige Rolle spielen. Daraus ergibt sich die Bewertung wie in Abbildung 13 dargestellt. Für GH2-Straße ergibt sich eine hohe Priorität. Für LOHC-Straße ergibt sich eine nachrangige Priorität aufgrund der relativ geringen lokalen Wertschöpfung sowie des frühen Stadiums der Technologie.

Insgesamt stellt GH<sub>2</sub>-Straße also die präferierte Logistikvariante für eine Wasserstoffwirtschaft im Amtsbezirk Lüneburg dar. Die Variante passt gut zu den dezentralen Strukturen und den im Markthochlauf noch kleinen Wasserstoffmengen und es ergeben sich Potenziale zur Beteiligung der regionalen Wirtschaft. Außerdem ist der technische Aufwand gering und eine zusätzliche Umwandlung zur Bereitstellung in der verfügbaren Tankstellentechnologie ist nicht nötig.

Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung der Logistikpfade

Alternativen (technologisch oder ökonomisch)	3 (Keine Alternativen)			
	2 (Alternativen sind noch zu entwickeln)			GH <sub>2</sub> -Straße
	1 (Alternativen sind vorhanden)		LOHC-Straße	
		A (nachrangig)	B (mittel)	C (hoch)
Einfluss auf die Inwertsetzung				

Abbildung 13: Priorisierung der Logistikpfade

## **5 Anwendung von Wasserstoff im Lastverkehr**

Die grundlegende Zielsetzung des Projektes besteht darin, lokal erzeugten grünen Wasserstoff als Kraftstoff für regionalen Lastverkehr in den drei Anwendungsfällen Lkw-Speditionsverkehr, Straßengebundener ÖPNV sowie im Bereich Abfallentsorgung im Amtsbezirk Lüneburg zu nutzen. Vor diesem Hintergrund wurden gemeinsam mit den Akteuren der AG 3 Technik (Fahrzeuge) relevante Fahrzeugklassen innerhalb der Anwendungsfälle identifiziert, die für den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Region besonders geeignet sind. In Kapitel 5.1 wird eine umfassende Übersicht zu Brennstoffzellen-Fahrzeuge der relevanten Fahrzeugklassen erstellt. In einem zweiten Schritt erfolgt in Abschnitt 5.2 die Priorisierung dieser Fahrzeugklassen in Bezug auf den Einsatz des Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebes. Die Erkenntnisse aus diesem Kapitel werden im weiteren Verlauf zur konkreten Ausarbeitung generischer Projekte in Kapitel 6.3 genutzt.

### **5.1 Allgemeiner Teil**

Im Allgemeinen Teil werden relevante Fahrzeugklassen identifiziert und technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen der Brennstoffzellen-Fahrzeuge innerhalb dieser Klassen dargestellt. Zu jedem der drei betrachteten Anwendungsfälle Lkw-Speditionsverkehr, straßengebundener ÖPNV sowie im Bereich Abfallentsorgung wurde ein detailliertes Factsheet erstellt, welches im Anhang 9.3 hinterlegt ist. Die Auswahl der betrachteten Fahrzeugklassen und Technologien wurde in enger Abstimmung mit den Akteuren in der AG 3 getroffen. Die Einbindung der Akteure erfolgte mit der Unterstützung des bereits etablierten Wasserstoffnetzwerks H2.N.O.N. Im Folgenden wird die Datenerhebung und die Methodik zur Erstellung der einzelnen Factsheets beleuchtet und die Kernergebnisse in den drei Anwendungsbereichen dargestellt. Die Ergebnisse des allgemeinen Teils bilden die Basis der Priorisierung im Abschnitt 5.2.

#### **5.1.1 Technologierecherche und Datenerfassung**

Die aufbereiteten technischen und wirtschaftlichen Daten entstammen unterschiedlichen Studien, wissenschaftlichen Arbeiten und Veröffentlichungen sowie internen und externen Experteninterviews. Im Nachfolgenden wird auf drei Organisationen eingegangen, die Studien von zentraler Bedeutung erstellt bzw. veröffentlicht haben.

- **Fuel Cell Hydrogen – Joint Undertaking (FCH JU)**

Die Public Private Partnership Fuel Cell Hydrogen – Joint Undertaking widmet sich der Forschung, Entwicklung und Demonstrationsprojekten von Technologien im Bereich Brennstoffzelle und Wasserstoff. Sie unterstützt die Markteinführung dieser Technologien mit dem Ziel, deren Potenzial für ein emissionsfreies Energiesystem freizusetzen. Die drei Mitglieder der Public Private Partnership sind die Europäische Kommission, Brennstoffzellen- und Wasserstoffindustrien vertreten durch Hydrogen Europe und eine Forschungsgemeinschaft vertreten durch Hydrogen Europe Research. Autor von FCH JU publizierten Studien ist in der Regel die internationale Unternehmensberatung Roland Berger.

- **NOW GmbH**

Die bundeseigene Gesellschaft NOW GmbH (NOW steht für „Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“) hat die Koordination und Umsetzung von Förderprogrammen im Bereich nachhaltige Mobilität und Energieversorgung zur Aufgabe und wird in der Regel durch Bundesministerien beauftragt. Darüber hinaus engagiert sich die NOW GmbH für die Akzeptanz alternativer Technologien in der Gesellschaft, begleitet strategische Stakeholder-Prozesse und gestaltet internationale Kooperationen. Dabei wird sowohl die Antriebs- und Kraftstoffseite als auch die Infrastruktur betrachtet. Neben den Bereichen Wasserstoff und Brennstoffzelle umfassen die Aufgaben der NOW GmbH aus technologischer Sicht auch die Bereiche Batterie und Flüssigerdgas.

- **Wuppertal Institut (WI)**

Das Wuppertal Institut ist eine international renommierte Forschungseinrichtung auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit. Die gemeinnützige GmbH fungiert als internationaler Think Tank, der sich mit einer großen Bandbreite verschiedener Zukunftsthemen im Themenspektrum Energie, Nachhaltigkeit, Digitalisierung und Mobilität beschäftigt. Alleiniger Gesellschafter ist das Land NRW.

## 5.1.2 Grundlagen aus den Factsheets

Die Eigenschaften und Besonderheiten des Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebes werden nachfolgend mittels der Abschnitte Antriebsstrang, Instandhaltung und Wartung, rechtliche und steuerliche Eigenschaften sowie alternative Antriebsformen beschrieben. Im Anschluss werden die

Anwendungsfälle Speditionsverkehr, ÖPNV-Bus sowie Fahrzeuge im Bereich Entsorgung einzeln betrachtet. In Absprache mit den lokalen Akteuren des Netzwerks H2.N.O.N sowie dem Auftraggeber wurde sich bei dieser Betrachtung der Lastverkehrstypen auf bestimmte Fahrzeugklassen beschränkt. Die Beschränkung ergibt sich einerseits aus der Relevanz der unterschiedlichen Fahrzeugklassen für die Region sowie andererseits aus der Verfüg- und Nutzbarkeit des Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebs. Die detaillierte Technologie- und Marktübersicht sowie eine Zusammenstellung bestehender Demonstrationsprojekte und Förderprogramme findet sich in den Factsheets im Anhang 9.5.

### **Antriebsstrang**

Der Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb setzt sich aus den Hauptkomponenten Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie und Wasserstofftank zusammen. Die Brennstoffzelle generiert im Fahrzeug elektrische Energie aus dem mitgeführten Wasserstoff und dem Luftsauerstoff. Der Fahrzeugantrieb erfolgt durch einen elektrischen Antriebsstrang. Eine Batterie dient einerseits als Energiespeicher und andererseits – im Falle hoher Leistungsanforderungen – als zusätzliche Stromquelle. Zusätzlich nimmt die Batterie beim Bremsen rückgewonnene Energie auf (Rekuperation).

Neben „reinen“ Brennstoffzellenfahrzeugen gibt es auch Fahrzeuge, bei denen eine Brennstoffzelle als Range-Extender (BZ-REX-Fahrzeug) zur Reichweitenerhöhung dient. Beide Antriebstypen setzen sich aus den gleichen Hauptkomponenten zusammen, jedoch fällt bei dem BZ-REX-Fahrzeug die Dimensionierung der Batterie wesentlich größer und der Wasserstofftank sowie die Leistung der Brennstoffzelle kleiner aus. Somit ist bei Fahrzeugen mit Brennstoffzelle als Range-Extender die Rede von einem batterieelektrischen Fahrzeug, da der wesentliche Anteil der Energie mittels eines Ladekabels in einer Batterie gespeichert wird, womit eine Ladeinfrastruktur erforderlich ist. Die Leistung der Brennstoffzelle dient einer zusätzlichen kontinuierlichen Ladung der Batterie zur Verlängerung der Betriebszeit und Reichweite. Dementsprechend benötigen BZ-REX-Fahrzeuge neben einer Wasserstoff-Infrastruktur zusätzlich die Ladeinfrastruktur zur Batterieaufladung (vgl. NOW GmbH, 2018; vgl. CHIC, 2016; vgl. Roland Berger, 2020 I).

Brennstoffzellenfahrzeuge produzieren lokal weder CO<sub>2</sub>- noch Stickoxid- oder Partikelemissionen und zeichnen sich durch sehr geringe Motorgeräusche aus, womit sie sich hervorragend für den Stadtverkehr eignen. Diese Antriebsform ist deutlich energieeffizienter als der Dieselantrieb und je nach Wasserstoffspeicherung können auch große Reichweiten realisiert werden. Die Wasserstoffspeicherung unterscheidet sich durch drei Betankungstechnologien:

- 350 bar – komprimierte gasförmige Betankung:

Die Betankung mit 350 bar ist für Fahrzeugenklassen im Lastverkehr die etablierteste Tanktechnologie und somit kurzfristig verfügbar. Die 350 bar-Speicherung im Fahrzeug ist im Vergleich zur 700 bar-Technologie und LH2 deutlich günstiger, beansprucht jedoch mehr Speichervolumen, wodurch die Reichweite des Fahrzeugs stärker limitiert ist. Die Betankung benötigt Energie für die Komprimierung des Wasserstoffes. Aktuelle Entwicklungen im Nutzfahrzeubereich konzentrieren sich vorwiegend auf 350 bar Tanks.

- 700 bar – komprimierte gasförmige Betankung:

Die Betankung mit 700 bar besteht derzeit vor allem für Pkws. Im Vergleich zur 350 bar-Technologie steigen sowohl die Reichweite der Fahrzeuge als auch die Speicherkosten infolge der aufwendigeren Technologie. Die 700 bar-Betankung benötigt neben zusätzlicher Energie für die Komprimierung auch zusätzliche Energie für die Vorkühlung des Wasserstoffs.

- LH2 – kryogene flüssige Betankung bei  $-253^{\circ}\text{C}$ :

Die Betankung mit LH2 ermöglicht im Verhältnis zum Tankvolumen die höchste Reichweite für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge. Die Kosten für die Speicherung am Fahrzeug sowie der Energieaufwand für die Betankung sind potenziell eher gering, allerdings befindet sich der Antrieb mit LH2 noch in einem frühen Entwicklungsstadium und stellt derzeit noch keine praktikable Antriebsalternative dar. Auftretende Wasserstoff-Verdampfungsverluste am Fahrzeugtank sowie die Bereitstellung einer gesonderten LH2-Infrastruktur stellen derzeitige Herausforderungen dieser Betankungstechnologie dar.

Die Wasserstoffspeicherung in Nutzfahrzeugen erfolgt zurzeit fast ausschließlich durch 350 bar-Drucktanks und ist mittlerweile eine etablierte und erprobte Technologie, weshalb in Absprache mit den lokalen Akteuren des Netzwerks H2.N.O.N sowie mit dem Auftraggeber im weiteren Verlauf diese Technologie fokussiert wird. Nutzfahrzeuge mit der Betankungstechnologie von 700 bar bilden die derzeitige Ausnahme und werden im weiteren Verlauf entsprechend gesondert erwähnt (vgl. Roland Berger, 2020 I; vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Roland Berger, 2017 II).

## **Instandhaltung und Wartung**

Betriebseigene Werkstätten benötigen für den Einsatz von Fahrzeugen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb technische und kraftstoffbedingte Anpassungen sowie zusätzliche Qualifizierungen der Werkstattmitarbeiter. Auf der technischen Seite muss die Möglichkeit bestehen, Hochvoltkomponenten des Fahrzeugs spannungsfrei zu schalten. In diesen Zusammenhang benötigt das Werkstattpersonal eine Qualifizierung bezüglich der bestehenden Hochvoltanforderungen sowie eine Einführung in die Wasserstofftechnik.

Der technische Zugang zu den einzelnen Antriebskomponenten des Fahrzeugs ist in der Regel den Technikern des Herstellers vorbehalten, da hier detaillierte Schulungen zu den spezifischen Bestandteilen sowie eine Gasanlagenprüfung notwendig sind. Kraftstoffbedingte Anpassungen sind die Installation notwendiger Lüftungseinrichtungen in Kombination mit Gaswarnanlagen (Wasserstoffsensoren) sowie Einrichtungen nach der ATEX (**AT**mosphères **EX**plosibles) Richtlinien der europäischen Union. Für einige Bestandteile des Antriebsstrangs könnte ein Dacharbeitsstand sowie ein Deckenkran erforderlich werden, da bspw. bei Fahrzeugen im Bereich ÖPNV die Wasserstoff-Tanks oder die Batterie in der Regel auf dem Dach angebracht sind und deren Zugänglichkeit für Wartungsarbeiten gewährleistet sein muss. Begehungen durch die Berufsgenossenschaften geben schnell Klarheit über konkrete Anpassungserfordernisse. Die zusätzliche Qualifizierung des Fahrers beschränkt sich auf eine Fahrzeugeinweisung (vgl. NOW GmbH, 2018).

## **Rechtliche und steuerliche Chancen und Hindernisse**

Wasserstoff stellt nach Auffassung des Bundesfinanzministeriums bei der Verwendung in einer Brennstoffzelle mangels Verbrennung kein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes dar (vgl. „Dienstvorschrift zur energiesteuerrechtlichen Behandlung von Energieerzeugungsanlagen nach den §§ 2, 3 und 53 Energiesteuergesetz“). Daher fällt auf den Einsatz von Wasserstoff in einem Brennstoffzellenfahrzeug bisher keine Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz an. Auch eine Pflicht zur Teilnahme am nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz dürfte vor diesem Hintergrund nicht bestehen. Denn das Brennstoffemissionshandelsgesetz knüpft an die Entstehung der Energiesteuer an und setzt voraus, dass ein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes vorliegt.

Beim Einsatz von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle wird grundsätzlich wieder Strom erzeugt und zum Antrieb der Verbrauchseinrichtung (hier: Fahrzeug) genutzt. Auch für diesen Vorgang kann daher grundsätzlich die EEG-Umlagepflicht entstehen. Es spricht jedoch viel dafür, dass hierfür eine vollständige Befreiung nach § 61a Nr. 2 EEG 2021 greift, da das Fahrzeug insoweit als „Inselanlage“ angesehen werden kann. In Bezug auf die Stromsteuer besteht – sofern die Leistung der Brennstoffzelle unter 2 MW beträgt – ebenfalls eine Befreiungsmöglichkeit nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a StromStG.

Es ist anerkannt, dass vor allem eine emissionsbasierte Ausgestaltung von Straßenbenutzungsgebühren die Wirtschaftlichkeit von emissionsarmen Schwerlastfahrzeugen erheblich verbessern kann. Daher besteht die Aussicht, dass Lkw, die (nachweislich) grünen Wasserstoff (in der Übergangsphase ggfs. auch als grau/grünes Mischprodukt) einsetzen, von der Maut zu befreien. Darüber hinaus könnten etwa auch Ausnahmen für emissionsarme Busse des öffentlichen Nahverkehrs oder Fahrzeuge im Bereich Entsorgung in Fahrverbotszonen vorgesehen werden.

### **Alternative lokal CO<sub>2</sub>-freie Antriebsformen**

Neben dem Brennstoffzellenantrieb besteht der batterieelektrische Antrieb als eine lokal emissionsfreie Antriebsform, die sich durch die Vermeidung der Stromerzeugung mit einer noch höheren Effizienz im Fahrzeug auszeichnet. Vor allem die derzeit limitierte Reichweite, die Größe und das Gewicht der Batterie sowie die mitunter langen Ladezeiten in Verbindung mit dem benötigten Ladepplatz sind als Nachteile des Batterieantriebs in Zusammenhang mit Nutzfahrzeugen anzuführen. Durch das vergleichsweise hohe Gewicht einer Batterie, in Abhängigkeit von der geforderten Reichweite, kann zudem die verfügbare Nutzlast deutlich stärker als beim Fahrzeug mit Brennstoffzelle beeinträchtigt werden, dessen Nutzlast vergleichbar mit dem eines Dieselfahrzeuges ist (vgl. Roland Berger, 2020 I; vgl. Wuppertal Institut, 2017; vgl. Roland Berger, 2017 II).

Der Wasserstoffverbrennungsmotor ist eine weitere Alternative. Verglichen mit dem BZ-basierten Antrieb zeichnet sich dieser Verbrennungsmotor durch geringere Anforderungen in der Wasserstoffqualität und geringere Anschaffungskosten aus. Dagegen ist der Wirkungsgrad geringer, was einen höheren Verbrauch zur Folge hat und es kommt durch die Verbrennung zu Schadstoffemissionen (NO<sub>x</sub>) und verstärkten Geräuschemissionen. Neben ersten Forschungsprojekten liegen im Speditionsverkehr noch wenig praktische Erfahrungen im operativen Einsatz dieses Antriebes vor. Erste Prototypen wurden durch den Hersteller KEYOU (Deutschland) entwickelt (vgl. Wuppertal Institut, 2017; NOW GmbH, 2016)

## Anwendungsfall Speditionsverkehr

Generell befindet sich der Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb im Speditionsverkehr noch in den absoluten Anfängen, was sich in einer geringen Marktverfügbarkeit der Fahrzeuge und wenig Praxiserfahrung mit dieser Anwendung widerspiegelt. Im Folgenden werden die Fahrzeugklassen mittelschwere Lkw, schwere Lkw sowie Sattelzugmaschinen betrachtet.

**Mittelschwere Lkw** besitzen ein zulässiges Gesamtgewicht (zGG) von 7,5 t bis 18 t und agieren typischerweise in der regionalen Logistik sowie im Handel. Die Betreiber sind in der Regel Logistikunternehmen und Händler mit eigener Fahrzeugflotte. Die jährliche Fahrleistung kann mit ca. 60.000 km im Jahr und durchschnittlich 250 km pro Tag bei 240 Betriebstagen beziffert werden.

**Schwere Lkw** besitzen ein zulässiges Gesamtgewicht von 18 t bis 27 t. Sie operieren verstärkt im Großhandel. Auch hier sind die Fahrzeuge i.d.R. im Besitz der Unternehmen. Die Fahrleistung kann mit ca. 380 km am Tag bei 250 Betriebstagen und ca. 95.000 km im Jahr abgeschätzt werden.

**Sattelzugmaschinen** besitzen mit einem kombinierten zulässigen Gesamtgewicht von über 27 t die höchste Nutzlast und werden sehr variabel in der nationalen und internationalen Logistik eingesetzt. Sie kommen oftmals auf durchschnittliche Fahrleistungen von ca. 140.000 km im Jahr mit über 500 km an 280 Betriebstagen (vgl. Roland Berger, 2020 | S. 113).

Die technischen Anforderungen des Speditionsverkehrs folgen den Fahrzeuganforderungen der einzelnen Klassen und fallen in ihrer Ausprägung entsprechend unterschiedlich aus (siehe Tabelle 7). So lässt sich die Leistung des Elektroantriebs eines mittelschweren Lkw mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb mit der Leistung von 150 kW bis 250 kW beziffern, die elektrische Leistung der Brennstoffzelle liegt in der Regel bei 60 kW bis 100 kW. Mit einem durchschnittlichen Verbrauch von ca. 8 kg Wasserstoff pro 100 km legt der mittelschwere Lkw ca. 375 km bis 400 km zurück. Der schwere Lkw erreicht eine durchschnittliche Reichweite von 400 km bis 500 km bei einem Verbrauch von 7,5 kg bis 9 kg Wasserstoff pro 100 km. Der Wasserstoff versorgt dabei eine Brennstoffzelle mit einer elektrischen Leistung von 60 kW bis 200 kW, die letztendlich die Energie für einen 200 kW bis 350 kW Elektroantriebs des Fahrzeugs bereitstellt. Sattelzugmaschinen bewegen sich im Bereich des Elektroantriebs von 200 kW bis 700 kW mit einer Brennstoffzelle von 60 kW bis 240 kW elektrischer Leistung. Die Reichweite liegt bei ca. 500 km mit

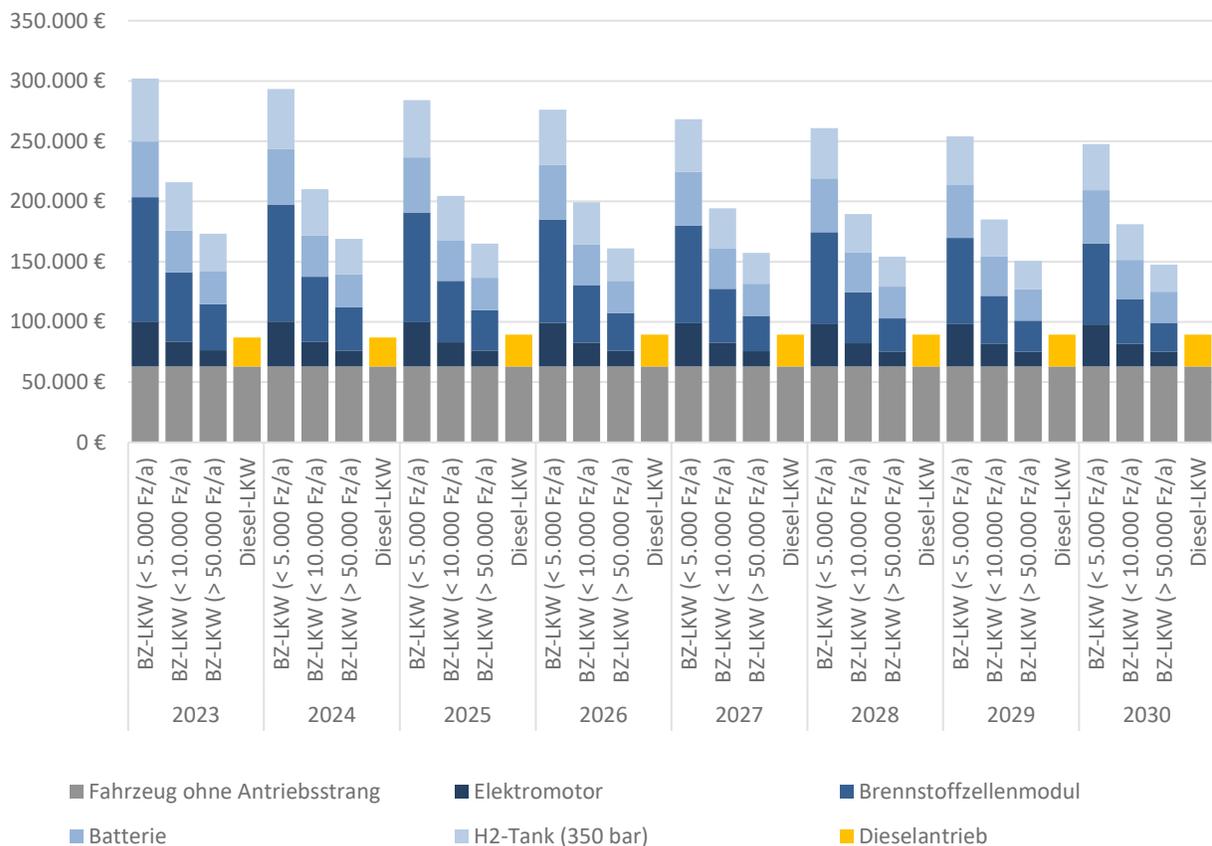
einem durchschnittlichen Verbrauch von 9 kg bis 16 kg Wasserstoff pro 100 km. Die Betankungszeit der 350 bar Betankung liegt bei jeder Fahrzeugklasse im ein- bis zweistelligen Minutenbereich, wobei beim schweren Lkw und der Sattelzugmaschine mit max. 20 Minuten in der Regel die obere Grenze des Tankvorgangs besteht. Die Nutzlast aller Fahrzeugklassen ist vergleichbar mit der Nutzlast des Speditionsverkehrs mit Dieselantrieb. Die durchschnittlichen Instandhaltungskosten werden je Fahrzeugklasse mit jeweils 10 Cent bis 15 Cent pro Kilometer beziffert. Die Restwerterwartung der Fahrzeuge bestimmt sich vor allem aus der Restwerterwartung des Antriebsstrangs, welcher mit 10 % der Anschaffungskosten in Bezug auf Brennstoffzelle, Elektromotor und Batterie prognostiziert wird (vgl. Roland Berger, 2020 I; vgl. Roland Berger, 2020 II; vgl. Roland Berger, 2017 I.; vgl. Roland Berger, 2017 II; vgl. WasserstoffNet, 2021).

	Mittelschwerer Lkw	Schwerer Lkw	Sattelzugmaschine
<b>Leistung Elektroantrieb [kW]</b>	150 – 250	200 – 350	200 – 700
<b>Leistung Brennstoffzelle [kW]</b>	60 – 100	60 – 200	60 – 240
<b>Durchschnittlicher Verbrauch [kg<sub>H2</sub>/100km]</b>	7,5 – 8	7,5 – 9	9 – 16
<b>Durchschnittliche Reichweite [km]</b>	375 – 400	400 – 500	500
<b>max. Nutzlast</b>	vergleichbar mit Nutzlast von Speditionsverkehr mit Dieselantrieb		
<b>Betankungsanforderungen</b>	350 bar, Tankzeit ca. 10 min	350 bar, Tankzeit ca. 10 – 20 min	350 bar, Tankzeit ca. 10 – 20 min
<b>Durchschnittliche Instandhaltungskosten [€/km]</b>	0,10 – 0,15	0,10 – 0,15	0,10 – 0,15
<b>Restwerterwartung Antriebsstrang</b>	Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie: 10 % der Anschaffungskosten		

**Tabelle 7: Technologieübersicht der Wasserstoffanwendungen im Speditionsverkehr**

Der Brennstoffzellenantrieb im Speditionsverkehr befindet sich überwiegend im Prototyp-Stadium mit teilweise größeren Demonstrationsprojekten. Mit Blick auf den Markt wird der beginnende Markthochlauf des Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebes im Speditionsverkehr deutlich, da mit

dem Xcient Fuel Cell vom Anbieter Hyundai (Südkorea) derzeit nur ein verfügbares Fahrzeugmodell im Bereich des schweren Lkws über alle betrachteten Fahrzeugklassen besteht. Darüber hinaus existieren mehrere Prototypen sowie Ankündigungen von Fahrzeugmodellen unterschiedlicher Hersteller. Im Bereich Speditionsverkehr haben sich mit Quantron (Deutschland) und Clean Logistics (Deutschland) zudem zwei Fahrzeugumrüster etabliert, die bereits in geringen Stückzahlen konventionelle Fahrzeuge auf einen Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb umgerüstet haben (vgl. Roland Berger, 2020; vgl. WaterstofNet, 2021).



**Abbildung 14: Prognostizierte Anschaffungskosten (netto) einer Sattelzugmaschine mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb und deren unterschiedlichen Antriebsbestandteile innerhalb mehrerer Produktions-Szenarien für den europäischen Markt**

Aufgrund des verhaltenen Markthochlaufes der beschriebenen Fahrzeugklassen, die darüber hinaus derzeit nur als pay-per-use-Modell angeboten werden, sind fundierte Angaben zum Anschaffungspreis schwer zu erhalten und basieren auf wenige veröffentlichte Angaben sowie informellen Gesprächen mit potentiellen Anbietern. Aus diesen Gesprächen zeichnen sich Richtwerte für den

aktuellen Anschaffungspreis (netto) für mittelschwere Lkw von 375.000 € bis 475.000 € ab. Schwere Lkw mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb liegen zwischen 450.000 € und 550.000 € und Sattelzugmaschinen bei 550.000 € und 650.000 €. Die Anschaffungskosten einer Sattelzugmaschine mit Dieselantrieb fallen im Vergleich mit aktuell ca. 80.000 € bis 100.000 € deutlich geringer aus. Durch eine langfristige Erhöhung und Automatisierung der Produktion der BZ-Fahrzeuge im Speditionsverkehr sind jedoch Skaleneffekte zu erwarten, die die Kosten perspektivisch deutlich senken werden. Abbildung 14 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Anschaffungskosten (netto) für Sattelzugmaschinen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb in Bezug auf unterschiedliche Produktionsszenarien im europäischen Markt (vgl. Roland Berger, 2020 II).

### Anwendungsfall ÖPNV-Bus

Im Bereich ÖPNV sind der **Solobus** und der **Gelenkbus** die mit Abstand bedeutendsten Fahrzeugklassen. Der Solobus besitzt in der Regel eine Länge von 12 m und verfügt bis zu 40 Sitzplätze und maximal 60 Stehplätze. Der Gelenkbus bietet mit seinen 18 m Platz für ca. 80 Stehplätze und ca. 40 – 50 Sitzplätze. Auch für die ÖPNV-Fahrzeuge haben sich 350 bar-Drucktanks als beste Speicheroption durchgesetzt. Beide Fahrzeugklassen werden im weiteren Verlauf näher untersucht, wobei die BZ-REX-Fahrzeuge von der Betrachtung weitestgehend ausgeschlossen sind, was sich u.a. mit dem kostenintensiven Aufbau zweier Infrastrukturen begründet (vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. NOW GmbH, 2018).

Aus technologischer Sicht liegen zwischen beiden Fahrzeugklassen meist nur kleine Unterschiede (siehe Tabelle 8). So verwenden Solobusse mit einem Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb meist einen Elektroantrieb mit einer Leistung von 130 kW bis 250 kW und einer Brennstoffzelle mit einer elektrischen Leistung von 60 bis 150 kW. Gelenkbusse sind mit einer 100 kW bis 210 kW Brennstoffzelle ausgestattet und bewegen sich mit einem 200 kW bis 250 kW Elektroantrieb. Der durchschnittliche Verbrauch ist bei Gelenkbussen mit 8 kg bis 13 kg Wasserstoff pro 100 km etwas höher als bei Solobussen, welche zwischen 8 kg bis 10 kg Wasserstoff pro 100 km verbrauchen, wobei beide Fahrzeugklassen eine durchschnittliche Reichweite von 250 km bis 450 km aufweisen. Die Klimatisierung der Fahrzeuge verursacht dabei keinen signifikanten Mehrverbrauch bzw. keine geringere Reichweite. Ähnlich zum Speditionsverkehr sind auch hier die Tankvorgänge auf 350 bar-Basis in wenigen Minuten abgeschlossen. Für den Solobus wird der Wert von ca. 10 min und für den Gelenkbus ca. 12 min angegeben. Die Restwerterwartung der Fahrzeuge ergibt sich in Anlehnung an den Speditionsverkehr aus 10 % der Anschaffungskosten für

die Antriebsstrang-Komponenten Brennstoffzelle, Elektromotor und Batterie. Die Instandhaltungskosten der Fahrzeuge fallen anwendungsspezifisch deutlich höher aus als im Speditionsverkehr und liegen für den Solobus bei 30 Cent bis 45 Cent pro Kilometer und für den Gelenkbus bei 40 Cent bis 60 Cent pro Kilometer. (vgl. NOW GmbH, 2018; vgl. Roland Berger; 2018; vgl. CHIC, 2016; vgl. Roland Berger, 2015 I; vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Roland Berger, 2017 II).

	<b>Solobus</b>	<b>Gelenkbus</b>
<b>Leistung Elektroantrieb [kW]</b>	130 – 250	200 – 250
<b>Leistung Brennstoffzelle [kW]</b>	60 – 150	100 – 210
<b>Durchschnittlicher Verbrauch [kg<sub>H2</sub>/100km]</b>	8 – 10	8 – 13
<b>Durchschnittliche Reichweite [km]</b>	250 – 450	250 – 450
<b>Klimatisierung</b>	kein signifikanter Mehrverbrauch	
<b>Betankungsanforderungen</b>	350 bar, ca. 10 min	350 bar, ca. 12 min
<b>Durchschnittliche Instandhaltungskosten [€/km]</b>	0,3 – 0,45	0,4 – 0,6
<b>Restwerterwartung Antriebsstrang</b>	Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie: 10 % der Anschaffungskosten	

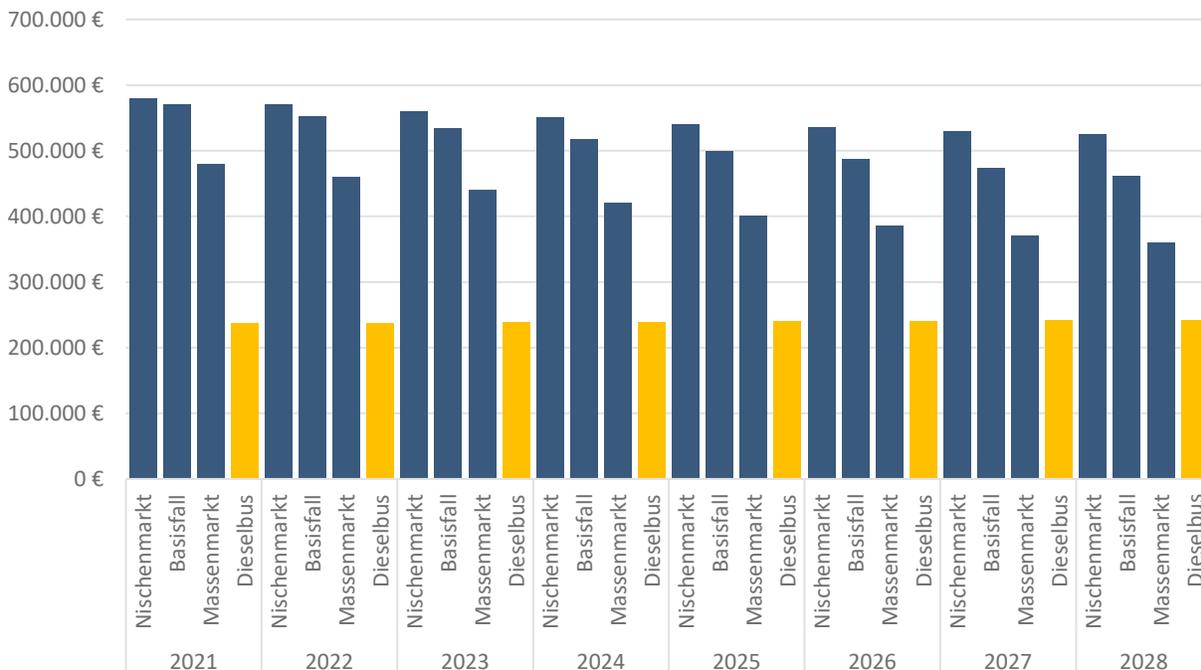
**Tabelle 8: Technologieübersicht der Wasserstoffanwendungen beim ÖPNV-Bus**

Brennstoffzellenbusse im öffentlichen Nahverkehr sind das bislang am besten erprobte Einsatzfeld für Wasserstoffmobilität. Sie befinden sich in einer vorkommerziellen Phase, in der große Demonstrationsprojekte durchgeführt werden. Allein in den europäischen Testflotten konnten innerhalb der letzten 15 Jahre mehr als 11 Mio. km Betriebserfahrung gesammelt werden. Weltweit sind über 400 BZ-Busse im ÖPNV im Betrieb (davon über 100 in Europa) und weitere große Projekte sind bereits angekündigt (vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Wuppertal Institut, 2017).

Entsprechend groß ist auch die Anzahl der verfügbaren Fahrzeughersteller und Fahrzeugmodelle. Im Bereich Solobus stehen bspw. die Modelle A330 Fuel Cell von Van Hool (Belgien), Urbino 12 Hydrogen von Solaris (Polen) und H2 City.Gold von Caetano (Portugal) im Markt zur Verfügung.

Weitere Hersteller von verfügbaren Fahrzeugen sind Wrightbus (Großbritannien) und Safran (Frankreich). Weitere Fahrzeuge anderer Hersteller sind angekündigt bzw. befinden sich derzeit noch im Prototyp-Stadium. In der Fahrzeugklasse der Gelenkbusse mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb besteht durch den Exqui.City von Van Hool (Belgien) ein Modell zur Verfügung. Auch hier sind aber bereits weitere Modell, u.a. von Mercedes Benz (Deutschland) und Solaris (Polen) angekündigt. Das Unternehmen Clean Logistics (Deutschland) bietet zudem die Umrüstung von Solobussen auf Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb an (vgl. NOW GmbH, 2018; vgl. CHIC, 2016; vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Roland Berger, 2017 II).

Aktuell bekannte Richtwerte für den Anschaffungspreis (netto) liegen für den Solobus bei 550.000 € bis 700.000 € und für den Gelenkbus bei 900.000 € bis 1.100.000 €. Ein dieselbetriebener Solobus liegt dagegen bei 210.000 € bis 230.000 € und ein Gelenkbus bei ca. 350.000 €. Auch wenn der ÖPNV-Bus als bereits erprobtes Fahrzeug innerhalb der Wasserstoffmobilität zählt, befindet sich auch hier die Produktion mit ca. 100 Bussen in Europa in einen absoluten Nischenmarkt, wobei durch Produktionsanstieg mit Skaleneffekten und Preissenkungen in der Anschaffung zu rechnen ist. Abbildung 15 zeigt die prognostizierte Preisentwicklung (netto) für den Solobus



\*Nischenmarkt: europäische Produktion von ca. 300 BZ-Busse (Solo- und Gelenkbusse) im Jahr

Massenmarkt: europäische Produktion von ca. 1500 – 4500 BZ-Busse (Solo- und Gelenkbusse) im Jahr

**Abbildung 15: Prognostizierte Anschaffungskosten (netto) eines Solobusses mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb in verschiedenen Produktions-Szenarien für den europäischen Markt**

unterschiedlicher Marktszenarien (vgl. Roland Berger, 2018; vgl. Wuppertal Institut, 2017; vgl. Roland Berger, 2015 I, vgl. Roland Berger, 2017 II).

### **Anwendungsfall Fahrzeuge im Bereich Entsorgung**

Aufgrund der möglichen Energierückgewinnung bei häufigen Bremsvorgängen und dem lokal emissionsfreien Antrieb stellen elektrisch betriebene Entsorgungsfahrzeuge eine ideale Lösung für den Sammelbetrieb bspw. in Wohngebieten dar. Verglichen mit rein batteriebetriebenen Fahrzeugen können Brennstoffzellen-Fahrzeuge darüber hinaus auch hohe Leistungsanforderungen von Nebenaggregaten (Hydraulikpumpe) über längere Streckenprofile bedienen und eignen sich somit als praktikable Alternative zu Fahrzeugen mit konventionellen Antrieben. Es werden an dieser Stelle die Fahrzeugklassen Abfallsammelfahrzeuge und Kehrfahrzeuge mit Brennstoffzelle als alleiniger Stromlieferant für den Elektroantrieb fokussiert, Daten zum batterieelektrischen Antrieb mit Brennstoffzelle als Range-Extender werden in Klammern aufgeführt oder sind als solche gekennzeichnet. Zudem wird vor allem die verbreitete Betankung mit 350 bar betrachtet - Ausnahme bilden hier die Fahrzeuge vom Hersteller FAUN Umwelttechnik (Deutschland), welche mit der komprimierten gasförmigen Betankung mit 700 bar arbeiten.

Die Leistung des Antriebsstrangs für Abfallsammelfahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb bewegt sich zwischen 150 kW und 250 kW mit einer elektrischen Leistung der Brennstoffzelle zwischen 30 kW und 90 kW in Abhängigkeit des Hybridisierungsgrades (siehe Tabelle 9). Der durchschnittliche Verbrauch liegt bei ca. 12 kg bis 13 kg Wasserstoff pro 100 km (bei Brennstoffzelle als Range-Extender bei ca. 6 kg bis 9 kg Wasserstoff pro 100 km) mit einer Reichweite von 250 km bis 400 km. Kehrfahrzeuge haben eine Reichweite von ca. 350 km bis 500 km mit gleichen Werten zur elektrischen Leistung der Brennstoffzellen. Die Leistung des Antriebsstranges bewegt sich zwischen 100 kW und 200 kW, wobei zum durchschnittlichen Verbrauch sowie zu den durchschnittlichen Instandhaltungskosten keine veröffentlichten Angaben aus längeren Studien vorliegen. Die Instandhaltungskosten der Abfallsammelfahrzeuge werden mit 40 Cent bis 60 Cent pro km angegeben, wobei von einer Nutzlast von mindestens 10 t ausgegangen wird. Sowohl Abfallsammelfahrzeuge als auch Kehrfahrzeuge mit Brennstoffzellen-Wasserstoff-Antrieb weisen eine Betankungszeit von ca. 10 min auf. Die Restwerterwartung wird in Anlehnung an den Speditionsverkehr mit 10 % der Anschaffungskosten für die Antriebsstrang-Komponenten Brennstoffzelle, Elektromotor und Batterie angenommen (vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Roland Berger, 2017 II; vgl. Roland Berger, 2018).

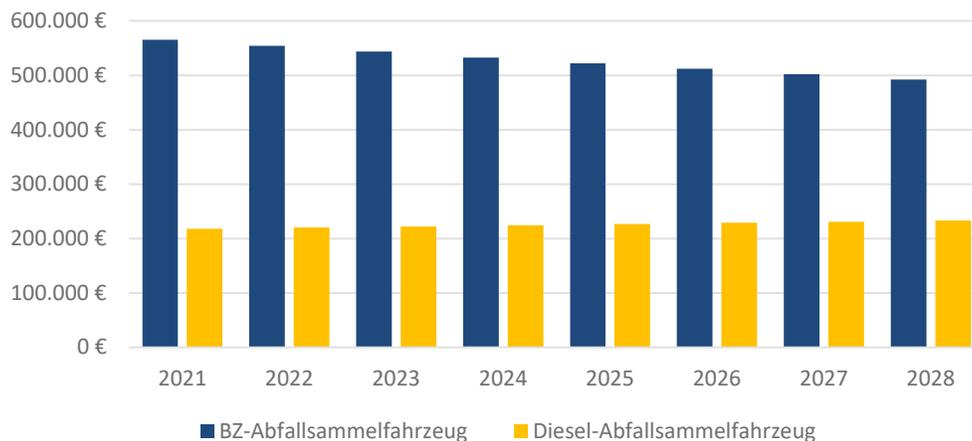
	<b>Abfallsammelfahrzeuge</b>	<b>Kehrfahrzeuge</b>
<b>Leistung Elektroantrieb [kW]</b>	150 – 250	100 - 200
<b>Leistung Brennstoffzelle [kW]</b>	30 – 90 (abhängig vom Hybridisierungsgrad)	30 – 90 (abhängig vom Hybridisierungsgrad)
<b>Durchschnittlicher Verbrauch [kg<sub>H2</sub>/100km]</b>	12 – 13 (BZ als Range-Extender: 6 – 9)	--
<b>Durchschnittliche Reichweite [km]</b>	250 – 400	350 – 500
<b>Nutzlast [t]</b>	> 10	--
<b>Betankungsanforderungen</b>	350 bar und 700 bar, ca. 10 min	350 bar und 700 bar, ca. 10 min
<b>Durchschnittliche Instandhaltungskosten [€/km]</b>	0,40 – 0,60	--
<b>Restwerterwartung Antriebsstrang</b>	Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie: 10 % der Anschaffungskosten	

**Tabelle 9: Technologieübersicht der Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeugen im Bereich Entsorgung**

Entsorgungsfahrzeuge, die rein auf Wasserstoff in Verbindung mit einer Brennstoffzelle basieren, werden derzeit in ersten Kleinserien erprobt. Der batterieelektrische Antrieb mit Range Extender zeichnet sich dagegen mit einer Vielzahl an überzeugenden Demonstrationsprojekten und Prototypen in privaten oder kommunalen Entsorgungsbetrieben aus. Hersteller verfügbarer Fahrzeuge im Bereich Entsorgungsfahrzeuge ist FAUN Umwelttechnik (Deutschland) und Global Environmental Products (USA), wobei der letztere Hersteller nur Produkte im Bereich Kehrfahrzeuge anbietet. Des Weiteren bestehen u.a. mit Holthausen Clean Technology (Niederlande), E-Trucks Europe (Niederlande) und Bucher Municipal (Deutschland) mehrere Anbieter, die erste Prototypen entwickelt bzw. zukünftig verfügbare Fahrzeuge im Entsorgungsbereich angekündigt haben (vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Roland Berger, 2017 II).

Aktuell bekannte Richtwerte für den Anschaffungspreis (netto) liegen für ein Abfallsammelfahrzeug bei 600.000 € bis 700.000 € und für Kehrfahrzeuge bei 400.000 € bis 500.000 €. Ein dieselbetriebenes Abfallsammelfahrzeug liegt dagegen bei 200.000 € bis 220.000 €. Durch einen möglichen Markthochlauf in Verbindung mit einem Produktionsanstieg ist mit Skaleneffekten und

Preissenkungen in der Anschaffung zu rechnen. Abbildung 16 zeigt die prognostizierte Preisentwicklung für ein Abfallsammelfahrzeug (vgl. Roland Berger, 2018; vgl. Roland Berger, 2017 I; vgl. Roland Berger, 2017 II). Über diesen Abschnitt hinaus wird die Klasse der Kehrfahrzeuge in Absprache mit den lokalen Akteuren des Netzwerks H2.N.O.N sowie dem Auftraggeber aufgrund der geringeren Relevanz für den Amtsbezirk nicht weiter betrachtet.



**Abbildung 16: Prognostizierte Anschaffungskosten (netto) eines Abfallsammelfahrzeuges mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb**

## 5.2 Spezifischer Teil

Auf Basis der zuvor beschriebenen Eigenschaften des Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebs sowie der betrachteten Fahrzeugklassen erfolgt im spezifischen Teil des Arbeitsplans eine Priorisierung dieser Fahrzeugklassen vor dem Hintergrund der gegebenen Rahmenbedingungen im Amtsbezirk Lüneburg. Ziel ist es, über alle drei Anwendungsfälle diejenigen Klassen zu identifizieren, die ohne bestehende Alternative auf den Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb umgestellt werden können sowie einen möglichst großen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung leisten werden.

Im Abschnitt 5.2.1 wird zunächst die zugrundeliegende Methodik des Priorisierungsansatzes skizziert. Im darauffolgenden Abschnitt erfolgt die Priorisierung anhand der Berücksichtigung von aktuellen und perspektivischen Fahrzeugverfügbarkeiten sowie Bewertung der Inwertsetzung und möglicher Alternativen.

### 5.2.1 Methodik

Die Methodik zur Priorisierung der Fahrzeugklassen des Lastverkehrs gliedert sich in zwei Schritte. Im ersten Schritt wird eine Filterung der Fahrzeugklassen vorgenommen. Als Bedingung der weiteren Betrachtung wird die Marktverfügbarkeit des Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebes innerhalb der Klasse überprüft. Die so identifizierten Fahrzeugklassen werden im zweiten Schritt anhand der Verfügbarkeit von entwickelten Alternativen sowie ihrem Einfluss auf die Inwertsetzung priorisiert (siehe Abbildung 17). Die Inwertsetzung bestimmt sich dabei aus der regionalen Wertschöpfung des Einsatzes eines Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb. Diese regionale Wertschöpfung wird wiederum durch einen zweistufigen Prozess ermittelt. Zunächst wird beurteilt, welche Bedeutung die Fahrzeugklasse für den Lastverkehr in der Region hat. Je größer dabei die Bedeutung ist, desto größer ist die absolute Inwertsetzung der Fahrzeugklasse. Auf der zweiten Stufe werden dann relevante Kostenkomponenten der jeweiligen Fahrzeugklasse mit einem zukünftigen regionale Wertschöpfungsanteil belegt. Je größer hier der absolute Wert einer Kostenkomponente und der regionale Wertschöpfungsanteil ist, desto größer ist auch hier die absolute Inwertsetzung der Fahrzeugklasse. Relevante Kostenkomponenten zeichnen sich dabei durch einen signifikanten Einfluss auf die Kosten aufgrund des Antriebswechsels in Verbindung mit einem Einfluss auf die regionale Wertschöpfung aus. Beide Kriterien des zweiten Schritts werden in drei Stufen von 1 bis 3 bzw. A-C bewertet (siehe Abbildung 17). Für Technologien ohne Alternativen und mit einem hohen Einfluss auf die regionale Wertschöpfung gilt das Feld 3C und somit eine hohe Priorität. Für eine Technologieoption in Feld 1A wären technologisch und

Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung einzelner Themen

Alternativen (technologisch oder ökonomisch)	3 (Keine Alternativen)			
	2 (Alternativen sind noch zu entwickeln)			
	1 (Alternativen sind vorhanden)			
hoch	mittel	A (nachrangig)	B (mittel)	C (hoch)
nachrangig		Einfluss auf die Inwertsetzung		

Abbildung 17: Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung einzelner Themen

ökonomisch entwickelte Alternativen vorhanden und der Einfluss auf die regionale Wertschöpfung wäre niedrig. Daraus ergäbe sich eine nachrangige Priorität.

### 5.2.2 Priorisierung

Die in Kapitel 5.1 erstellte und in den entsprechenden Factsheets ausführlich dokumentierte Marktübersicht zeigt, dass die aktuelle Marktverfügbarkeit von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen durchaus kritisch einzuschätzen ist. Solobusse und Abfallsammler sind hier positive Ausnahmen hinsichtlich der derzeitigen Marktverfügbarkeit. Fahrzeuge im Bereich Speditionsverkehr sowie Gelenkbusse wurden zwar als prinzipiell verfügbare Fahrzeuge aufgeführt, können aber bisher nur in bestimmten Vertragsmodellen oder Förderprogrammen betrieben werden und sind de facto nicht am freien Markt erhältlich. Mit der Filterung auf Basis der Marktverfügbarkeit als ersten Schritt der Priorisierung würde sich somit die weitere Betrachtung lediglich auf Solobusse und Abfallsammelfahrzeuge konzentrieren (siehe Abbildung 18).

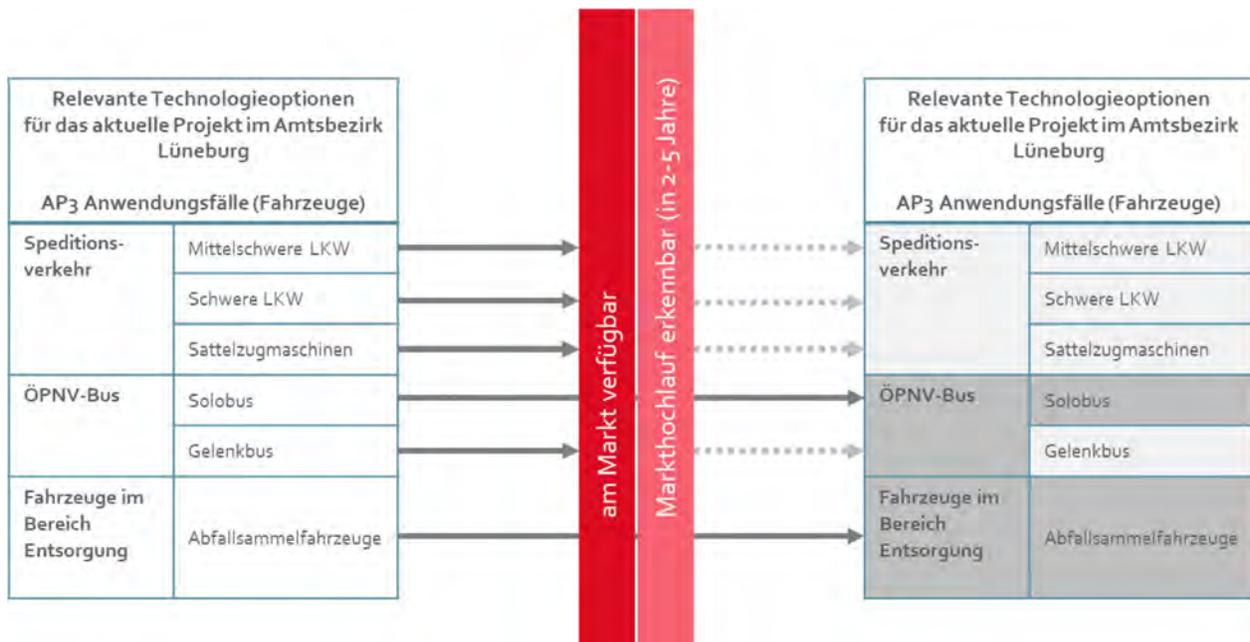


Abbildung 18: Filterung der Anwendungsoptionen

Vor dem Hintergrund, dass diese Entscheidung signifikante Auswirkungen auf die weiteren Projektarbeiten hätte, wurde in Absprache mit den lokalen Akteuren des Netzwerks H2.N.O.N sowie dem Auftraggeber dieses Kriterium „entschärft“ und auf Anwendungsoptionen ausgeweitet, für die

ein beginnender Markthochlauf in den nächsten zwei bis fünf Jahren erkennbar ist. Durch diesen Schritt werden auch weiterhin alle Fahrzeugklassen weiter betrachtet.

Im zweiten Schritt der Priorisierung wird sich der Frage nach möglichen Alternativen sowie der Betrachtung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklassen gewidmet. In Bezug auf vorhandene Alternativen sind alle hier betrachteten Fahrzeugklassen aufgrund ihrer spezifischen und einsatzorientierten Fahrzeugkonfiguration nicht durch Alternativen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb in einen technisch und ökonomisch angemessenen Rahmen substituierbar. Lediglich beim Gelenkbus ist mit dem Solobus eine Alternative vorhanden, da er aufgrund des identischen Transportgutes in Form des Personenverkehrs und einer in der Regel für alle Busarten kompatiblen Streckenführung technologisch durch den Solobus ersetzt werden kann. Auch ökonomisch sollte die Aufteilung der Personen von einem Gelenkbus auf einen oder mehrere Solobusse in den meisten Fällen vertretbar sein. Beim Solobus könnte dagegen vor allem bei ÖPNV-Fahrten im ländlichen Bereich mit wenig Passagieren der Einsatz von Gelenkbussen keine ökonomische Alternative darstellen. Folglich lassen sich alle Fahrzeugklassen bis auf den Gelenkbus beim Kriterium der technischen oder ökonomischen Alternativen als alternativlos in der höchsten Stufe einordnen. Der Gelenkbus wird aufgrund vorhandener Alternativen in der geringsten Stufe eingeordnet.

Der Einfluss auf die Inwertsetzung wird anhand der aufgestellten Methodik in 5.2.1 in zwei Stufen abgeleitet. Die Ermittlung der Bedeutung einer Fahrzeugklasse für den regionalen Lastverkehr als erste Stufe basiert dabei auf die jährlichen Fahrzeugkilometer der Klasse in der Region, welche auf Basis einer Umfrage (siehe Kapitel 6.1.2) ermittelt wurden. Als zweite Stufe folgt die Beurteilung der regionalen Wertschöpfung einzelner Kostenkomponenten, welche nach 5.2.1 die Fahrzeuganschaffung, der Kraftstoffverbrauchs sowie die Wartung und Instandhaltung sind. Alle anderen Kostenkomponenten haben entweder keinen Einfluss auf die regionale Wertschöpfung (z.B. Maut oder Steuern) oder werden durch den Wechsel auf einen Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb nicht signifikant beeinflusst (z.B. die Kosten für den Fahrzeugführer). Der regionale Wertschöpfungsanteil der einzelnen Kostenkomponenten ergibt sich nun aus unterschiedlichen Informationen. In Bezug auf die Kostenkomponente „Anschaffung“ basiert dieser Anteil auf die Anzahl und Bedeutung regionaler Unternehmen, die an der Fahrzeugherstellung bzw. an der Herstellung von Komponenten und Zuliefererteilen des Fahrzeuges mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb beteiligt sind. Der regionale Wertschöpfungsanteil der Kostenkomponente „Kraftstoff“ beruht im Wesentlichen auf den Routeneigenschaften und den damit verbundenen Tankverhalten der einzelnen Fahrzeugklassen. Übliche Wartungsstrategien und Routeneigenschaften der

Fahrzeugklassen bieten wiederum die Grundlage des regionalen Anteils der Wertschöpfung der Kostenkomponente „Wartung und Instandhaltung“. Alle getroffenen Annahmen bzgl. des regionalen Wertschöpfungsanteils wurden durch direkte Gespräche mit Fahrzeug- und Flottenbetreibern in der Region verifiziert und mit der Arbeitsgruppe und dem Auftraggeber gespiegelt. Der absolute Wert der regionalen Wertschöpfung aus den festgelegten Kostenkomponenten „Anschaffung“, „Kraftstoff“ und „Wartung und Instandhaltung“ ergibt sich nun aus Analyseergebnissen zu Gesamtkosten des Betriebs der einzelnen Fahrzeugklassen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb (Total Cost of Ownership (TCO)) (vgl. Roland Berger, 2020 II; vgl. Roland Berger 2017 II; vgl. Roland Berger, 2020 II).

Die Bewertung der regionalen Wertschöpfung je Fahrzeugklasse wird im Folgenden anhand von Abbildung 20 bis Abbildung 25 dargestellt. Die Bewertungen werden über Harvey Balls angegeben, deren Bedeutung sich in Abbildung 19 ablesen lassen.



**Abbildung 19: Qualitative Darstellung anhand von Harvey Balls**

Der Speditionsverkehr besitzt die mit Abstand größte Bedeutung für den Lastverkehr in der Region, wobei vor allem die Sattelzugmaschinen relevant sind (siehe Abbildung 20 – Abbildung 22). Insbesondere die Kostenkomponenten „Kraftstoff“ sowie „Wartung und Instandhaltung“ lassen in diesem Anwendungsfall nennenswerte regionale Wertschöpfungspotenziale vermuten und bilden zudem in jeder betrachteten Klasse in Summe einen klaren Kostenschwerpunkt von 60 % bis 70 % innerhalb der betrachteten Kostenkomponenten.

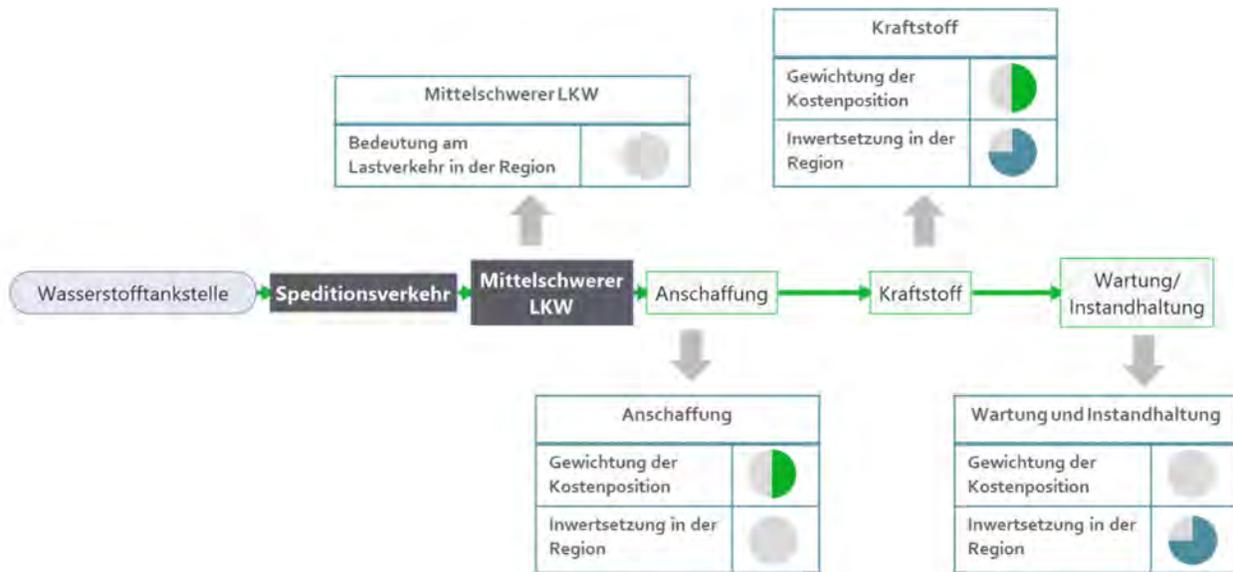


Abbildung 20: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Speditonsverkehr – Mittelschwerer Lkw



Abbildung 21: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Speditonsverkehr - Schwerer Lkw



**Abbildung 22: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Speditionsverkehr – Sattelzugmaschine**

Für den ÖPNV im Amtsbezirk Lüneburg ist vor allem der Solobus von Bedeutung (siehe Abbildung 23 und Abbildung 24). Mit Blick auf die Kostenstruktur in diesem Anwendungsfeld sind die Anschaffungskosten von großer Bedeutung. Angesichts fehlender OEM (Fahrzeughersteller) im Amtsbezirk ist allerdings mit einer geringen Wertschöpfung in diesem Bereich auszugehen. Allerdings gibt es im Bereich der Umrüstung Ansatzpunkte durch lokale Akteure, wodurch eine deutliche Erhöhung der Wertschöpfung perspektivisch möglich wird.

Auf die Kostenkomponenten „Kraftstoff“ und „Wartung und Instandhaltung“ entfällt jeweils ein Anteil von ca. 25 % der betrachteten Kosten, dieser Kostenblock bietet große Chancen mit Blick auf die regionale Wertschöpfung.

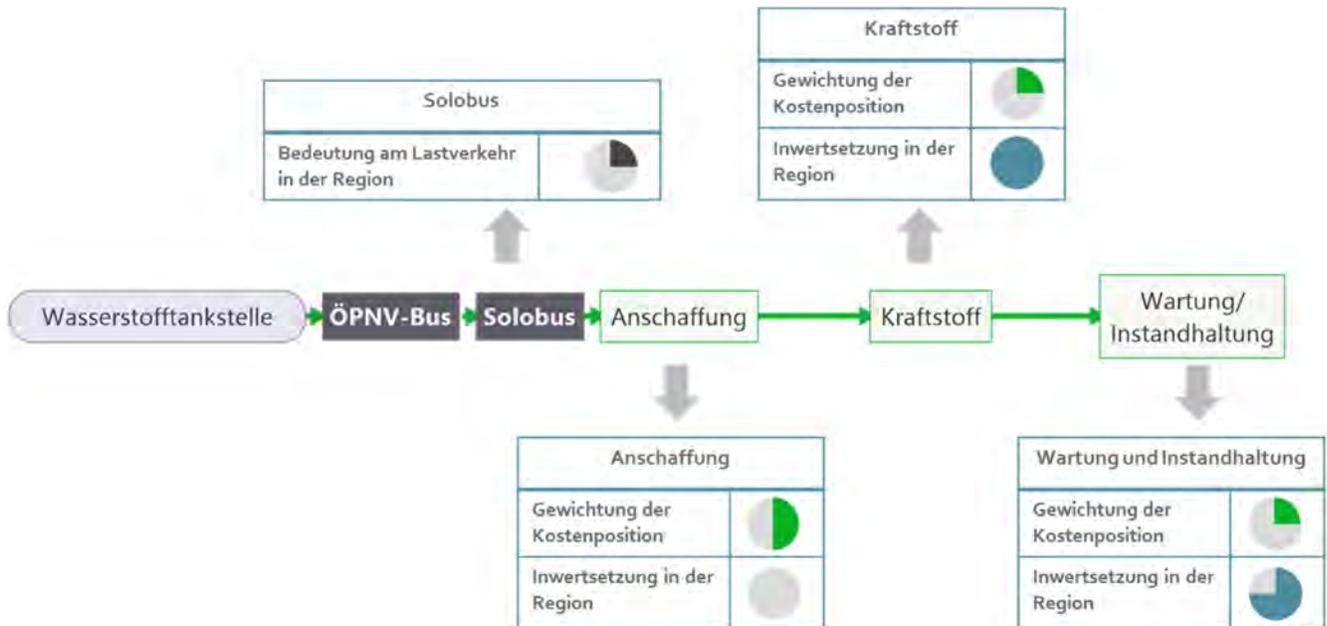


Abbildung 23: Bewertung der regionalen Wertschöpfung für der Fahrzeugklasse ÖPNV – Solobus

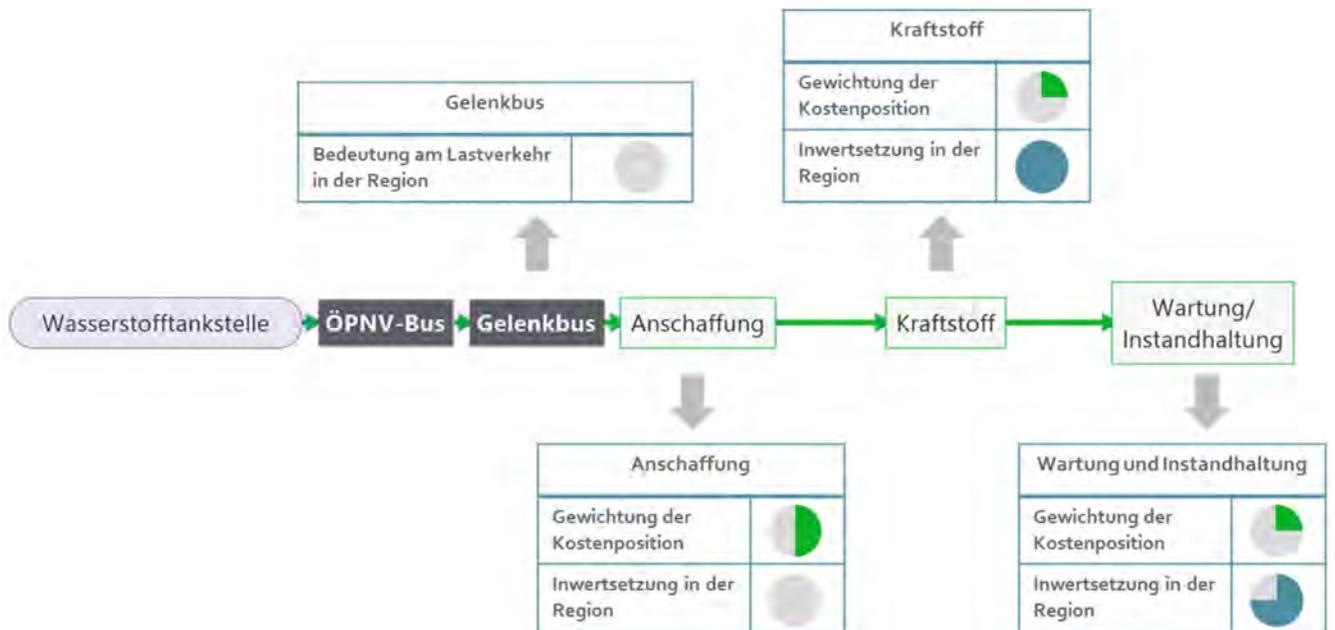
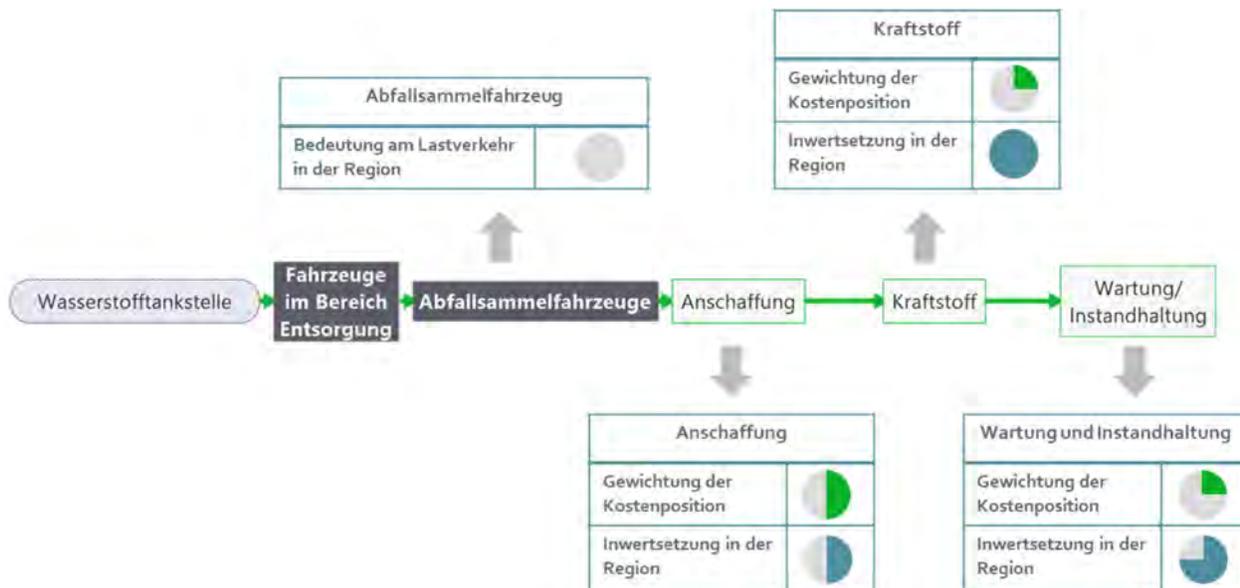


Abbildung 24: Bewertung der regionalen Wertschöpfung für der Fahrzeugklasse ÖPNV - Gelenkbus

Die Bedeutung der Abfallsammelfahrzeuge für den Lastverkehr in der Region ist vergleichsweise gering und liegt der Erhebung zufolge im niedrigen einstelligen Prozentbereich (siehe Abbildung 25). Die Kostenstruktur ähnelt dem ÖPNV. Anders als bei den zuvor betrachteten Fahrzeugklassen kommt der Position „Anschaffung“ jedoch eine hohe regionale Bedeutung für die Wertschöpfung zu, was sich durch regionale Hersteller dieser Fahrzeugklasse erklärt.



**Abbildung 25: Bewertung der regionalen Wertschöpfung der Fahrzeugklasse Entsorgung - Abfallsammelfahrzeug**

Insgesamt lässt sich somit bei den Fahrzeugklassen Solobus und Sattelzugmaschine durch den Einsatz von Brennstoffzellen-Fahrzeugen von einem hohen Einfluss auf die Inwertsetzung ausgehen, gefolgt von der Fahrzeugklasse der Gelenkbusse. Ein mittlerer Einfluss auf die Inwertsetzung ist bei den Fahrzeugklassen Abfallsammelfahrzeug, mittelschwerer Lkw sowie schwerer Lkw zu erwarten (siehe Abbildung 26).

### Bewertungsmatrix zur Relevanz und Priorisierung der Logistikpfade

Alternativen (technologisch oder ökonomisch)	3 (Keine Alternativen)		Schwerer LKW Mittelschwerer Abfallsammel- fahrzeug	Solobus Sattelzug- maschine
	2 (Alternativen sind noch zu entwickeln)			
	1 (Alternativen sind vorhanden)			Gelenkbus
		A (nachrangig)	B (mittel)	C (hoch)
Einfluss auf die Inwertsetzung				

**Abbildung 26: Ergebnis der Priorisierung**

Als Ergebnis der Priorisierung lässt sich somit der Brennstoffzellen-Antrieb in den Fahrzeugklassen des Solobusses und der Sattelzugmaschinen mit der größten Priorität bewerten, gefolgt von den mittelschweren und schweren Lkw sowie des Abfallsammelfahrzeuges. Wobei zu beachten ist, dass lediglich die beiden dunkelrot markierten Klassen Solobus und Abfallsammelfahrzeug für einen kurzfristigen Markthochlauf innerhalb von zwei bis fünf Jahren zur Verfügung stehen.

## 6 Inwertsetzung der Wertschöpfungsketten

Neben der detaillierten Beschreibung und Priorisierung der einzelnen Anwendungen wurde gemeinsam mit den Akteuren der AG 4 des Netzwerkes H2.N.O.N analysiert, wie die Potenziale in der Region genutzt und eine Wasserstoffwirtschaft umgesetzt werden kann. Hierzu wird in Abschnitt 6.1 auf wichtige Grundinformationen zur Modellierung eingegangen. In Abschnitt 6.2 werden die Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in der Region erfasst und aufbereitet, welche als Grundlage der in Abschnitt 6.3 modellierten Beispielprojekte je Fuhrparkstandort dienen. Im Abschnitt 6.4 werden in einem weiteren Schritt mögliche Synergien über mehrere Fuhrparkstandorte durch die Modellierung von Clustern ermittelt.

### 6.1 Allgemeiner Teil

Im Allgemeinen Teil wird auf die Quellen und die Erfassung wesentlicher Grundinformationen zur Modellierung eingegangen. Zuerst wird ein Überblick der unterschiedlichen Fördermöglichkeiten von Wasserstoffprojekten erstellt, die das Ziel der schnelleren Markteinführung unterstützen. Im Anschluss wird die Datenerfassung der Fahrzeugsegmente in der betrachteten Region als Datengrundlage zur weiteren Bearbeitung erläutert.

#### 6.1.1 Übersicht Projektförderung

Förderungen sind eine essentielle Unterstützung, um innovative Projekte mit hohem unternehmerischem Risiko und hohem Investitionsvolumen durchführen zu können. Das Instrument der Förderung greift insbesondere bei der Schließung der Lücke zwischen konventionellen und neuen Technologien auf dem Wege in die Markteinführung. Die EU, die Bundesregierung und die Länder setzen zur Erreichung der Klimaschutzziele auf den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und bieten alle jeweils unterschiedliche Förderinstrumente für Umsetzungsmaßnahmen an. Die angefügte Übersichtstabelle im Anhang 9.5 stellt zum einen die Förderlandschaft des Bundeslands Niedersachsen und zum anderen die Förderprogramme vom Bund sowie der EU dar (Stand 01/2021). Folgende Informationen werden in der Tabelle aufgeführt: Bezeichnung, Förderinhalt, Projektträger, Fördergeber, Antragssteller, Fördergegenstand, Quelle sowie eine Detaillierung für welchen Bereich die Gelder gedacht sind: Pkw, Lkw, Busse, Müllfahrzeuge, Heizsysteme, Brennstoffzellen, Tankstelle, Forschung, Projektskizzen/Beratung, Elektrolyse, Transport und Speicherung.

Vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und vom Bundesverkehrsministerium (BMVI) werden in den kommenden Jahren insgesamt über 8 Mrd. € an öffentlichen Mitteln zur Verfügung gestellt. Rund 4,4 Mrd. € davon kommen vom BMWi; bis zu 1,4 Mrd. € stellt das BMVI bereit. Die übrigen Fördermittel stammen von den Bundesländern. Insgesamt sollen Investitionen in Höhe von 33 Mrd. € ausgelöst werden, davon über 20 Mrd. € von privaten Investoren.

Im Rahmen eines gemeinsamen europäischen Wasserstoffprojekts (sog. Wasserstoff-IPCEI - Important Projects of Common European Interest) wurden 62 Großprojekte ausgewählt. Das BMWi fördert 50, das Bundesverkehrsministerium 12 davon. Im Mobilitätsbereich geht es um die Entwicklung und Herstellung von Brennstoffzellen-Systemen und Fahrzeugen u.a. auch Lkw und Kommunalfahrzeuge. Zusätzlich soll der Aufbau einer bundesweiten und grenzüberschreitend vernetzten Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur gefördert werden. Mit diversen Verbundprojekte werden mittels integrierter Reallabore, die in ausgewählten Regionen entstehen, die Brennstoffzellentechnologie weiter voran und in den Einsatz gebracht.

Der Gründungsauftrag der NOW GmbH ist das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Auf dieser Basis stellt das ressortübergreifende NIP zum einen die Kontinuität für Forschung und Entwicklung sicher, zum anderen adressiert es die für eine Marktaktivierung notwendige Serienreife erster Produkte. Mit der Förderrichtlinie „Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase 2 (Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität)“ vom 17. Februar 2017 unterstützt das BMVI die Markteinführung von Produkten, die die technische Marktreife erzielt haben, jedoch noch nicht wettbewerbsfähig sind, als Vorstufe des Markthochlaufs.

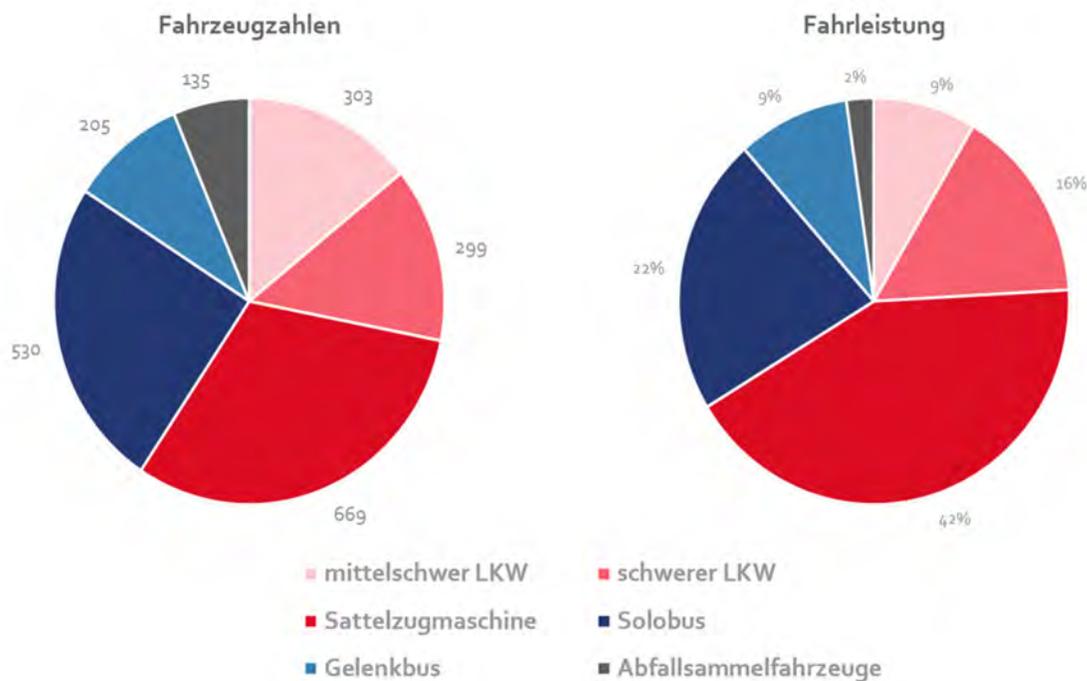
Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt seine Förderung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Bereich der angewandten Forschung und Entwicklung im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms mit jährlich rund 25 Mio. € fort. Es richtet sich an Forschung und Entwicklung und insbesondere seit seiner Fortführung 2016 auch an Projekte und Vorhaben, die die Markteinführung unterstützen.

### **6.1.2 Technologierecherche und Datenerfassung**

Um genauere Fahrzeugzahlen sowie die potenzielle Wasserstoff-Nachfrage (im Folgenden auch als „Senken“ bezeichnet) im Amtsbezirk Lüneburg abschätzen zu können, wurde ein Online-Umfrageportal eingerichtet und über das regional ansässige Wasserstoffnetzwerk Nordostniedersachsen (H2.N.O.N) sowie über die lokalen Wirtschaftsförderungen regionale Anwender eingeladen

an der Umfrage teilzunehmen. Von den Unternehmen auf freiwilliger Basis zu beantwortenden Fragen bezogen sich auf Standortdaten des Fuhrparks bzw. Betriebshofs sowie auf Informationen zu den Fahrzeugen in deren Fuhrparkbestand. Dabei wurde die Anzahl der Fahrzeuge in den jeweiligen Anwendungsbereichen pro Fuhrparkstandort und relevanter Klasse, deren tägliche Kilometerleistung sowie die Betriebstage im Jahr abgefragt.

Die Umfrage wurde im Januar 2021 gestartet und wurde mit einer Gesamtteilnehmerzahl von 92 Unternehmen am März 2021 geschlossen. Es wurden 2.141 Fahrzeuge mit einer Fahrleistung von insgesamt 165 Mio. km erfasst, davon 303 mittelschwere Lkw, 299 schwere Lkw, 669 Sattelzugmaschinen, 530 Solobusse, 205 Gelenkbusse sowie 135 Entsorgungsfahrzeuge. 22 Unternehmen besaßen keins der oben genannten Fahrzeugarten im Fuhrpark. Die Ergebnisse der Umfrage zu Fahrzeugzahlen sowie zur anteiligen Fahrleistung je Fahrzeugklasse in den drei Anwendungsbereichen ist in Abbildung 27 zusammengefasst.



**Abbildung 27: Umfrageergebnisse zu Fahrzeugzahlen und anteilige Fahrleistungen**

Um Angaben zum potenziellen Wasserstoffangebot (im Folgenden auch als „Quellen“ bezeichnet) im Amtsbezirk Lüneburg abschätzen zu können, wurde sich auf das Marktstammdatenregister bezogen. Das Marktstammdatenregister (MaStR) wurde vom Gesetzgeber im Jahr 2014

eingeführt um die zahlreichen dezentralen Erzeugungsanlagen zentral zu erfassen. Die Bundesnetzagentur ist mit der Einrichtung und dem fortlaufenden Betrieb beauftragt. Die Bundesnetzagentur stellt das MaStR als behördliches Register für den Strom- und Gasmarkt auf der Basis von § 111e und § 111f EnGW (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung) sowie der Verordnung über die Registrierung energiewirtschaftlicher Daten zur Verfügung. Die Umsetzung erfolgt als öffentlich zugängliches Onlineportal.

Das MaStR erfasst als zentrales Register Daten zu sämtlichen Erzeugungsanlagen. Darin enthalten sind neue und bestehende Anlagen zur Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren und fossilen Energien. Auf Basis der Daten des MaStR werden entsprechend der Methodik in Abbildung 28 die Wasserstoffherstellungspotenziale aus den beiden Energiequellen Wind und Biogas berechnet.



Abbildung 28: Schematische Erläuterung zur methodischen Auswertung des Marktstammdatenregisters

## 6.2 Spezifischer Teil

Im „Spezifischen Teil“ dieses Arbeitspaketes werden die räumlichen und zeitlichen Strukturen des Angebotes an sowie der entsprechenden Nachfrage nach grünem Wasserstoff im Amtsbezirk Lüneburg während des Markthochlaufes im Zeitraum 2021 – 2030 dargestellt. Dazu wird in 6.2.1 die Methodik und im Anschluss die Ergebnisse der Ermittlung potenzieller Wasserstoffquellen (6.2.2) und -bedarfe (6.2.3) aufgeführt.

### 6.2.1 Methodik

Um die (potenzielle) Nachfrage und das (zukünftige) Angebot abbilden zu können, sind Analysen der aktuellen Wind- und Biogas-EEG-Anlagen und deren Laufzeiten als potenzielle

Grünstromlieferanten für die Wasserstoffherstellung notwendig. Mithilfe des o.g. Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur ist ein Zugang zu diesen Informationen möglich.

### **Post-EEG-Laufzeit**

Die sogenannte Post-EEG-Laufzeit der Stromerzeugungsanlagen beginnt (aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen im EEG) 20 Jahre nach Beginn der EEG-Förderung. Danach haben sie keinen Anspruch mehr auf Einspeisevergütung, die Marktprämie oder den Mieterstromzuschlag. Für Anlagen, die ab diesem Zeitpunkt keinen Anspruch mehr auf eine Vergütung gem. § 19 EEG 2017 haben, gelten die allgemeinen, nicht zahlungsbezogenen Regelungen des EEG. Anschließend können Windkraftanlagen bei einer angenommenen technischen Lebensdauer von 25 Jahren noch fünf Jahre weiterbetrieben werden und beispielsweise zur Produktion von H<sub>2</sub> genutzt werden (vgl. Fraunhofer ISE, 2018). Voraussetzung hierfür ist ein positives Gutachten zur Standicherheit durch unabhängige Sachverständige. Alternativ könnten die Anlagen in einem sogenannten Repowering erneuert werden. In Abstimmung mit den lokalen Akteuren des Netzwerks H2.N.O.N sowie dem Auftraggeber wurde diese Alternative jedoch nicht weiter berücksichtigt, sondern der Fokus auf den Weiterbetrieb der Post-EEG-Anlagen gelegt.

Auch bei Biogasanlagen wird in der weiteren Betrachtung und nach Rücksprache mit den Akteuren vor Ort eine technische Restlaufzeit von fünf Jahren angenommen. Dies beschreibt den erwarteten Zeitraum bis sehr umfangreiche Reparaturarbeiten am Fermenter zum Weiterbetrieb nötig werden. Die anfallenden Reparaturarbeiten am Fermenter beziehen sich meistens auf Beton-sanierungen, mit denen eine Weiternutzung des Fermenters möglich ist. Stehen diese Reparaturarbeiten in einem gesunden guten Verhältnis zu den Einnahmen aus dem Wasserstoffverkauf, sind längere Laufzeiten denkbar.

Wichtig ist, festzuhalten, dass die angenommene Restlaufzeit von fünf Jahren für die Windkraft- und Biogasanlagen eine realistische Annahme ist, welche intensiv mit den beteiligten Akteuren diskutiert und abgestimmt wurde. Gleichwohl werden erst in den kommenden Jahren durch eine bessere Datengrundlage verlässlichere und genauere Aussagen über die Restlaufzeit möglich sein.

Zur Ermittlung der potenziellen Wasserstoffbedarfe werden die Ergebnisse der durchgeführten Umfrage aus 6.1.2 herangezogen. Des Weiteren sind die Verbrauchszahlen der Fahrzeuge aus 5.1.2 relevant. Durchgeführte Interviews mit Anwendern innerhalb des Netzwerkes H2.N.O.N sowie mit Experten dienen zur Verifizierung der Daten.

## 6.2.2 Ermittlung der potenziellen Wasserstoffquellen in der Region

### Erzeugungspotenziale: H<sub>2</sub> aus Windkraft

Im Amtsbezirk Lüneburg wurden seit Einführung des EEG bis zum 31.12.2020 insgesamt 1.138 Windkraftanlagen mit einer gesamten Leistung von ca. 1.500 MW installiert. Diese Anlagen fallen seit 2021 schrittweise aus der EEG-Vergütung (Post-EEG-Anlagen).

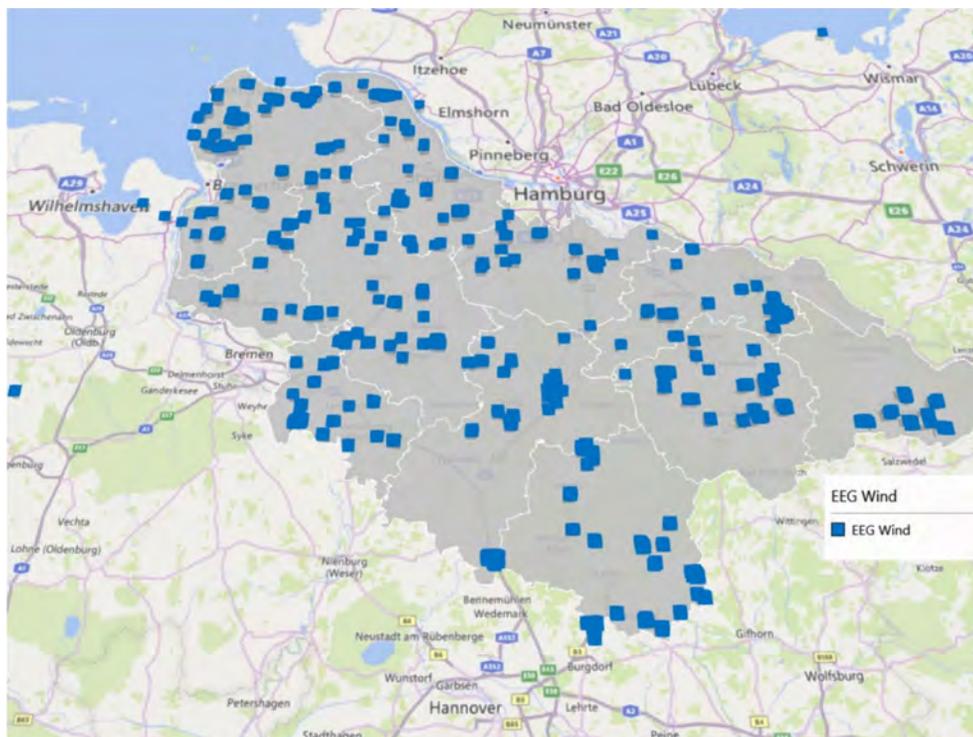


Abbildung 29: Im EEG gelistete Windkraftanlagen im Amtsbezirk Lüneburg (Stand 2021)

Bei angenommenen 2.500 Wind-Volllaststunden (VLH) (vgl. LEE/Wuppertal Institut) und einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 67 % (vgl. LEE/Wuppertal Institut) können damit bis zu 40.000 t Wasserstoff im Jahr produziert werden. Dies wäre nach Abbildung 30 im Jahr 2025 der Fall. Da Anlagen an unterschiedlichen Orten und zu unterschiedlichen Zeitpunkten aus der EEG-Förderung fallen, schwankt das Wasserstoffpotenzial des Amtsbezirks unter den getroffenen Annahmen mit fünf Jahren Nachnutzung von Jahr zu Jahr. Dies bedeutet, dass die im Amtsbezirk bestehenden Windanlagen zu ganz unterschiedlichen Zeitpunkten für ungefähr fünf Jahre ein H<sub>2</sub>-Potenzial bieten, das mit dem Abbau der Windanlage aufgrund der technischen Lebensdauer entfällt. Auch

sind mögliche Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung des Strommarktes und dem Repowering einzuordnen, die das mögliche Wasserstoffpotenzial im Amtsbezirk signifikant beeinflussen könnte. Bei entsprechend guter Entwicklung der Ertragslage am Strommarkt werden die Windanlagenbetreiber unter Umständen die „normale“ Stromvermarktung auch nach Auslaufen des EEG wählen, so dass diese Strommengen dann nicht für eine Wasserstoffproduktion zur Verfügung stehen würden. Auch das Repowering von heutigen Windstandorten ist ein relevanter Faktor. Werden Post-EEG-Anlagen durch neue, leistungsstärkere Anlagen im Rahmen einer erneuten EEG-Finanzierung ersetzt, stehen die abzubauenen Altanlagen nicht für eine potenzielle Wasserstoffproduktion zur Verfügung, womit sich das mögliche Wasserstoffpotenzial reduziert.

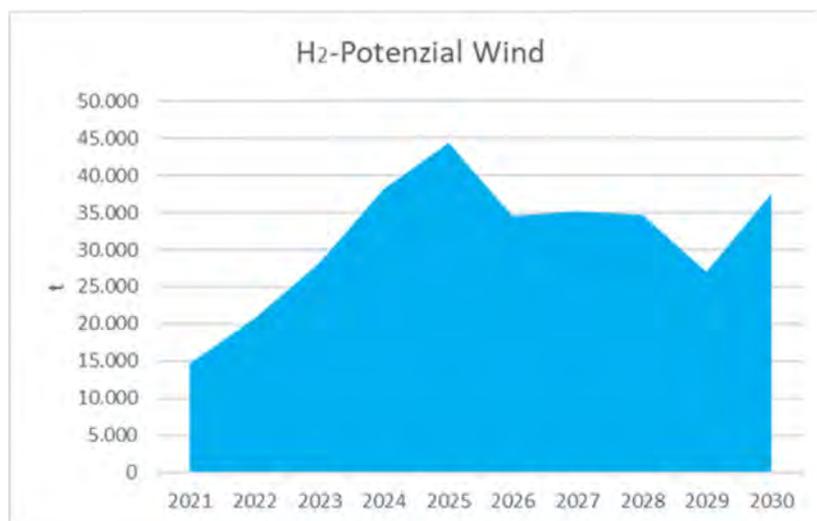


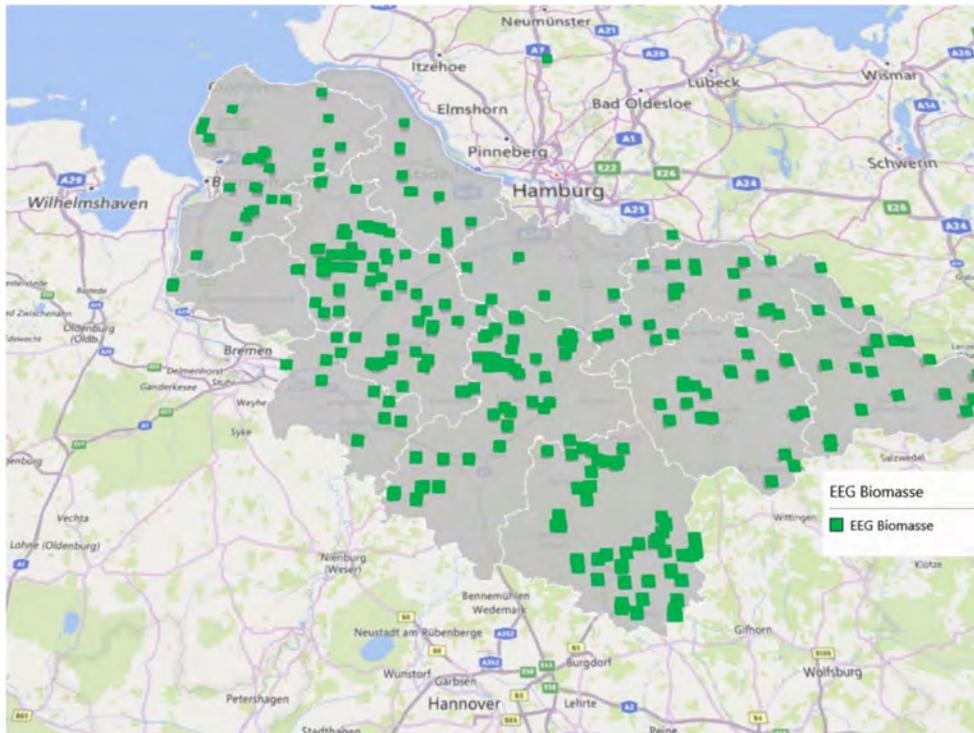
Abbildung 30: H<sub>2</sub>-Potenzial aus Post-EEG-Windkraft mittels Elektrolyse (Stand 31.12.2020) im Amtsbezirk Lüneburg (vgl. MaStR, 2021)

Vor diesem Hintergrund wird klar, dass sich für Elektrolyseprojekte an Windparks im Amtsbezirk Lüneburg eine sehr veränderliche Marktsituation ergibt. Betrachtet man zunächst das Wasserstoffpotenzial entlang der Zeitachse, steigt dieses bis 2025 linear an und pendelt sich danach auf ca. 30.000 t pro Jahr ein.

### Erzeugungspotenziale: Wasserstoff aus Biogas

Seit Einführung des EEG bis zum 31.12.2020 wurden in den elf Landkreisen des Amtsbezirks Lüneburg 578 Biogasanlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 255 MW errichtet. Die aktiven Anlagen sind in Abbildung 31 dargestellt. Auch diese Anlagen fallen seit 2021 schrittweise

aus der EEG-Förderung. Für die danach mögliche Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung ist nicht die Leistung des BHKW der Biogasanlage entscheidend, sondern die Menge des Biogases, das während des Vergärungsprozesses im Fermenter entsteht. Dieses Gas wird nicht mehr in das BHKW geleitet, sondern in den Dampfreformer, in welchem das Biogas zu Wasserstoff umgesetzt wird.



**Abbildung 31: Im EEG gelistete Biogasanlagen im Amtsbezirk Lüneburg (Stand 2021)**

Im Betrachtungszeitraum wird eine weitgehende Vollauslastung des Fermenters mit 8.400 VLH pro Jahr angenommen. Hieraus ergibt sich bis 2025 ein Wasserstoffpotenzial von rund 20.000 t, steigt aber bis zum Jahr 2030 auf knapp 100.000 t an (siehe Abbildung 32). Der deutliche Anstieg erklärt sich durch den starken Zubau der Biogasanlagen ab dem Jahr 2006.

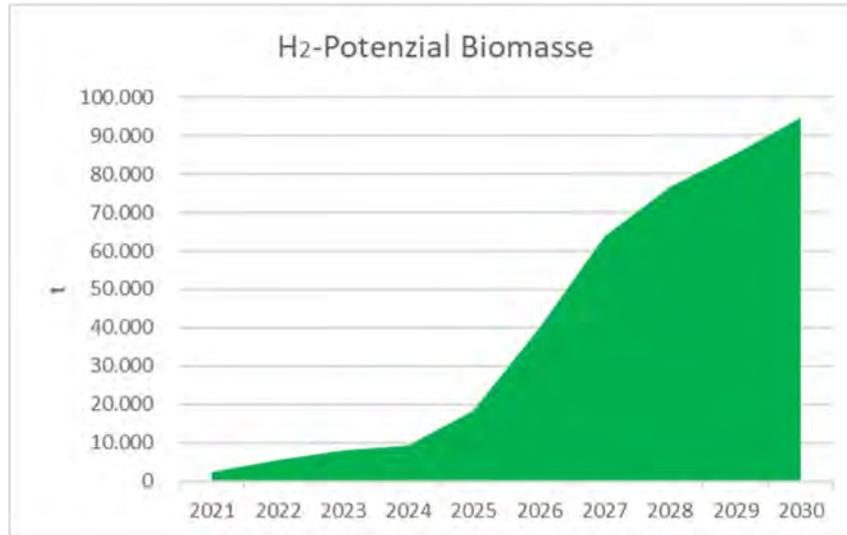


Abbildung 32: Wasserstoffpotenzial der im EEG gelisteten Biogasanlagen (Stand 31.12.2020) im Amtsbezirk Lüneburg (vgl. MaStR, 2021)

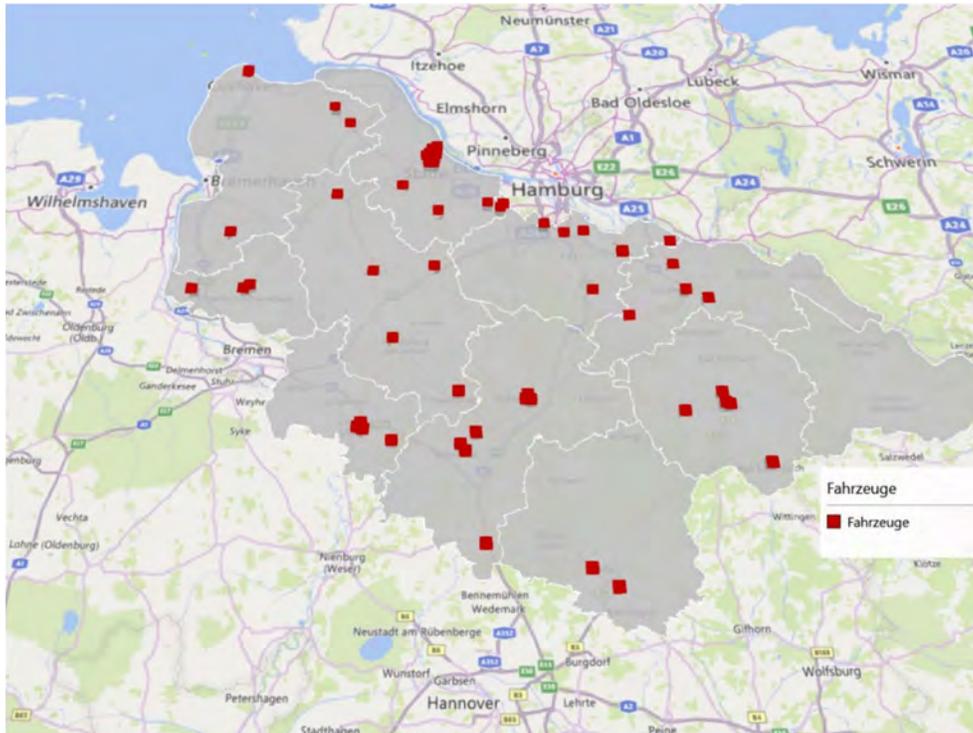
### 6.2.3 Ermittlung der potenziellen Wasserstoffbedarfe in der Region

Auf Basis der Umfrage zu den Fuhrparkstandorten im Amtsbezirk Lüneburg (siehe 6.1.2) und den ermittelten Verbrauchszahlen der Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb (siehe 5.1.2) kann nun der potenzielle Wasserstoffbedarf der Fahrzeuge in der Region bestimmt werden. In Einklang mit den Recherchen aus 5.1.2 wird für mittlere bzw. schwere Lkw ein Wasserstoff-Verbrauch von 8 bzw. 9 kg auf 100 km sowie für Sattelzugmaschinen 13 kg pro 100 km angenommen. Der Verbrauch von Solobus bzw. Gelenkbus wird mit 9 bzw. 10,5 kg pro 100 km angenommen und für Abfallsammler wird der Verbrauch mit 13 kg auf 100 km beziffert. Mit diesen Parametern konnte das Wasserstoff-Nachfragepotenzial je Akteur und je Fahrzeugkategorie ermittelt werden.

	LKW mit-telschwer	LKW schwer	Sattelzug-maschine	Solo-busse	Gelenk-busse	Abfall-sammler	Summe
<b>Wasserstoffbe-darf [t/a]</b>	1.128	2.374	11.640	3.099	1.608	269	19.118

Tabelle 10: Potenzieller H<sub>2</sub>-Bedarf pro Jahr bei der Umstellung aller in der Umfrage erfassten Fahrzeuge

Tabelle 10 zeigt den potenziellen Wasserstoffbedarf für die in Kapitel 5 betrachteten Fahrzeugklassen der Umfrageteilnehmer bei einer angenommenen vollständigen Umstellung auf Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb. Abbildung 33 zeigt die erfassten Fahrzeugstandorte im Amtsbezirk Lüneburg. Die Verortung der potenziellen Senken erfolgte anhand der übermittelten Fuhrparkstandorte aus der Umfrage und über eigene Recherchen.



**Abbildung 33: Grafische Darstellung der in der Umfrage erfassten Fahrzeugstandorte im Amtsbezirk Lüneburg (erhoben 03/2021)**

Zur Ermittlung der anzunehmenden Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Lastverkehr für den Amtsbezirk bis zum Jahr 2030 wird in einem nächsten Schritt der Hochlauf der Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb prognostiziert. Die berechnete Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge für jedes Jahr bis 2030 basiert auf der angegebenen Anzahl an konventionellen Fahrzeugen laut Umfrage multipliziert mit den prognostizierten Hochlauf des Anteils von Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge für die entsprechende Anwendung bis zum Jahr 2030. Abbildung 34 veranschaulicht den prozentualen Hochlauf der Brennstoffzellenfahrzeuge in den jeweiligen Anwendungsbereichen. Die prognostizierten Hochlaufszenarien basieren auf unterschiedlichen Quellen, Vorgaben durch die europäische Clean Vehicles Directive sowie Gespräche innerhalb der Branche (vgl. Roland Berger, 2020 I; vgl. Roland Berger, 2015 I).

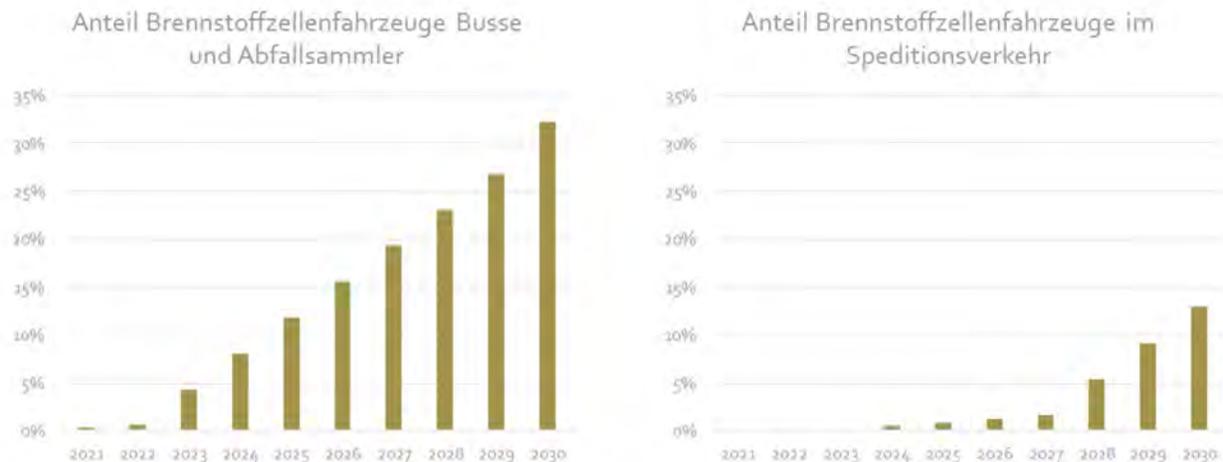


Abbildung 34: Hochlaufszzenarien für den BZ-Fahrzeugbestand bis 2030

Der Wasserstoffbedarf pro Standort pro Tag berechnet sich nun aus der prognostizierten Anzahl der Brennstoffzellen-Fahrzeuge am Standort multipliziert mit der Fahrleistung pro Betriebstag laut Umfrage sowie der angenommenen Tankquote am Fuhrparkstandort. Diese Quote beruht auf den Routeneigenschaften und dem damit verbundenen Tankverhalten der einzelnen Fahrzeugklassen. So wurde angenommen, dass beispielsweise die Betankung von Fahrzeugen im Bereich ÖPNV immer am eigenen Fuhrparkstandort stattfindet, wohingegen beim Speditionsverkehr dieser Anteil je Fahrzeugklasse deutlich geringer ausfällt. Dies begründet sich durch Tankvorgänge an öffentlichen Tankstellen auf den Fahrzeugrouten. Die Tankquoten basieren auf Gesprächen und Telefoninterviews mit den Umfrageteilnehmern und wurden durch die Teilnehmer der AG 3 verifiziert. Durch Multiplikation des berechneten Wasserstoffbedarfs pro Standort pro Tag mit den angegebenen Betriebstagen pro Fahrzeug des jeweiligen Standortes ergibt sich der jährliche Wasserstoffbedarf des Standortes.

### 6.3 Modellierung generischer Projekte

Aus den vorliegenden Daten werden in 6.3.1 zunächst für die betrachteten Anwendungsbereiche Speditionsverkehr, ÖPNV-Bus und Fahrzeuge im Bereich Entsorgung jeweils ein für den Anwendungsbereich typisches Einzelprojekt entwickelt. Diese Projekte werden im Folgenden als

„generische Projekte“ bezeichnet. Die zugrundeliegenden Daten der Projektentwicklung basieren auf der Mittelung verschiedener Kenngrößen vorhandener Fuhrparkstandorte und orientieren sich an verfügbaren Produkten am Markt. Im Rahmen des HyExperts-Projekts wurde mit den regionalen Akteuren ein Fokus auf den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in der Markthochlaufphase festgelegt. Dieser wurde in Abstimmung mit den AG Teilnehmern in allen Projekten auf 10 Jahre festgelegt. Daher wird für alle Projekte ein Betrachtungszeitraum von 10 Jahren gewählt. Ziel dieses Vorgehens ist die Erarbeitung von übertragbaren Konzepten, die an möglichst vielen Standorten in der Region oder an vergleichbaren Standorten in anderen Regionen umgesetzt werden können. Die grundsätzliche Struktur der generischen Projekte findet sich so in der Region an vielen potenziellen Standorten wieder. Allerdings kann die Betrachtung dieser generischen Projekte nur einen Leitfaden für eine konkrete Umsetzung bieten und ersetzt keine detaillierte Planung und Auslegung eines tatsächlichen Projekts. In Abschnitt 6.3.2 und 6.3.3 erfolgt die detaillierte technische und wirtschaftliche Betrachtung der hergeleiteten Konzepte.

### 6.3.1 Marktorientierte Herleitung

Ausgangspunkt der Entwicklung von typischen Projektstrukturen im Amtsbezirk Lüneburg ist der tägliche Wasserstoffbedarf an den Fuhrparkstandorten insbesondere in 2030. An diesem Bedarf orientiert sich die Auslegung der Tankstelle (Wasserstoffsäule). Grundsätzlich stehen drei Tankstellengrößen zur Versorgung kleiner Standorte bis 200 kg/d, mittlerer Standorte bis 600 kg/d und großer Standorte mit mehr als 600 kg/d am Markt zur Verfügung. Es empfiehlt sich dabei, beim Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur auf verfügbare Standardlösungen etablierter Anbieter zurückzugreifen. Daher wurden auch für die hier erarbeiteten technischen Konzepte die beschriebenen Tankstellengrößen zugrunde gelegt.

Die auf der Basis der Online-Umfrage identifizierten Standorte wurden anhand ihres täglichen Wasserstoffbedarfs einer der drei verfügbaren Tankstellengrößen zugeordnet. Als sinnvolle Mindestgröße für die Errichtung einer Tankanlage wurden zudem mindestens vier Wasserstofffahrzeuge in 2030 vorausgesetzt und kleinere Standorte in den weiteren Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt. Abbildung 35 veranschaulicht das Ergebnis dieser Auswertung.

Im ÖPNV dominieren große Standorte mit einem täglichen Bedarf über 600 kg. Beim Speditionsverkehr hingegen wurden vor allem Standorte mit einem täglichen Bedarf von weniger als 200 kg

identifiziert. Bei den Abfallsammlern fielen die meisten Standorte in die Kategorie zwischen 200 kg/d und 600 kg/d.

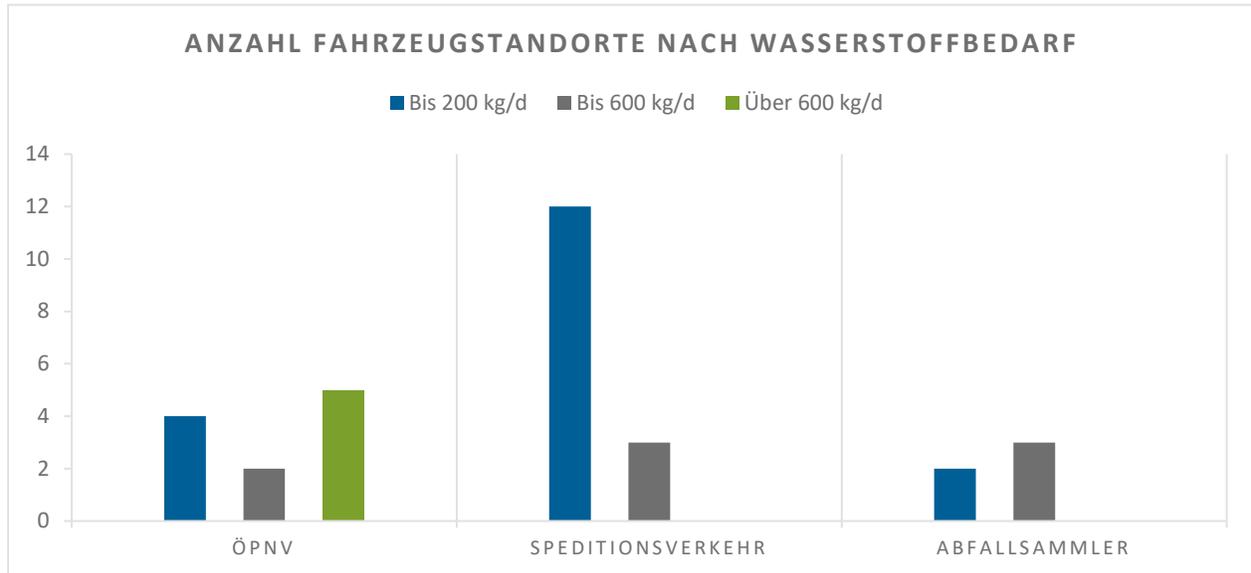


Abbildung 35: Anzahl der Standorte in den jeweiligen Größenklassen

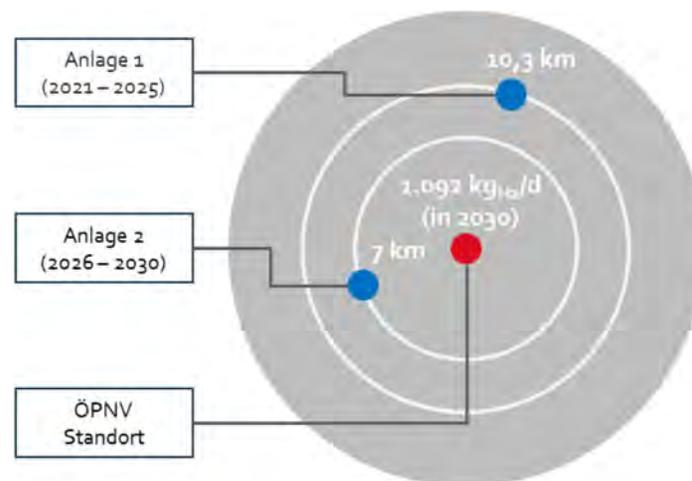
Zur Bestimmung des Wasserstoffbedarfs der generischen Projekte wurde der tägliche Wasserstoffbedarf über die Standorte, die in die jeweils relevante Größenklasse passen, gemittelt. Im ÖPNV wurde beispielsweise nur über die Standorte in der größten Klasse ab 600 kg/d gemittelt. Dies wurde für alle Jahre im Zeitraum 2021 - 2030 gemacht. Die Ergebnisse für die Jahre 2025 und 2030 sind in Tabelle 11 dargestellt. Die so ermittelten Werte werden als typischer Wasserstoffbedarf der jeweiligen Anwendung im Amtsbezirk Lüneburg betrachtet.

Anwendung	ÖPNV	Speditionsverkehr	Entsorgung
Wasserstoffbedarf in 2025 in kg/d	405	3	64
Wasserstoffbedarf in 2030 in kg/d	1.092	119	245

Tabelle 11: Typischer täglicher Wasserstoffbedarf in den nachfolgend betrachteten generischen Projekten in den Jahren 2025 und 2030

In einem zweiten Schritt stellt sich die Frage, wie die in Tabelle 11 dargestellten Verbrauchsstandorte durch möglichst nahegelegene Wasserstofferzeugungsanlagen versorgt werden können, um

aufwendige Logistikketten zur Verteilung und Transport des Wasserstoffs zu vermeiden. Dazu wurden umfangreiche geografische und zeitliche Analysen der Projektstandorte durchgeführt und jeweils der kürzeste Abstand zur nächsten ausreichend großen Post-EEG-Anlage ermittelt. Vor dem Hintergrund der in Kapitel 6.2.1 erläuterten Annahme eines fünfjährigen Weiterbetriebs der Post-EEG-Anlagen, ergibt sich die Notwendigkeit, zwei Betrachtungszeiträume in der Markthochlaufphase bis 2030 zu betrachten. Hierzu wurden gemittelte Abstände zwischen dem Tankstellenstandort und den Erzeugungsanlagen, je für Wind und Biogas, über die ersten fünf Jahre von 2021 bis 2025 und über die zweiten fünf Jahre von 2026 bis 2030 ermittelt. Die Anforderungen an die Energieerzeugungsanlagen orientierten sich dabei an den täglichen Bedarfen in 2025 bzw. 2030. Dabei wurde davon ausgegangen, dass innerhalb eines Projekts kein Technologiewechsel von Elektrolyse auf Reformier oder umgekehrt stattfindet, sodass in den drei Anwendungen je zwei Projekte, einmal mit zwei Windanlagen oder -parks oder zwei Biogasanlagen beschrieben werden. Im Falle der Windenergie wurden nicht nur einzelne Anlagen berücksichtigt, sondern auch Windparks. In diesen Fällen wurde der Abstand zum Mittelpunkt des Windparks bestimmt.



**Abbildung 36: Schematische Darstellung des generischen Projekts für den ÖPNV**

Insgesamt ergeben sich so in den drei Anwendungsbereichen jeweils ein generisches Projekt mit Elektrolyse aus Windstrom und ein generisches Projekt mit Biogasreformierung. Die wesentlichen Parameter sind dabei die zu wählende Tankstellengröße, der Wasserstoffbedarf am Standort sowie die Abstände zu den nötigen Erzeugungsanlagen. Die schematischen Rahmenbedingungen sind beispielhaft für den ÖPNV mit Windkraft in Abbildung 36 dargestellt.

Die Ergebnisse für alle Anwendungsbereiche sind in Tabelle 12 zusammengefasst. Diese Ergebnisse dienen als Grundlage für die technische Auslegung der generischen Projekte.

Anwendung	ÖPNV		Speditionsverkehr		Entsorgung	
	Wind	Biogas	Wind	Biogas	Wind	Biogas
Abstand 2021 – 2025 [km]	7	16	8,4	15,8	6,7	21,5
Abstand 2026 – 2030 [km]	10,3	7,7	6,1	7,5	7,4	9,1

**Tabelle 12: Abstände zu den notwendigen Erzeugungsanlagen der generischen Standorte**

### 6.3.2 Technische Betrachtung

Zu den sechs identifizierten generischen Projekten werden im Weiteren konkrete technische Konzepte ausgearbeitet. Dabei wird jeweils die gesamte Kette von der Wasserstoffherzeugung über den Transport bis zur Bereitstellung an der Tankstelle beschrieben. Wichtige Kenngrößen sind hier die nötige Erzeugungskapazität, die Kompressionsleistung über die gesamte Kette, die Transport- und Speicherkapazitäten sowie die Tankstellengröße/-performance. Die vorgeschlagenen technischen Lösungen basieren dabei auf den priorisierten Technologien aus den spezifischen Teilen der jeweiligen AGs (siehe Kapitel 3.2, 4.2, 5.2).

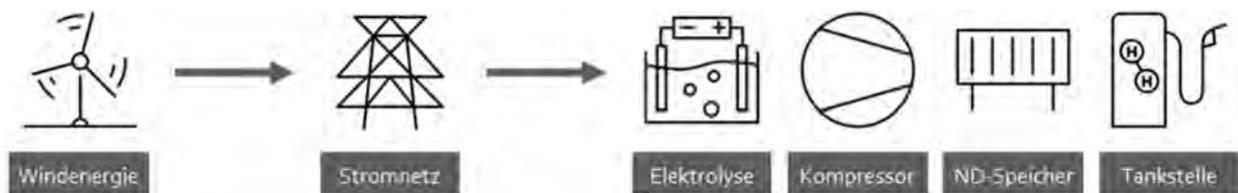
Anwendungsübergreifend werden dabei die Annahmen in Tabelle 13 zu Transport, Speicher und Kompression getroffen. Für die Belieferung wird der Einsatz von Wechselcontainern mit 300 bar gewählt, die an der Tankstelle abgestellt und nach der Entleerung gegen gefüllte Container ausgetauscht werden.

<b>Ausgangsdruck Elektrolyse</b>	30 bar
<b>Ausgangsdruck Biogasreformierung</b>	30 bar
<b>Versorgungskonzept</b>	300 bar 20 ft Wechselcontainer
<b>Energieaufwand Kompression von 30 auf 300 bar</b>	4,9 % (bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs)

**Tabelle 13: Annahmen zu Transport, Speicher & Kompression für die technischen Konzepte**

Statt des Transports von Wasserstoff über die Straße ist im Falle der Verwendung von Elektrolyse auch ein Stromtransport über das öffentliche Netz möglich. In dem Fall wären keine Transportcontainer nötig, stattdessen wird der Wasserstoff On-Site produziert und in einem stationären Zwischenspeicher gelagert. Für diesen Zwischenspeicher wird zur Vergleichbarkeit der weiteren Tankstellenkonfiguration ebenfalls ein Druckniveau von 300 bar angenommen. Für die Tankstellengröße wird die jeweils passende Standardgröße der drei beschriebenen Varianten von 200 kg/d, 600 kg/d oder > 600 kg/d gewählt. Zusätzlich wird jeweils eine Variante berechnet, bei der die nötige Tagesmenge betriebsbedingt innerhalb von 4 Stunden betankt werden muss. Diese Variante wird im Folgenden als Performance Case bezeichnet. Die verkürzte Betankungszeit bedingt eine signifikant höhere Kompressionsleistung sowohl beim Transport als auch bei der Bereitstellung. Für die Tankstellenausstattung bedeutet dies eine Verdopplung der relevanten Komponenten Kompressor, Hochdruckspeicher, Kühlung und Dispenser. Die Größe des Niederdruckspeichers bleibt von der Zeitrestriktion unberührt.

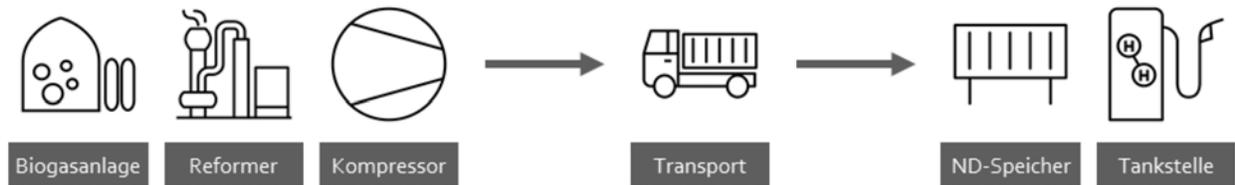
Insgesamt ergeben sich so zwölf technische Konzepte aus drei Anwendungsfällen mit unterschiedlichen Wasserstoffbedarfen mit je zwei Versorgungsvarianten aus Biomasse oder Windstrom sowie je zwei Varianten je abhängig von der Zeitrestriktion, die für die Betankung angenommen wurde. Die Konzepte sind in Tabelle 14 und Tabelle 15 zusammengefasst. Die grundsätzlichen Ketten sind in Abbildung 37 und Abbildung 38 schematisch dargestellt.



**Abbildung 37: Schematische Darstellung der Wasserstoffkette mit Windstrom**

Im Falle der Wasserstoffgewinnung aus Windstrom wird ein Wasserstofftransport vermieden, da der Post-EEG-Strom über das Netz zum Elektrolyseur an der Tankstelle transportiert werden kann. Zudem bildet die angenommene technische Restlaufzeit der Post-EEG-Anlagen, sowohl für Wind- als auch Biogasanlagen, von fünf Jahren eine weitere wirtschaftliche Hürde für die Errichtung von Elektrolyseanlagen am Ort der Erzeugung. Unter dieser Annahme müssen

Elektrolyseure mit einer längeren Lebenszeit von fünf Jahren, die an der Erzeugungsanlage verortet sein müssen, theoretisch nach bereits fünf Jahren zur nächsten Erzeugungsanlage versetzt werden.



**Abbildung 38: Schematische Darstellung der Wasserstoffkette mit Biogas**

Im Falle der Reformierung von Biogas ist hingegen ein Wasserstofftransport notwendig, da der Wasserstoff direkt an der Biogasanlage produziert wird. Auch hier muss die Anlage nach 5 Jahren versetzt werden. Zur Vergleichbarkeit der Konzepte und um jeweils die gleiche Ausgangslage für die Tankstelle zu schaffen, wird in allen Fällen davon ausgegangen, dass der Niederdruckspeicher der Tankstelle ein 300 bar Tank ist. Im Falle der Biogasreformierung werden hierfür 20 ft, 300 bar Wechselcontainer genutzt, die an der Tankstelle angeschlossen und nach Leerung gegen volle Container gewechselt werden können. Die Nutzung von Wechselcontainern ermöglicht dabei die Einbindung regionaler Spediteure und die Nutzung vorhandener Transportfahrzeuge.

Für beide Erzeugungspfade wird ein Ausgangsdruck nach Elektrolyse bzw. Dampfreformierung von 30 bar angenommen, so dass eine Kompression von 30 bar auf 300 bar geleistet werden muss, um den Wasserstoff zu transportieren bzw. zu speichern. Unterschiede in der nötigen Kompressionsleistung ergeben sich aus dem täglichen Wasserstoffbedarf bei den betrachteten Anwendungen. Hier wird die nötige Leistung angegeben, um den täglichen Wasserstoffbedarf innerhalb von 24 Stunden von 30 auf 300 bar zu komprimieren. Die zusätzliche Zeitrestriktion beim Performance Case hat keinen Einfluss auf die Kompression für Speicherung und Transport, da vereinfachend angenommen wird, dass es nur eine Lieferung pro Tag des gesamten Tagesbedarfs gibt und somit stets 24 Stunden für die Kompression der benötigten Menge zur Verfügung stehen.

Für die technische Auslegung der Tankstellen wird im Wesentlichen auf Standardlösung zurückgegriffen, die im Falle der Performance Cases um einen weiteren Hochdruckspeicher, einen Dispenser, eine Kühlung sowie einen Kompressor ergänzt werden. Dies hat insbesondere Auswirkung auf die Kosten, welche im nächsten Kapitel dargestellt werden.

In Tabelle 14 und Tabelle 15 sind die zwölf technischen Konzepte detailliert dargestellt.

Anwendungsfall	Elektrolyseur [MW]	Kompressor [kW]	Speicher	Tankstelle
ÖPNV	2,5	61	6 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
ÖPNV	2,5	61	6 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case
Spedition	0,25	7	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
Spedition	0,25	7	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case
Entsorgung	0,5	14	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
Entsorgung	0,5	14	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case

Tabelle 14: Technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse mit Windstrom

Anwendungsfall	Reformer [Nm <sup>3</sup> /h]	Kompressor [kW]	Transport und Speicher	Tankstelle
ÖPNV	550	61	6 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
ÖPNV	550	61	6 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case
Spedition	60	7	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
Spedition	60	7	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case
Entsorgung	125	14	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
Entsorgung	125	14	2 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case

Tabelle 15: Technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstofferzeugung aus Biogasreformierung

### 6.3.3 Wirtschaftliche Betrachtung

Im Anschluss daran wurde für jedes der zwölf technischen Konzepte eine Kostenstrukturanalyse durchgeführt. Eine solche Analyse liefert eine wirtschaftliche Bewertung der Kosten eines Systems zur Erzeugung und Bereitstellung von Wasserstoff über die gesamte Projektlaufzeit. Die Projektlaufzeit wurde entsprechend des Fokus auf die Markthochlaufphase auf 10 Jahre festgelegt. Es ist jedoch zu beachten, dass viele technischen Komponenten eine längere Nutzungsdauer haben. Eine Verlängerung der Projektlaufzeit würde sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts auswirken. Das Ergebnis ist ein Mindestpreis (€/kg), zu dem Wasserstoff verkauft werden muss, damit ein Projekt kostendeckend ist. Die Zahlungsbereitschaft eines Kunden sowie Referenzpreise ähnlicher Produkte auf dem Markt dienen als Indikator dafür, ob der resultierende Preis auf dem Markt akzeptiert wird und ein Projekt rentabel sein kann. Da die Wasserstoffwirtschaft im Mobilitätssektor noch in den Kinderschuhen steckt, gibt es derzeit nur wenige Referenzpreise. Ein gängiger Referenzpreis ist der Preis von 9,50 € (brutto) pro Kilogramm Wasserstoff, der an Tankstellen im Rahmen des H2 MOBILITY-Netzes angeboten wird. Dabei handelt es sich jedoch um grauen Wasserstoff mit einem Ausgangsdruck von 700 bar. Grüner Wasserstoff auf Basis von regionalen erneuerbaren Energiequellen könnte aufgrund eines Nachhaltigkeitsbestrebens beim Kunden zu einem höheren Verkaufspreis angeboten werden.

#### Zusammensetzung der Kostenstrukturanalyse

Die Formel für die Kostenanalyse ergibt sich aus den Nettobarwert aller Kosten über die gesamte Projektlaufzeit geteilt durch die gesamte erzeugte Wasserstoffmenge. Der sich daraus ergebende Preis pro Kilogramm Wasserstoff dient nicht nur als Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit auf dem Markt, sondern auch als guter Vergleichswert zwischen den technologischen Optionen für die Erzeugung. Mit dieser Methode kann ein Erzeugungsprojekt mit Elektrolyse direkt mit einem Projekt mit Dampfreformierung verglichen werden. In Abstimmung mit der AG 4 wurde bei den Berechnungen ein üblicher Zinssatz von 5 % zugrunde gelegt.

Die in der Berechnung analysierten Kosten bestehen aus zwei Arten: Investitionskosten (sogenannte „CAPEX-Kosten“) und Betriebskosten (sogenannte „OPEX-Kosten“). Die Investitionskosten bestehen aus den Ausgaben für die Beschaffung und den Bau der Anlage und der zugehörigen Infrastruktur. Die Betriebskosten hingegen bestehen aus den Kosten, die während und durch den Betrieb der Anlage entstehen. Die für die Kostenberechnungen verwendeten Annahmen stammen in erster Linie aus den Fact Sheets für die jeweiligen Wertschöpfungsstufen (siehe

Anhänge 9.1, 9.2 und 9.3) sowie aus Experteninterviews. Eine Zusammenfassung der in der Berechnung verwendeten Kapitalkostenannahmen ist in Tabelle 16 für Wind und Elektrolyse und in Tabelle 17 für Biogas und Dampfreformierung zu finden.

Wertschöpfungsstufe	Kostenposition	Kosten
<b>Erzeugung</b>	Elektrolyseur	1.254 €/kW
	Kompressor (S)	176.592 €/Stk
	Kompressor (M)	274.116 €/Stk
	Kompressor (L)	680.995 €/Stk
<b>Transport</b>	Netzanschluss	250.000 €/Stk
	Niederdruckspeicher	<i>In Tankstelle enthalten</i>
<b>Bereitstellung</b> (Preise inkl. festem Niederdruckspeicher)	Tankstelle (S) – Minimum	820.560 €/Stk
	Tankstelle (M) – Minimum	1.505.911 €/Stk
	Tankstelle (L) – Minimum	3.120.496 €/Stk
	Tankstelle (S) – Performance	1.230.840 €/Stk
	Tankstelle (M) – Performance	2.183.571 €/Stk
	Tankstelle (L) - Performance	4.368.694 €/Stk

**Tabelle 16: Investitionskosten (netto) für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse mit Windstrom**

Wertschöpfungsstufe	Kostenposition	Kosten
<b>Erzeugung</b>	Dampfreformer	5.000 €/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h
	Kompressor (S)	176.592 €/Stk
	Kompressor (M)	274.116 €/Stk
	Kompressor (L)	680.995 €/Stk
<b>Transport</b>	Sattelzugmaschine	87.000 €/Stk
	Niederdruckspeicher	246.750 €/Stk
<b>Bereitstellung</b> (Preise ohne Niederdruckspeicher, da hier die Transportcontainer genutzt werden)	Tankstelle (S) – Minimum	615.420 €/Stk
	Tankstelle (M) – Minimum	1.054.138 €/Stk
	Tankstelle (L) – Minimum	1.716.273 €/Stk
	Tankstelle (S) – Performance	1.025.700 €/Stk
	Tankstelle (M) – Performance	1.731.798 €/Stk
	Tankstelle (L) - Performance	2.964.471 €/Stk

**Tabelle 17: Investitionskosten (netto) für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte mit Wasserstoffherzeugung aus Biogasreformierung**

Die OPEX-Kosten werden weiter in zwei Kategorien unterteilt: variable Betriebskosten und fixe Betriebskosten. Die fixen Betriebskosten fallen unabhängig vom Betrieb der Anlage in regelmäßigen Abständen an. Diese Kosten umfassen u. a. Wartungs- und Instandhaltungskosten, Personalkosten und Grundstückskosten. Variable Kosten sind Kosten, die mit der Produktion der Anlage schwanken. Wenn beispielsweise mehr Wasserstoff produziert wird, steigen die Kosten für Strom oder Biogas direkt an. Die wichtigsten Betriebskosten sind in Tabelle 18 und Tabelle 19 unten zusammengefasst. Bei den Angaben handelt es sich um Annahmen aus Studien, die den Factsheets zugrunde liegen, sowie aus der Diskussion mit den Akteuren im Netzwerk vor Ort.

Wertschöpfungsstufe	Komponente	Kostenposition	Kosten
Erzeugung	Elektrolyseur	Strompreis	5 €/kWh
	Dampfreformer	Biogaspreis	8 €/kWh
	Kompressor	Strompreis	5 €/kWh
Transport	Sattelzugmaschine	Kraftstoffkosten	40 €/km

**Tabelle 18: Variable Betriebskosten für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte**

Wertschöpfungsstufe	Komponente	Kostenposition	Kosten
Erzeugung	Elektrolyseur	Wartung & Instandhaltung	2 % Investitionskosten/a
	Dampfreformer	Wartung & Instandhaltung	1,5 % Investitionskosten/a
Transport	Sattelzugmaschine	Wartung & Instandhaltung	12 % Investitionskosten/a
Bereitstellung	Tankstelle	Betrieb, Wartung & Instandhaltung	5 % Investitionskosten/a

**Tabelle 19: Fixe Betriebskosten für technische Konzepte der generischen Einzelprojekte**

### Kostenbewertung der generischen Einzelprojekte

Ausgehend von der Entwicklung der Nachfrage bis 2030 ergeben sich für die generischen Einzelprojekte im Bereich der Spedition Gesamtkosten von 30,94 €/kg (Minimum) bis 39,20 €/kg (Performance) für die windbasierte Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse. Biogasbasierte Dampfreformierung führt zu höheren Preisen von 35,46 €/kg (Minimum) bis 43,72 €/kg (Performance). Eine Zusammenfassung der Kostenaufschlüsselung ist in Abbildung 39 dargestellt.

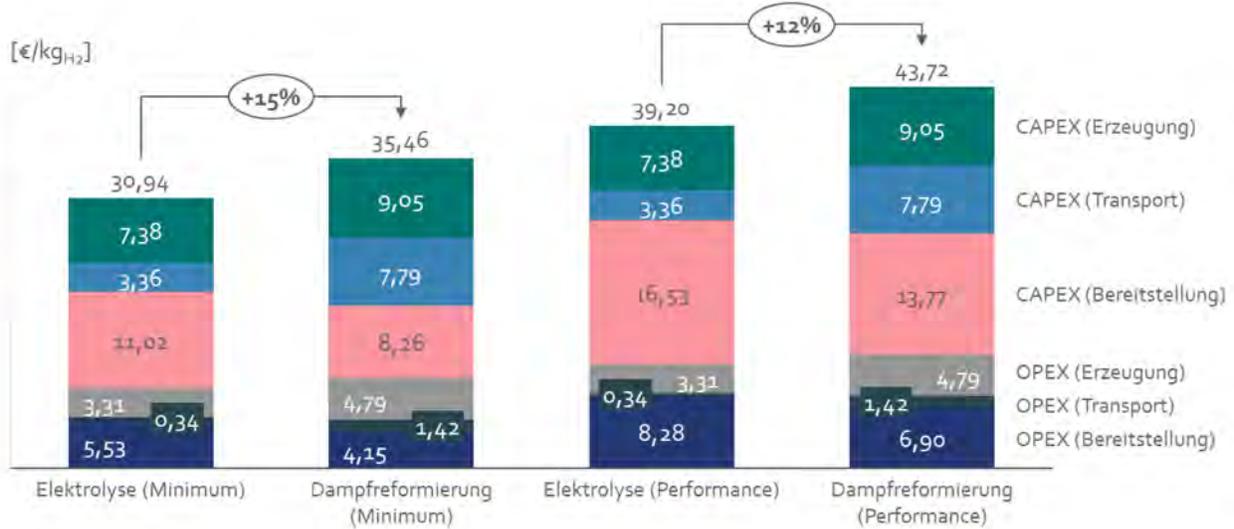


Abbildung 39: Kostenstruktur für ein generisches Einzelprojekt im Bereich Spedition (Stand 07/2021)

Die Bewertung der Marktnachfrage im Bereich der Entsorgung führt zu niedrigeren Kosten. Die Kosten für die Elektrolyse mit Windstrom liegen zwischen 17,19 €/kg (Minimum) und 21,19 €/kg (Performance). Bei der Dampfreformierung auf Biogasbasis ergeben sich Preise von 17,85 €/kg (Minimum) bis 21,85 €/kg (Performance). Eine Aufschlüsselung der Kosten ist in Abbildung 40 zu sehen.

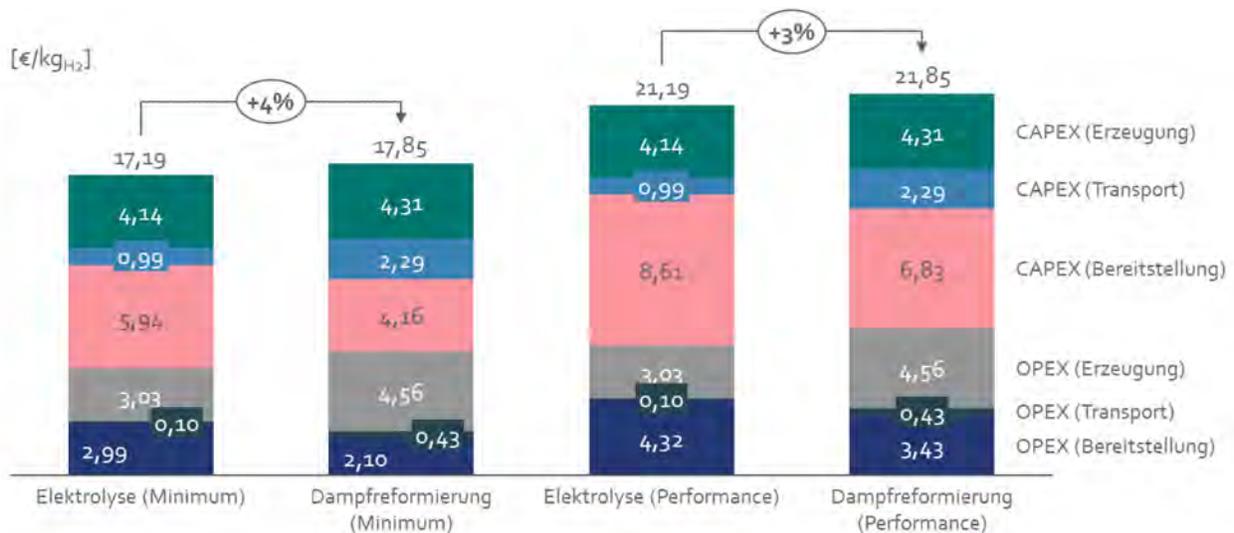
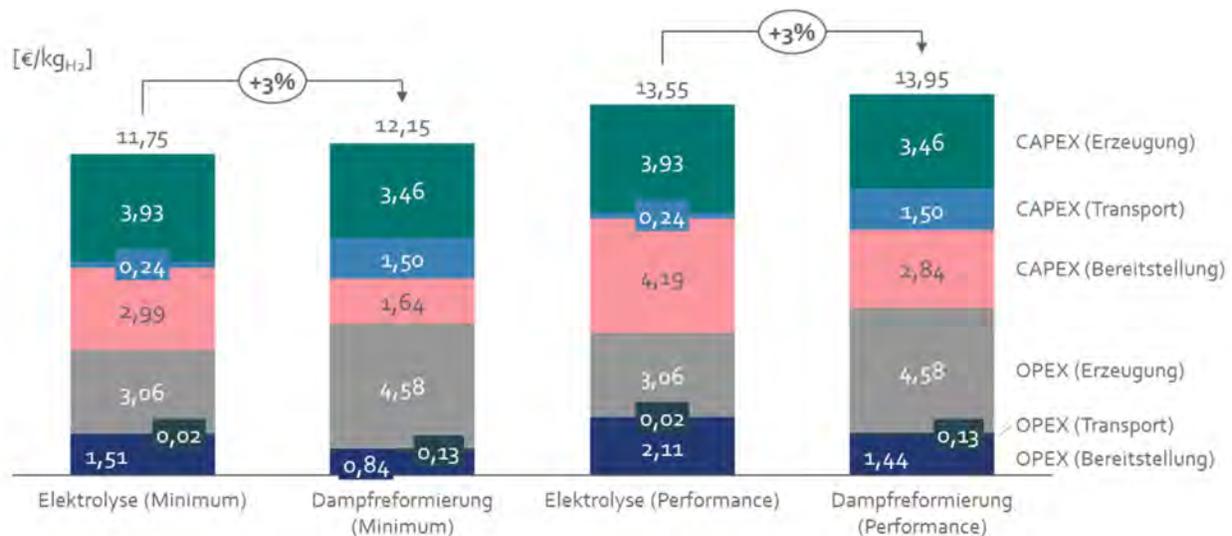


Abbildung 40: Kostenstruktur für ein generisches Einzelprojekt im Bereich Entsorgung (Stand 07/2021)

Schließlich erreicht die Nachfrage im ÖPNV sogar noch niedrigere Preise. Die Preise für Elektrolyse mit Windstrom liegen bei 11,75 €/kg (Minimum) bis 13,55 €/kg (Performance). Bei der Dampfreformierung von Biogas werden Preise von 12,15 €/kg (Minimum) bis 13,95 €/kg (Performance) erzielt. Eine Aufschlüsselung der Kosten ist in Abbildung 41 zu sehen.



**Abbildung 41: Kostenstruktur für ein generisches Einzelprojekt im Bereich ÖPNV (Stand 07/2021)**

In allen Anwendungsfällen führt die Dampfreformierung von Biogas im Vergleich zur Wasserelektrolyse mit Windstrom zu leicht höheren Wasserstofferzeugungskosten. Trotz der generell niedrigeren Investitionskosten von Dampfreformern im Vergleich zu Elektrolyseuren erhöhen sich die Kapitalkosten des Dampfreformers durch seine Verlagerung nach der angenommenen Einstellung des Betriebs der Biogasanlage in fünf Jahren. Außerdem führt die Verwendung von Biogas als Rohstoff zu vergleichsweise höheren Betriebskosten pro Wasserstoffeinheit.

Zentrale Annahmen sind die Preise für Strom und Biogas. Diese basieren auf Diskussionen mit Akteuren vor Ort, gängigen Studien und orientieren sich auch am Börsenstrompreis. Es ist jedoch zu beachten, dass insbesondere die 5 €/ct/kWh für den eingesetzten Strom, einen optimistischen Fall darstellen. Dabei wird von einer Befreiung von allen Steuern, Abgaben und Umlagen ausgegangen, was den Strompreis je nach der endgültigen Projektauslegung in die Höhe treiben kann. Außerdem können die Betreiber von Post-EEG-Windkraftanlagen angesichts des zunehmenden

Wettbewerbs um den "grünen" Strom mit höheren Renditen rechnen. Dies kann sich auch auf die Strombezugspreise auswirken.

In jedem der generischen Einzelprojekte macht der CAPEX-Anteil einen großen Teil der spezifischen Wasserstoffkosten aus. Dies liegt zum einen an den relativ hohen Kosten für die Elektrolyse und vor allem für die Betankungsinfrastruktur. Eine Zuschussförderung könnte diese Kosten erheblich reduzieren. In Anbetracht der zahlreichen Förderprogramme auf Landes- und Bundesebene zur Ankurbelung von Wasserstofftechnologien ist eine CAPEX-Reduktion von bis zu 40 % oder mehr für heute realisierte Projekte eine vernünftige Annahme (Stand 05/2021). Zweitens ist der hohe CAPEX-Anteil der spezifischen Wasserstoffkosten auf die relativ geringe Auslastung der Infrastruktur in den ersten Jahren des Markthochlaufs zurückzuführen. Die Projekte sind darauf ausgelegt, die Nachfrage im Jahr 2030 zu decken, aber die begrenzte Nachfrage in den ersten Jahren schränkt die mögliche Produktion stark ein. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher spezifischer Wasserstoffpreis über den Betrachtungszeitraum von 10 Jahren.

## **6.4 Nutzung von Synergien durch Entwicklung von generischen Clustern**

Mit dem Ziel, die spezifischen Kosten der Wasserstoffbereitstellung am Verbrauchsort zu senken, werden in 6.4.1 anwendungsübergreifende, geographische Cluster gebildet, in denen mehrere Unternehmen und verschiedene Anwendungen von einer gemeinsamen Erzeugung und Bereitstellung profitieren. So wird der Wasserstoffdurchsatz, die entscheidende Stellschraube zur Senkung der spezifischen Kosten, gesteigert. In 6.4.2 und 6.4.3 findet die technische und wirtschaftliche Betrachtung dieser Cluster statt.

### **6.4.1 Geographische Herleitung**

Zur Bildung solcher generischen Cluster werden zunächst erneut alle Standorte im Amtsbezirk Lüneburg betrachtet. Standorte, die in räumlicher Nähe zueinander mehrere Fahrzeugdepots aufweisen, werden einer genaueren Prüfung unterzogen und diejenigen zur weiteren Clusterbildung ausgewählt, bei denen sich in einem erweiterten Radius von 5 km ein Wasserstoffbedarf ergibt, der mindestens so groß ist, wie der Bedarf des generischen Projekts im Bereich ÖPNV. Nur bei Clustern dieser Größe wird eine Erhöhung des Durchsatzes und somit eine bessere Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den generischen Einzelprojekten, auch im ÖPNV erreicht. Der 5 km-

Radius basiert auf der Annahme, dass innerhalb dieser Entfernung die Fahrzeugdisposition noch in einem wirtschaftlich und zeitlich vertretbaren Rahmen darstellbar ist.

Über die so ausgewählten Cluster werden in einem ersten Schritt, analog zur Bildung der generischen Einzelprojekte, die Distanzen zwischen der Wasserstoffherzeugung und dem Wasserstoffbedarf ermittelt und die Standort- und Fahrzeugstruktur des generischen Clusters bestimmt. Anders als in Abschnitt 6.3.1 werden auch Fuhrparkstandorte berücksichtigt, für die zum Ende des Betrachtungszeitraum in 2030 weniger als vier Wasserstofffahrzeuge erwartet werden, da durch den Verbund mehrerer Standorte eine Mindestauslastung der Tankanlage sicher gewährleistet ist. Als „Clustermittelpunkt“ und somit Standort der Wasserstoffherzeugung und der Tankstelle wird stets der Fahrzeugstandort mit dem größtem Wasserstoffbedarf (i.d.R. ein Busdepot) festgelegt.

Durch die skizzierte Vorgehensweise wurden vier besonders geeignete Cluster identifiziert, die sich insbesondere als „Pilotstandorte“ für den Start des Markthochlaufs im Amtsbezirk Lüneburg empfehlen. Weitere Cluster konnten als „Fast Follower“ identifiziert werden, die – mit zeitlichem Versatz – dem Modell der Pilotstandorte folgen sollten. Im generischen Cluster steht ein ÖPNV-Standort im Mittelpunkt, der auch Standort der gemeinsamen Wasserstofftankstelle sein sollte. Darüber hinaus ergänzen ein Entsorgungsunternehmen und zwei Speditionen das Cluster verbrauchsseitig. Der tägliche Wasserstoffbedarf des generischen Clusters liegt in 2030 bei rund 1,4 t. Auch die Wasserstoffherzeugung erfolgt am Standort. Diese Eckdaten dienen als Grundlage für die technische Auslegung des generischen Clusters.

### 6.4.2 Technische Betrachtung

Die technische Auslegung des generischen Pilot-Clusters wird analog zur Auslegung der Einzelprojekte in 6.3.1 erarbeitet. Zu weiteren Optimierung der Wirtschaftlichkeit wird für den

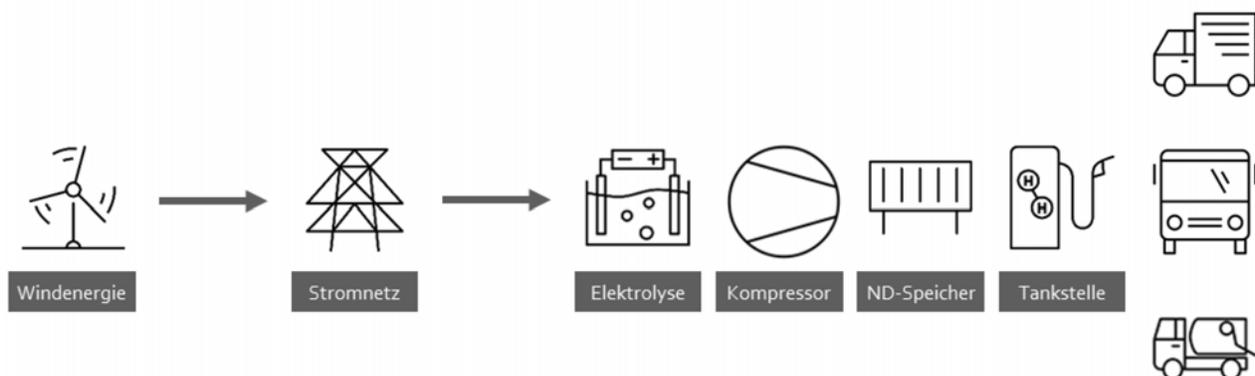


Abbildung 42: Schematische Darstellung des technischen Konzepts des generischen Pilot-Clusters

generischen Pilot-Cluster die Versorgung über die Elektrolyse aus Windstrom mit Stromtransport betrachtet, um die Wasserstofftransportkosten zu vermeiden. Das Konzept ist schematisch in Abbildung 42 dargestellt.

Weiterhin wird in den zwei erläuterten Auslastungsfällen unterschieden (Performance und Minimum Case), sodass sich die in Tabelle 20 aufgeführten technischen Konzepte ergeben.

Anwendungsfall	Elektrolyse	Kompressor	Speicher	Tankstelle
Cluster 5 km	2,75 MW	74 kW	8 x 20 ft Container bei 300 bar	Performance Case
Cluster 5 km	2,75 MW	74 kW	8 x 20 ft Container bei 300 bar	Minimum Case

Tabelle 20: Technische Konzepte des generischen Clusters

### 6.4.3 Wirtschaftliche Betrachtung

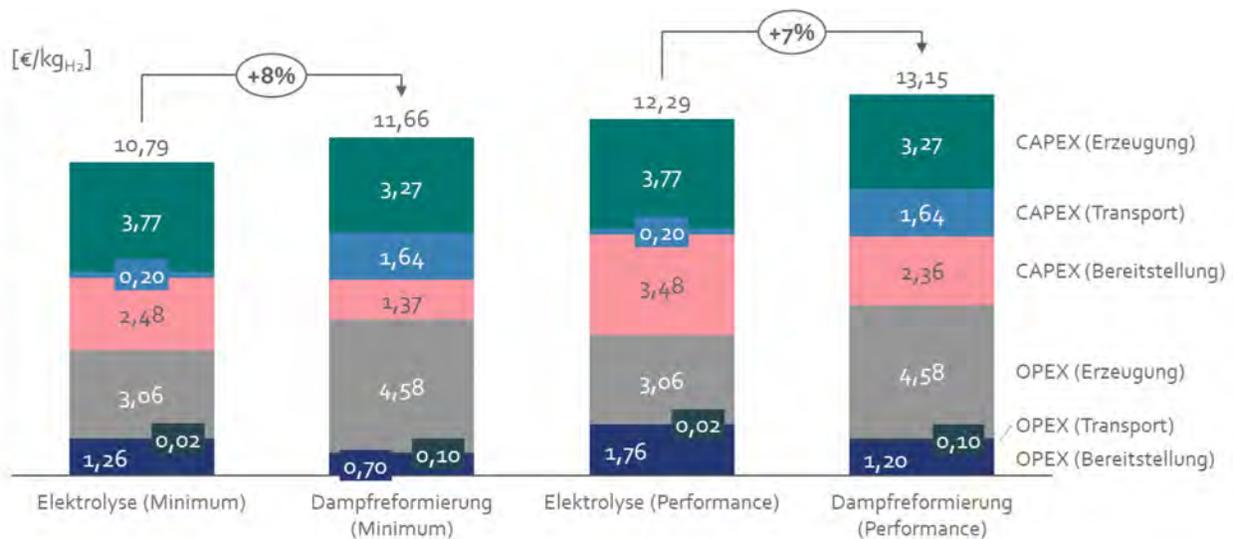


Abbildung 43: Kostenstruktur des generischen Clusters

Die Bündelung der Nachfrage und die Erhöhung der Anlagenauslastung führen zu signifikanten Senkungen der spezifischen Wasserstoffgestehungskosten für einen generischen Cluster (siehe Abbildung 43). Der Minimumfall für die Elektrolyse sieht Kostensenkungen von etwa 1 €/kg Wasserstoff im Vergleich zum ÖPNV allein vor. Der Gesamtpreis liegt bei 10,79 €/kg Wasserstoff.



Auch bei Biogaslösungen werden die Kosten gesenkt. Diese Reduktion ist jedoch aufgrund der mit zusätzlichen Containern verbundenen höheren Transportkosten nicht so hoch wie bei Elektrolyselösungen.

## 7 Handlungsempfehlungen zur Organisation des Markthochlaufes

Aus den bisherigen Ergebnissen werden im folgenden Kapitel Handlungsempfehlungen für alle Bereiche der Wertschöpfungskette erarbeitet. Die Handlungsempfehlungen sollen die regionalen Akteure bei der Initiierung, Konzeption und Planung von Projekten in allen Bereichen der Wasserstoffwirtschaft unterstützen. Darüber hinaus sollen die Handlungsempfehlungen auch für andere Regionen mit ähnlichen Strukturen wie im Amtsbezirk Lüneburg Anwendung finden können.

### 7.1 Wasserstofferzeugung

In der Wertschöpfungskette zur Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff aus Post-EEG-Strom und dessen Verwendung im Lastverkehr im Amtsbezirk Lüneburg bietet insbesondere der Teilbereich der grünen Wasserstofferzeugung durch die Vielzahl der über den gesamten Amtsbezirk verteilten Post-EEG-Anlagen gute Ansätze für den Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft. Für den Amtsbezirk Lüneburg wird daher empfohlen, die Wasserstofferzeugung in eigenen Gesellschaften zu organisieren. Deren erfolgreiche wirtschaftliche Entwicklung bildet gleichzeitig eine zentrale Triebfeder für den gesamten Markthochlauf in der Region. Außerdem wird durch das Aufsetzen von entsprechenden Erzeugungsgesellschaften für die Betreiber von EEG-Anlagen eine Perspektive über die Laufzeit der EEG-Förderung hinaus geschaffen.

Zur Vorbereitung dieses Konzepts wurde gemeinsam mit den Akteuren im Amtsbezirk Lüneburg ein mögliches Geschäftsmodell entwickelt, welches im Rahmen einer Geschäftsplanentwicklung weiter analysiert wurde. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für konkrete Aktivitäten im Amtsbezirk Lüneburg und Regionen mit ähnlichen Strukturen.

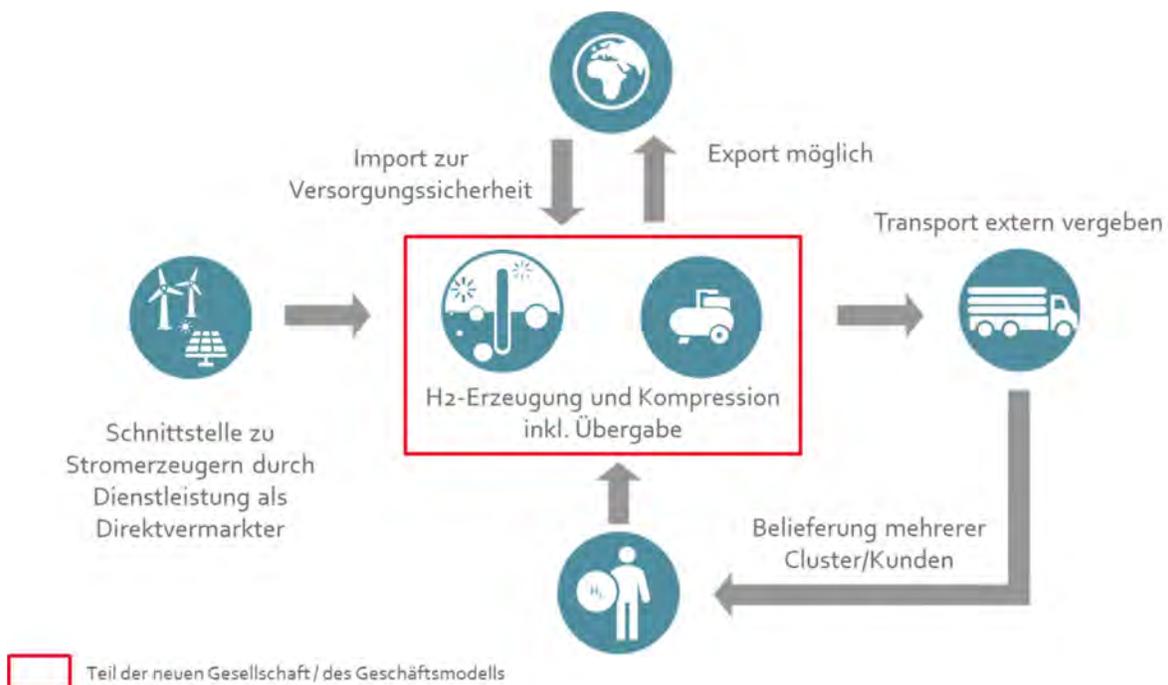
#### 7.1.1 Entwicklung eines Geschäftsmodells für die Wasserstofferzeugung

In seiner einfachsten Form stellt ein Geschäftsmodell eine Geschäftsidee dar, die einen Weg aufzeigt, wie einem Kunden ein Mehrwert geboten und gleichzeitig ein Wert für das Unternehmen geschaffen werden kann. Im Wesentlichen gibt es vier Fragen, die ein Geschäftsmodell beantworten muss: "Wer", "Was", "Wie" und "Wieviel"? (vgl. Gassmann et al., 2013).

Die Ergebnisse der technischen und wirtschaftlichen Analyse ergaben einen neuen und eindeutigen Kunden: ein regionales Cluster. Durch die Bündelung der Nachfrage über mehrere Nutzungsbereiche hinweg kann eine kritische Masse erreicht werden, wodurch die spezifischen

Erzeugungskosten auf ein wettbewerbsfähiges Niveau sinken. Mit der Definition des regionalen Clusters als Abnehmer wird also die Frage nach dem „Wer“ beantwortet.

Das „Was“ bezieht sich auf das Wertangebot, das das neue Unternehmen dem regionalen Cluster bieten wird. Dieser Schritt erfordert die Festlegung so genannter Bilanzgrenzen, die bestimmen, welche Teile der Wertschöpfungskette in das Geschäftsmodell fallen und welche Teile von anderen Marktteilnehmern übernommen werden. Wie bereits erwähnt, ermöglichen die relativ niedrigen spezifischen Wasserstofferzeugungskosten, die sich aus der Nachfrage des Clusters ergeben, einen möglichen positiven Business Case. Es wird daher empfohlen, dass sich das Geschäftsmodell ausschließlich auf die Wasserstofferzeugung konzentriert. Eine Abgrenzung des empfohlenen Geschäftsmodells und seine Beziehung zu anderen Wertschöpfungsstufen ist in der folgenden Abbildung 44 dargestellt.



**Abbildung 44: Bilanzgrenzen des empfohlenen Geschäftsmodells**

Das Geschäftsmodell konzentriert sich ausschließlich auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff und dessen Bereitstellung auf einem vereinbarten Druckniveau an einer Übergabestelle. Je nach konkreter Auslegung kann die Übergabestelle direkt an der Tankstelle verortet werden oder in einem Trailersystem für den anschließenden weiteren Transport.

Daraus resultierend müssen Schnittstellen zu regionalen Stromerzeugern, Logistikunternehmen und schließlich zu Tankstellenbetreibern definiert werden. Zusätzlich können weitere Schnittstellen zu anderen Kunden und Regionen definiert werden. Diese Schnittstellen beantworten letztlich die Frage nach dem „Wie“.

Die regionale Wertschöpfung steht im Mittelpunkt des Modells, und damit spielt die regionale Stromerzeugung eine zentrale Rolle. Es gibt mehrere Möglichkeiten, wie lokale Erzeuger von erneuerbarem Strom in das Projekt eingebunden werden können. Das einfachste Konstrukt ist der Einsatz eines Direktvermarkters. Es könnte aber auch eine regionale Plattform eingerichtet werden, die den Handel mit regionalem Strom und ggf. Wasserstoff unterstützt.

Transport und Betankungsinfrastruktur sind Bereiche, in denen immer mehr Akteure aktiv werden. Sowohl etablierte Unternehmen als auch Start-ups bieten bereits private Logistik- und Betankungslösungen für Wasserstoff an, die auch für dieses Geschäftsmodell mögliche Dienstleistungen darstellen könnten. Mit Blick auf die regionale Wertschöpfung könnten aber auch einige regionale Akteure, die bereits in diesen Bereichen für konventionelle Kraftstoffe tätig sind, angesprochen werden. Eine solche Zusammenarbeit würde es ermöglichen, die Wertschöpfung in der Region zu halten und gleichzeitig diesen Unternehmen die Möglichkeit zu geben, Know-how in einem neuen Geschäftsbereich zu entwickeln.

Ein Modell, das sich ausschließlich auf die Erzeugung konzentriert, hat weitere Vorteile gegenüber Modellen, die sich auf eine breitere Palette von Dienstleistungen konzentrieren. Eine Zusammenfassung dieser Vor- und Nachteile ist in der Abbildung 45 enthalten.

+ Vorteile	- Nachteile
<ul style="list-style-type: none"><li>▶ Niedrige Wasserstoffkosten</li><li>▶ Erlösflexibilität</li><li>▶ Mehrwert für Stromerzeuger</li><li>▶ Relativ geringe Investitionskosten</li><li>▶ Hohe Kompatibilität zu Spediteuren</li><li>▶ Offenheit für andere Märkte</li><li>▶ Fokussiert auf regionale Wertschöpfung</li><li>▶ Kompetenzen bleiben bei den Akteuren in der Region (z.B. Hoyer, FAUN)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ Es setzt einen offenen Wasserstoffmarkt voraus, um den Wasserstoff verkaufen zu können</li><li>▶ Vermarktung des Wasserstoffs ist nicht geklärt</li><li>▶ Der Wasserstoff wird nicht zwingend lokal verbraucht und reduziert ggf. lokale Wertschöpfung</li></ul>

**Abbildung 45: Vor- und Nachteile eines Geschäftsmodells für die Wasserstoffherzeugung**

Wie bereits erwähnt, reduziert sich der anfängliche Kapitalbedarf der Gesellschaft sehr deutlich, wenn man sich ausschließlich auf die Erzeugung konzentriert. Die Gesamtinvestitionskosten sind wesentlich niedriger als bei anderen Modellen, die kapitalintensive Infrastrukturen wie Tankstellen beinhalten. Dadurch sinken die spezifischen Wasserstoffkosten auf ein Niveau, das nicht nur im Mobilitätssektor, sondern potenziell auch im Industrie- und Wärmesektor wettbewerbsfähig ist. Wichtig bleibt jedoch festzuhalten, dass die kapitalintensiven Strukturen durch andere Akteure und unter Nutzung von Fördermöglichkeiten aufgebaut werden müssen.

Der erweiterte Fokus vergrößert den potenziellen Kundenkreis, was eine zusätzliche Erzeugung und somit eine weitere Senkung der Erzeugungskosten ermöglicht. Gleichzeitig erfordert die Bedienung einer Vielzahl von Kunden den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Es besteht die Aussicht, dass die Gründung einer Gesellschaft ein starkes Signal für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft durch die Bereitstellung von grünem Wasserstoff in der Region darstellt und somit die Bündelung des Bedarfs vorantreibt.

Dennoch verbleibt ein gewisses Risiko für das Modell. Sollte sich in einer benachbarten Region mit höherer Zahlungsbereitschaft ein Wasserstoffmarkt etablieren, wäre es möglich, dass dieser Wasserstoff exportiert wird. Die regionale Wertschöpfung würde also zum Teil aus der Region heraus exportiert werden. Auch dies ist ein Risiko, das im Rahmen der weiteren Geschäftsplanung deutlich entschärft werden sollte.

## Business Model Canvas

Nach der Definition der Geschäftsidee schlagen Osterwalder und Pigneur die Untersuchung von neun Bausteinen für die Analyse und Vervollständigung des Geschäftsmodells vor (2011). Das von ihnen für diese Analyse entwickelte Werkzeug, der sogenannte Business Model Canvas, ermöglicht eine visuelle Darstellung dieser Bausteine und ihrer Verbindung untereinander (vgl. Abbildung 46).



Abbildung 46: Darstellung eines Business Model Canvas nach Osterwalder und Pigneur (2011)

Im Rahmen dieses Projekts wurde ein Beratergremium aus lokalen Unternehmen und Wasserstoffakteuren ausgewählt, um das Geschäftsmodell zu beraten. Dieses Beratergremium hat gemeinsam mit den Auftragnehmern das Geschäftsmodell anhand des Business Model Canvas weiter verfeinert. Ein ausgefülltes Exemplar davon ist als Anhang 9.6 beigefügt.

Bei dem anzubietenden Produkt handelt es sich um regionalen, grünen Wasserstoff. Darüber hinaus soll eine zusätzliche Wertschöpfung für die Erzeuger erneuerbarer Energien in der Region nach dem Auslaufen der EEG-Einspeisevergütung geschaffen werden. Durch die Schaffung einer

neuen Einnahmequelle für die EE-Erzeuger profitieren die Kommunen und Grundstückseigentümer zusätzlich von weiteren Steuern und Pachten.

Die vorgesehenen Kunden des Geschäftsmodells für die Wasserstofferzeugung sind letztlich die Cluster der Wasserstoffnutzer aus den Bereichen Spedition, Entsorgung und öffentlicher Personennahverkehr. Die ausschließliche Fokussierung auf Wasserstofferzeugung lässt jedoch potenzielle Kunden in anderen Sektoren wie Wärme, Industrie und Energiewirtschaft als mögliche Akquisitionsziele bestehen. Schließlich lassen sich die Fahrzeuge, deren Wasserstoffbedarf bedient werden soll, von Bussen, Lkw und Abfallsammelfahrzeugen auf die Onsite-Logistik wie Flurförderfahrzeuge ausweiten.

Die Beziehung zum Kunden ist vorzugsweise langfristig angelegt. Dies ermöglicht eine sichere Abnahme und trägt zur Minderung des Abnahme- und Finanzierungsrisikos bei. Kunden können mit Hilfe von bestehenden regionalen Netzwerken, Vereinen und Verbänden wie dem H2.N.O.N-Netzwerk erreicht werden.

Für den Erfolg des Geschäftsmodells sind eine Reihe von Schlüsselressourcen und -partnerschaften erforderlich. Insbesondere müssen Schlüsselpartnerschaften mit den lokalen Stromerzeugern, aber auch mit den nachgelagerten Dienstleistern wie H2 MOBILITY für die Betankungsstationen aufgebaut werden. Auch die Stadtwerke mit ihren umfangreichen Erzeugungsanlagen und ihrer Strom- und Gastransportinfrastruktur könnten sich als wichtige Partner bei der Umsetzung des Geschäftsmodells erweisen.

Wie in der obigen Kostenstrukturanalyse dargestellt, ergeben sich die mit dem Geschäftsmodell verbundenen Kosten in erster Linie aus den Investitionskosten und den laufenden Betriebskosten der Erzeugung. Dazu gehören offensichtliche Kosten wie Strom und Wasser, aber auch weniger offensichtliche Kosten wie Personal, Versicherung, Überwachung usw. Neben dem Verkauf von Wasserstoff könnten auch andere Nebenprodukte als weitere Einnahmequellen in Erwägung gezogen werden. Dazu gehören sowohl die Nutzung der Abwärme als auch der Verkauf von Sauerstoff.

Das vorgeschlagene Geschäftsmodell bietet letztlich hohe Flexibilität. Während sich das Kerngeschäftsmodell auf die Wasserstofferzeugung konzentriert, kann das Modell im Laufe der Zeit um Aktivitäten in anderen Stufen der Wertschöpfungskette erweitert werden. So wäre es denkbar, dass bei einem wachsenden Markt das Geschäft um die Bereiche Logistik oder Betankung erweitert wird.

## 7.1.2 Geschäftsplanentwicklung für die Wasserstoffherzeugung

Im Folgenden wird auf Basis des vorgeschlagenen Geschäftsmodells aus 7.1.1. auf die grundlegenden Bereiche der Geschäftsplanentwicklung eingegangen.

### 7.1.2.1 Gewinn- und Verlustrechnung

Die ausschließliche Konzentration auf die Wasserstoffherzeugung deutet auf einen wettbewerbsfähigen, positiven Business Case hin. Es wurde eine Gewinn- und Verlustanalyse eines Erzeugungsprojekts zur Deckung der Nachfrage des Clusters durchgeführt. Die Analyse betrachtet den Bau eines 2,75 MW-Elektrolyseurs, eines Kompressors und einer Abfüllanlage für die Befüllung eines Trailers inkl. der notwendigen Kurzzeitspeicher. Die Analyse beruht weiterhin auf den im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung getroffenen Annahmen für alle Kostenpositionen (z. B. Investitionskosten der Anlagen, Strompreis, Wartung & Instandhaltungskosten usw.) (vgl. Tabelle 16 bis Tabelle 19). Die nachfolgend in Abbildung 47 dargestellten Ergebnisse stellen einen Basisfall dar, der als Orientierung dienen soll. Beispielsweise richtet sich die Abnahme ausschließlich nach der Nachfrage des Clusters.



Abbildung 47: Jahresgewinn oder -verlust vor Zinsaufwand und Steuern ("EBIT")

Weitere Optimierungsmöglichkeiten bestehen sowohl technisch als auch wirtschaftlich auf dem Weg von einem generischen zu einem konkreten Projekt.

Bei den in Abbildung 47 dargestellten Ergebnissen handelt es sich um EBIT-Ergebnisse. Das heißt, sie zeigen den Reingewinn vor Zinsaufwand und Steuern. Dies ist wichtig, da sowohl Abzinsung als auch Abschreibung berücksichtigt werden, die erhebliche Kostenpositionen darstellen. Aufgrund der angenommenen Projektdauer wird der Abschreibungszeitraum mit zehn Jahren angesetzt. Elektrolyseure haben jedoch im Allgemeinen eine längere Nutzungsdauer, so dass auch längere Abschreibungszeiträume in Betracht gezogen werden könnten.

Die in der Analyse bewerteten Einnahmen stammen ausschließlich aus dem Verkauf von Wasserstoff. Es wird ein jährlicher Preisindex von 2 % berücksichtigt. Außerdem wird eine Marge von 5 % in die Berechnung einbezogen. Das Endergebnis ist ein Wasserstoffverkaufspreis von 6,73 €/kg als Durchschnittspreis über die 10 Jahre Projektdauer.

### **7.1.2.2 Finanzierungsoptionen**

Für den Aufbau der skizzierten Erzeugungsgesellschaft sind Investitionen in die Elektrolysekapazität von rd. 4 – 5 Mio. € nötig. Diese führen in den ersten Jahren zwar erwartungsgemäß zu negativen Ergebnissen in der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV), die zwischenfinanziert bzw. überbrückt werden müssen. Gleichzeitig belegt die dargestellte GuV aber die positiven wirtschaftlichen Aussichten für die vorgeschlagene Erzeugungsgesellschaft zur Versorgung des generischen Clusters (vgl. Kapitel 7.1.2.3). Durch den Fokus auf die Erzeugung und die somit relativ geringe Investitionssumme können bereits innerhalb der betrachteten zehn Jahre des Markthochlaufes positive Beträge erwirtschaftet werden. Darüber hinaus ist die Erzeugungsgesellschaft stark in der Region verankert. Die Aktivitäten sind Teil eines regionalen Vorhabens, welches politisch unterstützt wird. Insgesamt stellt die Erzeugungsgesellschaft so eine vielversprechende Investitionsmöglichkeit dar.

Daraus ergeben sich verschiedene Finanzierungsoptionen, die in die drei Bereiche Staatliche Förderung, gewerbliche Finanzierer (Banken, Versicherungen, Finanzdienstleister usw.) sowie private Investitionen unterschieden werden.

Durch staatlich geförderte Kredite mit dem Fokus auf Klimaschutzaktivitäten sind Kredite mit günstigen Konditionen zu erhalten. Der bisherige Fokus lag hier in der Vergangenheit auf Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien. Mit der zunehmenden Aufmerksamkeit für den Bereich Wasserstoff und dessen Potenzial in allen Sektoren der Wirtschaft werden auch hierfür Optionen geschaffen. Hier ist besonders das KfW-Umweltprogramm zu nennen, welches

Wasserstofftechnologien in der Mobilität fördert (vgl. KfW, 2021). Auch Landesbanken wie die Nord LB beschäftigen sich mit dem Thema Wasserstoff und kommen als Finanzierungsoption infrage (vgl. Nord LB, 2021).

Auch im Bereich der gewerblichen Finanzierung gibt es verschiedene Institutionen, die sich bereits recht intensiv mit dem Thema Wasserstoff beschäftigen. Hier sind insbesondere die Umweltbank, die DKB Bank und die GLS Bank zu nennen, welche bereits erste Projekte im Bereich Wasserstoff finanzieren (vgl. Umweltbank, 2021; DKB Bank, 2021; GLS Bank, 2020).

Im Bereich der privaten Investitionen sind Bürgerbeteiligungen, wie man sie aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien kennt, denkbar. Hier würde ein zusätzlicher regionaler Fokus gesetzt und die Verankerung in der Region weiter gestärkt. Hierbei gibt es verschiedene Ausgestaltungsformen, die sich je nach Rechten und Pflichten der beteiligten Bürgerinnen und Bürger unterscheiden. Zur Finanzierung der vorgeschlagenen Erzeugungsgesellschaft können Instrumente wie Darlehen oder Genussrechte erreicht werden (vgl. EnergieAgentur.NRW, 2019).

### 7.1.2.3 SWOT-Analyse

Als weiterer Bestandteil der Geschäftsplanentwicklung wurde das gewählte Geschäftsmodell einer SWOT-Analyse unterzogen. In einem ersten Schritt wurden in der sogenannten internen Analyse "Stärken und Schwächen" des Unternehmens sowie in der externen Analyse "Chancen und Risiken" im Unternehmensumfeld identifiziert und beschrieben. Die Ergebnisse des ersten Schrittes sind in Abbildung 48 dargestellt.

<b>Interne Analyse</b>	<b>Stärken (Strengths)</b>	<b>Schwächen (Weaknesses)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Niedrige H<sub>2</sub>-Produktionskosten durch größere Mengen</li> <li>▶ Erlösflexibilität/Offenheit für andere Märkte</li> <li>▶ Geringe Investitionskosten, da die Bereitstellung außerhalb der Bilanzgrenzen liegt</li> <li>▶ Öffentliche Unterstützung durch Einbindung regionaler Akteure</li> <li>▶ Skalierbarkeit der Erzeugungsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Keine gesicherte Abnahme des produzierten Wasserstoffes</li> <li>▶ Angewiesen auf fremde Investitionen in die Infrastruktur zur Bereitstellung</li> </ul>
<b>Externe Analyse</b>	<b>Chancen (Opportunities)</b>	<b>Risiken (Threats)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Beschleunigter Markthochlauf von Fahrzeugen, Erzeugern, Transportmöglichkeiten</li> <li>▶ Zunehmendes politisches und gesellschaftliches Interesse an H<sub>2</sub>-Technologie</li> <li>▶ Klimapolitischer Druck</li> <li>▶ Überregionale Vorreiterrolle und Wettbewerbsvorteile auch zu Versorgung weiterer Regionen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Unerwartete technologische, wirtschaftliche, politische, kulturelle Entwicklung (sowohl in Richtung als auch Geschwindigkeit)</li> <li>▶ Wettbewerbsrisiko durch schwache Kundenbindung, da nur Wasserstoff und keine Infrastruktur angeboten wird</li> </ul>

Abbildung 48: SWOT Analyse – externe und interne Faktoren

#### Stärken

Die vorgeschlagene Gesellschaft hat eine enge Bilanzgrenze, die sich auf den bereits in einer sehr frühen Phase des Markthochlaufes potenziell profitablen Teil der Wertschöpfungskette, auf die Wasserstoffherzeugung, beschränkt. Auch wenn die Gesellschaft zunächst einen klaren regionalen Fokus besitzt, kann sie dennoch grundsätzlich mehrere Verbraucher oder Cluster versorgen. Durch eine steigende Produktionsmenge und Auslastung der Erzeugungskapazitäten sind günstigere Preise zu erzielen, von denen neben der Gesellschaft auch die Projekte in der Region profitieren. Außerdem wird durch den klaren Fokus auf die Wasserstoffherzeugung eine Flexibilität beim Absatz des Wasserstoffs erreicht. So kann der Wasserstoff prinzipiell auch überregional verkauft werden, durch die Konzentration auf die reine Erzeugung werden darüber hinaus

erforderliche Investitionen auf die Elektrolyse beschränkt und geringgehalten, was zum einen zu geringen Preisen führt und zum anderen das Risiko für beteiligte Akteure verringert. Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass die Erzeugungskapazitäten relativ leicht skalierbar sind und in gewissen Grenzen schnell an die tatsächliche Nachfrage angepasst werden können.

### **Schwächen**

Die Rolle des reinen Wasserstofflieferanten, ohne ein Angebot an weitergehenden Dienstleistungen für den Endkunden, führt zu einer vergleichsweise geringen Kundenbindung. Ein Lieferantenwechsel ist für den Abnehmer leicht möglich, was die Planungsunsicherheit bezüglich des Wasserstoffabsatzes und damit der Einnahmen für die Gesellschaft deutlich erhöht. Außerdem ist ein Vertrieb des produzierten Wasserstoffs nur dann möglich, wenn die Verbraucher selbst oder dritte in die nötige Bereitstellungsinfrastruktur investieren. Hier besteht eine klare Abhängigkeit von Partnerunternehmen oder dem Kunden.

### **Chancen**

Die insgesamt vielversprechende Marktsituation für grünen Wasserstoff im Amtsbezirk Lüneburg mit seinen vielen ambitionierten Akteuren und den bereits gut organisierten Netzwerkstrukturen, weist auf vielfältige Chancen für die vorgeschlagene Gesellschaft hin. Verschiedene Treiber aus Gesellschaft, Wirtschaft und Politik können und wollen die Absatzpotenziale von grünem Wasserstoff weiter erhöhen. Durch das schlanke Geschäftsmodell und den potenziell schnellen Aufbau der Gesellschaft ist es auch möglich eine überregionale Vorreiterrolle einzunehmen und auch Absatzpotenziale in weiteren Regionen Norddeutschlands zu erschließen, die im Zeichen der Norddeutschen Wasserstoffstrategie Anwendungen etablieren und Bedarfe generieren.

### **Risiken**

Im Allgemeinen besteht das Risiko technischer oder gesellschaftlicher Entwicklungen, die den Absatz von grünem Wasserstoff verzögern oder erschweren. Zudem wird durch die lose Kundenbindung ein Markteintritt von Konkurrenten begünstigt, was ein weiteres Risiko im Unternehmensumfeld darstellen könnte.

Im zweiten Schritt der SWOT-Analyse wurden die Ergebnisse der Internen und Externen Analyse verknüpft und mögliche Strategien abgeleitet, um die vorhandenen Chancen konsequent zu nutzen und möglichen Herausforderungen stringent zu begegnen. Aus der Kombination von Chancen und Stärken ergeben sich sogenannte Ausbau-Strategien, Chancen und Schwächen verweisen auf Aufhol-Strategien, aus der Kombination von Risiken und Stärken lassen sich Absicherungs-Strategien ableiten und die Analyse von Schwächen in Verbindung mit Risiken führen zu Vermeidungsstrategien. Die Ergebnisse des zweiten Schritts sind in Abbildung 49 dargestellt.

		Interne Analyse	
		Stärken	Schwächen
Externe Analyse	Chancen	<p><u>Ausbau-Strategie</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Positionierung als aktiver Player und Kommunikation der Vorreiterrolle, um die gute Ausgangslage im Wachstumsmarkt Wasserstoff zu festigen</li> <li>▶ Skalierung der Erzeugungskapazitäten mit zunehmender, auch überregionaler Bedarfe, zur weiteren Senkung des spezifischen Wasserstoffpreises</li> </ul>	<p><u>Aufhol-Strategie</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Aktive Ansprache lokaler Verbraucher zur Sicherung und Hebung eines langfristigen Vertriebskanals</li> <li>▶ Beteiligung an lokalen Projekten und Aktivitäten als regionaler Versorger, um den Infrastrukturaufbau zu unterstützen</li> </ul>
	Risiken	<p><u>Absicherungs-Strategie</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Möglichst geringe Wasserstoffproduktionskosten, um auch gegenüber anderen Wettbewerbern und Produkten zu bestehen</li> <li>▶ Langfristige Kundenbindung durch geringe Wasserstoffpreise</li> </ul>	<p><u>Vermeidungs-Strategie</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erschließung von Vertriebspotenzialen auch in Industrie und Wärme zur Vermeidung von einseitigen Vertriebskanälen</li> <li>▶ Abschließen fester Lieferverträge zur Vermeidung von Anfälligkeit gegenüber unerwarteten Entwicklungen und Schwankungen</li> </ul>

Abbildung 49: SWOT Analyse – Strategieentwicklung

Zusammenfassend empfehlen die abgeleiteten Strategien der SWOT-Analyse, dass sich die Gesellschaft als aktiver Player und Treiber der regionalen Wasserstoffwirtschaft positioniert und sich kommunikativ und konstruktiv in die bereits vorhandenen Initiativen, Projekte und Diskussionen einbringt. Der resultierende starke Bezug der regionalen Abnehmer zur Gesellschaft kann die fehlende Kundenbindung durch die reine Lieferbeziehung in Teilen ausgleichen, was Absatzunsicherheiten vermindert, den Markteintritt für Konkurrenten erschwert sowie die Wahrnehmung als Vorreiter in der Wasserstoffwirtschaft auch überregional stärkt.

Die bestehende Flexibilität auf Basis der engen Bilanzgrenze sollte genutzt werden, um die Erzeugung bedarfsgerecht zu skalieren und möglichst geringe Preise zu erzielen. Außerdem sollten Absatzpotenziale auch in anderen Anwendungsbereichen erschlossen werden, die ggf. keine weitere Infrastruktur zur Bereitstellung benötigen, um Abhängigkeiten zu vermeiden.



Von besonderer Bedeutung ist die Abstimmung relevanter Projektparameter mit den Unternehmen im Cluster. Es muss also geklärt werden, welche logistischen Anforderungen an die Tankstelle bestehen, welche Fahrzeuge in welchen Zeiträumen und in welcher Zeit betankt werden müssen. Außerdem müssen möglichst konkrete Prognosen für die Wasserstoffbedarfe aus dem Cluster erarbeitet werden, um die Tankstelle richtig auszulegen. Dazu können Angaben zum spezifischen Verbrauch aus den erarbeiteten Factsheets genutzt werden, die in Kapitel 5.1.2 beschrieben werden. Auch mit der Erzeugungsgesellschaft muss früh kommuniziert werden, da sowohl Wasserstoffmengen und -preise planbar sein müssen, aber auch um den koordinierten Aufbau der Elektrolyse und der Tankstelle zu gewährleisten.

Gerade bei der Kommunikation mit diesen Schnittstellen kann auf die Netzwerkarbeit des H2.N.O.N sowie die gemeinsamen Vorarbeiten in den Arbeitsgruppen im Zuge dieses HyExpert-Projekts aufgebaut werden. Die potenziellen Akteure sind bekannt und kennen sich. Die Ergebnisse der generischen Pilot-Cluster bieten eine klare Orientierung für diese Gespräche. Darüber hinaus sollte früh mit Zulassungsbehörden und potenziellen Fördergebern gesprochen werden. Auch diese sind bekannt und haben sich oftmals aktiv in die Projektarbeiten eingebracht. Die Voraussetzungen einer zügigen Projektdefinition zwischen den relevanten Akteuren sind somit klar gegeben.

### **Definition des Projekts**

Im Weiteren ist das Projekt bzw. dessen Parameter klar zu spezifizieren. Dabei geht es vor allem darum, die Anforderungen an die Tankstelleninfrastruktur zu definieren. Das generische Pilot-Cluster weist in 2030 einen Tagesverbrauch von rund 1.400 kg H<sub>2</sub>/Tag auf, der im Minimum Case über den ganzen Tag und im Performance Case innerhalb von vier Stunden betankt werden muss. Die tatsächlichen Anforderungen hängen maßgeblich von den Betriebsabläufen der Unternehmen im Cluster ab und sind im Rahmen einer Investitionsplanung zu validieren. Diese Anforderungen müssen kontinuierlich mit den Unternehmen im Cluster kommuniziert und abgestimmt werden.

Als Errichter und Betreiber der Infrastruktur kommen im Amtsbezirk Lüneburg grundsätzlich zwei Akteure in Betracht. Entweder investiert das ÖPNV-Unternehmen selbst und versorgt neben der eigenen Flotte auch die weiteren Fahrzeuge im Cluster oder es investiert ein Dritter. Hier kommen vor allem die bisherigen Betreiber konventioneller Betankungsinfrastrukturen aus der Region infrage, die sich im Bereich Wasserstoff engagieren wollen. Im Zuge der Projektarbeiten haben

geeignete Akteure ihr Interesse und die Bereitschaft zur Analyse entsprechender Investitionen erklärt. Darauf aufbauend sind entsprechende Vereinbarungen unter den Akteuren zu treffen.

### **Erstellung eines Lastenhefts**

Die definierten Projektdaten für die Tankstellenanlage sind als nächstes in einem Lastenheft zusammenzufassen. Hier werden alle wichtigen Anforderungen und Bedingungen definiert auf deren Basis mögliche Lieferanten konkrete Lösungen anbieten können. In Tabelle 21 ist eine Übersicht wesentlicher Bestandteile des Lastenheftes aufgeführt. Sie basiert auf vergangenen Ausschreibungen. Im Anhang 9.7 ist ein ausführliches, beispielhaftes Lastenheft enthalten, welches als weitere Grundlage genutzt werden kann.

Bestandteil	Inhalt	Im generischen Pilot-Cluster
<b>Allgemeine Anforderungen</b>	Wer soll mit der Tankstelle versorgt werden und wie soll die Tankstelle betrieben werden?	Die Tankstelle muss ein ÖPNV-Unternehmen, zwei Speditionen und einen Entsorgungsbetrieb versorgen.  Die Tankstelle wird durch das ÖPNV-Unternehmen oder einen Dritten betrieben.
<b>Standort</b>	Wo soll die Tankstelle stehen und welche örtlichen Beschränkungen liegen vor?	Der Standort soll der Betriebshof des ÖPNV-Unternehmens sein.  Die Tankstelle muss für weitere Unternehmen im Cluster zugänglich sein.  Die Erzeugung findet vor Ort statt.
<b>Layout</b>	Wie soll die Tankstelle konkret aufgebaut werden?	Die Tankstelle muss genug Platz für alle Fahrzeugklassen in den drei Anwendungsbereichen bieten.  Es muss eine Schnittstelle zur Wasserstoffherzeugung geben.
<b>Abnahmemenge</b>	Wie viel Wasserstoff muss die Tankstelle bereitstellen können?	Der Tagesbedarf beträgt etwa 1,4 t.  Wenn möglich sollte der Bedarf nach Wochentagen aufgeschlüsselt und mögliche Schwankungen beziffert werden.
<b>Betankungsablauf</b>	Wann können welche Fahrzeuge betankt werden und welche Tankdauer ist akzeptabel?	Der Betankungsablauf muss auf Basis der jeweiligen Betriebsabläufe von den Unternehmen im Cluster geklärt werden.
<b>Ausbauplanung</b>	Welche zukünftigen Fahrzeugzahlen müssen versorgt werden und welcher Wasserstoffbedarf ergibt sich?	Die Unternehmen im Cluster müssen den Hochlauf der eigenen Flotte an Brennstoffzellen-Fahrzeugen planen und soweit es geht miteinander abstimmen.
<b>Verfügbarkeit</b>	Welche Ausfallzeiten für die Tankstelle sind akzeptabel?	Typischerweise werden hier Verfügbarkeiten zwischen 95 % und 98 % vorgesehen.

**Tabelle 21: Beispielhafte Inhalte eines Lastenhefts für Wasserstofftankstellen (vgl. FCH JU 2017)**

### **Iteration mit möglichen Lieferanten**

Nach der Erstellung des Lastenheftes und der Abstimmung mit den beteiligten Stakeholdern, sollten die Inhalte auch mit möglichen Lieferanten diskutiert werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Austausch transparent und unverbindlich stattfindet und noch nicht Teil der Vergabe ist.

Ziel des Prozessschrittes ist es, die technische Umsetzbarkeit des geplanten Tankstellenkonzepts zu verifizieren und ggf. Vorschläge zur technischen oder ökonomischen Optimierung einzuholen. Die Ergebnisse dieses Austausches sollten in das Projektkonzept und entsprechend in das Lastenheft aufgenommen werden. Eine Auswahl möglicher Lieferanten sind im entsprechenden Factsheet im Anhang 9.3 aufgeführt.

### **Ausschreibung**

Die Ausschreibung der beschriebenen Leistung ist der letzte Schritt vor der Errichtung der Tankstelle. Die identifizierten möglichen Betreiber der Tankstelle im Amtsbezirk Lüneburg, die ÖPNV-Unternehmen oder Dritte, die bereits konventionelle Betankungsinfrastruktur betreiben, haben grundsätzlich Erfahrung in der Beschaffung von Tankstellen.

In der Ausschreibung sollten klare Entscheidungskriterien und ihre jeweilige Gewichtung dargestellt werden. Hierzu gehört neben dem Preis auch die Kompatibilität zur Projektstruktur in Verbindung mit der Erzeugungsgesellschaft und der Produktion vor Ort sowie der Versorgung verschiedener im Cluster organisierten Unternehmen aus dem ÖPNV, der Logistik sowie der Entsorgung.

## **7.3 Wasserstoffanwendungen**

Die Anwendung von Wasserstoff in den Bereichen Speditionsverkehr, ÖPNV-Busse und bei den Fahrzeugen im Bereich Entsorgung äußert sich in der Anschaffung und dem Betrieb entsprechender Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb. Je nach Hersteller und Anbieter werden diese Fahrzeuge beim Markthochlauf voraussichtlich sowohl als Kauf, Leasing oder Pay-Per-Use am Markt verfügbar sein, womit die Kompatibilität zur bestehenden Fahrzeugstrategie des Fahrzeughalters gegeben sein sollte. Für einen erfolgreichen Einsatz und dem reibungslosen Betrieb

der Fahrzeuge ist die Berücksichtigung ökonomischer, ökologischer, sozialer und gesellschaftlicher Aspekte sowie die Abstimmung mit relevanten Stakeholdern laufend zu gewährleisten. Im Einklang mit diesen Grundbedingungen werden nachfolgend Handlungsempfehlungen für potenzielle Fahrzeughalter zum Betrieb und zur Beschaffung der Brennstoffzellenfahrzeuge gegeben. Als weiteren Abschnitt sind Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger aufgeführt.

### **Fahrzeugbetrieb**

Fahrzeughalter müssen in einem ersten Schritt die Tauglichkeit der Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb für die spezifischen Anwendungsfälle ihres Betriebes prüfen. Die herausgestellten Fahrzeugeigenschaften aus Abschnitt 5.1.2 bzw. die Factsheets im Anhang 9.3 geben konkrete Hinweise auf einen möglichen Einsatz der Fahrzeuge im eigenen Betrieb. Angefangen bei den technischen Eigenschaften wie bspw. dem Wasserstoff-Verbrauch, Nutzlast oder die Reichweite eines Fahrzeuges, über Tankeigenschaften und Sicherheitshinweise für die Wartung, bis hin zur Fahrzeugverfügbarkeit müssen interessierte Fahrzeughalter die Kompatibilität zum eigenen Betrieb, Fuhrpark, Fuhrparkstandort und Fahrzeugstrategie prüfen. Aufgrund der stetigen Dynamik innerhalb der Fahrzeugentwicklung und der Marktverfügbarkeit empfiehlt sich der laufende Austausch und Kontakt mit bestehenden regionalen Netzwerken, wie dem Wasserstoffnetzwerk H2.N.O.N sowie mit überregionalen Organisationen wie der NOW GmbH.

Beim Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen empfiehlt sich nach Abschnitt 7.2 aufgrund der Kostenstrukturen von Tankstelle und Werkstatt am Fuhrparkstandort eine größere Anzahl an Fahrzeugen zu halten, damit eine höhere Auslastung und damit geringere operative Kosten erreicht werden können. Wie in Abschnitt 6.4 beschrieben, empfiehlt sich im Anfangsstadium insbesondere der Betrieb von Fahrzeugen innerhalb eines Clusters mit gemeinsamer Tankeinrichtung, was zu einer starken betrieblichen Kostensenkung führt.

Wie auch bei den konventionellen Fahrzeugen liegt ein besonderes Augenmerk bei den Brennstoffzellen-Fahrzeugen auf dem Thema Wartung und Service (durch entsprechende Verträge mit Herstellern oder Servicewerkstätten), um Ausfälle durch technische Störungen möglichst kurz zu halten. Die Mitnahme und Begeisterung von Werkstattpersonal sowie den Fahrzeugführern sollte mit technischen und betrieblichen Schulungen und ersten Praxiserfahrungen gefördert werden. Die Gründe und Notwendigkeit für den Antriebswechsel in Verbindung mit der Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und regulatorischen Vorgaben sollten dabei jedem Mitarbeiter umfassend erläutert

werden, damit im gesamten Unternehmen die Umstellung mitgetragen wird und die Belegschaft mit dem Fahrzeughalter an einem Strang zieht.

### **Fahrzeugbeschaffung**

Aufgrund langer Lieferzeiten und gesonderter Zulassungsverfahren sollte frühzeitig mit der Einsatzplanung und Bestellung von Fahrzeugen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb begonnen werden. Die derzeit geringe Anzahl an Fahrzeugherstellern in Verbindung mit der steigenden Nachfrage verursacht bspw. im ÖPNV-Bereich aktuell eine Lieferzeit von ein bis anderthalb Jahren. Mit zunehmendem Fördervolumen für alternative Antriebe ist zudem von einem weiteren Anstieg der Nachfrage auszugehen.

Es empfiehlt sich mehrere Fahrzeuge durch ein Unternehmen oder im Verbund zu bestellen, da einzelne Fahrzeugbestellungen durch die Hersteller meist mit geringer Priorität behandelt werden und erst Bestellungen ab mindestens fünf Fahrzeugen Berücksichtigung finden. Für Betreiber des ÖPNV, die sich erstmalig mit dem Thema Brennstoffzellenbusse beschäftigen und daher über keine oder nur geringe Kenntnisse in diesem Bereich verfügen, hat die NOW dazu das Branchennetzwerk "Deutschen Brennstoffzellenbus-Cluster" ins Leben gerufen. Dieser bietet eine Plattform für Nahverkehrsunternehmen und dient dem Austausch zwischen neuen interessierten Unternehmen und denjenigen, die schon Brennstoffzellenbusse im Einsatz haben. Dieser Cluster hilft bereits gesammelte Erfahrungen anderen zugänglich zu machen und eigene Fehler zu vermeiden. Die Teilnahme am Deutschen Brennstoffzellenbus-Cluster und seinen zweimal im Jahr stattfindenden Sitzungen ist kostenlos. Die Kontaktaufnahme ist über die Ansprechpartner der NOW (<https://www.now-gmbh.de/portfolio/netzwerke/branchennetzwerke/>) möglich.

Für den Speditionsverkehr sowie bei Fahrzeugen im Bereich Entsorgung besteht aufgrund der geringen Verfügbarkeit und Verbreitung noch kein etabliertes Cluster, welches den Akteuren im Amtsbezirk Lüneburg zum Informationsaustausch und zur gemeinschaftlichen Organisation zur Verfügung steht. Hier empfiehlt sich die Initiierung einer regionalen Plattform mehrerer interessierter Unternehmen für die gemeinsame Definition von Anforderungen an Brennstoffzellenfahrzeuge. Durch diese Plattform kann die Nachfrage aus der Region gebündelt und so eine Beschaffung von Fahrzeugen unterstützt werden. Als Vorbilder für Fahrzeugbeschaffungsprojekte können die in den Factsheets aufgeführten Best-Practice-Beispiele/Demonstrationsprojekte dienen (Siehe Anhang 9.3). Das Wasserstoffnetzwerk H2.N.O.N kann bei der Initiierung solcher Plattformen eine zentrale Rolle einnehmen. Weitere Schlüsselakteure in der Region sind u.a. der

Fahrzeughersteller FAUN (<https://www.faun.com>) und der Fahrzeugumrüster E-Cap Mobility GmbH (<https://ecap-mobility.com/de/>).

Generell sollte bei Fahrzeuganschaffung auf die bestehenden und umfassenden Förderprogramme (siehe Anhang 9.5) zurückgegriffen werden. Auch bei der Bewerbung auf mögliche Fördergelder wird der Kontakt und die Zusammenarbeit mit regionalen und überregionalen Netzwerken empfohlen.

### **Empfehlungen zu politischen Rahmenbedingungen**

Aufgrund der geringen Marktreife von Fahrzeugen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb, insbesondere im Speditionsverkehr, empfiehlt sich für politische Entscheidungsträger weiterhin eine umfassende Förderung sowie die Verbesserung der Planungssicherheit durch langfristige Förderzusagen für Fahrzeugbetreiber und Fahrzeughersteller. Die stetige Erweiterung von Fahrzeuganforderungen, wie beispielsweise die Begrenzung von Fahrzeugemissionen zur Verbesserung der Luftqualität, hat einen zusätzlichen Einfluss auf den Markthochlauf der lokal CO<sub>2</sub>-freien Fahrzeuganwendungen. Die Konsistenz der politischen Rahmenbedingungen zu anderen politischen und wirtschaftlichen Zielen ist hierbei unerlässlich. Als Grundvoraussetzung gilt auch hier die strukturierte Zusammenarbeit, welche sich für politische Entscheidungsträger vor allem in der stetigen Kommunikation mit privaten Fahrzeugbetreibern und Herstellern kennzeichnet.

## 8 Ausblick

Wasserstoff nimmt zunehmend eine Schlüsselfunktion für die erfolgreiche Energie- und Klimawende ein. Sein großes Potenzial als vielseitige Energiequelle wurde in den letzten Jahren immer deutlicher. Flexibel einsetzbar, kann Wasserstoff als Bindeglied für alle Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr und Industrie) genutzt werden. Großangelegte Förderprogramme der Europäischen Union, des Bundes sowie der Länder und Kommunen fördern die Herstellung, den Transport, die Speicherung und die Anwendung von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren und auch sektorübergreifend. Die große Herausforderung besteht nun darin, die Wasserstoffwirtschaft schnell und effizient aufzubauen und dies sowohl im überregionalen, aber insbesondere auch im regionalen lokalen Umfeld. Gerade die Beteiligung lokaler Akteure und damit verbunden auch die Schaffung einer lokalen Wertschöpfung unter Nutzung der regional vorhandenen Potenziale sind für die Akzeptanz und den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft von entscheidender Bedeutung.

Die Arbeiten und Analysen in diesem HyExperts-Projekt machen deutlich, dass im Amtsbezirk Lüneburg der erfolgreiche und nachhaltige Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gelingen kann. Die erarbeiteten generischen Cluster schaffen beste Voraussetzungen für diesen Aufbau. In einer ersten Phase bietet es sich an, dass zunächst ein Cluster unter Beteiligung der lokalen Akteure konkret geplant und aufgesetzt wird. Wie oben beschrieben sind hierbei die großen Standorte des ÖPNV als Mittelpunkte eines Clusters als erstes zu betrachten. Aufbauend auf den gesammelten Erfahrungen bei der Projektentwicklung können dann die weiteren Cluster geplant und umgesetzt werden. So entstehen nach und nach wichtige Keimzellen der Wasserstoffwirtschaft in der Region.

Mit zunehmender Fahrzeugverfügbarkeit in den kommenden Jahren insbesondere im Bereich des Speditionsverkehrs werden dann weitere mögliche Standorte für Cluster hinzukommen. Spediti-  
onsstandorte mit einer größeren Fahrzeugflotte aber auch kleinere Standorte des ÖPNV oder der regionalen Abfallentsorgung können dann hier unter Einbeziehung weiterer Anwender im räumlich nahen Umfeld als Mittelpunkte neuer Cluster dienen.

Der Amtsbezirk Lüneburg als eine eher ländliche und landwirtschaftlich geprägte Region kann sich durch den Aufbau der Cluster als eine Modellregion für weitere ähnliche Regionen in Deutschland und Europa positionieren. Gelingt es in der Region die Wasserstoffwirtschaft erfolgreich aufzubauen, werden von hier eine hohe Signalwirkung und eine Vorbildfunktion für andere Regionen, die vergleichbare Voraussetzungen haben und vor denselben Herausforderungen stehen, ausgehen.



Als nächster Schritt wäre eine Bewerbung als HyPerformer-Region im Rahmen des HyLand-Programms des BMVi ein wichtiger Meilenstein in der erfolgreichen Umsetzung einer Wasserstoffwirtschaft in Nordostniedersachsen.

## Literaturverzeichnis

---

<b>Argonne, 2017</b>	Argonne, Department of Energy, 2017: Heavy Duty Refueling Station Analysis Model
<b>BMWI, 2021</b>	BMWI, 2021: BMVI und BMWi bringen 62 Wasserstoff-Großprojekte auf den Weg ( <a href="https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Artikel/K/62-wasserstoff-grossprojekte.html">https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Artikel/K/62-wasserstoff-grossprojekte.html</a> )
<b>BMWi, 2020</b>	BMWi, 2020: <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html</a>
<b>BNetzA, 2021</b>	BNetzA, 2021: Marktstammdatenregister ( <a href="https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR">https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR</a> )
<b>CHIC, 2016</b>	CHIC, FCH JU, 2016: Fuel Cell Electric Buses: A Proven Zero-Emission Solution - Key Facts, Results, Recommendations
<b>DKB Bank, 2021</b>	DKB Bank, 2021: ( <a href="https://www.das-kann-bank.de/blau-zahlen/was-wir-bewegen/wasserstoff/">https://www.das-kann-bank.de/blau-zahlen/was-wir-bewegen/wasserstoff/</a> )
<b>EHB Initiative, 2020</b>	EHB Initiative, 2020: European Hydrogen Backbone How a dedicated hydrogen infrastructure can be created
<b>EnergieAgentur.NRW, 2020</b>	EnergieAgentur.NRW, 2020: Bürgerenergie & Energiegenossenschaften
<b>FCHJU, 2015</b>	FCHJU, 2015: New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots - Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Re-fueling
<b>Fraunhofer ISE, 2018</b>	Fraunhofer ISE, 2018: Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien
<b>GLS Bank, 2020</b>	GLS Bank, 2020: ( <a href="https://www.gls.de/privatkunden/gls-bank/aktuelles/presse/gruener-wasserstoff-ermoeglicht-mobilitaetswende/">https://www.gls.de/privatkunden/gls-bank/aktuelles/presse/gruener-wasserstoff-ermoeglicht-mobilitaetswende/</a> )
<b>H2 Mobility, 2021</b>	H2 Mobility, 2021: ( <a href="https://h2-mobility.de/">https://h2-mobility.de/</a> )
<b>Hurskainen &amp; Ihonen, 2020</b>	Hurskainen & Ihonen, International Journal of Hydrogen Energy, 2020: Techno-economic feasibility of road transport of hydrogen using liquid organic carriers
<b>IEA, 2019</b>	IEA, 2019: The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities
<b>IRENA, 2020</b>	IRENA, 2020: Green Hydrogen Cost

---

---

<b>kfW, 2021</b>	kfW, 2021: ( <a href="https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Auslandsvorhaben/Finanzierungsangebote/Umweltprogramm-%28240-241%29/">https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Auslandsvorhaben/Finanzierungsangebote/Umweltprogramm-%28240-241%29/</a> )
<b>Linde, 2016</b>	Linde, 2016: Hydrogen solutions Liquefaction for highest density
<b>Nord LB, 2021</b>	Nord LB, 2021: Wasserstoffwirtschaft: Chance, Herausforderungen und Grenzen - Sector Strategy
<b>NOW GmbH, 2015</b>	NOW GmbH, 2015: Genehmigungsleitfaden für Wasserstoff-Stationen
<b>NOW GmbH, 2018</b>	NOW GmbH, 2018: Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV - Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte
<b>NOW GmbH, 2020</b>	NOW GmbH, 2020: Projektübersicht 2019/2020 Zero Emission Busse in Deutschland
<b>NOW GmbH, 2021</b>	NOW GmbH, 2021: Leitfaden für Busse mit alternativen Antrieben
<b>NOW GmbH, 2021</b>	NOW GmbH, 2021: Wasserstoff und Brennstoffzelle ( <a href="https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/wasserstoff-und-brennstoffzelle/">https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramme/wasserstoff-und-brennstoffzelle/</a> )
<b>Osterwalder &amp; Pigneur, 2011</b>	Business Model Generation, Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer, Campus Verlag, Frankfurt/New York, 2011
<b>Reuß, 2019</b>	Reuß, FZJ, 2019: Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur
<b>Roland Berger, 2015 I</b>	Roland Berger, FCH JU, 2015 I: Fuel Cell Electric Buses - Potential for Sustainable Public Transport in Europe
<b>Roland Berger, 2015 II</b>	Roland Berger, FCH JU, 2015 II: Cost Analysis Tool
<b>Roland Berger, 2017 I</b>	Roland Berger, FCH JU, 2017 I: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 1
<b>Roland Berger, 2017 II</b>	Roland Berger, FCH JU, 2017 II: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 2
<b>Roland Berger, 2018</b>	Roland Berger, FCH JU, 2018: Detailed Business Case Tool
<b>Roland Berger, 2020 I</b>	Roland Berger, FCH JU, 2020 I: Fuel Cells Hydrogen Trucks - Heavy Duty's High Performance Green Solution
<b>Roland Berger, 2020 II</b>	Roland Berger, FCH JU, 2020 II: Detailed Business Case Tool

---

---

<b>TZEW, 2020</b>	TZWE, 2020: Sachstandsbericht zum Wasserstoffnetzwerk Nordostniedersachsen (H2-NoN)
<b>Umweltbank, 2021</b>	Umweltbank, 2021: ( <a href="https://www.umweltbank.de/aktuelles/news/newsmeldungen/wasserstoff-wunsiedel">https://www.umweltbank.de/aktuelles/news/newsmeldungen/wasserstoff-wunsiedel</a> )
<b>WaterstofNet, 2021</b>	WaterstofNet, Interreg North-West Europe, European Union, 2021: Knowledge Portal On The Application of Hydrogen Technology in Heavy-duty Logistics ( <a href="https://fuelcelltrucks.eu/">https://fuelcelltrucks.eu/</a> )
<b>WaterstofNet, Hydrogen Europe, 2021</b>	WaterstofNet, Hydrogen Europe, FCH JU, 2021: Fuel Cell Electric Buses - knowledge base ( <a href="https://www.fuelcellbuses.eu">https://www.fuelcellbuses.eu</a> )
<b>Wuppertal Institut, 2017</b>	Wuppertal Institut, Shell Deutschland, 2017: Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2
<b>Wystrach, 2021</b>	Wystrach, 2021: WyCarrier Datenblatt 06/2021
<b>Yang &amp; Ogden, 2006</b>	Yang & Ogden, International Journal of Hydrogen Energy, 2006: Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode

---



## 9 Anhang



## 9.1 Factsheets H<sub>2</sub>-Erzeugung

# WASSERSTOFF-FARBENLEHRE

Die Farben von Wasserstoff nach Herstellungsprozessen:

<b>Braun</b> Vergasung/Dampfreformierung Braunkohle	<b>Schwarz</b> Vergasung/Dampfreformierung Steinkohle	<b>Violett</b> Elektrolyse mit Atomstrom
<b>Türkis</b> Pyrolyse von Erdgas	<b>Blau</b> Dampfreformierung Erdgas mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung (CCU/CCS)	<b>Grau</b> Dampfreformierung Erdgas
<b>Grün</b> Elektrolyse Ökostrom (Wind/PV) oder Dampfreformierung Biogas	<b>Gelb</b> Elektrolyse Graustrom	<b>Weiß</b> Nebenprodukt chemische Prozesse

# Factsheet: Wasserstoff aus Elektrolyse

## Grundlagen



Elektrolyse bezeichnet die technische Aufspaltung von Wasser in die Komponenten Wasserstoff und Sauerstoff. Dies erfolgt durch eine so genannte „Redoxreaktion“ in Elektrolyseanlagen unter Einsatz elektrischer Energie. Ein Elektrolyt wird dabei unter Strom gesetzt, an der Anode reagiert Wasser zu Sauerstoff, an der Kathode zu Wasserstoff. Auf diese Weise wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt bzw. „gespeichert“. Hierbei gibt es mehrere Anwendungstypen:

### **Alkalische Elektrolyse (AEL):**

Metallelektroden spalten in einer alkalischen Lösung Wasser auf. Für die AEL-Elektrolyse werden zwar keine Edelmetalle als Katalysatoren benötigt, allerdings sind potenziell umweltgefährdende Substanzen notwendig, die außerhalb eines Umfeldes, das den Umgang mit Gefahrstoffen beherrscht, kritisch sein können. Die AEL ist seit rund 100 Jahren v.a. in der Industrie im Einsatz. Da eine konstante Fahrweise ihrem Wirkungsgrad zugute kommt, ist sie besonders für Dauerbetrieb geeignet. Da sie technisch erprobt ist, stellt sie derzeit die günstigste Variante zur Herstellung grünen Wasserstoffs dar. Wenngleich die AEL grundsätzlich auch in sehr kleinen Einheiten betrieben werden kann, ist ihr derzeitiger Einsatzschwerpunkt noch schwer abzuschätzen, aufgrund der potenziell umweltgefährdenden Substanzen aber eher im industriellen Umfeld zu sehen.

### **Solid-Oxid / Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)**

Das SOEC-Verfahren arbeitet mit hohen Temperaturen zur Wasserstoffproduktion, wodurch – im Vergleich zu anderen Elektrolyseverfahren – weniger elektrische Energie zur Abspaltung des Wasserstoffs nötig ist. Sauerstoffionen diffundieren durch ein festes Oxid. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen des SOEC-Verfahrens bietet es sich in Zusammenhang mit Wärmeanwendungen an. Die SOEC-Elektrolyse weist ein trägeres Anfahrverhalten als die anderen Elektrolysearten auf. Die Technik ist am Übergang von der Forschung zur Marktreife. Die SOEC wird immer dann interessant werden, wenn Abwärmequellen und hohe Auslastung zusammenkommen. Damit ist sie tendenziell im industriellen Umfeld zu sehen.

### **Proton Exchange Membrane-Elektrolyse (PEM):**

Das PEM-Verfahren arbeitet mit einer Protonen-Austausch-Membran in einem sauren Milieu, deshalb sind Edelmetalle zum Schutz der Katalysatoren vor Korrosion nötig. Der Einsatz von Edelmetallen ist der Hauptgrund der vglw. hohen Investitionskosten dieses Verfahrens. Die Wasserstoffionen diffundieren durch eine gasdichte Membran. Die PEM-Elektrolyse zeichnet sich durch ihre Reaktionsschnelligkeit aus, wodurch ein sehr dynamischer Betrieb möglich ist, beispielsweise für das Abfahren von fluktuierenden Windlastkurven oder für die Netzstabilisierung. Allerdings zeigen sich größere Effizienzverluste im Teillastverhalten. Vor allem durch ihre Flexibilität, die vglw. einfache Betriebsweise und Handhabung sowie die nahezu uneingeschränkte Skalierbarkeit, gilt die PEM-Elektrolyse als Schlüsselbaustein in einer wasserstoffbasierten Energieversorgung. Da die fluktuierenden Stromquellen Wind und Sonne absehbar die Hauptquellen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sein werden, dürfte die PEM-Elektrolyse sich hierbei als die zentrale Produktionstechnik etablieren.

### **Anion Exchange Membrane-Elektrolyse (AEM)**

Die AEM kombiniert die Vorteile von AEL und PEM hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Lebensdauer. Es sind keine Edelmetalle nötig, normal gefiltertes Wasser kann eingesetzt werden. Die Technik kann sehr modular und kleinteilig aufgesetzt werden und bietet sich damit für dezentrale Projekte an. Da bisher aber nur ein Anbieter auf dem Markt ist, ist die künftige Rolle dieses Verfahrens momentan nur schwer einschätzbar.

Die Elektrolysetechnik macht es möglich, v.a. die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne in Form von Wasserstoff zu speichern und in zahlreichen energietechnischen und stofflichen Anwendungen zu nutzen. Diese wichtige Eigenschaft macht die Elektrolyse zu einem zentralen Scharnier der Sektorenkopplung bzw. dem geplanten Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung.

# Factsheet: Wasserstoff aus Elektrolyse

## Technologieübersicht



Anlagentypen	AEL	PEM	SOEC	AEM
<b>Druck</b>	< 30 bar (2020) > 70 bar (2050)	< 30 bar (2020) > 70 bar (2050)	1 bar (2020) > 20 bar (2050)	< 35 bar (2020) > 70 bar (2050)
<b>Reinheit</b>	99,9 – 99,9998 % (2020) > 99,9999 % (2050)	99,9 – 99,9999 % (2020) 99,9 – 99,9999 % (2050)	99,9 % (2020) > 99,9999 % (2050)	99,9 – 99,999 % (2020) > 99,9999 % (2050)
<b>Wartung</b>	4 % Investition	4 % Investition	4 % Investition	
<b>Lebensdauer</b>	60.000 h (2020) 100.000 h (2050)	50.000-80.000 h (2020) 100.000-120.000 h (2050)	< 20.000 h (2020) 80.000 h (2050)	> 30.000 h (2020) 60.000 h (2050)
<b>Wirkungsgrad</b>	50 – 68 % (2020) > 70 % (2050)	50 – 68 % (2020) > 80 % (2050)	75 – 85 % (2020) > 85 % (2050)	> 60 % (2020) > 75 % (2050)
<b>Elektrolyt</b>	Kaliumhydroxid-Lösung	Destilliertes Wasser	Wasserdampf	Kaliumhydroxid-Lösung (< 1 %) / Wasser
<b>Temperatur</b>	70 – 90 °C (2020) > 90 °C (2050)	50 – 80 °C (2020) 80 °C (2050)	700 – 850 °C (2020) < 600 °C (2050)	40 – 60 °C (2020) 80 °C (2050)
<b>Kleinste Einheit</b>	~ 5 kW	~ 5 kW	~ 20 kW	~ 2 kW
<b>Größte Anlagen</b>	1 MW	24 MW	0,72 MW	0,14 MW

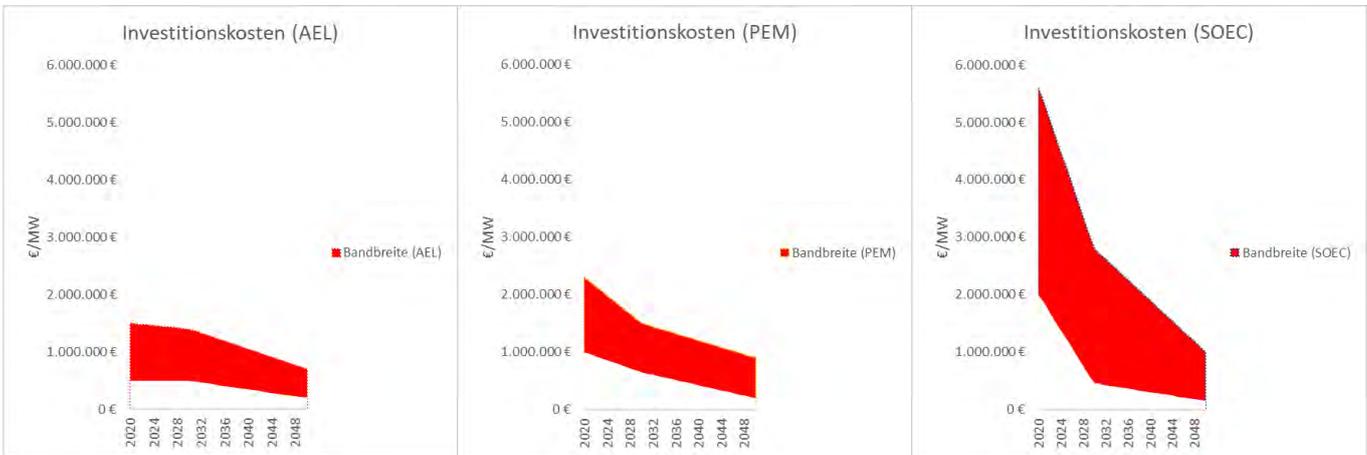
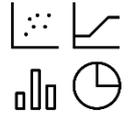
## Marktübersicht



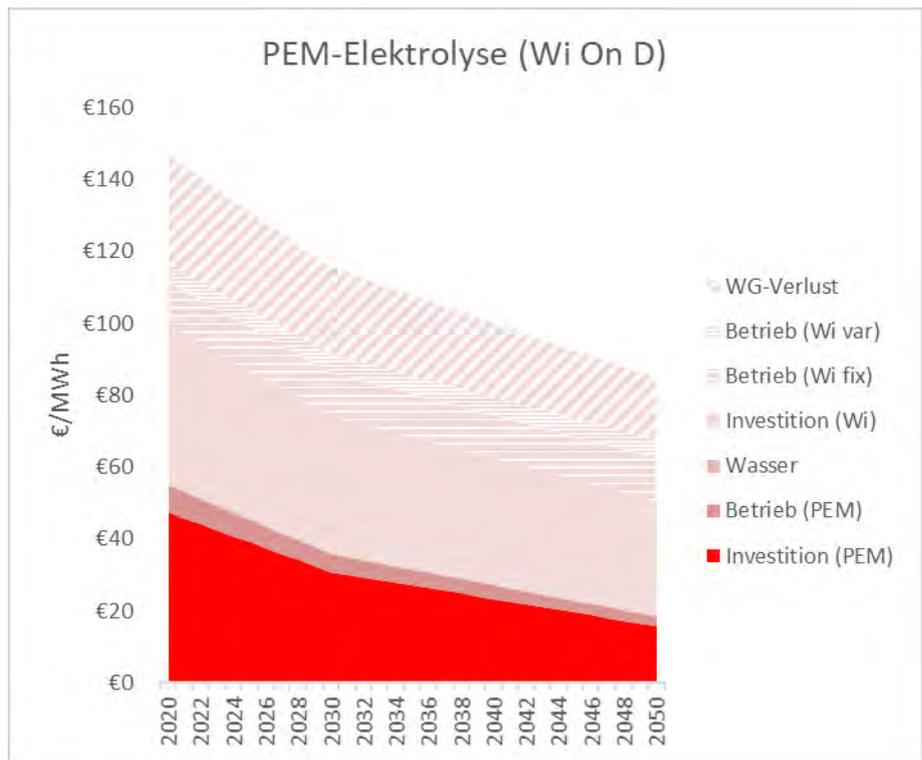
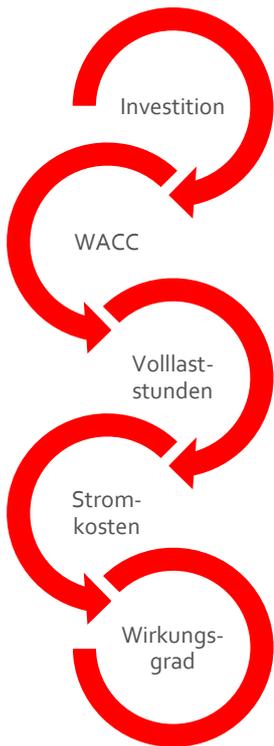
Markt	AEL	PEM	SOEC	AEM
<b>Hersteller (Deutschland)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Thyssenkrupp Industrial Solutions</li> <li>Sunfire</li> <li>Cummins - Hydrogenics</li> <li>McPhy</li> <li>Kumatec</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>H-TEC SYS-TEMS</li> <li>Siemens Energy</li> <li>iGas energy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sunfire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>BEST Fluidsysteme</li> </ul>
<b>Hersteller (International)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>AquaHydrex</li> <li>AREVA H2Gen</li> <li>Asahi Kasei</li> <li>Green Hydrogen Systems</li> <li>Hitachi Zosen</li> <li>Hydrogen Pro</li> <li>NEL Hydrogen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cockerill Jingli</li> <li>Giner ELX</li> <li>Hitachi Zosen</li> <li>ITM Power</li> <li>NEL Hydrogen</li> <li>Teledyne</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Enapter</li> </ul>
<b>Marktanteil der Elektrolyse (H<sub>2</sub>-Produktion international)</b>	2 % (Tendenz zu PEM)			

# Factsheet: Wasserstoff aus Elektrolyse

## Investitionskosten



## Kostenentwicklung Wasserstoff aus Wind Onshore in Deutschland:



# Factsheet: Wasserstoff aus Elektrolyse

## Rechtliche und steuerliche Aspekte



### Befreiungs-/ Ermäßigungsmöglichkeiten bei der Wasserstoffelektrolyse:

- Für die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen kann die **EEG-Umlage** auf Antrag nach § 64a EEG 2021 auf 15 % der regulär zu zahlenden EEG-Umlage sowie – sofern die Stromkostenintensität 20 % beträgt – auf höchstens 0,5 % der Bruttowertschöpfung des Unternehmens (sog. „super cap“) begrenzt werden. Außerhalb des § 64a EEG 2021 kann die EEG-Umlage nach § 61b EEG 2021 auf 40 % der regulär zu zahlenden EEG-Umlage reduziert werden, sofern eine Eigenversorgung vorliegt und der Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.
- Mit **§ 69b EEG 2021** – der erst nach Erlass der Verordnung nach § 93 EEG 2021, mit der die Anforderungen an die grüne Wasserstofferzeugung bestimmt werden sollen, anwendbar ist – kann für die grüne Wasserstofferzeugung künftig eine vollständige **EEG-Umlagebefreiung** erfolgen.
- **Netzentgelte** fallen nur an, wenn der Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird. In diesem Fall besteht eine vollständige Befreiungsmöglichkeit für den Strombezug des Elektrolyseurs nach § 118 Abs. 6 S. 1, 7 und 8 EnWG.
- Je nach Einzelfall können darüber hinaus noch die netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen (**KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage, § 19 StromNEV-Umlage, Konzessionsabgaben und Abschaltbare Lasten-Umlage**) anfallen. Im Falle einer Begrenzung der EEG-Umlage nach § 64a EEG 2021 können KWK- und Offshore-Netzumlage aber ebenfalls begrenzt werden.
- Für die **Stromsteuer** kommt eine vollständige Entlastung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Betracht, wenn das Unternehmen, welches den Elektrolyseur betreibt, ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes darstellt.

## Quellen

Green Hydrogen Costs, Irena, 2020

EE-Gestehungskosten, Fraunhofer ISE, 2018

Kosten und Transformationspfade strombasierter Energieträger, Prognos, 2020

Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung, LEE/Wuppertal Institut, 2020

Synthetische Energieträger – Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel, Frontier, 2018

# Factsheet: Wasserstoff aus Reformern

## Grundlagen



### Dampfreformierung (DR)

Ein kohlenstoffhaltiger Grundstoff reagiert unter hohem Druck und hohen Temperaturen mit Wasserdampf, wodurch ein Synthesegas (Kohlenmonoxid und Wasserstoff) entsteht. Über die anschließende Wassergas-Shift-Reaktion entsteht CO<sub>2</sub> und Wasserstoff. Die DR wird seit gut 100 Jahren eingesetzt und produziert vor allem in groß-industriellem Maßstab Wasserstoff aus Erdgas (grauer Wasserstoff) oder Erdöl. Dies geschieht in erster Linie anwendungsnah, d.h. vor allem in Raffinerien oder Chemieparks, in den große Mengen Wasserstoff als Produktionsmittel verwendet wird. Übliche DR-Anlagen erzeugen einige tausend Nm<sup>3</sup> Wasserstoff pro Stunde und sind groß-technische Chemieanlagen.

Aufgrund der langjährigen Nutzung und starken Verbreitung ist die DR derzeit die günstigste Art, Wasserstoff zu produzieren. Auf diesem Level lassen sich keine größeren Kostensenkungspotenziale mehr erkennen. Durch die zunehmende CO<sub>2</sub>-Bepreisung der fossilen Grundstoffe werden die Wasserstoffproduktionskosten mittels DR absehbar tendenziell teurer.

Auch wird durch die Dampfreformierung CO<sub>2</sub> freigesetzt. Dieses kann jedoch großtechnisch abgeschieden und gespeichert oder für andere industrielle Prozesse genutzt werden (Carbon Capture and Storage / Utilization, CCS/CCU). Der dadurch CO<sub>2</sub>-freie Wasserstoff wird als blauer Wasserstoff bezeichnet. Die Speicherung von CO<sub>2</sub>, meistens in ehemaligen Gasförderstätten im Untergrund, stößt allerdings in der Öffentlichkeit auf erhebliche Umwelt- und Sicherheitsbedenken. Daher wird die stoffliche Nutzung des CO<sub>2</sub> wieder intensiv diskutiert (Rohstoffsynthese).

Die DR wird neben der großtechnischen Ausprägung auch für dezentrale Anwendungen angeboten. Hier wird nach dem gleichen technischen Prinzip Erdgas für die Nutzung in Brennstoffzellen oder für Tankstellen zu Wasserstoff aufbereitet.

Mit der DR kann technisch gesehen auch **Wasserstoff aus Biogas** gewonnen werden. Hierzu wird das im Gärprozess der Biogasanlage entstehende Biogas nach seiner „Konditionierung“ in den Reformier geleitet und dort der Wasserstoff entzogen. Dazu gibt es mittlerweile auch Anlagen im kleineren Leistungsbereich auf dem Markt, bei denen jedoch noch ein erhebliches Kostensenkungspotenzial besteht. Die vergleichsweise aufwendige Verfahrenstechnik der Biogasaufbereitung und -konditionierung sowie der anschließenden Reformierung begrenzt die dezentrale Anwendbarkeit der Technik vor allem aus wirtschaftlichen Gründen. Die Gewinnung von Wasserstoff aus Biogas wird in diesem Projekt eine wichtige Rolle spielen.

## Technologieübersicht



Anlagentypen	DR (Erdgas ind.)	DR (Erdgas klein)	DR (Biogas)
Betriebsdruck	6 – 40 bar	0,15 bar	< 18 bar
Reinheit	hochrein (brennstoffzellentauglich)		
Lebensdauer	~ 200.000 h	15.000-80.000 h	~ 200.000 h
Wirkungsgrad	75 – 90 %	80 – 85 %	70 – 75 %
Rohstoff	Erdöl / Erdgas / Biogas	Erdgas	Biogas
Temperatur	700 – 900 °C	200 °C	< 300 °C
Erezugungskapazität	100 – 50.000 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h	1 – 10 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h	60 Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h

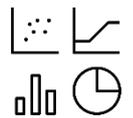
# Factsheet: Wasserstoff aus Reformern

## Marktübersicht

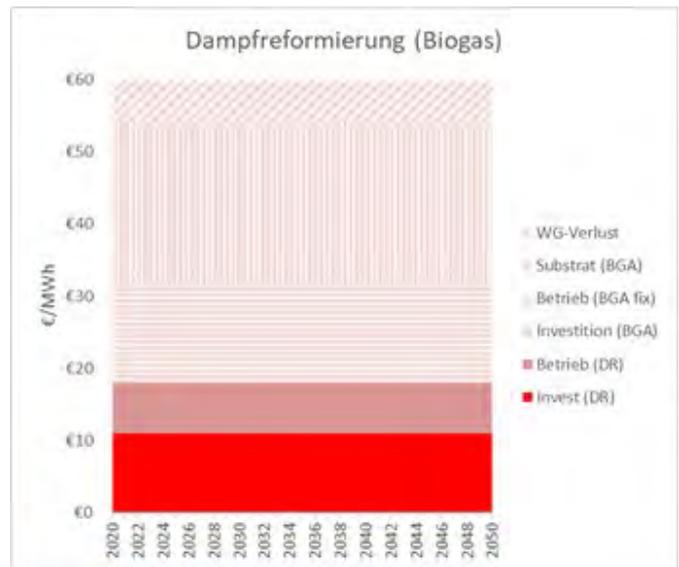
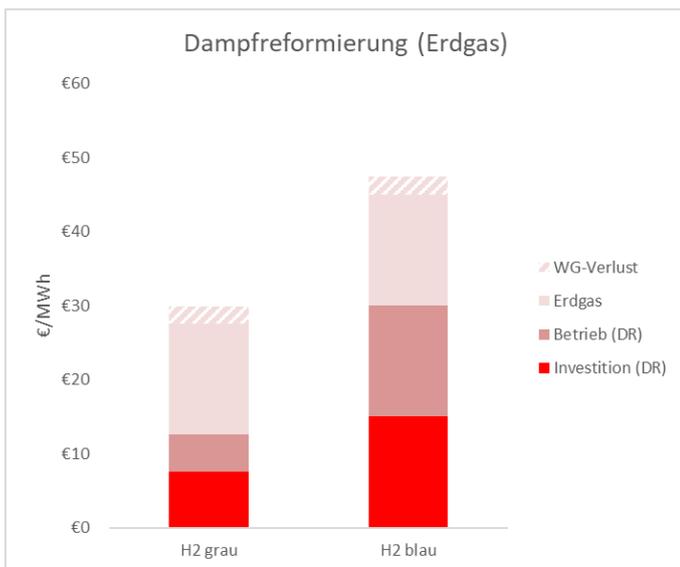


Markt	DR (Erdgas ind.)	DR (Erdgas klein)	DR (Biogas)
Hersteller (Deutschland)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Caloric Anlagenbau</li> <li>• Mahler AGS</li> <li>• Linde</li> <li>• Thyssenkrupp Industrial Solutions</li> </ul>	WS Reformer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• WS Reformer</li> <li>• BtX energy</li> </ul>
Hersteller (international)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Air Liquide</li> <li>• Haldor Topsoe</li> <li>• Wood</li> </ul>		
Marktanteil (H <sub>2</sub> -Produktion international)	98 %		

## Kosten



Kosten	DR (Erdgas ind.)	DR (Biogas)
Investition	415.000 – 747.000 €/MW	~ 2.000.000 €/MW
Betrieb	3 % Investition	3 % Investition
Brennstoff	~ 18 €/MWh (Erdgas)	~ 36 €/MWh
CCS/CCU	332.000 – 581.000 €/MW	



# Factsheet: Wasserstoff aus Reformern

## Quellen

The Future of Hydrogen, IEA, 2019

Steckbrief Biomasse, Arcatech, 2015

Mahler AGS

RWTH Aachen

TÜV Süd

WS Reformer

Öko-Institut

# Factsheet: Wasserstoff als Nebenprodukt

## Grundlagen



Die chemische Industrie und die Raffinerien verbrauchen 85 % des heute in Deutschland produzierten Wasserstoffs zur Ammoniak- und Methanolherstellung sowie für unterschiedliche Raffinerieprozesse. Dieser Wasserstoffbedarf steigt tendenziell weiter an. Neben der direkten Produktion über die Dampfreformierung nutzt die Industrie auch den Wasserstoff, der als Nebenprodukt bestimmter chemischer Prozesse entsteht. Zu diesen zählen vor allem die Chlor-Alkali-Elektrolyse sowie einzelne Raffinerieprozesse und Kokereien.

### Chloralkali-Elektrolyse (CAE)

Mittels Chloralkali-Elektrolyse wird durch Strom Einsatz eine wässrige Kochsalzlösung umgewandelt. Es werden hauptsächlich Natron- und Kalilauge sowie Chlor (als Ausgangsstoff der PVC-Produktion) gewonnen. Wasserstoff entsteht als Nebenprodukt und fällt zusammen mit Chlor gasförmig an. Es gibt drei Hauptverfahren der CAE: Das Membran-, Diaphragma- und Amalgam-Verfahren. In insgesamt 21 Anlagen an 17 Standorten werden 4 Mio. t Chlor pro Jahr in Deutschland produziert.

Bei der Produktion von einer Tonne Chlor fallen 28,43 kg Wasserstoff an. Es besteht hier also ein Potenzial von rund 113.720 t Wasserstoff. Bei DOW Chemicals in Stade werden in 2 Anlagen 1,6 Mio. t Chlor pro Jahr und damit 45.000 t Wasserstoff hergestellt. Damit gibt es ein konkretes und in seiner Größenordnung nennenswertes Wasserstoffpotenzial in der Region.

Betreiber	Standort	Verfahren	Nennkapazität <sup>2</sup> kt/a
AkzoNobel	Bitterfeld	Membran	99
AkzoNobel	Frankfurt	Membran	250
AkzoNobel/Evonik	Ibbenbüren	Membran	125
BASF	Ludwigshafen	Membran	215
BASF	Ludwigshafen	Amalgam	170
CABB	Gersthofen	Membran	52
Covestro	Dormagen	Membran	400
Covestro	Dormagen	Salzsäure-Diaphragma	80
Covestro	Leverkusen	Membran	390
Covestro	Uerdingen	Membran	240
Covestro	Uerdingen	Membran (SVK)	20
Covestro	Brunsbüttel	Salzsäure-Diaphragma	190
Covestro	Brunsbüttel	Salzsäure (SVK)	20
DOW	Schkopau	Membran	250
DOW	Stade	Membran	555
DOW	Stade	Diaphragma	1030
Evonik	Lülsdorf	Amalgam	137
Inovyn	Rheinberg	Membran	110
Inovyn	Rheinberg	Diaphragma	110
Leuna-Tenside	Leuna	Membran	15
Vestolit	Marl	Membran	260
Vinnolit	Knapsack	Membran	250
Vinnolit	Gendörf	Membran	180
Wacker	Burghausen	Membran	50

Quelle: Quelle: Kopernikus: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie (2018)

## Raffinerieprozesse

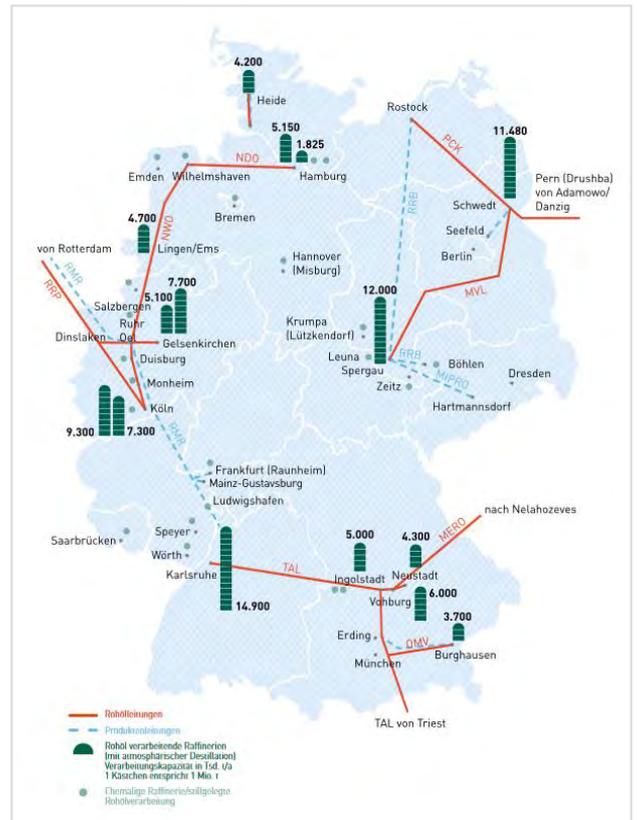
# Factsheet: Wasserstoff als Nebenprodukt

Bei der Raffination von Erdöl in weitere Produkte fällt Raffineriegas an, ein Gasgemisch mit Wasserstoffanteilen von bis zu 20 %. Dieses Gas wird normalerweise als Heizgas innerhalb der Raffinerien genutzt. Infolge sich verschlechternder Rohölqualitäten steigt der Wasserstoffeigenbedarf der Raffinerien stetig an. Es ist absehbar, dass Raffinerien potenziell Wasserstoffkonsumenten werden und damit keinen Nebenproduktwasserstoff mehr bereitstellen werden.

## ➤ Raffinerien in Deutschland

### Kokereien

Bei der Pyrolyse von Steinkohle entsteht Kokereigas. Dies ist ein Gemisch aus Wasserstoff (55 %), Methan (25 %), Stickstoff (10 %) und Kohlenmonoxid (5 %) und einigen weiteren Gasen. Dieses Gasgemisch wird in mehreren Schritten gereinigt und aufbereitet und weitgehend innerhalb der Kokereien genutzt. Die Kokereien befinden sich historisch bedingt weitgehend im Ruhrgebiet.



Quelle: MWV

## Quellen

Wikipedia

Roadmap Chemie, VCI, 2019

Potenzialatlas für Wasserstoff, Encon.Europe, 2018

Flexibilitätspotenziale in der Grundstoffindustrie, Kopernikus, 2018

# Factsheet: Wasserstoff aus Innovativen Verfahren

## Grundlagen



Neben den klassischen Verfahren zur Wasserstoffproduktion wie der Reformierung oder der Elektrolyse entwickeln sich aktuell interessante innovative Verfahren vor allem für die Biomassenutzung vom derzeitigen Forschungs- bzw. Demonstrationsstadium zur Marktreife.

### Methan-Pyrolyse:

Bei hohen Temperaturen um die 1.000 °C und Sauerstoffentzug wird je nach Verfahren in einem mit Flüssigmetall (Zinn) befüllten Blasensäulenreaktor oder Kohlenstoffgranulat im Wanderbett Erdgas oder der Methananteil von Biogas/Biomethan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufgespalten. Im Vergleich zur klassischen Dampfreformierung wird 87 % weniger Energie zur H<sub>2</sub>-Herstellung benötigt, auch gegenüber der Elektrolyse wird viermal weniger Energie gebraucht. Aufgrund des geringeren Energieeinsatzes belaufen sich die Wasserstoffproduktionskosten dieser Technologie auf circa 50 % der Kosten bei Herstellung durch Elektrolyse. Der Wirkungsgrad dieser Anwendung liegt zwischen 30 und 40 %. Der Kohlenstoff als Feststoff (Graphit) kann zur weiteren Nutzung in der Industrie eingesetzt werden. Das Verfahren wird zurzeit in mehreren Pilotanlagen erforscht und erprobt, mit einer Markteinführung dieser Technologie ist aber bereits in den kommenden 5-10 Jahren zu rechnen. Der Anwendungsschwerpunkt des Verfahrens wird im Bereich der großvolumigen Erdgas-Umwandlung gesehen und wird derzeit v.a. durch Gazprom vorangetrieben. Folgende Projekte arbeiten derzeit an der weiteren Entwicklung der Methan-Pyrolyse:

- Methanpyrolyse (Me<sub>2</sub>H<sub>2</sub>): BASF SE, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Ruhr-Universität Bochum, ThyssenKrupp Industrial Solutions AG, Technische Universität Dortmund, VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH
- Kooperationsprojekt - Karlsruher Institut für Technologie (KIT) / Wintershall Dea
- Forschungsprojekt Hazer Group, Perth (Australien)
- Gazprom, Tomsk (Russland)

### Methan-Plasmalyse:

Plasmalyse stellt einen älteren Pyrolyse-Prozess zur Herstellung von Wasserstoff aus Methan, auch unter dem Namen Kværner-Verfahren bekannt, dar. Methan wird durch ein Plasma in seine Komponenten Wasserstoff und Kohlenstoff aufgespalten. Das Plasma wird durch ein hochfrequentes elektrisches Feld erzeugt, durch das das Methan ionisiert wird. Neben Biogas kann auch Abfall oder Abwasser genutzt werden. Der Wirkungsgrad liegt bei rund 50 %. Die Technologie ist an der Schwelle zur Marktreife, erste Projekte entwickeln sich.

### Elektrolyse in Biogas-Fermentern:

Der Wasseranteil in den Biogas-Fermentern wird über die Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der gewonnene Wasserstoff wird dem Gärprozess des Fermenters wieder zugeleitet und sorgt darin für eine optimierte Methanbildung.

### Mikroorganismen:

**Dunkle Fermentation:** Bakterien produzieren bei einer Änderung von Temperatur, pH-Wert, Ausgangssubstrat und Mikronährstoffen Wasserstoff. Das klassische Verfahren zur Biogasproduktion wird somit in zwei voneinander getrennte Verfahrensschritte aufgeteilt.

**Algen:** Algen produzieren bei genügend Sonnenlichteinstrahlung aus Wasser Sauerstoff und Wasserstoff.

# Factsheet: Wasserstoff aus Innovativen Verfahren

## Quellen

Graforce

A comparative overview of hydrogen production processes, Nicolaidis / Poullikkas, 2015

BBF/Fona

Bfi - VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH

Wikipedia

Energie-Lexikon



## 9.2 Factsheets Wasserstoffspeicherung, -transport und -bereitstellung

# Factsheet: Wasserstoffspeicherung

## Grundlagen



Wasserstoff kann unter Anwendung sehr unterschiedlicher Speichertechnologien gespeichert werden. Die Art der geeigneten Speichertechnik richtet sich vor allem nach der zu speichernden Menge und der geplanten Speicherdauer.

Aufgrund seiner technischen und chemischen Eigenschaften stellt der Wasserstoff teilweise erhebliche technische Anforderung an seine Speicherung. Hauptursache hierfür ist die sehr geringe volumetrische Energiedichte unter Standardbedingungen von  $2,69 \text{ kWh/m}^3$  (zum Vergleich: Diesel als vergleichbarer Energieträger im Mobilitätssektor weist eine volumetrische Energiedichte von  $9.700 \text{ kWh/m}^3$  auf). Die Verdichtung des Wasserstoffs ist daher eine zentrale Aufgabe bei seiner Speicherung, die in der Regel auch einen beachtlichen Energieeinsatz mit sich bringt. Im Wesentlichen lassen sich die verschiedenen Methoden der Wasserstoffspeicherung in die Kategorien physikalische Speicherung und chemische Speicherung einteilen.

- Bei der **physikalischen Speicherung** wird der Wasserstoff in seiner elementaren Form gespeichert. Um die volumetrische Energiedichte zu erhöhen, kann der Wasserstoff entweder gasförmig komprimiert oder verflüssigt werden.
  - Die **gasförmige Speicherung** komprimierten Wasserstoffs kann in **kleinen bis mittleren Tanks** zum Beispiel für die Versorgung von Tankstellen oder an bestimmten Industriestandorten unter verschiedenen Drücken realisiert werden. Zusätzlich kann Wasserstoff auch geologisch in **Salzkavernen** gespeichert werden. Diese Variante eignet sich insbesondere für die Speicherung von großen Mengen überschüssigen Wasserstoffs in Phasen, in denen aufgrund der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom mehr Wasserstoff zur Verfügung steht als benötigt wird. Eine weitere Möglichkeit zur gasförmigen Speicherung von Wasserstoff ist auch die **zunehmende Einspeisung ins Erdgasnetz**. Zur **Verdichtung** werden Kompressoren eingesetzt. Diese Technologie eignet sich auch in kleinen Maßstäben und ist in der Breite verfügbar. Für die Kompression von Wasserstoff von 10 bar auf 500 bar ist ein Energieaufwand von 10 – 12 % bezogen auf den Energiegehalt des Wasserstoffs nötig.
  - Für die **Speicherung in flüssiger Form** werden so genannte Kryotanks benutzt. Wasserstoff wird hier ohne aktive Kühlung in stark isolierten Tanks bei  $-253 \text{ °C}$  tiefkalt gespeichert. Zur **Verflüssigung von Wasserstoff** werden großtechnische Anlagen benötigt, die bis zu  $300 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{Tag}$  umsetzen. Diese Anlagen erfordern erhebliche Investitionen und sind nur begrenzt in kleinen Einheiten realisierbar. Zur Verflüssigung des Wasserstoffs ist ein Energieaufwand von 30 % bezogen auf den Energiegehalt des Wasserstoffs nötig
- Bei der **chemischen Speicherung** wird der Wasserstoff chemisch an einen Trägerstoff gebunden. Aktuell wird insbesondere die **LOHC-Technologie** (Liquid Organic Hydrogen Carrier) als eine interessante technische Option verfolgt. Hierbei wird eine ölartige Trägerflüssigkeit (i.d.R. Dibenzyltoluol) mit Wasserstoff beladen. Dadurch ist ein vergleichsweise einfacher Transport möglich, da der Wasserstoff drucklos gebunden vorliegt und der Trägerstoff wie konventionelle Mineralölprodukte transportiert werden kann. Zur exothermen Beladung des Trägerstoffs ist am Produktionsort des Wasserstoffs eine **Hydrierungsanlage** nötig. Zur endothermen Entladung wird eine **Dehydrierungsanlage** und eine Wärmequelle bei einem Temperaturniveau von  $300 \text{ °C}$  am Einsatzort des Wasserstoffs benötigt. Zusätzlich werden weitere Tanks für die Zwischenlagerung des dehydrierten Trägerstoffs benötigt. Neben der Speicherung in einem flüssigen Träger ist auch die Speicherung in **Leichtmetallen (Metallhydride)** denkbar. Hierbei werden die dissoziierten Wasserstoffatome in der Gitterstruktur von Leichtmetallen gebunden. Zur Freisetzung ist ebenfalls Wärme notwendig. Metallische Speicher wurden in der Vergangenheit immer wieder im Zusammenhang mit dem

# Factsheet: Wasserstoffspeicherung

Einsatz von Wasserstoff in Fahrzeugen erprobt, konnten sich jedoch bislang aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht gegen Drucktanks durchsetzen. Sie werden daher im weiteren nicht betrachtet.

## Technologieübersicht



Technologie	Gasförmig			Flüssig	Chemisch gebunden in LOHC
Gebinde	Flaschen und Flaschenbündel	Drucktanks	Salzkavernen	Kryotanks	Mineralöltanks
Druck	20 – 1000 bar	30 – 200 bar	20 bar	1 – 4 bar	1 bar
Typische Anwendung	Hochdruckspeicher an Tankstellen	Niederdruckspeicher an Tankstellen	Saisonale Speicherung von Wasserstoff	Raumfahrt, größere Tankstellen	Erprobung an Tankstellen
Typische Speichergrößen	20 – 40 kg	80 – 400 kg	Bei 500.000 m <sup>3</sup> etwa 50 t	2 – 4 t	1.800 kg
Spezifische Investitionskosten	1000 (500 bar) – 2000 (1000 bar) €/kg	250 €/kg	15 €/kg	25 €/kg	50 €/kg

## Projektbeispiele



**Reallabor Westküste 100:** In diesem Projekt in Schleswig-Holstein soll Wasserstoff in großen Mengen unter Einsatz eines 30 MW Elektrolyseurs produziert werden. Dieser soll u.a. in der Raffinerie Heide genutzt werden. Zusätzlich soll der Wasserstoff in einer Salzkaverne gespeichert werden und perspektivisch in einem Pipelinenetz zu Abnehmern in der Region transportiert werden.

**Projekt HyCAVmobil:** Ziel des Forschungsprojekts ist es herauszufinden, wie sich Wasserstoff sicher und nachhaltig in Salzkavernen speichern lässt. Außerdem soll die Auswirkung der untertägigen Speicherung auf die Reinheit des Wasserstoffs nach dem Ausspeisen betrachtet werden und ob eine Nutzung in Mobilitätsanwendungen problemlos möglich ist. Dazu baut die EWE in Brandenburg einen Untergrundspeicher in 1000 m Tiefe. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) begleitet das Projekt wissenschaftlich.

Die Betrachtung der Speichervarianten findet vor dem Hintergrund des Einsatzes in Wasserstofftankstellen statt. Eine umfassende **Marktübersicht** über Systemhersteller für Tankstellen ist im Factsheet Bereitstellung (Tankstellen) zu finden. Aufgrund der Vorteilhaftigkeit einer ganzheitlichen Planung wird auf eine Auflistung von Komponentenanbietern verzichtet.

## Entwicklung der Speicherkosten



Bei der Speichertechnologie ist eine Kostendegression insbesondere bei Druckgasspeichern zu erwarten. Insbesondere Hochdruckspeicher vom Typ IV befinden sich noch relativ früh in ihrer Entwicklung und

# Factsheet: Wasserstoffspeicherung

werden von verbesserten Produktionsprozessen und steigenden Produktionsmengen profitieren. Auch bei Speichern des Typ I für die mittelskalige Speicherung bei 200 bar sind noch ähnliche Effekte zu erwarten.

## Rechtliche Aspekte



Für Speicher mit **weniger als 3 t** Lagermenge sind eine Baugenehmigung nach den Landesbauordnungen und eine Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (**BetrSichV**) nötig. Für Speicher **ab 3 t Lagermenge** bedarf es daher nach Ziff. 9 Anhang 1 der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (**4. BImSchV**) einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (**BImSchG**). Davon ausgenommen sind nach § 1 Abs. 6 der 4. BImSchV Anlagen im Labor- oder Technikmaßstab. Das Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz hat Konzentrationswirkung. Eine Baugenehmigung ist damit nicht mehr separat einzuholen. **Ab 5 t Lagermenge** sind auch die Regeln der **Störfall-VO** zu beachten (**12. BImSchV**).

## Quellen

Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>, Shell Deutschland Oil GmbH, 2017

Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis, Brian D. James et. al., 2016

Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, Markus Eduard Rauß, Forschungszentrum Jülich, 2019

Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz, Landesenergieagentur Hessen, 2020

Hydrogen Storage for Mobility: A Review, Rivard et. al., 2019

# Factsheet: Wasserstofftransport

## Grundlagen



Wasserstoff kann unter Anwendung der verschiedenen Speichertechnologien über unterschiedliche Modalitäten transportiert werden. Grundsätzlich gilt es hier zwischen **straßen- und leitungsgebundenem Transport** zu unterscheiden.

- Beim **straßengebundenen Transport** wird ein mobiler technischer Speicher mittels eines Sattelauflegers von der Quelle zum Langzeitspeicher oder zur Anwendung transportiert. Die wichtigste Kenngröße ist dabei die Transportkapazität. Begrenzt wird die Transportkapazität durch die zulässige Gesamtmasse der Sattelschlepper (LKW). Die in Deutschland zulässige Gesamtmasse für große LKW von 40 t erlaubt abzüglich des Eigengewichts der Zugmaschine eine Zuladung von rund 28 t für den Wasserstoff inkl. seines Speichers. Grundsätzlich können für den Straßentransport alle Speichertechnologien von **gasförmig verdichtet** über **tiefkalt verflüssigt** bis **chemisch gebunden in LOHC** genutzt werden.
- Der **leitungsgebundene Transport** findet zum einen über kurze Distanzen innerhalb von Komplexen wie zum Beispiel Chemieparks und zum anderen beim Transport über große Strecken Anwendung. Die Versorgung eines Standorts via Pipeline ist für größere Mengen ab etwa 10 Tonne pro Tag und über große Distanzen darstellbar. Bei dieser Transporttechnologie wird der Wasserstoff im gasförmigen Zustand bei Drücken unter 100 bar transportiert. Ein umfassendes öffentliches Pipelinenetz wird in einem zukünftigen Energiesystem mit Wasserstoff als Energieträger in den verschiedenen Sektoren eine bedeutende Rolle spielen. Bisher beschränkt sich die Anwendung auf einzelne kleinere privat betriebene Netze und Pilotprojekte. Solche Netze existieren z.B. im Ruhrgebiet und im Raum Leuna.

Bei der Betrachtung der verschiedenen Transportmodalitäten muss auch die verwendete Speichertechnologie und die nötige **Konditionierung** beachtet werden. Während die Verdichtung von gasförmigem Wasserstoff verhältnismäßig günstig und in kleinem Maßstab darstellbar ist, ist für die Verflüssigung eine großtechnische Anlage nötig, die mehrere 100 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/Tag umsetzen kann. Für die Nutzung von LOHC ist eine Hydrierungs- und eine Dehydrierungsanlage an der Wasserstoffquelle bzw. am Bestimmungsort notwendig, um den Wasserstoff nutzbar zu machen. Überdies ist eine Transportlogistik für das entladene LOHC zurück zur Quelle zur erneuten Beladung nötig.

# Factsheet: Wasserstofftransport

## Technologieübersicht



Straßentransport				
Technologie	Gasförmig		Flüssig	Chemisch gebunden in LOHC
Varianten	Typ I Tube Trailer	Typ IV Flaschenbündel in Containern	LH2-Trailer	Mineralöltrailer
Druck	200 bar	500 bar	Atmosphärisch	Atmosphärisch
Transportierbare Mengen	200 – 300 kg/Trailer	Bis zu 1.100 kg/Trailer	4.500 kg/Trailer	1.800 kg/Trailer
Kosten	300.000 €/Trailer	660.000 €/Trailer	860.000 €/Trailer	150.000 €/Trailer
Pipelinetransport				
Druck	Bis 100 bar			
Transportierbare Mengen	Mehrere Tonnen pro Tag			
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stark abhängig vom Durchmesser</li> <li>• Bei 1000 mm rund 3.500 €/m</li> </ul>			

## Marktübersicht



### Anwendungen:

**Wasserstoffpipeline in der Region Rhein-Ruhr:** Der Gaselieferant Air Liquide betreibt in der Region Rhein-Ruhr eine reine Wasserstoffpipeline von 240 km Länge von Marl bis zum nördlichen Rheinland. Die Pipeline wird mit 20 bar betrieben und versorgt vor allem industrielle Großabnehmer aus der chemischen Industrie.

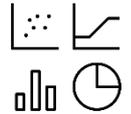
**GetH<sub>2</sub>Nukleus:** Im Projekt GetH<sub>2</sub>Nukleus wird die Anlieferung grünen Wasserstoffs aus dem südlichen Emsland via Pipeline ins Ruhrgebiet vorangetrieben. Dabei soll an einem Kraftwerksstandort von RWE in Lingen eine Elektrolyseanlage entstehen. Der produzierte grüne Wasserstoff soll über eine Pipeline ins nördliche Ruhrgebiet zu den Raffineriestandorten der BP in Gelsenkirchen transportiert werden.

**Versorgung von Tankstellen:** Druckflaschenbündel und Tube Trailer eignen sich für die Versorgung verschiedener Wasserstofftankstellen. Sowohl die bisher 90 realisierten öffentlichen PKW Tankstellen als auch ein großer Teil von nicht öffentlichen ÖPNV Tankstellen wird mit Trailern versorgt.

Marktakteure	
Straßenlogistik	Wystrach, NPROXX, Air Liquide, Linde, Hoyer, Air Products
Leitungsgebundener Transport	Air Liquide, Mannesmann Line Pipe, Thyssengas, Open Grid Europe, Gasunie

# Factsheet: Wasserstofftransport

## Kostenübersicht



In Abbildung 1 sind die Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit von der Transportdistanz sowie dem Durchsatz dargestellt. Die gekennzeichneten Bereiche markieren die Durchsatz/ Distanz Kombination, bei der der Transport gasförmigem Wasserstoffs (G) oder verflüssigtem Wasserstoffs (L) über Straße und der Transport via Pipeline (P) die jeweils kostenoptimale Lösung darstellen. Ab 70 t/Tag ist unabhängig von der Distanz die Pipeline ideal. Aber bereits ab 10 t/Tag ist der Pipelinetransport für kurze und mittlere Distanzen darstellbar. Bedarfe von 10 t/Tag über Distanzen ab 200 km sind optimalerweise mit verflüssigtem Wasserstoff zu bedienen. Bei Mengen kleiner als 10 t/Tag ist der gasförmige Transport über die Straße optimal.

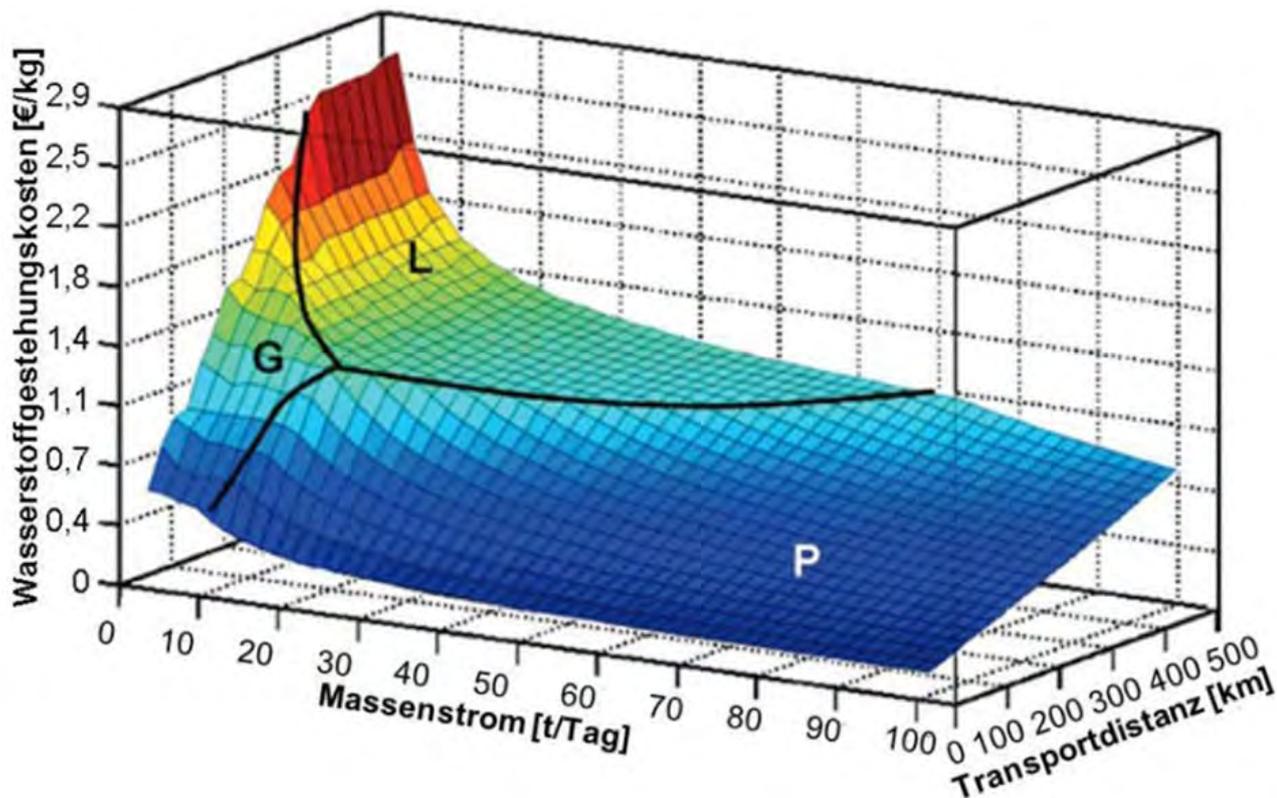


Abbildung 1, Minimale Transportkosten für Wasserstoff in Abhängigkeit von Massenfluss und Transportentfernung. Mit G = gasförmiger Transport via Lkw, L = flüssiger Transport via Lkw und P = gasförmiger Transport via Pipeline,

## Rechtliche Aspekte



Für den Wasserstofftransport per LKW gelten die nach **Gefahrgutbeförderungsgesetz** vorgegebenen Anforderungen an die Beförderung von gefährlichen Gütern und die damit verbundenen Pflichten der Beteiligten, vgl. § 2 GGBefG.

Für den Transport von Wasserstoff müssen zertifizierte und zugelassene Behälter verwendet werden. Die Grundlage für die Containerzulassung bildet die Richtlinie **2008/68/EG**. Im Absatz (5) der Richtlinie wird auf die einheitlichen Vorschriften **ADR** (Straßentransport) verwiesen.

Im Allgemeinen ist die Einhaltung der maximal zulässigen LKW-Gesamtmasse aus Zugfahrzeug, Anhänger und Ladung von 40 Tonnen und der zulässigen Gesamtlänge des Lastzugs von 18,75 Metern einzuhalten. Würde die zulässige Gesamtmasse des LKW überschritten, wären **Sondergenehmigungen im Rahmen eines Schwertransportes** notwendig. Bei einer Zuladung von mindestens 9 t Wasserstoff wäre zudem eine Fahrwegbestimmung gemäß § 35b **GGVSEB** erforderlich. Aufgrund der aktuell verfügbaren Transportgebilde ist diese Grenze bisher nicht relevant.

# Factsheet: Wasserstofftransport

Für den Transport von Wasserstoff über Rohrleitungen kann ggfs. ein Raumordnungsverfahren erforderlich sein. Leitungsvorhaben zum Transport von Wasserstoff können raumbedeutsame Planungen im Sinne des **§ 1 Raumordnungsgesetz (ROG)** darstellen. Darüber hinaus kann für die Errichtung einer Leitung zum Transport von Wasserstoff ein Planfeststellungsverfahren nach **§ 43 EnWG** (oder ggf. eine Plangenehmigung) durchzuführen sein, wenn die Rohrleitung einen Durchmesser von mehr als 300 Millimeter hat und es sich um eine Gasversorgungsleitung handelt. Eine Pflicht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens oder Einholung einer Plangenehmigung kann sich auch aus den **§§ 20 bis 23 des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG)** ergeben. Sofern keine der vorgenannten Tatbestände greifen, können Anzeigepflichten nach der Rohrfernleitungsverordnung (**RohrFLtgV**) bestehen.

## Quellen

Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>, Shell Deutschland Oil GmbH, 2017

Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, Markus Eduard Rauß, Forschungszentrum Jülich, 2019

Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz, Landesenergieagentur Hessen, 2020

Hydrogen Storage for Mobility: A Review, Rivard et. al., 2019

Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode, Yang & Ogden, 2007

# Factsheet: Wasserstoffbereitstellung (Tankstellen)

## Grundlagen



Zur Bereitstellung von Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen werden wie bei konventionellen Anwendungen auch Tankstellen benötigt. In Deutschland befindet sich das Wasserstofftankstellennetz für PKW derzeit im Aufbau. Insgesamt stehen bereits 90 öffentliche Tankstellen zur Verfügung.

Dieses Tankstellennetz ist jedoch nicht oder nur sehr begrenzt für die Versorgung von Nutzfahrzeugen geeignet. Zum einen ist für die Versorgung von Nutzfahrzeugen eine andere Dimensionierung der Tankstelle nötig und es liegt noch kein Betankungsstandard für große Tanks nach SAE J2601 vor. Ein Wasserstoffbrennstoffzellenbus fasst bis zu 35 kg Wasserstoff während PKW maximal 5 kg pro Betankung aufnehmen. Darüberhinaus sind die Tankstellen für PKW für eine Betankung bei 700 bar ausgelegt. Aufgrund des größeren Platzangebots bei Nutzfahrzeugen sind hier meist 350 bar Tanks verbaut. Für Nutzfahrzeuge müsste also eine parallele Infrastruktur aufgebaut werden. Derzeit gibt es erste Bestrebungen der H<sub>2</sub>-Mobility GmbH, ein öffentliches Netz für Nutzfahrzeuge ähnlich dem für PKWs aufzubauen, allerdings findet die Versorgung von Nutzfahrzeugen heute i.d.R. an nicht öffentlichen Betriebstankstellen statt.

Unabhängig von ihrer Größe und der Druckstufe besteht eine Wasserstofftankstelle im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten:

<b>Niederdruckspeicher</b>	Langzeitspeicherung des angelieferten Wasserstoffs. Hierfür eignen sich Typ I Flaschen oder Flaschenbündel mit 200 bar. Ebenfalls verfügbar sind große Druckbehälter bis 200 bar. Grundsätzlich kann der Wasserstoff hier auch flüssig oder chemisch gebunden gespeichert werden.
<b>Kompressor</b>	Verdichtung des Wasserstoffs auf 450 – 500 bar (bzw. 970 bar für 700 bar).
<b>Hochdruckspeicher</b>	Zwischenspeicherung des verdichteten Wasserstoffs zur Befüllung des Fahrzeugtanks via Überströmen.
<b>Kühlanlage</b>	Vorkühlung des Wasserstoffs bei hohen Durchflussraten.
<b>Dispenser</b>	Verbindung zwischen Fahrzeugtank und Hochdruckspeicher. Mengemessung und Einhaltung der Eichpflicht.

## Technologieübersicht



Beispiel ÖPNV, 350 bar	S - 200 kg <sub>H2</sub> /Tag	M - 600 kg <sub>H2</sub> /Tag	L - 1.500 kg <sub>H2</sub> /Tag
<b>Kapazität</b>	6 – 7 Busse	17 – 18 Busse	40 – 45 Busse
<b>Investitionskosten</b> (exkl. lokale Baumaßnahmen)	820.000 €	1.500.000 €	3.100.000 €
<b>Spezifische Investitionskosten</b>	4.100 €/kg <sub>H2</sub> /Tag	2.500 €/kg <sub>H2</sub> /Tag	2.066 €/kg <sub>H2</sub> /Tag
<b>Platzbedarf</b> (ohne Erzeugung und Anfahrtswegen)	350 - 450 m <sup>2</sup>	400 - 550 m <sup>2</sup>	500 - 700 m <sup>2</sup>

# Factsheet: Wasserstoffbereitstellung (Tankstellen)

## Marktübersicht



### Anwendungsbeispiele:

**90 verfügbare Wasserstofftankstellen für PKW in Deutschland:** Die Clean Energy Partnership hat mit dem Ziel des Aufbaus einer bedarfsunabhängigen Minimalabdeckung begonnen, ein Tankstellennetz in Deutschland zu errichten. Nach dem Bau der ersten 50 Tankstellen sind diese Bestrebungen von der H<sub>2</sub> Mobility GmbH fortgeführt worden. Mittlerweile befinden sich 90 öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen für PKW in Betrieb. Insbesondere entlang der Metropolregionen an Rhein, Ruhr und Main ist bisher ein dichtes Netz an Tankstellen entstanden. In Norddeutschland sind vor allem Hamburg, Hannover und Bremen als Standorte zu nennen. Ziel sind 400 Tankstellen bis 2025. Diese Zahl ergibt sich aus der dem Ziel die Metropolregionen und die jeweiligen Verbindungsachsen zu versorgen.

**350 bar Tankstellen auf Betriebshöfen für Busse:** In Deutschland werden seit einigen Jahren vermehrt Wasserstoffbrennstoffzellenbusse von den Verkehrsunternehmen in Betrieb genommen. Die Versorgung erfolgt in der Regel durch eigene Tankstellen auf den Betriebshöfen. So auch bei der RVK in Köln, die perspektivisch 4 Wasserstofftankstellen zur Versorgung der 50 Wasserstoffbrennstoffzellenbusse einsetzen wird. Davon befinden sich 2 auf Betriebshöfen der RVK, 1 öffentlich am Flughafen Köln Bonn und 1 weitere am Chemiapark Knapsack in Hürth.

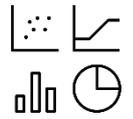
### Akteursübersicht:



# Factsheet: Wasserstoffbereitstellung (Tankstellen)

## Kostenübersicht

In Abbildung 1 ist eine grobe Übersicht der relativen Komponentenkosten für Wasserstofftankstellen dargestellt. Wesentliche Kostentreiber sind hier Wasserstoffspeicher.



### Komponentenkosten H2 Tankstelle

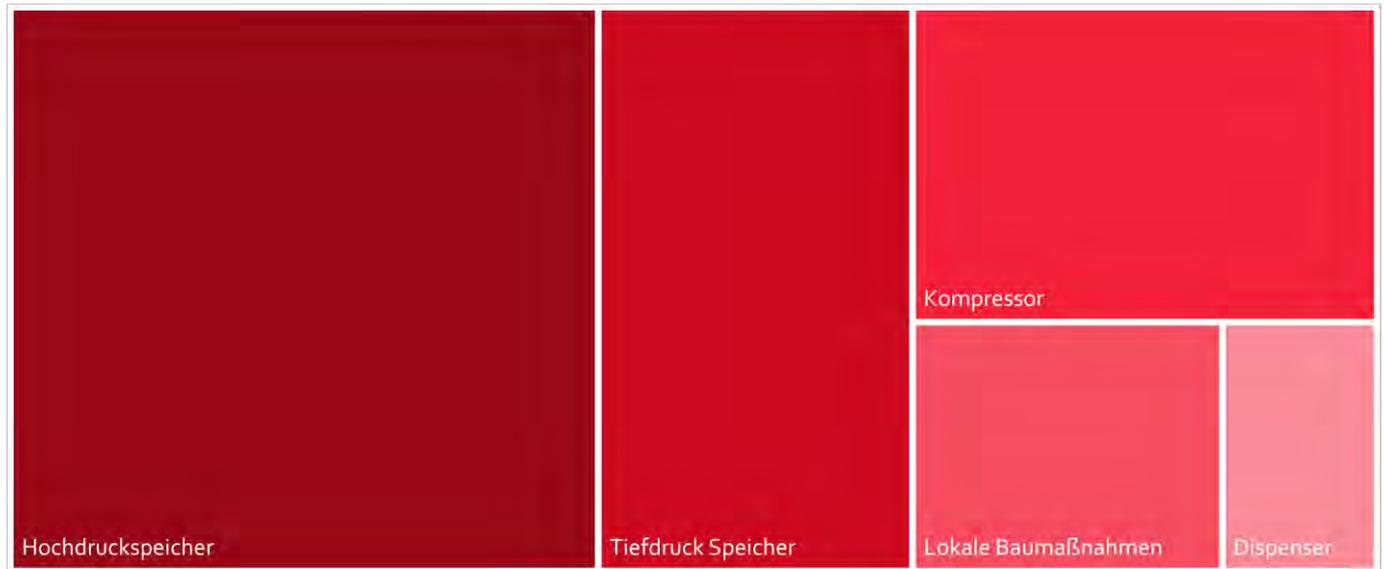


Abbildung 1, Relative Komponentenkosten von Wasserstofftankstellen

Insgesamt ist eine moderate Reduktion der Anlagenkosten zu erwarten. Diese resultiert aus einer Reduktion der Kosten insbesondere für Speicher wie auch für Kompressorleistung. Insgesamt ist in den drei betrachteten Größenklassen ein Rückgang der gesamten Investitionskosten von rund 20 % bis zum Ende des Jahrzehnts zu erwarten. Diese Prognose ist stark abhängig von der Marktentwicklung und bewegt sich daher in einem breiten Korridor.

### Kostenentwicklung H2 Tankstellen



Abbildung 2, Entwicklung der gesamten Investitionskosten für verschiedene Tankstellengrößen

# Factsheet: Wasserstoffbereitstellung (Tankstellen)

## Rechtliche Aspekte



Für den Bau und Betrieb von Wasserstofftankstellen mit einer Lagerungskapazität von **weniger als 3 t** sind für die Zulassung eine Baugenehmigung nach den Vorschriften der Landesbauordnungen und eine Erlaubnis nach der BetrSichV erforderlich. Für den Bau und Betrieb von Wasserstofftankstellen mit einer Lagerungskapazität von **mindestens 3 t** bedarf es einer Genehmigung nach dem **BImSchG**. Für die hier betrachteten größeren Tankstellen greifen daher das BImSchG i.V.m. mit der **4. BImSchV** ein. Nach **§ 1 i.V.m. Anlage 1 der 4. BImSchV** liegt eine nach dem **BImSchG** genehmigungsbedürftige Anlage vor, wenn Wasserstoff vor Ort erzeugt oder mehr als 3 t eingelagert werden (vgl. „Speicher“). **Ab 5 t Lagermenge** sind auch die Regeln der **Störfall-VO** zu beachten (**12. BImSchV**).

Die Regelungen zu Schutzabständen finden sich in den **technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS)** zu Vermeidung von Brand-, Explosions-, und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Gasanlagen (**TRBS 31/51**).

Weiterhin sind eine Gefährdungsanalyse Arbeitsplatz zum **Arbeitsschutz** sowie ein Brandschutzkonzept und ein Alarmplan zur **Gefahrenabwehr und zum Brandschutz** notwendig.

## Quellen

Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>, Shell Deutschland Oil GmbH, 2017

Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, Markus Eduard Rauß, Forschungszentrum Jülich, 2019

Detailed Business Case Tool in Study on Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities, Roland Berger, Fuel Cell Hydrogen - Joint Undertaking (FCH JU), 2018

Hydrogen Storage for Mobility: A Review, Rivard et. al., 2019

Heavy Duty Refueling Station Analysis Model, U.S. Department of Energy Fuel Cell Technology Office, 2015



### 9.3 Factsheets Wasserstoffanwendungen

## Grundlagen



Der Antriebsstrang eines Lkw mit Brennstoffzellenantrieb setzt sich aus den Hauptkomponenten Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie und Wasserstofftank zusammen. Die Brennstoffzelle generiert im Fahrzeug elektrische Energie aus Wasserstoff; der Fahrzeugantrieb erfolgt durch einen elektrischen Antriebsstrang. Eine Batterie dient einerseits als Energiespeicher und andererseits – im Falle hoher Leistungsanforderungen – als zusätzliche Stromquelle. Zusätzlich nimmt die Batterie beim Bremsen rückgewonnene Energie auf (Rekuperation).

Brennstoffzellenfahrzeuge produzieren weder CO<sub>2</sub>- noch Stickoxid- oder Partikelemissionen und zeichnen sich durch sehr geringe Motorgeräusche aus, womit sie sich hervorragend für den Stadtverkehr eignen. Diese Antriebsform ist deutlich effizienter als der Dieselantrieb und je nach Wasserstoffspeicherung können Reichweiten von 500 km bis 1000 km erreicht werden.

Die Wasserstoffspeicherung in Nutzfahrzeugen erfolgt zurzeit überwiegend in 350 bar-Drucktanks, vereinzelt auch mit 700 bar. Die Druckbetankung ist eine mittlerweile etablierte und erprobte Technologie. Die 350 bar-Speicherung im Fahrzeug ist im Vergleich zu 700 bar und LH<sub>2</sub> die günstigste Variante, beansprucht jedoch mehr Volumen und damit Bauraum, was u.U. zu Einschränkungen der Last- bzw. Transportkapazitäten führen kann. Lkws tanken zum Teil auf Betriebshöfen, überwiegend wird aber auf öffentlichen Tankstellen getankt. Kostentechnisch ist der Speditionsverkehr mit Brennstoffzellenantrieb derzeit deutlich teurer als der verbreitete Dieselantrieb. Langfristig besitzt der BZ-LKW das Potenzial, die Gesamtkosten des Betriebs (TCO-Ansatz) zu verringern und auch ökonomische Vorteile gegenüber dem Dieselantrieb zu entwickeln. Der Brennstoffzellenantrieb im Speditionsverkehr befindet sich überwiegend im Prototyp-Stadium mit teilweise größeren Demonstrationsprojekten, was einem Technology Readiness Level von 7 entspricht.

Betriebseigene Werkstätten benötigen technische und kraftstoffbedingte Anpassungen sowie zusätzliche Qualifizierungen der Werkstattmitarbeiter. Auf der technischen Seite muss die Möglichkeit bestehen, Hochvoltkomponenten des Fahrzeugs spannungsfrei zu schalten. In diesen Zusammenhang benötigt das Werkstattpersonal eine Qualifizierung bezüglich der bestehenden Hochvoltanforderungen sowie eine Einführung in die Wasserstofftechnik. Der technische Zugang zu den einzelnen Antriebskomponenten des Fahrzeugs ist in der Regel den Technikern des Herstellers vorenthalten, da hier detaillierte Schulungen zu den spezifischen Bestandteilen sowie eine Gasanlagenprüfung notwendig sind. Kraftstoffbedingte Anpassungen sind entsprechende Lüftungseinrichtungen in Kombination mit Gaswarnanlagen (Wasserstoffsensoren) sowie ATEX-Einrichtungen. Gutachterliche Begehungen geben schnell Klarheit über konkrete Anpassungserfordernisse. Die zusätzliche Qualifizierung des Fahrers beschränkt sich auf eine Fahrzeugweisung.

## Alternative lokal CO<sub>2</sub>-freie Antriebsformen

Neben dem Brennstoffzellenantrieb besteht mit dem batterieelektrischen Antrieb eine weitere lokal emissionsfreie Antriebsform, die sich durch eine noch höhere Effizienz im Fahrzeug auszeichnet (Vermeidung der Stromerzeugung im Fahrzeug). Vor allem die derzeit limitierte Reichweite, die Größe und das Gewicht der Batterie sowie mitunter lange Ladezeiten in Verbindung mit dem benötigten Ladeplatz sind als Nachteile des Batterieantriebs im Nutzfahrzeug anzuführen. Durch das vergleichsweise hohe Gewicht einer Batterie (abhängig von der geforderten Reichweite) kann zudem die verfügbare Nutzlast deutlich stärker als beim Lkw mit Brennstoffzelle beeinträchtigt werden, dessen Nutzlast vergleichbar mit dem eines Dieselfahrzeuges ist.

Der Wasserstoffverbrennungsmotor ist eine weitere Alternative. Verglichen mit dem BZ-basierten Antrieb zeichnet sich dieser Verbrennungsmotor durch geringere Anforderungen in der Wasserstoffqualität und geringeren Anschaffungskosten aus. Dagegen ist der Wirkungsgrad geringer, was einen höheren Verbrauch zur Folge hat und es kommt

# Wasserstoffanwendungen im Speditionsverkehr



durch die Verbrennung zu Schadstoffemissionen (NO<sub>x</sub>) und verstärkten Geräuschemissionen. Neben ersten Forschungsprojekten liegen im Speditionsverkehr noch wenig praktische Erfahrungen im operativen Einsatz dieses Antriebes vor (KEYOU, Deutschland). ÖPNV-Busse mit Verbrennungsmotor sind vergleichsweise umfangreich (u.a. in Berlin und München) erprobt worden, konnten sich jedoch nicht gegen den Brennstoffzellenantrieb behaupten.

## Fahrzeugklassen

Erste Prototypen im BZ-Speditionsverkehr konzentrieren sich auf drei relevante Fahrzeugklassen:

- **Mittelschwerer Lkw**
  - Zulässiges Gesamtgewicht (zGG): >7,5 t bis 18 t
  - Segment: Regionale Logistik, Handeln
  - Betreiber: Logistik Unternehmen, Handel mit eigener Truckflotte
  - Fahrleistung: ca. 60.000 km/Jahr, ca. 250 km/Tag
  - Jährliche Neuverkäufe in Europa: ca. 70.000 Lkws (20 % Marktanteil)
  
- **Schwerer Lkw**
  - Zulässiges Gesamtgewicht (zGG): >18 t bis 27 t
  - Segment: Großhandel
  - Betreiber: Großhändler mit eigenen Truckflotte
  - Fahrleistung: ca. 95.000 km/Jahr, ca. 380 km/Tag
  - Jährliche Neuverkäufe in Europa: ca. 20.000 Lkws (6 % Marktanteil)
  
- **Sattelzugmaschine**
  - Kombiniertes Zulässiges Gesamtgewicht: >27 t
  - Segment: Internationale Logistik, Nationale Logistik, Fertigungsindustrie;
  - Betreiber: Nationale und internationale Logistik-Unternehmen, Fertigungsindustrie mit eigener Truckflotte
  - Fahrleistung: ca. 140.000 km/Jahr, ca. 570 km/Tag
  - Jährliche Neuverkäufe in Europa: ca. 100.000 Lkws (28 % Marktanteil)

## Technologieübersicht



Fahrzeugklasse	Mittelschwerer Lkw (>7,5 t bis 18 t zGG)	Schwerer Lkw (>18 t bis 27 t zGG)	Sattelzugmaschine (>27 t kombiniertes zGG)
Leistung Elektroantrieb	150 – 250 kW	200 – 350 kW	200 – 700 kW
Leistung Brennstoffzelle	60 – 100 kW	60 – 200 kW	60 – 240 kW
durchschnittlicher Verbrauch	aktuell: 7,5 – 8kg H <sub>2</sub> /100 km 2023: 6,6 kg H <sub>2</sub> /100 km 2029: 6,3 kg H <sub>2</sub> /100 km	aktuell: 7,5 – 9 kg H <sub>2</sub> /100 km 2023: 7,1 kg H <sub>2</sub> /100km 2028: 6,8 kg H <sub>2</sub> /100km	aktuell: 9 – 16 kg H <sub>2</sub> /100 km 2023: 8,0 kg H <sub>2</sub> /100 km 2029: 7,6 kg H <sub>2</sub> /100 km
durchschnittliche Reichweite	375 – 400 km	400 – 500 km	500 km
max. Nutzlast	vergleichbar mit Nutzlast von Speditionsverkehr mit Dieselantrieb		
Betankungsanforderungen	350 bar, Tankzeit ca. 10 min	350 bar, Tankzeit ca. 10 – 20 min	350 bar, Tankzeit ca. 10 – 20 min
durchs. Instandhaltungskosten	0,10 – 0,15 €/km	0,10 – 0,15 €/km	0,10 – 0,15 €/km
Restwerterwartung Antriebsstrang	Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie: 10 % der Anschaffungskosten		

## Marktübersicht



Fahrzeugklasse	Mittelschwerer Lkw (>7,5 t bis 18 t zGG Fahrzeug)	Schwerer Lkw (>18 t bis 27 t zGG Fahrzeug)	Sattelzugmaschine (>27 t zGG Sattelzug)
Hersteller verfügbarer Fahrzeuge		<ul style="list-style-type: none"> <li>Hyundai (KOR) <i>Xcient Fuel Cell</i> (derzeit exklusives Pay-per-use-Modell)</li> </ul>	
Hersteller Prototypen und zukünftig verfügbarer Fahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"> <li>Esoro/MAN (CH)</li> <li>Hyzon (USA)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>VDL/DAF (NL)</li> <li>Scania (SWE)</li> <li>Toyota (JPN)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hyzon (USA)</li> <li>Nikola (USA), <i>Tre</i></li> <li>Daimler</li> <li>MAN</li> </ul>
Fahrzeug-Umrüster	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quantron (D)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quantron (D)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Clean Logistics (D)</li> <li>Quantron (D)</li> </ul>

## Best-Practice-Beispiel/Demonstrationsprojekte

### Projekte national

- **Schwerer Lkw (>18 t bis 27 t zGG Fahrzeug)**
  - [H2Haul](#) (Belgien, Deutschland, Frankreich, Schweiz)
  - [H2-Share-Projekt](#) (VDL(DAF); Belgien, Deutschland, Frankreich, Niederlande)
- **Sattelzugmaschine (>27 t zGG Sattelzug)**
  - [H2Haul](#) (Belgien, Deutschland, Frankreich, Schweiz)

### Projekte International

- **Mittelschwerer Lkw (>7,5 t bis 18 t zGG Fahrzeug)**
  - [Esoro Wasserstoff-Lkw für Coop](#) (Esoro (MAN); Schweiz)
- **Schwerer Lkw (>18 t bis 27 t zGG Fahrzeug)**
  - [ASKO distribution logistics trucks](#) (Scania; Norwegen)
  - [MIGROS – Emissionsfreier Güterverkehr mit Wasserstoff \(Hyundai, Schweiz\)](#)
- **Sattelzugmaschine (>27 t zGG Sattelzug)**
  - [Anheuser Busch Zero-Emission Beer Delivery](#) (700 bar) (Nikola; USA)

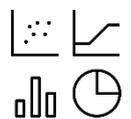
## Förderprogramme

Der Lastverkehr rückt zunehmend in den Fokus der Klimaschutz- und Verkehrspolitik. Demzufolge ist zeitnah mit entsprechenden Förderinstrumenten zur Weiterentwicklung, Erprobung und Markteinführung von Wasserstofffahrzeugen zu rechnen. Entsprechende Programme sind auf Bundes- und EU-Ebene in der konkreten Vorbereitung und gehen voraussichtlich deutlich über die bisherige F&E-Förderung von Bund, Ländern und EU hinaus.

## Anschaffungskosten

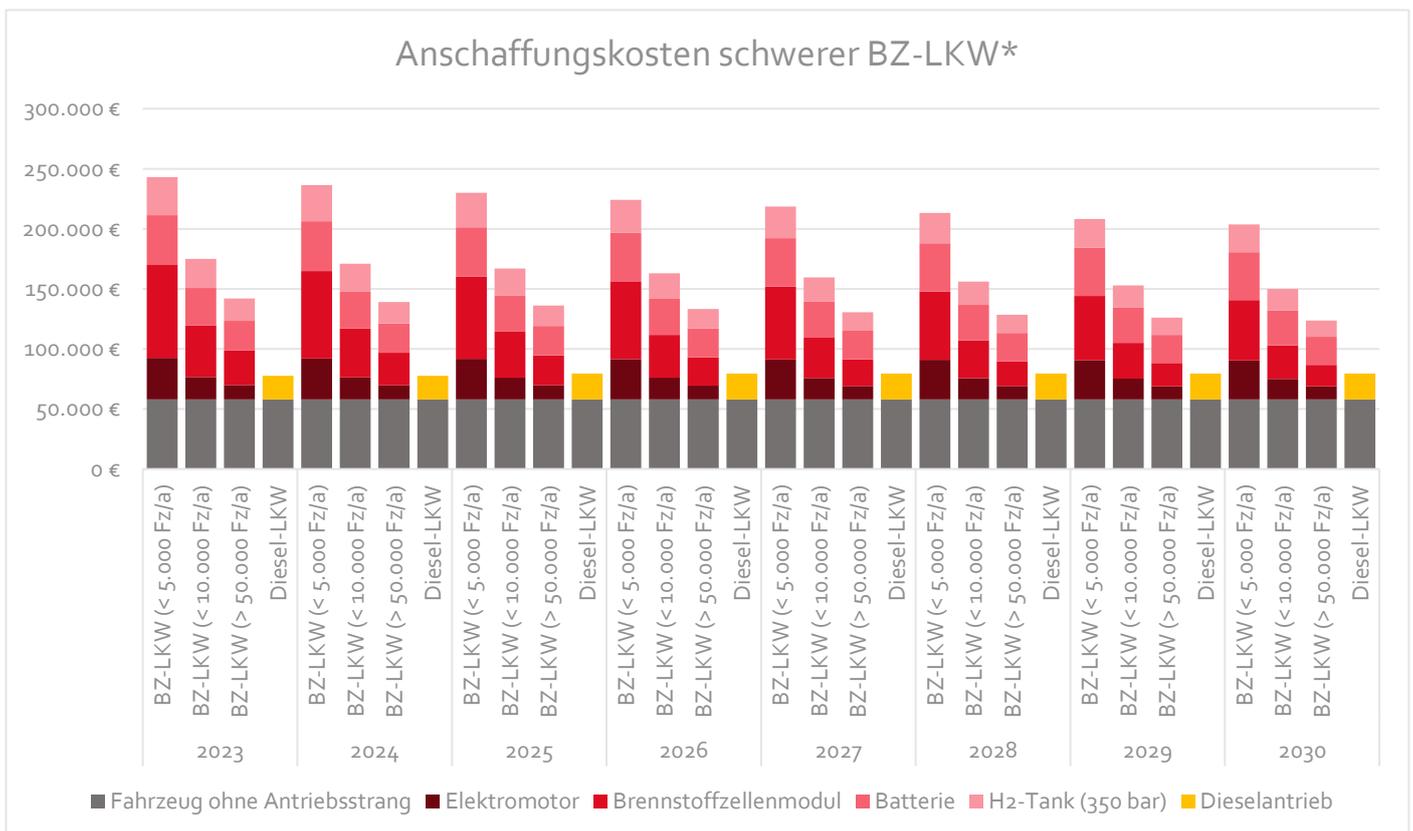
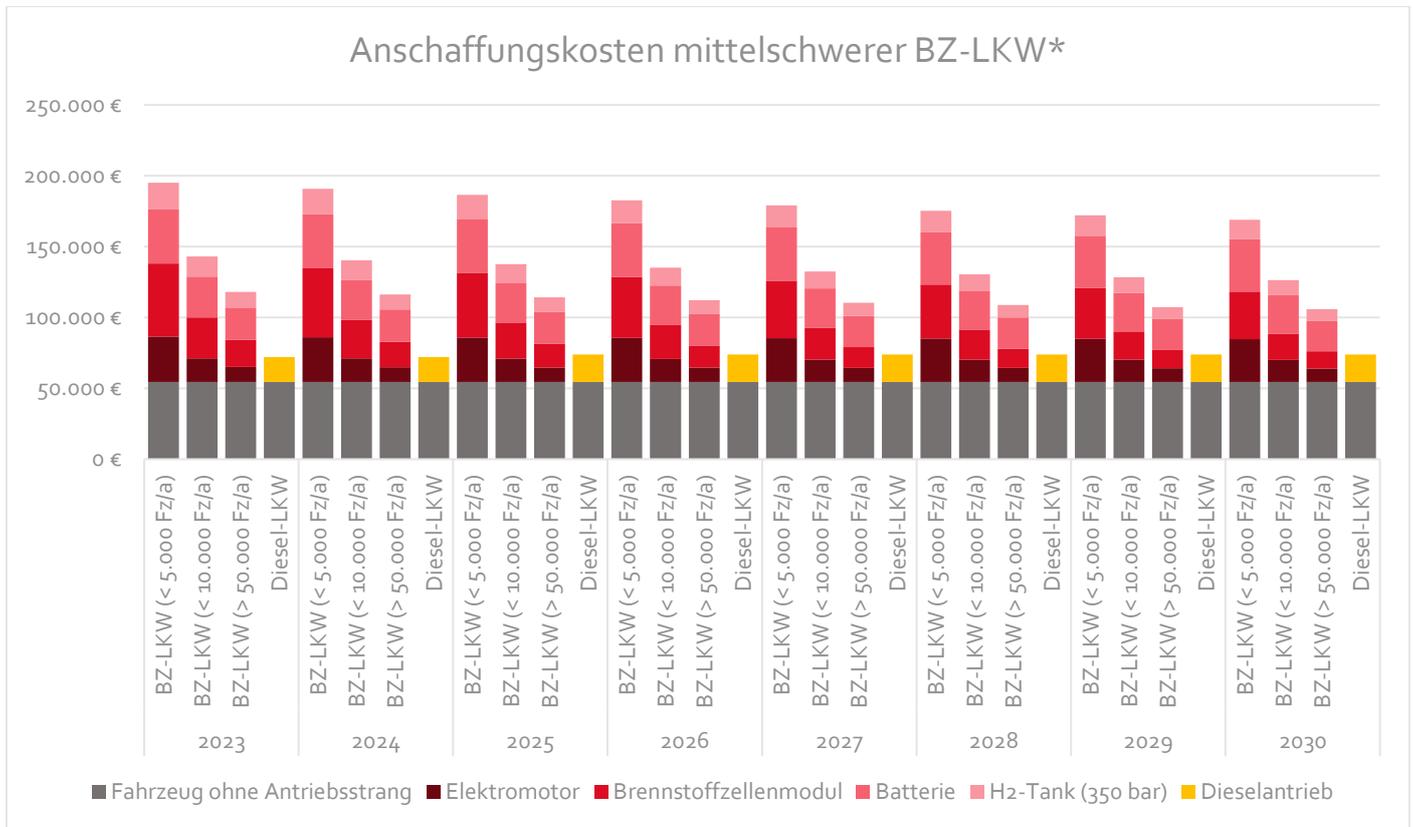
Durchschnittliche aktuelle Anschaffungskosten (Richtwerte):

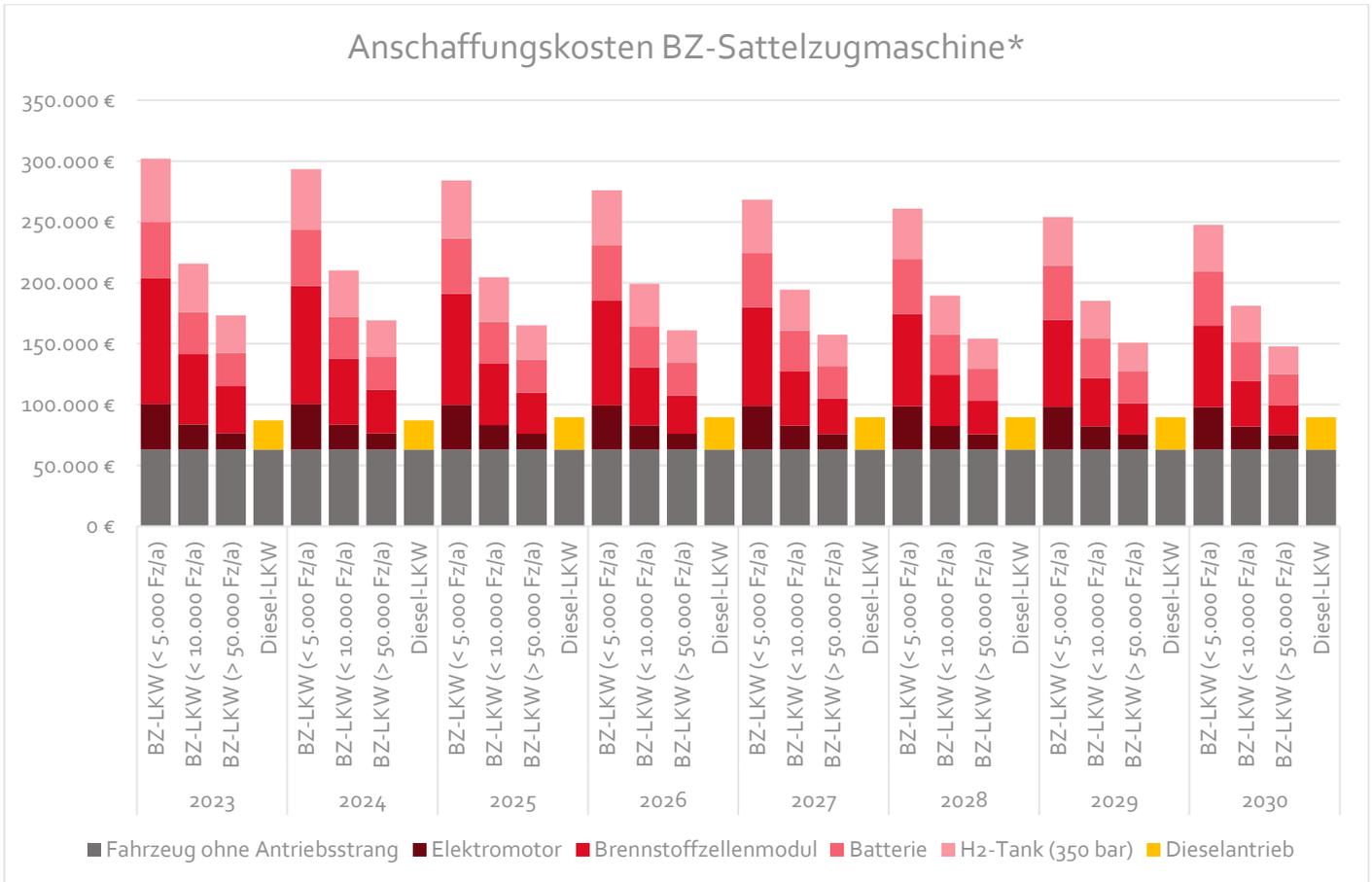
- Mittelschwerer BZ-Lkw: 375.000 € – 475.000 €
- Schwerer BZ-Lkw: 450.000 € – 550.000 €
- BZ-Sattelzugmaschine: 550.000 € – 650.000 €



# Wasserstoffanwendungen im Speditionsverkehr

## Prognostizierte Anschaffungskosten





\*Produktionszahlen beziehen sich auf den europäischen Markt

## Rechtliche und steuerliche Chancen und Hindernisse



Wasserstoff stellt nach Auffassung des Bundesfinanzministeriums bei der Verwendung in einer Brennstoffzelle mangels Verbrennung kein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes dar (vgl. „Dienstvorschrift zur energiesteuerrechtlichen Behandlung von Energieerzeugungsanlagen nach den §§ 2,3 und 53 Energiesteuergesetz“). Daher fällt auf den Einsatz von Wasserstoff in einem Brennstoffzellenfahrzeug bisher keine Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz an. Auch eine Pflicht zur Teilnahme am nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz dürfte vor diesem Hintergrund nicht bestehen. Denn das Brennstoffemissionshandelsgesetz knüpft an die Entstehung der Energiesteuer an und setzt voraus, dass ein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes vorliegt.

Beim Einsatz von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle wird grundsätzlich wieder Strom erzeugt und zum Antrieb der Verbrauchseinrichtung (hier: Fahrzeug) genutzt. Auch für diesen Vorgang kann daher grundsätzlich die EEG-Umlagepflicht entstehen. Es spricht jedoch viel dafür, dass hierfür eine vollständige Befreiung nach § 61a Nr. 2 EEG 2021 greift, da das Fahrzeug insoweit als „Inselanlage“ angesehen werden kann. In Bezug auf die Stromsteuer besteht – sofern die Leistung der Brennstoffzelle unter 2 MW beträgt – ebenfalls eine Befreiungsmöglichkeit nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a StromStG.

# Wasserstoffanwendungen im Speditonsverkehr



Es ist anerkannt, dass vor allem eine emissionsbasierte Ausgestaltung von Straßenbenutzungsgebühren die Wirtschaftlichkeit von emissionsarmen Schwerlastfahrzeugen erheblich verbessern kann. Daher könnte geprüft werden, LKW, die (nachweislich) grünen Wasserstoff (in der Übergangsphase ggfs. auch als grau/grünes Mischprodukt) einsetzen, von der Maut zu befreien. Darüber hinaus könnten etwa auch Ausnahmen für emissionsarme Busse des öffentlichen Nahverkehrs in Fahrverbotszonen vorgesehen werden.

# Wasserstoffanwendungen im Speditionsverkehr



## Quellen

Wuppertal Institut, Shell Deutschland, 2017: Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>

NOW GmbH, 2018: Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV - Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte

Roland Berger, FCH JU, 2017 I: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 1

Roland Berger, FCH JU, 2017 II: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 2

WaterstofNet, Interreg North-West Europe, European Union, 2021: Knowledge Portal On The Application of Hydrogen Technology in Heavy-duty Logistics (<https://fuelcelltrucks.eu/>), Abgerufen am 05.02.2021

CHIC, FCH JU, 2016: Fuel Cell Electric Buses: A Proven Zero-Emission Solution - Key Facts, Results, Recommendations

NOW GmbH, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2020: Projektübersicht 2019/2020 Zero Emission Busse in Deutschland

Roland Berger, FCH JU, 2020 I : Fuel Cells Hydrogen Trucks - Heavy Duty's High Performance Green Solution

Roland Berger, FCH JU, 2020 II: Detailed Business Case Tool

## Grundlagen



Der Antriebsstrang eines Busses mit Brennstoffzellenantrieb setzt sich aus den Hauptkomponenten Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie und dem Wasserstofftank zusammen. Die Brennstoffzelle generiert im Fahrzeug elektrische Energie aus Wasserstoff; der Fahrzeugantrieb erfolgt durch einen elektrischen Antriebsstrang. Eine Batterie dient einerseits als Energiespeicher und andererseits – im Falle hoher Leistungsanforderungen – als zusätzliche Stromquelle und kann zusätzliche Leistung für den Antriebsstrang bereitstellen. Ferner nimmt die Batterie beim Bremsen zurückgewonnene Energie auf (Rekuperation).

Neben „reinen“ Brennstoffzellenfahrzeugen gibt es auch batterieelektrische Busse, bei denen eine Brennstoffzelle als Range-Extender (BZ-REX-Fahrzeug) zur Reichweitenerhöhung dient. Beide Antriebstypen setzen sich aus den gleichen Hauptkomponenten zusammen, jedoch fällt bei dem BZ-REX-Fahrzeug die Dimensionierung der Batterie wesentlich größer und der Wasserstofftank sowie die Leistung der Brennstoffzelle kleiner aus. BZ-REX-Fahrzeuge benötigen neben einer Wasserstoff-Infrastruktur zusätzlich eine Ladeinfrastruktur zur Batterieaufladung.

Wasserstoffbetriebene Busse produzieren weder CO<sub>2</sub>- noch Stickoxid- oder Partikelemissionen und zeichnen sich durch sehr geringe Motorgeräusche aus, womit sie sich hervorragend für den Stadtverkehr eignen. Diese Antriebsform ist deutlich effizienter als der Dieselantrieb. Kurze Tankzeiten, mögliche Reichweiten über 400 km sowie eine zum Dieselantrieb vergleichbare Performance bieten ein breites Einsatzspektrum, so dass auch lange Überland-Routen keine Herausforderung darstellen. Die derzeitige Fahrzeugverfügbarkeit (Kleinserienfahrzeuge) liegt bereits bei ca. 85 %. Wirtschaftlich gesehen ist der ÖPNV-Bus mit Brennstoffzellenantrieb aktuell deutlich teurer als der verbreitete Dieselantrieb. Langfristig besitzt der BZ-Bus das Potenzial, die Gesamtkosten des Betriebs (TCO-Ansatz) zu verringern und auch ökonomische Vorteile gegenüber dem Dieselantrieb zu entwickeln.

ÖPNV-Busse werden meist auf Betriebshöfen betankt, im Gegensatz zu Reisebussen oder dem Speditionsverkehr, welche in der Regel an öffentlichen Tankstellen tanken. Somit ist in aller Regel im entsprechenden Depot eine Tankanlage für Wasserstoff zu errichten. Die betriebseigenen Werkstätten benötigen technische und kraftstoffbedingte Anpassungen sowie zusätzliche Qualifizierungen der Werkstattmitarbeiter. Auf der technischen Seite muss die Möglichkeit bestehen, Hochvoltkomponenten des Fahrzeugs spannungsfrei zu schalten. In diesen Zusammenhang benötigt das Werkstattpersonal eine Qualifizierung bezüglich der bestehenden Hochvoltanforderungen sowie eine Einführung in die Wasserstofftechnik. Der technische Zugang zu den einzelnen Antriebskomponenten des Fahrzeugs ist in der Regel den Technikern des Herstellers vorenthalten, da hier detaillierte Schulungen zu den spezifischen Bestandteilen sowie eine Gasanlagenprüfung notwendig sind.

Für die Wartung dieser Bestandteile könnte ein Dacharbeitsstand sowie ein Deckenkran hilfreich sein, da bspw. Tanks oder die Batterie in der Regel auf dem Dach angebracht sind und deren Zugänglichkeit für Wartungsarbeiten gewährleistet sein muss. Kraftstoffbedingte Anpassungen sind entsprechende Lüftungseinrichtungen in Kombination mit Gaswarnanlagen (Wasserstoffsensoren) sowie ATEX-Einrichtungen. Gutachterliche Begehungen geben schnell Klarheit über konkrete Anpassungserfordernisse. Die zusätzliche Qualifizierung des Fahrers beschränkt sich auf eine Fahrzeugeinweisung.

## Reife und Verbreitung

Brennstoffzellenbusse im öffentlichen Nahverkehr sind das bislang am besten erprobte Einsatzfeld für Wasserstoffmobilität. Sie befinden sich in einer vorkommerziellen Phase, in der große Demonstrationsprojekte durchgeführt werden, womit sie einen Technology Readiness Level von 8 haben. Allein in den europäischen Testflotten konnten innerhalb der letzten 15 Jahre mehr als 11 Millionen km Fahrerfahrung gesammelt werden. Weltweit sind über 400 BZ-Busse im ÖPNV im Betrieb (davon über 100 in Europa) und weitere große Projekte sind angekündigt (über 800 Busse durch neue EU-Projekte bis 2022, 2000 neue Busse jährlich in Südkorea ab 2021, mehrere hundert Busse jährlich in China).

# Wasserstoffanwendungen beim ÖPNV-Bus

8

Technology Readiness Level

## Alternative lokal CO<sub>2</sub>-freie Antriebsformen

Neben den BZ-ÖPNV-Bus besteht mit dem batterieelektrischen Antrieb eine weitere lokal emissionsfreie Antriebsform, welche sich durch eine höhere Effizienz auszeichnet. Neben den hohen Fahrzeugkosten ist im Vergleich zum BZ-Antrieb vor allem die limitierte Reichweite, die Größe und die Kosten der Batterie sowie lange Ladezeiten in Verbindung mit benötigtem Ladeplatz nachteilig.

Der Wasserstoffverbrennungsmotor bildet eine weitere Antriebsart auf Basis von Wasserstoff. Verglichen mit dem BZ-basierten Antrieb zeichnet sich dieser Verbrennungsmotor durch geringere Anforderungen in der Wasserstoffqualität und geringeren Anschaffungskosten aus. Dagegen ist der Wirkungsgrad geringer, was einen höheren Verbrauch zur Folge hat und es kommt durch die Verbrennung zu Schadstoffemissionen (NO<sub>x</sub>) und verstärkten Geräuschemissionen.

## Fahrzeugklassen

Dieses Factsheet fokussiert mit dem Solobus und dem Gelenkbus die mit Abstand bedeutendsten Fahrzeugklassen im ÖPNV. Der Solobus besitzt in der Regel eine Länge von 12 m und verfügt über bis zu 40 Sitzplätze und maximal 60 Stehplätze. Der Gelenkbus bietet mit seinen 18 m Platz für ca. 80 Stehplätze und ca. 40 – 50 Sitzplätze. Auch für die ÖPNV-Fahrzeuge haben sich 350 bar-Drucktanks als beste Speicheroption durchgesetzt.

## Technologieübersicht



Fahrzeugtyp ÖPNV-Bus	Solobus	Gelenkbus
Leistung Elektroantrieb	130 – 250 kW	200 – 250 kW
Leistung Brennstoffzelle	60 – 150 kW	100 – 210 kW
durchschnittlicher Verbrauch	8 – 10 kg H <sub>2</sub> /100 km (perspektivisch 6,5 kg H <sub>2</sub> /100km)	8 – 13 kg H <sub>2</sub> /100 km
durchschnittliche Reichweite	250 – 450 km	250 – 450 km
Klimatisierung	kein signifikanter Mehrverbrauch	
Betankungsanforderungen	350 bar, ca. 10 min	350 bar, ca. 12 min
durchschnittliche Instandhaltungskosten	0,3 – 0,45 €/km	0,4 – 0,6 €/km
Restwerterwartung Antriebsstrang	Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie: 10 % der Anschaffungskosten	

# Wasserstoffanwendungen beim ÖPNV-Bus

8

Technology Readiness Level

## Marktübersicht



Fahrzeugtyp ÖPNV-Bus	Solobus	Gelenkbus
Hersteller verfügbarer Fahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"><li>• Van Hool (BEL), <i>A330 Fuel Cell</i></li><li>• Solaris (PL), <i>Urbino 12 Hydrogen</i></li><li>• Caetano (PRT), <i>H2 City.Gold</i></li><li>• Wrightbus (UK)</li><li>• Safra (FRA)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Van Hool (BEL), <i>Exqui.City</i></li></ul>
Hersteller Prototypen und zukünftig verfügbarer Fahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mercedes Benz/EvoBus (D), <i>Citaro FuelCELL</i></li><li>• Buses4Future (D)</li><li>• VDL (NL)</li><li>• ELO Mobility (D)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mercedes Benz/EvoBus (D), <i>Citaro FuelCELL</i></li><li>• Solaris (PL)</li></ul>
Fahrzeug-Umrüster	<ul style="list-style-type: none"><li>• Clean Logistics (D)</li></ul>	

## Best-Practice-Beispiel/Demonstrationsprojekte

### Projekte national

- **12m-Solobus**
  - [Müll macht Mobil – AWG, WSW mobil, EKOCity \(Wuppertal\)](#)
  - [ESWE Wiesbaden](#)
  - [BIC H<sub>2</sub> – RVK \(Köln\)](#)
  - [Hamburger Hochbahn](#)
  - [Stuttgarter Straßenbahnen](#)
- **18m-Gelenkbus**
  - [Mainzer Mobilität \(Mainz\)](#)
  - [Hamburger Hochbahn](#)

### Projekte International

- **12m-Solobus**
  - [Hydrogen Bus in Bolzano \(Bozen\)](#)
  - [Hydrogen Bus in Aberdeen \(Aberdeen\)](#)
  - [Hydrogen Bus in London \(London\)](#)
- **18m-Gelenkbus**
  - [Fébus bus rapid transit \(BRT\) network \(Pau\)](#)

## Förderprogramme

- [H2Bus Europe \(seit 2019\)](#)
- [JIVE2 \(2018 – 2024\)](#)
- [3Emotion \(2015 – 2022\)](#)
- [MEHRLIN \(2017 – 2020\)](#)
- [High V.LO-City \(2012 – 2019\)](#)

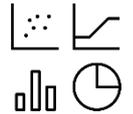
# Wasserstoffanwendungen beim ÖPNV-Bus

8

Technology Readiness Level

- [HyTransit \(2013 – 2018\)](#)
- [JIVE \(2013-2017\)](#)
- [CHIC \(2010 – 2016\)](#)
- [NewBusFuel \(seit 2015\)](#)

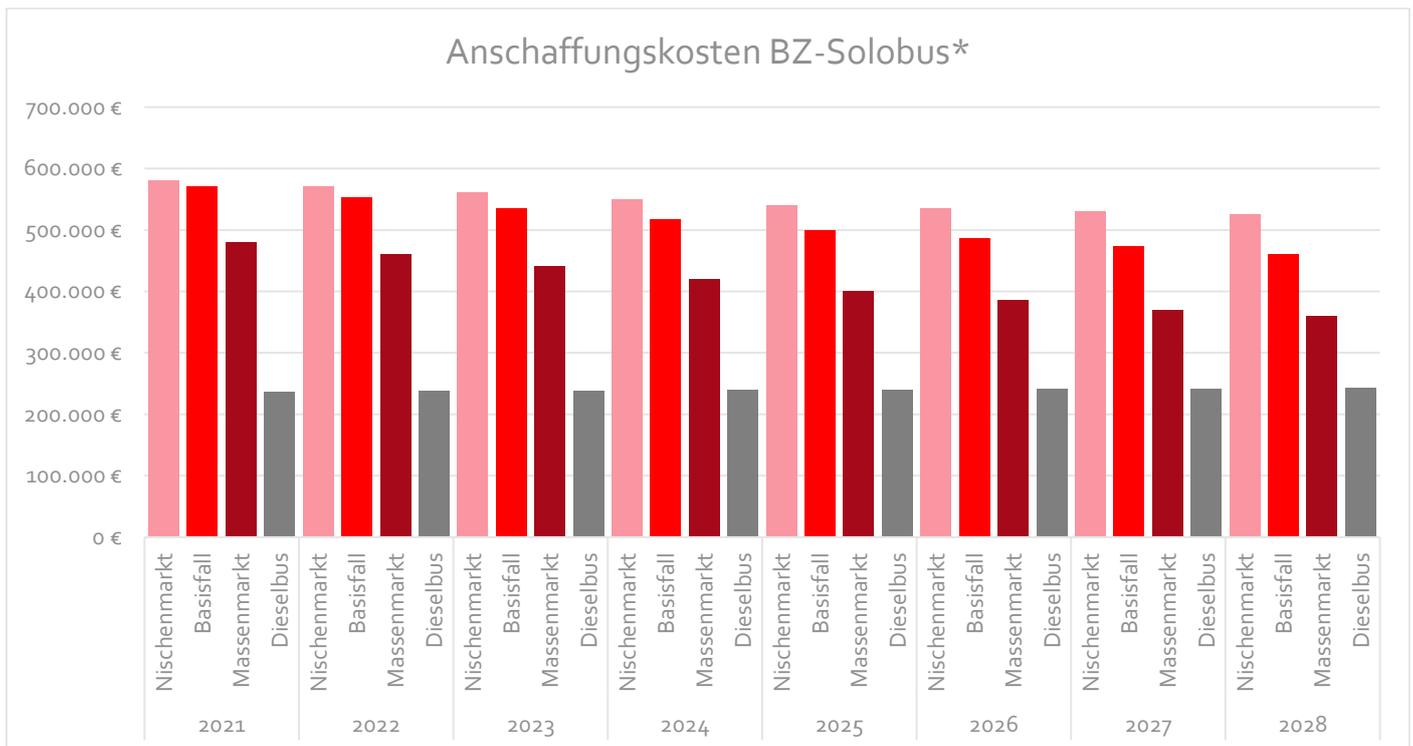
## Anschaffungskosten



Durchschnittliche aktuelle Anschaffungskosten (Richtwerte):

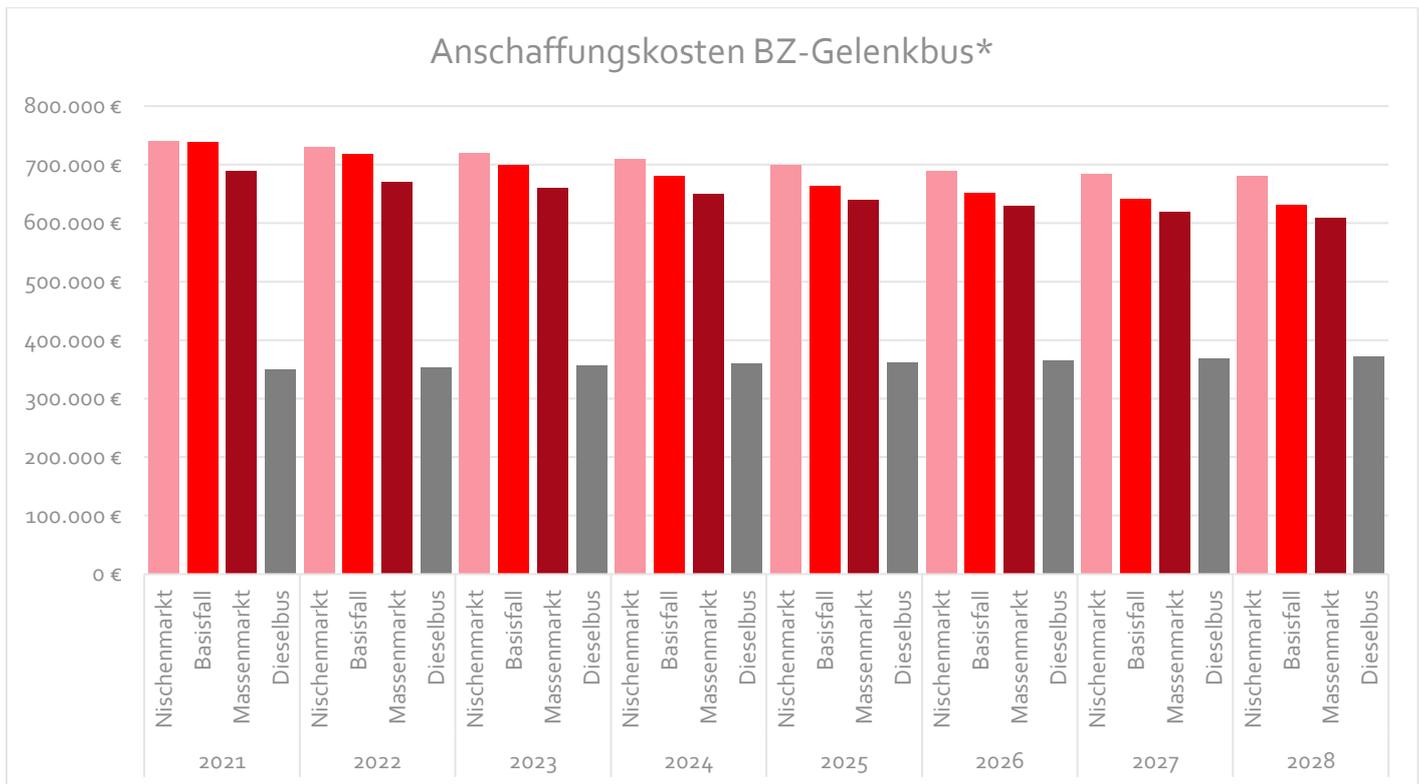
- Solobus: 550.000 € – 700.000 €
- Gelenkbus: 900.000 € – 1.100.000 €

## Prognostizierte Anschaffungskosten



\*Nischenmarkt: europäische Produktion von ca. 300 BZ-Busse (Solo- und Gelenkbusse) im Jahr

Massenmarkt: europäische Produktion von ca. 1500 – 4500 BZ-Busse (Solo- und Gelenkbusse) im Jahr



## Rechtliche und steuerliche Chancen und Hindernisse



Wasserstoff stellt nach Auffassung des Bundesfinanzministeriums bei der Verwendung in einer Brennstoffzelle mangels Verbrennung kein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes dar (vgl. „Dienstvorschrift zur energiesteuerrechtlichen Behandlung von Energieerzeugungsanlagen nach den §§ 2,3 und 53 Energiesteuergesetz“). Daher fällt auf den Einsatz von Wasserstoff in einem Brennstoffzellenfahrzeug bisher keine Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz an. Auch eine Pflicht zur Teilnahme am nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz dürfte vor diesem Hintergrund nicht bestehen. Denn das Brennstoffemissionshandelsgesetz knüpft an die Entstehung der Energiesteuer an und setzt voraus, dass ein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes vorliegt.

Beim Einsatz von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle wird grundsätzlich wieder Strom erzeugt und zum Antrieb der Verbrauchseinrichtung (hier: Fahrzeug) genutzt. Auch für diesen Vorgang kann daher grundsätzlich die EEG-Umlagepflicht entstehen. Es spricht jedoch viel dafür, dass hierfür eine vollständige Befreiung nach § 61a Nr. 2 EEG 2021 greift, da das Fahrzeug insoweit als „Inselanlage“ angesehen werden kann. In Bezug auf die Stromsteuer besteht – sofern die Leistung der Brennstoffzelle unter 2 MW beträgt – ebenfalls eine Befreiungsmöglichkeit nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a StromStG.

Es ist anerkannt, dass vor allem eine emissionsbasierte Ausgestaltung von Straßenbenutzungsgebühren die Wirtschaftlichkeit von emissionsarmen Schwerlastfahrzeugen erheblich verbessern kann. Daher könnte geprüft werden, LKW, die (nachweislich) grünen Wasserstoff (in der Übergangsphase ggfs. auch als grau/grünes Mischprodukt) einsetzen, von der Maut zu befreien. Darüber hinaus könnten etwa auch Ausnahmen für emissionsarme Busse des öffentlichen Nahverkehrs in Fahrverbotszonen vorgesehen werden.

# Wasserstoffanwendungen beim ÖPNV-Bus



## Quellen

Wuppertal Institut, Shell Deutschland, 2017: Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>

NOW GmbH, 2018: Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV - Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte

Roland Berger, FCH JU, 2017 I: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 1

Roland Berger, FCH JU, 2017 II: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 2

Roland Berger, FCH JU, 2018: Detailed Business Case Tool

Roland Berger, FCH JU, 2015: Fuel Cell Electric Buses - Potential for Sustainable Public Transport in Europe

CHIC, FCH JU, 2016: Fuel Cell Electric Buses: A Proven Zero-Emission Solution - Key Facts, Results, Recommendations

WaterstofNet, Hydrogen Europe, FCH JU, 2021: Fuel Cell Electric Buses - knowledge base (<https://www.fuelcellbuses.eu>), Abgerufen am 05.02.2021

# Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeuge im Bereich Entsorgung

7-8

Technology Readiness Level

## Grundlagen



Der Brennstoffzellenantrieb setzt sich aus den Hauptkomponenten Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie und dem Wasserstofftank zusammen. Die Brennstoffzelle generiert im Fahrzeug elektrische Energie aus Wasserstoff; der Fahrzeugantrieb erfolgt durch einen elektrischen Antriebsstrang. Eine Batterie dient einerseits als Energiespeicher und andererseits – im Falle hoher Leistungsanforderungen – als zusätzliche Stromquelle. Zusätzlich nimmt die Batterie beim Bremsen zurückgewonnene Energie auf (Rekuperation). Derzeit existierende Entsorgungsfahrzeuge verwenden eine Brennstoffzelle vor allem als Range-Extender, was sich in der Dimensionierung der Hauptkomponenten des Antriebes sowie in Ladevorgang und -infrastruktur äußert. Bei Fahrzeugen mit Brennstoffzelle als Range-Extender ist die Rede von einem batterieelektrischen Fahrzeug, da der wesentliche Anteil der Fahrzeugenergie in einer deutlich größeren Batterie durch ein Ladekabel gespeichert wird, womit eine Ladeinfrastruktur erforderlich ist. Die Leistung der Brennstoffzelle sowie die Wasserstofftanks sind kleiner und dienen der kontinuierlichen Ladung der Batterie zur Verlängerung der Betriebszeit und Reichweite.

Brennstoffzellenfahrzeuge produzieren weder CO<sub>2</sub>- noch Stickoxid- oder Partikelemissionen und zeichnen sich durch sehr geringe Motorgeräusche aus, womit sie sich hervorragend für den Stadtverkehr eignen. In Verbindung mit der Energierückgewinnung von häufigen Bremsvorgängen im Sammelbetrieb stellt der elektrische Antrieb ein geeignetes Mittel der Fortbewegung für Entsorgungsfahrzeuge in Siedlungen und Wohngebieten dar. Besonders hybridisierte Abfallsammelfahrzeuge bieten aufgrund ihres Einsatzprofils (v.a. zahlreiche Stopps mit Bremsvorgängen) und insgesamt vergleichsweise hoher Tageskilometerleistungen, eine nahezu ideale und effiziente Lösung für den beschriebenen Anwendungsfall. Eine zum Dieselantrieb vergleichbare Performance ermöglicht umfangreiche Routenflexibilität und lange Touren über Land. Die Fahrzeugverfügbarkeit liegt derzeit bei ca. 85 %, mittelfristig bei 95 %.

Betriebseigene Werkstätten benötigen technische und kraftstoffbedingte Anpassungen sowie zusätzliche Qualifizierungen der Werkstattmitarbeiter. Auf der technischen Seite muss die Möglichkeit bestehen, Hochvoltkomponenten des Fahrzeugs spannungsfrei zu schalten. In diesen Zusammenhang benötigt das Werkstattpersonal eine Qualifizierung bezüglich der bestehenden Hochvoltanforderungen sowie eine Einführung in die Wasserstofftechnik. Der technische Zugang zu den einzelnen Antriebskomponenten des Fahrzeugs ist in der Regel den Technikern des Herstellers vorenthalten, da hier detaillierte Schulungen zu den spezifischen Bestandteilen sowie eine Gasanlagenprüfung notwendig sind. Kraftstoffbedingte Anpassungen sind entsprechende Lüftungseinrichtungen in Kombination mit Gaswarnanlagen (Wasserstoffsensoren) sowie ATEX-Einrichtungen. Gutachterliche Begehungen geben schnell Klarheit über konkrete Anpassungserfordernisse. Die zusätzliche Qualifizierung des Fahrers beschränkt sich auf eine Fahrzeugweisung.

## Alternative lokal CO<sub>2</sub>-freie Antriebsformen

Neben den wasserstoffbetriebenen Entsorgungsfahrzeugen besteht mit dem batterieelektrischen Antrieb eine weitere lokal emissionsfreie Antriebsform, welche sich durch eine höhere Effizienz auszeichnet. Neben den hohen Fahrzeugkosten ist im Vergleich zum BZ-Antrieb vor allem die limitierte Reichweite, eine geringere Nutzlast, die Größe und die Kosten der Batterie sowie lange Ladezeiten in Verbindung mit benötigtem Ladeplatz nachteilig.

Mit dem Wasserstoffverbrennungsmotor besteht eine weitere Antriebsart auf Basis von Wasserstoff. Verglichen mit dem BZ-basierten Antrieb zeichnet sich der Wasserstoffverbrennungsmotor durch geringere Anforderungen in der Wasserstoffqualität und geringeren Anschaffungskosten aus. Dagegen ist der Wirkungsgrad geringer, was einen höheren Verbrauch zur Folge hat und es kommt zu Schadstoffemissionen und verstärkten Geräuschemissionen. Neben ersten Forschungsprojekten liegen keine praktischen Erfahrungen im operativen Einsatz dieses Antriebes vor.

# Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeugen im Bereich Entsorgung



## Reife und Verbreitung

Entsorgungsfahrzeuge, die rein auf Wasserstoff in Verbindung mit einer Brennstoffzelle basieren, werden derzeit in ersten Kleinserien erprobt, womit hier ein Technology Readiness Level von 7 anzusetzen ist. Der batterieelektrische Antrieb mit Range Extender zeichnet sich dagegen mit einer Vielzahl an überzeugenden Demonstrationsprojekten und Prototypen in privaten oder kommunalen Entsorgungsbetrieben aus. Es ist von einem Technology Readiness Level 8 auszugehen.

## Fahrzeugklassen

Dieses Factsheet fokussiert Abfallsammelfahrzeuge und Kehrfahrzeuge mit Brennstoffzelle als alleiniger Stromlieferant für den Elektroantrieb. Daten zum batterieelektrischen Antrieb mit Brennstoffzelle als Range-Extender werden in Klammern aufgeführt oder sind als solche gekennzeichnet. Der Einsatz und die Erfahrungen mit wasserstoffbetriebene Kehrfahrzeugen ist eher gering, womit die Datenlage für diese Fahrzeugklasse Lücken aufweist. Auch die Best-Practice-Beispiele und die Förderprogramme beziehen sich vor allem auf Abfallsammelfahrzeuge, oftmals ausgestattet mit Range-Extender.

## Technologieübersicht



Fahrzeugtyp	Abfallsammelfahrzeuge	Kehrfahrzeuge
Leistung Elektroantrieb	150 – 250 kW	100 - 200 kW
Leistung Brennstoffzelle	30 – 90 kW (abhängig vom Hybridisierungsgrad)	30 – 90 kW (abhängig vom Hybridisierungsgrad)
durchschnittlicher Verbrauch	12 – 13 kg H <sub>2</sub> /100 km (BZ als Range-Extender: 6 – 9 kg H <sub>2</sub> /km)	
durchschnittliche Reichweite	250 – 400 km	350 – 500 km
Nutzlast	mind. 10 t	
Betankungsanforderungen	350 bar und 700 bar, ca. 10 min	350 bar und 700 bar, ca. 10 min
durchschnittliche Instandhaltungskosten	0,40 – 0,60 €/km	
Restwerterwartung Antriebsstrang	Brennstoffzelle, Elektromotor, Batterie: 10 % der Anschaffungskosten	

# Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeugen im Bereich Entsorgung

7-8

Technology Readiness Level

## Marktübersicht



Fahrzeugtyp	Abfallsammelfahrzeuge	Kehrfahrzeug
Hersteller verfügbarer Fahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"><li>Faun Umwelttechnik (D)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Global Environmental Products (USA)</li><li>Faun Umwelttechnik (D)</li></ul>
Hersteller Prototypen und zukünftig verfügbarer Fahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"><li>Holthausen Clean Technology (NL)</li><li>E-Trucks Europe (NL)</li><li>SEMAT (FR)</li><li>ULEMCo (UK)</li><li>Geesinknorba (NL)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Holthausen Clean Technology (NL)</li><li>Bucher Municipal (D)</li><li>Empa (CH)</li></ul>

### Best-Practice-Beispiel/Demonstrationsprojekte

#### Projekte national (Range-Extender)

- [INTERREG-Projekt HECTOR: Wirtschaftsbetriebe Duisburg \(Duisburg\)](#)
- [Müll macht Mobil – AWG, WSW mobil, EKOCity \(Wuppertal\)](#)
- [INTERREG-Projekt HECTOR: AGR - Abfallentsorgungs-Gesellschaft Ruhrgebiet \(Herten\)](#)
- [NIP: Berliner Stadtreinigung \(BSR\) \(Berlin\)](#)

#### Projekte International (Range-Extender)

- [LIFE'N GRAB HY! In Eindhoven \(Eindhoven\)](#)
- [INTERREG-Project HyTrEc2 & HECTOR: Gemeente Groningen \(Groningen\)](#)
- [Levenmouth Community Energy Project \(Levenmouth, Schottland\)](#)

### Förderprogramme

- [Interreg – North Sea Region – HyTrEc2 \(2014-2020\)](#)
- [LIFE'N GRAB HY!\(2015-2019\)](#)
- [REVIVE \(2018-2021\)](#)
- [H2RenT \(2019-2021\)](#)
- [Interreg – North-West Europe – HECTOR \(2019-2023\)](#)

# Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeugen im Bereich Entsorgung

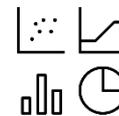
7-8

Technology Readiness Level

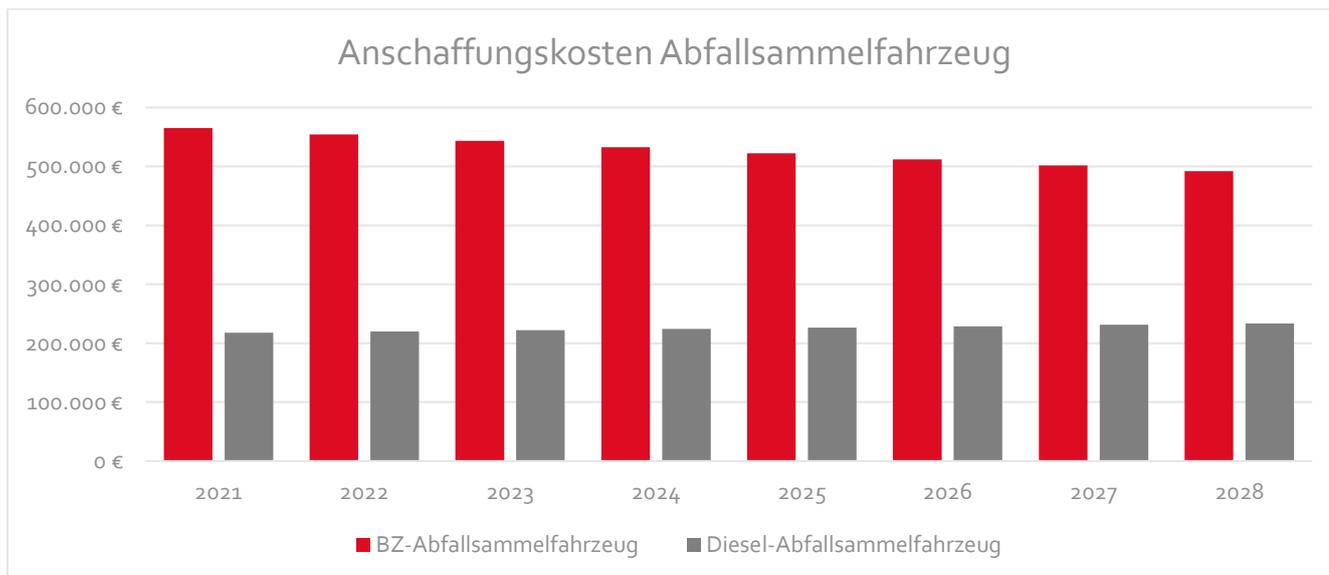
## Anschaffungskosten

Durchschnittliche aktuelle Anschaffungskosten (Richtwerte):

- Abfallsammelfahrzeuge: 600.000 € – 700.000 €
- Kehrfahrzeuge: 400.000 € - 500.000 €



## Prognostizierte Anschaffungskosten



## Rechtliche und steuerliche Chancen und Hindernisse



Wasserstoff stellt nach Auffassung des Bundesfinanzministeriums bei der Verwendung in einer Brennstoffzelle mangels Verbrennung kein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes dar (vgl. „Dienstvorschrift zur energiesteuerrechtlichen Behandlung von Energieerzeugungsanlagen nach den §§ 2,3 und 53 Energiesteuergesetz“). Daher fällt auf den Einsatz von Wasserstoff in einem Brennstoffzellenfahrzeug bisher keine Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz an. Auch eine Pflicht zur Teilnahme am nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz dürfte vor diesem Hintergrund nicht bestehen. Denn das Brennstoffemissionshandelsgesetz knüpft an die Entstehung der Energiesteuer an und setzt voraus, dass ein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes vorliegt.

Beim Einsatz von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle wird grundsätzlich wieder Strom erzeugt und zum Antrieb der Verbrauchseinrichtung (hier: Fahrzeug) genutzt. Auch für diesen Vorgang kann daher grundsätzlich die EEG-Umlagepflicht entstehen. Es spricht jedoch viel dafür, dass hierfür eine vollständige Befreiung nach § 61a Nr. 2 EEG 2021 greift, da das Fahrzeug insoweit als „Inselanlage“ angesehen werden kann. In Bezug auf die Stromsteuer besteht – sofern die Leistung der Brennstoffzelle unter 2 MW beträgt – ebenfalls eine Befreiungsmöglichkeit nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a StromStG.

Es ist anerkannt, dass vor allem eine emissionsbasierte Ausgestaltung von Straßenbenutzungsgebühren die Wirtschaftlichkeit von emissionsarmen Schwerlastfahrzeugen erheblich verbessern kann. Daher könnte geprüft werden, LKW, die (nachweislich) grünen Wasserstoff (in der Übergangsphase ggfs. auch als grau/grünes Mischprodukt) einsetzen, von der Maut zu befreien. Darüber hinaus könnten etwa auch Ausnahmen für emissionsarme Busse des öffentlichen Nahverkehrs in Fahrverbotszonen vorgesehen werden.

# Wasserstoffanwendungen bei Fahrzeuge im Bereich Entsorgung



## Quellen

Wuppertal Institut, Shell Deutschland, 2017: Shell Wasserstoff-Studie, Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>

NOW GmbH, 2018: Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV - Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte

Roland Berger, FCH JU, 2017 I: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 1

Roland Berger, FCH JU, 2017 II: Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol. 2

Roland Berger, FCH JU, 2018: Detailed Business Case Tool

WaterstofNet, Interreg North-West Europe, European Union, 2021: Knowledge Portal On The Application of Hydrogen Technology in Heavy-duty Logistics (<https://fuelcelltrucks.eu/>), Abgerufen am 05.02.2021



## 9.4 Factsheet Rechtliche Aspekte

## Fact Sheet Grüner Wasserstoff

### A. Steuern, Abgaben und Umlagen

Der Einsatz von grünem Wasserstoff, d.h. Wasserstoff, der mittels Elektrolyse durch Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, stellt ein wesentlicher Baustein für die Verringerung der Treibhausgasemissionen und damit das Erreichen der Klimaschutzziele dar. Die hohe Belastung des Stroms durch die staatlich induzierten Strompreisbestandteile ist jedoch ein wesentliches Hemmnis für den Markthochlauf von Wasserstoff.<sup>1</sup> Im Folgenden soll daher dargestellt werden, ob und in welchem Umfang die EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte und weitere staatlich veranlasste Strompreisbestandteile für das Referenzprojekt bei der Erzeugung, Transport und Verbrauch von Wasserstoff anfallen können. Wir weisen darauf hin, dass es sich hierbei um eine abstrakte Betrachtung handelt, die eine konkrete Prüfung des jeweiligen Einzelfalles nicht ersetzen kann. Zudem weisen wir daraufhin, dass im vorliegenden Projekt als Grenze der Betrachtung die Lieferung des Erzeugers an den Veräußerer des Wasserstoffs an Endkunden vereinbart wurde, das Verhältnis Endkundenlieferant – Endkunde also auftragsgemäß nicht betrachtet wird.

#### I. Kosten für den Strombezug eines Elektrolyseurs

Die Produktion von Wasserstoff in einem Elektrolyseur kann zunächst eine Pflicht zur Zahlung der **EEG-Umlage** auslösen, da mit der Umwandlung des Stroms bei der Erzeugung des Wasserstoffs im Elektrolyseur ein Verbrauch stattfindet, der als Letztverbrauch angesehen wird.<sup>2</sup> Es stellt sich somit die Frage, ob für den Einsatz von Strom im Elektrolyseur Befreiungs- oder Entlastungstatbestände greifen können.

Um den Markthochlauf für Wasserstoff zu forcieren, wurde mit **§ 69b Abs. 1 EEG 2021** eine Befreiung von der EEG-Umlage für die Erzeugung von **grünem Wasserstoff** geschaffen, die aber beihilfenrechtlich noch genehmigt werden muss (vgl. § 105 Abs. 2 EEG 2021). Danach wird Strom, der zur Herstellung von grünem Wasserstoff in einer dazu dienen Einrichtung – dies ist ein Elektrolyseur – eingesetzt wird, von der EEG-Umlage befreit. Der Strom kann sowohl aus dem Netz der allgemeinen Versorgung als auch über eine Direktleitung von einer Erneuerbaren-Energien-Anlage bezogen werden.<sup>3</sup> Die EEG-Umlagebefreiung greift zudem unabhängig vom Verwendungszweck des Wasserstoffs. Soll der Strom, wie hier geplant, über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogen werden, muss die Einrichtung zur Herstellung des Wasserstoffs aber über einen eigenen Zählpunkt verfügen.<sup>4</sup> Unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff für die Zwecke der EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG 2021 als grün anzusehen ist, wird durch die Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) bestimmt.<sup>5</sup> Die darin enthaltenen Kriterien für grünen Wasserstoff sind aktuell noch nicht identisch mit den Anforderungen an grünen Wasserstoff für den Verkehrssektor aus der RED II und den sich aktuell abzeichnenden Anforderung des sog. delegierten Rechtsakts der Kommission.<sup>6</sup> Ziel des

---

<sup>1</sup> *Agora Energiewende/ Agora Verkehrswende*, „Der doppelte Booster – Vorschlag für ein zielgerichtetes 100-Milliarden-Wachstums- und Investitionsprogramm“, S. 20.

<sup>2</sup> Vgl. BGH, NVwZ-RR 2010, 431, bestätigt durch NVwZ-RR 2013, 408; OLG Düsseldorf, ZNER2008, 380; *Lehnert/Vollprecht*, ZNER 2012, 356; *Heller*, EWeRK2013, 177; *Thomas/Altrock*, ZUR 2013, 579.

<sup>3</sup> *Große/Lehnert*, Power-to-Gas: die Regelungen des EEG 2021 für die Wasserstoffherstellung, EnWZ 2021, 55 (62).

<sup>4</sup> Vgl. § 69b EEG 2021.

<sup>5</sup> Vgl. § 12i ff. EEV.

<sup>6</sup> Aktuell stellt die EEV noch reduzierte Anforderungen (etwa ohne Zusätzlichkeit, kaum räumliche Anforderungen sowie eine großzügige Systemdienlichkeitsregelung), siehe zu den unterschiedlichen Anforderungen an die Produktion von

Gesetzgebers ist aber ein **möglichst einheitlicher Wasserstoffbegriff** für alle Nutzungspfade.<sup>7</sup> Die EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG greift darüber hinaus nur für die ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Kalenderjahr.<sup>8</sup>

Mit **§ 64a EEG 2021** besteht zudem eine Reduzierungsmöglichkeit der EEG-Umlage auf mindestens 15 % der regulär zu zahlenden EEG-Umlage<sup>9</sup> für Strom zur Wasserstoffherstellung. Die Regelung stellt dabei einen Sondertatbestand der Besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen dar, und setzt eine entsprechende Beantragung sowie eine Begrenzungsentscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführung voraus (BAFA). Anders als bei der EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG 2021 ist die EEG-Umlagebegrenzung nach § 64a EEG 2021 nicht auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff oder eine bestimmte Vollbenutzungsstundenzahl begrenzt (Ausnahme: Begrenzung des Stromverbrauchs eines sog. nichtselbständigen Unternehmensteils). Antragsberechtigt sind nach **§ 64a Abs. 1 EEG 2021** zunächst Unternehmen, die einer Branche mit der laufenden Nummer 78 nach Anlage 4 EEG 2021 zuzuordnen sind und bei denen die Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leistet. Soll daher, wie hier geplant, ein eigenständiges Unternehmen gegründet werden soll, welches einen Elektrolyseur betreibt und den Wasserstoff an die Unternehmen im Cluster sowie ggf. weitere Abnehmer vermarktet, spricht nach unserer Auffassung viel dafür, dass hier der Begrenzungstatbestand des § 64a Abs. 1 EEG 2021 einschlägig ist. Voraussetzung für eine erfolgreiche Antragstellung wäre dann zunächst, dass es sich um ein Unternehmen im Sinne des § 3 Nr. 47 EEG 2021 handelt. Dies umfasst jeden Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt. Ob diese Anforderungen vorliegend erfüllt sind, ist eine Frage des Einzelfalles. Kritisch sind dabei insbesondere solche Unternehmenskonstruktionen, die auf einen Missbrauch von Gestaltungsmöglichkeiten schließen lassen und im Zweifel allein zur Optimierung der Bruttowertschöpfung geschaffen werden.<sup>10</sup> Wasserstoff ist unter die Herstellung von Industriegasen nach Nr. 78 Anhang 4 EEG 2021 zu fassen.<sup>11</sup> Nach bisheriger Auffassung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführung (BAFA) sollte die Herstellung von Wasserstoff aber wohl nur erfasst sein, wenn der Wasserstoff auch für industrielle Zwecke eingesetzt wird. § 64a EEG 2021 legt nun allerdings nunmehr ausdrücklich fest, dass die Begrenzung der EEG-Umlage nach dieser Norm „unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs“ erfolgen soll. Wenn ein Unternehmen den Antrag stellt, muss die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff zudem den größten Beitrag zur gesamten

---

grünem Wasserstoff auch Stiftung Umweltenergierecht, „Anforderungen an die Produktion von grünem Wasserstoff“, abrufbar unter: [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_Vergleich-del.-RA-und-EEV\\_Stand\\_2021-07-09.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung_Umweltenergierecht_Vergleich-del.-RA-und-EEV_Stand_2021-07-09.pdf).

<sup>7</sup> BT-Drs. 19/29793, Seite 21; nach dem Entwurf der Kommission für die RED III ist geplant, die Anrechnungsvoraussetzungen aus Art. 27 der RED II auf alle energieverbrauchenden Sektoren anzuwenden.

<sup>8</sup> Vgl. § 12i EEG.

<sup>9</sup> Unter den Voraussetzungen des sog. „super cap“ kann die EEG-Umlage zudem auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung begrenzt werden (§ 64a Abs. 2 S. 3 EEG 2021).

<sup>10</sup> Hierzu im Einzelnen, BAFA, Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen, S. 5ff. Der Unternehmensbegriff wird darüber hinaus durch § 64a Abs. 8 EEG 2021 erweitert. Danach können sämtliche Rechtsträger, die Wasserstoff herstellen antragsberechtigt sein, sodass auch sog. „Nicht-Unternehmen“ einen Antrag nach § 64a EEG 2021 stellen können. Die Gesetzesbegründung bezieht sich hier insbesondere auf Joint Ventures und Projektgesellschaften, bei denen je nach Einzelfall fraglich sein kann, ob diese den Unternehmensbegriff des § 3 Nr. 47 EEG 2021 erfüllen. § 64a Abs. 8 EEG 2021 steht aber ebenfalls noch unter dem beihilfenrechtlichen Genehmigungsvorbehalt des § 105 Abs. 2 EEG 2021.

<sup>11</sup> Große/Lehnert, a.a.O., S. 58.

Wertschöpfung des Unternehmens ausmachen. Dies könnte vorliegend ein eigens geschaffenes neues Unternehmen, das ausschließlich oder überwiegend den Elektrolyseur betreibt, wohl auch erfüllen. Hinzuweisen ist darüber hinaus darauf, dass die Europäische Kommission aktuell an der Novellierung der Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBLL) arbeitet (Entwurf vom 02.06.2021), nach der sich die Genehmigungsfähigkeit von nationalen Förderregelungen in diesem Bereich richtet. Danach würde der Industriezweig „Herstellung von Industriegasen“ aus dem zulässigen Bereich von EEG-Umlagereduzierungen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes herausgenommen. Offen ist derzeit, ob die Europäische Kommission an dieser Streichung festhält. Im Konsultationsverfahren haben Unternehmen und Verbände sehr nachdrücklich darum gebeten, dass die Herstellung von Industriegasen auch weiterhin beihilfeberechtigt bleibt. Unabhängig davon wäre es für uns jedenfalls nicht nachvollziehbar, wenn von der Streichung auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff oder dessen Derivaten erfasst wäre. Denn mit den neuen Leitlinien soll die Erzeugung von grünen Gasen als Beitrag zur Erreichung der neuen, ambitionierten Klimaziele der EU ermöglicht werden, eingestellt werden soll dagegen die Förderungen fossiler Treibhausgase. Zudem ist § 64a EEG 2021 von der Kommission (außerhalb der Frage unselbständiger Unternehmensteile) bereits genehmigt. Damit dürfte die Neufassung der Beihilfeleitlinien zwar nicht direkt, also ab 2022, „durchschlagen“, aber zumindest dann relevant werden, wenn die (neue) Bundesregierung der Europäischen Kommission eine Änderung des EEG zur Genehmigung vorlegt.

Antragsberechtigt können darüber hinaus auch selbstständige oder unselbstständige Unternehmensteile eines Unternehmens sein.<sup>12</sup> § 64a EEG 2021 und 69b EEG 2021 können zudem nur alternativ geltend gemacht werden.<sup>13</sup>

Sofern der Strom für den Elektrolyseur auch im Rahmen einer Eigenversorgung bezogen wird, kommen darüber hinaus die Befreiungs- oder Entlastungstatbestände der §§ 61a ff EEG 2021 in Betracht. Wird der Strom etwa aus einer Erneuerbaren-Energien-Anlage bezogen, die über eine Direktleitung mit dem Elektrolyseur verbunden ist, und liegen darüber hinaus die weiteren Voraussetzungen einer Eigenversorgung vor,<sup>14</sup> reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 % der regulär zu zahlenden Umlage nach § 61b EEG 2021. Für bestandsgeschützte Eigenversorgungskonzepte aus Bestandsanlagen kommt nach den §§ 61e und f EEG 2021 auch eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage in Betracht.<sup>15</sup>

Das Eingreifen einer Entlastung oder Befreiung von der EEG-Umlage stellt aufgrund der Höhe dieser Umlage – gegenwertig sind dies 6,5 ct/KWh – bis auf weiteres ein entscheidender Faktor bei der Planung und Umsetzung von Wasserstoffelektrolyseprojekten dar. Es sollte aber auch bedacht

---

<sup>12</sup> Hierzu im Einzelnen, BAFA, Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen, S. 6 ff.

<sup>13</sup> Zu den weiteren Einzelheiten, BAFA, Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff, abrufbar unter: [https://www.google.com/search?q=BAFA+64a+EEG&rlz=1C1GCEB\\_enDE8g1DE8g1&oq=BAFA+64a+EEG&aqs=chrome..69157j33j16o.5076j0j15&sourceid=chrome&ie=UTF-8](https://www.google.com/search?q=BAFA+64a+EEG&rlz=1C1GCEB_enDE8g1DE8g1&oq=BAFA+64a+EEG&aqs=chrome..69157j33j16o.5076j0j15&sourceid=chrome&ie=UTF-8).

<sup>14</sup> Für eine Eigenversorgung müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein: 1. Personenidentität zwischen Erzeugung und Verbrauch, 2. keine Netzdurchleitung, 3. unmittelbarer räumlicher Zusammenhang und 4. Zeitgleichheit, siehe dazu auch, Bundesnetzagentur, „Leitfaden zur Eigenversorgung“, S. 20ff.

<sup>15</sup> Zu den weiteren Einzelheiten, Bundesnetzagentur, „Leitfaden zur Eigenversorgung“, S. 65ff.

werden, dass die EEG-Umlage ggf. 2025 oder zu einem möglichen späteren Zeitpunkt auch gänzlich entfallen könnte.

**Netzentgelte** können neben der EEG-Umlage nur dann anfallen, wenn der Strom für den Elektrolyseur aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird. Wird der Strom daher im Wege einer Direktleitung von der Stromerzeugungsanlage bezogen, können Netzentgelte nicht entstehen. Dasselbe gilt auch, wenn der Elektrolyseur „vor“ dem Netz der allgemeinen Versorgung betrieben wird, also in der Kundenanlage. Dabei können sich im Einzelfall Abgrenzungsfragen dazu stellen, ab wann eine Netznutzung vorliegt.<sup>16</sup> Sofern der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, kann je nach Einzelfall die Befreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 7 EnWG greifen. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass weiterhin umstritten ist, ob diese Netzentgeltbefreiung auch unabhängig von einer Rückverstromung bzw. von einer Einspeisung des Stroms bzw. des erzeugten Gases in ein Energieversorgungsnetz greifen kann.<sup>17</sup> Der Bundesgerichtshof hat zudem entschieden, dass von der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht auch die gesetzlichen Umlagen (KWKG-Umlage, Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage, Umlage für abschaltbare Lasten) und die Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung umfasst sind.<sup>18</sup> Nach § 27d KWKG kann die KWKG-Umlage im Umfang einer ggf. in Anspruch genommenen Befreiung oder Begrenzung der EEG-Umlage nach den §§ 69b, 64a EEG 2021 reduziert werden. Gemäß § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG sind die §§ 26 bis 28 und 30 KWKG entsprechend anzuwenden, so dass § 27d KWKG auch für die Offshore-Haftungsumlage Anwendung findet. § 118 Abs. 6 S. 9 EnWG sieht zudem die Einführung einer neuen Umlage ab dem 01.01.2023 vor.

Für den Strombezug des Elektrolyseurs ist nach § 5 Abs. 2 StromStG grundsätzlich auch **Stromsteuer** zu entrichten. Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG kann auf Antrag allerdings eine (vollständige) Entlastung von der Stromsteuer gewährt werden für Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnommen hat. Bisher nicht endgültig geklärt ist, ob sämtliche Verbräuche des Elektrolyseurs entlastungsfähig sind oder etwa nur die Strommenge, die unmittelbar in die Elektrolyse fließt, d. h. der Strom, der an den Elektroden anliegt.<sup>19</sup> Je nach Einzelfall kommen darüber hinaus Steuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG (Entnahme zum Selbstverbrauch durch Anlagen größer als 2 MW) oder nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (Bezug von Strom aus Anlagen kleiner als 2 MW) in Betracht.

## II. Wasserstofftransport

Für den Transport des Wasserstoffs über **Fahrzeuge** (z.B. LKW) fällt keine Energiesteuer an.

---

<sup>16</sup> *Altrock/Thomas/Vollprecht*, Power-to-Heat - Kostenbelastungen, Regelernergie, Überschussstrom, EnWZ 2016, 106 (107).

<sup>17</sup> *Stappert/Vallone/Groß*, RdE 2015, 62 (65); andere Ansicht: *Sailer*, ZNER 2012, 153 (156); *Thomas*, ZNER 2011, 608 (613); *Thomas/Altrock*, ZUR 2013, 579 (582).

<sup>18</sup> *BGH*, Beschluss vom 20.06.2017, EnVR 24/16, Leitsatz; nach der Literatur soll sich die 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 erstrecken. Dies wird – kurz zusammengefasst – damit begründet, dass diese weiteren Kosten systematisch als Bestandteil der Netzentgelte anzusehen seien. Weiterführend hierzu u. a. *Rodi*, Behandlung von Stromspeicher im Stromsteuer- und Energiewirtschaftsrecht – rechtliche und ökonomische Untersuchung mit Reformvorschlägen.

<sup>19</sup> *Möhlenkamp*, in *Möhlenkamp/Milweski*, StromStG-Kommentar, § 9a StromStG, unter Bezugnahme auf die Zusammenfassung einer Dienstbesprechung der OFD Karlsruhe – Zoll- und Verbrauchssteuerabteilung – Vorort Energiesteuern mit Vertretern des BMF Referat III A 1 und Teilnehmern aus den Bezirken aller Oberfinanzdirektionen zu § 51 EnergieStG und § 9a StromStG vom 20. bis 23.11.2006.

### III. Wasserstoffanwendung im Brennstoffzellenfahrzeug

Auch beim Einsatz von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle wird grundsätzlich wieder Strom erzeugt und etwa zum Antrieb der Verbrauchseinrichtung (z.B. Fahrzeug) verbraucht. Auch für diesen Vorgang kann daher grundsätzlich die EEG-Umlagepflicht entstehen. Es spricht jedoch viel dafür, dass hierfür eine vollständige Befreiung nach § 61a Nr. 2 EEG 2021 greift, da das Fahrzeug insoweit als „Inselanlage“ angesehen werden kann.

**Energiesteuer** für die Verwendung von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle fällt nicht an. Hintergrund dafür ist, dass Wasserstoff, wenn er in einer Brennstoffzelle eingesetzt wird, nach der bisherigen Auffassung des BMF kein Energieerzeugnis im Sinne des Energiesteuergesetzes darstellt. Wasserstoff (Pos. 2804 der KN) fällt nicht unter den Katalog des § 1 Abs. 2 EnergieStG. DA in einer Brennstoffzelle zudem keine Verbrennung stattfindet, stellt der dort eingesetzte Wasserstoff auch kein Kraftstoff i.S.d. § 1 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnergieStG dar.<sup>20</sup>

#### B. Exkurs: Anrechnung von Wasserstoff auf die Treibhausgasminderungsquote

Gemäß § 37a Abs. 5 BImSchG i. V. m. § 3 Abs. 1, Anlage 1 der 37. BImSchV können erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (sog. strombasierte Kraftstoffe) auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden. Dies umfasst nach § 3 Abs. 1, Anlage 1 der 37. BImSchV auch in einer Brennstoffzelle eingesetzten Wasserstoff, der „vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien<sup>21</sup> gespeisten Elektrolyse“ hergestellt worden ist.

Die Treibhausgasminderungsquote gemäß § 37a BImSchG verpflichtet diejenigen, die gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen zu versteuernde Otto- oder Dieseldieselkraftstoffe in den Verkehr bringen, sicherzustellen, dass die Treibhausgasemissionen der von ihnen im Laufe des Kalenderjahres in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe in einer gesetzlich vorgeschriebenen Höhe gemindert sind. Die Höhe der zu erzielenden Treibhausgasminderung wird in § 37a Abs. 4 BImSchG festgelegt. Sie beträgt seit dem Jahr 2020 6 % und soll ab 2030 auf 25 % angehoben werden.<sup>22</sup> Die Quotenverpflichteten müssen diese Kraftstoffe aber nicht selbst in den Verkehr zu bringen. Sie können vielmehr auch mit einem Dritten einen sogenannten Quotenvertrag schließen, wonach der Dritte erneuerbare Kraftstoffe in den Verkehr bringt und die Verwertung der hierdurch erzielten Treibhausgasminderung dem Verpflichteten überlässt. Diese durch den Dritten erzielte Treibhausgasminderung kann sich der Verpflichtete dann anrechnen lassen (sog. Quotenhandel).

Bei der Vertankung des Wasserstoffs im Brennstoffzellenfahrzeug kann eine solche Quote generiert werden, sofern die Anrechnungsvoraussetzungen der § 37 BImSchV erfüllt werden. Diese sind gegenwertig noch sehr restriktiv ausgestaltet. Danach muss der Strom für die Herstellung des Wasserstoffs entweder nicht aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen und die Stromerzeugungsanlage als Inselanlage – d.h. ohne Netzanschluss – betrieben worden sein. Oder–

---

<sup>20</sup> Bundesministerium der Finanzen, „Dienstvorschrift zur energiesteuerrechtlichen Behandlung von Energieerzeugungsanlagen nach den §§ 2, 3 und 53 Energiesteuergesetz“.

<sup>21</sup> Dies schließt elektrolytisch erzeugten Wasserstoff aus Biomassestrom von der Anrechenbarkeit im Rahmen der 37. BImSchV aus. Die Treibhausgasminderungsquote soll nach der Beschlussempfehlung vom 19.05.2021 künftig auch vorsehen, dass „Wasserstoff aus biogenen Quellen des Anhangs IX Teil A Richtlinie (EU) 2018/2001, der in Straßenfahrzeugen eingesetzt wird, ab dem 01.07.2023 angerechnet werden kann“ vgl. BT-Drs. 19/29850, S. 5.

<sup>22</sup> BT-Drs. 19/29850, S. 4.

sofern Netzstrom verwendet wird – muss die Anlage zur Herstellung der Kraftstoffe ausschließlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Absatz 6 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2682) geändert worden ist, betrieben worden sein. Die 37. BImSchV wird jedoch aktuell im Zuge der Umsetzung der RED II und den Vorgaben des aktuell vorbereiteten delegierten Rechtsaktes dazu novelliert. Ein Verordnungsentwurf liegt gegenwertig noch nicht vor.

## **C. Genehmigungsrechtliche Anforderungen**

### **I. Elektrolyseure**

Gemäß § 43 Abs. 2 Nr. 7 EnWG kann auf Antrag des Vorhabenträgers für die Errichtung und den Betrieb von Energiekopplungsanlagen ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden. Ausweislich der Gesetzesbegründung werden hiervon PtG-Anlagen und insbesondere Elektrolyseanlagen erfasst.<sup>23</sup>

Wird kein Antrag nach § 43 Abs. 2 Nr. 7 EnWG gestellt, ist für die Zulassung der Errichtung und des Betriebs einer Elektrolyseanlage das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) einschlägig, sofern der Elektrolyseur eine nach diesem Gesetz genehmigungsbedürftige Anlage darstellt. Bei einem Elektrolyseur handelt es sich in der Regel um eine Betriebsstätte oder sonstige ortsfeste Einrichtung gemäß § 3 Abs. 5 Nr. 1 BImSchG, sodass eine Anlage nach dem BImSchG vorliegt. Für einen Elektrolyseur kann sich dann eine Genehmigungspflicht aus § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG i.V.m. Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV („Anlagen zur Herstellung von {...} Wasserstoff“ in industriellem Umfang) ergeben.<sup>24</sup>

Bisher nicht hinreichend geklärt ist allerdings, wann eine Herstellung im industriellem Umfang gegeben ist. Weder in der 4. BImSchV noch sonst im BImSchG wird dieser Begriff bisher definiert. Insbesondere bei kleineren Elektrolyseanlagen ist daher anhand des jeweiligen Einzelfalls zu bestimmen, ob eine Herstellung im industriellen Umfang vorliegt.<sup>25</sup> Ist dies nicht der Fall, handelt es sich auch nicht um eine nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlage, sodass nur das Baugenehmigungsverfahren durchzuführen ist. Liegt demgegenüber eine Herstellung im industriellen Umfang vor, handelt es sich um eine genehmigungsbedürftige Anlage, für die ein Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG durchzuführen ist.

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung schließt nach § 13 BImSchG darüber hinaus bis auf die wasserrechtliche Genehmigung alle anderen erforderlichen Genehmigungen ein (sog. Konzentrationswirkung). Hinzuweisen ist noch darauf, dass sich ein Genehmigungserfordernis nach

---

<sup>23</sup> BT-Drs. 19/9027, S. 13; *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 36.

<sup>24</sup> Ernst & Young, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Becker Büttner Held u.a., Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, Studie im Auftrag des Bundesverkehrsministeriums, S. 127; *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 36; diskutiert wird auch, ob sich die Genehmigungspflicht für einen Elektrolyseur aus Nr. 1.15 Anhang 1 der 4. BImSchV ergeben kann, vgl. *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 37.

<sup>25</sup> Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, S. 127-128; *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 36.

dem BImSchG für den Elektrolyseur auch aus § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV ergeben kann, sofern dieser als Nebeneinrichtung von anderen genehmigungsbedürftigen Anlagen betrieben wird.

Für eine Genehmigung nach dem BImSchG müssen die in § 6 BImSchG aufgeführten Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt sein. Dies umfasst neben den immissionsschutzrechtlichen Betreiberpflichten nach § 5 BImSchG auch die sonstigen öffentlichen rechtlichen Vorschriften, zu denen insbesondere auch das Bauplanungsrecht gehört. 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 nicht von vornherein ausgeschlossen.<sup>26</sup> Sollte kein Bebauungsplan existieren, richtet sich die planungsrechtliche Zulässigkeit nach § 34 BauGB für den Innenbereich oder § 35 BauGB für den Außenbereich. Elektrolyseure sind nach gegenwertigem Recht aber noch keine nach § 35 Abs. 1 BauGB im Außenbereich privilegierte Vorhaben.<sup>27</sup>

In bestimmten Fällen kann auch eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) bestehen. Zunächst 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.<sup>28</sup> Eine integrierte chemische Anlage in diesem Sinne liegt insbesondere dann vor, wenn die Wasserstofferzeugung mit einer Anlage zur Produktion eines weiteren Stoffes durch chemische Umwandlung verfahrenstechnisch miteinander verbunden ist. Dies kann je nach Lage des Einzelfalles etwa beim Einsatz eines Elektrolyseurs in einem Industriebetrieb, in dem der Wasserstoff stofflich bei der Gewinnung anderer Stoffe verwendet wird, erfüllt sein. Nach Nr. 4.2 Anlage 1 UVPG kann eine Umweltverträglichkeitsprüfung darüber hinaus 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.<sup>29</sup> Eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht aber nur, wenn sich aus der allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls eine Notwendigkeit zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ergibt. Nach § 3c Satz 1 UVPG ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach der allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen, „wenn das Vorhaben nach Einschätzung der zuständigen Behörde aufgrund überschlägiger Prüfung unter Berücksichtigung der in der Anlage 2 aufgeführten Kriterien erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann [...]“.<sup>30</sup>

---

<sup>26</sup> Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, S. 131.

<sup>27</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 37.

<sup>28</sup> Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, S. 132-133.

<sup>29</sup> Nach einer Literaturlauffassung meint „industrieller Umfang“ eine Herstellung in arbeitsteiligem Zusammenwirken in großtechnischem Maßstab in Abgrenzung zur handwerklichen oder labortechnischen Fertigung, die keiner UVP-Pflicht unterliegt, vgl. *Müggenborg*, „Integrierte chemische Anlagen“, NVwZ 2020, 479 (482).

<sup>30</sup> Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, S. 132-133.

Zu beachten ist schließlich § 18 der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV). Eine Erlaubnispflicht kann sich etwa aus § 18 Abs. 1 Nr. 2 dieser Verordnung ergeben, wenn ein Elektrolyseur mit einer Abfüllanlage verbunden ist, die mit einer Füllkapazität von mehr als 10 kg je Stunde dem produzierten Wasserstoff verdichtet und in Druckbehälter zum Weitertransport abfüllt.<sup>31</sup>

Der Betriebsbereich einer Elektrolyseanlage mit einem lokalen Wasserstoffspeicher kann den Grundpflichten sowie ggf. auch den erweiterten Pflichten der Störfall-Verordnung (12. BImSchV) unterfallen. Wasserstoff wird in Anhang 1 der 12. BImSchV als gefährlicher Stoff in Zeile 38 mit folgenden Mengenschwellen aufgeführt: Spalte 4 5000 kg und Spalte 5 50.000 kg. 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.

## **II. Lokale Wasserstoffspeicher**

Ab der Lagerung von 3 Tonnen kann es sich auch bei lokalen Wasserstoffspeichern (Anlagen aus den Bereichen „Lagerung, Be- und Entladen von Stoffen und Gemischen“) nach Nr. 9.3. Anhang der 4. BImSchV um eine nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlage handeln, sodass insoweit ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren durchzuführen ist. Bei Einrichtungen mit einer Kapazität von 3 bis weniger als 30 Tonnen kommt dabei ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG in Betracht.<sup>32</sup> 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. Nach § 1 Abs. 6 der 4. BImSchV bedürfen Anlagen keiner Genehmigung nach dem BImSchG, soweit sie allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung dienen und sich im Labor- und Technikum-Maßstab befindet.

Bei unterirdischen Wasserstoffspeichern kommt nach § 2 Abs. 2 Nr. 3 i.V.m. 126 Abs. 3, 52 BBergG ein Planfeststellungsverfahren in Betracht, soweit die Speicherkapazität die in § 1 Satz 1 Nr. 6a Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben genannten Schwellen erreicht. Im Übrigen unterliegen Untergrundspeicher einer Hauptbetriebsplanpflicht nach § 126 Abs. 3 i.V.m. § 51ff BBergG.<sup>33</sup>

## **III. Wasserstofftankstelle**

Für die Errichtung und den Betrieb einer Wasserstofftankstelle mit einer Lagerungskapazität von weniger als 3 Tonnen Wasserstoff sind für die Zulassung die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und die Landesbauordnung (BauO) einschlägig. Für Anlagen mit lokaler Erzeugung oder Lagerung von mindestens 3 Tonnen Wasserstoff erfolgt die Zulassung unter den Voraussetzungen des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG), wobei ab 3 Tonnen ein vereinfachtes

---

<sup>31</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 38.

<sup>32</sup> Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, S. 128.

<sup>33</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht“, S. 39.

Genehmigungsverfahren nach § 19 BImSchG und ab 30 Tonnen ein förmliches Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG durchzuführen ist.<sup>34</sup>

#### D. Rechtsform für die Betreibergesellschaft des Elektrolyseurs

Als Rechtsform für die noch zu gründende Betreibergesellschaft des Elektrolyseurs kommen insbesondere eine GmbH oder eine GmbH & Co. KG in Betracht. Die wesentlichen Gemeinsamkeiten und Unterschiede und Vor- und Nachteile lassen sich dabei wie folgt zusammenfassen:

GmbH	GmbH & Co. KG
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kapitalgesellschaft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Personengesellschaft</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eine Person ausreichend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mindestens 2 Gesellschafter erforderlich</li> <li>▪ Komplementärin als persönlich haftende Gesellschafterin (GmbH) und zumindest ein Kommanditist</li> <li>▪ Kombination aus Personengesellschaft und Kapitalgesellschaft</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gesetzlich vorgeschrieben: Stammkapital 25.000,00 €</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Vorgaben, also mindestens € 1,-</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfachere Handhabung, weil nur eine Gesellschaft und Grundlagen oftmals bekannt</li> <li>▪ Haftung ist beschränkt auf das Stammkapital</li> <li>▪ Sperrwirkung (Keine Zurechnung des Ergebnisses an die Gesellschafter)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Freiheit für vertragliche und steuerliche Gestaltung</li> <li>▪ Beschränkte Haftung der Kommanditisten auf deren Einlage</li> <li>▪ Unmittelbare Gewinn- und Verlustzurechnung (ESt) an die Gesellschafter</li> <li>▪ Abtretung von Geschäftsanteilen und Änderungen des Gesellschaftsvertrages formfrei möglich</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geringere vertragliche und steuerrechtliche Gestaltungsfreiheit zur Personengesellschaft</li> <li>▪ Grds. keine Verlustverrechnung möglich</li> <li>▪ Anteilsübertragung und Änderung des Gesellschaftsvertrages nur notariell möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Es müssen zwei Unternehmen geführt werden, d.h. größerer Gründungs- und Beratungsaufwand</li> </ul>

<sup>34</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht, S. 40; Ergebnisbericht, Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene, S. 113.

## E. Vertragliche Gestaltung

Die Überlegungen im vorliegenden Projekt haben ergeben, dass Geschäftsgegenstand der zu gründenden sog. Betreibergesellschaft die Errichtung des Elektrolyseur (selbst oder in Form einer Beauftragung) und der Betrieb des Elektrolyseurs sowie der Verkauf des erzeugten grünen Wasserstoffs an ÖPNV-Unternehmen und Endkundenlieferant sein soll, nicht aber der Betrieb der Wasserstofftankstelle und der Verkauf an andere Endkunden.

Davon ausgehend, sind von der Elektrolyseurbetreibergesellschaft insbesondere folgende projektspezifische Verträge zu schließen, soweit die jeweiligen Funktionen (z.B. Erzeugung von grünem Strom) nicht bereits in dieser Person erfüllt werden (auf allgemein übliche Verträge etwa mit Banken und Dienstleistern sowie etwa Arbeitsverträge wird nur ausnahmsweise hingewiesen):

- **Strombezugsverträge** mit den vermutlich mehreren Lieferanten des grünen Stroms, etwa dem Betreiber eines Windparks, einer Biomasseanlage oder einem Direktvermarktungsunternehmen für grünen Strom, Charakteristika des Vertrages: Lieferzeitraum/Vertragslaufzeit, Liefermenge/Lieferart (nach Können und Vermögen aus bestimmter Anlage oder Fahrplanlieferung, Belieferung über Direktvermarkter), „grüne“ Eigenschaften des Stroms (etwa Zusätzlichkeit, Systemdienlichkeit,...), Lieferabsicherung, Sicherheiten, Zahlungsabwicklungen, Kündigungsregelungen/Kündigungsausschluss, Haftungsregelungen.
- **Kaufvertrag** mit Elektrolyseurhersteller / **Errichtungsvertrag** mit Elektrolyseurhersteller/Anlagenbau (inkl. weiterer erforderlicher Anlagenteile), **Wartungsvertrag**, übliche **Versicherungsverträge** zu Anlagenbetrieb.
- **Finanzierungsvertrag** mit Bank, weitere übliche Verträge zur Unternehmensgründung und Unternehmensführung.
- Pachtvertrag/Kaufvertrag **Grundstück** mit Eigentümer für Gebäude/ Anlage für Elektrolyseur-Betrieb, Standort: ggf. bei / neben ÖPNV-Betriebshof / Tankstelle
- **Wasserstofflieferverträge** mit ÖPNV-Unternehmen und ggf. Tankstellenbetreibern. Vertragscharakteristika: Lieferzeitraum, Vertragslaufzeit, Übergabepunkt, Lieferung (Transport) durch Betreibergesellschaft oder Übergabe an Transportunternehmen/Kunden bei der Erzeugungsanlage?, Liefertaktung (täglich/zweimal täglich, Menge), Entwicklung der Liefermenge, Flexibilitäten, Preisregelung, Qualitäten (grün, zusätzlich, systemdienlich,...), Sicherheiten
- Je nach Ausgestaltung **weitere Verträge**, wie: Leasing / Kauf von Trailern zum Transport an Kunden (wenn vereinbart), mit den üblichen ergänzenden Verträgen,...

**Autoren: RA Dr. Martin Altrock, Mag.rer.publ., RAin Christine Kliem, LL.M**



## 9.5 Übersicht Förderprogramme

Bezeichnung	Förderinhalt	Projekträger	Fördergeber	Antragssteller	Fördergegenstand	Quelle
<b>Niedersachsen</b>						
Pilot- und Demonstrations-vorhaben der Wasserstoffwirtschaft (Wasserstoffrichtlinie)	Vorhaben im Bereich grüner Wasserstofftechnologien	Investitions- und Förderbank Niedersachsen (NBank)	Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (NI)	Forschungseinrichtung, Hochschule, Kommune, Öffentliche Einrichtung, Unternehmen (in Niedersachsen)	Dient zur Unterstützung von Projekten die durch die Covid-19 Pandemie in finanzielle Bedrängnis geraten sind. Förderung für Modellvorhaben zum Beispiel zur nachhaltigen Erzeugung, Speicherung und Weiterverarbeitung von grünem Wasserstoff oder zur Weiterverarbeitung von grünem Wasserstoff, der mittels erneuerbaren Energien hergestellt wurde, zu synthetischen Kraftstoffen Maximaler Zuschuss: 8 Mio. € <b>Frist: 31.12.2022</b>	<a href="https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Land/Niedersachsen/wasserstoffrichtlinie.html">https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Land/Niedersachsen/wasserstoffrichtlinie.html</a>
Anschaffung brennstoffzellenbetriebener kommunaler Spezialfahrzeuge	Brennstoffzellenbetriebene Spezialfahrzeuge	Investitions- und Förderbank Niedersachsen (NBank)	Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (NI)	Kommunen und kommunale Unternehmen in Niedersachsen	Gesamtausgaben der Beschaffung von oder Umbau zu brennstoffzellen-elektrisch angetriebenen Spezialfahrzeugen. • Nicht rückzahlbarer Zuschuss • Maximale Förderhöhe 50 % • Höchstens 350.000 Euro je Fahrzeug, insgesamt 1,40 Mio. Euro • Maximale Projektlaufzeit 12 Monate nach Erteilung des Zuwendungsbescheides • Maximal vier Spezialfahrzeuge	<a href="https://www.nbank.de/Öffentliche-Einrichtungen/Infrastruktur/Anschaffung-brennstoffzellenbetriebener-kommunaler-Spezialfahrzeuge/index.jsp">https://www.nbank.de/Öffentliche-Einrichtungen/Infrastruktur/Anschaffung-brennstoffzellenbetriebener-kommunaler-Spezialfahrzeuge/index.jsp</a>
Anschaffung von Elektro- oder Brennstoffzellenfahrzeugen und zugehöriger Ladeinfrastruktur in Niedersachsen	Brennstoffzellenfahrzeuge und Ladeinfrastruktur	Investitions- und Förderbank Niedersachsen (NBank)	Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (NI)	Niedersächsische Kommunen, Regionalverband Großraum Braunschweig	• Zuschuss in Höhe von 10.000 € (PKW) • Zuschuss in Höhe von 15.000 € (LNKW) • Zwei bis vier Fahrzeuge abhängig von der Einwohnerzahl der Kommune <b>Frist: 31.12.2022</b>	<a href="https://www.nbank.de/Öffentliche-Einrichtungen/Infrastruktur/Anschaffung-von-Elektro-oder-Brennstoffzellenfahrzeugen-und-zugehöriger-Ladeinfrastruktur-in-Niedersachsen/index.jsp">https://www.nbank.de/Öffentliche-Einrichtungen/Infrastruktur/Anschaffung-von-Elektro-oder-Brennstoffzellenfahrzeugen-und-zugehöriger-Ladeinfrastruktur-in-Niedersachsen/index.jsp</a>
<b>Bund</b>						
Förderauftrag zur Marktaktivierung im NIP II	Allgemein	NOW/PTJ	Bund	Unternehmen	Regelmäßig neue Förderaufträge zu verschiedenen Themen. Förderquote idR 40% der Investitionsmehrkosten (+ 10% bis 20% für KMU) <b>Investitionszuschüsse für:</b> • Fahrzeuge (Straße, Schiene und Wasser) und Flugzeuge, gegebenenfalls die für deren Betrieb notwendige Betankungs- und Wartungsinfrastruktur. • Sonderfahrzeuge in der Logistik und die für deren Betrieb notwendige Betankungsinfrastruktur, • brennstoffzellenbasierte autarke Stromversorgung für kritische oder netzferne Infrastrukturen. • Brennstoffzellenbasierte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen), sofern sie zur Bordenergieversorgung auf Schiffen, Fahrzeugen und Flugzeugen verwendet werden. • lokale Wasserstoffinfrastruktur im Mobilitätssektor, sofern diese interessierten Nutzern zu offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Bedingungen zur Verfügung gestellt wird. • Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff für den Einsatz im Mobilitätsbereich • Umweltstudien <b>Laufzeit: bis 2026</b> <b>Förderquote:</b> Industrielle Forschung 50% Experimentelle Entwicklung 25% Aufbau und Betrieb von Innovationsclustern 50%	<a href="https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/elektromobilitaet-mit-wasserstoff.html">https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/elektromobilitaet-mit-wasserstoff.html</a>
NIP II: Förderung von Maßnahmen zur Forschung und Entwicklung	Durchführbarkeitsstudien und Innovationscluster	NOW/PTJ	Bund	Unternehmen, Hochschulen, Forschungsinstitute, KMU	Ausnahmen: Hochschulen, Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen bis zu 100 % Helmholtz-Zentren, der Fraunhofer-Gesellschaft 90 %	<a href="https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2852/live/lw_bekdoc/bmvi_nip2_foerderrichtlinie_fei_juli2020.pdf">https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2852/live/lw_bekdoc/bmvi_nip2_foerderrichtlinie_fei_juli2020.pdf</a>
NIP II: HyLand Wettbewerb	HyStarter	NOW/PTJ	Bund	Regionen	Organisatorisch und Inhaltliche Beratung	<a href="https://www.hy-starter.de/hystarter/#1573770035563-21bc8e08-045c">https://www.hy-starter.de/hystarter/#1573770035563-21bc8e08-045c</a>
NIP II: HyLand Wettbewerb	HyExperts	NOW/PTJ	Bund	Regionen	300.000 € für die Erstellung eines Feinkonzepts	<a href="https://www.ptj.de/projektfoerderung/nip/hyland">https://www.ptj.de/projektfoerderung/nip/hyland</a>
NIP II: HyLand Wettbewerb	HyPerformer	NOW/PTJ	Bund	Regionen	20 Mio. € Investitionszuschüsse für die Umsetzung bereits bestehender regionaler Konzepte	<a href="https://www.ptj.de/projektfoerderung/nip/hyland">https://www.ptj.de/projektfoerderung/nip/hyland</a>
NIP 2: Förderung von Wasserstofftankstellen	Betriebshoftankstellen und ggf. Onside Elektrolyse sowie Förderungen von öffentlichen Tankstellen	NOW/PTJ	Bund	Unternehmen, Städte und Kommunen	<b>Unternehmen:</b> • Nur in Kombination mit Fahrzeugen • Förderquoten von 40-60% (je nach Unternehmensgröße) • Die Nachhaltigkeit der Elektrolyseanlage ist durch eine Wirtschaftlichkeitsprüfung darzulegen <b>Städte und Kommunen:</b> • Unabhängig von Fahrzeugen, aber Abfrage einer Absatzprognose • Bereitstellung von mindestens 50% grünem Wasserstoff, bei Elektrolyse: Nutzung von 100% Grünstrom	<a href="https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/elektromobilitaet-mit-wasserstoff.html">https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/elektromobilitaet-mit-wasserstoff.html</a>

Reallabore der Energiewende	Technologien für die Transformation des Energiesystems	BMW/BMBF (?)	Bund	Unternehmen, Regionen, Forschungseinrichtungen	Erste Runde bereits 2019 ausgelaufen, bisher keine weitere bekannt.	<a href="https://www.energieforschung.de/antragsteller/foerderangebote/ideenwettbewerb_reallabore-der-energiewende">https://www.energieforschung.de/antragsteller/foerderangebote/ideenwettbewerb_reallabore-der-energiewende</a>
Forschung für nachhaltige Entwicklungen (FONA3) - Vermeidung von klimarelevanten Prozessemissionen in der Industrie (KlimPro-Industrie)	Verbundprojekt zur Forschung und Entwicklung von Technologien und Prozessen zu einer direkten Vermeidung von klimarelevanten Prozessemissionen	DLR Projektträger	Bund	Unternehmen, Forschungseinrichtungen	Förderung als Zuschuss für einen Zeitraum von bis zu 4 Jahren Für Unternehmen 50% für Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen bis zu 100%	<a href="https://www.bmbf.de/foerderungen/bekanntmachung-2565.html">https://www.bmbf.de/foerderungen/bekanntmachung-2565.html</a>
Ideenwettbewerb Wasserstoffrepublik Deutschland	Wasserelektrolyse im Industriemaßstab Transportlösungen für Grünen Wasserstoff Europäische Systemintegration von Wasserstofftechnologien Grundlagenforschung Grüner Wasserstoff	Projektträger Jülich (PTJ)	BMBF	Forschungseinrichtungen, Unternehmen	u.a Branchen- und sektorenspezifische Fördervorhaben zum Strukturwandel in der Industrie: Insbesondere für energieintensive Prozesse sollen deutsche Schlüsselindustrien und Kernbranchen zukunftsfest gemacht werden, z. B. Stahl, Chemie, Aluminium, <b>(Unbefristet)</b>	<a href="https://www.ptj.de/projektfoerderung/anwendungsorientierte-grundlagenforschung-energie/ideenwettbewerb-gruener-wasserstoff">https://www.ptj.de/projektfoerderung/anwendungsorientierte-grundlagenforschung-energie/ideenwettbewerb-gruener-wasserstoff</a>
Industrielle Gemeinschaftsforschung (IGF)	Es werden sowohl FuE-Einzelprojekte als auch FuE-Kooperationsprojekte und Kooperationsnetzwerke gefördert.	IGF	AIF	ordentliche Mitglieder der AIF	wissenschaftlich-technische Forschungsvorhaben, die unternehmensübergreifend ausgerichtet sind, neue Erkenntnisse vor allem im Bereich der Erschließung und Nutzung moderner Technologien erwarten lassen	<a href="https://www.aif.de/foerderangebote/igf-industrielle-gemeinschaftsforschung/programmdetails.html">https://www.aif.de/foerderangebote/igf-industrielle-gemeinschaftsforschung/programmdetails.html</a>
Das Zentrale Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM)	Es werden sowohl FuE-Einzelprojekte als auch FuE-Kooperationsprojekte und Kooperationsnetzwerke gefördert.	ZIM	BMWi	KMU, Hochschulen	Förderquoten von 20 - 60%,	<a href="https://www.aif.de/foerderangebote/zim-kooperationsprojekte.html">https://www.aif.de/foerderangebote/zim-kooperationsprojekte.html</a>
Gesamtkonzept und Förderprogramm für klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur	Das Programm fördert die Anschaffung von Nutzfahrzeugen, die zum Betrieb nötigen Infrastruktur und Machbarkeitsstudien.	BAG	BMVi	Unternehmen, Kommunale Unternehmen	Nutzfahrzeuge: 80 % der Investitionsmehrkosten Infrastruktur: 80 % der Projektausgaben Machbarkeitsstudien 50 % der Projektausgaben	<a href="https://www.bag_bund.de/DE/foerderprogramme/Klimaschutz_und_Mobilitaet/KSNI/KSNI.html">https://www.bag_bund.de/DE/foerderprogramme/Klimaschutz_und_Mobilitaet/KSNI/KSNI.html</a>
Anreizprogramm Energieeffizienz (Förderung 433)	Brennstoffzellensysteme in Wohn- und Nichtwohngebäuden	KfW	BMWi	Natürliche Personen, Wohnungseigentümergeinschaften, Freiberuflich Tätige, Alle Unternehmen, die ein Brennstoffzellensystem in ein Wohngebäude einbauen, einschließlich Contractoren, KMU, Gemeinnützigen Organisationsformen, Kommunale Gebietskörperschaften, Zweckverbände.	Gefördert wird der Einbau von stationären Brennstoffzellensystemen mit einer elektrischen Leistung von mindestens $P_{el} = 0,25$ kWel bis maximal $P_{el} = 5,0$ kWel in neue oder bestehende Wohn- und Nichtwohngebäude <b>Förderung:</b> • Festbetrag (Grundförderung) von 5.700 Euro • Leistungsabhängiger Betrag (Zusatzförderung) von 450 Euro je angefangene 0,1 kWel.	<a href="https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandteile/Foerderprodukte/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-433/">https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandteile/Foerderprodukte/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-433/</a>
<b>EU</b>						
Innovation Fund (InnovFund) zweigeteilt	CCU, CCS	European Commission, Innovation and Networks Executive Agency (INEA)	European Commission	Unternehmen uvm.	1 Mrd. € activities that support innovation in low-carbon technologies and processes, activities that help stimulate construction and operation of CCS and/or innovative renewable energy and energy storage technologies, CCU <b>Large-Scale-Fund:</b> Projekte ab einem Gesamt-volumen von 7,5 Mio. € Hoch innovative Technologien und Leuchtturmprojekte, die zu einer signifikanten Emissionsreduktion führen <b>Small-Scale-Fund:</b> Kleine Projekte mit einem Gesamtvolumen von 2,5 bis 7,5 Mio. € Hauptgegenstand sind Projekte im Bereich: saubere Energie und	<a href="https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en">https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en</a>
Connecting Europe Facility (CEF - Transport) Blending Facility	Innovative and new technologies (Alternative Fuels)	European Commission, Innovation and Networks Executive Agency (INEA)	European Commission	Unternehmen, Forschungseinrichtungen	99 Mio € Förderquote je nach Technologie Aktuell kein Call offen	<a href="https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-transport/apply-funding/blending-facility">https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-transport/apply-funding/blending-facility</a>

Connecting Europe Facility 2 (CEF - Energy)			European Comission	Einzelne oder mehrere Mitgliedstaaten der EU Sofern diese zustimmen, auch internationale Organisationen, private/ öffentliche Unternehmen sowie Institutionen aus den jeweiligen Mitgliedstaaten	Projekte in den Bereichen Dekarbonisierung des Verkehrs Nachhaltige Energieversorgung Digitale Infrastruktur Z. B. Projekt RH2INE Aktuell kein Call offen	<a href="https://ec.europa.eu/inea/connecting-europe-facility/cef-energy/calls">https://ec.europa.eu/inea/connecting-europe-facility/cef-energy/calls</a>
Interreg / EUREGIO	Bundesprogramm Transnationale Zusammenarbeit	Interreg	European Comission / Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat	Öffentliche Behörden (Bund, Länder, Regionen, Kommunen) Kammern, Vereine und Verbände Forschungseinrichtungen und Hochschulen Kleine und mittlere Unternehmen Sonstige private Organisationen Nichtregierungsorganisationen	649 Mio € Förderfähige Aktivitäten können z.B. sein: Machbarkeitsstudien, Handbücher mit guten Praxisbeispielen, Handlungsempfehlungen, räumliche Entwicklungsstrategien Marketingstrategien Aufbau von Entwicklungsagenturen und Informationszentren, Aufbau von gemeinsamen Institutionen Kleine Infrastruktur- und Pilotinvestitionen Aufbau von Kompetenz-, Wissens- und Technologietransferzentralen Investitionsvorschläge in transnationalem Kontext, Mobilisierung ausländischer Direktinvestitionen Förderfähige Kosten sind: Personalkosten Büro- und Verwaltungsausgaben Reise- und Unterbringungskosten externe Expertise und Dienstleistungen Ausrüstungskosten Investitionen (in begrenztem Maße) Aktuell kein Call offen	<a href="https://www.interreg.de/INTERREG2014/DE/Bundesfoerderung/Foerderungbeantragen/foerderungbeantragen-node.html">https://www.interreg.de/INTERREG2014/DE/Bundesfoerderung/Foerderungbeantragen/foerderungbeantragen-node.html</a>
Horizon Europe (Nachfolgeprogramm Horizon 2020)	Forschungs-, Entwicklungs- und Innovationsprojekte		European Comission	Öffentliche und private Forschungsinstitute	Forschung und Entwicklung Fördervolumen: 85 Mrd. Euro Laufzeit: 2021-2027	<a href="https://ec.europa.eu/info/horizon-europe_en#latest">https://ec.europa.eu/info/horizon-europe_en#latest</a>
InvestEU			European Comission			
IPCEI (Important Project of Common European Interest)	Förderung von Wasserstoffmobilitätsprojekten im Rahmen eines Wasserstoff IPCEI	BMVI/ BMWI/ BMU	Beihilfe beteiligter Staaten (ggf. auch European Comission)	Unternehmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entwicklung und Herstellung von Brennstoffzellensystemen für Fahrzeugantriebe</li> <li>Entwicklung und Herstellung leichter und schwerer LKW/Nutzfahrzeuge, Busse, Fracht- und Personenzüge, PKW in Flottenanwendungen, Luft- und Schifffahrt mit Antrieb auf</li> </ul>	<a href="https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/interessenbekundungsv-erfahren-fuer-wichtige-transnationale-vorhaben-ipcei/">https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/interessenbekundungsv-erfahren-fuer-wichtige-transnationale-vorhaben-ipcei/</a>
European Partnership on Clean Hydrogen (Nachfolge FCH2 JU)	Komplette Wertschöpfungskette einer Wasserstoffwirtschaft	EPCH	European Comission	Juristische Personen, Öffentliche und private Einrichtungen, Internationale Organisationen, Hauptverantwortliche/r eines Projekts	Technologien und Projekte, die die Wertschöpfungskette weg von fossilen Energie-trägern und hin zu einer wasserstoffbasierten CO2-armen Energiewirtschaft führt Laufzeit: 2021-2027	<a href="https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en">https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en</a>



## 9.6 Business Model Canvas

Schlüsselpartner	Schlüsselaktivitäten	Wertangebote	Kundenbeziehungen	Kundensegmente
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Direktvermarkter</li> <li>• Anbieter von Betankungsinfrastruktur (Everfuel, H2Mobility, MoviaTec)</li> <li>• Bestehenden Spediteure</li> <li>• Ggf. SW für Gasnetzinfrastruktur (+ Fernwärme)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Herstellung von grünem H2 und dessen Bereitstellung mit vertraglich festgelegter Häufigkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regional produzierter, grüner H2, um Kunden einen Einstieg in die H2-Wirtschaft zu ermöglichen und gleichzeitig die lokale Wertschöpfung zu erhalten</li> <li>• Für EE-Erzeuger, ein Preismodell, das die erwarteten Renditen für Post-EEG-Windanlagen übertrifft</li> <li>• Für Gemeinden und Landeigentümer zusätzliche Einnahmen durch Pachtzahlungen und Steuern für den Weiterbetrieb der Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Langfristige Beziehungen zu Ankerkunden, um H2 über längere Zeiträume bereitzustellen (bevorzugt)</li> <li>• Transaktionsbeziehungen mit Privatkundensegmenten (z. B. PKWs, LKWs)?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzer von H2 für die Mobilität, sowohl öffentlich als auch privat: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ÖPNV-Betreiber</li> <li>2. Spediteure</li> <li>3. Abfallsammler</li> </ol> </li> <li>• Potenzielle Betreuung von Kunden in anderen Sektoren bei wachsendem Markt: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Wärme</li> <li>2. Industrie</li> </ol> </li> <li>• H2-Abnehmer (aus anderen Regionen)</li> <li>• Flurförderfahrzeuge</li> <li>• Stromerzeugung an dez. Anlagen (z. B. Notstrom oder als Ersatz für Diesel-Motoren in Häfen)</li> </ul>
<b>Kostenstruktur</b>		<b>Einnahmequellen</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromeinkauf</li> <li>• Personal, Überwachung, Feuerwehr, Brandschutz, Wartung, Elektrolyse, Wasser → in Betriebskosten zusammenfassen</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einnahmen aus dem Verkauf von H2 (kurz- oder langfristig)</li> <li>• Wärme und Sauerstoff (für modernisierte Klärwerke)</li> </ul>		



## 9.7 Lastenheft Wasserstofftankstelle

# Ausschreibung

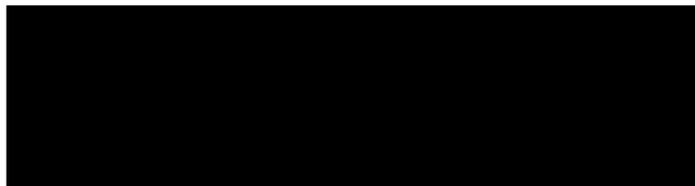
---

## WASSERSTOFF-TANKSTELLENVERSORGUNG IM BETREIBERMODELL

### Leistungsbeschreibung



Auftraggeber:



# Inhalt

<b>1</b>	<b>Hintergrund des Projektes</b>	<b>4</b>
1.1	Rollen und Schnittstelle des Auftraggebers und des Auftragnehmers	5
1.2	Zeitplan	6
1.3	Verfahrensbeschreibung	8
<b>2</b>	<b>Anforderungen an die Wasserstoffversorgung</b>	<b>10</b>
2.1	Allgemeine Anforderungen	10
2.2	Projektkoordination	11
2.3	Standort	12
2.4	Betankungsablauf	15
2.5	Layout	17
2.5.1	Erweiterungsoption 1: Layout Anforderung an die H <sub>2</sub> -Tankstelle für bis zu 20 Busse	19
2.5.2	Erweiterungsoption 2: Layout Anforderung an die H <sub>2</sub> -Tankstelle für bis zu 30 Busse	20
2.6	Funktionale Leistungsanforderungen	21
2.6.1	Erweiterungsoption 1: Funktionale Leistungsanforderung an die H <sub>2</sub> -Tankstelle für bis zu 20 Busse:	22
2.6.2	Erweiterungsoption 2: Funktionale Leistungsanforderung an die H <sub>2</sub> -Tankstelle für bis zu 30 Busse:	23
2.7	Abnahmemenge	25
2.7.1	Erweiterungsoption 1: Anforderung an die H <sub>2</sub> -Tankstelle für bis zu 20 Busse	27

2.7.2 Erweiterungsoption 2: Anforderung an die H <sub>2</sub> -Tankstelle für bis zu 30 Busse	28
2.8 Förderung	30
2.9 Verfügbarkeit	30
2.10 Betankung	33
2.11 H <sub>2</sub> -Qualität	35
2.12 H <sub>2</sub> - Nachhaltigkeit	35
2.13 Sicherheitsanforderungen	36
2.14 Inbetriebnahme	38
2.15 Probebetrieb	39
2.16 Alternative H <sub>2</sub> -Versorgung u. Reserve-Betankung	39
2.16.1 Alternative H <sub>2</sub> -Versorgung	39
2.16.2 Reserve-Betankung	40
2.17 Wartung und Instandhaltung	41
2.18 Normen, Richtlinien und Gesetze	42
<b>3 Listen der erforderlichen Unterlagen für das Angebot</b>	<b>47</b>
<b>4 Zusicherung</b>	<b>49</b>
<b>A. Anhang Ausschnitt CertifHy</b>	<b>50</b>
<b>B. Anhang Ausschnitt TÜV Süd Standard CMS 70 Erzeugung von grünem Wasserstoff</b>	<b>51</b>

# 1 Hintergrund des Projektes

Der Auftraggeber plant die Beschaffung und den Betrieb von mindestens zehn Brennstoffzellen-Niederflur-Solobussen in der 12-Metervariante. Die Busse werden vom Betriebshof Lierenfeld betrieben und müssen durch eine Wasserstofftankstelle versorgt werden.

Die Errichtung einer Wasserstofftankstelle auf einem der Betriebshöfe des Auftraggebers ist unter anderen aus Platzgründen nicht möglich und nicht vorgesehen, sodass die Betankung der Brennstoffzellenbusse an einem externen Standort (möglichst in der nahen Umgebung des Betriebshofs Lierenfeld) stattfinden muss.

Die Wasserstofftankstelle ist im Rahmen eines Betreibermodells anzubieten. Die funktionalen Anforderungen werden im vorliegenden Dokument beschrieben.

Der aktuelle Plan sieht vor, dass mindestens zehn Brennstoffzellenbusse betrieben werden.

**Optional** ist die Erweiterung der Wasserstoffversorgung für 20 Busse und für 30 Busse anzubieten.

**Erweiterungsoption 1** ist eine Wasserstofftankstelle für die Versorgung von bis zu **20 Bussen**.

**Erweiterungsoption 2** ist eine Wasserstofftankstelle für die Versorgung von bis zu **30 Bussen**.

Die Optionen mit Ihren spezifischen Anforderungen werden in den entsprechend gekennzeichneten Unterkapiteln beschrieben. Wenn dies

nicht der Fall ist, dann gelten die gleichen Anforderungen für die Optionen wie für die H<sub>2</sub>-Tankstelle für 10 Busse

## 1.1 Rollen und Schnittstelle des Auftragsgebers und des Auftragnehmers

Der Auftraggeber (AG) ist die Rheinbahn AG. Der AG schreibt für die Betankung der zehn Brennstoffzellenbusse (Brennstoffzellenbus“ oder „Bus“). eine Wasserstoffversorgung mittels einer Wasserstofftankstelle (H<sub>2</sub>-Tankstelle) im **Betreibermodell** aus. Der AG ermittelt am Ende des Verhandlungsverfahrens das qualitativ und wirtschaftlich geeignetste Angebot und erteilt den Zuschlag. Der AG wird voraussichtlich im Zeitraum vom 01.12.2022 bis zum 01.12.2030 eine Menge Wasserstoff in Höhe von ca. 420.000 kg abnehmen.

Für **Erweiterungsoption 1** (H<sub>2</sub>-Tankstelle für 20 Busse): ca. 792.000 kg

Für **Erweiterungsoption 2** (H<sub>2</sub>-Tankstelle für 30 Busse): ca. 1.138.000 kg

Der Auftragnehmer (AN) bietet eine H<sub>2</sub>-Tankstelle im Betreibermodell an. Der AN ist für die Investition und alle erforderlichen vor- und nachgelagerten Arbeiten wie z.B. Planung, Genehmigung, Bau, Betrieb, Wartung, Prüfung und Instandhaltung der Tankstelle verantwortlich. Weiterhin gelten folgende Anforderungen an den AN:

- › Der AN stellt eine H<sub>2</sub>-Betankung mit 350 bar für die Busse des AG zur Verfügung.
- › Der AN stellt die Energieversorgung (Betankung) der Busse des AG sicher.
- › Der AN stellt den Betrieb der Tankstelle sicher.
- › Der AN stellt den Betreiber der Tankstelle zur Verfügung (der AN ist nicht zwingend selbst der Betreiber der Tankstelle).

**Hinweis:** Obige Auflistung ist nicht abschließend, es gilt alles was nachfolgend beschrieben und erforderlich zur Erfüllung der Leistungsparametern ist. Die Erfüllung der Leistungsparameter obliegt dem AN.

## 1.2 Zeitplan

Die Lieferung des ersten Busses erfolgt voraussichtlich im vierten Quartal des Jahres 2022. Voraussichtlich erfolgt im Anschluss monatlich die Auslieferung weiterer Busse.

Der AN hat dem Angebot einen verbindlichen Zeitplan anzuhängen, darin enthalten sind mindestens folgende Meilensteine:

- › Planung
- › Genehmigung
- › Zulassung
- › Bauphase
- › Inbetriebnahme
- › Probetrieb
- › Regelbetrieb

Das Datum der Inbetriebnahme für die stationäre Tankstelle ist in folgender Tabelle verbindlich anzugeben.

Tabelle 1-1:Angabe des AN zum Datum der Inbetriebnahme

Datum der Inbetriebnahme für die stationäre Tankstelle [tt.mm.jjjj]	●	
---	---	--

Eine verbindliche H<sub>2</sub>-Versorgung muss spätestens bis zum 01.12.2022 sichergestellt werden. Sollte bis zu diesem Zeitpunkt die stationäre H<sub>2</sub>-Tankstelle nicht in Betrieb genommen sein, ist eine alternative H<sub>2</sub>-Versorgung zur Verfügung zu stellen.

Die alternative H<sub>2</sub>-Versorgung ist unter Erfüllung aller Anforderungen an die H<sub>2</sub>-Lieferqualität und die Verfügbarkeit der stationären H<sub>2</sub>-Tankstelle sicherzustellen, um bereits ausgelieferte Busse betanken zu können. Details zu den Anforderungen an die alternative H<sub>2</sub>-Versorgung sind dem Kapitel 2.16 zu entnehmen.

Vorrausichtlich wird im Laufe des Vergabeverfahrens der AG eine Entscheidung treffen, ob und welche der **Erweiterungsoptionen** ausgewählt werden. Der AG behält sich vor die jeweiligen Optionen auch zu einem späteren beliebigen Zeitpunkt zu beauftragen.

Der AN hat anzugeben mit welchem Vorlauf (siehe auch Vertrag §8 Abs. 3) die Beauftragung der Erweiterungsoptionen erfolgen muss, bis die H<sub>2</sub>-Versorgung vom AG für die weiteren Busse sichergestellt werden kann.

Tabelle 2: Angabe des AN zur Dauer des Vorlaufs der Erweiterungsoptionen

Dauer des Vorlaufs zur Beauftragung der <b>Erweiterungsoption 1</b> bis zur Sicherstellung der H <sub>2</sub> -Versorgung für 20 Busse [Anzahl Monate]	<input type="text"/>	
Dauer des Vorlaufs zur Beauftragung der <b>Erweiterungsoption 2</b> bis zur Sicherstellung der H <sub>2</sub> -Versorgung für 30 Busse [Anzahl Monaten]	<input type="text"/>	



---

### **1.3 Verfahrensbeschreibung**

Nachfolgende Symbolik (Tabelle 3) beschreibt die Art der jeweiligen Anforderung. Diese sind sowohl in der vorliegenden Beschreibung als auch in der Bewertungsmatrix wiederzufinden.

Im vorliegenden Dokument wird der AN dazu aufgefordert Angaben zu machen, hierbei sind die leeren Felder in den Tabellen auszufüllen. Die Details zu den jeweiligen Angaben, die der AN vorzunehmen hat, sind vor und in den Tabellen beschrieben.

Tabelle 3: Symbolik zu Anforderungsarten

Vorbemerkung zur Bewertung		
Art	Beschreibung	Symbol
Mindestkriterien	Fett umrandete Rechtecke kennzeichnen Anforderung als Mindestkriterium. Das Nichterfüllen bereits eines Mindestkriteriums führt zum unmittelbaren Ausschluss des jeweiligen Angebots aus dem Vergabeverfahren.	
Musskriterium	Schmal umrandete Rechtecke kennzeichnen Anforderungen als Musskriterium. Musskriterien sind grundsätzlich durch den Bieter zu erfüllen, führen aber bei Nichterfüllen im Rahmen der indikativen Angebotsrunde(n) nicht zwangsläufig zum Ausschluss eines finalen Angebots aus der abschließenden Bewertung. Bei einem finalen Angebot hingegen führt die Nichterfüllung bereits einer Mussanforderung zum Ausschluss des Angebots aus der abschließenden Bewertung.	
Bewertete Musskriterien	Voll ausgefüllte Kreise kennzeichnen Anforderungen als bewertete Musskriterien. Der Bieter hat grundsätzlich zu allen bewerteten Musskriterien Angaben zu machen, dabei gilt es die Mindestwerte zu erfüllen und idealerweise zu übertreffen. Eine Nichtangabe führt im Rahmen der indikativen Angebotsrunde(n) nicht zwangsläufig zum Ausschluss eines finalen Angebots aus der abschließenden Bewertung. Bei einem finalen Angebot hingegen führt die Nichtangabe oder Angabe unterhalb des Mindestwerts bereits einer bewerteten Mussanforderung zum Ausschluss des Angebots aus der abschließenden Bewertung. Die Beschreibung wie die jeweilige Angabe bewertet wird ist der Bewertungsmatrix zu entnehmen.	

## 2 Anforderungen an die Wasserstoffversorgung

### 2.1 Allgemeine Anforderungen

Das Konzept der H<sub>2</sub>-Tankstelle als „Betreibermodell“ ist vom AN zu beschreiben, dabei ist der zukünftige Betreiber der Tankstelle vom AN verbindlich zu benennen.

Die H<sub>2</sub>-Tankstelle kann in drei verschiedenen Varianten angeboten werden.

- › Variante 1: Die nicht öffentliche Tankstelle, steht zur alleinigen Nutzung des AG zur Verfügung.
- › Variante 2: Die halb öffentliche Tankstelle, ist für die Nutzung bestimmter Dritter zugelassen.
- › Variante 3: Die öffentliche Tankstelle, hat keine Nutzereinschränkungen.

Der AN muss sicherstellen, dass die Betankung der Busse des AG ohne Wartezeit unmittelbar nach Anfahrt der Tankstelle durchführbar ist.

Für den Fall, dass die Variante 2 oder 3 angeboten werden, ist ein Konzept vorzulegen, welches beschreibt wie die Betankungen der BZ-Busflotte des AG sichergestellt werden kann und Wartezeiten durch weitere Nutzer der Tankstelle ausgeschlossen werden.

Bei einer Zugangsbeschränkung (Tankstellenvariante 1 und 2) ist ein schlüsselloser Zugang, keine Zugangskarten o.Ä. vorzusehen (zu hohes Risiko für Schlüsselverlust). Der AN beschreibt seinen Vorschlag zum schlüssellosen Zugang zum Tankstellenbereich.

## 2.2 Projektkoordination

Es sind alle erforderlichen Leistungen für die Vorbereitung der Infrastruktur, Bauarbeiten, alle notwendigen Genehmigungsverfahren, sowie ggf. für die Einbindung von Fachleuten, Erstellung von Gutachten, Kommunikation mit der ZÜS, bis hin zur Inbetriebnahme der H<sub>2</sub>-Tankstelle vom AN zu übernehmen. Dabei ist darzulegen, wie die erforderlichen Genehmigungen qualitativ und zeitlich gesichert werden.

Konstruktion und Gestaltung der H<sub>2</sub>-Tankstelle sind mit dem AG abzustimmen. Besonders zu Themen wie Befahrbarkeit des Grundstücks durch die Busse des AG (Schleppkurven), parallele Betankungen und Betankungszeiten. Die detaillierten Anforderungen hierzu sind im Kapitel 2.4, 2.5 und 2.10 aufgeführt.

Während der gesamten Projektlaufzeit stehen Ansprechpartner des AG zur Verfügung. Bei Bedarf kann der AG bei Gesprächen mit Behörden mit eingebunden werden. Die Verantwortlichkeit für die Einholung aller Genehmigungen liegt beim AN.

Der AN hat mind. einen Ansprechpartner (Projektleiter) über die gesamte Projektlaufzeit (Auftragsvergabe bis hin zum erfolgreichen Abschluss des Probetriebs) zu benennen, inkl. Ersatzperson bei Abwesenheit. Die Angaben dazu sind vom AN in folgender Tabelle vorzunehmen.

Tabelle 2-1: Angaben des AN zum Ansprechpartner

Angaben zum Ansprechpartner während der Projektlaufzeit: [Stelle/Abteilung/Name]	<input type="text"/>	
Stellvertretung: [Stelle/Abteilung/Name]	<input type="text"/>	

Der gegenüber dem AG genannte verantwortliche Projektleiter muss mindestens das Sprachniveau „kompetente Sprachverwendung C1“ in deutscher Sprache gemäß dem gemeinsamen Europäischen Referenzrahmen für Sprachen erfüllen.

Die Verhandlungssprache ist Deutsch. Die Kommunikation im Rahmen des Projektes und während der gesamten Geschäftsbeziehung ist ebenfalls Deutsch.

Alle Unterlagen werden in deutscher Sprache ausgeliefert und werden – soweit erforderlich – mit „Übersetzung“ gekennzeichnet. Alle Unterlagen, die übersetzt wurden, sind in der Ursprungssprache mitzuliefern und mit „Originalausgabe“ zu kennzeichnen.

Des Weiteren ist nach dem erfolgreichen Abschluss des Probetriebs ein fester Ansprechpartner (Kundenservice) seitens des AN zu benennen und entsprechend über die gesamte Laufzeit (mind. 8 Jahre) verfügbar zu halten. Die Angaben dazu sind vom AN in folgender Tabelle vorzunehmen.

Tabelle 2-2: Angaben des AN zum Kundenservice

Ansprechpartner Kundenservice [Stelle/Abteilung Name]
--

## 2.3 Standort

Die H<sub>2</sub>-Tankstelle muss an einem vom AN ausgewählten und zur Verfügung gestellten Standort entstehen. Vom AN ist ein geeignetes Grundstück für die Errichtung und den Betrieb einer entsprechenden H<sub>2</sub>-Tankstelle, zu lokalisieren, zu erwerben, zu pachten oder zu mieten. Dabei sind im Voraus die jeweils erforderlichen Anlagengrößen (H<sub>2</sub>-Tankstelle für 10, 20 und 30

Busse) und damit einhergehende Standortbedingungen für alle anzubietenden Optionen zu berücksichtigen.

Der Standort ist verbindlich anzubieten. Es ist die Pflicht des AN den Standort mit den zuständigen Organen und Träger öffentlicher Belange, sowie dem Bereitsteller des Grundstückes abgestimmt anzubieten.

Der AN muss dafür u.a. folgende Nachweise erbringen:

- › Eine Erklärung der Veräußerungs- oder Verpachtungsabsicht des Eigentümers.
- › Nachweis über eine erfolgreiche Vorprüfung der Machbarkeit auf dem gewählten Grundstück. Dabei muss auch die Genehmigungsfähigkeit bzgl. der Immissionsschutzvorgaben, des Bebauungsplans und etwaige Grundstückvorbelastungen dargestellt werden.

Die Entfernung zum Betriebshof in Düsseldorf Lierenfeld muss möglichst gering sein. Die Adresse des Betriebshofs de AG lautet:

Lierenfelder Straße 40  
40033 Düsseldorf

Die maximale Entfernung vom Betriebshof darf fünf Kilometer einfachen Fahrweg nicht überschreiten. Dabei sind folgende mögliche Fahrwegeinschränkungen zu berücksichtigen:

- › Durchfahrtshöhen für einen Doppeldeckerbus: ca. 4 m
- › Zul. Gesamtgewicht: ca. 30 t
- › Schleppkurven eines 18 m Gelenkbusses

Der Fahrtweg zum Betriebshof Lierenfeld ist vom AN zu beschreiben. Die Entfernung ist in Kilometern in folgender Tabelle anzugeben.

Tabelle 2-3: Angaben des AN zum Fahrtweg

Fahrtweg (Betriebshof - Tankstelle) (Max. 5 km) [km]	●	
Fahrtweg (Tankstelle – Betriebshof) (Max. 5 km) [km]	●	

Bei der Auswahl des Standorts sind für alle Bereiche der H<sub>2</sub>-Tankstelle (Betankungs-, Warte-, Aufstell-, Zufahrtsbereiche) die möglichen Lärmemissionen der Gesamtanlage und auch der Busse zu berücksichtigen.

Eine nachträgliche Änderung des Standortes während des Vergabeverfahrens (bzw. nach dem Vergabeverfahren) ist nicht möglich.

Der AN hat in nachfolgender Tabelle die Adresse des Standorts der H<sub>2</sub> - Tankstelle anzugeben.

Tabelle 2-4: Angaben des AN zum Standort stationäre Tankstelle

Adresse des Standorts der stationären H <sub>2</sub> -Tankstelle:	<input type="text"/>	
---	----------------------	--

Ein Standort, auf dem alle Optionen (Eine Tankstelle für bis zu 30 Busse) zu realisieren sind, ist favorisiert.

Falls die Adresse für **Erweiterungsoption 1** oder **Erweiterungsoption 2** von der Ursprungsadresse abweicht, sind diese vom AN hier anzugeben.

Tabelle 2-5: Angaben des AN zum Standort stationäre Tankstelle

Adresse des Standorts für Erweiterungsoption 1:	<input type="text"/>	
---	----------------------	--

Adresse des Standorts für  
Erweiterungsoption 2:

## 2.4 Betankungsablauf

Es sollen zwei unterschiedliche Betankungsszenarien berücksichtigt werden:

- › Szenario 1: Die Betankung wird in den Liniendienst integriert. Die Busse werden nach dem Linienbetrieb vom Fahrer direkt zur Tankstelle gefahren. (Betankungszeitraum von 19:00 bis 01:00 Uhr)
- › Szenario 2: Die Betankung erfolgt nach dem Liniendienst, die Busse werden ausgehend vom Betriebshof z.B. von einem Subunternehmen des AG zur Tankstelle gefahren. (Betankungszeitraum von 21:00 bis 03:00 Uhr)

Der AG ist berechtigt, jeweils mit einem Vorlauf von einem Monat zum Fahrplanwechsel das Betankungszeitfenster zu wechseln. Der AG wird den AN darüber schriftlich informieren. Das Betankungszeitfenster wird auch bei einem Wechsel immer sechs Stunden betragen.

Die Betankung der Busse wird, je nach berücksichtigtem Szenario, von verschiedenen Bedienern durchgeführt. Diese sind:

- › Fahrer oder Personal eines Subunternehmens des AG.
- › Ein Tankwart des AG, der während des gesamten Betankungszeitraums an der Tankstelle positioniert wird.
- › Ein Tankwart des AN, der während des gesamten Betankungszeitraums an der Tankstelle positioniert wird.

Es ist davon auszugehen, dass der typische Bediener ein Fahrer oder Personal eines Subunternehmens des AG ist.

Der AG behält sich eine flexible Anpassung der Betankungszeiträume z.B. bei kurzfristiger Fahrplanänderung vor. Betankungen außerhalb der regulären Betankungszeiträume müssen für den AG ohne Vorlaufzeit durchführbar sein.

**Option 3:** Für den Fall, dass ein Tankwart des AG bzw. des AN die Betankung durchführt, ist ein entsprechender Aufenthaltsraum als Arbeitsplatz im unmittelbaren Bereich der H<sub>2</sub>-Tankstelle optional anzubieten. Details zu den Anforderungen des Aufenthaltsraums sind in Kapitel 2.5 beschrieben. Die Kosten für den optionalen Aufenthaltsraum sind im Preisblatt anzugeben.

Preis für Option 3 pro Jahr [EUR]

Angabe im Preisblatt

**Option 4:** Für den Fall, dass ein Tankwart des AN die Betankung durchführt, bietet der AN optional einen Tankwart für die jeweiligen Betankungszeiträume an (Szenario 1 und Szenario 2). Die Kosten für den optionalen Tankwart sind im Preisblatt anzugeben.

Preis für Option 4 pro Jahr [EUR]

Angabe im Preisblatt

## 2.5 Layout

Das Layout der Tankstelle ist unter anderem anhand einer Entwurfsskizze inklusive Abmessungen und Flächenplan zu beschreiben und dem Angebot anzuhängen. Die Tankstelle ist nach dem Stand der Technik und den üblichen Sicherheitsmaßnahmen zu errichten.

An der H<sub>2</sub>-Tankstelle ist mindestens eine Zapfsäule (Dispenser) mit mindestens einer Zapfpistole (Füllkupplung) vorzusehen. Es ist mindestens ein Betankungsbereich für einen BZ-Gelenkbus (18 m) einzuplanen. Warte- bzw. Aufstellbereiche für mindestens zwei Gelenkbusse müssen vorgesehen werden.

Die Angaben zur Anzahl der Betankungsplätze und der Warte- bzw. Aufstellplätze sind in folgender Tabelle zu ergänzen.

Tabelle 2-6: Angaben des AN zum Layout

Anzahl Betankungsplätze inkl. Zapfstelle (Mind. 1 Stk.) [n]	●	
Anzahl Warte-/Aufstellplätze (Mind. 2 Stk.) [n]	●	

Die Zapfsäule/n muss/müssen im Außenbereich unter eine Überdachung positioniert sein, so dass das Betankungspersonal während des Tankvorgangs vor möglichen Witterungseinflüssen geschützt ist.

Die Zapfsäule/n muss/müssen so positioniert werden, dass die Busse ohne Verwendung langer Schläuche (max. 5 m, siehe auch TRGS 751) betankt werden können.



---

Das System zum Potentialausgleich ist so zu gestalten, dass auf einen zusätzlichen Anschluss des Busses mittels Erdungsklemme, verzichtet werden kann.

Sowohl die Zapfsäule/n als auch der Technikbereich (wenn im Gefährdungsbereich) sind mit einem Anfahrerschutz ggf. auch nach TRBS 3151 / TÜV Merkblatt 965 vor möglichen Beschädigungen zu schützen.

Die Ein- und Ausfahrt der Tankstelle und das Abstellen des Busses, in den Betankungs- und den Wartebereichen muss für Gelenkbusse ausgelegt sein, dies ist mittels Schleppkurvenberechnung nachzuweisen. Die Ein- und Ausfahrt ist so vorzusehen, dass jeweils die öffentlichen Verkehrswege der gegenläufigen Fahrrichtung durch die Schleppkurve der Fahrzeuge nicht geschnitten werden.

Das Ein-/Ausfahren und das Parken in den Betankungs- und Wartebereichen, muss ohne Rangieren und ohne Rückwärtsfahren möglich sein.

Alle Rohrgräben, die für eine Betankung überfahren werden, müssen so ausgelegt sein, dass diese auch durch Busse, Tankkraftwagen und schwere Schleppfahrzeuge, in hoher Frequenz überfahrbar und frostbeständig sind.

Es ist davon auszugehen, dass die Betankung an der rechten Seite auf der Höhe der 1. Achse des Busses stattfinden wird, dies ist besonders für die Gestaltung der Zufahrt und des Betankungsbereichs zu berücksichtigen.

Eine Fahrzeugpositionierungshilfe ist vorzusehen. Die Umsetzung hierzu ist vom AN zu beschreiben und dem Angebot anzuhängen.

## **Anforderungen an den Aufenthaltsraum (Option 3, siehe auch Kapitel 2.4)**

Eine Aufenthaltsmöglichkeit für einen Betankungsmitarbeiter des AG bzw. des AN ist optional mit anzubieten. Dabei sind folgende Mindestanforderungen zu berücksichtigen:

- › Witterungsschutz
- › Abschließbar
- › Sanitäreinrichtungen
- › Heizung, Klimatisierung und Lüftung
- › Telefon und IT-Infrastrukturanbindung

Des Weiteren sind für die Aufenthaltsmöglichkeit die Vorgaben aus der Arbeitsstättenrichtlinie einzuhalten. Eine Entwurfsskizze des Aufenthaltsraums ist mit dem Angebot vorzulegen. Die durch diese Option zusätzlichen Kosten sind, im Preisblatt anzugeben.

### **2.5.1 Erweiterungsoption 1: Layout Anforderung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle für bis zu 20 Busse**

Die nachfolgenden Anforderungen zum Layout, beziehen sich auf das Layout der Gesamtanlage.

An der H<sub>2</sub>-Tankstelle ist mindestens eine Zapfsäule (Dispenser) mit mindestens zwei Zapfpistolen (Füllkupplung) vorzusehen die ein parallele Betankung von zwei Bussen ermöglichen. Es sind mindestens zwei Betankungsbereiche für einen BZ-Gelenkbus (18 m) einzuplanen. Warte- bzw. Aufstellbereiche für mindestens zwei Gelenkbusse müssen vorgesehen werden.

Die Angaben zur Anzahl der Betankungsplätze und der Warte- bzw. Aufstellplätze sind in folgender Tabelle zu ergänzen.

Tabelle 2-7: Erweiterungsoption 1 Angaben des AN zum Layout

Anzahl Betankungsplätze inkl. Zapfstelle (Mind. 2 Stk.) [n]	●	
Anzahl Warte-/Aufstellplätze (Mind. 2 Stk.) [n]	●	

## 2.5.2 Erweiterungsoption 2: Layout Anforderung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle für bis zu 30 Busse

Die nachfolgenden Anforderungen zum Layout, beziehen sich auf das Layout der Gesamtanlage.

An der H<sub>2</sub>-Tankstelle ist mindestens eine Zapfsäule (Dispenser) mit mindestens zwei Zapfpistolen (Füllkupplung) vorzusehen die ein parallele Betankung von zwei Bussen ermöglichen. Es sind mindestens zwei Betankungsbereiche für einen BZ-Gelenkbus (18 m) einzuplanen. Warte- bzw. Aufstellbereiche für mindestens vier Gelenkbusse müssen vorgesehen werden.

Die Angaben zur Anzahl der Betankungsplätze und der Warte- bzw. Aufstellplätze sind in folgender Tabelle zu ergänzen.

Tabelle 2-8: Erweiterungsoption 2 Angaben zum Layout

Anzahl Betankungsplätze inkl. Zapfstelle (Mind. 2 Stk.) [n]	●	
Anzahl Warte-/Aufstellplätze (Mind. 4 Stk.) [n]	●	

## 2.6 Funktionale Leistungsanforderungen

Die Tankstelle muss die FastFueling Option A nach der SAE 2601-2 erfüllen, d.h. die Tankstelle muss Befüllgeschwindigkeiten von bis zu 120 g/s erreichen können. Für die Umsetzung sind hierbei auch alle Anforderungen der SAE 2601-2 zu erfüllen und auch eine Vorkühlung des zu betankenden Wasserstoffs ist entsprechend vorzusehen.

Der Betankungsprozess pro Bus beträgt maximal zehn Minuten. Dabei ist von einer Mindestbefüllmenge von 25 Kilogramm Wasserstoff pro Bus auszugehen. Bei Betankungen, die eine Befüllmenge von 25 Kilogramm überschreiten ist eine lineare Überschreitung der Betankungsdauer zulässig, z.B. ist für eine Betankung von 30 kg zwölf Minuten zulässig.

Der Betankungsprozess enthält mindestens folgende Schritte:

- › Tankkupplung Bus aus der Halterung nehmen
- › Tankkupplung am Fahrzeug anschließen
- › Starten des Befüllvorgangs
- › Befüllvorgang
- › Beenden des Befüllvorgangs
- › Tankdaten Übermittlung
- › Tankkupplung Bus entriegeln
- › Tankkupplung wieder an der H<sub>2</sub>-Zapfsäule in die Halterung (Schutzhaube) hängen

Beim Fahrzeugwechsel ist mit einer Pause von ca. fünf Minuten zu rechnen. An der Tankstelle müssen zehn Busse back-to-back (350 bar) betankt werden können.

Die Zielkapazität ist daher auf 145 Minuten für die Betankung von zehn Bussen auszulegen.

Folgende Angaben zum Betankungsprozess sind vom AN anzugeben:

Tabelle 2-9: Angaben des AN zur Betankungsprozedur

Betankungsdauer (pro Bus à 25 kg) (Max. 10 Min.) [Min]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Anzahl back-to-Back Betankungen (Mind. 10 Stk.) [n]	<input type="checkbox"/>	
Dauer für Gesamte Back-to-Back Prozedur für zehn Busse (Max. 145 Min.) [Min.]	<input checked="" type="checkbox"/>	

Die Speicherkapazität der H<sub>2</sub>-Tankstelle sowie der maximale Tagesdurchsatz der Tankstelle ist in Kilogramm anzugeben:

Tabelle 2-10: Angaben des AN zur gelagerten Menge Wasserstoff

Stationär gelagerte Menge Wasserstoff [kg]	<input type="checkbox"/>	
Temporär gelagerte Menge Wasserstoff [kg]	<input type="checkbox"/>	
Maximaler Tagesdurchsatz [kg]	<input type="checkbox"/>	

### 2.6.1 Erweiterungsoption 1: Funktionale Leistungsanforderung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle für bis zu 20 Busse:

Die nachfolgende Beschreibung der funktionalen Leistungsanforderungen, beziehen sich auf die Leistungsanforderung der Gesamtanlage.

An der Tankstelle müssen pro Zapfstelle (Mind. zwei) jeweils 10 Busse parallel back-to-back (350 bar) betankt werden können.

Beim Fahrzeugwechsel ist mit einer Pause von ca. fünf Minuten zu rechnen. Die Zielkapazität ist daher auf 145 Minuten für die Betankung von 20 Bussen auszulegen.

Tabelle 2-11: Erweiterungsoption 1 Angaben des AN zur Betankungsprozedur

Betankungsdauer (pro Bus à 25 kg) (Max. 10 Min.) [Min]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Anzahl parallel back-to-Back Betankungen (Mind. 20 Stk.) [n] (10 Stk. pro Zapfstelle (Füllkupplung))	<input type="checkbox"/>	
Dauer für Gesamte Back-to-Back Prozedur für 20 Busse (Max. 145 Min.) [Min.]	<input checked="" type="checkbox"/>	

Die Speicherkapazität der H<sub>2</sub>-Tankstelle sowie der maximale Tagesdurchsatz der Tankstelle ist in Kilogramm anzugeben:

Tabelle 2-12: Erweiterungsoption 1 Angaben des AN zur gelagerten Menge Wasserstoff

Stationär gelagerte Menge Wasserstoff [kg]	<input type="checkbox"/>	
Temporär gelagerte Menge Wasserstoff [kg]	<input type="checkbox"/>	
Maximaler Tagesdurchsatz [kg]	<input type="checkbox"/>	

### 2.6.2 Erweiterungsoption 2: Funktionale Leistungsanforderung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle für bis zu 30 Busse:

Die nachfolgende Beschreibung der funktionalen Leistungsanforderungen, beziehen sich auf die Leistungsanforderung der Gesamtanlage.

An der Tankstelle müssen pro Zapfstelle (Mind. zwei) jeweils 15 Busse parallel back-to-back (350 bar) betankt werden können.

Beim Fahrzeugwechsel ist mit einer Pause von ca. fünf Minuten zu rechnen. Die Zielkapazität ist daher auf 220 Minuten für die Betankung von 30 Bussen auszulegen.

Tabelle 2-13: Erweiterungsoption 2 Angaben des AN zur Betankungsprozedur

Betankungsdauer (pro Bus à 25 kg) (Max. 10 Min.) [Min]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Anzahl parallel back-to-Back Betankungen (Mind. 30 Stk.) [n] (15 Stk. pro Zapfstelle (Füllkupplung))	<input type="checkbox"/>	
Dauer für Gesamte Back-to-Back Prozedur für 30 Busse (Max. 220 Min.) [Min.]	<input checked="" type="checkbox"/>	

Die Speicherkapazität der H<sub>2</sub>-Tankstelle sowie der maximale Tagesdurchsatz der Tankstelle ist in Kilogramm anzugeben:

Tabelle 2-14: : Erweiterungsoption 2 Angaben des AN zur gelagerten Menge Wasserstoff

Stationär gelagerte Menge Wasserstoff [kg]	<input type="checkbox"/>	
Temporär gelagerte Menge Wasserstoff [kg]	<input type="checkbox"/>	
Maximaler Tagesdurchsatz [kg]	<input type="checkbox"/>	

## 2.7 Abnahmemenge

Zum jetzigen Zeitpunkt wird davon ausgegangen, dass ab 01.12.2022 täglich mindestens ein BZ-Bus betankt wird. Die BZ-Busflotte wird voraussichtlich im Jahre 2023 monatlich um einen BZ-Bus erweitert, bis die Flotte mit zehn Bussen vorläufig vollständig ist.

Nach aktuellem Planungsstand haben die Fahrzeuge eine tägliche Fahrleistung von durchschnittlich 210 km montags bis freitags, 180 km an Samstagen und 130 km an Sonntagen. Laut Herstellerangaben liegt der durchschnittliche Wasserstoffverbrauch der Fahrzeuge bei durchschnittlich 8,5 kg/100 km (Quelle:JIVE). Dieser Verbrauch ist abhängig von verschiedenen Einflussfaktoren (Fahrodynamik, Streckenprofil, Witterung, usw.) und kann im realen Betrieb abweichen. Zusätzlich hängt der Wasserstoffbedarf von der Verfügbarkeit der Fahrzeugflotte ab.

Unter Berücksichtigung der Verbrauchsangabe für Busse von JIVE und der durchschnittlichen täglichen Fahrleistung, ergibt sich einen durchschnittlichen täglichen Wasserstoffbedarf von ca. 150 kg.

Eine typische Einsatzwoche der zehn Busse setzt sich, wie in folgender Tabelle dargestellt, zusammen.

Tabelle 2-15: Wöchentlicher Wasserstoffbedarf

<b>Täglicher Wasserstoffbedarf für zehn Busse</b>			
	Mo-Fr	Sa	So
<b>Tagesbedarf [kg]</b>	ca. 165	ca. 150	ca. 100

Der AG wird voraussichtlich eine Wasserstoffmenge, im Zeitraum vom 01.12.2022 bis zum 01.12.2030 (acht Jahre), von insgesamt ca. 420.000 kg abnehmen. Diese wird auf die Jahre wie folgt vorläufig verteilt:

- › 2022 ab dem 01.12.2022 bis zum 31.12.2022: 100 kg
- › 2023: 38.500 kg
- › 2024 bis einschließlich 2030 jährlich 55.000 kg

Somit stellt eine jährliche Abnahmemenge von 55.000 kg einen normalen jährlichen Wasserstoffbedarf des AG dar.

Es muss eine Versorgung mit grünem Wasserstoff (siehe 2.12) für acht Jahre angeboten werden. Die Bezugspreise sind wie in Tabelle 2-16 zu staffeln. Die Tabelle ist mit Preisen pro Kilogramm grünem Wasserstoff vom AN im separaten Dokument „Preisblatt“ zu ergänzen. Die Preise sind für den AN verbindlich.

Tabelle 2-16:Angaben des AN zum H<sub>2</sub>-Preis grüner Wasserstoff

Abnahmebereiche [kg/Jahr]		Preisangabe [€/kg] (8 Jahre Vertragslaufzeit)
- 60 %	22.000	Angabe im Preisblatt
<b>Niedriger H<sub>2</sub>-Bedarf (- 40 %)</b>	33.000	Angabe im Preisblatt
- 20 %	44.000	Angabe im Preisblatt
<b>Normaler H<sub>2</sub>-Bedarf (Referenz)</b>	55.000	Angabe im Preisblatt
+ 20 %	66.000	Angabe im Preisblatt
<b>Hoher H<sub>2</sub>-Bedarf (+ 40 %)</b>	77.000	Angabe im Preisblatt
+ 60 %	88.000	Angabe im Preisblatt

Eine physische Verpflichtung zur Abnahme ist auszuschließen.

Der AN erstellt ein Konzept, welches dem Angebot beizufügen ist, in dem ein Vorschlag zur Vertragsgestaltung in Bezug auf z.B., bedarfsgerechte

Abnahmemenge, Tarifwechseln und Abrechnung, Verlängerung der Vertragslaufzeit usw. dargestellt werden.

### **2.7.1 Erweiterungsoption 1: Anforderung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle für bis zu 20 Busse**

Die nachfolgenden Anforderungen zur Abnahmemenge, beziehen sich auf die Abnahmemengen der Gesamtanlage.

Bei einem Einsatz von 20 Bussen werden diese Linienunabhängig eingesetzt.

Unter Berücksichtigung der Verbrauchsangabe für Busse von JIVE und der durchschnittlichen täglichen Fahrleistung, ergibt sich auch für diese Option ein durchschnittlicher täglicher Wasserstoffbedarf von ca. 15 kg pro Bus.

Der AG wird voraussichtlich eine Wasserstoffmenge, im Zeitraum vom 01.12.2022 bis zum 01.12.2030 (acht Jahre), von insgesamt ca. 792.000 kg abnehmen. Diese wird auf die Jahre wie folgt vorläufig verteilt:

- › 2022 ab dem 01.12.2022 bis zum 31.12.2022: 100 kg
- › 2023: 38.500 kg
- › 2024: 93.500 kg
- › 2025 bis einschließlich 2030 jährlich 110.000 kg

Somit stellt eine jährliche Abnahmemenge von 110.000 kg einen normalen jährlichen Wasserstoffbedarf des AG dar.

Es muss eine Versorgung mit grünem Wasserstoff (siehe 2.12) für acht Jahre angeboten werden. Die Bezugspreise sind wie in Tabelle 2-16 zu staffeln. Die Tabelle ist mit Preisen pro Kilogramm grünem Wasserstoff vom AN im separaten Dokument „Preisblatt“ zu ergänzen. Die Preise sind für den AN verbindlich.

Tabelle 2-17: Erweiterungsoption 1: Angaben des AN zum H<sub>2</sub>-Preis grüner Wasserstoff

Abnahmebereiche [kg/Jahr]		Preisangabe [€/kg] (8 Jahre Vertragslaufzeit)
- 60 %	44.000	Angabe im Preisblatt
<b>Niedriger H<sub>2</sub>-Bedarf (- 40 %)</b>	66.000	Angabe im Preisblatt
- 20 %	88.000	Angabe im Preisblatt
<b>Normaler H<sub>2</sub>-Bedarf (Referenz)</b>	110.000	Angabe im Preisblatt
+ 20 %	132.000	Angabe im Preisblatt
<b>Hoher H<sub>2</sub>-Bedarf (+ 40 %)</b>	154.000	Angabe im Preisblatt
+ 60 %	176.000	Angabe im Preisblatt

Eine physische Verpflichtung zur Abnahme ist auszuschließen.

Der AN erstellt ein Konzept, welches dem Angebot beizufügen ist, in dem ein Vorschlag zur Vertragsgestaltung in Bezug auf z.B., bedarfsgerechte Abnahmemenge, Tarifwechseln und Abrechnung, Verlängerung der Vertragslaufzeit usw. dargestellt werden.

### 2.7.2 Erweiterungsoption 2: Anforderung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle für bis zu 30 Busse

Die nachfolgenden Anforderungen zur Abnahmemenge, beziehen sich auf die Abnahmemengen der Gesamtanlage.

Bei einem Einsatz von 30 Bussen werden diese Linienunabhängig eingesetzt.

Unter Berücksichtigung der Verbrauchsangabe für Busse von JIVE und der durchschnittlichen täglichen Fahrleistung, ergibt sich auch für diese Option ein durchschnittlicher täglicher Wasserstoffbedarf von ca. 15 kg pro Bus.

Der AG wird voraussichtlich eine Wasserstoffmenge, im Zeitraum vom 01.12.2022 bis zum 01.12.2030 (acht Jahre), von insgesamt ca. 1.138.000 kg abnehmen. Diese wird auf die Jahre wie folgt vorläufig verteilt:

- › 2022 ab dem 01.12.2022 bis zum 31.12.2022: 100 kg
- › 2023: 38.500 kg
- › 2024: 110.000 kg
- › 2025 bis einschließlich 2030 jährlich 165.000 kg

Somit stellt eine jährliche Abnahmemenge von 165.000 kg einen normalen jährlichen Wasserstoffbedarf des AG dar.

Es muss eine Versorgung mit grünem Wasserstoff (siehe 2.12) für acht Jahre angeboten werden. Die Bezugspreise sind wie in Tabelle 2-16 zu staffeln. Die Tabelle ist mit Preisen pro Kilogramm grünem Wasserstoff vom AN im separaten Dokument „Preisblatt“ zu ergänzen. Die Preise sind für den AN verbindlich.

Tabelle 2-18: Erweiterungsoption 2: Angabe des AN zum H<sub>2</sub>-Preis grüner Wasserstoff

Abnahmebereiche [kg/Jahr]		Preisangabe [€/kg] (8 Jahre Vertragslaufzeit)
- 60 %	66.000	Angabe im Preisblatt
<b>Niedriger H<sub>2</sub>-Bedarf (- 40 %)</b>	99.000	Angabe im Preisblatt
- 20 %	132.000	Angabe im Preisblatt
<b>Normaler H<sub>2</sub>-Bedarf (Referenz)</b>	165.000	Angabe im Preisblatt
+ 20 %	198.000	Angabe im Preisblatt
<b>Hoher H<sub>2</sub>-Bedarf (+ 40 %)</b>	231.000	Angabe im Preisblatt
+ 60 %	264.000	Angabe im Preisblatt

Eine physische Verpflichtung zur Abnahme ist auszuschließen.

Der AN erstellt ein Konzept, welches dem Angebot beizufügen ist, in dem ein Vorschlag zur Vertragsgestaltung in Bezug auf z.B., bedarfsgerechte



---

Abnahmemenge, Tarifwechseln und Abrechnung, Verlängerung der Vertragslaufzeit usw. dargestellt werden.

## **2.8 Förderung**

Der AN hat Anhand eines Konzeptes Angaben zu machen, ob eine Förderung für dieses Projekt beansprucht wird und wenn ja, welche.

Dabei ist zu beschreiben, ob die Förderung schon bei Abgabe des indikativen Angebots vom Fördergeber offiziell bewilligt ist oder in welchem Status sich der Förderantrag befindet.

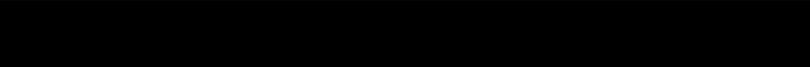
Des Weiteren ist anzugeben, ob in der Preiskalkulation bereits bewilligte Zuschüsse berücksichtigt sind und wenn ja, in welcher Höhe.

Wenn zum Zeitpunkt der Abgabe des indikativen Angebots noch kein positiver Förderbescheid vorliegt, ist zu beschreiben wie Förderungen, die erst während des Vergabeprozesses oder nach Auftragsvergabe bewilligt werden, in der Preiskalkulation nachträglich berücksichtigt werden.

## **2.9 Verfügbarkeit**

Wie in Kapitel 2.14 beschrieben, erfolgt unmittelbar nach der Inbetriebnahme ein dreimonatiger Probetrieb. In diesem Zeitraum ist eine Verfügbarkeit, sowohl in den Betankungszeiträumen als auch in der Grundverfügbarkeit, von 85 % einzuhalten.

Die Verfügbarkeit der H<sub>2</sub>-Tankstelle und der alternativen H<sub>2</sub>-Versorgung sind in den folgenden Tabellen zu ergänzen. Dabei ist im



---

Betankungszeitraum (siehe Kapitel 2.4) eine Verfügbarkeit von mindestens **98 %** zu realisieren.

Außerhalb der vorgegeben Betankungszeiträume ist eine Grundverfügbarkeit über den gesamten Zeitraum von mindestens **95 %** einzuhalten.

Eine Ausfallzeit an der H<sub>2</sub>-Tankstelle, der alternativen H<sub>2</sub>-Versorgung bzw. der Reserve-Betankung liegt vor, sobald die Betankung eines Busses gar nicht und/ oder nicht mehr vollständig ausgeführt werden kann und/oder nicht unmittelbar gestartet werden kann. Vollständig betankt bedeutet, dass der Bus mind. einen Füllstand von  $\geq 95$  % SOC nach SAE J2601-2 erreicht. Dabei wird die Zeit, bis es wieder möglich ist eine vollständige Betankung durchzuführen, als Ausfallzeit angerechnet. Des Weiteren wird auch die Zeit bis wieder eine Betankung unmittelbar gestartet werden kann als Ausfallzeit angerechnet.

Wenn die Betankungsdauer von 10 Minuten für bis zu 25 kg überschritten wird und/oder eine längere Dauer der back-to-back Prozedur, als vertraglich vereinbart benötigt, dann wird die jeweilige Zeitüberschreitung als Ausfallzeit angerechnet. Alle Ausfallzeiten werden entsprechend in der Verfügbarkeitsberechnung mitberücksichtigt.

Folgende Szenarien werden zur Berechnung der Ausfallzeiten nicht berücksichtigt:

- › Nachweisbar fehlerhafte Bedienung durch den AG
- › Höhere Gewalt (z.B. Naturgewalten)

Zeiten, in denen die H<sub>2</sub>-Tankstelle wegen geplanter vorbeugender Wartung (siehe Kapitel 2.17) nicht in Betrieb ist, zählen nicht als Ausfallzeit. Diese müssen aber erfasst und im Voraus in Abstimmung mit dem AG festgelegt

werden, da sie die Grundlage für die Ermittlung der Verfügbarkeit beeinflussen.

In nachfolgender Tabelle sind vom AN die jeweiligen verbindlichen Verfügbarkeiten anzugeben.

Tabelle 19: Angaben des AN zur Verfügbarkeit der H2-Tankstelle

Verfügbarkeit im Betankungszeitraum (Mind. 98 %) [%]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Grundverfügbarkeit (Mind. 95 %) [%]	<input checked="" type="checkbox"/>	

Tabelle 20: Angaben des AN zur Verfügbarkeit der alternativen H2-Versorgung

Verfügbarkeit im Betankungszeitraum (Mind. 98 %) [%]	<input type="checkbox"/>	
Grundverfügbarkeit (Mind. 95 %) [%]	<input type="checkbox"/>	

### Verfügbarkeit im Betankungszeitraum

Die Verfügbarkeit der H<sub>2</sub>-Tankstelle im Betankungszeitraum wird auf Basis der Betankungszeitfenster berechnet. Die Betankungszeitfenster betragen sechs Stunden pro 24 Stunden. Das bedeutet, dass pro Jahr maximal bis zu 43,8 Ausfallstunden innerhalb der Betankungszeitfenster auftreten dürfen, um das Mindestverfügbarkeitsziel von 98 % zu erreichen.

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{365 * \text{Betankungszeitfenster} - \text{Ausfallstunden}}{365 * \text{Betankungszeitfenster}} * 100 \%$$

### Grundverfügbarkeit

Die Grundverfügbarkeit der H<sub>2</sub>-Tankstelle wird auf einer 24/7-Basis abzüglich der geplanten Betankungszeitfenster berechnet. Das bedeutet,

dass pro Jahr maximal bis zu 328,5 Ausfallstunden auftreten dürfen, um das Mindestverfügbarkeitsziel von 95 % zu erreichen.

$$\text{Verfügbarkeit} = \frac{8760 - \text{Betankungszeitfenster} - \text{Ausfallstunden} - \text{geplante Wartung}}{8760 - \text{Betankungszeitfenster} - \text{geplante Wartung}} * 100 \%$$

Ein Konzept zur Beschreibung wie die angeforderte Verfügbarkeit erreicht wird ist dem Angebot beizufügen, dabei soll u.a. dargestellt werden, wie die Verfügbarkeit protokolliert und dem AG übermittelt wird.

## 2.10 Betankung

Für die Betankung sind die SAE J2601 und die SAE J2601-2 in der aktuellen Version zu erfüllen.

Die H<sub>2</sub>-Tankstelle muss für die Betankung alle möglichen Zustände im Sinne der SAE J2601 des BZ-Fahrzeuges berücksichtigen (z.B.: HotSoak/ColdSoak, Driving History, Fueling History, usw.).

Die Betankung muss sowohl für Fahrzeuge mit als auch für Fahrzeuge ohne Datenschnittstelle möglich sein (Betankung mit und ohne Kommunikation - Kabel, Infrarot und/ oder Wifi - in Anlehnung an ISO 17268:2020).

Die Zapfpistole/n muss/müssen den gängigen Normen SAE 2600 und SAE 2799 entsprechen und für einen Nenndruck von 350 bar ausgelegt sein.

Die Zapfsäule/n und die Zapfpistole/n müssen über eine Schnittstelle zum Fahrzeug für eine Tankdatenerfassung der Firma Novotec verfügen. Dafür müssen alle Zapfpistolen mit einem Tankdatenempfänger zur Abfrage der

Fahrzeugdaten ausgestattet sein. Dabei müssen mindestens folgende Daten über die Antenne an der Zapfpistole erfasst werden:

- › Fahrzeugnummer
- › Kilometerstand
- › Füllmenge (Wasserstoff)
- › Fzg. Füllstand vor und nach dem Betankungsvorgang

Fahrzeugseitig kommen für das Tankdatensendersystem folgende Komponenten zum Einsatz:

- › Tankdatensender: DataPass mit Anschluss an Tacho ATJ1708/FMS der Firma Novotec
- › Antennenring: FuelOpass Molded Coil der Firma Novotec
- › FuelOpass ID-Chip am Antennenring der Firma Novotec
- › Clamp-Coil Holder der Firma Novotec

Die Übertragung der Tankdaten an den AG erfolgt auf direkten Weg (keine Cloud Lösung) in das bestehende SAP-System. Vom AN ist eine technische Beschreibung zur Übertragung der Tankdaten mit dem Angebot abzugeben (maximal zwei DIN A4 Seiten).

Die Tankinfrastruktur muss dem Mess- und Eichrecht entsprechen (u.a. OIML R 137-1&2 und OIML R 139-1 in der aktuellsten Fassung). Ein Eichnachweis der für die Betankung eingesetzten Komponenten ist dem AG vorzulegen.

Eine Betankung von Fahrzeugen sowohl mit Tanktyp 3 als auch Typ 4, muss ohne zusätzlichen Aufwand oder Vorbereitung möglich sein, auch in einem gemischten Betrieb. Voraussichtlich werden die Busse des AG mit Typ 4 Tanksystemen ausgestattet sein.



---

Eine „Null-bar“ Betankung von, mit Stickstoff gespülten Tanks (z.B. bei wieder Befüllung von Tanks nach Tankreparatur) muss an der H<sub>2</sub>-Tankstelle ausführbar sein.

## **2.11 H<sub>2</sub>-Qualität**

Der AN stellt sicher, dass die Wasserstoffqualität an der Zapfpistole der ISO 14687 / DIN EN 17124 entspricht.

Nach der Inbetriebnahme der H<sub>2</sub>-Tankstelle ist innerhalb von acht Wochen ein entsprechender Nachweis über die Wasserstoffreinheit vorzulegen.

Für den vereinbarten Versorgungszeitraum sind Prüfungen der Wasserstoffreinheit in jährlichen Zyklen durchzuführen. Der AN hat jährlich bis zum 20. Januar die Nachweise zur Wasserstoffqualität umgehend und unaufgefordert dem AG vorzulegen. Der AG behält sich vor, bis zu vier weitere Qualitätsnachweise pro Jahr anzufordern.

## **2.12 H<sub>2</sub>- Nachhaltigkeit**

Der AN hat, wie in Kapitel 2.7 beschrieben, grünen Wasserstoff anzubieten. Der Wasserstoff ist entsprechend der Vorgaben nach CertifHy (siehe Anhang A), TÜV SÜD Standard CMS 70 (siehe Anhang B) zertifiziert anzubieten. Die Zertifikate sind dem AG bei Inbetriebnahme der H<sub>2</sub>-Tankstelle vorzulegen.

Ergänzend hierzu ist der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck, von der Wasserstoffproduktion über den Transport bis hin zu Abgabe an den Bus, pro kg Wasserstoff für den angebotenen grünen Wasserstoff, mit im Angebot anzugeben.

Tabelle 2-21: Angaben des AN zum CO<sub>2</sub>-Fußabdruck pro kg Wasserstoff

CO <sub>2</sub> -Fußabdruck pro kg "grüner" Wasserstoff [gCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> ]	●	
--	---	--

Darüber hinaus ist die H<sub>2</sub>-Tankstelle ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu betreiben.

## 2.13 Sicherheitsanforderungen

Die Anlage muss stets den aktuellen Sicherheitsanforderungen und dem Stand der Technik entsprechen.

Die H<sub>2</sub>-Tankstelle muss im Regelbetrieb vollautomatisch laufen. Bei Energieausfall muss die Tankstelle, sobald die Energie wieder verfügbar ist und keine Störung vorhanden ist, automatisch neu starten.

Bei einem kompletten Energieausfall muss die Anlage automatisch sicher herunterfahren. Bei betriebsrelevanten Störungen der Tankstelle muss unverzüglich eine Meldung an den AG per E-Mail erfolgen. Betriebsrelevante Störungen sind Störungen, die eine Betankung einzelner oder aller Fahrzeuge unmöglich machen oder die Tankdauer pro Fahrzeug um mehr als 50 % verlängern.

Der AN muss auch sicherstellen, dass die brandschutztechnischen Auflagen im Planungs- und Genehmigungsprozess eingehalten werden.

Etwaige Anforderungen, die im Zusammenhang mit dem Brand- und Explosionsschutz stehen (z. B. Prüfung des inneren und äußeren Blitzschutzes) sind vollumfänglich durch den AN im Planungsprozess zu klären und bei Erfordernis in geeigneter Weise umzusetzen.



---

Eine Einbindung der Feuerwehr Düsseldorf und der zuständigen Genehmigungsbehörden muss frühzeitig erfolgen.

Auch die zutreffenden Vorschriften der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV) sind einzuhalten.

Erste-Hilfe (Ersthelfer, Feuerlöscher und Erste-Hilfe Material) nach DGUV Vorschrift 1 ist sicherzustellen.

Auch die arbeitsschutzrechtlichen Anforderungen (z. B. Sicherheitskennzeichnung, Brandschutzordnung, Ausstattung mit Feuerlöschern) sind vom AN unter Einhaltung der normativen Vorgaben umzusetzen. Der AN muss einen Brandschutzbeauftragten bestellen und gegenüber des AG benennen.

Es ist auch sicherzustellen, dass regelmäßige Prüfungen aller prüfpflichtigen Einrichtungen durchgeführt und dem AG unaufgefordert dokumentiert und vorgelegt werden. Arbeitsmittel sind mit gültigen Prüfplaketten (nächstes Prüfdatum MM.JJJJ) zu kennzeichnen, um den Beschäftigten des AG eine Inaugenscheinnahme vor Verwendung zu ermöglichen.

Arbeitsschutzrechtliche Mindestvorgaben sind einzuhalten, insbesondere hinsichtlich der Verkehrswege (Sturz und Stolpern), erforderliche Unterweisungen, Beleuchtung, Wind- und Wetterschutz, usw. Des Weiteren stellt der AG einen Winterdienst zur Verfügung, welcher das sichere Betanken auch bei Schnee- und Eisglätte sicherstellt.

Ein Sicherheitskonzept und eine Gefährdungsbeurteilung für die Arbeitstätigkeiten des AG, sind mit dem AG abzustimmen und vom AN zu erstellen. Die Dokumentationen sind dem AN spätestens acht Wochen vor der geplanten Inbetriebnahme der Tankstelle vorzulegen.

Wechselwirkungen mit dem Arbeitsumfeld sind in der Gefährdungsbeurteilung zu berücksichtigen (z.B. fließender Verkehr).

## **2.14 Inbetriebnahme**

Dem AG ist die Inbetriebnahme der H<sub>2</sub>-Tankstelle mindestens acht Wochen im Voraus anzukündigen. Der AG behält sich das Recht vor, an der Inbetriebnahme teilzunehmen. Die Verantwortung des AN für die Durchführung der Inbetriebnahme bleibt dadurch unberührt.

Mindestens acht Wochen vor Inbetriebnahme ist an den AG eine Betankungsanleitung in schriftlicher Form (Papier und elektronisches Format) in deutscher Sprache zu übergeben, zusätzlich ist eine Betankungsanleitung an jeder Zapfsäule vorzusehen.

Die Inbetriebnahme- und Prüfprotokolle der gesamten Anlage, und zwar mindestens:

- › Konformitätserklärung der Gesamtanlage,
- › Zertifizierung nach entsprechenden Richtlinien (Druckgeräte richtlinie, Maschinenrichtlinie, ATEX, usw.),
- › Funktionsprüfung aller Sicherheitseinrichtungen,
- › Prüfung auf Einhaltung des Lastenhefts und der vereinbarten technischen Beschreibung,

sind vom AN zu erstellen und bei der Inbetriebnahme dem AG vorzulegen.

Der AN ist verpflichtet, Änderungen am angegebenen Datum der Inbetriebnahme (siehe Kapitel 1.2 Zeitplan) spätestens drei Werktage vor dem geplanten Termin mitzuteilen.

## 2.15 Probetrieb

Der Zeitraum des Probetriebs beginnt unmittelbar nach der Inbetriebnahme und beträgt drei Monate. Nach dem erfolgreichen Probetrieb erfolgt der Regelbetrieb.

Im Probetrieb ist die Realisierbarkeit einer back-to-back Betankung von zehn Bussen (**Erweiterungsoption 1: 10 Busse back-to-back parallel pro Zapfstelle; Erweiterungsoption 2: 15 Busse back-to-back parallel pro Zapfstelle**), innerhalb der vom AN zugesicherten Betankungsdauer (unabhängig von der Anzahl an gleichzeitig verwendeten Zapfsäulen, außer bei Option 1 u.2) nachzuweisen.

Der AN beschreibt ein Konzept, wie dieser Nachweis auch mit einer geringeren Anzahl an Bussen (< 10 Stk.) möglich ist.

Der Probetrieb gilt als bestanden, wenn die Realisierbarkeit einer back-to-back Betankung gemäß den obigen Kriterien nachgewiesen und die Einhaltung der Verfügbarkeit gemäß Kapitel 2.8 eingehalten wurde.

Können die geforderten Werte innerhalb des Probetriebes nicht nachgewiesen werden, beginnt der Probetrieb erneut. Der Probetrieb kann maximal zwei Mal neu begonnen werden.

Beim dritten Nichtbestehen des Probetriebs hat der Auftragnehmer ein Konzept vorzulegen, wie die geforderten Werte erreicht werden können.

## 2.16 Alternative H<sub>2</sub>-Versorgung u. Reserve-Betankung

### 2.16.1 Alternative H<sub>2</sub>-Versorgung

Eine verbindliche H<sub>2</sub>-Versorgung muss zum 01.12.2022 sichergestellt werden. Sollte bis zu diesem Zeitpunkt die stationäre H<sub>2</sub>-Tankstelle nicht in

Betrieb genommen sein, ist eine alternative H<sub>2</sub>-Versorgung zur Verfügung zu stellen. Diese ist wie folgt auszulegen:

- › Bei einer Inbetriebnahme der stationären Tankstelle bis zum 30.04.2023, für eine Betankung von fünf Bussen mit insgesamt 75 kg/d.
- › Bei einer Inbetriebnahme der stationären Tankstelle nach dem 01.05.2023, für eine Betankung von zehn Bussen mit insgesamt 150 kg/d.

Die alternative H<sub>2</sub>-Versorgung muss mindestens anhand folgender Kriterien beschrieben werden:

Tabelle 22: Angaben des AN zur alternativen H<sub>2</sub>-Versorgung

Adresse des Standortes der alternativen H <sub>2</sub> -Tankstelle	<input type="checkbox"/>	
Entfernung vom Betriebshof bis zur alternativen H <sub>2</sub> -Tankstelle (Max. 7 km) [km]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Anzahl Betankungsplätze inkl. Zapfstelle [n]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Betankungsdauer (pro Bus à 25 kg) (Max. 10 Min.) [Min.]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Anzahl back-to-back Betankungen [n]	<input checked="" type="checkbox"/>	
Besonderheiten die vom AG zu beachten sind	<input type="checkbox"/>	

### 2.16.2 Reserve-Betankung

Außerdem ist für den Fall, dass die stationäre Tankstelle im Regelbetrieb ausfällt, eine Reserve-Betankung zur Verfügung zu stellen, die mind. 10 Busse mit insgesamt 150 kg/d versorgen kann (**Erweiterungsoption 1: Mind. 20**

**Busse mit insgesamt 300 kg/d; Erweiterungsoption 2: Mind. 30 Busse mit insgesamt 450 kg/d).**

Die Reserve-Betankung muss mindestens anhand folgender Kriterien beschrieben werden:

Tabelle 2-23: Angaben des AN zur Reserve-Betankung

Adresse des Standortes der Reserve-Betankung	<input type="checkbox"/>	
Entfernung vom Betriebshof bis zur alternativen H <sub>2</sub> -Tankstelle (Max. 7 km) [km]	<input type="checkbox"/>	
Anzahl Betankungsplätze inkl. Zapfstelle [n]	<input type="checkbox"/>	
Betankungsdauer (pro Bus à 25 kg) (Max. 10 Min.) [Min]	<input type="checkbox"/>	
Anzahl back-to-back Betankungen [n]	<input type="checkbox"/>	
Besonderheiten die vom AG zu beachten sind	<input type="checkbox"/>	

## 2.17Wartung und Instandhaltung

Während der gesamten Laufzeit, sind sämtliche Prüfungen, Wartungs-, und Instandhaltungsarbeiten (auch nach DIN 31051) seitens des AN durchzuführen.

Der Betankungsablauf in den angegebenen Betankungszeiträumen (siehe Kapitel 2.4) darf durch Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten nicht eingeschränkt werden. Die geplanten Wartungszeiten sind mit dem AG abzustimmen.

Spätestens acht Wochen vor Inbetriebnahme ist dem AG ein entsprechender Wartungsplan mit den geplanten Zeiträumen der Wartungsarbeiten unaufgefordert vorlegen.

Das Wartungskonzept der H<sub>2</sub>-Tankstelle ist in Bezug auf den Betankungsablauf und die Verfügbarkeitsanforderung (siehe Kapitel 2.9) zu beschreiben und dem Angebot anzuhängen.

## 2.18 Normen, Richtlinien und Gesetze

Die Wasserstofftankstelle muss den jeweils gültigen Vorschriften, Richtlinien und gesetzlichen Bestimmungen genügen. Durch den AN sind die Einhaltung der technischen Regelwerke und die notwendigen Nachweise in regelmäßigen Abständen jährlich an den AG zu übermitteln. Eine mögliche Auswahl ist hier aufgeführt:

- › ISO/TS 19880-1:2020-03 Gaseous hydrogen - Fuelling stations - Part 1: General requirements
- › ISO 14687:2019-11 Hydrogen fuel - Product specification
- › ISO 26142:2010-06 Hydrogen detection apparatus - Stationary applications
- › ISO 11119-1:2020-11 Gas cylinders - Refillable composite gas cylinders and tubes - Design,
- › ISO 11119-3:2020-11 Gas cylinders - Refillable composite gas cylinders and tubes Part 3: Fully wrapped fibre reinforced composite gas cylinders and tubes up to 450L with non-load-sharing metallic or non-metallic liners
- › DIN EN 1012-3:2014-04 Kompressoren und Vakuumpumpen - Sicherheitsanforderungen Teil 3: Prozesskompressoren
- › DIN EN ISO 17268:2020-05 – Entwurf Gasförmiger Wasserstoff - Anschlussvorrichtungen für die Betankung von Landfahrzeugen
- › DIN EN ISO 17268:2017-03 Gasförmiger Wasserstoff - Anschlussvorrichtungen für die Betankung von Landfahrzeugen

- › DIN EN ISO 15118-1:2019-08 Straßenfahrzeuge - Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation
- › DIN 3230-5:2014-11 Technische Lieferbedingungen für Absperrarmaturen
- › DIN EN 13501-1:2019-05\_Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 1: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Prüfungen zum Brandverhalten von Bauprodukten
- › DIN EN 13501-2:2016-12 Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 2: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen, mit Ausnahme von Lüftungsanlagen
- › DIN EN 13501-3:2019 Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 3: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen an Bauteilen von haustechnischen Anlagen und elektrischen Kabeln
- › DIN EN 13501-4:2016-12 Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 4: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen von Anlagen zur Rauchfreihaltung
- › DIN EN 13501-5:2016-12\_Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 5: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus Prüfungen von Bedachungen bei Beanspruchung durch Feuer von außen
- › DIN EN 13501-6:2019-05 Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten - Teil 6: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Prüfungen zum Brandverhalten von Starkstromkabeln und -leitungen, Steuer- und Kommunikationskabeln

- › SAE J 2600:2015-10-21 Compressed Hydrogen Surface Vehicle Fueling Connection Devices
- › SAE J 2601:2020-05-29 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles
- › SAE J 2601-2:2014-09-24 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles
- › SAE J 2719:2020-03-18 Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles
- › SAE J 1645:2019-09-13 Fuel Systems and Components - Electrostatic Charge Mitigation
- › SAE J 2578:2014-08-26 Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety
- › VdTÜV-Merkblatt 514 Anforderungen an Wasserstofftankstellen
- › ANSI/IAS NGV 4.1-99/CSA 12.5-M99 (R2014) - NGV Dispensing Systems
- › IGC Doc 15/06/E Gaseous Hydrogen Stations
- › DVGW G 463:2021-02 Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar-Errichtung
- › DVGW G 492:2020-07 Gas-Messanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung (Entwurf)
- › OIML R 139-1 e2014 Compressed gaseous fuel measuring systems for vehicles, part 1 metrological and technical requirements
- › TRBS 3145 / TRGS 745 Technische Regeln für Betriebssicherheit - Ortsbewegliche Druckgasbehälter Füllen, Bereithalten, innerbetriebliche Beförderung, Entleeren
- › TRBS 3151 / TRGS 751 Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen

Weiterhin sind auch folgende nationale und internationale Vorschriften zu beachten:

- › Produktsicherheitsgesetz (ProdSG)
- › Maschinenrichtlinie 2006/42/EG
- › Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU
- › Arbeitsstättenverordnung (ArbStättV)
- › Blätter der Arbeitsgemeinschaft Industriebau (AGI)
- › ATEX-Herstellerrichtlinie 2014/34/EU
- › ATEX-Produkttrichtlinie 94/9/EG
- › ATEX-Betriebsrichtlinie 1999/92/EG
- › Explosionsschutzprodukteverordnung (11. ProdSV)
- › Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)
- › Unfallverhütungsvorschriften (DGUV)
- › Gefahrstoffverordnung (GefStoffV)
- › DGUV Regel 113-001 - Explosionsschutz-Regel (EX-RL)
- › Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)
- › Wasserhaushaltsgesetz (WHG)
- › NAMUR Empfehlungen (NE)
- › die DIN VDE-Reihen bzgl. Errichtung und Prüfung von Niederspannungsanlagen sowie Starkstromanlagen bis 1 kV Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag und gefährliche Körperströme
- › Funktionale Sicherheit in der Prozessindustrie
- › Betriebsmittel und Geräteschutz bei explosionsfähiger Atmosphäre (Ex-Anlagen)
- › Errichtung von Beleuchtungs- und Sicherheitsbeleuchtungsanlagen
- › Errichtung von Erdungs- und Blitzschutzanlagen
- › Richtlinie 2014/30/EU Elektromagnetische Verträglichkeit von Elektro- und Elektronikprodukten (EMV-Richtlinie)



---

Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Durch die Angebotsabgabe bestätigt der Auftragnehmer die Einhaltung aller relevanten Vorschriften.

### 3 Listen der erforderlichen Unterlagen für das Angebot

Die nachfolgend aufgelisteten Unterlagen bzw. Konzepte sind vom AN mit dem Angebot vorzulegen. Dabei sind die Dokumente für den AG, bei Abgabe des indikativen Angebots, rein informativ und dienen als Grundlage für die Verhandlungsgespräche und unterliegen hierbei keiner Bewertung. Der AG behält sich vor aus den informativen Abfragen während des Vergabeprozesses neue Anforderungen oder Bewertungskriterien im Lastenheft zu formulieren.

Nr.	Kapitel	Unterlage	Informativ	Verhandlungsgrundlage
1	1.2	Zeitplan (Planung, Genehmigung, Zulassung, Bau und Inbetriebnahme)	X	
2	2.1	Beschreibung des Betreibermodells	X	
3	2.1	Konzept zur Sicherstellung der H <sub>2</sub> -Betankung für die Busse des AG (Bei öffentlichen/ halb öffentlichen Tankstelle)	X	X
4	2.1	Beschreibung des schlüssellosen Zugangs zum Tankstellenbereich (Für Tankstellenvarianten nicht öffentlich/halb öffentlich)	X	X
5	2.3	Beschreibung Fahrtweg (Betriebshof – Tankstelle) und (Tankstelle – Betriebshof)	X	
6	2.5	Entwurfsskizze inkl. Abmessungen und Flächenplan	X	
7	2.5	Schleppkurvenplan (Für Gelenkbusse) u. Beschreibung (Ein- / Ausfahrt)	X	
9	2.5	Beschreibung Fahrzeugpositionierungshilfe	X	X

10	2.5	Entwurfsskizze inkl. Abmessungen für Aufenthaltsraum (Arbeitsplatz) Tankwart	X	
11	2.6	Beschreibung Ausführung des Tankdatenempfängern (Novotec) und Übermittlung an SAP-System	X	X
12	2.7	Konzept für Vertragsgestaltung Bedarfsgerechte-Abnahmemenge usw.	X	X
13	2.8	Konzept zum Umgang mit Förderungen	X	X
14	2.9	Wartungskonzept bzgl. Betankungsablauf und die Verfügbarkeitsanforderung	X	
15	2.16	Beschreibung der alternativen H2-Versorgung und Reserve-Betankung	X	

## 4 Zusicherung

Wir erklären wahrheitsgemäß sowie unbedingt und unwiderruflich, sämtliche in den Vergabeunterlagen als Mindestanforderungen (Mindestkriterien) und Ausschlusskriterien (Musskriterien) gekennzeichneten Kriterien einschl. der jeweiligen Leistungsanforderungen und Vertragsbedingungen vollständig, uneingeschränkt und unbedingt zu erfüllen sowie im Auftragsausführungsfall vertragsgemäß zu realisieren.

Ich bin mir/wir sind uns bewusst, dass eine wissentlich falsche oder irreführende Angabe oder Erklärung im Rahmen der Ausschreibung meinen/unseren Ausschluss von dieser und weiteren Ausschreibungen zur Folge haben kann. Für den Fall der Abgabe wissentlich falscher oder irreführender Angaben oder Erklärungen behalten sich die Auftraggeber die Einleitung weiterer rechtlicher, insbesondere strafrechtlicher, Schritte ausdrücklich vor.

---

(Ort, Datum)

---

(Unterschrift in Textform gem. § 126b BGB\*)

\*Mit der Eintragung des Namens der abgebenden natürlichen Person am Ende des Formulars gilt das Formular als unterschrieben. Eine handschriftlich eigenständige Unterschrift ist nicht erforderlich. Zusätzlich zum Namen einer natürlichen Person ist zur Wahrung der Textform bei juristischen Personen oder Handelsgesellschaften erforderlich, dass der Firmenname und die Rechtsform genannt werden (Bsp.: Max Mustermann, Mustermann AG).

---

# A. Anhang Ausschnitt CertifHy

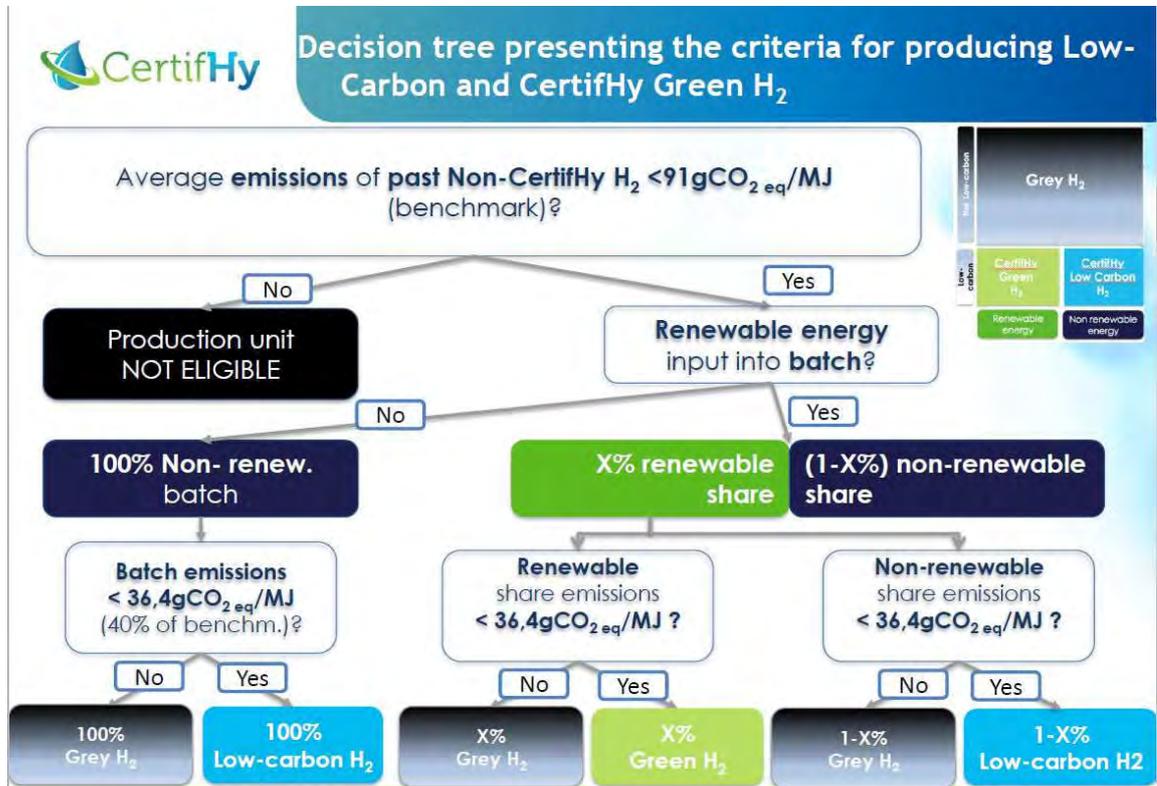


Abbildung 1: Ausschnitt CertifHy\_Presentation\_Definition\_of\_Premium\_Hydrogen

## B. Anhang Ausschnitt TÜV Süd Standard CMS 70 Erzeugung von grünem Wasserstoff

TÜV SÜD Standard CMS 70, Version 01/2020 <b>Erzeugung von Grünem Wasserstoff</b>	 Industrie Service
TÜV SÜD Zertifizierungsstelle "Klima und Energie"	

### Anhang 1: Zulässige THG-Emissionen (massenbilanzierte Zertifizierung)

Technologie	Art der Nutzung	
	Mobilität	Andere
Biomethan-/ Glycerin- Reformierung	37,6 gCO <sub>2</sub> eq/MJ (entspricht 60 % Minderung)	35,9 gCO <sub>2</sub> eq/MJ (entspricht 60 % Minderung)
	Altanlagen: 47,0 gCO <sub>2</sub> eq/MJ (entspricht 50 % Minderung)	Altanlagen: 44,9 gCO <sub>2</sub> eq/MJ (entspricht 50 % Minderung)
Elektrolyse	23,5 gCO <sub>2</sub> eq/MJ (entspricht 75 % Minderung)	22,4 gCO <sub>2</sub> eq/MJ (entspricht 75 % Minderung)

### Anhang 2: Zulässige THG-Emissionen (Book&Claim-Zertifizierung)

Technologie	Art der Nutzung	
	Mobilität	Andere
Biomethan-/ Glycerin- Reformierung	18,8 gCO <sub>2</sub> Äq/MJ (entspricht 80 % Minderung)	17,9 gCO <sub>2</sub> Äq /MJ (entspricht 80 % Minderung)
	Altanlagen: 28,2 gCO <sub>2</sub> Äq /MJ (entspricht 70 % Minderung)	Altanlagen: 26,9 gCO <sub>2</sub> Äq /MJ (entspricht 70 % Minderung)
Elektrolyse	9,4 gCO <sub>2</sub> Äq /MJ (entspricht 90 % Minderung)	9,0 gCO <sub>2</sub> Äq /MJ (entspricht 90 % Minderung)

Abbildung 2: Ausschnitt CMS 70 TÜV SÜD Erzeugung von grünem Wasserstoff