

# Vergleichende Studie zum Einsatz von Linienbussen mit alternativen Antrieben in Sachsen-Anhalt und deren spezifischer Infrastruktur zur Energieversorgung

Abschlussbericht

Auftraggeber: Nahverkehrservice Sachsen-Anhalt GmbH (NASA GmbH)

Prof. Dr.-Ing. Thoralf Knotte, MSc Alexandra Velasco (Fraunhofer IVI)  
Matthias Reichmuth, Lisa Horbach, Marcel Ebert, Philipp Krause (Leipziger Institut für Energie GmbH)

Dresden, Leipzig April 2024





# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Fahrzeugtechnologien und Infrastruktur – Batteriebusse</b>	<b>7</b>
2.1	Datengrundlage	7
2.2	Teiltechnologien	7
2.2.1	Grundsätzlicher Aufbau von Batteriebussen	7
2.2.2	Elektroenergiespeicher (Batterien)	8
2.2.3	Heizung	10
2.2.4	Klimatisierung	12
2.2.5	Antriebsmotoren	12
2.2.6	Fahrgastraumgestaltung und Beförderungskapazitäten	12
2.2.7	Reichweiten	13
2.3	Rein elektrische Busse – Ladestrategien	13
2.3.1	Volllader (auch Depotlader) bzw. Mehrfachlader	13
2.3.2	Gelegenheitsladung (auch Opportunity Charging)	14
2.3.3	Ultraschnellladen (auch Flash Charging)	15
2.3.4	Trolley- bzw. Hybridtrolleybusse	15
2.3.5	Vergleich der Ladestrategien	15
2.4	Kommerziell verfügbare Batteriebusse	16
2.5	Ladeinfrastruktur	16
2.5.1	Konduktive Energieübertragung – Steckerladung	17
2.5.2	Konduktive Energieübertragung – automatisierte Ladesysteme	18
2.5.3	Induktive Energieübertragung	20
2.5.4	Ladeinfrastruktur in Betriebshöfen	20
2.5.5	Ladestationen an Endhaltestellen	23
2.5.6	Genehmigungsverfahren	24
2.5.7	Lieferbarkeit der Komponenten	25
2.6	Normungslage	26
2.7	Planungs-, Dispositions- und Überwachungssysteme	26
2.8	Auswirkungen auf Betriebsabläufe	29
2.8.1	Umlaufplangestaltung und Fahrzeugkonzepte	29
2.8.2	Abläufe im Betriebshof	30
<b>3</b>	<b>Fahrzeugtechnologien und Infrastruktur – Brennstoffzellenbusse</b>	<b>33</b>
3.1	Eigenschaften von Wasserstoff	33
3.2	Technischer Aufbau von Brennstoffzellenbussen	33
3.3	Stand der Technik und Ausblick	35
3.4	Kommerziell verfügbare Brennstoffzellenbusse	35
3.4.1	Klein- und Midibusse	35
3.4.2	Solo- und Gelenkbusse	35
3.4.3	Investitionskosten	37
3.5	Tankinfrastruktur auf dem Betriebshof	37
3.5.1	Wasserstoffbedarf und -bevorratung	38
3.5.2	Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und Kosten	38
3.5.3	Genehmigungsverfahren	41
3.5.4	Lieferbarkeit der Komponenten	42
3.6	Auswirkungen auf Betriebsabläufe	44
<b>4</b>	<b>Fahrzeugtechnologien und Infrastruktur – ergänzende Überlegungen</b>	<b>45</b>
4.1	Definition des Entscheidungsraums	45
4.2	Eigenerzeugung von Elektroenergie oder Wasserstoff	45
4.3	Betreibermodelle der Infrastruktur	45
4.3.1	Eigenbetrieb durch ein Verkehrsunternehmen	46
4.3.2	Turn-Key-Projekte	46
4.3.3	Pay-per-Use-Modelle	47
4.3.4	Pay-per-Charge- / Pay-per-Fuel-Modelle	48
4.3.5	Erweiterte Pay-per-Use-Modelle	48
4.3.6	Betankung bei Dritten	49
<b>5</b>	<b>Werkstatt, Brand- und Explosionsschutz sowie Schulungen</b>	<b>51</b>
5.1	Werkstattausrüstung	51
5.2	Fahrzeugwartung und -prüfung	53
5.3	Brandschutz	54
5.4	Explosionsschutz	55
5.4.1	Sicherheitsaspekte	55

5.4.2	Umbaumaßnahmen Wasserstoff	56
5.5	Schulungen	56
<b>6</b>	<b>Well-to-Wheel-Wirkungsgrade, Treibhausgas-Emissionen und Luftschadstoffe</b>	<b>57</b>
6.1	Vorgehensweise	57
6.2	Ergebnisse	59
6.3	Fazit	63
6.4	Luftschadstoffe	63
6.4.1	Grundlagen	63
6.4.2	Berechnung der Emissionseinsparung durch den Einsatz von emissionsfreien Bussen unter Berücksichtigung von Kraftstoffverbrauch und Jahresfahrleistung	64
<b>7</b>	<b>Kostenbetrachtungen</b>	<b>67</b>
7.1	Ausgangslage	67
7.2	Vorgehensweise	68
7.3	Betrachtungsfälle	69
7.4	Mengengerüste und Kostensätze	70
7.4.1	Betrachtungsfälle, Flottengrößen und jährliche Fahrweiten	70
7.4.2	Mehraufwände	70
7.4.3	Kosten- und zusätzliche Berechnungsansätze	71
7.5	Fördermöglichkeiten	74
7.6	THG-Quote	75
7.7	Szenarien	77
7.8	Ergebnisse	77
7.8.1	Batterie- vs. Dieselbusse	77
7.8.2	Brennstoffzellen- vs. Dieselbusse	78
<b>8</b>	<b>Einsatzpotenzial für Brennstoffzellenbusse</b>	<b>81</b>
8.1	Analysekonzept	81
8.2	Analysen	81
8.2.1	Datengrundlage	81
8.2.2	Vorgehensweise	82
8.2.3	Ergebnisse	83
<b>9</b>	<b>Abschätzung der Investitionskosten und des Gesamtenergieverbrauchs</b>	<b>85</b>
9.1	Datengrundlage und berücksichtigte Kostenpositionen	85
9.2	Investitionskosten	86
9.3	Jahresenergiebedarf	86
<b>10</b>	<b>Konzept zur Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur</b>	<b>87</b>
10.1	Wasserstoffgunstgebiete	87
10.1.1	Ziel der Betrachtung von Gunstgebieten	87
10.1.2	Methodik	87
10.1.3	Ergebnis der Gunstgebietsbetrachtung	89
10.2	Weitere Rahmenbedingungen für den Wasserstoffeinsatz	90
10.3	Standortkonzeptionierung für Wasserstofftankstellen	94
10.3.1	Ziel der Standortkonzeptionierung für Wasserstofftankstellen	94
10.3.2	Methodik	94
10.3.3	Ergebnis der Standortkonzeptionierung	95
<b>11</b>	<b>Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen</b>	<b>97</b>
11.1	Emissionsfreie Linienbusse im Land Sachsen-Anhalt	97
11.2	Handlungsleitfaden für Verkehrsunternehmen	97
11.3	Empfehlungen an das Land Sachsen-Anhalt	99
<b>Anlage 1</b>	<b>Kommerziell verfügbare Batteriebusse</b>	<b>101</b>
<b>Anlage 2</b>	<b>Kommerziell verfügbare Brennstoffzellenbusse</b>	<b>116</b>
<b>Anlage 3</b>	<b>Beispiele für Betriebshöfe mit Ladeinfrastruktur</b>	<b>119</b>
<b>Anlage 4</b>	<b>Beispiele für Betriebshöfe mit Wasserstoff-Tankinfrastruktur</b>	<b>121</b>

## Inhaltlich Verantwortung

Kapitel 2.5.6, 2.5.7, 3.5.3, 3.5.4, 6, 10: .....Leipziger Institut für Energie GmbH

Übrige Kapitel: .....Fraunhofer IVI

# 1 Einleitung

Der Umstieg auf alternative, speziell auf emissionsfreie Antriebe, stellt für Verkehrsbetriebe einen Paradigmenwechsel mit vielfältigen Herausforderungen dar. Im Vordergrund steht dabei für viele Akteure, auch auf der Ebene der Aufgabenträger und der übergeordneten Politik, die Frage nach der geeigneten Antriebsform und der zugehörigen Infrastruktur. Im Wesentlichen geht es darum, sich zwischen folgenden emissionsfreien Antriebsformen zu entscheiden:

- Batteriebusse mit unterschiedlichen Ladestrategien,
- Batteriebusse mit Wasserstoff-Range-Extender bzw.
- Brennstoffzellenbussen.

Zu ergänzen wären noch

- Oberleitungsbusse und
- sog. Hybridoberleitungsbusse,

die jedoch in den Bedienungsbieten Sachsen-Anhalts praktisch keine Rolle spielen, da diese Antriebsformen i. d. R. nur in größeren Städten mit mehr als 100.000 Einwohnern wirtschaftlich einsetzbar sind. In den drei größeren Städten Sachsen-Anhalts verkehren jedoch bereits Straßenbahnen.

Die gesetzliche Grundlage für die Einführung emissionsfreier Busantriebe bildet die Clean Vehicles Directive (EU 2019/1161) bzw. deren deutsche Umsetzung, besser bekannt unter dem Namen Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (SaubFahrzeugBeschG). Für die Beschaffung von Linienbussen werden darin Mindestanteile für Busse mit emissionsfreien und sauberen Antrieben vorgegeben. Beginnend mit einer gemeinsamen Quote von 45 % im Jahr 2021 steigt diese zum 01.01.2026 auf 65 %, wobei jeweils die Hälfte der Fahrzeuge mit emissionsfreien Antrieben ausgerüstet sein muss. Nicht geregelt sind hingegen brennstoffbetriebene Zusatzheizungen.

Da für viele Verkehrsbetriebe eine Drittellösung in Diesel-, saubere und emissionsfreie Antriebe keine praktikable Lösung darstellt, wird es in vielen Fällen dazu kommen, dass die Quotenvorgaben vollständig mit emissionsfreien Bussen erfüllt werden müssen, sofern es nicht zu einer landes- oder bundesweiten Quotenerfüllung kommen sollte.

Voraussichtlich ab dem Jahr 2027 wird es zu einer Neufestlegung der Quoten und der Einbeziehungen weiterer Fahrzeugklassen kommen. Obwohl sich Mutmaßungen über die Ergebnisse dieser Neuverhandlungen verbieten, lässt ein Blick über die deutschen Grenzen den Schluss zu, dass es wahrscheinlich zu einer weiteren Verschärfung der Regelungen und zur Einbeziehung weiterer Fahrzeugklassen, z. B. Busse der Klasse M3 II kommen wird. So schreiben die Niederlande beispielsweise vor, dass neu beschaffte Linienbusse ab dem Jahr 2025 emissionsfrei sein müssen. Ab dem Jahr 2030 müssen alle Linienbusse emissionsfrei sein. Ähnliche Regelungen gibt es in anderen europäischen Ländern oder einzelnen Städten.

Des Weiteren ist nicht abzusehen, inwieweit mit Verbrennungsmotoren ausgerüstete Linienbusse nach der Einführung der Abgasnorm Euro 7 überhaupt noch am Markt verfügbar sein werden.

In Summe werden sich alle Verkehrsbetriebe und mit Ihnen die zuständigen Aufgabenträger mit der Einführung von emissionsfreien Bussen auseinandersetzen müssen.

Das vorliegende Dokument dient zunächst dazu, herstellernerneutrale Informationen zu den oben benannten Antriebsformen und den zugehörigen Infrastrukturen bereitzustellen. Hierbei werden

- technische Aspekte der Fahrzeugantriebe,
- die jeweils zugehörige Infrastruktur,
- Fragen der Sicherheit,
- Kosten sowie
- Auswirkungen auf betriebliche Abläufe

betrachtet. Soweit sinnvoll, werden die Informationen auf die Anwendungsfälle in Sachsen-Anhalt zugeschnitten. Dies gilt insb. für die Kostenvergleiche, für die drei Mengenmodelle, die typische Verkehrsbetriebe in Sachsen-Anhalt repräsentieren, gewählt wurden.

Ein zweiter wesentlicher Bestandteil des Dokuments sind Aussagen zu den Einsatzpotenzialen der drei genannten Antriebsformen im Land Sachsen-Anhalt. Dabei wird anhand einer umfassenden Analyse betrieblicher Abläufe ermittelt, inwieweit insb. für Brennstoffzellenbusse ein Einsatzpotenzial existiert.



## 2 Fahrzeugtechnologien und Infrastruktur – Batteriebusse

### 2.1 Datengrundlage

Die nachfolgenden Kapitel enthalten Aussagen zu Fahrzeugen und Ladetechnologien, die sich u. a. auf technische Details und Beschaffungskosten beziehen. Die Aussagen beruhen neben allgemeinen Erfahrungswerten auf der IVI-internen Datenbank *IVIdat*. Die Datenbank *IVIdat*, die aus Gründen der Vertraulichkeit nur von einem eingeschränkten Mitarbeiterkreis des Fraunhofer IVI vollständig eingesehen werden kann, wird seit etwa 14 Jahren mit aktuellen Informationen zu

- innovativen Antriebssystemen für Nutzfahrzeuge (hauptsächlich ÖPNV-Fahrzeuge),
- zugehöriger Nebenaggregate,
- zugehöriger Tank- bzw. Ladeinfrastruktur sowie
- Kostenstrukturen

aufgebaut und ständig aktualisiert. Die Daten werden hauptsächlich aus

- Marktbeobachtungen mit Hilfe öffentlich zugänglicher Daten,
- Gesprächen mit Herstellern sowie
- Gesprächen mit Verkehrsunternehmen

bezogen und sind in einen Teil mit öffentlich zugänglichen und auch referenzierten Daten sowie einen Teil mit vertraulichen Daten unterteilt. Alle vertraulichen Daten wurden anonymisiert und werden grundsätzlich nur in aggregierter Form bzw. als Bestandteil allgemeiner Aussagen verwendet. Angaben zu Kostenstrukturen werden nur als Anhaltswerte bzw. Preisbereiche in Berichte, Vorträge o. ä. eingearbeitet.

### 2.2 Teiltechnologien

Nachfolgend werden die wichtigsten Teiltechnologien für Batteriebusse, sofern diese für deren Einsatzfähigkeit von besonderer Bedeutung sind, näher erläutert.

#### 2.2.1 Grundsätzlicher Aufbau von Batteriebussen

Abbildung 2-1 zeigt den grundsätzlichen Aufbau von Batteriebussen. Kern der Traktionsausrüstung eines Batteriebusse ist der sog. Gleichspannungs-Zwischenkreis, über den die Anbindung aller Komponenten der Traktionsausrüstung sowie der Nebenverbraucher erfolgt. In Abbildung 2-1 wird deutlich, dass in einem Batteriebus mehrere Spannungsebenen und -formen miteinander vereint werden müssen. Dies erfolgt über den Gleichspannungs-Zwischenkreis mit Hilfe von Umrichtern und Gleichspannungswandlern. Dabei wird die Gleichspannung (DC) auf dem Zwischenkreis in einem vorgegebenen Bereich gehalten. Eine typische Zwischenkreisspannung liegt z. B. bei 650 VDC. Ein Gleichspannungswandler zwischen Batterie und Zwischenkreis ist nicht zwingend erforderlich.

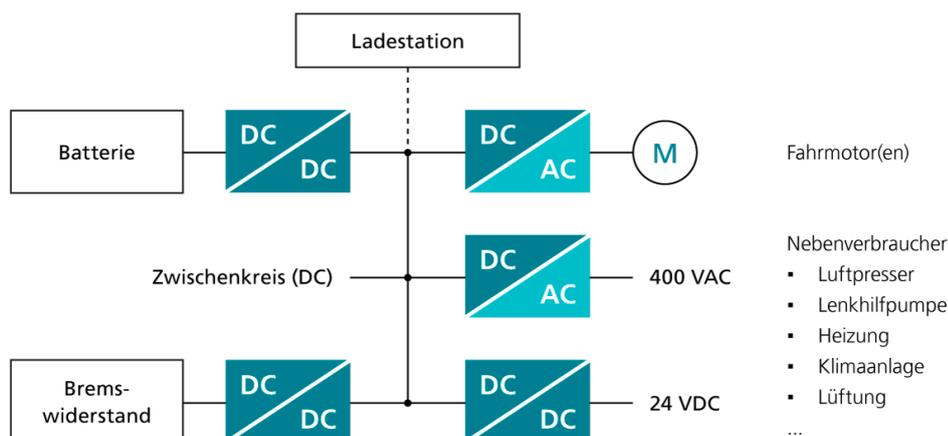


Abbildung 2-1  
Grundaufbau einer  
Traktionsausrüstung  
von Batteriebussen  
(ohne Steuerung)

Bei der in den Fahrzeugen verbauten Leistungselektronik handelt es sich im Wesentlichen um die Umrichter, Gleichspannungswandler, den Bremswiderstand sowie die zugehörige Steuerung. Ergänzt wird die Traktionsausrüstung durch die Fahrmotoren. Je nach Definition werden auch die Elektroenergiespeicher und die Nebenverbraucher der Traktionsausrüstung zugerechnet.

Der Bremswiderstand hat in erster Linie eine Sicherheitsfunktion. Er dient dazu, den Zwischenkreis und die angeschlossenen Komponenten vor Überspannung zu schützen. Für Stadtbusse ist er jedoch nicht zwingend vorgeschrieben, sofern anderweitige Maßnahmen gegen Überspannung (z. B. permanente Reserve in der Traktionsbatterie) vorhanden sind. In einigen Fahrzeugkonzepten dient der Bremswiderstand auch zur Erwärmung von Wasser für die Fahrzeugbeheizung.

Bei der Traktionsausrüstung handelt es sich bei den Grundtechnologien und z. T. auch bei den konkreten Komponenten um erprobte und technisch ausgereifte Technologien und Produkte, die nicht selten bereits seit Jahrzehnten eingesetzt werden. Davon unbenommen ist die Tatsache, dass es auch bei diesen Komponenten zu Ausfällen im Rahmen ihrer Neuentwicklung und -anwendung kommen kann.

Elektrisch angetriebene Nebenaggregate wie Luftpresse, Lenkhilfpumpen oder Lüfter stehen zur Verfügung, müssen aber als technisch noch nicht optimiert und ausgereift bezeichnet werden. Insbesondere die Geräuschentwicklung wird bei diesen Nebenaggregaten häufig noch kritisiert.

### 2.2.2 Elektroenergiespeicher (Batterien)

Obwohl Elektroenergiespeicher in den letzten Jahren enorme Fortschritte sowohl bezüglich ihrer Energie- und Leistungsdichte als auch hinsichtlich ihrer Nutzungsdauer erfahren haben, stellen sie nach wie vor die limitierende Technologie in Batteriebussen dar, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt erzielbare Reichweiten noch nicht den gesamten Anforderungen eines Busbetriebs entsprechen.

Einen beispielhaften Überblick über die Entwicklung von Energiespeichern für Batteriebusse gibt Abbildung 2-2. Darin abgebildet sind die nominellen Energieinhalte von in den vergangenen elf Jahren in Solobatteriebussen verbauten Energiespeichern (blau) bzw. für die nächsten Fahrzeuggenerationen angekündigte Batterien (orange). Bei der Betrachtung ist jedoch zu beachten, dass darin Einmaleffekte wie die Erhöhung des zulässigen Gesamtgewichts von Batteriebussen sowie ein drastischer Verfall der Zellkosten enthalten sind.

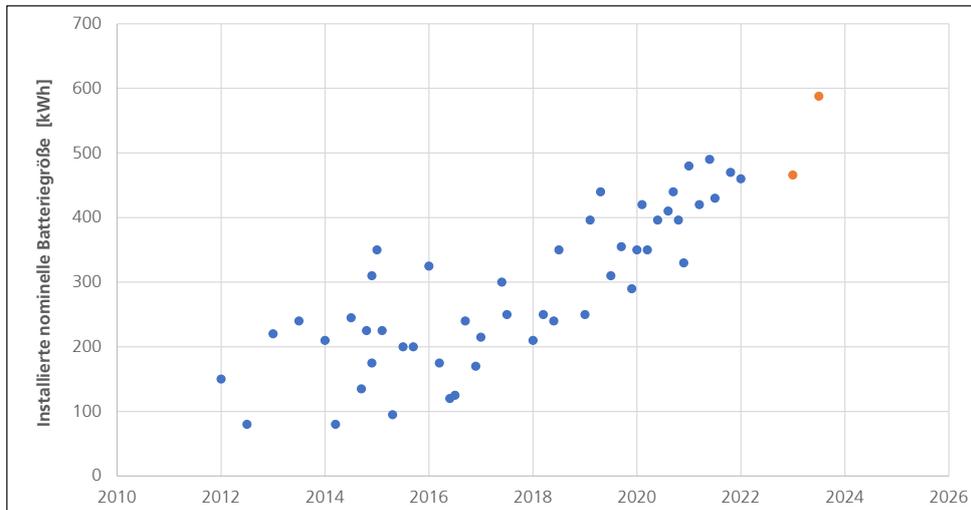


Abbildung 2-2  
Nomineller Energieinhalt von in Solobatteriebussen verbauten Batterien

Energiespeicher werden in sog. Hochleistungs- und Hochenergiebatterien unterschieden. Wie die Bezeichnungen schon ausdrücken, sind Hochleistungsbatterien besonders für die Entnahme hoher Leistungen konzipiert. Dem hingegen weisen Hochenergiebatterien eine deutlich höhere volumen- oder massenbezogene Speicherfähigkeit auf.

Maßgebend für die Bewertung von Elektroenergiespeichern für mobile Anwendungen ist deren gewichtsbezogene Energiedichte. Diese liegt gegenwärtig auf Systemebene, also unter Einrechnung von Einhausungen, Nebenaggregaten etc., bei etwa 100 – 130 Wh / kg für Hochleistungs- und ca. 200 – 220 Wh / kg für Hochenergiebatterien (auch bezeichnet als High-Power- bzw. High-Energy-Batterien).

Hinsichtlich der Entwicklung von Zelltechnologien muss zwischen aktuellen und zukünftigen Zelltechnologien unterschieden werden. Ein Beispiel hierfür zeigt Abbildung 2-3.

Zu den aktuell eingesetzten Zelltechnologien gehören Lithium-Ionen-Batterien, wobei es sich hierbei um einen Oberbegriff für verschiedene Kombinationen aus Anoden- und Kathoden-Materialien handelt. Die am weitesten verbreiteten Zelltechnologien sind

- Nickel-Mangan-Cobalt-Zellen (NMC),
- Lithium-Titanat-Oxid-Zellen (LTO),
- Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LFP) sowie
- Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid-Zellen (NCA),

wobei das Kathodenmaterial namensgebend ist. Für Anoden wird zumeist Kohlenstoff verwendet.

Zelltechnologien, die derzeit kommerziell verfügbar und in mobilen Anwendungen zum Einsatz gebracht werden, haben noch ein Optimierungspotenzial von etwa 20 – max. 30 %. Es ist also davon auszugehen, dass mit diesen Zelltechnologien in den nächsten Jahren nicht alle Einsatzanforderungen an Batteriebusse erfüllt werden.

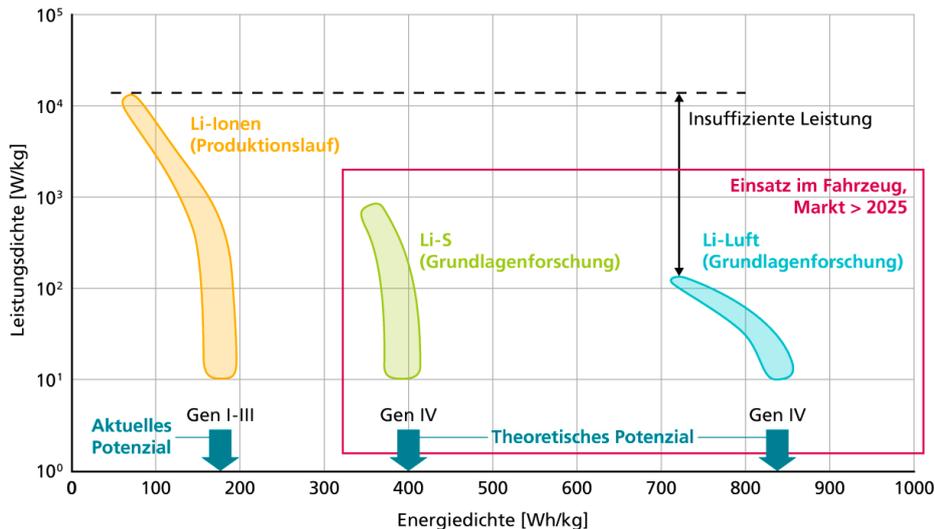


Abbildung 2-3  
Energie- und  
Leistungsdichten  
von Batteriezellen;  
Quelle: Hoppecke

Zu den Zelltechnologien der sog. nächsten Generation gehören u. a. Lithium-Schwefel, Lithium-Luft und Festkörperbatterien. Diese werden voraussichtlich deutlich höhere Energiedichten aufweisen, wobei zurzeit noch offen ist, inwieweit dies mit einer geringeren Zyklenfestigkeit, die wiederum Auswirkungen auf die Lebensdauer hat, erkauft werden muss. Derartige Zelltechnologien befinden sich jedoch noch im Labor- oder Prototypenstatus und es muss davon ausgegangen werden, dass sie frühestens ab Mitte dieses Jahrzehnts kommerziell für mobile Anwendungen verfügbar sein werden. Seriöse Aussagen zum Produktionsbeginn, der tatsächlich auf Systemebene erreichbaren Energiedichte sowie zu Preisen sind gegenwärtig nicht möglich.

Bei der Bewertung von Batterien ist darauf zu achten, dass

- vom angegebenen Nominalenergieinhalt nur 70 bis max. 80 % genutzt werden können und
- am Ende der definierten Nutzungsdauer nur noch 80 % der ursprünglichen Speicherfähigkeit zur Verfügung steht.

Die Preise für Batterien pro Kilowattstunde sind in den letzten 15 Jahren enorm gesunken. Eine von Statista<sup>1</sup> veröffentlichten Datenreihe zeigt einen Preisverfall für Lithium-Ionen-Batterien von 600 €/kWh im Jahr 2010 auf prognostizierte 83 €/kWh im Jahr 2025. Betrachtet man veröffentlichte Preisangaben, so sind jedoch generell drei Aspekte zu beachten:

1. Die Angaben beziehen sich zumeist auf Zellen oder auf Batterien für den Pkw-Massenmarkt.
2. Die Anforderungen hinsichtlich des Energiedurchsatzes in Batterien für Batteriebusse sind auf Grund der höheren Massen und Gesamtfahrleistungen signifikant höher als bei Pkws. Dies hat zur Folge, dass Batteriebusse gesonderte Zellzusammensetzungen benötigen und somit nur partiell von den Skaleneffekten des Pkw-Markts profitieren können.
3. Die in Batterie- und Brennstoffzellenbussen verbauten Batterien sind auch vom konstruktiven Aufbau her zumeist Spezialanfertigungen.

Zu Kosten für alternative Zelltechnologien kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine seriöse Aussage getroffen werden.

<sup>1</sup> <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>

### 2.2.3 Heizung

Die für die Beheizung von Batteriebussen benötigte elektrische Energie wirkt sich direkt auf die Reichweite und damit auf die Einsatzflexibilität aus.

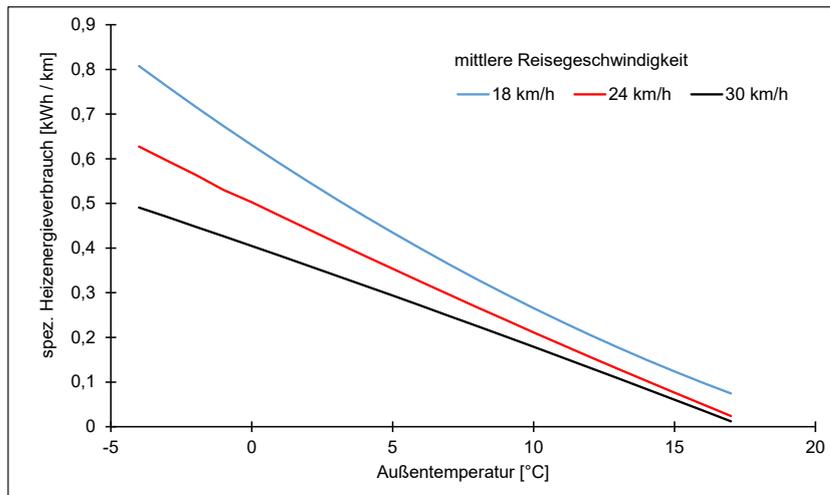


Abbildung 2-4  
Heizenergiebedarf  
eines Solobusses –  
Messwerte Fraun-  
hofer IVI

Abbildung 2-4 zeigt den Heizenergiebedarf von Solobussen in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Reisegeschwindigkeit. Sinkt die Reisegeschwindigkeit steigt der Heizenergiebedarf, da

- niedrigere Reisegeschwindigkeiten häufig mit mehr Türöffnungsvorgängen verbunden sind und
- pro Kilometer mehr Wärme durch die Fahrzeughülle austreten kann.

Bei den dargestellten Kurven handelt es sich zunächst um die in kWh/km ausgedrückte Wärmemenge. Unterstellt man bei einer rein elektrischen Widerstandsheizung einen Wirkungsgrad von annähernd 1, wird deutlich, dass bei sehr niedrigeren Temperaturen (Temperaturwerte unterhalb der gemessenen Außentemperaturen) der Heizenergiebedarf höher sein kann als der Verbrauch für die Traktion und andere Nebenverbraucher. Dieser liegt für Solobusse i. d. R. zwischen 0,9 und 1,4 kWh/km.

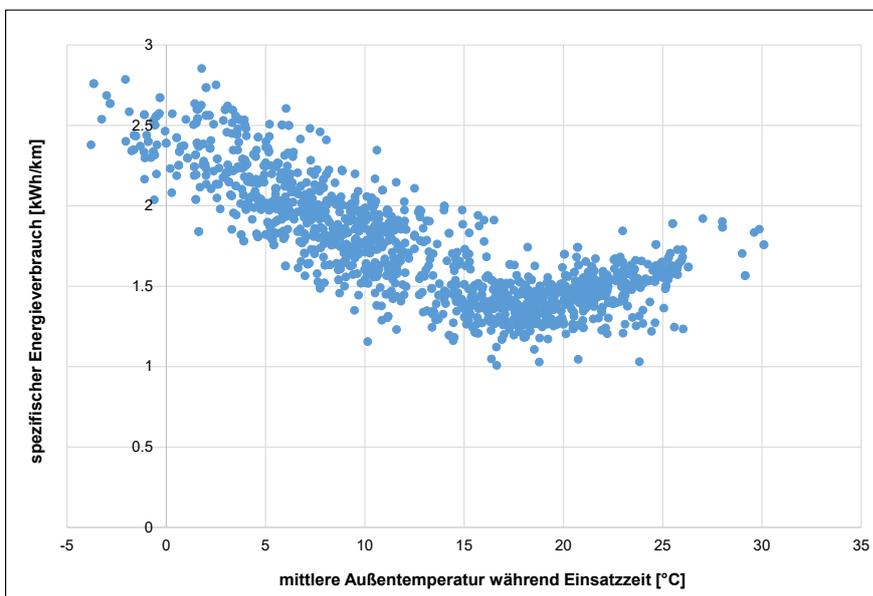


Abbildung 2-5  
Gesamtenergiebe-  
darf von Solo-  
batteriebusen –  
Messwerte BVG

Abbildung 2-5 unterstreicht diese Aussage anhand von gemessenen Energieverbrauchswerten von Solobatteriebusen mit elektrischer Widerstandsheizung, die an kalten Tagen gegenüber moderaten Außentemperaturen (ca. 17°C) einen Energiemehrverbrauch von etwa 1,0 – 1,3 kWh/km aufweisen.

#### Wärmepumpen

Moderne Batteriebusse verfügen über energieeffiziente Wärmepumpen (z. B. Konvekta UltraLight 500 oder Aurora Borealis). Wärmepumpen stellen mit Hilfe von Umgebungswärme mehr im Fahrzeug nutzbare Wärme-

energie bereit als dafür elektrische Energie aufgewendet wird. Deren Verhältnis zueinander wird als sog. Coefficient of Performance (COP) bezeichnet, der in Abhängigkeit von der Außentemperatur und dem Temperaturhub des Heizwassers innerhalb der Wärmepumpe zwischen 2,0 und 3,5 liegt, wobei der COP mit abnehmender Außentemperatur ebenfalls sinkt. Bei einem COP von 2,0 werden beispielhaft mit einer Kilowattstunde elektrischer Energie 2,0 kWh Wärmeenergie bereitgestellt.

Der COP bzw. die Heizleistung hängen u. a. vom verwendeten Kältemittel ab. Das im Busbereich bekannteste Kältemittel wird mit R134a bezeichnet. Dabei handelt es sich um Tetrafluorethan, ein Fluorkohlenwasserstoff. Wärmepumpen mit R134a sind zumeist nur bis zu einer Außentemperatur von -5°C effizient einsetzbar. Darüber hinaus ist R134a ein starkes Treibhausgas mit einem GWP<sup>2</sup>-Wert von 1.430. Die geltende EU-Verordnung 517/2014 schreibt bis zum Jahr 2030 jedoch eine schrittweise Reduktion von fluorierten Treibhausgasen mit hohem Treibhauspotenzial innerhalb der EU und eine Umstellung auf klimafreundlichere Kältemittel vor.

Als Alternative werden Wärmepumpen mit dem Kältemittel R744 angesehen. Bei diesem Kältemittel handelt es sich um Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). CO<sub>2</sub>-Wärmepumpen können bei deutlich niedrigeren Außentemperaturen von -15°C (leistungsstärkere Anlagen bis zu -20°C) eingesetzt werden. Allerdings sinkt dabei die Heizleistung und der COP fällt auf etwa 2,0.

Wärmepumpen für mobile Anwendungen können als technisch ausgereift angesehen werden. Zwar sind weitere Erhöhungen der COP-Werte nicht ausgeschlossen, jedoch werden diese voraussichtlich nicht mehr signifikant steigen.

### Infrarotheizung

Infrarotheizsysteme erwärmen angestrahlte Körperflächen mittels Infrarotstrahlen (Wellenlängenbereich: 3 – 100 µm). Im Gegensatz zu Konvektionsheizungen erfolgt nur eine geringere Erwärmung der gesamten Luft, wobei sich ein Wohlbefinden durch die direkte Strahlungswärme auch bei niedrigeren Innenraumtemperaturen einstellt. Nicht direkt angestrahlte Körperflächen bleiben jedoch weitgehend kalt, weshalb man häufig auch vom sog. Lagerfeueffekt spricht. Fahrgastinnenräume müssen daher mit mehreren Reihen von Infrarotstrahlern ausgerüstet werden, um Unbehaglichkeiten zu vermeiden.

Hinzu kommt, dass die Montage von Infrarotheizungen in Linienbussen baulichen Restriktionen unterworfen ist. So ist beispielsweise die Anbringung von Infrarotstrahlern gegenüber von Fenstern beschränkt, um Strahlungsasymmetrien zu vermeiden. Bei der Deckenanbringung sollte ein Abstand von etwa einem Meter zu Fahrgästen eingehalten werden, was praktisch kaum umsetzbar ist.

Zusammenfassend sind Infrarotheizungen bestenfalls als ergänzende Heizsysteme und zur Verringerung der Innenraumlufttemperatur und damit verbunden zur Minderung der Konvektionsverluste geeignet.

### Hybridheizungen

Die beschriebenen Auswirkungen vollelektrischer Heizsysteme auf die Reichweite von Batteriebusen, die im Wesentlichen erst mit der Einführung deutlich energiedichterer Batterien überwunden werden können, erfordern für bestimmte Batteriebusanwendungen Hybridheizungen als Übergangstechnologie. Hybridheizungen (z. B. Valeo Thermo H) kombinieren elektrische und mit Brennstoff betriebene Heizelemente, wobei der Einsatz und die maximale elektrische Leistung angepasst werden können.

Eine weitere Form der Hybridheizung, die gegenwärtig von vielen Busherstellern angeboten wird, ist die Unterstützung der Wärmepumpe durch einen mit Flüssigbrennstoff betriebenen Zusatzheizer. Dieser kann im Heizkreislauf vor der Wärmepumpe angeordnet sein und erhöht die sog. Rücklauftemperatur in die Wärmepumpe hinein, wodurch der Energieaufwand für die Erhitzung des Heizwassers gesenkt werden kann. Durch ein intelligentes Heizmanagement kann die Zuschaltung des Zusatzheizers in Abhängigkeit von der Außentemperatur gesteuert werden. Üblich sind 0 – 5°C, unterhalb derer der Zusatzheizer schrittweise zugeschaltet wird. Liegen die Außentemperaturen darüber, ist ein rein elektrischer Batteriebusbetrieb ohne wesentliche Einschränkungen der Reichweite möglich.

### Heizkonzept

Auch wenn der Einsatz von mit Brennstoffen betriebenen Zusatzheizungen dem Geist der Elektromobilität widerspricht, sollte vor der Festlegung auf ein rein elektrisches Heizsystem gründlich geprüft werden, welche Auswirkungen in Form von Reichweitenminderungen damit verbunden sind. Selbst bei effizienten Wärmepumpen kann es an kalten Tagen zu einer erheblichen Reduzierung der Reichweite von Batteriebusen kommen.

---

<sup>2</sup> GWP – Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)

## 2.2.4 Klimatisierung

### Teil- bzw. $\Delta T$ -Klimatisierung

Von einer Teil- bzw.  $\Delta T$ -Klimatisierung spricht man, wenn ab einer bestimmten Außentemperatur im Fahrgastinnenraum nur eine Temperaturdifferenz von 3 – 4 Kelvin unterhalb der Außentemperatur eingehalten wird (s. VDV-Schrift 236). Zwar reduziert diese Form der Klimatisierung auch die Reichweite eines Batteriebusse, jedoch spielt diese Reduzierung im Vergleich zur Beheizung der Fahrzeuge fast keine Rolle, da für das Heizen deutlich mehr Energie aufgebracht werden muss.

### Vollklimatisierung

Bei Einsatz einer Vollklimatisierung wird an heißen Tagen die volle Kälteleistung und damit auch die volle elektrische Anschlussleistung abgerufen. Der damit verbundene Energiebedarf reduziert die Reichweite von Batteriebusen signifikant, wodurch der Einsatz einer Vollklimatisierung nur nach eingehender Bewertung der betrieblichen Auswirkungen zu empfehlen ist.

## 2.2.5 Antriebsmotoren

In elektrisch angetriebenen Bussen, so auch in Brennstoffzellenbussen, kommen drei verschiedene Antriebsmotorenarten zum Einsatz.

### Zentralmotoren

Zentralmotoren sind eine robuste und preiswerte Antriebsvariante. Sie werden über eine Welle mit der Antriebsachse verbunden. Diese muss aufgrund der hohen Drehmomente bei niedrigen Drehzahlen für Elektromotoren geeignet sein. Moderne angetriebene Portalachsen bieten eine den radnahen und Radnabenmotoren ähnliche Niederflurigkeit. Eine Ausnahme bildet hierbei der zweiachsige Antrieb von Gelenkbussen, da der Antriebsmotor im Vorderwagen den Bauraum für die Sondernutzungsfläche gegenüber Tür 2 einschränkt.

Antriebskonfigurationen mit Zentralmotor haben im Vergleich zu radnahen und Radnabenmotoren eine etwas geringere Energieeffizienz.

### Radnahe Motoren

Radnahe Motoren werden in die Antriebsachse in unmittelbarer Nähe zu den Radnaben integriert. Da keine separaten Bauräume für einen Motor oder eine Welle notwendig sind, bieten radnahe Motoren eine hohe Flexibilität beim sog. Packaging, also der räumlichen Anordnung der Antriebselemente.

### Radnabenmotoren

Bei Achsen mit Radnabenmotoren sind die Antriebsmotoren in die Radnaben integriert. Sie bieten vergleichbare Flexibilitäten beim Packaging wie Achsen mit radnahen Motoren und eine hohe Energieeffizienz.



Abbildung 2-6

Elektrischer Zentralmotor, Niederflurachse mit radnahen Motoren und Niederflurachse mit Radnabenmotoren (Quellen: Siemens, ZF, Ziehl-Abegg)

## 2.2.6 Fahrgastraumgestaltung und Beförderungskapazitäten

Batteriebusse bieten ebenso wie Brennstoffzellenbusse die gleiche und in vielen Fällen sogar eine bessere Niederflurigkeit als Diesel- oder Erdgasbusse. Eine Ausnahme bilden wie bereits erwähnt Gelenkbusse mit einem Zweiachs Antrieb, sofern Zentralmotoren zum Einsatz kommen.

Im Vergleich mit Dieselnissen weisen Batterie- und Brennstoffzellenbusse geringere Beförderungskapazitäten auf (s. Anlage 1 bzw. 2). Grund hierfür sind die höheren Leergewichte aufgrund der verbauten Energiespeicher.

I. d. R. liegen die Beförderungskapazitäten jedoch über den in Deutschland aufgrund von Komfortansprüchen notwendigen Beförderungskapazitäten.

### 2.2.7 Reichweiten

Die Reichweite von Batteriebusen hängt naturgemäß von den Einsatzbedingungen, insb. von der mittleren Reisegeschwindigkeit und den topographischen Verhältnissen ab. Richtwerte für Reichweiten sind den nachfolgenden Tabellen zu entnehmen. Dabei wurden Reichweiten, die über die gesamte Lebensdauer einer Batterie erzielbar sind, also bei einer Restspeicherfähigkeit von 80 %, berücksichtigt.

	Stadtverkehr		Regionalverkehr	
	Elektrische Heizung Vollklimaanlage	Brennstoff-/ Hybridheizung	Elektrische Heizung Vollklimaanlage	Brennstoff-/ Hybridheizung
Gelenkbusse	150 – 200 km	225 – 250 km	-	-
Solobusse	175 – 200 km	225 – 250 km	250 – 300 km	275 – 325 km
Kleinbusse < 9 m	120 – 150 km	150 – 180 km	150 – 180 km	180 – 200 km

Tabelle 2-1: Dauerhaft mögliche Reichweiten für Batteriebusse beim aktuellen Stand der Technik

	Stadtverkehr		Regionalverkehr	
	Elektrische Heizung Vollklimaanlage	Brennstoff-/ Hybridheizung	Elektrische Heizung Vollklimaanlage	Brennstoff-/ Hybridheizung
Gelenkbusse	225 – 275 km	275 – 300 km	-	-
Solobusse	225 – 270 km	300 – 350 km	350 – 400 km	-
Kleinbusse < 9 m	200 – 250 km	250 – 300 km	250 – 300 km	-

Tabelle 2-2: Dauerhaft mögliche Reichweiten für Batteriebusse – marktreife Zelltechnologien der nächsten Generation

Tabelle 2-2 beschreibt konservativ geschätzte Reichweiten, wie sie in etwa mit Batterien der nächsten Zellgeneration zu erreichen sein werden. Hinweise zum vermuteten Zeitpunkt von deren Marktreife sind Punkt 2.2.2 zu entnehmen.

## 2.3 Rein elektrische Busse – Ladestrategien

Trotz enormer Fortschritte in der Entwicklung von Batterietechnologien sind Batteriebusse derzeit und auch noch in absehbarer Zukunft hinsichtlich ihrer Reichweite eingeschränkt. Daraus folgt, dass Batteriebusse nur mit Umlaufplänen mit geringer bis mittlerer Fahrweite eingesetzt werden können bzw. fahrzeugeitige Energiespeicher im laufenden Betrieb nachgeladen werden müssen.

In jedem Fall ist vorab anhand einer Energiebilanzrechnung zu prüfen, ob sich eine Linie bzw. ein Umlaufplan für den Betrieb von Batteriebusen eignet.

Für den Betrieb von Batteriebusen sind drei Nachladestrategien möglich, die in den Abbildungen 2-1 bis 2-3 dargestellt sind.

### 2.3.1 Volllader (auch Depotlader) bzw. Mehrfachlader

Ein Nachladeregime, bei dem elektrische Energie ausschließlich während der Betriebspausen (i. d. R. nachts und zwischen den Verkehrsspitzen) auf dem Betriebshof nachgeladen wird, hat klare Vorteile hinsichtlich der zu installierenden Ladeinfrastruktur. Diese muss lediglich auf dem Betriebshof errichtet werden, wo Ladevorgänge außerhalb des öffentlichen Straßenraums unter weitgehend kontrollierbaren Bedingungen vorgenommen werden können. Hinzu kommt, dass die Energiespeicher zumeist schonend mit vergleichsweise geringer Ladeleistung geladen werden müssen.

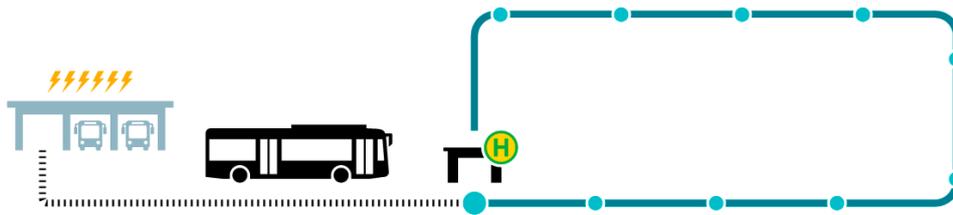


Abbildung 2-7  
Volllader + Ganztageinsatz ohne Zwischenladung

Nachteile sind die Notwendigkeit entsprechend großer und kostenintensiver Elektroenergiespeicher in den Fahrzeugen sowie eingeschränkte Reichweiten zwischen den Nachladevorgängen auf dem Betriebshof. Des Weiteren sind leistungsfähigere Ladegeräte samt vorgelagerter Infrastruktur notwendig, da während der Aufenthaltszeiten im Betriebshof größere Energiemengen als bei anderen Ladestrategien nachgeladen werden müssen.

Die Begriffe Voll- bzw. Depotlader sind nicht klar definiert. Zumeist werden damit Batteriebusse beschrieben, die ausschließlich während ihrer planmäßigen Standzeiten im Betriebshof nachgeladen werden. Mehrfachlader stellen eine Sonderform dar, wenn die Fahrzeuge nicht nur nachts, sondern auch tagsüber im Betriebshof geladen werden und somit nicht der Werkstatt zur Verfügung stehen.

Eine abgewandelte Form der Mehrfachladung stellt die z. B. im niederländischen Eindhoven praktizierte Form der Nachladung dar. Dabei werden die Fahrzeuge aus dem laufenden Betriebsablauf abgezogen, um sie mit hoher Ladeleistung auf dem Betriebshof nachzuladen. Während der Ladezeiten erfüllen andere, frisch aufgeladene Fahrzeuge die Fahrplanaufgaben.

### 2.3.2 Gelegenheitsladung (auch Opportunity Charging)

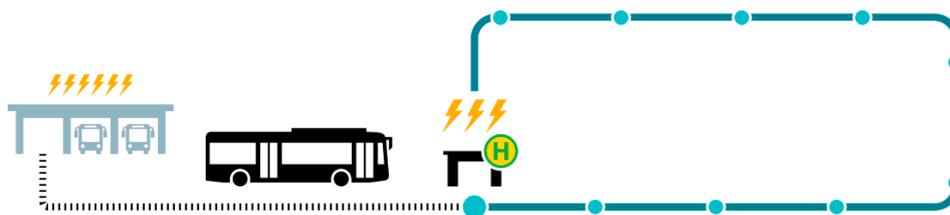


Abbildung 2-8  
Nachtladen + Gelegenheitsladen in Fahrpausen an Endhaltestellen

Das Nachladen sowohl im Betriebshof als auch an den Endhaltestellen bzw. an Haltestellen mit längerer Wartezeit hat den Vorteil, dass bei richtiger Auslegung des Elektroenergiespeichers eine deutlich größere Reichweite ohne wesentliche Einschränkungen im Betriebsablauf erzielt werden kann. In vielen Fällen ist es sogar möglich, den Betriebsablauf, wie er mit Dieselbussen durchgeführt wird, vollständig und ohne zusätzlichen Fahrzeug- und Personalaufwand abzubilden.

Hinzu kommt, dass für diese Form des Nachladeregimes kleinere und besser in die Fahrzeuge integrierbare Elektroenergiespeicher notwendig sind, die noch dazu in einem für die Energiespeicher schonenden Ladezustand (SoC<sup>3</sup>-Fenster) gehalten werden können.

Den unbestrittenen Vorteilen stehen jedoch auch klare Nachteile gegenüber. So ist zusätzlich eine angepasste Ladeinfrastruktur im Liniennetz zu installieren, wofür in Summe deutlich höhere Kosten anfallen als bei einer ausschließlichen Nachladung im Betriebshof. Hinzu kommen evtl. Schwierigkeiten bei der baulichen Integration der Ladeinfrastruktur in den öffentlichen Straßenraum sowie bei den Genehmigungsverfahren. Darüber hinaus ist ein solches Nachladeregime nur auf Linien einsetzbar, die eine geringe bis mäßige Verspätungsanfälligkeit aufweisen. Besonders anfällig ist diese Ladestrategie bei Straßensperrungen oder ähnlichen Behinderungen, weshalb pro Linie stets zwei Endhaltestellen mit Ladeinfrastruktur auszurüsten sind.

Den Mehrkosten für die Ladeinfrastruktur an den Endhaltestellen stehen aber geringere Kosten für die Ladeinfrastruktur im Betriebshof aufgrund geringerer Ladeleistungen sowie kleinere bordseitige Elektroenergiespeicher gegenüber. Grundsätzlich ist es auch möglich, auf die Nachladung im Betriebshof zu verzichten, jedoch bedingt dies zusätzliche Ladezeiten nach dem Ausrücken aus dem Betriebshof bzw. vor dem Einrücken in den Betriebshof.

<sup>3</sup> SoC – State of Charge = Ladezustand

### 2.3.3 Ultraschnellladen (auch Flash Charging)

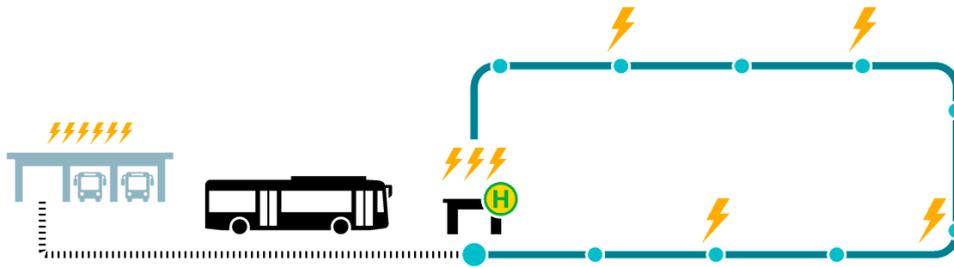


Abbildung 2-9  
Nachladen + Unterwegsladen beim Fahrgastwechsel an Haltestellen und an Endhaltestellen

Wird neben dem Nachladen auf dem Betriebshof sowie an Endhaltestellen auch Energie an Unterwegshaltestellen zugeführt, können noch kleinere Elektroenergiespeicher verwendet werden. Hinzu kommt, dass die Ladezeiten an den Endhaltestellen verringert werden können und dadurch die Verspätungsanfälligkeit eine geringere Rolle spielt.

In Europa wird diese Ladestrategie unter dem Namen TOSA<sup>4</sup> in Genf und Nantes verfolgt. Dabei wird elektrische Energie an Unterwegshaltestellen mit bis zu 600 kW und an Endhaltestellen mit bis zu 400 kW Ladeleistung übertragen.

Nachteilig sind der nochmals erhöhte Aufwand für die Ladeinfrastruktur sowie die Anforderungen an die Ladevorgänge an den Unterwegshaltestellen, die sinnvoll nur mit extrem hoher Ladeleistung durchgeführt werden können. Somit ist das Nachladekonzept nur auf Linien mit einer großen Anzahl von Fahrzeugen wirtschaftlich anwendbar.

### 2.3.4 Trolley- bzw. Hybridtrolleybusse

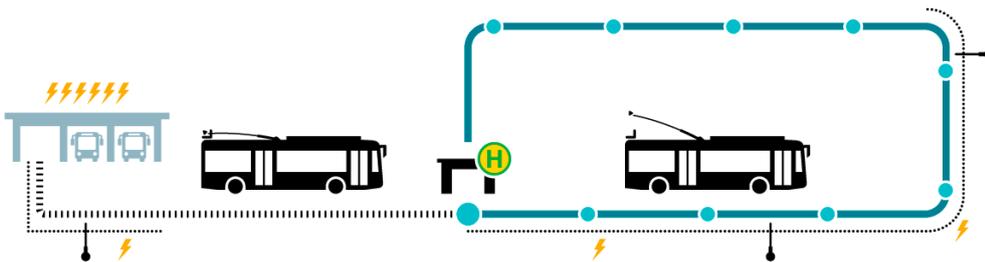


Abbildung 2-10  
Hybridtrolleybusse mit partieller Fahrleitung

Gemeinhin wird die Energiezufuhr über Fahrleitungen im Linienbetrieb bzw. bei Leerfahrten auch als Ladestrategie bezeichnet. Bei Trolleybussen handelt es sich um eine robuste und über viele Jahrzehnte erprobte Antriebsform bzw. Ladestrategie. Verfügen die Trolleybusse über Energiespeicher (i. d. R. Hochleistungsbatterien), können je nach deren Energieinhalt Streckenabschnitte auch ohne Fahrleitung befahren werden. In diesem Fall spricht man aufgrund der beiden Energieversorgungen von Hybridtrolleybussen. Diese Ladestrategie wird auch als In-Motion-Charging bezeichnet.

Trolley- bzw. Hybridtrolleybuskonzepte bedürfen einer Fahrleitungsinfrastruktur. Zwar kann diese bei Hybridtrolleybussen auf etwa 40 % einer Linie reduziert werden, jedoch ist die Installation von Fahrleitungen speziell in innerstädtischen Bereichen mit z. T. erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Hinzu kommt, dass Trolley- bzw. Hybridtrolleybusse nur auf vielbefahrenen Linien bzw. Linienbündeln wirtschaftlich einsetzbar sind. Sie sind daher für die in Sachsen-Anhalt beheimateten Verkehrsbetriebe praktisch ohne Bedeutung, da die Städte entweder nicht groß genug sind oder wie in Halle/Saale und Magdeburg bereits über ein ausgedehntes Straßenbahnnetz verfügen.

### 2.3.5 Vergleich der Ladestrategien

Alle Ladestrategien haben Vor- und Nachteile, die in der nachfolgenden Tabelle qualitativ dargestellt werden. Ist eine Nachladung außerhalb des Betriebshofes notwendig, ergibt sich daraus eine deutlich geringere Flexibilität im Buseinsatz, da die Busse die Halte- oder Endhaltestellen mit Ladestationen anfahren müssen. Abweichende Linienführungen, z. B. durch Umleitungen, wenn diese mit deutlichen längeren Fahrweiten verbunden sind oder die Verlängerung einer Linie über die Endhaltestellen mit Ladestation hinaus sind nicht ohne weiteres möglich.

<sup>4</sup> Trolleybus Optimisation Système Alimentation

Gleiches gilt für Sperrungen, längerfristige Baumaßnahmen oder Ähnliches, bei denen eine Ladestation nicht angefahren werden kann.

	Volllader	Gelegenheitslader	Ultraschnellladung	In-Motion-Charging
Reichweite	-	±	± <sup>1)</sup>	++
Flexibilität	+	- <sup>2)</sup>	--	- <sup>2)</sup>
Kosten	+	±	--	-
Städtebauliche Integration	++	±	-	--
Technische Reife	±	±	±	++

-- schlecht / ungeeignet    ± neutral    ++ positiv / geeignet  
<sup>1)</sup> entlang ihrer mit Ladeinfrastruktur ausgerüsteten Linie / ihres Linienbündels  
<sup>2)</sup> abhängig von Energiespeichergroße

Tabelle 2-3: Vergleich von Ladestrategien und der zugehörigen Technologien

## 2.4 Kommerziell verfügbare Batteriebusse

Batteriebusse werden von verschiedenen Busherstellern angeboten. Die in Anlage 1 enthaltene Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und die Reihenfolge der Aufzählung stellt keine Wertung dar. Hinsichtlich der Konfigurationen wurden ausschließlich Werte aufgeführt, die offiziell bereits bekannt sind.

Allen Batteriebussen ist gleich, dass sie vornehmlich für den Einsatz in Städten und einer Höchstgeschwindigkeit von maximal 80 km/h konzipiert wurden. Zunehmend werden jedoch auch Low-Entry-Varianten für den Regionalverkehr angeboten.

Die Beförderungskapazität hängt von der Batteriegröße ab, jedoch werden i. d. R. ausreichende Fahrgastzahlen erreicht. Diese liegen derzeit immer noch unter der Kapazität von Dieselsebussen.

Einen Überblick über die Anschaffungspreise für Batteriebusse gibt Tabelle 2-4. Zu beachten ist, dass die Stückkosten sehr von der Losgröße abhängen und gegenwärtig starken Schwankungen unterworfen sind. Ebenso ist unbekannt, wie zukünftige Preisentwicklungen aussehen werden. Es wird daher empfohlen, bei der Investitionsplanung bzw. bei der Beantragung von Fördermitteln einen Sicherheitszuschlag von 1,15 – 1,25 hinzuzurechnen, um Schwankungen nach oben abzusichern.

	Kleinbus	Midibus <sup>1)</sup>	Solobus	Gelenkbus
Fahrzeuge	ca. 270.000 €	ca. 350.000 – 540.000 €	ca. 520.000 – 650.000 €	ca. 650.000 – 800.000 €
Ersatzbatterien	ca. 80.000 €	ca. 100.000 – 120.000 €	ca. 120.000 – 160.000 €	ca. 150.000 – 180.000 €

<sup>1)</sup> 8,5 - 10,75 m

Tabelle 2-4: Anschaffungspreise für Batteriebusse und Ersatzbatterien (Richtwerte)

Im Vergleich mit Dieselsebussen können Batteriebusse voraussichtlich länger genutzt werden. Allerdings liegen hierzu noch keine Erfahrungen vor. Vergleiche mit Trolleybussen, die bis zu 20 Jahre genutzt werden, sind für die Fahrzeuge selbst unter Vorbehalt zulässig.

Ausgenommen hiervon sind jedoch die Batterien, für die keine Erfahrungen hinsichtlich der tatsächlichen Nutzungsdauer vorliegen und die innerhalb der Fahrzeugnutzungsdauer von 14 Jahren einmal getauscht werden müssen. Zunehmend werden jedoch Batteriegarantien von 8 bis 12 Jahren angeboten, wobei neben der kalendrischen Begrenzung zusätzliche Begrenzungen hinsichtlich der Laufleistung (ab 400.000 km) vorgegeben werden. Weisen die Garantiebedingungen eine Begrenzung des Energiedurchsatzes auf, sollten Verkehrsunternehmen darauf drängen, diese vor dem Vertragsabschluss in eine Gesamtfahrweite umschreiben zu lassen.

## 2.5 Ladeinfrastruktur

Die Ladeinfrastruktur für Batteriebusse ist untrennbar mit der Ladestrategie verbunden. Ausführungen zu Ladestrategien finden sich im Kapitel 2.3.

Die Ladestrategie wird durch die zur Verfügung stehende Ladezeit und die notwendige Ladeleistung bestimmt. Dabei wird zwischen der sog. Langsamladung und Schnellladung unterschieden, wobei die Grenzen der Ladeleistungen nicht klar definiert sind. Zumeist wird eine Ladung mit Stecker von bis zu 150 kW als Langsamladung bezeichnet. Ladeleistungen ab 200 kW gelten zumeist als Schnellladung. Durch die Ladeleistungen werden wiederum die Ladeformen abgegrenzt, die sich in die sog. Steckerladung sowie die Ladung mit automatisierten Systemen unterscheiden.

### 2.5.1 Konduktive Energieübertragung – Steckerladung

Die Ladung mit ungekühlten Steckern ist zumeist nur für niedrigere Ladeleistungen bis zu 150 kW geeignet. I. d. R. kommt die Steckerladung nur auf Betriebshöfen zum Einsatz, jedoch sind auch Anwendungsfälle bekannt, bei denen Busse an einer Endhaltestelle mit Steckerladung nachgeladen werden (z. B. VHH, TransJakarta oder Strætó in Reykjavik).

In Europa haben sich CCS-Stecker für die Gleichstromnachladung (s. Abbildung 2-11) durchgesetzt.



Abbildung 2-11  
Combo 2 CCS-Stecker für  
Gleichstromladung



a) Heliox



b) SBRS

Abbildung 2-12  
Beispiele für Ladegeräte

Bei der Steckerladung gibt es zwei Möglichkeiten für die Platzierung der eigentlichen Ladetechnik. Diese kann im Fahrzeug untergebracht sein, wodurch der Anschluss an einen reinen Wechselstromanschluss möglich ist. Dem steht die Unterbringung der Ladetechnik in externen Ladegeräten mit Gleichstromausgang gegenüber.

Zunehmend bieten Hersteller auch Ladegeräte mit mehreren Leistungsausgängen an, wobei die Gesamtladeleistung in unterschiedlicher Form auf die einzelnen Ausgänge aufgeteilt werden kann. Derartige Ladegeräte eignen sich insbesondere dann, wenn Busse zu unterschiedlichen Zeiten nachgeladen werden und diese so platziert werden, dass die Ladeleistung asymmetrisch aufgeteilt werden kann. Insgesamt fallen dabei weniger Gesamtkosten als bei der Installation von Einzelladegeräten an. Nachteilig ist hingegen die fehlende Versorgung mehrerer Ladepunkte beim Ausfall eines Ladegerätes.



Abbildung 2-13  
Beispiele für Ladeterminals bzw. Satelliten

Sogenannte Satelliten oder Ladeterminals kommen dann zum Einsatz, wenn die Entfernung zwischen einem Ladegerät und dem Ladepunkt mehr als etwa 10 m beträgt. Grund hierfür sind Limitierungen bei der sog. Powerline-Kommunikation, weshalb die Signale in den Satelliten bzw. Ladeterminals in andere Übertragungsformen (z. B. Ethernet) gewandelt werden. Derartige Vorrichtungen erleichtern darüber hinaus die Integration der Ladeinfrastruktur in bestehenden Abstellanlagen, da sie deutlich schmalere Abmaße aufweisen und in Abstellhallen zumeist oberhalb der Fahrzeuge installiert werden können (s. Abbildung 2-13).



Abbildung 2-14  
Beispiel für Ladeterminals bzw. Satelliten mit zwei Anschlüssen  
(Hersteller: Kempower)

Satelliten bzw. Ladeterminals werden inzwischen auch mit zwei Anschlüssen angeboten, was den Platzbedarf in Betriebshöfen nochmals verringert (s. Abbildung 2-14).

## 2.5.2 Konduktive Energieübertragung – automatisierte Ladesysteme

Automatisierte Ladesysteme zeichnen sich dadurch aus, dass die Kontaktherstellung bei konduktiven Ladesystemen automatisiert erfolgt bzw. bei der induktiven Energieübertragung nicht notwendig ist. Sie kommen in erster Linie für die Nachladung an Endhaltestellen oder in Ausnahmefällen an Unterwegshaltestellen zur Anwendung (Gelegenheitsladung, auch als Opportunity Charging bezeichnet). Hierbei werden i. d. R. Ladeleistungen von 200 bis zu 650 kW (nur konduktiv) eingesetzt, um in möglichst kurzer Zeit eine hohe Energiemenge übertragen zu können. Mittels konduktiver Energieübertragung können bereits heute in Abhängigkeit der Eigenschaften der Energiespeicher Ladeleistungen von bis zu 1 MW übertragen werden.



Abbildung 2-15  
Ladestation für eine konduktive Energieübertragung an Endhaltestellen, aufgenommen an der Endhaltestelle der Linie 109 in Hamburg; Hersteller / Quelle: Siemens AG

Bei konduktiven Ladesystemen erfolgt die Kontakttherstellung über einen Kontaktkopf, der auf einem Pantographen oder einer sog. Schwinde montiert ist. Dabei kann der Pantograph oder die Schwinde auf dem Fahrzeugdach oder an einem Lademast (invertierter Pantograph) angebracht sein.

Beide Konzepte haben sowohl Vor- als auch Nachteile und es ist offen, welche Variante sich durchsetzen wird oder beide Konzepte am Markt bestehen bleiben werden. Pantographen benötigen eine geringere Positioniergenauigkeit, jedoch ist der Platzbedarf auf dem Fahrzeugdach größer. Die Kontaktschienen für invertierte Pantographen benötigen weniger Platz und sind leichter. Innerhalb eines Bedienegebietes wird es jedoch notwendig sein, sich auf eine Lösung zu beschränken.

Kontaktsysteme mit einem auf dem Dach des Batteriebusses angebrachten Pantographen werden in Europa von drei Herstellern angeboten (Schunk, ABB-TOSA, Siemens). Obwohl es hier noch keine Entscheidung gibt bzgl. der Frage, welcher Anbieter bzw. welches System sich durchsetzen wird, zeichnet sich ab, dass das Smart Charging System® der Fa. Schunk für dachmontierte Pantographen zumindest eine hohe Marktdurchdringung erreichen wird. Das ABB-TOSA-System wird hingegen im Bereich des Flash-Chargings vermutlich eine dominierende Rolle behalten.

Systeme, bei denen der Pantograph auf der Infrastrukturseite an einem Mast o. ä. angebracht ist, werden von Siemens/Stemmann und ebenfalls von der Fa. Schunk angeboten.

Beide Systemansätze können mit der gleichen Ladestation kombiniert werden, wobei aufgrund unterschiedlicher Sicherheitsanforderungen lediglich Anpassungen bei der Kommunikationstechnik erfolgen müssen.



Abbildung 2-16  
Beispiel für eine konduktive Energieübertragung an einer Endhaltestelle (Jena, Linie 14)

Die Einhaltung der Kontaktierungsreihenfolge „Erdung - Plus + Minus - Control Pilot“ ergibt sich aus der physischen Form des Kontaktsystems. Daraus folgt die Notwendigkeit, Systeme des gleichen Anbieters auf der Fahrzeug- und der Infrastrukturseite zu verwenden, jedoch sind Umbauten und Anpassungen z. B. auf der Infrastrukturseite im Nachgang deutlich einfacher als bei einer induktiven Ladung.

Bei der Art der Kommunikation hat sich die leitungsbasierte Kommunikation durchgesetzt.

### 2.5.3 Induktive Energieübertragung

Als induktive Energieübertragung wird das kontaktlose Laden, also das Laden ohne direkte physische Verbindung zum Stromnetz, unter Nutzung elektromagnetischer Felder bezeichnet. Diese werden durch die Primärspule auf der Straßenseite erzeugt und in der Sekundärspule im Fahrzeug in elektrischen Strom gewandelt. Dabei erfolgt eine Leistungsübertragung von bis zu 250 kW. Die tatsächliche Leistung sowie der Wirkungsgrad sind abhängig von der Position des Fahrzeugs zur Primärspule und dem Luftspalt zwischen der Sekundär- und Primärspule.

Vorteil der induktiven Energieübertragung ist die weitgehend im Fahrbahnboden versenkte Infrastruktur. Dem stehen jedoch im Vergleich zu konduktiven Systemen deutlich höhere Kosten sowohl für die Technik als auch die bauliche Integration gegenüber. Hinzu kommt die eingeschränkte Übertragungsleistung von maximal 200 – 250 kW.

Gegenwärtig werden in Europa keine Batteriebusse mit induktiver Energieübertragung angeboten. Es ist beim gegenwärtigen Wissensstand auch zu bezweifeln, ob induktive Energieübertragungssysteme für Batteriebusse jemals wieder angeboten werden.

### 2.5.4 Ladeinfrastruktur in Betriebshöfen

Den prinzipiellen Aufbau der Ladeinfrastruktur in einem Betriebshof zeigt Abbildung 2-17. Beispiele für die Integration sind in Anlage 3 zu finden. Die Ladegeräte werden über Mittelspannungstransformatoren mit 400 V Drehstrom versorgt. Die Transformatoren befinden sich i. d. R. im Besitz des Verkehrsbetriebs, da in diesem Fall Mittelspannungstarife an den Energieversorger zu zahlen sind.

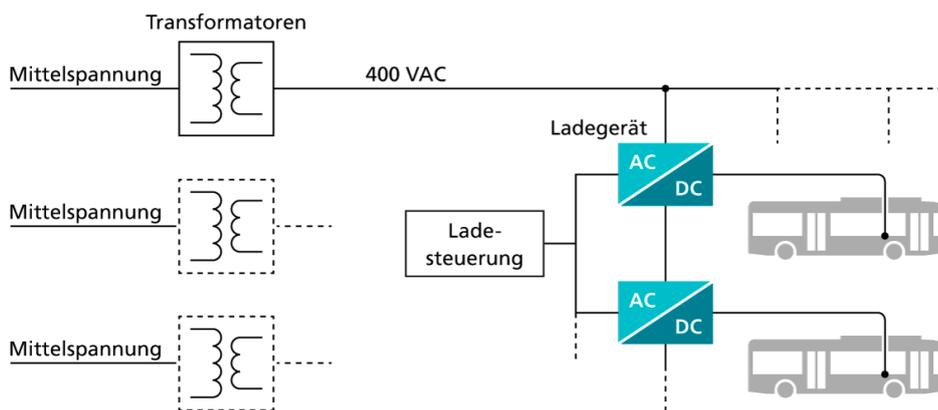


Abbildung 2-17  
Prinzipieller Aufbau der  
Ladeinfrastruktur in einem  
Betriebshof

Die Anbindung der Ladegeräte an ein Gleichspannungsnetz ist ebenfalls möglich, jedoch werden derartige Ladegeräte nur von wenigen Herstellern angeboten. Bei dem eigentlichen Ladestrom handelt es sich um Gleichspannung.

Hinweise zur Integration der Ladeinfrastruktur in Betriebshöfen sind in der VDV-Schrift 825 zu finden. In vielen Betriebshöfen stellt die Integration der Ladeinfrastruktur, speziell der Ladegeräte und der Kabelzuführung zu den Batteriebusen eine Herausforderung dar. Bestandsanlagen sind räumlich in der Regel nicht dafür ausgelegt, zusätzlich Ladegeräte oder Ladeterminale zu installieren. Selbst die Integration von aufgehängten Ladekabeln samt Steckern in Abstellhallen kann aufgrund der notwendigen Verkehrswegebreiten zwischen Fahrzeugen schwierig sein. Der gelegentlich kolportierte Verlust von bis zu 30 % der Abstellplätze ist jedoch als übertrieben anzusehen.

Der Platzbedarf für die Ladeinfrastruktur und der damit verbundene Verlust an Stellplätzen hängt von den Gegebenheiten vor Ort ab. Folgende Richtwerte können für eine Erstplanung angewendet werden:

- Transformatorenstation mit MS-Schaltanlage und Abgangsfeldern: 20 – 40 m<sup>2</sup>
- Kompakttransformatoren für bis zu 1,5 MVA: 5 – 7 m<sup>2</sup>
- Ladegerät für bis zu 150 kW: 0,5 – 0,8 m<sup>2</sup> (Tiefe etwa 60 – 80 cm).

Abbildung 2-18 zeigt eine typische Lösung für eine Abstellhalle. Stehen mehr als zwei Fahrzeuge hintereinander, muss zwischen Fahrzeugen sowie zu festen Einbauten ein Abstand von mindestens 90 Zentimetern eingehalten werden. Nach allgemeiner Lesart darf dieser sog. Verkehrswegeraum nicht durch seitlich in Batteriebusse gesteckte Stecker samt Kabel eingengt werden. Der seitliche Platzbedarf kann dadurch verringert werden, dass

nur jeder zweite Zwischenraum mit Ladekabeln versehen wird. Dies setzt jedoch Batteriebusse mit Ladebuchsen (Inlets) auf beiden Seiten sowie ausreichende Abstände zwischen zwei Bussen in Fahrtrichtung voraus. Eine weitere Variante sind Ladebuchsen in der Fahrzeugfront, was wiederum ausreichende Abstände zwischen den Bussen in Fahrtrichtung bedingt.

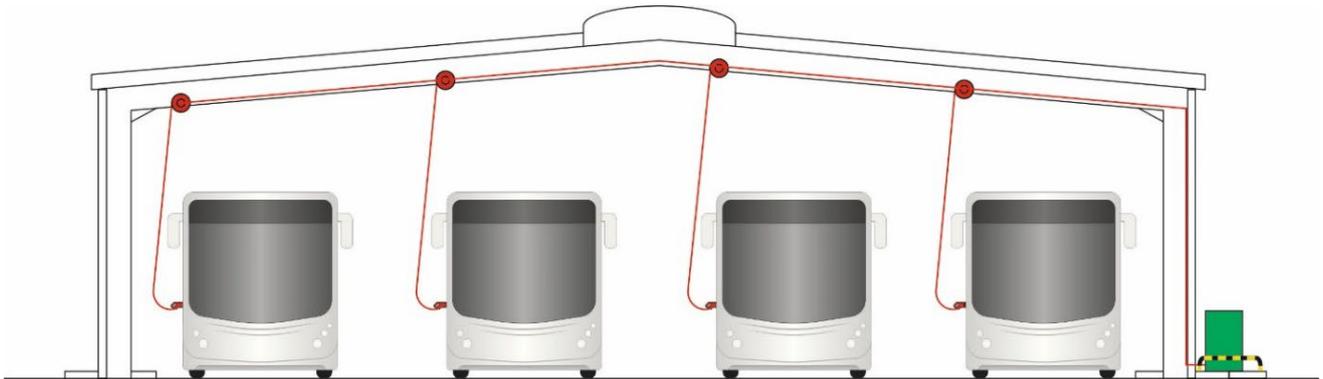


Abbildung 2-18  
Überkopfführung der Ladekabel in den Abstellhallen (ohne Repeater)

Die Zuführung selbst erfolgt über Kabeltrommeln mit Rückspulfunktion oder einfache Aufhängungen (Abbildung 2-19). Empfohlen werden möglichst einfache Aufhängungen, da rückspulende Aufhängungen an kalten Wintertagen aufgrund der geringeren Flexibilität der Kabel Probleme bereiten können.



a) Kabeltrommel mit Rückspulfunktion;



b) einfache Aufhängung

Abbildung 2-19  
Beispiele für  
Kabelführungssysteme

Um eine möglichst hohe Flexibilität bei Blockaufstellung zu erlangen, ist die vollständige Ausrüstung einer Aufstellspur mit Ladegeräten der gleichen Leistungsklasse zu empfehlen.

Ladegeräte werden je nach Ladeleistung und Ausführung für 15.000 (40 kW) bis 75.000 € (150 kW) angeboten. Aufgrund ihrer geringen Anschlussleistung ist ein direkter Anschluss einzelner Geräte an das Niederspannungsnetz i. d. R. problemlos möglich. Sollen mehrere Ladegeräte angeschlossen werden, ist i. d. R. eine an das Mittelspannungsnetz anzuschließende Transformatorstation notwendig. Zusätzlich sind noch die Installationskosten für die Verkabelung zu beachten.

Die Kosten für Satelliten bzw. Ladeterminale belaufen sich auf etwa 5.500 bis 15.000 €, wobei die Kosten insbesondere davon abhängen, wie viele Batteriebusse über ein Gerät angebunden werden.

Hinzu kommen noch die Kosten für die Mittelspannung-Niederspannungs-Transformatoren von ebenfalls mehreren 10.000 € sowie der Baukostenzuschuss (ca. 40 – 100 € pro angemeldetem kW).

Für sonstige bauliche Maßnahmen (Verkabelung, Anfahrschutzvorrichtungen etc.) muss mit etwa 10.000 – 12.000 € pro Batteriebus gerechnet werden. Müssen aufwändige Konstruktionen für die Überkopfführung von Ladekabeln vorgesehen werden, steigt der Wert auf ca. 17.000 – 22.000 € je Batteriebus.

Schwer vorab kalkulierbar sind die Kosten für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz. Übersteigt die Anschlussleistung nicht den Wert von 4 MVA, sind zumeist ausreichende Netzreserven vorhanden. In diesem Fall belaufen sich die Anschlusskosten auf zumeist unter 15.000 €. Übersteigt die Anschlussleistung den genannten Wert oder liegen allgemein keine ausreichenden Netzreserven vor, können für einen Anschluss an ein Umspannwerk mehrere 100.000 € anfallen.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist der Anschluss an zwei Mittelspannungskabel zu empfehlen, wobei dies in vielen Fällen, insb. wenn ein Betriebshof am Ortsrand liegt, schwer umzusetzen ist.

Der Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Mittelspannungsnetz ist frühzeitig mit dem lokalen Netzbetreiber abzustimmen. Den Gesprächen ist eine detaillierte Berechnung der Energiebedarfswerte und insb. der notwendigen Netzanschlussleistung im Tagesgang voranzustellen. Ohne Angaben zu den Netzanschlussleistungen können Netzbetreiber keine Aussagen zu Netzreserven und Anschlusskosten treffen.

Abbildung 2-20 zeigt den typischen Verlauf der erforderlichen Netzanschlussleistung für eine Batteriebusflotte mit etwa 30 Solobussen. Dabei wurde eine Ladestrategie berücksichtigt, bei der die Fahrzeuge nach der Abstellung direkt mit voller Ladeleistung geladen werden. Dies führt zu starken Leistungsbedarfsschwankungen und hohen Leistungsspitzen. Mit Hilfe eines Lademanagements können derartige Leistungsspitzen geglättet werden, wodurch auch der Leistungspreis reduziert wird (Abbildung 2-21). Für die Dimensionierung der vorgelagerten Infrastruktur (Anschlusskabel und Transformatoren) sollte jedoch auf nicht optimierte Leistungsverläufe zurückgegriffen werden.

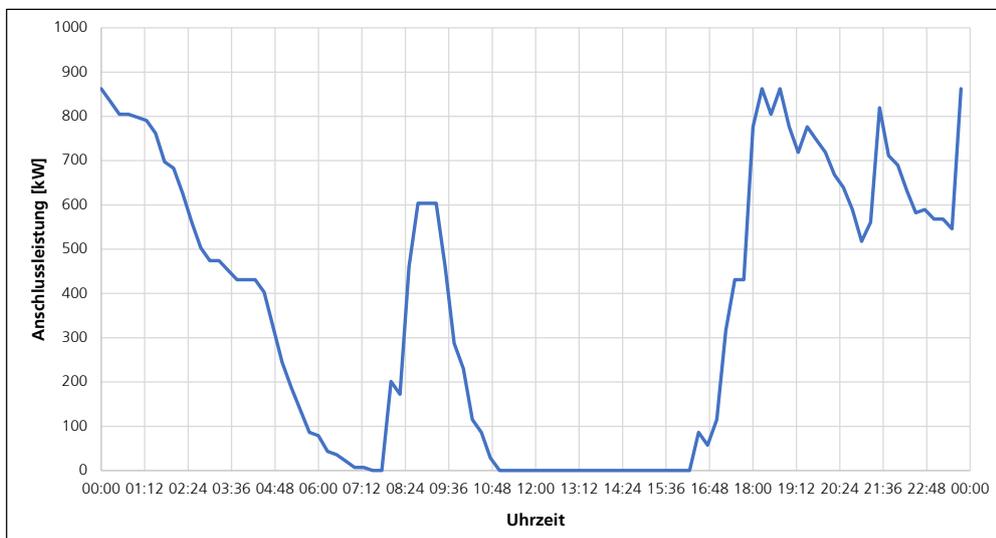


Abbildung 2-20 Verlauf einer Netzanschlussleistung – maximaler Energieverbrauch (Winter) für ca. 30 Solobusse – ohne Lastoptimierung

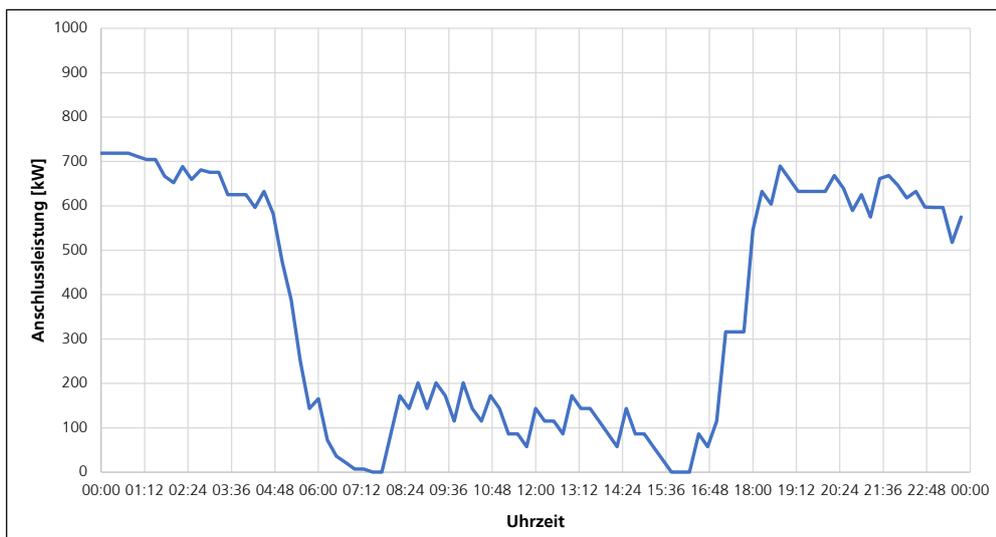


Abbildung 2-21 Verlauf einer Netzanschlussleistung – maximaler Energieverbrauch (Winter) für ca. 30 Solobusse – mit Lastoptimierung

Für ein Erstgespräch mit dem Netzbetreiber kann die erforderliche Netzanschlussleistung  $P_{NA}$  überschläglich wie folgt berechnet werden:

$$P_{NA} = SF \cdot \sum n_i \cdot P_{l,i} \cdot PF_i$$

$P_{l,i}$  maximale Ladeleistung der Ladegeräteklasse  $i$  [kW]

- $n_i$  Anzahl der Ladegeräte der Ladegerätekategorie  $i$  [-]
- $PF_i$  Parallelfaktor für Ladegeräte der Klasse  $i$  [-]
- $SF$  Sicherheitsfaktor zur Berücksichtigung elektrischer Verluste; zumeist 1,1 – 1,15 [-]

Werden nur Ladegeräte der gleichen Leistungskategorie eingesetzt, vereinfacht sich der Ansatz zu

$$P_{NA} = SF \cdot n \cdot P_l \cdot PF$$

Für die Anzahl der Ladegeräte kann die Anzahl der maximal an einem Verkehrstag eingesetzten Busse angesetzt werden.

In Großstädten sind für die Ladeleistung einheitlich 100 bis 150 kW vorzusehen. In kleineren Verkehrsbetrieben bzw. im Regionalverkehr sind für die Berechnungen Ladeleistungen von im Schnitt 75 kW vollkommen ausreichend.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt die Anzahl der Ladegeräte, die rechnerisch betrachtet gleichzeitig mit voller Ladeleistung laden. Er ist abhängig von

- der in jedem einzelnen Bus nachzuladenden Energie,
- der verfügbaren Zeit zum vollständigen Aufladen jedes Busses,
- der Ankunftszeit jedes Busses im Betriebshof,
- der Abfahrtszeit jedes Busses vom Betriebshof,
- die angewandte Ladestrategie (Voll-, Zwischen- oder Gelegenheitslader),
- die Steuerung jedes Ladegeräts durch ein übergeordnetes Lademanagementsystem und
- die maximale Ladeleistung jedes Ladegerätes.

In Tabelle 2-5 sind Richtwerte für die Gleichzeitigkeitsfaktoren aufgeführt. Werden leistungsstärkere Ladegeräte eingesetzt, sinkt der Faktor. Kommen leistungsschwächere Ladegeräte zum Einsatz, steigt der Faktor hingegen. Die Anschlussleistung ändert sich dadurch jedoch nicht wesentlich, weshalb die angegebenen Leistungswerte als Berechnungsgrößen ausreichend genaue Ergebnisse liefern.

Die Werte gelten für Fahrzeuge mit rein elektrischer Heizung und bei Einsatz eines Lademanagementsystems. Kommt kein Lademanagement zum Einsatz, steigt die notwendige Netzanschlussleistung signifikant an.

Ladestrategie	Bedienungsgebiet	Flottengröße je Betriebshof	Ladeleistung je Ladegerät	Parallelfaktor
Voll- / Zwischenladung	Stadtverkehr (< 100.000 Einwohner)	< 100 Busse	75 kW	0,4 – 0,6
	Stadtverkehr (> 100.000 Einwohner)	< 100 Busse	100 kW	0,5 – 0,6
	Stadtverkehr (> 100.000 Einwohner)	> 100 Busse	100 kW	0,4 – 0,6
	Regionalverkehr	< 50 Busse	75 kW	0,4 – 0,5
	Regionalverkehr	> 50 Busse	75 kW	0,3 – 0,4
Gelegenheits- ladung	Stadtverkehr (< 100.000 Einwohner)	< 100 Busse	75 kW	0,3 – 0,5
	Stadtverkehr (> 100.000 Einwohner)	< 100 Busse	75 kW	0,4 – 0,6
	Stadtverkehr (> 100.000 Einwohner)	> 100 Busse	75 kW	0,4 – 0,5

Tabelle 2-5: Richtwerte für Gleichzeitigkeitsfaktoren

### 2.5.5 Ladestationen an Endhaltestellen

Den Aufbau einer Ladestation für Gelegenheitslader zeigt beispielhaft Abbildung 2-22. Es ist abweichend davon der Anschluss an die Gleichspannungsversorgung einer Stadt- oder Straßenbahn möglich, jedoch liefern die meisten Hersteller nur Varianten, bei denen ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz vorgenommen wird. Ein direkter Anschluss an das Niederspannungsnetz ist i. d. R. nicht möglich.

In der Regel reichen maximale Ladeleistungen zwischen 300 und 400 kW vollkommen aus. Als Netzanschlussleistung ist das Vielfache der einzelnen Ladeleistungen je nach Anzahl der Lademöglichkeiten anzusetzen.

Für die Einhausung und eine Lademöglichkeit muss je nach Ausführung mit einem Flächenbedarf von bis zu 10 m<sup>2</sup> gerechnet werden. Bei richtiger Ausführung haben Ladestationen und insb. die Lademasten keine Auswirkungen auf die Haltestellengestaltung und hierbei insb. auf die Barrierefreiheit.

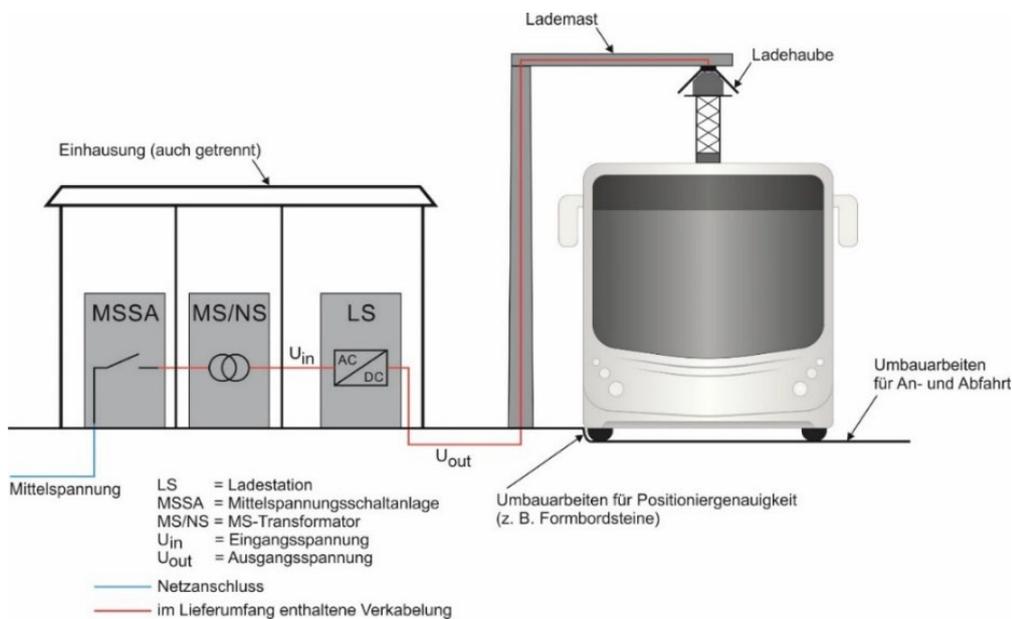


Abbildung 2-22  
Prinzipieller Aufbau einer  
Ladestation an einer Endhalte-  
stelle

Ladestationen mit einer Ladeleistung von 200 kW und mehr sind für etwa 500 – 600 € pro Kilowatt Ladeleistung erhältlich. Für die Installation eines Lademastes müssen je nach Ausführung zwischen 5.000 und 45.000 € eingerechnet werden.

Überschläglich fallen etwa 350.000 – 450.000 € pro Ladestation mit einem 300-kW-Ausgang an.

## 2.5.6 Genehmigungsverfahren

Wird die Ladeinfrastruktur im nicht-öffentlichen Raum errichtet, findet das Straßenrecht keine Anwendung, d. h. es ergeben sich keine regulatorischen Pflichten<sup>5</sup>. Werden die Anlagen mit Eigenstrom beispielsweise aus Photovoltaikanlagen versorgt, besteht jedoch eine Meldepflicht gegenüber dem Netzbetreiber.

Die Errichtung von Ladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum oder an Haltestellen wird durch das Straßenrecht geregelt. In Sachsen-Anhalt findet für diese Vorhaben § 18 StrG LSA Anwendung. Eine Baugenehmigung ist nicht erforderlich, da Ladestationen nicht als bauliche Anlagen im Sinne des Bauplanungsrechts gelten, sondern als Zubehör im Sinne des Straßenrechts. Es ist lediglich ein Antrag auf straßenrechtliche Sondernutzung zu stellen, der typischerweise folgende Unterlagen beinhaltet:

- Fotos und Luftbilder, kurze Beschreibung des Standortes
- Informationen über geplante Ladestation, Lagepläne, Katasterauszug
- Leitungspläne (vor Antragstellung Prüfung auf Versorgungsleitungen Dritter)
- Angaben zur aktuellen Verkehrsbeschilderung
- kurze Begründung der Standortentscheidung.

Im Zuge der Antragsbearbeitung beachtet die Kommune die Integration der Anlage in das Stadtbild, Flächennutzungskonkurrenzen, den Bebauungsplan sowie Aspekte des Anschlusses an das örtliche Stromnetz. So darf die Existenz und der Betrieb der Anlage den Gemeingebrauch des öffentlichen Raums nicht beeinträchtigen. Außerdem werden dem Betreiber Verkehrssicherungspflichten zugewiesen, aus denen sich die Verantwortung ergibt, Verletzungsgefahren, z. B. durch gespannte Kabel, auszuschließen. Die Kommune kann Nebenbestimmungen stellen, die i. d. R. die Sondernutzung befristen oder auf Widerruf gestatten, oder eine Rückbauverpflichtung regeln.

Die Erteilung der Sondernutzungserlaubnis erfolgt in Gestalt eines Verwaltungsaktes oder öffentlichen Vertrages. Nach der erfolgreichen Beantragung stellt der Anlagenbetreiber einen Antrag auf Durchführung von Tiefbauarbeiten (sog. „Aufgrabeschein“). Hier ist eine kurze Beschreibung der geplanten Arbeiten unter Angabe eines Ausführungsplans und der voraussichtlichen Dauer gefordert. Die Durchführung der Arbeiten erfolgt nach Richtlinien und technischen Vorschriften der Kommune von einem beim Tiefbauamt zugelassenen Unternehmen

<sup>5</sup> Mainz et al. (2019): Elektromobilität: Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktur

unter kommunaler Aufsicht. Vier Wochen vor Baubeginn hat eine Abstimmung zwischen Antragsteller und Tiefbauamt zu erfolgen<sup>6</sup>.

Trotz der klaren Regelungen ist je nach Lage der Ladestation und insb. in Abhängigkeit vom Umfeld mit langen Vorlaufzeiten zwischen der Planung bzw. Beantragung und der Inbetriebnahme zu rechnen, die sich über mehrere Jahre hinziehen können. Als hinderlich für die Genehmigung von Ladestationen haben sich

- die Nähe zu denkmalgeschützten Gebäuden,
- die Nähe zu anderweitig sensiblen Gebäuden (z. B. Krankenhäusern),
- die Lage der Ladestation in Stadtteilen mit weitgehend einheitlichem architektonischen Erscheinungsbild (z. B. Gründerzeitviertel),
- fehlende Abstände (< 6 m) zu Wohngebäuden,
- die Nähe zu ökologisch wertvollen Flächen sowie
- fehlende Abstände zu Bäumen

erwiesen.

### 2.5.7 Lieferbarkeit der Komponenten

Für die Lieferung von Ladeinfrastrukturkomponenten existiert inzwischen ein ausreichend breit aufgestellter Anbietermarkt, der einen entsprechenden Wettbewerb bei Ausschreibungen garantiert. Wichtige Lieferanten auf dem deutschen Markt sind in alphabetischer Reihenfolge ABB, Ekoenergyka, Heliox, Kempower, Schaltbau, Siemens sowie YES EU. Bushersteller bieten i. d. R. auch die Lieferung von Ladeinfrastruktur mit ihren Fahrzeugen an, wobei man in diesen Fällen die seitens der Fahrzeughersteller eingegangenen Partnerschaften akzeptieren muss.

Ebenso sind Transformatoren, Mittelspannungsschaltanlagen und Abgangsfelder von einer Vielzahl an Herstellern beziehbar. Bei der Errichtung von Elektro-Ladeinfrastruktur werden in der Regel keine seltenen oder kritischen Werkstoffe verwendet. Die meisten Ladegeräte, -stationen und Transformatoren bestehen hauptsächlich aus Standardmaterialien wie Stahl, Kupfer, Aluminium, Kunststoffen und anderen üblichen Baumaterialien.

Die in Elektrofahrzeugen verwendeten Batterien können jedoch seltene oder kritische Materialien enthalten, insbesondere Lithium und Kobalt. Diese Materialien sind entscheidende Bestandteile von Lithium-Ionen-Batterien, die in den meisten Elektrofahrzeugen verwendet werden. Die Verfügbarkeit und nachhaltige Beschaffung dieser Materialien sind wichtige Themen in der Elektrofahrzeugindustrie.

In den letzten Jahren haben sich Lieferzeiten für Produkte vieler Branchen u. a. aufgrund der Corona-Krise und des andauernden Ukraine-Krieges verlängert. Im Frühjahr 2022 waren es die für alle Formen der Ladeinfrastruktur wichtigen Transformatoren, bei denen mit bis zu einem Jahr Lieferzeit gerechnet werden musste<sup>7</sup>. Eine Entwicklungsprognose für die nächsten Jahre ist aufgrund großer Unsicherheiten schwer abzugeben.

Ladegeräte für Betriebshöfe inkl. Errichtung und Inbetriebnahme müssen derzeit mit einer Vorlaufzeit von etwa 12 Monaten bestellt werden.

Für eine regenerative Stromerzeugung vor Ort bieten sich Photovoltaik-Anlagen an, da diese auch auf flächenmäßig begrenzten Grundstücken bzw. Dächern und ohne umfassende Genehmigungsverfahren (wie etwa bei Wind- oder Wasserkraftanlagen) installiert werden können. Bei der Anschaffung von PV-Modulen traten in der jüngeren Vergangenheit phasenweise Lieferschwierigkeiten und längere Wartezeiten auf. Dies gilt ebenso für Bauteile und die Verfügbarkeit von Monteuren. Eine Anpassung der Produktionskapazitäten seitens der Hersteller hat mittlerweile begonnen, um das Angebot-Nachfrage-Ungleichgewicht zu nivellieren, die Kapazität an Fachkräften für die Installation muss dennoch erhöht werden.<sup>8</sup>

---

<sup>6</sup> NOW GmbH (2014): Genehmigungsprozess der E-Ladeinfrastruktur in Kommunen: Strategische und rechtliche Fragen

<sup>7</sup> Scholz, C. (06.04.2022): Trafostationen werden zum größten Hindernis für den Ladesäulenausbau, abgerufen von: <https://www.handelsblatt.com/politik/ladestationen-trafostationen-werden-zum-groessten-hindernis-fuer-den-ladesaeulenausbau/28188054.html>

<sup>8</sup> Enkhart, S. (02.01.2023): Mehr Fachkräfte ist wichtigste Aufgabe der nächsten Monate, abgerufen von: <https://www.pv-magazine.de/2023/01/02/mehr-fachkraefte-ist-wichtigste-aufgabe-der-naechsten-monate/>

## 2.6 Normungslage

Batteriebusse unterliegen bereits einer Vielzahl von Normen und Sicherheitsstandards. Von Batteriebussen gehen daher nicht mehr Gefahren aus als z. B. von Dieselbussen. Besonders relevante Normen und Empfehlungen sind:

- ECE R100.01 (elektrische Sicherheit – Vorgaben für die Zulassung von Elektrofahrzeugen)
- IEC 61508 (Sicherheit)
- ISO 26262 (Funktionale Sicherheit)
- VDE 0115 (Sicherheit gegen direktes und indirektes Berühren, u. a. einzuhaltende Abstände)
- ISO FDIS 17409:2019 (Konduktive Energieübertragung Elektrofahrzeuge – Sicherheitsanforderungen)
- IEC 61851 – 1 (Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge)
- IEC 61851 – 23 (Gleichstromladegeräte für Elektrofahrzeuge)
- IEC 61851 – 23 – 1 (Gleichstromladegeräte für Elektrofahrzeuge mit automatisiertem Kontaktsystem)
- IEC 61851 – 24 (Kommunikation Ladegerät – Fahrzeug)
- ISO/IEC 15118 (High-Level Kommunikation Ladegerät – Fahrzeug – DC-Ladung)
- IEC 62196 – 3 (Steckverbindungen für die Ladung von Elektrofahrzeugen)
- EN 50696 (Automatisierte Kontaktsysteme für die Ladung von Elektrofahrzeugen)
- OCPP – Freier Ladepunkt-Kommunikationsstandard mit einem übergeordneten Managementsystem
- VDV-Schrift 230/1 – Rahmenempfehlung für elektrisch betriebene Stadt-Niederflurlinienbusse (E-Bus)
- VDV-Schrift 260 – DC-Ladeinfrastruktur für Elektrobusse
- VDV-Schrift 261:01/2020 – Empfehlung zur Anbindung eines dispositiven Backends an einen Elektrobus, ergänzend zur ISO-Norm 15118.

Bei der Beschaffung von Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur ist insb. darauf zu achten, dass neben einer einheitlichen physischen Schnittstelle (Stecker und ggf. Form des automatisierten Kontaktsystems) eine einheitliche Kommunikation nach ISO/IEC 15118 bzw. IEC 61851 – 23 / IEC 61851 – 23 – 1 auf beiden Seiten gegeben ist. Für die Kommunikation mit einem übergeordneten Lademanagementsystem ist auf die Kompatibilität mit dem OCPP-Standard (siehe oben) und der VDV-Schrift 261 zu achten.

Die Positionierung automatisierter Kontaktsysteme auf dem Fahrzeugdach wird durch EN 50696 festgelegt. Die Platzierung der Kontaktierung mittig zwischen den Vorderachsen ist inzwischen bei fast allen Herstellern Standard. Dabei ist es unerheblich, ob der Pantograph auf dem Fahrzeugdach oder an einem Mast montiert wird.

## 2.7 Planungs-, Dispositions- und Überwachungssysteme

Die Einführung von Batteriebussen setzt Ergänzungen der Planungs-, Dispositions- und Überwachungssysteme eines Verkehrsbetriebes voraus. Diese müssen wesentliche Spezifika von Batteriebussen, namentlich

- deren eingeschränkte Reichweite,
- der sog. Reichweitenangst im Fahrbetrieb sowie
- ihre Abhängigkeit von einer Ladeinfrastruktur

berücksichtigen

Für das Verständnis der nachfolgenden Ausführungen ist es notwendig, einige technische und organisatorische Zusammenhänge beim Laden von Batteriebussen näher zu erläutern.

### Zusammenspiel zwischen Fahrzeug und Ladegerät bzw. Ladestation

Grundsätzlich gilt, dass das Fahrzeug, genaugenommen das Batteriemanagementsystem den Ladevorgang steuert. Dies gilt sowohl für die Initialisierung eines Ladevorgangs als auch für die Ladeleistung (gesteuert über den Ladestrom). Ebenso geht die Initiative für die Vorkonditionierung und deren Steuerung vom Fahrzeug aus. Hierfür wurde mit der ISO 15118 ein Standard entwickelt, der die Kommunikation zwischen einem Fahrzeug und einem Ladegerät regelt. Nach anfänglichen Kommunikationsproblemen ist zunehmend ein gutes Funktionieren dieses Zusammenspiels herstellerübergreifend zu beobachten. Trotzdem sollte man bei der Planung der Inbetriebnahme von einem Abstimmungsbedarf ausgehen.

Um einen Ladevorgang oder die Vorkonditionierung beginnen zu können, benötigt das Fahrzeug einen „Hinweis“ durch Dritte. Im einfachsten Fall erfolgt dies durch die physische Verbindung des Fahrzeugs mit z. B. einem

Ladegerät. Ob dabei eine zusätzliche Tasterbetätigung im Fahrzeug erfolgen muss oder das Einstecken des Steckers (Plug & Charge) ausreicht, ist ohne Belang. Für den Start der Vorkonditionierung oder beim Einsatz eines die Anschlussleistung minimierenden Lademanagements, ist es unpraktisch, z. B. die Ladung manuell am Fahrzeug zu starten. Für diese Fälle muss das Fahrzeug durch z. B. das Lademanagementsystem zu einer Handlung aufgefordert werden. Hierfür wurden in der VDV-Schrift 261 Empfehlungen für die Anbindung der Batteriebusse an ein dispositives Backend (Lademanagementsystem) erarbeitet, die als Ergänzung zur ISO 15118 sog. Value Added Services (VAS) für die o. g. Aufgaben definieren. Der Datenaustausch kann dabei direkt zwischen dem Backend und dem Fahrzeug oder über ein angeschlossenes Ladegerät erfolgen.

Zusammengefasst ist es notwendig, bei der Beschaffung auf die Kompatibilität der Fahrzeuge und der Ladegeräte mit der ISO 15118 und der VDV-Schrift 261 zu achten. Ebenso muss geklärt werden, wie das zu beschaffende Fahrzeug vom Backend „kontaktiert“ werden kann.

#### Zusammenspiel zwischen Lademanagementsystem und der Ladeinfrastruktur

Die Kommunikation zwischen einem Lademanagementsystem (Backend) und einzelnen Ladegeräten bzw. Ladestationen ist im OCPP-Standard geregelt. OCPP steht dabei für Open Charge Point Protocol. Bei der Beschaffung der Ladegeräte ist somit auf deren Kompatibilität mit dem OCPP-Standard, möglichst in dessen aktueller Version 2.0 zu achten.

#### Zusammenspiel zwischen Lademanagementsystem und vorgelagerten Systemen

Ein Lademanagementsystem benötigt vom ITCS und dem Betriebshofmanagementsystem Informationen zum Einsatz der Fahrzeuge (s. Abbildung 2-23). Für die Vereinheitlichung des Datenaustauschs zwischen einem Lademanagementsystem und dem vorgelagerten Betriebshofmanagementsystem bzw. dem ITCS wurde daher die VDV-Schrift 463 entwickelt. In dieser Schrift werden folgende Anwendungsfälle definiert:

- Umlaufdisposition und Weitergabe der Ladeanforderung durch die vorgelagerten Systeme ITCS und Betriebshofmanagementsystem (BMS) an das Lademanagementsystem inkl. Neuanforderung (bei Fahrzeugrückkehr) und Neuanforderungen (bei dispositiven Änderungen)
- Anforderungen von Vorkonditionierungen durch die vorgelagerten Systeme an das Lademanagementsystem
- Übergabe von Informationen zu Lade- und Vorkonditionierungsprozessen vom Lademanagementsystem an die vorgelagerten Systeme
- Übergabe von Informationen zum aktuellen Status der angeschlossenen Ladegeräte und -stationen vom Lademanagementsystem an die vorgelagerten Systeme.

Einen Überblick über die Erweiterung der bestehenden Planungs-, Dispositions- und Überwachungssysteme gibt die nachfolgende Darstellung.

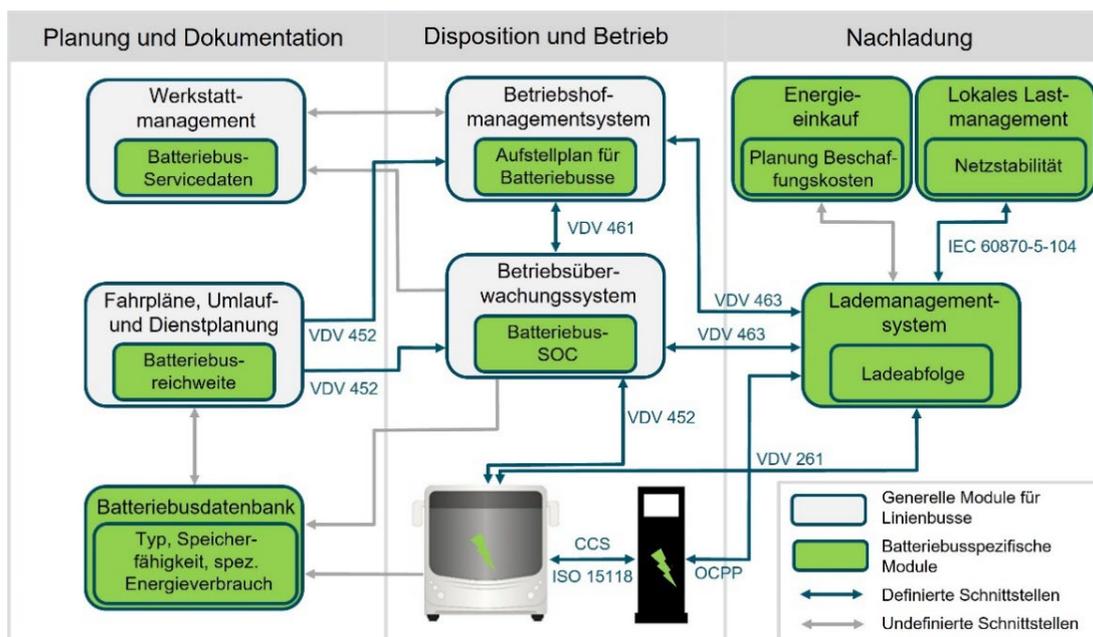


Abbildung 2-23  
Überblick über die Planungs-, Dispositions- und Überwachungssysteme beim Einsatz von Batteriebussen

Die Planungs-, Dispositions- und Überwachungssysteme sind beim Einsatz von Batteriebusen ergänzend zu den Planungs-, Überwachungs- und Betriebshofmanagementsystemen um folgende Funktionen zu erweitern:

### 1. Lademanagementsystem

Lademanagementsysteme vereinigen fünf Funktionalitäten.

- a. Übergeordnetes Ziel ist die Sicherstellung einer pünktlichen Nachladung der Batteriebusse vor ihrer Vorkonditionierung bzw. vor Beginn ihrer Einsatzfahrt. Hierzu verwenden Lademanagementsysteme folgende Informationen:
  - Fahrzeugkennung je Abstell- bzw. Ladeplatz
  - Fahrzeugdaten (mind. nutzbarer Energieinhalt der Batterie und maximale Ladeleistung, ergänzend Historiendaten zum spezifischen Energieverbrauch in kWh/km und Wetterinformationen)
  - Geplanter Abfahrtszeitpunkt des einem Abstellplatz zugeordneten Fahrzeugs
  - ergänzende Angaben zur geplanten Fahraufgabe (Umlaufplan)
  - Ladezustand der Batterie (SOC – State of Charge)

Vereinfacht ausgedrückt ermittelt das Lademanagementsystem den notwendigen Zeitraum und die notwendige Ladeleistung für die Nachladung der Batterie, wobei zwei Strategien möglich sind:

- Vollständige Nachladung der Batterie
  - Nachladung der Batterie nur insofern, wie die anstehende Fahraufgabe dies erfordert
- Insbesondere für die Nachladung über Nacht wird das Ziel der vollständigen Nachladung der Batterie dominieren. Eine Teilaufladung kommt insb. dann in Betracht, wenn Fahrzeuge tagsüber nachgeladen und Tageszeiten mit Hochlastpreisen weitgehend vermieden werden sollen.
- b. Dem Lademanagement ebenfalls zugeordnet wird die Vorkonditionierung von Fahrzeugen rechtzeitig vor ihrer Einsatzfahrt. Je nach Außentemperatur sind hierfür 15 bis etwa 45 Minuten notwendig. Die hierfür notwendige Energie wird dabei von den Ladegeräten bereitgestellt, um den Ladezustand der Batterien nicht schon vor einem Umlaufplan herabzusetzen.
  - c. Eine nachgeordnete Aufgabe besteht in der Minimierung der vom Mittelspannungsnetz bezogenen Leistung, um den zu zahlenden Leistungspreis zu minimieren. Hierbei versucht das Lademanagement unter Beachtung der zuvor beschriebenen Ziele die Ladezeiten und Ladeleistungen so zu verteilen, dass die gesamte Leistungsanforderung der Ladegeräte minimal wird. Einen quantitativen Eindruck gibt Abbildung 2-20 im Vergleich mit Abbildung 2-21.
  - d. Lademanagementsysteme überwachen den Zustand der Ladeinfrastruktur, also die Einsatzbereitschaft von Ladegeräten und -stationen und melden diesen an das vorgelagerte Betriebshofmanagementsystem.
  - e. Obwohl Ladeabbrüche oder das Laden mit zu geringer Leistung zunehmend seltener auftreten, kann man in der Konfiguration der IT-Landschaft nicht davon ausgehen, dass Ladevorgänge stets ohne Unterbrechung vollständig im alleinigen Zusammenspiel zwischen Ladegerät und Fahrzeug ausgeführt werden. Die Überwachung von Ladevorgängen und damit einhergehend von Ladezuständen (SOC) ist daher eine Grundvoraussetzung für die Fahrzeugdisposition und ggf. die Einleitung von Maßnahmen bei Ladeabbrüchen. Beide Funktionen können in das Lademanagementsystem integriert sein. Kommt z. B. aufgrund der Flottengröße kein Lademanagementsystem zum Einsatz, sollten die genannten Funktionen separat installiert werden. Hierfür bieten sowohl die Bushersteller als auch die Lieferanten von Ladeinfrastruktur separate Lösungen an.

### 2. Fahrzeugüberwachung im Betrieb

Es wird empfohlen, das bestehende Betriebsüberwachungssystem um Warnmeldungen über niedrige Ladezustände von Batterien in Fahrzeugen, die sich aktuell im Linieneinsatz befinden, zu ergänzen. Hierbei besteht die Möglichkeit einer dauerhaften Anzeige der Ladezustände aller im Einsatz befindlicher Fahrzeuge oder die Beschränkung auf Warnungen. Je nach Gesamtarchitektur der Systeme können die Meldungen über das Lademanagementsystem oder direkt über den ITCS-Datenaustausch erfolgen. In jedem Fall sind die Bushersteller zur Bereitstellung der Daten zu verpflichten.

### 3. Fahrzeugdatenbank

Für die Einsatz- und Umlaufplanung ist es notwendig, für jedes einzelne Fahrzeug den spezifischen Energieverbrauch sowie die Restkapazität der Batterie zu kennen. Aus diesen Daten müssen Rückschlüsse auf die maximal noch mögliche Reichweite gezogen werden, die mit zunehmendem Batteriealter

abnimmt. Nur so ist es bei der Einsatzplanung möglich, Fahrzeuge einem passenden Umlaufplan zuzuordnen bzw. die Umlaufplanung an die Möglichkeiten der Flotte anzupassen. Dies gilt nicht nur für große Flotten mit Fahrzeugen mehrerer Hersteller, sondern auch für kleine, weitgehend homogene Flotten.

#### 4. Optimierung des Energieeinkaufs

Sobald zeitabhängige Stromtarife verstärkt Einzug gehalten haben, wird die Optimierung des Energieeinkaufs eine größere Rolle einnehmen. Hierbei geht es im Zusammenspiel mit dem Lademanagementsystem um die Vermeidung von Hochlastpreisen. Hierbei handelt es sich jedoch um eine zeitlich nachgelagerte Funktion.

#### 5. Anpassung des Werkstattmanagementsystems

Bei der Anpassung des Werkstattmanagementsystems (sofern vorhanden) sind batteriebusstypische Wartungsarbeiten und Prüfungen zu beachten. Hinweise hierzu werden abschließend bei der Fahrzeugbeschaffung durch die Hersteller bereitgestellt.

#### 6. Einführung eines Ladeinfrastrukturmanagementsystems

Die eigentliche Überwachung der Funktionsfähigkeit der Ladeinfrastruktur für dispositive Zwecke ist Teil des Lademanagementsystems. Ziel eines Ladeinfrastrukturmanagementsystems ist vordergründig die Sicherstellung und Dokumentation von Wartungsarbeiten sowie die Dokumentation von Reparaturarbeiten inkl. Fehlerdokumentation.

Hersteller von Planungs-, Betriebshofmanagement- und Betriebsüberwachungssystemen bieten inzwischen Ergänzungen zu den klassischen Funktionen an. Hierzu gehört insb. das Lademanagementsystem mit unterschiedlichen Funktionalitäten.

Für einen Verkehrsbetrieb bedeutet dies, die bestehenden Systeme um die notwendigen Funktionalitäten bzw. weitere Systeme zu erweitern. Hierfür wird folgende Vorgehensweise empfohlen:

1. Definition der batteriebusstypischen Ziele und Anforderungen an die benannten Systeme unter Beachtung der Flottengröße. Mindestanforderungen sind:
  - Zustandsüberwachung der Ladeinfrastruktur (Funktionsfähigkeit der Ladegeräte)
  - Ladezustandsüberwachung während und nach der Ladung
  - Fehlermeldungen bei Unregelmäßigkeiten während der Ladung (z. B. Ladeabbrüche)
2. Anfrage beim Hersteller der gegenwärtig genutzten Planungs-, Überwachungs- und Dispositionsprogramme hinsichtlich deren Erweiterung
3. Abstimmung mit den Systemanbietern bzgl. der notwendigen Daten, Datenformate und Schnittstellen für die Einrichtung der benannten Funktionen und Systeme. Hierbei sollten auch die hausinternen IT-Verantwortlichen einbezogen werden.
4. Übernahme der Daten von 3. in Ausschreibungsunterlagen (Lastenheft) für Busse und Ladegeräte. Um hierbei keine nicht erfüllbaren Musskriterien zu formulieren, empfiehlt es sich, vorab mit Herstellern sog. Industriedialogveranstaltungen im Rahmen einer Markterkundung durchzuführen. Als Alternative besteht natürlich auch die Möglichkeit, statt Muss- sog. Sollkriterien zu formulieren und die Schnittstellen- und Datenformatbeschreibung im Nachgang, z. B. in den technischen Gesprächen durchzuführen.
5. Ausschreibung von Lademanagementsystem
6. Beschaffung ergänzender Funktionen für die bestehenden Planungs-, Betriebshofmanagement- und Betriebsüberwachungssysteme.

## 2.8 Auswirkungen auf Betriebsabläufe

### 2.8.1 Umlaufplangestaltung und Fahrzeugkonzepte

Auch wenn in den letzten Jahren aufgrund der zunehmend größeren Energiespeicher (s. Abbildung 2-2) auch die Reichweiten von Batteriebussen enorm zugenommen hat, bestehen nach wie vor Restriktionen bei der Umlaufplangestaltung, da nicht alle Umlaufpläne 1:1 mit Batteriebussen bedient werden können.

Für eine Übergangszeit wird es i. d. R. jedoch möglich sein, nicht bedienbare Umlaufpläne mit Dieselnissen zu bedienen, was zu einer zusätzlichen Einschränkung der Einsatzflexibilität der Gesamtfahrzeugflotte führt.

In vielen Fällen wird es jedoch möglich sein, zu lange Umlaufpläne mit Hilfe geteilter oder kurzer Umlaufpläne neu zuzuschneiden. Abbildung 2-24 zeigt ein Beispiel, bei dem ein langer Umlaufplan durch Nutzung von zwei kurzen Umlaufplänen so zugeschnitten wird, dass eine Bedienung mit Batteriebussen möglich wird.

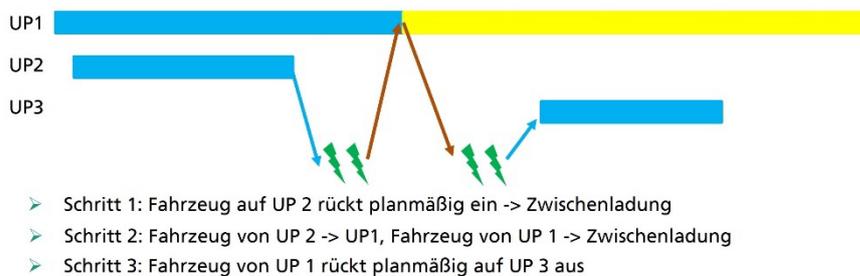


Abbildung 2-24  
Beispiel für den Neuzuschnitt eines langen Umlaufplans unter Nutzung kurzer Umlaufpläne

- Schritt 1: Fahrzeug auf UP 2 rückt planmäßig ein -> Zwischenladung
- Schritt 2: Fahrzeug von UP 2 -> UP1, Fahrzeug von UP 1 -> Zwischenladung
- Schritt 3: Fahrzeug von UP 1 rückt planmäßig auf UP 3 aus

Stehen im Extremfall keine oder zeitlich nicht ausreichend getrennte oder kurze Umlaufpläne zur Verfügung oder ist deren zeitliche Lage ungeeignet, ist der Einsatz von zusätzlichen Batteriebusen notwendig. Mit einem Zusatzfahrzeug können i. d. R. maximal drei lange Umlaufpläne neu zugeschnitten werden (Abbildung 2-25).

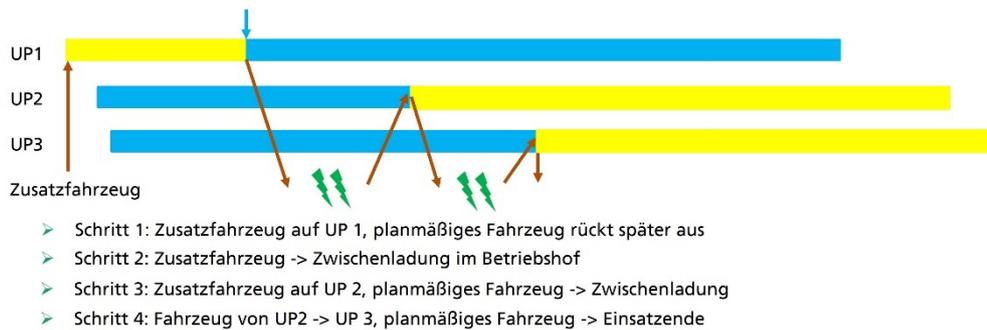


Abbildung 2-25  
Beispiel für den Neuzuschnitt von drei langen Umlaufplänen unter Nutzung eines Zusatzfahrzeuges

- Schritt 1: Zusatzfahrzeug auf UP 1, planmäßiges Fahrzeug rückt später aus
- Schritt 2: Zusatzfahrzeug -> Zwischenladung im Betriebshof
- Schritt 3: Zusatzfahrzeug auf UP 2, planmäßiges Fahrzeug -> Zwischenladung
- Schritt 4: Fahrzeug von UP2 -> UP 3, planmäßiges Fahrzeug -> Einsatzende

Das Angebot an Batteriebusen konzentriert sich gegenwärtig hauptsächlich auf Niederflerbusse in Solo- und Gelenkbusausführung. Zunehmend werden jedoch auch Busse in Low-Entry-Ausführung angeboten. Batteriebusse in Hochflur- bzw. Reisebusausführung werden derzeit nur von chinesischen Herstellern auf den Markt gebracht.

## 2.8.2 Abläufe im Betriebshof

Die Betriebsabläufe für Batterie- und Dieselsebusse unterscheiden auf den ersten Blick nur dahingehend, dass Batteriebusse nicht betankt, sondern stattdessen über einen Zeitraum von mehreren Stunden nachgeladen werden. Einen Vergleich der Betriebsabläufe für Diesel- und Batteriebusse zeigt Tabelle 2-6.

Dieselsebus	Batteriebus
Rückkehr auf Betriebshof	Rückkehr auf Betriebshof
Betankung	
Ggf. Außeneinigung durch Fahrpersonal	Ggf. Außeneinigung durch Fahrpersonal
Abstellung zur Fahrfertigmachung	Abstellung zur Fahrfertigmachung
Fahrfertigmachung	Fahrfertigmachung
Ggf. Außeneinigung durch Betriebshofpersonal	Ggf. Außeneinigung durch Betriebshofpersonal
Abstellung	Abstellung und Verbindung mit Ladegerät
Innenreinigung	Innenreinigung
Aufrüstung und Vorkonditionierung	Vorkonditionierung
	Aufrüstung und
Verlassen des Betriebshofs	Verlassen des Betriebshofs

Tabelle 2-6: Vergleich der Betriebsabläufe von Diesel- und Batteriebusen im Betriebshof

Unterschiede gibt es in der Abstellung zur Fahrfertigmachung und deren Durchführung. Während die Länge der Verweildauer bei Dieselsebussen weitgehend unproblematisch ist, können Batteriebusse vor und in einer Werkstatt bzw. während der Sichtkontrolle nicht geladen werden. In der Folge stünde einem Batteriebus weniger Ladezeit zur Verfügung, was dazu führen kann, dass dieser am nächsten Morgen ggf. nicht vollständig geladen ist. In jedem Fall führt die Einschränkung der Ladezeiten zu einem Anstieg der abgeforderten Netzanschlussleistung (s. Abbildung 2-20 und Abbildung 2-21) und damit zu einer Erhöhung des Leistungspreises für den Energiebezug, da die gleiche Energiemenge in einem kürzeren Zeitraum geladen werden muss. Eine Lösungsmöglichkeit

besteht darin, Sichtkontrollen auf den Abstellplätzen durchzuführen. Ebenso ist es bei einer geeigneten Abstellung möglich, Batteriebusse sofort mit der Ladeinfrastruktur zu verbinden, um sie später mit Unterbrechung des Ladevorgangs für einen kurzen Zeitraum in die Werkstatt zu überführen und anschließend an den Ladeplatz zurückzubringen.

Bei Arbeiten an Hochvolt- und Wasserstoff führenden Anlagen sind besondere Schutzvorkehrungen zu beachten. Hinweise finden sich im Kapitel 5.

Bei der Fahrzeugreinigung ist zu beachten, dass rotierende Überkopfbürsten und auf das Fahrzeugdach gerichtete Wasserstrahlen abgeschaltet werden müssen.



### 3 Fahrzeugtechnologien und Infrastruktur – Brennstoffzellenbusse

Wasserstoff ist grundsätzlich ein geeigneter chemischer Energiespeicher für mobile Anwendungen. Verwendung findet er hauptsächlich in Brennstoffzellenbussen, jedoch sind auch Versuche bekannt, Wasserstoff in Verbrennungsmotoren zu nutzen. Da gegenwärtig jedoch keine Linienbusse mit Wasserstoffverbrennungsmotor kommerziell verfügbar sind, konzentriert sich der vorliegende Bericht ausschließlich auf Brennstoffzellenbusse.

Brennstoffzellen werden grob unterschieden in sog. Festoxidbrennstoffzellen (engl. Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) und Polymerelektrolytbrennstoffzellen (engl. Polymer Electrolyte Fuel Cell – PEFC). Für Fahrzeugantriebe kommen fast ausschließlich PEFC zum Einsatz, in denen mit Hilfe von Wasserstoff sowie Luftsauerstoff elektrische Energie erzeugt wird. Nachfolgend werden ausschließlich Fahrzeuge mit Polymerelektrolytbrennstoffzellen betrachtet, wobei sich der Begriff „Brennstoffzelle“ auf diese Brennstoffzellenform bezieht.

#### 3.1 Eigenschaften von Wasserstoff

Wasserstoff (H<sub>2</sub>) ist ein farb- und geruchloses Gas mit einer gewichtsbezogen sehr hohen Energiedichte von etwa 33 kWh / kg. Aufgrund seiner extrem geringen Dichte bei Normaldruck von 0,089 kg / m<sup>3</sup> (zum Vergleich Luft: 1,2 kg / m<sup>3</sup>) ergibt sich jedoch eine sehr niedrige volumenbezogene Energiedichte, weshalb Wasserstoff für mobile Anwendungen nur in stark komprimierter Form nutzbar ist.

Reiner Wasserstoff ist nicht zündfähig, jedoch besteht bei einer Mischung mit Luft (4 – 77 % Volumenanteil) Explosionsgefahr.

Die Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen führt zu praktisch keinen nennenswerten Emissionen vor Ort. Wird der Wasserstoff mittels regenerativ erzeugter Elektroenergie hergestellt oder fällt er als Nebenprodukt in der chemischen Industrie an, handelt es sich zudem um einen nachhaltigen Energieträger.

#### 3.2 Technischer Aufbau von Brennstoffzellenbussen

Busse mit Brennstoffzellen werden unterschieden in Fahrzeuge, in denen die Brennstoffzelle wahlweise als Range-Extender für die Ergänzung einer extern geladenen Batterie oder als einziger Energiewandler dient.

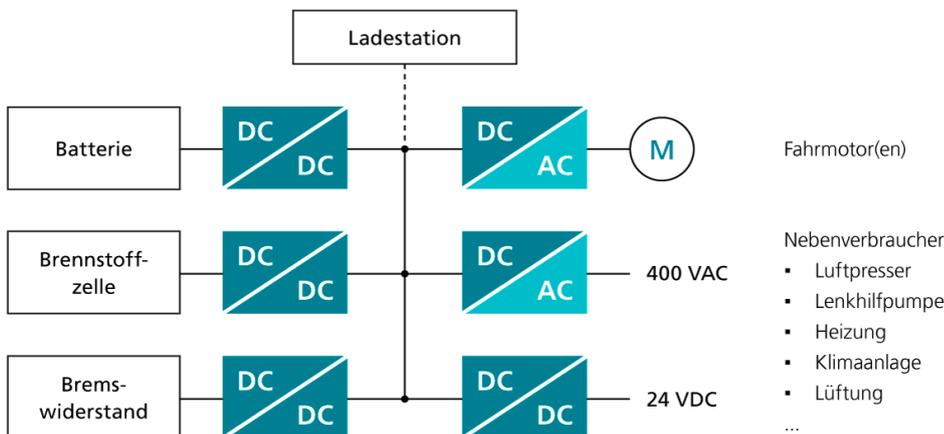


Abbildung 3-1  
Schematischer  
Aufbau eines  
Antriebsstrangs  
mit Brennstoffzelle

Aufgrund der hohen dynamischen Belastungen werden Brennstoffzellen nur in Kombination mit elektrischen Energiespeichern, i. d. R. Batterien, in Bussen verbaut. Abbildung 3-1 zeigt den schematischen Aufbau eines Brennstoffzellenantriebs.

Die Brennstoffzelle selbst ist wie die Batterie, der Antriebsmotor sowie weitere Aggregate über DC/DC- bzw. DC/AC-Wandler an den sog. Zwischenkreis angeschlossen. Dieser wird zumeist auf einer Gleichspannung von etwa 360 – 750 VDC betrieben, weshalb er als Hochvolt-Anlage betrachtet wird. In seinem Grundaufbau ähnelt der Antriebsstrang denen in Batterie- oder Trolleybussen.

Die externe Zuführung elektrischer Energie über eine Ladestation oder ein Ladegerät ist i. d. R. nur bei Fahrzeugen vorgesehen, in denen die Brennstoffzelle als Range-Extender dient.

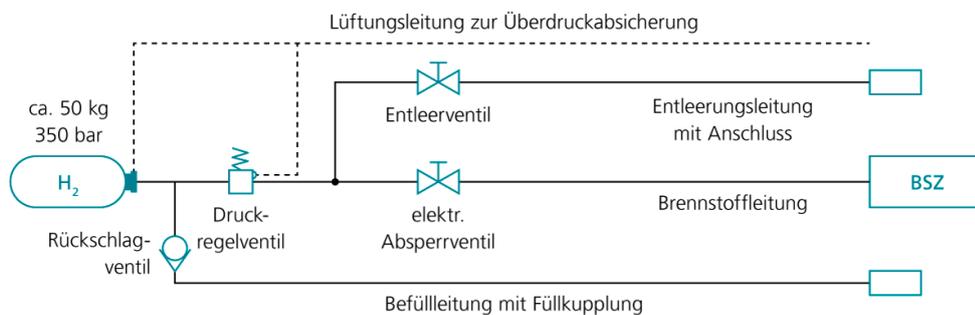


Abbildung 3-2  
Schematischer  
Aufbau der H<sub>2</sub>-  
Versorgung einer  
Brennstoffzelle

Ergänzt wird der Antriebsstrang durch das H<sub>2</sub>-Versorgungssystem der Brennstoffzelle, das in Abbildung 3-2 schematisch dargestellt ist. Dessen Kern bilden Druckgasbehälter, in denen der mitgeführte Wasserstoff in komprimierter Form gespeichert wird. Je nach Fahrzeuglänge und Antriebskonzept werden zwischen 25 und 51 kg Wasserstoff mitgeführt. Die Anzahl der einzelnen Druckgasbehälter variiert von Fahrzeug zu Fahrzeug. Auf Solobussen werden i. d. R. 4 – 5 Druckgasbehälter vom sog. Typ 4 (Verbundstoffe) mitgeführt (s. Abbildung 3-3).



Abbildung 3-3  
Dachaufbau und  
Druckgasbehälter  
eines Brennstoff-  
zellenbusses

Bei Brennstoffzellenbussen wird der Wasserstoff auf maximal 350 bar verdichtet und in mehreren auf dem Dach untergebrachten Druckbehältern mitgeführt. Pkws führen Wasserstoff hingegen mit einem Druck von bis zu 700 bar mit, weshalb Brennstoffzellenbusse nicht an Dispensern für Pkw betankt werden können.

In Brennstoffzellenbussen dient der mitgeführte Wasserstoff als Hauptenergiequelle und die Brennstoffzelle als Energiewandler. Die Batterie hat lediglich eine Puffer- bzw. Rekuperationsfunktion. Entsprechend klein sind die Batterien (etwa 30 – 40 kWh in Solobussen) ausgelegt bzw. entsprechend leistungsstark (ca. 80 kW in Solobussen) sind die verbauten Brennstoffzellen. Die Batterie wird außer ggf. nach Reparaturen nicht mit einem externen Ladegerät aufgeladen.

Batteriebusse mit Brennstoffzellen-Range-Extender sind mit deutlich größeren Batterien ausgerüstet. Je nach Hersteller und Fahrzeuglänge beträgt der nominelle Energieinhalt 135 – 392 kWh. Die Batterie dient als Hauptenergiequelle und stellt je nach Außentemperatur und Fahrzeuggröße Energie für eine rein elektrische Reichweite von etwa 100 – 175 km zur Verfügung. Die Brennstoffzelle lädt die Batterie nach, um eine Reichweiterehöhung zu realisieren. Dabei wird die Brennstoffzelle nach Möglichkeit konstant in einem unteren bis mittleren Leistungsbereich betrieben.

Brennstoffzellenbusse vereinen somit wesentliche Merkmale eines Elektrobusses mit denen eines Gasbusses, was sich in der Komplexität des Antriebsstranges widerspiegelt. Hinsichtlich der Antriebsmotoren, der Fahrgastraumgestaltung sowie der Beförderungskapazität bestehen keine oder nur marginale Unterschiede zu Batteriebussen (s. Punkt 2.2.5 und Punkt 2.2.6).

### 3.3 Stand der Technik und Ausblick

Brennstoffzellenbusse haben nach wie vor mit einigen Herausforderungen zu kämpfen. Hierzu zählen die immer noch hohen Kosten, die nach wie vor nicht ausreichende Lebensdauer der Brennstoffzellen sowie die Komplexität des Antriebsstrangs.

Die Entwicklung von Brennstoffzellenbussen war jedoch in den letzten beiden Jahrzehnten durch deutliche Fortschritte hinsichtlich der Reichweiten, der Lebensdauer sowie der Beschaffungskosten gekennzeichnet. So sind insb. die Stückkosten von vormals bis zu 1,2 Mio. € pro Fahrzeug inzwischen auf etwa 580.000 – 630.000 € bei kleineren Stückzahlen (Solobusse) gefallen und es werden Reichweiten von über 300 km aufgrund signifikant gesunkener H<sub>2</sub>-Verbräuche realisiert. Aus Sicht der Autoren sind Brennstoffzellen hinsichtlich ihrer Energieeffizienz weitgehend ausgereizt.

Brennstoffzellenbusse erreichen im Stadtverkehr Reichweiten von etwa 300 – 350 km. Im Regionalverkehr liegen die Werte bei bis zu 400 km. Batteriebusse mit Brennstoffzellen-Range-Extender erreichen im Stadtverkehr Reichweiten von bis zu 400 km. Erfahrungswerte für den Regionalverkehr liegen noch nicht vor.

Brennstoffzellen für Anwendungen in Nutzfahrzeugen werden gegenwärtig mit einer garantierten Lebensdauer von 20.000 Betriebsstunden angeboten. Als nicht garantierter Erwartungswert werden zumeist 30.000 Betriebsstunden angegeben. Da die Brennstoffzellen als Range-Extender deutlich schonender betrieben werden können, werden für diese Anwendung bereits heute bis zu 40.000 Betriebsstunden garantiert. Hier ist von einem weiteren Zuwachs der Lebensdauer auszugehen.

Widersprüchlich sind die Angaben zum Tausch. Neben einem kompletten Tausch wird oft auch nur der Tausch des eigentlichen Brennstoffzellen-Stacks angegeben.

Unklar ist die weitere Entwicklung von Brennstoffzellenbussen, da deren Zukunft im Wesentlichen von der Entwicklung konkurrierender Batteriebusse abhängt. Gelingt es,

- elektrische Energiespeicher mit ausreichender Energiedichte für Reichweiten von etwa 350 – 400 km zu entwickeln und
- die Rohstoffversorgung für die Energiespeicher sicherzustellen,

ist die Zukunft der deutlich komplexeren Brennstoffzellenbusse zumindest fragwürdig.

### 3.4 Kommerziell verfügbare Brennstoffzellenbusse

#### 3.4.1 Klein- und Midibusse

Gegenwärtig werden Klein- und Midibusse nur in Ausnahmefällen (z. B. Rampini Hydron) mit Brennstoffzellenantrieb kommerziell angeboten. Wann mit einer breiteren Markteinführung zu rechnen ist, kann gegenwärtig nicht seriös vorausgesagt werden.

Für den Markt vorbereitet werden weiterhin die ersten Kleinbusse mit Brennstoffzellenantrieb. Hierzu gehört u. a. ein etwa acht Meter langer Bus des slowakischen Herstellers Rosero, der mit einer 45 kW-Brennstoffzelle und zwei Druckgasbehältern mit zusammen 9,2 kg Wasserstoff ausgerüstet ist.

#### 3.4.2 Solo- und Gelenkbusse

Aufgrund der limitierten Anbieterzahl existiert für Brennstoffzellenbusse derzeit praktisch kein Anbietermarkt, was auch an der eingeschränkten Anzahl unterschiedlicher Modelle zu erkennen ist, die in Anlage 2 aufgeführt werden.

Brennstoffzellenbusse werden derzeit kommerziell für den deutschen Markt nur von der belgischen Firma Van Hool, dem polnischen Hersteller Solaris und dem in Portugal beheimateten Hersteller Caetano angeboten. Die Hersteller Skoda und Wrightbus beabsichtigen, auf dem deutschen Markt Brennstoffzellenbusse anzubieten. Weitere Fahrzeuge werden von Anbietern angeboten, die als Neueinsteiger auf dem Busmarkt zu bezeichnen sind. Hierzu zählen u. a. der polnische Hersteller Ursus Bus, Arthur-Bus sowie die ungarische Goldi Mobility Kft.

Erste Hersteller bieten inzwischen auch Batteriebusse mit Brennstoffzellen-Range-Extender an. Zu nennen ist insb. der deutsche Hersteller Daimler, der im ersten Halbjahr 2023 Solo- und Gelenkbusse unter dem Namen eCitaro Fuel Cell vorgestellt hat. Die Busse verfügen über Batterien mit einem nominellen Energieinhalt von bis zu 294 kWh (Solobusse) bzw. 392 kWh (Gelenkbusse). Zusätzlich führen die Fahrzeuge 25 kg (Solobusse) bzw. 30 kg (Gelenkbusse) Wasserstoff mit, der in einer 60 kW-Brennstoffzelle des Herstellers Toyota in elektrische Energie umgewandelt wird.



Abbildung 3-4  
Mercedes-Benz eCitaro fuel cell



Abbildung 3-5  
Mercedes-Benz eCitaro G fuel cell

Einen ähnlichen Ansatz verfolgt der französische Hersteller Safra mit seinem HyCity-Konzept (Abbildung 3-6). Bei diesem Fahrzeug kommt mit 135 kWh eine deutlich kleinere Batterie zum Einsatz. Gleiches gilt für die Brennstoffzelle (48 kW), die auf 28 – 32 kg Wasserstoff zurückgreifen kann. Angekündigt ist auch eine Gelenkbusvariante.



Abbildung 3-6  
Safra HyCity H2

Darüber hinaus sind der türkische Hersteller Otokar mit seinem Kent C Hydrogen (12 m, 140 kWh-Batterie und 38 kg Wasserstoff) sowie der italienische Hersteller Rampini (8 m, 175 kWh-Batterie, 10,8 kg Wasserstoff) zu erwähnen.



Abbildung 3-7  
Rampini Hydron

### 3.4.3 Investitionskosten

Genau wie bei Batteriebussen hängen die Anschaffungskosten für Brennstoffzellenbussen von der Losgröße ab und unterliegen erheblichen Schwankungen. Zurzeit werden Solobusse mit Brennstoffzelle für etwa 590.000 – 680.000 € am Markt angeboten. Bei kleineren Stückzahlen liegen die Preise im oberen Drittel. Ebenso ist unbekannt, wie zukünftige Preisentwicklungen aussehen werden. Es wird daher empfohlen, bei der Investitionsplanung bzw. bei der Beantragung von Fördermitteln einen Sicherheitszuschlag von 1,15 – 1,25 hinzuzurechnen, um Schwankungen nach oben abzusichern.

Die Preise für Gelenkbrennstoffzellenbusse liegen zwischen 750.000 und 820.000 €. Die Preise für die genannten Kleinbusse sind nicht bekannt.

Über eine Nutzungsdauer von 14 Jahren hinweg ist mit einem einmaligen Tausch der Batterie (ca. 48.000 € für Solobusse) sowie der Brennstoffzelle (ca. 80.000 €) zu rechnen. Laufleistungsgarantien für die Batterien liegen derzeit bei 8 – 10 Jahren. Bei Range-Extender-Brennstoffzellenbussen liegen die Kosten für die Batterie deutlich darüber, hingegen sind die Kosten der Brennstoffzelle niedriger. Ob bei diesen Fahrzeugen ein Tausch der Brennstoffzelle tatsächlich notwendig sein wird, bleibt in Anbetracht der hohen Betriebsstundengarantie abzuwarten.

## 3.5 Tankinfrastruktur auf dem Betriebshof

Die Betankung von Fahrzeugen mit Wasserstoff ist aufgrund der fortgeschrittenen Technik für Nutzer vergleichbar einfach und so sicher wie die Betankung mit Flüssigkraftstoffen. Die Anzahl der Betankungsmöglichkeiten (Dispenser) hängt naturgemäß von der Flottengröße und den Betriebsabläufen ab. Es sind mindestens zwei Betankungsvorrichtungen vorzusehen. Diese reichen i. d. R. für bis zu 50 Brennstoffzellenbusse aus.

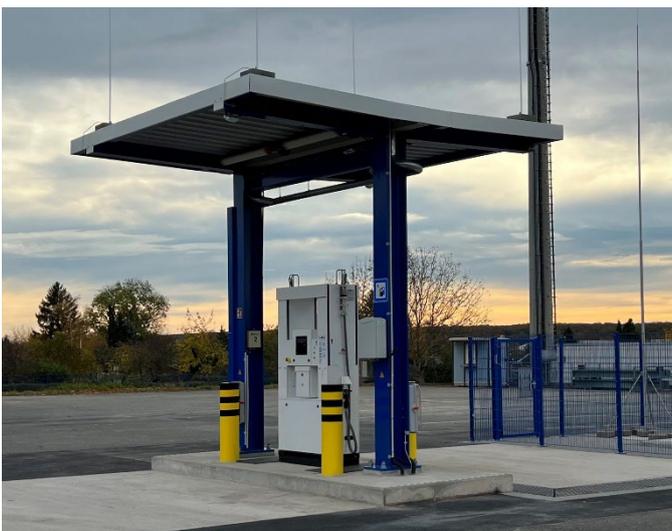


Abbildung 3-8  
Wasserstofftankstelle mit zwei  
Dispensern, zugehörige Tank-  
kupplung nach SAE J2600

Es ist zu beachten, dass für die Betankung eines Brennstoffzellenbusses je nach Tankgröße und Restwasserstoffgehalt etwa 10 bis 12 Minuten benötigt werden, wobei eine schnelle Betankung eine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Betankungsanlage voraussetzt. Die Kommunikation zwischen der Betankungsanlage und den Fahrzeugen ist in der Norm SAE J2799 und das Betankungsprotokoll in der Norm SAE J2601/2 geregelt. Zur

Anwendung kommt eine Infrarot-Datenübertragung, wobei die Kommunikation automatisch aufgenommen wird. Ziel der Kommunikation ist es, die Füllrate an die tatsächlichen Temperatur- und Druckverhältnisse in den Druckgasbehältern eines Brennstoffzellenbusses anzupassen. Hintergrund ist das exotherme Verhalten von Gasen bei Verdichtung, wie es beim Betanken eines Druckgasbehälters der Fall ist. Ohne Kommunikation wird die Füllrate auf ein abgesichertes Maximum reduziert, was wiederum zu einer Erhöhung der Tankzeiten führt.

### 3.5.1 Wasserstoffbedarf und -bevorratung

Für die Berechnung der Wasserstoffmenge im Stadtverkehr können überschlägich 7,5 – 8,0 kg H<sub>2</sub> / 100 km für Solo- und 11 – 12 kg H<sub>2</sub> / 100 km für Gelenkbusse angesetzt werden. Im Regionalverkehr liegen die Werte jeweils etwa ein Kilogramm darunter. Der Wasserstoffvorrat ist mit nachfolgender Formel zu berechnen:

$$H_{2,res} = d \cdot n_{Bus} \cdot H_{2,ver} \cdot SF$$

mit

$H_{2,res}$  vorzuhaltender Wasserstoff [kg]

$d$  Anzahl der Tage ohne H<sub>2</sub>-Produktion bzw. Anlieferung (mind. zwei Tage)

$n_{Bus}$  Anzahl der täglich zu betankenden Busse

$H_{2,ver}$  pro Betriebstag und Brennstoffzellenbus verbrauchter Wasserstoff

$SF$  Sicherheitszuschlag (z. B. 1,2)

Für einen Betriebshof mit 50 Solo-Brennstoffzellenbussen bei einer Fahrzeugreserve von 5 Fahrzeugen ergeben sich folgende Wasserstoffmengen, wenn von einer 2-Tage-Reserve ausgegangen wird.

	Stadtverkehr	Regionalverkehr
Anzahl der täglich eingesetzten Busse	45	45
Anzahl der täglich zu betankenden Busse	40	40
Durchschnittliche Tagesfahrweite (Mo – Fr)	250 km	225 km
Spezifischer Wasserstoffverbrauch	8 kg / 100 km	7 kg / 100 km
Vorzuhaltende Wasserstoffmenge	1.920 kg	1.512 kg

Tabelle 3-1:  
Beispiele für Wasserstoffbevorratung

### 3.5.2 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und Kosten

Die möglichen Varianten für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur auf den Busbetriebshöfen zeigt Abbildung 3-9.

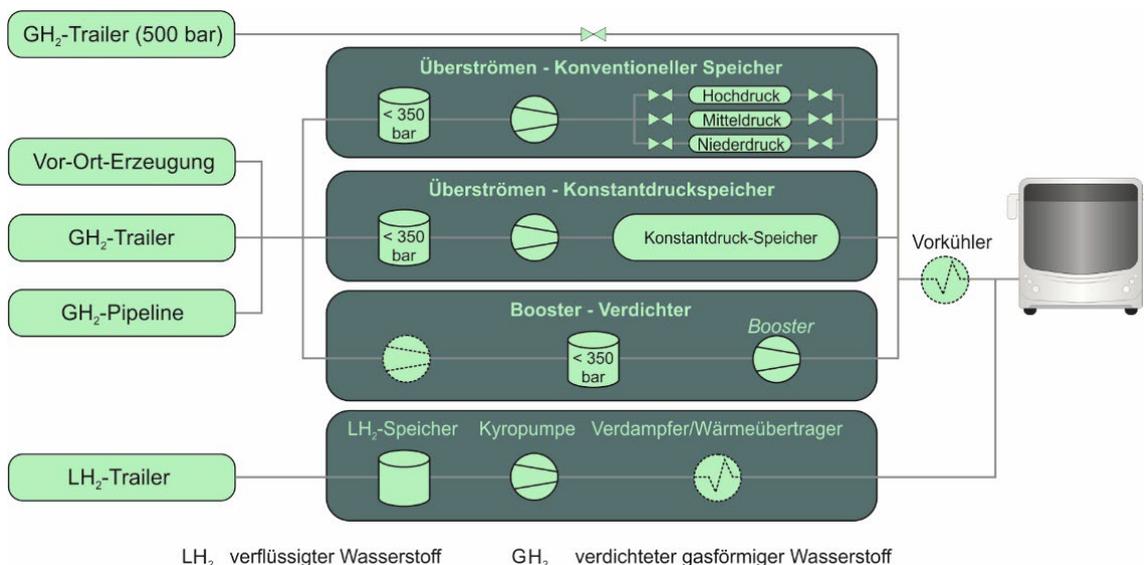


Abbildung 3-9  
Varianten für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (Quelle: Sphera)

Für die Verkehrsunternehmen in Sachsen-Anhalt kommen i. d. R. aufgrund der Flottengrößen nur die Varianten

- Anlieferung von komprimiertem Wasserstoff in Trailern (GH<sub>2</sub>-Trailer) und
- Vor-Ort-Erzeugung

in Frage.

Die Anbindung an die Wasserstoffversorgung über eine Pipeline setzt die räumliche Nähe zu Erzeugern oder einer überregionalen Wasserstoffleitung voraus. Selbst wenn eine solche Nähe gegeben ist, lohnt sich die Investition nur, wenn eine ausreichend große Flotte von 50 Fahrzeugen und mehr versorgt werden soll.

Die Lieferung von verdichtetem Wasserstoff mit Trailern oder Containern ist derzeit die am weitesten verbreitete Methode der Wasserstoffbereitstellung. Geliefert wird mit einem Druckniveau von 200 – 500 bar, wobei pro Lieferung jeweils zwischen 400 und 1.200 kg Wasserstoff bereitgestellt werden. Die Trailer oder Container werden entweder direkt an die Tankanlage angeschlossen oder der Wasserstoff wird über verschiedene Druckstufen für die Überleitung in die Druckgasbehälter der Fahrzeuge zwischengelagert.

Die Anlieferung von flüssigem Wasserstoff ist eine Option, bei der Wasserstoff aufgrund der hohen volumetrischen Energiedichte platzsparend gespeichert werden kann. Dies ermöglicht den Transport von großen Mengen Wasserstoff bereits mit einem Trailer (bis zu 4.000 kg). Allerdings muss ca. ein Drittel der im Wasserstoff gespeicherten Energie zur Verflüssigung aufgewendet werden, was die Kosten erhöht. Daher lohnt sich dieses Verfahren nur für größere Busflotten (z. B. > 50 Busse), um mit geringeren Logistikaufwendungen den erhöhten Energiebedarf und damit die Mehrkosten kompensieren zu können.

Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 zeigen eine Wasserstofftankstelle mit zwei Dispensern inkl. eines Wechselcontainers für die Wasserstoffanlieferung, ausgelegt für etwa 40 Busse.



Abbildung 3-10  
Wasserstofftankstelle in einem  
Busbetriebshof



Abbildung 3-11  
Containerlösung (Wechselbrücke)  
für die Anlieferung von Wasserstoff

Zu beachten ist, dass sich die Trailer bzw. Container (mind. 2 Stk.) im Besitz des Abnehmers befinden können und von einem Logistikunternehmen zum Transport und die Zwischenlagerung von Wasserstoff verwendet

werden. Andere Liefermodelle, z. B. Pay-per-Fuel-Verträge, sehen hingegen vor, dass die Trailer bzw. die Container Eigentum des Lieferanten sind.

Die Kosten für die reine Betankung von Brennstoffzellenbussen betragen rund 4,3 – 4,8 Mio. € für 50 Busse (Abbildung 3-12). Dieser Wert kann jedoch nicht beliebig nach unten skaliert werden, wodurch für eine Grundausstattung zur Betankung weniger Busse mit ca. 1,8 – 2,0 Mio. € gerechnet werden muss. Hinzu kommen umfangreiche Anforderungen an die Wartung und Kontrolle der Tankanlage. Die damit verbundenen jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten belaufen sich auf etwa 5 % der Investitionskosten, in Summe also rund 225.000 €. Für die Trailer sind zusammen Kosten von rund 300.000 € anzusetzen.

Zusätzlich sind für die Betreuung der Tankinfrastruktur pro Jahr ebenfalls 250 Arbeitsstunden mit einem Kostensatz von 30 €/h anzusetzen.

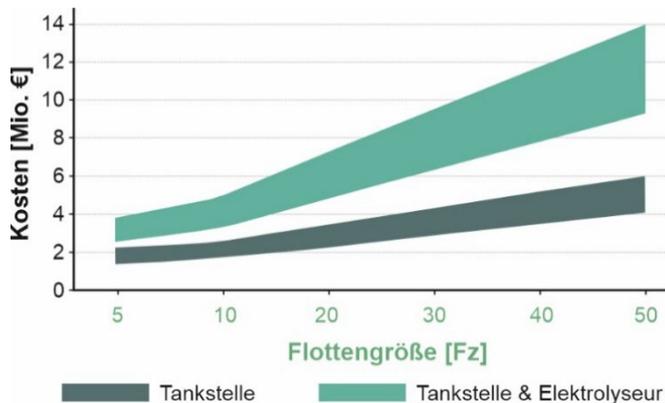


Abbildung 3-12  
Kosten einer Wasserstoffinfrastruktur (Quelle: Sphera)

Die Eigenerzeugung vor Ort setzt eine ausreichend dimensionierte und redundant aufgebaute Systemlandschaft, bestehend aus Elektrolyseuren zusätzlichen Verdichtern und Druckgasbehältern voraus. Sie wird für die in Sachsen-Anhalt beheimateten Verkehrsunternehmen i. d. R. nicht zur Anwendung kommen. Grund hierfür sind die hohen Investitionskosten für eine Anlage. Auch hier fallen aufgrund der hohen Sprungkosten bereits für wenige Busse Kosten in Höhe von etwa 3,0 – 3,5 Mio. € an. Für 50 Busse belaufen sich die Kosten zusammen mit der Tankanlage auf ca. 10 Mio. €.

Einen Überblick über den Flächenbedarf der Wasserstoffinfrastruktur in Abhängigkeit von der Flottengröße gibt die nachfolgende Abbildung (Richtwerte). Inkl. Schutzabstände ist bei einer Flotte von 50 Bussen von einem Flächenbedarf von ca. 600 m<sup>2</sup> bei der Anlieferung von Wasserstoff auszugehen.

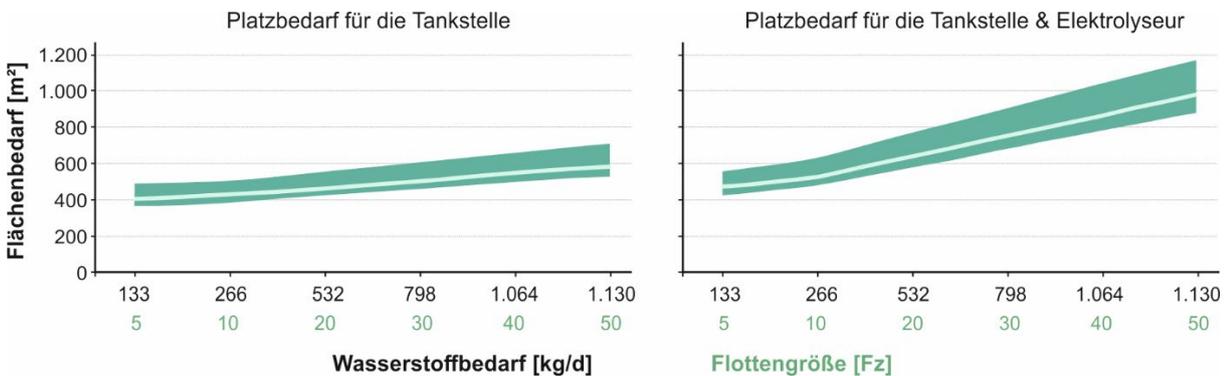


Abbildung 3-13  
Platzbedarf einer Wasserstoffinfrastruktur (Quelle: Sphera)

Die Komponenten einer Wasserstofftankinfrastruktur können in Betriebshöfen aus technischer Sicht flexibel jedoch nach Möglichkeit im Freien angeordnet werden (Aufstellung in Containern). Anlage 4 zeigt zwei Beispiele für die Gestaltung der Infrastruktur. Der Flächenbedarf ergibt sich aus folgenden Einzelkomponenten:

- Komponenten der eigentlichen Tankstelle (Verdichter, Speicher, Dispenser etc.)
- mindestens zwei Stellplätze für Trailer bei einem Anlieferkonzept für eine reibungslose Wasserstoffversorgung
- Sicherheitsabstände je nach Komponenten zwischen 3 – 5 Metern, welche sich durch geeignete Maßnahmen (z. B. Schutzwände, Poller etc.) reduzieren lassen
- Transformatorenstation (i. d. R. sind 630-kVA-Kompakttransformatoren ausreichend)
- Vorrichtungen zum Anfahrerschutz.

Zu beachten ist, dass für die Sicherheitsabstände i. d. R. keine benachbarten Grundstücke und insb. keine angrenzenden Verkehrsflächen in Anspruch genommen werden können.

Stehen keine Reserveflächen zur Verfügung, ist die Errichtung einer Wasserstofftankstelle für etwa 50 Brennstoffzellenbusse mit dem Verlust von etwa 10 Abstellplätzen für Solobusse verbunden.

### 3.5.3 Genehmigungsverfahren

Für alle Varianten der Belieferung ist die Errichtung von Wasserstoffspeichern, Verdichtern sowie Dispensern (Zapfsäulen) erforderlich. Daher sind die nachfolgenden Betrachtungen, die sich auf Speicher beziehen, für alle Varianten relevant. Darüber hinaus ist das Vorhandensein einer Vor-Ort-Produktionsanlage entscheidend für Art und Umfang des Genehmigungsverfahrens.

Das relevante Genehmigungsverfahren ergibt sich laut VDV (2020) aus der Antwort auf zwei grundsätzliche Fragen (vgl. Tabelle 3-2):

1. „Wird Wasserstoff angeliefert oder vor Ort erzeugt?“<sup>9</sup>
2. „Übersteigt die gelagerte Menge drei Tonnen?“<sup>9</sup>

Relevante Parameter	Genehmigungsverfahren
weniger als 3 t H <sub>2</sub> -Gesamtlagerung	Erlaubnis nach § 18 Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) (schließt Baugenehmigungsverfahren ein)
zwischen 3 t und weniger als 30 t H <sub>2</sub> -Gesamtlagerung	Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), Vereinfachtes Verfahren (schließt BetrSichV und Baugenehmigung ein)
bei Überschreitung der Mengenschwelle gemäß 12. BImSchV (ab 5 t Wasserstoff oder Grenzwertüberschreitung mehrerer gefährlicher Stoffe in Summe)	§ 23b Störfallrechtliches Genehmigungsverfahren (BImSchG)
ab 30 t H <sub>2</sub> -Gesamtlagerung und/oder On-site-Elektrolyse im industriellen Maßstab	Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), Förmliches Verfahren

Tabelle 3-2:  
Übersicht der relevanten Genehmigungsverfahren je nach Art der Anlage nach NOW GmbH (2022).

Handelt es sich um eine Liefertankstelle mit einer Lagerkapazität von unter drei Tonnen, muss ein Baugenehmigungsverfahren nach §§ 62 oder 63 BauO LSA (Bauordnung des Landes Sachsen-Anhalt) bzw. ein Genehmigungsverfahren nach § 61 BauO LSA angestrengt werden. Die Landesbau- und die Betriebssicherheitsverordnung sind die zentralen Regelwerke in diesem Verfahren. Zuständig sind die Landkreise und kreisfreien Städte als Untere Bauaufsichtsbehörden<sup>10</sup>. Als Bearbeitungszeit sollten in etwa drei bis sechs Monate veranschlagt werden.

Der Genehmigungsprozess gestaltet sich wie folgt: Zunächst wird bei der unteren Bauaufsichtsbehörde ein Erlaubnisverfahren nach Betriebssicherheitsverordnung und ein Baugenehmigungsverfahren nach Landesbauverordnung angemeldet. Zentrales Dokument ist das Gutachten der Zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS), die die überwachungsbedürftigen Anlagen prüft. In diesem Zuge trägt der Antragsteller die Entscheidung, ob er ein konzentriertes oder nicht-konzentriertes Verfahren anstrengen möchte. Im Falle eines nicht-konzentrierten Verfahrens wird das Bauamt miteinbezogen und die Betriebserlaubnis von der Baugenehmigung getrennt voneinander bearbeitet. Werden die Genehmigungen erteilt, kann eine Bauanzeige gestellt werden. Die Bauabnahme beendet die Baugenehmigungsphase, die Inbetriebnahme den Genehmigungsprozess als Ganzes. Werden die Genehmigungen nicht erteilt, so dürfen neue Gutachten eingeholt und der Antrag erneuert werden. Verantwortlich für den Gesamtprozess und damit für Initiierung, Vorantreiben und Abschluss ist der Antragsteller<sup>11</sup>.

Ab einer Lagermenge von drei Tonnen Wasserstoff und/oder bei Vor-Ort-Erzeugung ist ein Genehmigungsverfahren nach Bundesimmissionsschutzgesetz gefordert. Dieses ist ungleich umfangreicher als das oben beschriebene und enthält unter Umständen ein förmliches Planfeststellungsverfahren unter Öffentlichkeitsbeteiligung,

<sup>9</sup> VDV (2020): Emissionsfreie Energie- und Antriebskonzepte für Stadtbusse zur Umsetzung der Clean Vehicles Directive

<sup>10</sup> Land Sachsen-Anhalt (2023): Wasserstoff-Projekte in Sachsen-Anhalt – Leitfaden über Planungs- und Genehmigungsprozesse

<sup>11</sup> NOW GmbH (2022): Genehmigungsleitfaden Wasserstoff-Tankstellen

was eine Bearbeitungszeit von i. d. R. sechs bis neun Monaten zur Folge hat. Zuständig für ein Verfahren nach BImSchG ist in Sachsen-Anhalt das Landesverwaltungsamt als Obere Immissionsschutzbehörde.<sup>12</sup>



Abbildung 3-14:  
Grafische Darstellung der Kon-  
zentrationwirkung. Quelle: LfU  
(2022)<sup>13</sup>

Für eine Liefertankstelle mit Lagerkapazität zwischen drei und weniger als 30 Tonnen genügt ein vereinfachtes Verfahren, während einer Lagerung ab 30 Tonnen sowie dem Betrieb eines Elektrolyseurs ein förmliches Verfahren vorausgesetzt wird<sup>14</sup>. Es ist dabei zu beachten, dass die derzeitige Gesetzeslage sich dynamisch verändert und die Einordnung in die bestehenden Regularien oft mit Schwierigkeiten und Unsicherheiten behaftet ist, da diese nicht für Wasserstoff- bzw. Power-to-X-Anlagen erstellt wurden<sup>15</sup>. So ist oft unklar, ob ein Elektrolyseur als Industrieemissionsanlage gemäß EU-Industrieemissionsrichtlinie gilt, woraus sich zusätzliche Pflichten für den Anlagenbetreiber ergeben (u. a. Berichtspflichten). Des Weiteren lässt das BImSchG offen, was genau unter einer Erzeugung in „industriellem Umfang“ (Nr. 4.1.12 Anhang 1 der 4. BImSchV) zu verstehen ist. Trifft dies bereits bei gewerblicher Produktion zu, stehen kleinere Elektrolyseur-Projekte vor dem Hemmnis eines langwierigen Verfahrens<sup>16</sup>. Zusätzlich gilt: „Wird eine Anlage in mehrere genehmigungspflichtige Anlagenteile unterschieden, ist für die gesamte Anlage die strengste Genehmigungsart anzuwenden“.<sup>17</sup> Dabei ist die Konzentrationswirkung zu beachten, bei der höherrangige Verfahren verschiedene niederrangige Bestimmungen miteinschließen (vgl. Abbildung 3-14).<sup>18</sup>

Weiterhin muss der Anlagenbetreiber die Vorgaben der Störfall-Verordnung (12. BImSchV) beachten, wenn die Lagerung von Wasserstoff auf dem Betriebsgelände fünf Tonnen oder mehr beträgt. Werden mehrere gefährliche Stoffe gelagert, ist über eine vorgegebene Formel zu berechnen, ob die Summe der Stoffe einen Grenzwert übersteigt. In diesem Fall ist der Betreiber verpflichtet, u. a. Anforderungen zur Verhinderung von Störfällen und deren Auswirkungen zu erfüllen. Es ergeben sich auch Pflichten für die zuständige Behörde, die u. a. ein Überwachungssystem einzurichten hat, das eine planmäßige und systematische Überprüfung der Anlagen vorsieht.

### 3.5.4 Lieferbarkeit der Komponenten

Eine Wasserstoff-Tankstelle umfasst in der Regel folgende Komponenten:

- Verdichter
- Speicher
- Zapfsäule (Dispenser)
- ggf. eine Erzeugungsanlage.

<sup>12</sup> Land Sachsen-Anhalt (2023): Wasserstoff-Projekte in Sachsen-Anhalt – Leitfaden über Planungs- und Genehmigungsprozesse

<sup>13</sup> Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2022): Übersicht Genehmigungsverfahren

<sup>14</sup> Stiftung Umweltenenergierecht (2021): Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft

<sup>15</sup> IRMD (2022): Potenzialstudie Grüne Gase. Analyse und Bewertung der Potenziale Grüner Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland

<sup>16</sup> IKEM (2022): Fragen rund um das Genehmigungsrecht von Elektrolyseuren [Präsentation]

<sup>17</sup> Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2022): Übersicht Genehmigungsverfahren

<sup>18</sup> Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2022): Übersicht Genehmigungsverfahren

Variante	Komponenten
Pipelineanbindung	Kompressor, Speicher, Zapfsäule
Lieferung flüssigen Wasserstoffs	Kryotank, Kompressor (Kryopumpe), Verdampfer/Wärmeübertrager, Zapfsäule
Lieferung gasförmigen Wasserstoffs	Kompressor, Hochdruckspeicher, Zapfsäule
On-Site-Elektrolyse	Elektrolyseur, Kompressor, Speicher, Zapfsäule

Tabelle 3-3

Benötigte Komponenten je Wasserstoff-Bereitstellungs-Variante, nach Reuter et al. 2017. Aufgeführt sind Komponenten, die für ein klassisches Überström-Verfahren benötigt werden, das sich für die Lieferung gasförmigen Wasserstoffs per Truck oder Pipeline und die Vor-Ort-Produktion nicht unterscheidet.<sup>19</sup>

Die Verwendung von flüssigem Wasserstoff unterscheidet sich dabei von den anderen Varianten. Hier kommt ein spezieller Kompressor (cryogenic hydrogen compressor – Kryopumpe) und ein Verdampfer, der den flüssigen Wasserstoff in seinen gasförmigen Zustand überführt, zum Einsatz. In den übrigen Fällen, in denen mit gasförmigem Wasserstoff gearbeitet wird, ist für das klassische Überström-Verfahren der Kompressor zentrales Element. Der Wasserstoff wird dabei so verdichtet, dass er durch das Druckgefälle zwischen Speicher und Tank zum niedrigeren Druckniveau überströmt. Generell existieren für jede Variante im Detail verschiedene technische Lösungen, die im Einzelfall erörtert werden müssen.<sup>20</sup>

Beim Bau von Wasserstofftankstellen sind international agierende Firmen, die Tankstellen-Komplettlösungen anbieten, auf dem Markt führend. Unternehmen, wie die Linde AG und Air Liquide verfügen über langjährige Erfahrung im Umgang mit Industriegasen und der entsprechend benötigten Infrastruktur. Die meisten Wasserstofftankstellen in Deutschland werden vom Projektentwickler H2 Mobility gebaut und betrieben, einem Zusammenschluss der Firmen Linde, OMV, Air Liquide, Daimler, Shell und TotalEnergies. Woher die Tankstellen als Ganzes oder deren Komponenten im Einzelnen bezogen werden, ist pauschal nicht nachzuvollziehen. Demnach können auch Aussagen zur Lieferbarkeit von Komponenten an dieser Stelle aufgrund fehlender Informationen nicht getroffen werden.

Die Überblicks-Recherche zu Anbietern von H<sub>2</sub>-Tankstellenlösungen und -komponenten zeigt allerdings auch, dass neben den genannten Global Playern viele andere Hersteller einen Marktanteil haben, einige mit Sitz in Deutschland (z. B. Argo-Anleg, Maximator Hydrogen, Sera, EDC Anlagentechnik) oder anderen europäischen Ländern (z. B. Nova Swiss in der Schweiz, Wolf tank Group in Österreich). Das Angebotsportfolio reicht dabei von Kleinstkomponenten (z. B. Spezialventile von Nova Swiss) bis hin zur Übernahme der Projektentwicklung für eine Wasserstofftankstelle (z. B. Maximator).

Einen Sonderfall stellt die Eigenherstellung von Wasserstoff mit Elektrolyseuren dar. Eine Studie aus dem Jahr 2018 beschäftigt sich u. a. mit der Kritikalität von Ressourcen, die für die Herstellung von Elektrolyseuren benötigt werden (vgl. Tabelle 3-4). Darin wird die Versorgungssicherheit mit Iridium, Platin und Scandiumoxid für PEM-Elektrolyseure als „hoch kritisch“ eingestuft, wohingegen das Risiko einer unzureichenden Versorgung mit Titan als gering angesehen wird<sup>21</sup>. Die benötigten Rohstoffe für eine Alkali-Elektrolyse werden als unkritisch eingeschätzt.<sup>22</sup> Für die aktuellen Projektionen kann davon ausgegangen werden, dass der Bedarf an Elektrolyseuren in Deutschland gedeckt werden kann<sup>23</sup>.

<sup>19</sup> NOW GmbH (2018): Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV. Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte. Berlin.

<sup>20</sup> Reuter, B., Faltenbacher, M., Schuller, O., Whitehouse, N., Whitehouse, S. (2017): New Bus Refuelling for European Hydrogen Bus Depots. Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling. Leinfelden-Echterdingen.

<sup>21</sup> IndWEde (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme

<sup>22</sup> SRU (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse - Stellungnahme

<sup>23</sup> IndWEde (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Vgl. Menn, A. (2021): So will Sunfire führender Wasserstoff-Player werden [Zeitschriftenartikel], abgerufen von: [Sunfire will führender Wasserstoff-Player werden \(wiwo.de\)](https://www.wiwo.de): Sunfire-CEO Nils Aldag befürchtet in den nächsten Jahren eine das Angebot übersteigende Nachfrage.

	Iridium	Platin	Scandiumoxid	Titan
Versorgungsrisiko	2,8	2,1	2,9	0,3
EoL-RIR [%]	14	11	0	19
Jährliche Förderung weltweit [kg]	7.100 (2016)	180.000 (2023) <sup>24</sup>	10.000 (2013)	330.000.000 <sup>24</sup> (2023)
Bedarf in DE konservativ 2030 [kg]	~2.100	~1.050	~8.000	~1.310.000
Bedarf in DE innovativ 2030 [kg]	~360	~ 180	~1.500	~207.000

Tabelle 3-4

Kennwerte zur Einschätzung der Kritikalität von metallischen Rohstoffen für die Elektrolyseur-Herstellung. Entscheidend ist das Versorgungsrisiko, das ab einem Wert von 1 in Verbindung mit einem hohen EI-Wert (ökonomische Bedeutung für die Europäische Union) als kritisch eingestuft wird. Für alle aufgeführten Metalle gilt die Annahme, dass der EI-Wert sehr hoch ist. Die End-of-Life Recycling Input Rate (EoL-RIR) gibt den recycelten Anteil des Rohstoffs am Gesamtangebot in Europa an. Ein Anteil von 100 % würde einer vollständigen Kreislaufwirtschaft entsprechen. Nach Smolinka et al. 2018.

### 3.6 Auswirkungen auf Betriebsabläufe

Mit Reichweiten bis zu 325 km im Stadt- und 375 km im Regionalverkehr decken Brennstoffzellenbusse rund 95 % aller Umlaufplanlängen ab. Ein Neuzuschnitt von Umlaufplänen wie bei Batteriebusen ist weniger häufig notwendig. Hinweise für den Neuzuschnitt von Umlaufplänen sind Punkt 2.8.1 zu entnehmen.

Bis auf etwas längere Tankzeiten unterscheiden sich die Betriebsabläufe auf Betriebshöfen nicht von denen für Dieselbusse. Bei Arbeiten an Hochvolt- und Wasserstoff führenden Anlagen sind besondere Schutzvorkehrungen zu beachten. Hinweise finden sich im Kapitel 5.

Bei der Fahrzeugreinigung ist zu beachten, dass rotierende Überkopfbürsten und auf das Fahrzeugdach gerichtete Wasserstrahlen abgeschaltet werden müssen.

<sup>24</sup> United States Geological Survey (2024). Mineral Commodity Summaries 2024. Reston, Virginia.

## 4 Fahrzeugtechnologien und Infrastruktur – ergänzende Überlegungen

### 4.1 Definition des Entscheidungsraums

In der Regel wird die Wahl der emissionsfreien Antriebsform durch betriebliche und ökonomische Faktoren beeinflusst.

Grundsätzlich ist es aber auch möglich, dass die Wahl der Antriebsform durch Aspekte der Energie- bzw. Wasserstoffbereitstellung definiert werden. Wesentliche Entscheidungskriterien, die in die Vorüberlegungen zum Modus der Energiebereitstellung einfließen sind:

- die Verfügbarkeit von Wasserstoff in der näheren Umgebung
- die lokale Verfügbarkeit von nachhaltigen (emissionsfreien) Energieerzeugungsanlagen
- Klimaschutzanforderungen der Kommune
- förderrechtliche Vorgaben (Bezug von regenerativer Elektroenergie oder „grünem“ Wasserstoff)
- Energie- bzw. Wasserstoffzugpreise
- Besonderheiten des Betriebshofes (z. B. fehlende Platzreserven für den Aufbau der Wasserstofftankanlage)
- die Gegebenheit von Netzanschlussreserven vor Ort.

Im Vorfeld ist es somit notwendig, den Entscheidungsraum für emissionsfreie Antriebsformen abzustechen. Anders ausgedrückt müssen Zwangspunkte, wie z. B. fehlende Reserven in Mittelspannungsnetzen bekannt sein. Hierfür sind Markterkundungen hinsichtlich der Lieferbarkeit von („grünem“) Wasserstoff sowie frühzeitige Gespräche mit dem lokalen Netzbetreiber zu führen.

Für die Gespräche mit Netzbetreibern, die sich immer um

- die Frage der Netzverfügbarkeit sowie
- den Abgleich der Leistungsanforderungen mit den Leistungsreserven (i. d. R. im Mittelspannungsnetz)

drehen, sind vor dem ersten Gespräch zumindest überschlägliche Berechnungen der erforderlichen Netzanschlussleistung durchzuführen. Hinweise hierzu finden sich im Punkt 2.5.4.

### 4.2 Eigenerzeugung von Elektroenergie oder Wasserstoff

Verkehrsbetriebe sehen sich häufig mit der Forderung nach Eigenerzeugung von emissionsfreier Elektroenergie oder Wasserstoff konfrontiert. Hierbei werden häufig Begriffe wie Sektorenkopplung oder Autarkie und Kostenunabhängigkeit ins Feld geführt.

Letztendlich gibt es keine universell gültige Antwort auf die Frage nach Eigenerzeugung. Vielmehr müssen für jeden Einzelfall die Vor- und Nachteile im Detail geprüft werden, wobei die Frage zu beantworten ist, ob die Einsparung an Elektroenergie- und/oder Wasserstoffbezugskosten die investiven und betrieblichen Kosten überwiegen.

Die rein persönliche Meinung des Hauptautors lautet, dass sich Verkehrsbetriebe i. d. R. auf ihr Kerngeschäft, die Beförderung von Personen konzentrieren und Elektroenergie und/oder Wasserstoff von Dritten beziehen sollten. Dies gilt insb. für kleine und mittelgroße Verkehrsunternehmen, die oft ohnehin mit einer dünnen Personaldecke konfrontiert sind und notwendige Kompetenzen zusätzlich aufbauen müssten. Davon unbenommen ist die Möglichkeit, geeignete Dächer oder Flächen für die Installation von Photovoltaikanlagen zu nutzen bzw. Elektroenergie oder Wasserstoff zu günstigen Konditionen innerhalb eines Unternehmensverbundes (z. B. Stadtwerkeverbund) zu beziehen.

### 4.3 Betreibermodelle der Infrastruktur

Unabhängig von der gewählten Antriebsform sieht sich jedes Verkehrsunternehmen zusätzlich mit der Frage konfrontiert, ob es selbst in die notwendige Infrastruktur investieren und diese auf eigene Kosten betreiben oder dies an teilweise oder vollständig Dritte auslagern möchte. Nachfolgend werden verschiedene Modelle betrachtet, die jeweils für Lade- und Wasserstoffinfrastruktur zusammengefasst werden.

### 4.3.1 Eigenbetrieb durch ein Verkehrsunternehmen

Die Standardlösung wird die Errichtung und der Betrieb der jeweiligen Infrastruktur durch ein Verkehrsunternehmen sein.

Vorteile:

- im Vergleich mit anderen Betreibermodellen i. d. R. kostengünstigste Variante
- keine Exklusivverträge
- Freiheit bzgl. Anlagenerweiterung oder Rückbau

Nachteile:

- hohe Anfangsinvestitionen mit hohen, nicht skalierenden Sprungkosten
- Aufbau eigener Kompetenzen notwendig
- zusätzliche Personalkosten
- kaum oder nur geringe Skaleneffekte für kleine und mittlere Verkehrsunternehmen.

Unbenommen vom Grundmodell des Eigenbetriebs sind mögliche Service- oder Vollserviceverträge bis hin zum Anlagenmonitoring durch den Errichter der Anlagen oder Dritte. Bei der Ausgestaltung von Serviceverträgen gibt es einen breiten Gestaltungsraum. Verkehrsunternehmen müssen sich daher vorab Gedanken darüber machen, welche Leistungen sie an den Hersteller oder an Dritte auslagern möchten. Ein gängiges Modell für eine Aufgabenteilung zeigt Tabelle 4-1.

Leistungen durch Verkehrsunternehmen	Leistungen durch Hersteller / Dritte
- Wartungs- und Reinigungsarbeiten	- Schulungen
- kleinere Reparaturen, z. B. Austausch von Sicherungen, Arbeiten im Kleinspannungsbereich	- Erstellung von Wartungsplan
	- Anlagenmonitoring
	- umfangreichere Reparaturen (z. B. Komponententausch)
	- insb. Reparaturen im Hochvoltbereich und an gasführenden Komponenten

Tabelle 4-1: Beispielhafte Aufgabenteilung für einen Servicevertrag

Ein wichtiger Punkt ist weiterhin die Definition der Schnittstellen zwischen einzelnen Anlagenteilen. Eine gängige Aufteilung wird in Tabelle 4-2 skizziert.

	Netzbetreiber	Verkehrsunternehmen	Lieferant der Ladegeräte / H <sub>2</sub> -Anlage
Anschluss an Mittelspannungsnetz	X		
Mittelspannungstransformatoren		X	
Bauliche Maßnahmen		X	(X) nur in Ausnahmefällen
Ladegeräte und Satelliten			X
H <sub>2</sub> -Anlage			X
Anlagenmonitoring			X
Lademanagementsystem		i. d. R. Dritte	(X)

Tabelle 4-2: Beispielhafte Abgrenzung für die Beschaffung bzw. Errichtung einzelner Teile der Lade- bzw. H<sub>2</sub>-Infrastruktur

### 4.3.2 Turn-Key-Projekte

Die Planung und Projektierung von Infrastrukturanlagen sowie der gesamte Vorgang bei deren Beschaffung und Errichtung ist komplex, weshalb verschiedene Hersteller sog. Turn-Key-Lösungen anbieten, bei denen der Lieferant dem Verkehrsunternehmen eine schlüsselfertige Lösung übergibt.

Vorteile:

- kompetente Leistungen aus einer Hand
- keine Personalbindung und kein Kompetenzaufbau für die Anlagenerrichtung notwendig

Nachteile:

- Mehrkosten gegenüber dem im Punkt 4.3.1 beschriebenen Ansatz.

Beispiele für Firmen, die Turn-Key-Leistungen für Ladeinfrastrukturen anbieten (alphabetische Reihenfolge):

- ABB Asea Brown Boveri Ltd
- Daimler Buses GmbH
- Siemens AG
- Solaris Bus & Coach sp. z o.o.

Turn-Key-Leistungen für die Wasserstoffinfrastruktur in Betriebshöfen bieten folgende Firmen an:

- Argo-Anleg GmbH
- CODEX Engineering GmbH
- Linde Gas GmbH – Komplettlösungen aus einer Hand
- NPROXX – Betreibermodell für Busse mit Wasserstoffantrieb.

### 4.3.3 Pay-per-Use-Modelle

Bei Pay-per-Use-Modellen wird die Anlage von einem Dritten errichtet und im Auftrag des Verkehrsunternehmens betrieben. Sie verbleibt im Besitz des Errichters oder eines Dritten. Darin enthalten sind alle Arbeiten zur Wartung, Instandhaltung und Reparatur der Anlagen, wobei auch hier bestimmte Aufgaben, insb. Wartungsarbeiten an das Verkehrsunternehmen übergeben werden können. Das Verkehrsunternehmen bleibt in diesen Modellen Vertragspartner des Energieversorgers bzw. des Wasserstofflieferanten. Dies bedeutet auch, dass das Verkehrsunternehmen für die Anlieferung von Wasserstoff verantwortlich ist.

Die zu entrichtenden Kosten sehen i. d. R. eine monatliche oder jährliche Grundgebühr sowie nutzungsabhängige Komponenten pro Kilowattstunde oder Kilogramm Wasserstoff vor. Wichtig sind klare Regeln hinsichtlich der Anlagenverfügbarkeit und langfristige Verträge mit möglichst kalkulierbaren Preisgleitklauseln.

Vorteile:

- kompetente Leistungen aus einer Hand
- klare Regelung hinsichtlich der Verantwortlichkeiten
- keine hohen Anfangsinvestitionen

Nachteile:

- Mehrkosten gegenüber dem im Punkt 4.3.1 beschriebenen Ansatz, insb. in der Phase des Flottenaufwuchses
- i. d. R. lange Vertragslaufzeiten oder hohe Ablösesummen
- i. d. R. Verträge mit Exklusivitätsklauseln
- Gefahr der Abhängigkeit vom Betreiber.

Beispiele für Firmen, die Pay-per-Use-Betreibermodelle für Elektrobus-Ladeinfrastruktur anbieten (alphabetische Reihenfolge):

- ChargePoint/Iveco-Tochter Gate
- EEBC European Electrical Bus Company GmbH.

Beispiele für Firmen, die einzelne Pay-per-Use-Betreibermodelle für Wasserstoffbetrieb anbieten (alphabetische Reihenfolge):

- hylane GmbH
- Tyczka Hydrogen
- Westfalen AG und NanoSun GmbH.

#### 4.3.4 Pay-per-Charge- / Pay-per-Fuel-Modelle

Pay-per-Charge- bzw. Pay-per-Fuel-Modelle sind eine Erweiterung der Pay-per-Use-Modelle. Hierbei tritt der Errichter bzw. Betreiber der Anlage als Vertragspartner gegenüber dem Energieversorger bzw. Wasserstofflieferanten auf. Möglich ist, dass der Betreiber der Anlage auch gleichzeitig der Erzeuger von z. B. grünem Wasserstoff ist.

Das Verkehrsunternehmen bezahlt für die Anlagennutzung sowie für die abgenommene Energie bzw. den getankten Wasserstoff. Es sind Verträge mit oder ohne Grundgebühr bekannt, wobei bei der zweiten Variante variable Bezugspreise pro Kilowattstunde bzw. Kilogramm Wasserstoff zu erwarten sind.

Wichtig sind wiederum klare Regeln hinsichtlich der Anlagenverfügbarkeit und langfristige Verträge mit möglichst kalkulierbaren Preisgleitklauseln.

Vorteile:

- kompetente Leistungen aus einer Hand
- klare Regelung hinsichtlich der Verantwortlichkeiten
- keine hohen Anfangsinvestitionen
- Nutzung von Synergie- und Skaleneffekten insb. dann, wenn der Errichter auch gleichzeitig der Erzeuger der Elektroenergie bzw. des Wasserstoffs ist

Nachteile:

- Mehrkosten gegenüber dem im Punkt 4.3.1 beschriebenen Ansatz, insb. in der Phase des Flottenaufwuchses
- i. d. R. lange Vertragslaufzeiten oder hohe Ablösesummen
- i. d. R. Verträge mit Exklusivitätsklauseln
- Gefahr der Abhängigkeit vom Betreiber.

Beispiele für Firmen, die einzelne Pay-per-Charge-Betreibermodelle für Elektrobus-Ladeinfrastruktur anbieten (alphabetische Reihenfolge):

- Heliox Energy
- The Mobility House AG.

Beispiele für Firmen, die einzelne Pay-per-Fuel-Betreibermodelle für Wasserstoffbetrieb anbieten:

- Westfalen AG
- NanoSun GmbH.

#### 4.3.5 Erweiterte Pay-per-Use-Modelle

Die weitgehendste Form der Leistungsauslagerung sind erweiterte Pay-per-Use-Modelle. Dabei werden Pay-per-Charge- bzw. Pay-per-Fuel-Modelle dahingehend erweitert, dass der Anbieter auch die Fahrzeuge zur Verfügung stellt. Durch das Verkehrsunternehmen ist eine Gebühr je gefahrenem Kilometer zu entrichten. Hierbei ist zu beachten, dass dies natürlich mit einer jährlichen Mindestlaufleistung verbunden ist. Genaugenommen handelt es sich um eine jährliche Grundgebühr mit einer vereinbarten Inklusivlaufleistung, wobei das Verkehrsunternehmen zusätzlich für jeden weiteren Fahrzeug-Kilometer zahlen muss.

Während die Anlage alleinig in der Verantwortung des Betreibers liegt, werden für die Wartung, Instandhaltung und Reparatur der Fahrzeuge Verträge mit dem Verkehrsunternehmen geschlossen, um dessen Werkstattressourcen zu nutzen.

Wichtig sind wiederum klare Regeln hinsichtlich der Anlagen- und Fahrzeugverfügbarkeit und langfristige Verträge mit möglichst kalkulierbaren Preisgleitklauseln.

Vorteile:

- kompetente Leistungen aus einer Hand
- klare Regelung hinsichtlich der Verantwortlichkeiten
- keine hohen Anfangsinvestitionen

- Nutzung von Synergie- und Skaleneffekten insb. dann, wenn der Errichter auch gleichzeitig der Erzeuger der Elektroenergie bzw. des Wasserstoffs ist.

Nachteile:

- Mehrkosten gegenüber dem im Punkt 4.3.1 beschriebenen Ansatz, insb. in der Phase des Flottenaufwuchses
- i. d. R. lange Vertragslaufzeiten oder hohe Ablösesummen
- i. d. R. Verträge mit Exklusivitätsklauseln
- Gefahr der Abhängigkeit vom Betreiber
- Eingeschränkte Möglichkeit bei der Wahl des Busherstellers, da nicht alle Fahrzeughersteller dieses Geschäftsmodell unterstützen.

Bei erweiterten Pay-per-Use-Modellen handelte es sich um kein bereits umfassend etabliertes Geschäftsmodell. Erweiterte Pay-per-Use-Modelle bieten die Firma eMIS Management GmbH für Batteriebusse sowie die Firmen GP Joule und Quatron AG für Brennstoffzellenbusse an.

#### **4.3.6 Betankung bei Dritten**

Insbesondere in der Übergangsphase zwischen Diesel- und Brennstoffzellenantrieben ist es von Vorteil, die Busse an Wasserstofftankstellen Dritter zu betanken. Wie bereits erwähnt, wird Wasserstoff in Brennstoffzellenbussen mit maximal 350 bar gespeichert. Daher können Brennstoffzellenbusse nicht an Dispensern für Pkw (700 bar) betankt werden. Ebenso würde der Wasserstoffbedarf mehrerer Brennstoffzellenbusse die übliche Speicherkapazität von Wasserstofftankstellen für Pkw deutlich übersteigen.

Soll dieses Modell für eine größere Flotte genutzt werden, ist vorab genau zu prüfen, welche betrieblichen Mehrkosten (Leerkilometer und Fahrpersonalstunden) damit verbunden sind. Müssen weite Umwege gefahren werden, steigen die jährlichen Mehrkosten schnell auf sechsstelligen Beträge.

In Sachsen-Anhalt wird derzeit lediglich eine öffentliche Wasserstofftankstelle in der Stadt Magdeburg betrieben, die jedoch die Möglichkeit einer Betankung von Nutzfahrzeugen (350 bar) bietet.



## 5 Werkstatt, Brand- und Explosionsschutz sowie Schulungen

### 5.1 Werkstattausrüstung

Maßgebend für die Gestaltung der Werkstätten für Batterie- und Brennstoffzellenbusse sind die VDV-Schriften 822<sup>25</sup> und 825<sup>26</sup>. Hinzu kommen noch Vorgaben hinsichtlich des Explosionsschutzes, auf die in einem gesonderten Kapitel eingegangen wird.

Die VDV-Schrift 825 sieht keine grundsätzliche Separierung zwischen elektrisch angetriebenen Bussen und Dieselnissen vor. Ebenso wird die Anzahl der Arbeitsstände gegenüber der VDV-Schrift 822 weder erhöht noch verringert. Gegenwärtig ist jedoch zu beobachten, dass Versicherungen auf der Grundlage individueller Risikoeinschätzungen eine Separierung fordern. Eine normative oder gesetzliche Grundlage existiert hierfür jedoch nach Wissen der Autoren nicht.

Bei Arbeiten an Hochvoltanlagen ist das betreffende Fahrzeug jedoch mit geeigneten Absperrmitteln gegen Berührung durch Dritte zu sichern.

Erhöhte Ansprüche bestehen bei der Hallenhöhe. Aufgrund der größeren Anzahl an Dachaufbauten wird beim Betrieb von Batterie- und Brennstoffzellenbussen die Installation eines Dacharbeitsstandes empfohlen. Dieser sollte die gesamte Länge des längsten Busses abdecken, vorzugshalber auf beiden Seiten. Über der Arbeits- und Lauffläche des Dacharbeitsstandes ist eine lichte Höhe von 2,10 m vorzusehen. Setzt man die Höhe der Dachoberkante mit etwa drei Metern an, ergibt sich eine lichte Höhe von mindestens 5,10 m. Die Breite der Lauffläche muss mindestens 90 cm betragen. Zwischen der Konstruktion des Dacharbeitsplatzes und einfahrenden Bussen muss bis zu einer Höhe von zwei Metern ein beidseitiger Sicherheitsabstand von jeweils 0,5 m eingehalten werden.

Ergänzt wird der Dacharbeitsstand durch eine Krananlage. Diese ist so auszulegen, dass einzelne Batteriepacks gehoben und verfahren werden können. Das Gewicht von Batteriepacks schwankt von Hersteller zu Hersteller. Eine Traglast von 750 kg ist jedoch ausreichend. Für Dacharbeitsstände samt Krananlage und Anschlagmittel ist mit Kosten in Höhe von etwa 275.000 € zu rechnen.



Abbildung 5-1  
Dacharbeitsstand samt  
Portalkran

Für die lichte Höhe der Hallentore sind mindestens 3,50 m vorzusehen.

Die nachfolgend beispielhaft für eine Flottengröße von 50 Fahrzeugen aufgeführten antriebsspezifischen Werkzeuge und persönlichen Schutzausrüstungen sind vorzusehen. Die Kosten in Tabelle 5-1 summieren sich für eine Erstausrüstung auf rund 317.000 €. Hinzu kommen noch fahrzeugspezifische Werkzeuge.

<sup>25</sup> VDV-Schrift 822 – Richtlinie für den Bau von Omnibusbetriebshöfen, 09/2016

<sup>26</sup> VDV-Schrift 825 – Auswirkungen der „Clean Vehicles Directive“ im Linienbus auf Betriebshöfe und Werkstätten, 11/2020

Bezeichnung	Anzahl	Kosten
Isolierte Spezialwerkzeuge	2	800 €
Zweipolige Spannungsprüfer gemäß DIN EN 61243-3	2	300 €
Messgeräte für Isolations- und Potenzialausgleichsmessungen	1	2.800 €
Laptop für Diagnosezwecke inkl. Software	2	5.000 €
Wärmebildkamera	1	850 €
Persönliche Schutzausrüstung gemäß DIN EN 1149	8	1.050 €
Schutzhandschuhe nach DIN EN 60903	8	300 €
Gesichtsschutz nach DIN EN 166	2	250 €
Defibrillator	1	1.400 €
Transporthilfe für schwere Komponenten	1	3.500 €
Absperrmaterialien	1	250 €
Tragbare Gaswarngeräte	2	750 €
Leckagesuchspray	2	100 €
Mobiles Werkstattladegerät	1	25.000 €
Dacharbeitsplatz samt Portalkran (750 kg Traglast, 4,5 m Höhe) inkl. Anschlagmittel	1	275.000 €

Tabelle 5-1: Werkstattausrüstung für Batterie- und Brennstoffzellenbusse (50 Busse)

Für den Umgang mit Hochvoltbatterien wird folgendes Regime empfohlen:

- keine dauerhafte Lagerung von Ersatzbatterien, um einen Wertverlust durch kalendarische Alterung zu vermeiden
- Austausch von Batterien oder Modulen durch Hersteller inkl. kurzfristiger Lagerung in Transportbehältern
- Verbleib von ggf. mechanisch beschädigten Batterien im Unfallfahrzeug auf gesonderter Aufstellfläche bis zur Fahrzeugreparatur oder dessen Abtransport
- Verbleib von thermisch oder anderweitig auffälligen Batterien im Fahrzeug auf gesonderter Aufstellfläche bis zur Fahrzeugreparatur oder dessen Abtransport.



Abbildung 5-2  
Sicherheitscontainer für die  
Lagerung von Hochvoltbatterien  
(Quelle: PROTECTO)

Sollte eine längere Lagerung gewünscht sein, ist zumindest der Aufbau eines Batterie-Sicherheitscontainers, wie in Abbildung 5-2 dargestellt, notwendig. Diese dürfen grundsätzlich im Innenbereich aufgestellt werden, jedoch wird aus Sicherheitsgründen eine Außenaufstellung empfohlen. Die Kosten eines Sicherheitscontainers für die Lagerung von Batteriemodulen auf bis zu drei Euro-Paletten beläuft sich auf etwa 19.500 € (klimatisiert ca. 35.000 €) zzgl. der Kosten für einen Elektroanschluss.

Aufwändiger sind Lagerräume, die entsprechend einer hohen Brandschutzklasse auszuführen sind.

Verunfallte Batterie- und Brennstoffzellenbusse müssen bei einer starken mechanischen Beeinträchtigung auf einer separaten Abstellfläche im Freien (Quarantäneplatz) abgestellt werden, bis das Schadensbild an der Batterie und an gasführenden Anlagen geklärt bzw. diese ausgetauscht oder repariert wurden. Gleiches gilt für Fahrzeuge mit thermisch oder anderweitig auffälligen Batterien. Hinsichtlich der Abmaße existieren unterschiedliche Vorgaben. Als vernünftiger Kompromiss ist die Vorgabe in der VDV-Schrift 825 anzusehen, die um die Fahrzeuge herum eine Abstandsfläche von 5,5 m vorsieht.

## 5.2 Fahrzeugwartung und -prüfung

Für Batterie- und Brennstoffzellenbusse fallen mit Ausnahme der Abgasuntersuchung die gleichen Prüfungen wie für Dieselfbusse an. Die Hauptuntersuchung (HU) sowie die sog. Sicherheitsprüfung sind analog zu Dieselfbussen durchzuführen.

Unterschiede bestehen hingegen bei der Fahrzeugwartung. Während antriebspezifische Wartungs- und Reparaturarbeiten z. T. wegfallen, kommen andere Arbeiten hinzu. Einen nicht vollständigen Überblick für Batteriebusse gibt die folgende Tabelle. Die Intervalllängen können von Hersteller zu Hersteller abweichen.

Prüf- und Wartungsarbeiten	Intervalle
Ölwechsel radnahe Motoren	ca. 60.000 km
Ölwechsel Schraubenkompressor	ca. 60.000 km
Prüfung von Elektromotoren auf Dichtheit	alle 12 Monate
Freischaltung und Wiederinbetriebnahme von HV-Zwischenkreis	alle 12 Monate <sup>1)</sup>
Wartungen an Stromabnehmern	alle 3 Monate
Ersatz von Bauteilen an Stromabnehmern	alle 2 bzw. 4 Jahre
Kühlmittelwechsel in Traktionsbatterien (sofern relevant)	alle 4 Jahre
Prüfung von Befestigung der Traktionsbatterien	alle 2 – 3 Jahre
Wartungsarbeiten am Bremswiderstand	alle 12 Monate
Kontrolle elektrischer Anschlüsse	alle 6 Monate
Systemdiagnose der HV-Batterien	alle 12 Monate

<sup>1)</sup> kürzere Abstände bei Stromabnehmern und Kontaktschienen

Tabelle 5-2: Auswahl an zusätzlichen Prüfungen und Wartungsarbeiten an Batteriebusen

Die überwiegende Mehrheit der linienbustypischen Prüfungen und Wartungsarbeiten, wie z. B. Wartungsarbeiten am Unterboden bzw. die Prüfung des Ölstandes in der Servolenkung oder der 24 V-Batterie bleiben weitgehend unverändert.

Die wichtigsten ergänzenden Zusatzarbeiten an Brennstoffzellenbussen zeigt Tabelle 5-3. Auch hier gilt, dass die Länge der Prüfintervalle zwischen den Herstellern abweichen können.

Prüf- und Wartungsarbeiten	Intervalle
Sichtprüfungen der Brennstoffzelle von außen	alle 3 Monate
Kontrolle von Kühlmittelstand für Brennstoffzelle	alle 6 Monate
Kontrolle von Leitfähigkeit des Kühlmittels in der Brennstoffzelle	alle 6 Monate
Prüfung von Lüfterfilter der Brennstoffzelle	alle 6 Monate
Austausch von Lüfterfiltern	alle 6 Monate
Prüfung von Wasserstoffdetektoren	alle 3 Monate
Kalibrierung von Wasserstoffdetektoren	alle 6 Monate
Dichtheitsprüfungen	verschieden
Austausch Ionenfilterkartusche	ca. 60.000 km
Erneuerung von H <sub>2</sub> -Hoch- und Mitteldrucksensoren	alle 4 Jahre
Sichtprüfung der Druckgasbehälter	im Rahmen von HU

<sup>1)</sup> kürzere Abstände bei Stromabnehmern und Kontaktschienen

Tabelle 5-3: Auswahl an zusätzlichen Prüfungen und Wartungsarbeiten an Wasserstoff führenden Komponenten

Werden gasführende Anlagen getrennt, muss nach deren Montage eine Druckprüfung vorgenommen werden. Davon ausgenommen sind die Druckgasbehälter.

Inwiefern sich die kilometerbezogenen Kosten für die Wartung, Instandhaltung und Reparatur von Batterie- und Brennstoffzellenbussen im Vergleich mit Dieselfbussen entwickeln werden, kann aufgrund fehlender Erfahrungen und der noch nicht ausgereiften Fahrzeuge nicht gesagt werden. Anfänglich kolportierte Einsparungen von bis

zu 30 % sind jedoch als unrealistisch zu betrachten, da viele Arbeiten antriebsunabhängig sind. Bei Batteriebusen ist im Vergleich mit Dieselnissen von etwa vier Cent pro Fahrzeugkilometern weniger auszugehen. Für Brennstoffzellenbusse sollte bis zur Vorlage von Erfahrungswerten mit Kostenparität gerechnet werden.

## 5.3 Brandschutz

In der Fachwelt herrscht weitgehend Einigkeit darüber, dass Batterie- und Brennstoffzellenbusse nicht häufiger brennen werden als Dieselnisse. Im Gegenteil wird sogar unisono davon ausgegangen, dass aufgrund der fehlenden Hauptursachen für Dieselnissebrände (Überhitzungen im Motorbereich und Leckagen von Diesel- und Ölleitungen) weniger Brände zu verzeichnen sein werden. Konsens herrscht jedoch auch darüber, dass die Intensität von Bränden größer und deren Beherrschbarkeit geringer sein wird. Hinzu kommt, dass die Brandschäden aufgrund der deutlich teureren Fahrzeuge höher anzusetzen sind.

Das Thema Brandschutz für Batterie- und Brennstoffzellenbusse ist bis auf geforderte bauliche Maßnahmen der maßgebenden Bauordnungen und die Vorgaben zum Explosionsschutz weitgehend unreguliert und in vielerlei Hinsicht auch Neuland für alle Beteiligten.

Weitgehend Konsens herrscht gegenwärtig darüber, dass einmal in Brand geratene Batterie- oder Brennstoffzellenbusse aufgrund der hohen Brandlast der Batterien so gut wie nicht löschar sind und das Übergreifen auf andere Busse kaum verhindert werden kann. Sprinkler- bzw. Anlagen zur Wassernebelerzeugung können mithin nur einen Beitrag leisten, entstehende Überhitzungen der Batterien, sog. Thermal Runaways, durch massive Kühlung zu verzögern, um eine Evakuierung anderer Fahrzeuge vornehmen zu können.

Folgende bauliche Maßnahmen, für die es jedoch keine gesetzlichen Forderungen oder Normen gibt, werden gegenwärtig diskutiert:

1. Freiaufstellung
2. Untergliederung der Busabstellung in einzelne Brandabschnitte, wobei die Größe der Brandabschnitte durch jeden Verkehrsbetrieb individuell festzulegen ist. Bei der Festlegung sollte sich jeder Verkehrsbetrieb bewusst sein, dass Busse eines Brandabschnittes bei Bränden in einem Bus nicht oder nur schwer zu retten sein werden. In einer Publikation des Gesamtverbandes der Deutschen Versicherer zusammen mit dem VDV<sup>27</sup> werden Hinweise auf die Größe von Brandabschnitten bzw. auf die Anzahl der in einem Brandabschnitt abzustellenden Fahrzeuge gegeben. Die in der Publikation genannten 20 Busse je Brandabschnitt sind jedoch für kleinere Fahrzeugflotten nicht anwendbar, da die Folgen auf die Betriebsabläufe bei einem Verlust dieser Fahrzeugzahl gravierend wären.
3. Abtrennung der Brandabschnitte durch Mauern.  
Innerhalb von Abstellhallen werden für separierende Wände die Feuerwiderstandsklassen F90 und F120 empfohlen. Trennwände bei einer Freiaufstellung können mit der Feuerwiderstandsklasse F60 ausgebildet werden. Sie sind so zu gestalten, dass die abgestellten Fahrzeuge sowohl vertikal als auch horizontal um 50 Zentimeter überragt werden.
4. Abtrennung der Brandabschnitte bei Freiaufstellung durch Abstand.  
Schutz durch Abstand ist nur bei Freiaufstellung zielführend. Dabei ist zu beachten, dass die Brandlast und somit die Gefahr eines Übergreifens an der Fahrzeugseite deutlich höher ist als an der Fahrzeugfront oder am Heck. Gegenwärtig gibt es aufgrund mangelnder Erfahrungen keine festgelegten Werte hinsichtlich notwendiger Mindestabstände. Bei der seitlichen Separierung von Brandabschnitten sollten möglichst Abstände von deutlich mehr als fünf Metern vorgesehen werden.
5. Für eine zusätzliche Separierung der Batterie- oder Brennstoffzellenbusse von Dieselnissen, wie sie gelegentlich von Versicherungen gefordert wird, gibt es weder eine gesetzliche noch eine normative Vorgabe.
6. Aufgrund der hohen energetischen Dichte von Batterien und der darin verbauten Materialien sind insb. Batteriebusbrände sehr heiß und intensiv. Dadurch kann es zu einer Beschädigung von Betonflächen unter den Fahrzeugen kommen. Um eine Beschädigung von Kabeln im Brandfall zu minimieren, sind zumindest die Hauptkabeltrassen so zu führen, dass sie nicht direkt unter abgestellten Fahrzeugen hindurchführen.
7. Aufstellung von Ladegeräten und Transformatoren außerhalb von Gebäuden (häufig von Versicherern gestellte Forderung).
8. Errichtung von Not-Aus-Ringen zur Abschaltung der gesamten Ladeinfrastruktur in Brandfällen oder sonstigen Notsituationen.

---

<sup>27</sup> VdS Schadenverhütung GmbH, VdS 0825 – Brandschutz in Betriebshöfen für Linienbusse, 03/2023

9. Unterteilung von Werkstätten in Brandabschnitte.
10. Eine Branderkennung außerhalb von Batterien hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Eingriffsmöglichkeiten durch Mitarbeiter oder Einsatzkräfte im betroffenen Brandabschnitt. Wärmedetektoren neigen zudem in Sommer bei erhitzten Fahrzeugdächern zu Fehldetektionen.
11. Insb. von Umweltbehörden und Feuerwehren ist bekannt, dass diese gesonderte Auffangbecken für Löschwasser, zumindest aber Absperrventile in der Abwasserleitung fordern, um ein Eindringen von Löschwasser in die Kanalisation zu verhindern. Hierfür gibt es nach Wissen des Autors jedoch keine explizite gesetzliche bzw. normative Vorgabe.

Neben üblichen Brandschutzmaßnahmen sind folgende organisatorische Maßnahmen vorzusehen:

1. Absprachen mit Feuerwehren, Versicherungen und zuständigen Baubehörden.
2. Einbindung der Ladeinfrastruktur in die Feueralarmkette, um alle Ladegeräte im Brandfall sofort automatisch spannungsfrei zu schalten.
3. Forderung nach einer permanenten Überwachung der Energiespeicher bei eingeschalteten bzw. geladenen Fahrzeugen an die Fahrzeughersteller und Etablierung einer Meldekette beim Auftreten von Anomalien. Im ausgeschalteten Zustand sollte mind. alle 30 Minuten eine Überprüfung durch „Aufwecken“ der Fahrzeuge erfolgen.
4. Einbindung der Feuerwehr in die Meldekette.
5. Etablierung betriebsinterner Rettungspläne, die insb. auf die Evakuierung von abgestellten Fahrzeugen unter Beachtung des Eigenschutzes abzielen.
6. Überprüfung der Löschwasserversorgung aus vorhandenen Hydranten.

## 5.4 Explosionsschutz

### 5.4.1 Sicherheitsaspekte

Von Brennstoffzellenbussen geht bei richtigem Umgang keine größere Gefahr als von Dieselnissen aus. Wesentliche Gefahrenquellen sind

- austretender Wasserstoff mit Bildung eines ausreichend großen und explosionsfähigen Luft-Gas-Gemischs,
- das sehr selten zu beobachtende Bersten eines unter Druck stehenden Wasserstofftanks sowie
- spannungsführende Teile der Hochvolt-Anlage.

Abgestellte Wasserstoffbusse ohne Schädigung an gasführenden Bauteilen sowie Fahrzeuge, an denen Arbeiten an nicht gasführenden Bauteilen vorgenommen werden, gelten als betriebsmäßig dicht. Trotzdem ist aufgrund der Anforderungen der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) für Werkstätten und Abstellhallen eine Gefährdungsbeurteilung erforderlich. Darin eingeschlossen ist eine Beurteilung der explosionsgefährdeten Bereiche. Zwar besitzt ein Verkehrsunternehmen bei der Erstellung von Explosionsschutzdokumenten weiten Spielraum, jedoch sollten sowohl Abstellhallen als auch Werkstätten mit folgenden Ausstattungsmerkmalen versehen werden:

- sichere Entlüftung an den höchsten Stellen einer Werkstatt bzw. einer Abstellhalle zur Vermeidung von explosionsfähigen Luft-Wasserstoff-Gemischen
- Installation von Wasserstoffsensoren mit einer Warnanlage und einer Zwangslüftung, zumindest im Werkstattbereich
- Absaugvorrichtungen bei Arbeiten an gasführenden Teilen
- Vermeidung von Zündquellen in Bereichen, in denen baubedingt die Bildung von explosionsfähigen Luft-Wasserstoff-Gemischen nicht ausgeschlossen werden kann.

Besondere Anforderungen bestehen bei Arbeiten an Fahrzeugen, nicht nur an gasführenden Bauteilen sowie nach Unfällen, insb. dann, wenn das Schadensbild an gasführenden Bauteilen nicht genau bekannt ist. Hierzu wird auf die BGI 5108 „Wasserstoffsicherheit in Werkstätten“ der BG Bahnen verwiesen.

## 5.4.2 Umbaumaßnahmen Wasserstoff

Brennstoffzellenbusse stellen besondere Anforderungen an Werkstätten, um die Bildung eines explosionsfähigen Gas-Luft-Gemischs (primärer Explosionsschutz) bzw. dessen Zündung (sekundärer Explosionsschutz) zu verhindern. Aufgrund seiner geringen Dichte steigt Wasserstoff sehr schnell nach oben und sammelt sich innerhalb geschlossener Räume an deren höchster Stelle.

Bestehende Werkstätten und Abstellanlagen sind häufig ohne bauliche Änderungen und Absaugvorrichtungen nicht für die Reparatur bzw. die Abstellung von Brennstoffzellen geeignet. Die mit der Ertüchtigung der Werkstatt verbundenen Kosten betragen bei einfachen Umbauarbeiten (Gasprallvorrichtungen, Gaswarnanlage und ATEX<sup>28</sup>-Stelltechnik für Oberlichter) zwischen etwa 50.000 und 75.000 € bei einer Flottengröße von ca. 50 Brennstoffzellenbussen. Müssen Anlagen zur Zwangsentlüftung installiert werden, liegen die Kosten deutlich darüber.

## 5.5 Schulungen

Für die Ermittlung der Schulungskosten ist zwischen zu schulenden bzw. zu sensibilisierenden Personenkreisen sowie zwischen Hochvolt-Schulungen sowie fahrzeugspezifischen Schulungen zu unterscheiden.

Ein Schulungskonzept für den Umgang mit Fahrzeugen mit Hochvoltanlage zeigt Tabelle 5-4. Dieses besteht aus drei Stufen mit insgesamt sieben Unterstufen, die sich jeweils auf die auszuübenden Tätigkeiten beziehen.

Stufe	Fahren	Service		Wartung, Instandhaltung und Reparatur			
	A	B		C			
Unterstufe	A	B 1	B 2	C 1	C 2	C 3	C 4
Tätigkeiten an nicht HV-eigensicheren Bussen	Fahrer, Verkehrsfunkwagen, Mitarbeiter Leitstelle	Busse reinigen, Werbung	Busse bergen, abschleppen	nichtelektrotechnische Arbeiten (Service und mechanische Arbeiten)	Elektrotechnische Arbeiten im spannungsfreien Zustand	Arbeiten unter Spannung bei Fehlersuche und Prüfarbeiten	Übernahme der Unternehmensverantwortung
Sensibilisierung	X	X	X	X	X	X	X
Unterweisung	X		X	X	X	X	X
Schulung	X			X	X	X	X
Schulung durch	Schulungsleiter und Teamleiter	Teamleiter o. ä.	Teamleiter o. ä.	Schulungsleiter	Schulungsleiter	Schulungsleiter	Schulungsleiter

Tabelle 5-4: Notwendige Schulungen und Schulungsumfang für den Betrieb von Bussen mit Hochvoltanlage

Die Begriffe Sensibilisierung, Unterweisung und Schulung weisen auf den Umfang der Weiterbildungsmaßnahmen und die damit erlangte Befähigung hin.

Die anfallenden Kosten hängen stark von bereits vorhandenen Qualifikationen, sowie der Anzahl an Mitarbeitenden im Fahrdienst und in der Werkstatt ab. Darüber hinaus beeinflusst die Anzahl unterschiedlicher Fahrzeuge und Hersteller die Schulungskosten.

Beim Fahrpersonal kommt oft das Train-the-Trainer-Prinzip zur Anwendung, bei dem nur ausgewählte Fahrerinnen und Fahrer von Externen geschult werden, um anschließend die Schulung ihrer Kollegen vorzunehmen.

Bei Brennstoffzellenbussen kommen noch Schulungen für Arbeiten an gasführenden Komponenten und Bauteilen hinzu.

Bei einer Flotte von 50 Fahrzeugen ist mit Schulungskosten zwischen rund 150.000 und 200.000 € zu rechnen.

<sup>28</sup> Synonym für ATEX-Richtlinie, Richtlinie 94/9/EG für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen

## 6 Well-to-Wheel-Wirkungsgrade, Treibhausgas-Emissionen und Luftschadstoffe

Aktuelle EU-Regelungen zur Bewertung von Treibhausgasemissionen im Straßenverkehr berücksichtigen nur die lokal entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Eine Unterscheidung zwischen fossilen und erneuerbaren Kraftstoffen sowie die Emissionen der Energiebereitstellung werden nicht berücksichtigt. Dies führt zu einem verzerrten Bild der Umweltauswirkungen verschiedener Antriebskonzepte. Der Well-to-Wheel-Ansatz bietet eine Möglichkeit, den tatsächlichen THG-Einfluss verschiedener Mobilitätsstrategien zu vergleichen.

### 6.1 Vorgehensweise

Die Well-to-Wheel-Analyse bewertet die energetischen Aufwände und CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen der Kraftstoffgewinnung und -verwendung. Im Gegensatz zur vollständigen Ökobilanz nach ISO 14040<sup>29</sup> und ISO 14044<sup>30</sup> werden dabei keine Bauvorleistungen, Wartungs- oder Instandhaltungsprozesse sowie End-of-Life-Aufwendungen wie Abfallentsorgung berücksichtigt. Die Methodik konzentriert sich auf die Berechnung von CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen basierend auf den Treibhausgasen CO<sub>2</sub>, Methan (CH<sub>4</sub>) und Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O), ohne Partikel-Emissionen oder andere Umweltauswirkungen einzubeziehen. Die Durchführung von WtW-Analysen im Güter- und Personenverkehr in Deutschland wird in der Norm DIN EN 16258<sup>31</sup> beschrieben.

Um die Well-to-Wheel-Emissionen von Linienbussen im Stadt- und Regionalverkehr für unterschiedliche Antriebskonzepte zu ermitteln, wird zuerst der Bilanzierungsrahmen festgelegt. Die Analyse berücksichtigt sämtliche Aufwendungen innerhalb der Kraftstoffgewinnungskette („vom Bohrloch bis zum Kraftstofftank“ – Well-to-Tank, WtT) und während der Kraftstoffnutzung im Fahrzeug („vom Kraftstofftank bis zum Rad“ – Tank-to-Wheel, TtW). Dies umfasst Hauptprozesse wie die Rohstoffgewinnung, -aufbereitung und Kraftstoffherstellung sowie die Verteilung, aber auch alle stoff- und energieliefernden Nebenprozesse.

1. Well-to-Tank (Energievorkette): Die WtT-Betrachtung ist eine Methode zur Bewertung der Effizienz und der Emissionen einer Energiequelle unter Berücksichtigung ihres gesamten Lebenszyklus. Sie umfasst die systematische Erfassung von Energieverbrauch und Emissionen von der Primärenergiegewinnung bis zur Bereitstellung der Endenergie am Fahrzeugtank / Energiespeicher. Die WtT-Betrachtung berücksichtigt alle Verluste in der Energieversorgungskette, z. B. bei der Förderung, der Verarbeitung, dem Transport und der Umwandlung von Energieträgern. Die WtT-Betrachtung bildet die Grundlage für eine umfassende Bewertung der Umweltauswirkungen von Kraftfahrzeugen, da sie die indirekten Emissionen der Energiebereitstellung berücksichtigt.
2. Tank-to-Wheel (Fahrzeug): Die TtW-Betrachtung ist eine Methode zur Bewertung der Effizienz und der Emissionen eines Kraftfahrzeugs unter Berücksichtigung des Fahrzeugbetriebs. Sie umfasst die systematische Erfassung von Emissionen vom Kraftstofftank / Energiespeicher bis zu den Rädern. Die TtW-Betrachtung berücksichtigt nur die direkten Emissionen des Fahrzeugbetriebs, z. B. die Emissionen von Abgasen. Die TtW-Betrachtung ist eine wichtige Methode zur Bewertung der Umweltauswirkungen von Kraftfahrzeugen, da sie die direkten Emissionen des Fahrzeugbetriebs quantifiziert.
3. Well-to-Wheel (Fahrzeug + Energievorkette): Die WtW-Betrachtung ist die Summe aus WtT und TtW, also aus direkten und indirekten Emissionen. Sie umfasst die systematische Erfassung von Energieverbrauch und Emissionen von der Primärenergiegewinnung bis zu den Rädern. Die WtW-Betrachtung ist die umfassendste Methode zur Bewertung der Umweltauswirkungen von Kraftfahrzeugen, da sie sowohl die direkten Emissionen des Fahrzeugbetriebs als auch die indirekten Emissionen der Energiebereitstellung berücksichtigt.

Für die Well-to-Wheel-Analyse wird für jeden Prozessbaustein eine Sachbilanz aufgestellt. Diese erfasst alle energieliefernden Input- und Output-Ströme sowie Hilfsstoffe und Hilfsenergien. Das Ergebnis wird in Bezug auf die funktionelle Einheit ausgewiesen, die den bereitgestellten Nutzen beschreibt. Im Falle von Linienbussen ist dies die Beförderungsstrecke. Die Sachbilanz entspricht einer Bestandsaufnahme der spezifischen Input- und Output-Daten. Mithilfe von Emissionsfaktoren können die Treibhausgasemissionen des jeweiligen Prozessschritts bestimmt werden. Die Summe der Einzelprozesse ergibt die Treibhausgasemissionen der Well-to-Wheel-Prozesskette. Abbildung 6-1 zeigt eine vereinfachte Darstellung des schematischen Aufbaus eines Well-to-Wheel-Bilanzraumes.

<sup>29</sup> DIN EN ISO 14040:2006: Deutsches Institut für Normung e. V., Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen. Beuth Verlag GmbH, Berlin.

<sup>30</sup> DIN EN ISO 14040:2009-11: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen

<sup>31</sup> DIN EN ISO 16258:2011: Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen (Güter- und Personenverkehr)

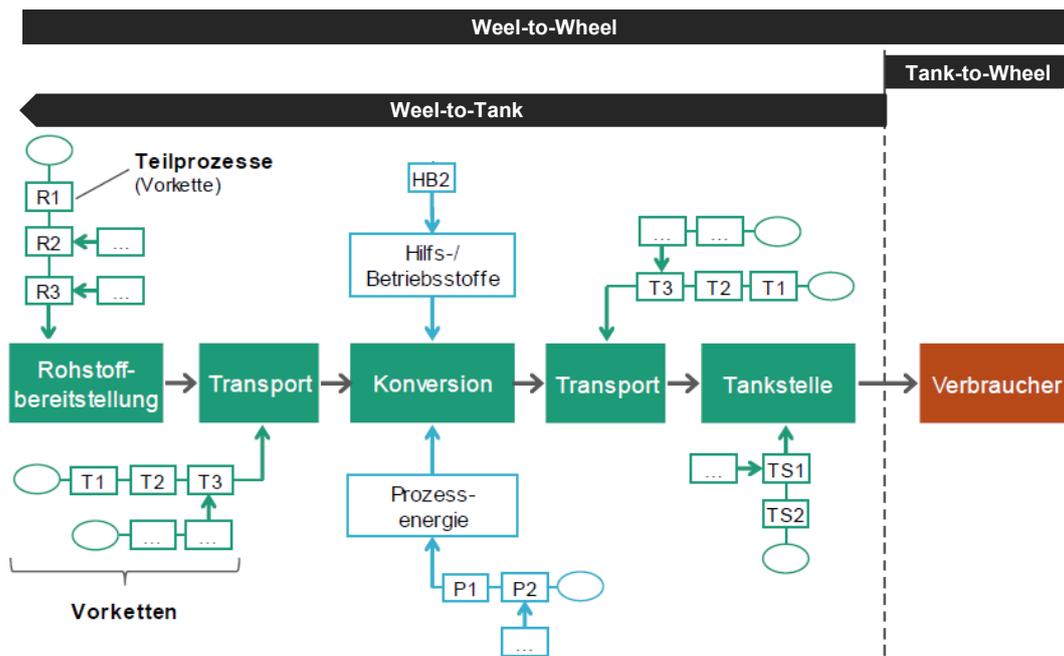


Abbildung 6-1  
Bestandteile eines beispielhaften Well-to-Wheel-Bilanzraumes (Quelle: DVGW 2019<sup>32</sup> und Anpassung IE Leipzig)

In die vergleichende Analyse des Energieaufwandes und der THG-Emissionen je Transportkilometer fließen verschiedene Bustypen, Linienarten, und Antriebskonzepte ein:

- Solobusse im Stadt- und Regionalverkehr
  - o rein elektrisch
  - o elektrisch mit Diesel-Hybridheizung
  - o Wasserstoff
- Gelenkbusse im Stadt- und Regionalverkehr
  - o rein elektrisch
  - o elektrisch mit Diesel-Hybridheizung
  - o Wasserstoff.

Zur Bewertung der Treibhausgas-Emissionen von Linienbussen werden für die Jahre 2020, 2030 und 2045 verschiedene Energieträger und verschiedene Energieträgeranteile (fossil und erneuerbar) in den Vorketten gemäß GEMIS 5.1<sup>33</sup> berücksichtigt. Trotz des Erscheinungsjahres 2024 bietet ein Vergleich mit 2020 einen sinnvollen Einblick in die Situation vor den Krisenjahren der Coronakrise und der Energiekrise infolge des Angriffskriegs auf die Ukraine.

- Elektroenergie
  - o 2020: deutscher Strommix für das Jahr 2020 (45,6 % EE-Anteil)
  - o 2030: deutscher Strommix für das Jahr 2030 (80 % EE-Anteil)
  - o 2045: deutscher Strommix für das Jahr 2045 (100 % EE-Anteil)
- Diesel für Hybridheizung: Diesel aus deutscher Raffinerie für die Jahre 2020, 2030 und 2045 ausschließlich für die Busheizung (GEMIS 5.1, ohne Bauvorleistungen und End-of-Life-Aufwendungen)
- Wasserstoff (Fahrzeugförderung nur bei Betrieb mit ausschließlich grünem Wasserstoff)
  - o 2020: aus Erdgas mittels Dampfreforming gewonnener Wasserstoff
  - o 2030: regenerativ erzeugter Wasserstoff (zu 100% aus Windenergie)
  - o 2045: regenerativ erzeugter Wasserstoff (zu 100% aus Windenergie).

<sup>32</sup> Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. – Technisch-wissenschaftlicher Verein: Busstudie – Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten (G 201810), Bonn, 2019

<sup>33</sup> GEMIS: Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (IINAS – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien), <https://iinas.org/>

Die Abbildung 6-2 zeigt die Bestandteile beispielhafter Well-to-Wheel-Prozessketten für Elektro-, Wasserstoff-, Diesel- und Gasantriebe.

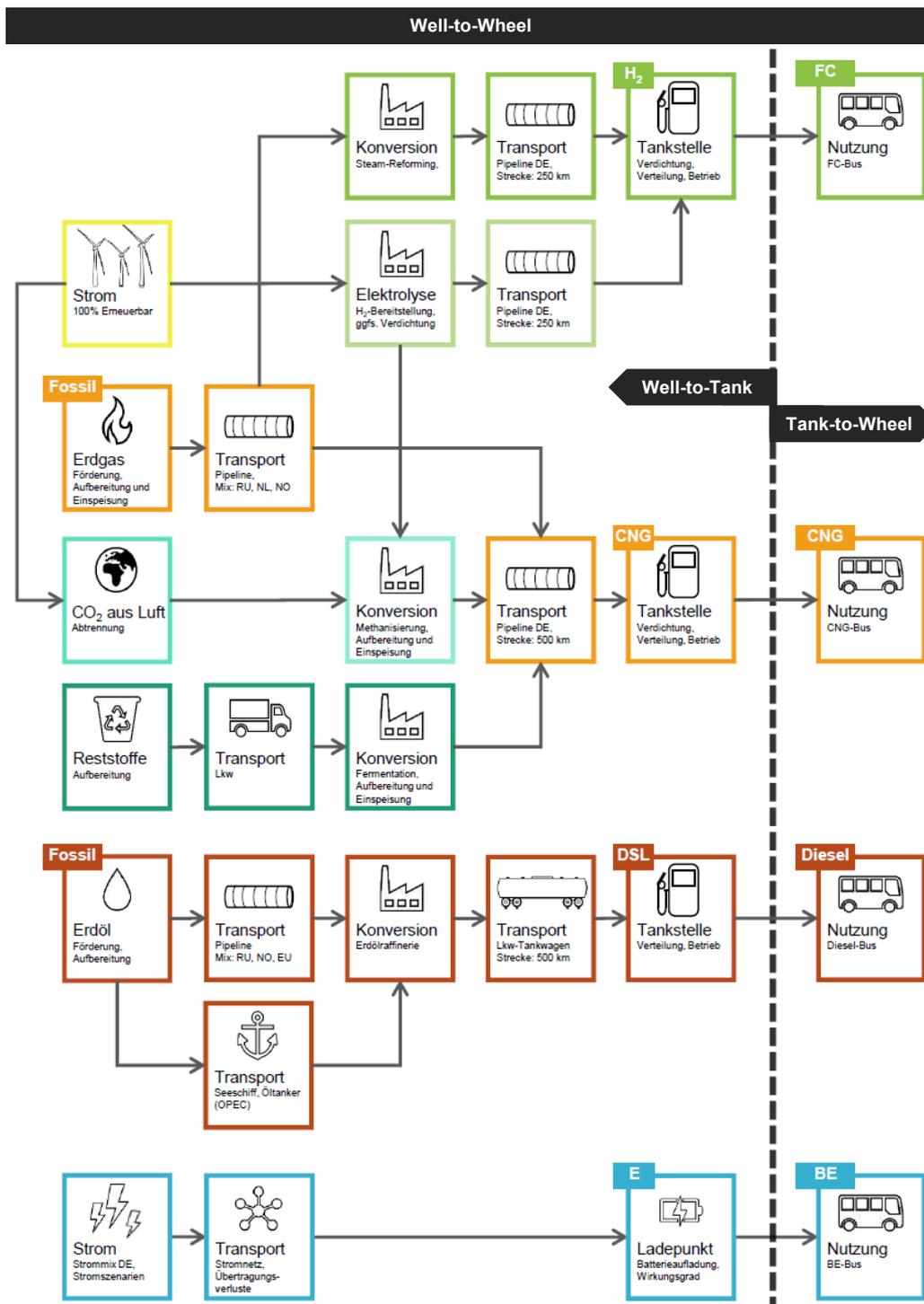


Abbildung 6-2  
Bestandteile beispielhafter Well-to-Wheel-Prozessketten für Elektro-, Wasserstoff-, Diesel- und Gasantriebe (Quelle: DVGW 2019<sup>34</sup> und Anpassung IE Leipzig)

## 6.2 Ergebnisse

Die Inventarisierung der Ein- und Ausgangsströme in den untersuchten Energiebereitstellungsketten sowie die Berechnung der dazugehörigen Treibhausgasemissionen erfolgen mithilfe der frei verfügbaren Software GEMIS

<sup>34</sup> Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. – Technisch-wissenschaftlicher Verein: Busstudie – Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten (G 201810), Bonn, 2019

(Globales Emissionsmodell für integrierte Systeme) in der Version 5.1 und den darin hinterlegten Standardbereitstellungswegen. Bei der Berechnung der Treibhausgasfaktoren werden Methan, Distickstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid als Treibhausgase berücksichtigt, und das relative Treibhausgaspotenzial wird in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet. Für die Bereitstellung von (elektrischer) Prozess- oder Hilfsenergie wird für alle in Deutschland stattfindenden Prozessschritte (z. B. Betrieb von Tankstellen) und Ladevorgänge der durchschnittliche Strommix des deutschen Kraftwerksparks in den Jahren 2020, 2030 und 2045 angenommen. Die ermittelten WtT- und TtW-Emissionsfaktoren sind für die verschiedenen Antriebsarten und Analysejahre in Tabelle 6-1 aufgeführt.

Antriebsart	Jahr	Energie-träger (Kraftstoff)	Rohstoffquelle	WtT- Emissionsfaktoren [g CO <sub>2äq</sub> /MJ]	TtW- Emissionsfaktoren [g CO <sub>2äq</sub> /MJ]
batterie- elektrisch	2020	Strom	Strom EE 45,6%, Strom fossil 54,4%	102,51	0,00
	2030	Strom	Strom EE 80%, Strom fossil 20%	17,63	0,00
	2045	Strom	Strom EE 100%	2,91	0,00
batterie- elektrisch mit Hybrid- heizung	2020	Strom	Strom EE 45,6%, Strom fossil 54,4%	102,51	0,00
	2020	Diesel	Erdöl	10,14	74,03
	2030	Strom	Strom EE 80%, Strom fossil 20%	17,63	0,00
	2030	Diesel	Erdöl	9,72	74,03
	2045	Strom	Strom EE 100%	2,91	0,00
Brennstoff- zelle	2020	H <sub>2</sub>	Erdgas (Dampfreformierung)	64,22	0,00
	2030	H <sub>2</sub>	Strom EE 100% (Elektrolyse)	4,97	0,00
	2045	H <sub>2</sub>	Strom EE 100% (Elektrolyse)	4,80	0,00

Tabelle 6-1  
Übersicht der mit GEMIS ermittelten WtT- und TtW-Emissionsfaktoren (Quelle: Berechnung IE Leipzig auf Basis GEMIS 5.1)

Die Berechnung der Well-to-Wheel-Energieverbräuche basiert auf den getroffenen Annahmen. Hierbei werden die typischen TtW-Verbräuche der verschiedenen Antriebsarten für den Fahrzeugenergiebedarf herangezogen und mit dem Energiebedarf der Vorketten (WtT) in Bezug auf die gewählte funktionelle Einheit (Beförderungstrecke) verknüpft. Die in Tabelle 6-2 dargestellten Well-to-Wheel-Verbräuche ergeben sich somit für die betrachteten Linienbusse und Bedienungsgebiete.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Energieverbrauch von batterieelektrischen Bussen im Jahr 2020 nur geringfügig höher ist als der von Brennstoffzellenbussen. Batterieelektrische Busse mit integrierter Hybridheizung weisen die höchsten Energieverbräuche aufgrund des zusätzlichen Dieserverbrauchs auf. Dieser beläuft sich auf etwa vier Liter pro 100 Kilometer für Solobusse und ca. sechs Liter pro 100 Kilometer für Gelenkbusse im Stadtverkehr. Im Regionalverkehr hingegen ist der zusätzliche Dieserverbrauch bei batterieelektrischen Bussen mit integrierter Hybridheizung etwa 25 Prozent niedriger im Vergleich zum Stadtverkehr, weil durch die größeren Haltestellenabstände die Türen seltener geöffnet und höhere Reisegeschwindigkeiten gefahren werden, sodass pro gefahrenem Kilometer geringere Wärmeverluste auftreten.

In Zukunft bis 2045 wird sich das Verhältnis der Energieverbräuche von "Well-to-Wheel" jedoch erheblich zugunsten der batterieelektrischen Busse verschieben. Dies ist auf folgende Faktoren zurückzuführen:

- Stromerzeugung: Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weist einen höheren Wirkungsgrad auf als die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen.
- Wasserstoffherstellung: Die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse mit erneuerbarem Strom hat derzeit einen geringeren Wirkungsgrad als die Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung aus Erdgas.

Im Jahr 2045 wird der Energieverbrauch von batterieelektrischen Bussen nur etwa 44 % des Energieverbrauchs von Brennstoffzellenbussen betragen, und selbst batterieelektrische Busse mit Hybridheizung werden in Zukunft besser abschneiden als Brennstoffzellenbusse.

Gelenkbusse haben aufgrund ihrer größeren Beförderungskapazität und dem damit einhergehenden höheren Gewicht tendenziell höhere WtW-Energieverbräuche im Vergleich zu Solobussen. Im Gegensatz dazu sind die WtW-Energieverbräuche im Regionalverkehr tendenziell niedriger als im Stadtverkehr. Dies liegt daran, dass im Regionalverkehr weniger Brems- und Anfahrvorgänge erforderlich sind, was zu einer effizienteren Nutzung der Energie führt.

Die Verwendung von Hybridheizungen in batterieelektrisch angetriebenen Bussen, die zur Innenraumwärmeerzeugung zusätzlich auf eine Dieselheizung setzen, führt im Vergleich zu rein elektrischen Bussen zu einer Erhöhung des gesamten Well-to-Wheel-Energieverbrauchs um 5 bis 18 %. Dieser Effekt zeigt sich besonders markant bei den größeren Gelenkbussen aufgrund ihres erweiterten Innenraumvolumens. Aufgrund der geringeren Anzahl von Zwischenhalten pro zurückgelegtem Fahrzeugkilometer im Regionalverkehr und den dadurch geringeren Wärmeverlusten bei Öffnung der Türen fällt der Dieselverbrauch für den Betrieb der Hybridheizung im Vergleich zum Stadtverkehr merklich niedriger aus.

Stadtverkehr			Solobusse			Gelenkbusse		
	Einheit	batterieelektrisch	batterieelektrisch mit Hybridheizung	Brennstoffzelle (H <sub>2</sub> )	batterieelektrisch	batterieelektrisch mit Hybridheizung	Brennstoffzelle (H <sub>2</sub> )	
2020	Well-to-Tank [kWh/100 km]	174	165	29	214	195	38	
	Tank-to-Wheel [kWh/100 km]	130	159	267	160	199	350	
	Well-to-Wheel [kWh/100 km]	304	325	296	374	393	388	
2030	Well-to-Tank [kWh/100 km]	50	51	131	62	62	172	
	Tank-to-Wheel [kWh/100 km]	130	159	267	160	199	350	
	Well-to-Wheel [kWh/100 km]	180	210	398	222	260	522	
2045	Well-to-Tank [kWh/100 km]	41	41	118	50	50	155	
	Tank-to-Wheel [kWh/100 km]	130	159	267	160	199	350	
	Well-to-Wheel [kWh/100 km]	171	201	385	210	248	505	
Regionalverkehr			Solobusse			Gelenkbusse		
	Einheit	batterieelektrisch	batterieelektrisch mit Hybridheizung	Brennstoffzelle (H <sub>2</sub> )	batterieelektrisch	batterieelektrisch mit Hybridheizung	Brennstoffzelle (H <sub>2</sub> )	
2020	Well-to-Tank [kWh/100 km]	148	141	25	182	167	32	
	Tank-to-Wheel [kWh/100 km]	111	141	227	136	178	297	
	Well-to-Wheel [kWh/100 km]	258	283	251	318	344	330	
2030	Well-to-Tank [kWh/100 km]	43	44	112	52	53	146	
	Tank-to-Wheel [kWh/100 km]	111	141	227	136	178	297	
	Well-to-Wheel [kWh/100 km]	153	186	338	188	231	444	
2045	Well-to-Tank [kWh/100 km]	35	36	100	42	43	132	
	Tank-to-Wheel [kWh/100 km]	111	141	227	136	178	297	
	Well-to-Wheel [kWh/100 km]	145	177	327	178	221	429	

Tabelle 6-2

Well-to-Wheel-Energieverbrauch verschiedener Antriebsarten im Linienbusverkehr nach Stadt- und Regionalverkehr in den Jahren 2020 und 2030 sowie bei Erreichen der THG-Neutralität 2045 (Quelle: Berechnung IE Leipzig auf Basis GEMIS 5.1)

Eine eindeutige Darstellung für Batteriebusse mit Brennstoffzellen-Range-Extender ist nicht möglich, da die Fahranteile mit rein elektrischer Energie bzw. unter Nutzung von Wasserstoff von

- der Größe der mitgeführten Batterie,
- deren freigeschalteten Ladebereich (SoC-Fenster) sowie
- der durchschnittlichen Länge der gefahrenen Umlaufpläne

abhängen. Die WtW-Werte liegen zwischen den Werten für Batteriebusse ohne Brennstoffzusatzheizung und denen für Brennstoffzellenbusse.

Die Well-to-Wheel-Analyse, dargestellt in Tabelle 6-3 zeigt aktuell (für das Jahr 2020), dass Brennstoffzellenbusse im Vergleich zu batterieelektrischen Bussen niedrigere WtW-Emissionen aufweisen. Dieses Ergebnis ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass im Jahr 2020 der Wasserstoff, der für Brennstoffzellenbusse verwendet wird, aus Erdgas mittels Dampfreforming hergestellt wird, während der deutsche Strommix im gleichen Jahr noch zu mehr als der Hälfte aus fossilen Energiequellen, mit hohen Wirkungsgradverlusten gewonnen wurde.

Stadtverkehr		Solobusse			Gelenkbusse			
	Einheit	batterie- elektrisch	batterie- elektrisch mit Hybridheizung	Brennstoff- zelle (H <sub>2</sub> )	batterie- elektrisch	batterie- elektrisch mit Hybridheizung	Brennstoff- zelle (H <sub>2</sub> )	
2020	Well-to-Tank	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	112,1	106,8	68,3	138,0	125,7	89,7
	Tank-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	0,0	10,4	0,0	0,0	15,7	0,0
	Well-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	112,1	117,2	68,3	138,0	141,3	89,7
2030	Well-to-Tank	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	11,4	12,2	7,1	14,1	14,8	9,3
	Tank-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	0,0	10,4	0,0	0,0	15,7	0,0
	Well-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	11,4	22,7	7,1	14,1	30,5	9,3
2045	Well-to-Tank	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	1,8	2,7	6,7	2,3	3,6	9,0
	Tank-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	0,0	10,4	0,0	0,0	15,7	0,0
	Well-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	1,8	13,1	6,7	2,2	19,2	9,0
Regionalverkehr		Solobusse			Gelenkbusse			
	Einheit	batterie- elektrisch	batterie- elektrisch mit Hybridheizung	Brennstoff- zelle (H <sub>2</sub> )	batterie- elektrisch	batterie- elektrisch mit Hybridheizung	Brennstoff- zelle (H <sub>2</sub> )	
2020	Well-to-Tank	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	95,3	91,3	58,1	117,3	107,6	76,2
	Tank-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	0,0	10,4	0,0	0,0	15,7	0,0
	Well-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	95,3	101,7	58,1	117,3	123,2	76,2
2030	Well-to-Tank	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	9,7	10,7	6,1	12,0	13,0	7,9
	Tank-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	0,0	10,4	0,0	0,0	15,7	0,0
	Well-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	9,7	21,1	6,1	12,0	28,7	7,9
2045	Well-to-Tank	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	1,5	2,4	5,7	1,9	3,2	7,4
	Tank-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	0,0	10,4	0,0	0,0	15,7	0,0
	Well-to-Wheel	[kgCO <sub>2äq</sub> /100 km]	1,5	12,9	5,7	2,0	18,8	7,4

Tabelle 6-3

Well-to-Wheel-Emissionen verschiedenen Antriebsarten im Busverkehr nach Stadt- und Regionalverkehr in den Jahren 2020 und 2030 sowie bei Erreichen der THG-Neutralität 2045 (Quelle: Berechnung IE Leipzig auf Basis GEMIS 5.1)

Es wird erwartet, dass sich diese Situation bis 2045 verändern wird, wenn der Anteil erneuerbarer Energien an der Elektroenergieerzeugung in Deutschland auf 100 % steigt. Gleichzeitig wird der benötigte Wasserstoff für Brennstoffzellenbusse aus Elektrolyseanlagen gewonnen, die mit erneuerbarer Elektroenergie betrieben werden. In diesem Szenario werden batterieelektrische Busse voraussichtlich geringere WtW-Emissionen im Vergleich zu Brennstoffzellenbussen aufweisen.

Die Klimawirkung von batterieelektrischen Bussen hängt stark von dem Anteil erneuerbarer elektrischer Energie im deutschen Strommix ab. Wenn ausschließlich erneuerbare elektrische Energie zum Laden der Batterien verwendet wird, können batterieelektrische Busse gemäß der WtW-Methodik als nahezu treibhausgasneutral betrachtet werden.

Ähnlich wie bei batterieelektrischen Bussen können auch Brennstoffzellenbusse erhebliche Treibhausgasminde-rungen erzielen, vorausgesetzt, der Wasserstoff wird ausschließlich aus erneuerbarer elektrischer Energie herge-stellt und nicht über weite Entfernungen mittels fossiler Kraftstoffe transportiert. Wenn die "grüne" Wasserstoff-produktion in der Nähe der Wasserstoffnutzung erfolgt und erneuerbare Energieträger für den Transport ver-wendet werden, können auch bei Brennstoffzellenbussen die THG-Emissionen nahezu vollständig reduziert wer-den.

Aufgrund ihrer höheren Beförderungskapazität und des damit verbundenen höheren Gewichts weisen Gelenk-busse tendenziell höhere WtW-Emissionen im Vergleich zu Solobussen auf. Im Regionalverkehr sind die WtW-Emissionen tendenziell niedriger als im Stadtverkehr, da weniger Stopps und Anfahrten erforderlich sind.

### Energetischer Wirkungsgrad

Basierend auf den ermittelten Werten aus vorherigen Berechnungen und unter Verwendung von Daten aus der Software GEMIS 5.1 wurde der energetische Gesamtwirkungsgrad von Bussen mit verschiedenen Antriebsarten verglichen. Die Berechnung des Gesamtwirkungsgrades erfolgte durch die Division der Wirkleistung durch den Primärenergieeinsatz.

Die Ergebnisse zeigen, dass Brennstoffzellenbusse bisher (im Jahr 2020) mit 21 % den niedrigsten Gesamtwirkungsgrad aufweisen. Dieselbusse haben derzeit einen Gesamtwirkungsgrad von 32 %, während Batteriebusse den höchsten Gesamtwirkungsgrad von 42 % erzielen (Tabelle 6-4).

Für das Jahr 2030 werden voraussichtlich keine Änderungen am Gesamtwirkungsgrad der dieselbetriebenen Busse auftreten, während sich der Gesamtwirkungsgrad von Brennstoffzellenbussen auf 29 % erhöhen wird. Batterieelektrische Busse hingegen werden voraussichtlich einen deutlichen Anstieg ihres Gesamtwirkungsgrades auf 54 % verzeichnen. Diese Ergebnisse verdeutlichen die Bedeutung der Auswahl des Antriebs bei der Maximierung der Energieeffizienz im öffentlichen Verkehrssektor

2020			
	Primärenergieeinsatz WtT [MJ <sub>Primärenergie</sub> /MJ <sub>Kraftstoff</sub> ]	Wirkungsgrad TtW [%]	Energetischer Gesamtwirkungsgrad WtW [%]
Dieselbusse	1,25	40 %	32 %
Batteriebusse <sup>1)</sup>	2,25	95 %	42 %
Brennstoffzellenbusse	2,4	50 %	21 %
2030			
	Primärenergieeinsatz WtT [MJ <sub>Primärenergie</sub> /MJ <sub>Kraftstoff</sub> ]	Wirkungsgrad TtW [%]	Energetischer Gesamtwirkungsgrad WtW [%]
Dieselbusse	1,25	40 %	32 %
Batteriebusse <sup>1)</sup>	1,76	95 %	54 %
Brennstoffzellenbusse	1,75	50 %	29 %

<sup>1)</sup> BEV kumulierter Energieverbrauch [kWh<sub>primär</sub>/kWh<sub>el</sub>]

Tabelle 6-4

Energetischer Gesamtwirkungsgrad verschiedener Antriebsarten (Quellen: Berechnung IE-Leipzig auf Basis von GEMIS 5.1; IRMD Potenzialstudie Grüne Gase 2022; IINAS Kurzstudie: Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2020 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050)

## 6.3 Fazit

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass rein batterieelektrisch angetriebene Busse aus sowohl energetischer Sicht als auch bezüglich der Klimawirkung die beste Option für eine nachhaltige Mobilität im Personenverkehr sind. Batterieelektrische Busse mit Diesel-Hybridheizung können eine emissionsarme Alternative sein, bis Batteriebusse mit ausreichender Reichweite auch bei rein elektrischen Heizungen zur Verfügung stehen. Brennstoffzellenbusse sind eine weitere emissionsarme Alternative, die jedoch noch von der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur abhängt.

## 6.4 Luftschadstoffe

### 6.4.1 Grundlagen

Als Grundlage für die nachfolgenden Betrachtungen werden die im Handbuch der Emissionsfaktoren (HBEFA 4.1) zu Grunde gelegten Schadstoffemissionen herangezogen.

Auf der Grundlage regelmäßiger Schadstoffmessungen stellt das HBEFA Faktoren für den Ausstoß von potenziellen Schadstoffen aus relevanten Kraftfahrzeugen zur Verfügung (s. Tabelle 6-5). Diese Werte gelten in der Ausgabe 4.1 für alle aktuellen Abgasnormen. Unterschieden werden die Fahrzeugkategorien

- Personenkraftwagen,
- leichte Nutzfahrzeuge,
- schwere Nutzfahrzeuge, bestehend aus Lastkraftwagen, Lastzügen und Sattelzügen
- Linienbusse,
- Reisebusse und
- Krafträder.

Für diese werden Schadstoffemissionen im warmen Betriebszustand als sog. Motoremissionen berechnet und in der Einheit g/km ausgegeben. Kaltstartzuschläge und Verdampfungsemissionen sowie Emissionen aus Klimaanlage können zusätzlich für die Kategorien Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ausgegeben werden.

Stoff	Beschreibung
mKr	Kraftstoffverbrauch
HC	Kohlenwasserstoffe
CO	Kohlenmonoxid
NO <sub>2</sub>	Stickstoffdioxid (im HBEFA berechnet aus Anteilen von NO <sub>x</sub> )
NO <sub>x</sub>	Stickstoffoxid als NO <sub>2</sub> -Äquivalent
CO <sub>2</sub> (total)	Gesamt-CO <sub>2</sub> , berechnet aus dem Treibstoffverbrauch
PM	Partikelmasse

Zusätzlich können Blei, SO<sub>2</sub>, die Partikelanzahl und weitere, z. T. abgeleitete Schadstoffkomponenten ausgegeben werden.

Tabelle 6-5: Auswahl Schadstoffkomponenten des HBEFA 4.1

Die Werte für die ausgegebenen Motoremissionen unterscheiden sich nach dem jeweils betrachteten Land, dem Bezugsjahr, typischen Verkehrszusammensetzungen und -abläufen sowie Streckenlängsneigungen. Eine Differenzierung der Emissionsfaktoren nach sog. Fahrzeugschichten (Fahrzeuggröße, Abgasnorm) in den jeweiligen Fahrzeugkategorien wird durch HBEFA ebenfalls unterstützt.

Betrachtet werden beispielhaft zwei Einsatzfälle

- Einsatzfall 1: Stadtverkehr mit 25 Solobussen, durchschnittlich 55.000 km/a und 0,41 l/km Dieserverbrauch
- Einsatzfall 2: Regionalverkehr mit 130 Solobussen, durchschnittlich 45.000 km/a und 0,33 l/km Dieserverbrauch.

Für den Einsatzfall 1 wurden die durch HBEFA bereitgestellten aggregierten Angaben in einer Innerortssituation (Hauptstraße mit zul. Geschwindigkeit von 50 km/h mit +/- 4 % Geländeneigung) in Deutschland ausgewählt. Der Einsatzfall 2 betrachtet die durch HBEFA bereitgestellten aggregierten Angaben in einer Außerortssituation (Haupt-/Bundesstraße mit zul. Geschwindigkeit von 70 km/h mit +/- 0 % Geländeneigung) in Deutschland.

Für viele in Sachsen-Anhalt agierende Verkehrsunternehmen liegen die Einsatzfälle tatsächlich zwischen diesen als Grenzwerte zu betrachtenden Einsatzfällen, da die Flottengrößen abweichen und oft sowohl Regional- als auch Stadtverkehrsleistungen erbracht werden.

#### 6.4.2 Berechnung der Emissionseinsparung durch den Einsatz von emissionsfreien Bussen unter Berücksichtigung von Kraftstoffverbrauch und Jahresfahrleistung

Pro Liter verbranntem Diesel werden inkl. Vorkette etwa 2,99 kg CO<sub>2</sub> emittiert. Zur Ermittlung der Emissionskennwerte für relevante Luftschadstoffe (NO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM) bestehen hingegen keine belastbaren Umrechnungsfaktoren zwischen Kraftstoffverbrauch und Schadstoffemission.

Auf Grundlage der angeführten Emissionsfaktoren nach HBEFA, die als kilometerbezogene Werte für Linienbusse<sup>35</sup> in verschiedenen Verkehrssituationen verallgemeinert vorliegen, wurde für die Busse daher ein Korrekturwert (KW) ermittelt, welcher eine Abschätzung der Schadstoffemissionen zulässt.

Verwendet wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für das Jahr 2020 in Höhe von 1.211 g CO<sub>2</sub>/km für den Innerortsverkehr und 1.151 g CO<sub>2</sub>/km für den Außerortsverkehr. Setzt man die Durchschnittsverbräuche der Diesellinienbusse an, ergeben sich mit folgender Gleichung die Korrekturwerte gemäß Tabelle 6-6.

$$KW = \frac{CO_2(\text{direkt})}{CO_2(\text{HBEFA})}$$

mit CO<sub>2</sub> (direkt) anhand des Dieserverbrauchs direkt ermittelte CO<sub>2</sub>-Emissionen  
CO<sub>2</sub> (HBEFA) mittels HBEFA und den Fahrweiten ermittelte CO<sub>2</sub>-Emissionen

<sup>35</sup> Anmerkung: in HBEFA wird nicht nach einzelnen Linienbusgrößen unterschieden

	Einsatzfall 1	Einsatzfall 2
CO <sub>2</sub> (direkt) [g/km]	1.260	987
CO <sub>2</sub> (HBEFA, total) [g/km]	1.211	1.151
Korrekturwert KW	1,040	0,858

Tabelle 6-6: Korrekturwerte

Die Emissionsfaktoren für relevante Luftschadstoffe wurden anschließend mittels des Korrekturwertes angepasst. Durch die Multiplikation mit der jährlichen Gesamtfahrleistung der umzustellenden Busse ergibt sich danach für die Busse die Minderung je Luftschadstoff bei einer kompletten Umstellung der jeweiligen Busflotte wie folgt:

	HBEFA-Emissionskennwert [g/km]	Korrigierter HBEFA- Emissionskennwert [g/km]	Luftschadstoffminderung [kg/a]
NO <sub>2</sub>	0,777	0,808	1.111
NO <sub>x</sub>	3,379	3,514	4.832
PM	0,035	0,036	50

Tabelle 6-7: Jährliche Emissionsminderung für ausgewählte Luftschadstoffe im Einsatzfall 1 (Stadtverkehr)

	HBEFA-Emissionskennwert [g/km]	Korrigierter HBEFA- Emissionskennwert [g/km]	Luftschadstoffminderung [kg/a]
NO <sub>2</sub>	0,518	0,444	2.600
NO <sub>x</sub>	2,245	1,926	11.268
PM	0,020	0,017	100

Tabelle 6-8: Jährliche Emissionsminderung für ausgewählte Luftschadstoffe im Einsatzfall 2 (Regionalverkehr)

Luftschadstoffemissionen für Dieselmotoren sind nicht bekannt, weshalb sie in die Betrachtungen nicht einbezogen wurden.



## 7 Kostenbetrachtungen

### 7.1 Ausgangslage

Zahlreiche Kostenvergleiche von Batterie- und Brennstoffzellenbussen samt zugehöriger Infrastrukturen haben gezeigt, dass verallgemeinernde Betrachtungen praktisch unmöglich sind. Insbesondere die Unterschiede in den betrieblichen Abläufen erfordern eine getrennte Betrachtung, zumindest eine Unterscheidung hinsichtlich der Flottengröße und der Bedienungsgebiete.

Neben den Energie- bzw. Wasserstoffkosten spielt beim Vergleich mit Dieselnbussen die Anzahl zusätzlich notwendiger

- Fahrzeuge,
- Fahrpersonalstunden und
- Leerkilometer

eine besondere Rolle. Die Zusatzaufwände hängen neben der Antriebsform vornehmlich von den Betriebsabläufen ab. Abbildung 7-1 zeigt die prozentuale Aufteilung von Solobusumlaufplänen (Dieselbusse) auf einzelne Fahrweitenklassen. Geht man von einer Batteriebusreichweite in Höhe von etwa 250 km aus, können bereits heute rund 80 % aller Umlaufpläne ohne jegliche Änderungen bedient werden. Ähnlich sieht es bei Gelenkbussen aus.

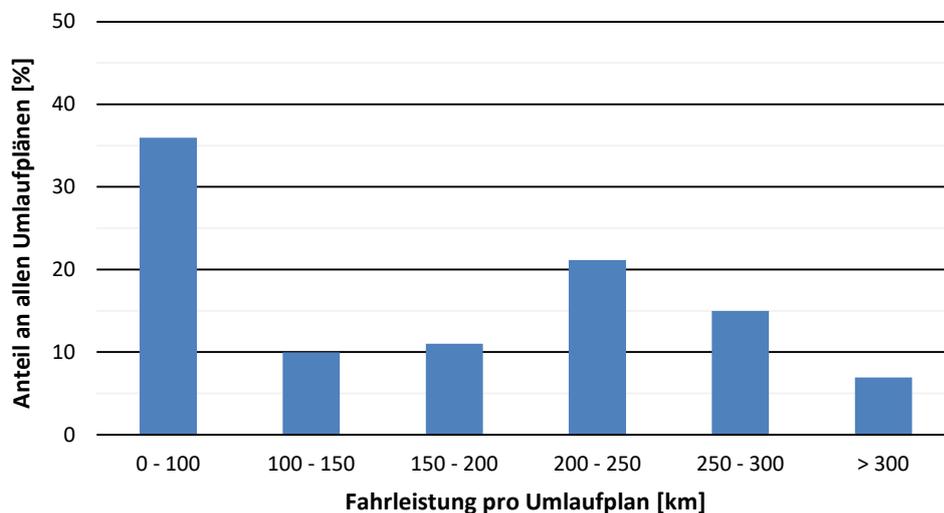


Abbildung 7-1  
Aufteilung von Umlaufplänen auf einzelne Fahrleistungsklassen (Datenbasis: ca. 7.800 Umlaufpläne für Solobusse, Mo – Fr)

Ein etwas anderes Bild zeichnet sich, wenn man die Anteile einzelner Fahrweitenklassen an der Gesamtfahrleistung betrachtet (Abbildung 7-2). Dabei wird deutlich, dass von Montag bis Freitag mit heutigen Solobatteriebussen nur gut 60 % aller Fahrleistungen ohne Änderungen in den Betriebsabläufen abdeckbar sind.

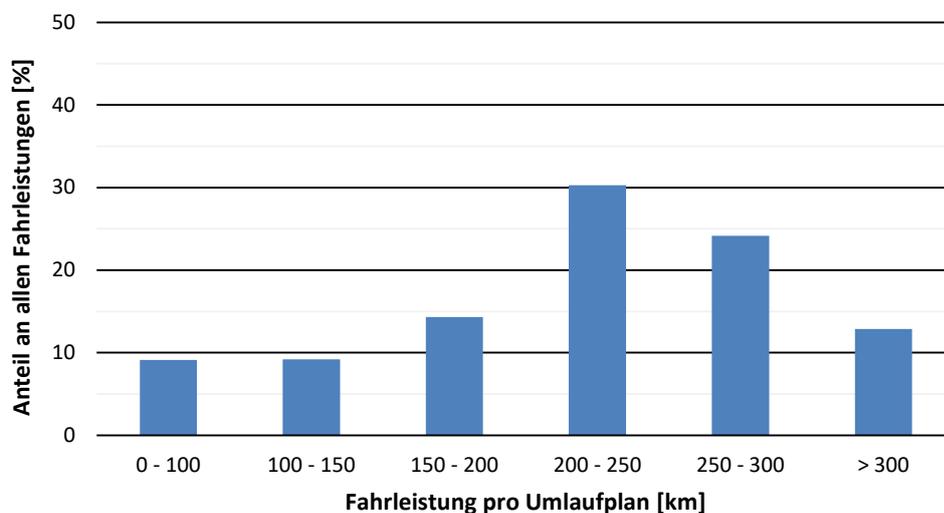


Abbildung 7-2  
Aufteilung von Fahrleistungen auf einzelne Fahrleistungsklassen (Datenbasis: ca. 7.800 Umlaufpläne für Solobusse, Mo – Fr)

Hinzu kommt, dass sich die Betriebsorganisation selbst in vergleichbaren Bedienungsgebieten deutlich unterscheiden. Abbildung 7-3 vergleicht die Fahrleistungsanteile in drei verschiedenen Großstädten. In dem blau gekennzeichneten Verkehrsbetrieb wird nur ein geringer Anteil der Gesamtfahrleistung mittels Umlaufplänen mit mehr als 250 km erbracht. In dem rot gekennzeichneten Fall liegt dieser Anteil hingegen bei über 50 %.

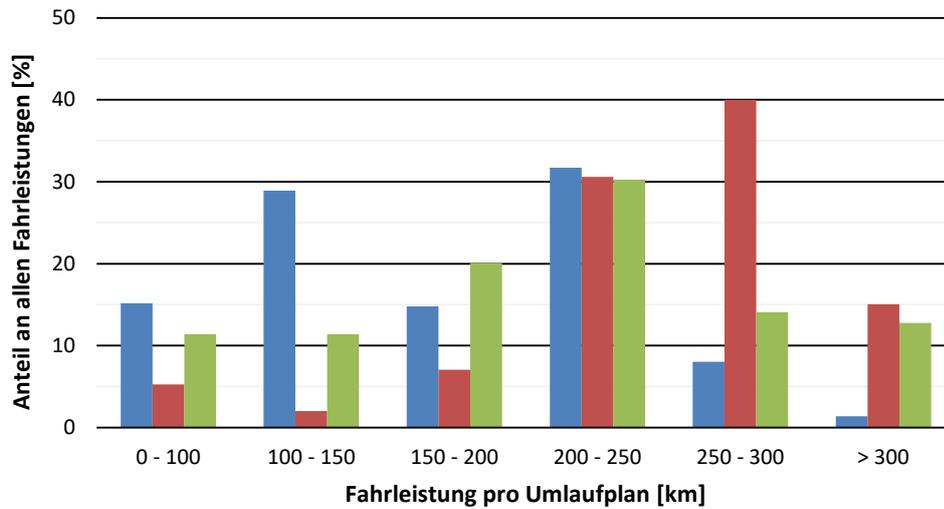


Abbildung 7-3  
Vergleich der Fahrleistungsanteile in drei Großstädten

Der Mehrbedarf an Batteriebusen hängt in erster Linie von deren Reichweite und dem Anteil sog. Kurzläufer (AKL), also Umlaufplänen von weniger als vier Stunden Länge an der Gesamtzahl der Umlaufpläne (Abbildung 7-4). Eine untergeordnete Rolle spielen hingegen die Längen von sog. Langläufern, also von Umlaufplänen, die sowohl die Früh- als auch die Nachmittagsspitze abdecken. Die Kurven in Abbildung 7-4 unterstellen dabei, dass nach der Früh- bzw. Spätspitze einrückende Busse für die Neuplanung langer Umlaufpläne (Unterbrechung zwecks Zwischenladung bzw. Kürzung) zur Verfügung stehen.

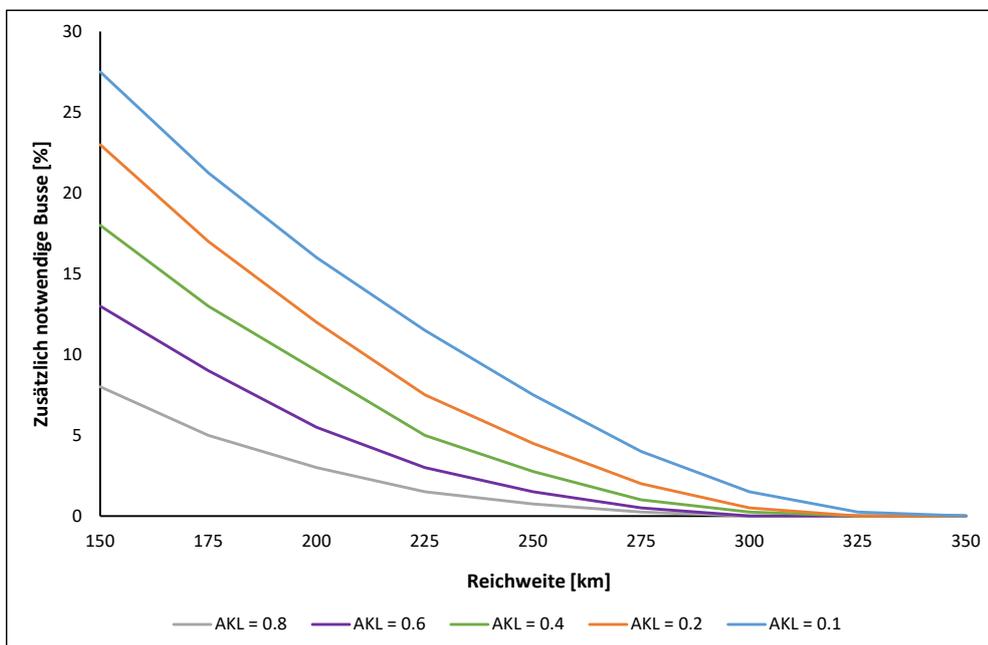


Abbildung 7-4  
Mehrbedarf an Batteriebusen  
AKL = Anteil von Kurzläufers an der Gesamtzahl der Umlaufpläne

## 7.2 Vorgehensweise

Für den Vergleich emissionsfreier Antriebe untereinander und mit Dieseln als Referenzantrieb gibt es zwei Möglichkeiten:

- jahresbezogener Vollkostenvergleich unter Einbeziehung von Kosten, die bei jeder Antriebsform anfallen
- jahresbezogener Teilkostenvergleich, die auf eine reine Darstellung der Kostenunterschiede abzielen.

Ein Vollkostenvergleich bietet sich nur an, wenn Vergleiche für einen bestimmten Verkehrsbetrieb vorgenommen werden. Sie sind praktisch nicht oder nur sehr eingeschränkt auf andere Verkehrsbetriebe übertragbar, da sich die Gesamtkostenstrukturen z. T. deutlich unterscheiden.

Jahresbezogene Teilkostenvergleiche zielen darauf ab, nur Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Antriebsformen zu erfassen. Subtrahiert man die erfassten Teilkosten voneinander und dividiert die Differenz durch die Jahresfahrleistungen, erhält man eine Kostendifferenz pro Fahrzeugkilometer. Diese kann wiederum durch die Verkehrsbetriebe leicht erfasst und hochgerechnet werden, da die Kosten je Dieselbuskilometer i. d. R. bekannt sind. Aus diesem Grund werden in der vorliegenden Studie jahresbezogene Teilkostenvergleiche vorgenommen.

Des Weiteren werden die Berechnungen jeweils für eine vollständige Umstellung und mit den Kostensätzen aus dem Jahr 2023 vorgenommen.

### 7.3 Betrachtungsfälle

Für die Kostenbetrachtungen ist es notwendig, zwischen unterschiedlichen Verkehrsbetrieben hinsichtlich

- Flottengröße und
- Bedienungsgebiet

zu unterscheiden. Es werden folgende Bedienungsgebiete voneinander abgegrenzt:

- BG 1a – überwiegend Stadtverkehr – mehr als 100.000 Einwohner
- BG 1b – überwiegend Stadtverkehr – weniger als 100.000 Einwohner
- BG 2 – Regionalverkehr und Stadtverkehr mit eigenen Linien in Städten mit weniger als 50.000 Einwohnern
- BG 3 – weit überwiegend Regionalverkehr.

Tabelle 7-1 gibt einen Überblick über die im Land Sachsen-Anhalt agierenden Verkehrsunternehmen hinsichtlich ihrer Flottengröße und ihrem Bedienungsgebiet. Neben vier überwiegend im Stadtverkehr fahrenden Verkehrsunternehmen ist der öffentliche Personenverkehr durch Regionalbuslinien mit und ohne Stadtverkehr geprägt. Bei der weit überwiegenden Zahl der eingesetzten Busse handelt es sich um Solobusse, zumeist in Niederflur- oder Low-Entry-Ausführung. Neben etwa 60 Gelenk- und einigen 15 m-Bussen kommen noch Kleinbusse zum Einsatz.

Verkehrsunternehmen	Hauptstandort	Flottengröße <sup>1)</sup>	Bedienungsgebiet
Kreisverkehrsgesellschaft Salzland mbH	Bernburg	100 / k. a.	BG 2
Nahverkehrsgesellschaft Jerichower Land mbH	Burg	106 / k. a.	BG 3
Dessauer Verkehrs GmbH	Dessau-Roßlau	24 / 18	BG 1b
Halberstädter Verkehrs GmbH	Halberstadt	10 / k. a.	BG 1b
Hallesche Verkehrs AG	Halle (Saale)	40 / 5	BG 1a
OBS Omnibusbetrieb Saalekreis GmbH	Halle (Saale)	96 / k. a.	BG 2
Stendalbus (Transdev)	Stendal	80 / 28	BG 2
Verkehrsgesellschaft Südharz mbH	Hettstedt	123 / k. a.	BG 2
Magdeburger Verkehrsbetriebe GmbH & Co. KG	Magdeburg	73 / k. a.	BG 1a
BördeBus Verkehrsgesellschaft mbH	Niedere Börde	93 / 36	BG 3
Personennahverkehrsgesellschaft Merseburg-Querfurt mbH	Querfurt	65 / k. a.	BG 2
Personenverkehrsgesellschaft Altmarkkreis Salzwedel mbH	Salzwedel	100 / 30	BG 3
Personennahverkehrsgesellschaft Burgenlandkreis mbH	Weißenfels	171 / k. a.	BG 2
Harzer Verkehrsbetriebe GmbH	Wernigerode	134 / 28	BG 2
Vetter GmbH	Zörbig	- <sup>2)</sup>	BG 2

<sup>1)</sup> eigene Fahrzeuge / angemietete Fahrzeuge <sup>2)</sup> Busflotte nicht genau zuordenbar

Tabelle 7-1: Überblick über die in Sachsen-Anhalt agierenden Verkehrsunternehmen (Bus)

## 7.4 Mengengerüste und Kostensätze

### 7.4.1 Betrachtungsfälle, Flottengrößen und jährliche Fahrweiten

Erfahrungen aus Machbarkeitsstudien haben gezeigt, dass es bzgl. des Mehrbedarfs an Batteriebussen, Leerkilometern und Fahrpersonalstunden zwischen den Bedienungsgebieten 2 und 3 praktisch keine Unterschiede gibt, da die Fahrpläne stark durch den Schülerverkehr geprägt sind. Dadurch werden im Vergleich mit dem Stadtverkehr überproportional viele Busse auf kurzen Umlaufplänen eingesetzt. Können diese wiederum

- zur Gewährung von Zwischenlademöglichkeiten bzw.
- zur Kürzung bzw. Unterbrechung von langen Umlaufplänen

eingesetzt werden, kommt es auch beim Einsatz von Batteriebussen zu keinem Mehrbedarf an Fahrzeugen.

Ableitend aus Tabelle 7-1 werden somit drei Betrachtungsfällen definiert (Tabelle 7-2). Der Betrachtungsfall 3 deckt Verkehrsbetriebe mit einer größeren Flotte und mehr als zwei Betriebshöfen ebenfalls mit ab.

	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Bedienungsgebiet	BG 1a	BG 1b	BG 2/3
Busflotte	40 Solo- / 25 Gelenkbusse	20 Solobusse	90 Solobusse
Anzahl Betriebshöfe	1	1	2
Mittlere Jahresfahrleistung	60.000 km / 40.000 km	50.000 km	48.000 km

Tabelle 7-2: Betrachtungsfälle für Kostenvergleiche

### 7.4.2 Mehraufwände

Unter Beachtung von Abbildung 7-4 sowie unter der Annahme weiterhin steigender Reichweiten (s. Batteriegrößen in Abbildung 2-2) wird für alle Betrachtungsfälle kein Mehrbedarf an Fahrzeugen, weder an Batterie- noch an Brennstoffzellenbussen unterstellt. Dem gegenüber ist es jedoch notwendig, jährliche Mehraufwände an Leerkilometern und Fahrpersonalstunden zu berücksichtigen.

Aus durchgeführten Machbarkeitsstudien für Batteriebusse sind Zusatzaufwände bezogen auf die Jahresgesamtfahrleistungen bekannt. Im Stadtverkehr unterscheiden sich die Werte nach der Stadtgröße. Wesentliche Unterschiede gibt es weiterhin zwischen Stadt- und Regionalverkehr. Für die drei Betrachtungsfälle ergeben sich die in Tabelle 7-3 aufgeführten Mehraufwände.

Die Unterschiede zwischen den relativen Größen sind leicht zu erklären. In größeren Städten ist der Anteil langer Umlaufpläne höher als in kleineren Städten, wodurch ein höherer Bedarf an Umstellungen und damit verbunden an Leerkilometern besteht. Im Regionalverkehr sind anteilig noch weniger Umlaufpläne anzupassen, wodurch der prozentuale Mehraufwand an Leerkilometern geringer ausfällt. Gleichzeitig werden Betriebsfahrten im Regionalverkehr mit höheren Durchschnittsgeschwindigkeiten gefahren, wodurch ebenfalls der Zeitaufwand pro Leerkilometer geringer ausfällt.

Mehraufwand	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Leer-km – prozentual <sup>1)</sup>	3,5 %	2,0 %	1,0 %
Fahrpersonal-h – relativ	0,07 h/Leer-km	0,12 h/Leer-km	0,05 h/Leer-km
Leer-km – absolut	84.000 km/a / 35.000 km/a <sup>2)</sup>	20.000 km/a	43.200 km/a
Fahrpersonal-h – absolut	5.880 h/a / 2.450 h/a	2.400 h/a	2.160 h/a
Fahrpersonalkosten		18 €/h	

<sup>1)</sup> bezogen auf die Jahresgesamtfahrleistungen <sup>2)</sup> Solobusse / Gelenkbusse

Tabelle 7-3: Jährliche Mehraufwände für die Betrachtungsfälle – Batteriebusbetrieb (Hybridheizung, Stand der Technik)

Für Brennstoffzellenbusse wird vereinfachend angenommen, dass es zu keinen Mehraufwänden kommt. Für kleinere Städte und im Regionalverkehr ist dieser Ansatz uneingeschränkt haltbar. Für die Städte Halle/Saale und Magdeburg handelt es sich um minimale Vereinfachungen zugunsten von Brennstoffzellenbussen.

### 7.4.3 Kosten- und zusätzliche Berechnungsansätze

#### Fahrzeug- und Komponentenpreise

Für die Dieselsebusse werden folgende Preise in die Berechnungen einbezogen:

- Solodieselbusse: 275.000 €
- Gelenkdieselbusse: 360.000 €.

Für die Abschreibungsdauer werden 9 und für die Nutzungsdauer 12 Jahre angesetzt.

In der Ausstattung vergleichbare Batterie- und Brennstoffzellenbusse sowie notwendige Ersatzbeschaffungen für die Batterien und Brennstoffzellen werden entsprechend Tabelle 7-4 in die Kostenvergleiche einbezogen.

	Solobatteriebusse	Gelenkbatteriebusse	Solo-BSZ-Busse	Gelenk-BSZ-Busse
Stückpreis	600.000 €	730.000 €	610.000 €	750.000 €
AfA- / Nutzungszeiten	9 Jahre / 12 Jahre			
Ersatzbatterie	150.000 €	180.000 €	48.000 €	50.000 €
AfA- / Nutzungsdauer	6 Jahre / 6 Jahre			
Ersatzbrennstoffzelle	-	-	80.000 €	85.000 €
AfA- / Nutzungsdauer	6 Jahre / 6 Jahre			

Tabelle 7-4: Kostensätze für Batterie- und Brennstoffzellenbusse (Preisstand 2023, netto)

Die kurze Nutzungsdauer der Batterien und Brennstoffzellen spiegelt den derzeit noch notwendigen Tausch innerhalb eines Buslebens wider. Da sich noch kein Zweitmarkt für Batterie- und Brennstoffzellenbusse etabliert hat, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht gesagt werden, wie sich die Preise für gebrauchte Batteriebusse, in denen die Batterie z. B. erst nach acht oder zehn Jahren gewechselt wurde, gestalten werden. Daher wird im Sinne eines vorsichtigen Kaufmanns von den o. g. Abschreibungs- und Nutzungszeiten ausgegangen.

Davon unbenommen bleibt anzumerken, dass erste Busersteller Batteriegarantien über 12 Jahre mit einer verbleibenden Speicherfähigkeit von 80 % anbieten.

#### Kosten für Diesel, AdBlue, Heizöl, Elektroenergie und Wasserstoff

Die nachfolgende Tabelle listet die Verbrauchswerte sowie die zugehörigen Einheitenpreise auf. Die Verbrauchswerte unterscheiden sich aufgrund unterschiedlicher mittlerer Geschwindigkeiten zwischen den einzelnen Anwendungsfällen.

Die Preise für Diesel und Elektroenergie waren in den vergangenen 18 Monaten enormen Schwankungen unterworfen. Noch größere Preisausschläge konnten beim Bezug von Wasserstoff zu beobachten. Daher werden für jeden Betrachtungsfall drei Szenarien für den Wasserstoffpreis in die Berechnungen einbezogen.

	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Dieselpreis		1,40 €/l	
Dieserverbrauch	0,40 l/km / 0,50 l/km <sup>1)</sup>	0,38 l/km	0,28 l/km
AdBlue-Preis		0,5 €/l	
AdBlue-Verbrauch	0,02 l/km / 0,025 l/km <sup>1)</sup>	0,019 l/km	0,014 l/km
Preis für Elektroenergie	0,35 €/kWh	0,35 €/kWh	0,37 €/kWh
Elektroenergieverbrauch <sup>2)</sup>	1,3 kWh/km / 1,6 kWh/km <sup>1)</sup>	1,3 kWh/km	1,1 kWh/km
Heizölpreis	Wie Diesel, da keine getrennte Bevorratung unterstellt wird.		
Heizölverbrauch <sup>3)</sup>	0,04 l/km / 0,06 l/km <sup>1)</sup>	0,04 l/km	0,03 l/km
Wasserstoffpreise (Anlieferung)	9,5 €/kg / 11,5 €/kg / 13,5 €/kg (Szenarienbetrachtung)		
Wasserstoffverbrauch	0,08 kg/km / 0,11 kg/km <sup>1)</sup>	0,08 kg/km	0,07 kg/km
Energieaufwand H <sub>2</sub> -Betankung	3 kWh/kg H <sub>2</sub>		

<sup>1)</sup> Solobusse / Gelenkbusse <sup>2)</sup> inkl. 15 % Verluste in der Ladeinfrastruktur <sup>3)</sup> Jahresdurchschnittswerte

Tabelle 7-5: Berechnungsansätze für die Ermittlung der Verbrauchskosten (Preisstand 2023, netto)

Der Energieaufwand bei der Betankung mit Wasserstoff ergibt sich aus der notwendigen Komprimierung des Wasserstoffs und dessen Kühlung.

### Ergänzende, fahrzeugbezogene Berechnungsansätze

Ergänzende Berechnungsansätze werden in der Tabelle 7-6 zusammengefasst. Speziell bei den Versicherungskosten für Batterie- und Brennstoffzellenbusse handelt es sich um grobe Schätzwerte, die z. T. deutlich von den jeweiligen Tarifen abweichen können.

Zu beachten ist weiterhin, dass die Instandhaltungs- und Wartungskosten nicht den Tausch von Traktionsbatterien oder Brennstoffzellen beinhalten. Die dafür anfallenden Kosten sind in Tabelle 7-4 aufgeführt.

	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Kalkulatorischer Zins		3 %	
Instandhaltungs- und Wartungskosten pro Dieselbus-km	0,44 / 0,55 € <sup>1)</sup>	0,40 €	0,35 €
Instandhaltungs- und Wartungskosten pro Batteriebus-km <sup>2)</sup>		-0,04 €	
Instandhaltungs- und Wartungskosten pro Brennstoffzellenbus-km <sup>2)</sup>		± 0	
Jährliche Versicherung pro Dieselbus, Vollkasko und Haftpflicht	2.700 € / 2.000 € <sup>1)</sup>	2.400 €	2.400 €
Jährliche Versicherung pro Batterie- oder BSZ-Bus, Vollkasko und Haftpflicht	3.200 / 3.400 € <sup>1)</sup>	3.000 €	3.000 €
Jährliche Feuerrückversicherung pro Batterie- oder Brennstoffzellenbus		300 €	
Jährliche Mehrkostenversicherung pro Batterie- oder Brennstoffzellenbus		150 €	

<sup>1)</sup> Solobusse / Gelenkbusse <sup>2)</sup> Kostendifferenz zu Dieselbussen

Tabelle 7-6: Sonstige Berechnungsansätze

### Kosten für die Werkstattanpassung und -ausrüstung sowie für Schulungsmaßnahmen

Bezeichnung	AfA / Nutzungsdauer in Jahren	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Dacharbeitsplatz inkl. Portal-kran	15 / 20	275.000 €	260.000 €	260.000 €
Spezialwerkzeuge, Schutz-ausrüstung, Prüf-/Messtechnik	5 / 10	8.800 €	7.800 €	8.500 €
Laptops für Fahrzeugdiagnose-system	3 / 5	2.000 €	2.000 €	2.000 €
Mobiles Werkstattladegerät (nur Batteriebusse)	10 / 15	24.000 €	24.000 €	24.000 €
Mobile Gaswarngeräte und Leckagesuchmittel	3 / 5	1.800 €	1.500 €	1.800 €
ATEX-Lüftung (nur H <sub>2</sub> )	5 / 10	12.000 €	10.000 €	12.000 €
Gasprallvorkehrungen (nur H <sub>2</sub> )	25 / 35	20.000 €	15.000 €	20.000 €
H <sub>2</sub> -Sensoren (nur H <sub>2</sub> )	5 / 10	35.000 €	30.000 €	35.000 €
Quarantäneplatz	25 / 35	250.000 €	250.000 €	250.000 €

Tabelle 7-7: Kosten für die Anpassung und Ausrüstung der Werkstätten (Preisstand 2023, netto)

Die Kosten für die Anpassung und Ausrüstung der Werkstätten finden sich in Tabelle 7-7. Bei der Ausrüstung der Werkstätten wird davon ausgegangen, dass diese von ihren Abmaßen her grundsätzlich für Batterie- und Brennstoffzellenbusse geeignet sind. Sind ausreichend Platzreserven sowohl in der Breite als auch in der Höhe vorhanden, sind für Batteriebusse i. d. R. keine großen Umbaumaßnahmen notwendig.

Zusätzliche Vorkehrungen sind nahezu immer in Hinblick auf den Explosionsschutz notwendig, weshalb in die Vergleichsrechnungen Kosten für Wasserstoffsensoren, Gasprall- bzw. Ableitvorrichtungen sowie explosionsgeschützte Stelltechnik für Oberlichter eingerechnet werden. Sind keine Oberlichter vorhanden, fallen deutlich mehr Kosten für deren Installation oder für eine Zwangslüftung an.

Des Weiteren wird unterstellt, dass ein primäres Explosionsschutzkonzept verfolgt wird, das auf die Vermeidung einer explosionsfähigen Atmosphäre abzielt. Dadurch wird eine weitere Ausrüstung mit explosionsgeschützter Technik (z. B. Beleuchtung) im Sinne eines sekundären Explosionsschutzes nicht berücksichtigt.

In die Berechnungen einbezogene Schulungskosten für das Fahr- und Werkstattpersonal zeigt Tabelle 7-8. Zu beachten ist, dass die durch die Bushersteller angebotenen Schulungen preislich sehr stark schwanken.

	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Fahrzeugbezogene Schulungskosten	175.000 €	125.000 €	150.000 €
Allgemeine Schulungskosten, aller 5 Jahre wiederholend – Hochvolt	62.000 €	28.000 €	55.000 €
Kosten für Zusatzschulungen für H <sub>2</sub> -Druckgasanlagen	6.000 €	4.000 €	5.000 €

Tabelle 7-8: Schulungskosten

### Kosten für die Ladeinfrastruktur

Für alle Betrachtungsfälle wird eine ausschließliche Nachladung auf den Betriebshöfen unterstellt.

Neben den nach wie vor vergleichsweise hohen Kosten für die Ladegeräte und -stationen hängen die Aufwände für die Ladeinfrastruktur im Wesentlichen von zwei Einflussfaktoren ab:

- Anschlusskosten – Es wird einheitlich von Mittelspannungskabeln in unmittelbarer Nähe zu den Betriebshöfen inkl. ausreichender Leistungsreserven ausgegangen.
- Notwendige Umbauten – Es werden keine aufwändigen Um- oder Neubauten unterstellt. Hiervon ausgenommen sind notwendige Fundamente, Kabelgräben und Überkopfführungen der Kabel an bestehenden Dachtragwerken (bei Abstellhallen).

Je nach örtlichen Gegebenheiten können die Baukosten in Einzelpositionen und in der Summe schwanken, jedoch liegen in IVdat ausreichende Daten vor, um überschlägliche Kostensätze für einzelne Ladeinfrastrukturkomponenten je Batteriebus bzw. je Flottengröße abzuleiten (Tabelle 7-9).

Bezeichnung	AfA / Nutzungsdauer in Jahren	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
MS/NS/DC-Verkabelung	25 / 30	270.000 €	95.000 €	185.000 €
Transformatoren komplett	20 / 30	360.000 €	130.000 €	265.000 €
Transformatorengebäude	25 / 35	80.000 €	65.000 €	75.000 €
MSR-Technik inkl. USV	10 / 15	20.000 €	15.000 €	20.000 €
Baukostenzuschuss <sup>1)</sup>	25 / 30	280.000 €	120.000 €	200.000 €
Ladegeräte komplett	10 / 14	65.000 €/Bus	55.000 €/Bus	55.000 €/Bus
PLC-Satelliten	10 / 14	5.000 €/Bus	5.000 €/Bus	5.000 €/Bus
sonst. bauliche Maßnahmen	25 / 35	1.800 €/Bus	1.800 €/Bus	1.800 €/Bus
sonstige Kosten <sup>2)</sup>	25 / 35	220.000 €	115.000 €	135.000 €
Lademanagementsystem, Überwachung	3 / 6	200.000 €	50.000 €	150.000 €

<sup>1)</sup> 80 €/kW <sup>2)</sup> HOAI-Planungskosten, Verwaltungskosten, interne Baunebenleistungen, Baustelleneinrichtung

Tabelle 7-9: Kosten für die Komponenten der Ladeinfrastruktur pro Betriebshof bzw. Batteriebus (Preisstand 2023, netto)

Zu beachten ist, dass die Kostensätze jeweils für einen Betriebshof bzw. je auf einem Betriebshof abgestellten Batteriebus gelten. Werden große, auf mehrere Betriebshöfe aufgeteilte Flotten betrachtet, sind die Kosten für jeden Betriebshof separat zu ermitteln.

Gegenwärtig gibt es noch keine seriöse Datengrundlage für die Ermittlung der Ladeinfrastruktur-Betriebskosten. Es werden daher Parallelen zu den Werten der Standardisierten Bewertung<sup>36</sup> gezogen. Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten werden wie folgt angesetzt:

- Kabel und bauliche Anlagen: 1,4 % / a bezogen auf die Investitionskosten
- Transformatoren: 1,4 % / a bezogen auf die Investitionskosten
- Ladegeräte / PLC-Satelliten: 2,0 % / a bezogen auf die Investitionskosten.

Der Eigenenergieverbrauch wurde den Energieverbrauchswerten der Batteriebusse mit einem Faktor von 1,15 bereits zugeschlagen.

Für die Betreuung der Ladeinfrastruktur fallen je nach Flottengröße bzw. Anzahl der Lademöglichkeiten unterschiedliche Zeitaufwände pro Jahr an (Tabelle 7-10).

	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Betreuungsaufwand für die Ladeinfrastruktur	400 h	200 h	je 250 h
Betreuungskosten für die Ladeinfrastruktur <sup>1)</sup>	14.000 €	7.000 €	je 8.750 h

<sup>1)</sup> Kostenansatz: 35 €/h

Tabelle 7-10: Kosten für die Betreuung der Ladeinfrastruktur

### Kosten für die H<sub>2</sub>-Tankinfrastruktur

Für die Vergleichsrechnungen wird die Anlieferung von grünem Wasserstoff, jedoch ohne Pay-per-Fuel-Modell betrachtet, wodurch sich die Wasserstofftankstelle im Besitz der Verkehrsunternehmen befindet.

	Betrachtungsfall 1	Betrachtungsfall 2	Betrachtungsfall 3
Anzahl Dispenser	4	2	je 3
Kosten für die Tankstelle	5,0 Mio. €	2,8 Mio. €	je 4,2 Mio. €
Kosten für Trailer / Container	300.000 €	120.000 €	je 300.000 €

Tabelle 7-11: Kosten für die Tankinfrastruktur

Die einzelnen Komponenten werden auf unterschiedliche Abschreibungs- und Nutzungszeiten wie folgt aufgeteilt:

- 10 Jahre / 15 Jahre: 45 % der Gesamtkosten
- 15 Jahre / 20 Jahre: 20 % der Gesamtkosten
- 25 Jahre / 30 Jahre: 35 % der Gesamtkosten.

Deutlich höher als bei einer Ladeinfrastruktur sind nach heutigem Stand des Wissens die Betriebskosten, für die jährlich in etwa 5 % der Gesamtinvestitionssumme anfallen. Für die Betreuung der Tankinfrastruktur werden die gleichen Kosten wie für die Ladeinfrastruktur (s. Tabelle 7-10) angesetzt.

## 7.5 Fördermöglichkeiten

Im Land Sachsen-Anhalt existiert gegenwärtig kein Förderprogramm für Linienbusse bzw. für Lade- oder Tankinfrastruktur. Betrachtet wird daher ausschließlich die Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) vom 07.09.2021 (jetzt Bundesministerium für Digitales und Verkehr).

Deren Antragsverfahren ist zweistufig. Antragsteller werden zunächst zur Abgabe einer Skizze bis zu einem bestimmten Stichtag aufgefordert. Wird diese erfolgreich beschieden, erfolgt die konkrete Fördermittelbeantragung. Das Förderprogramm war in den bisherigen Antragsrunden deutlich überzeichnet.

Die Richtlinie bietet folgende Fördermöglichkeiten:

<sup>36</sup> Standardisierte Bewertung von Verkehrswegeinvestitionen des öffentlichen Personennahverkehrs

- Förderung der Mehrkosten von alternativ angetriebenen Bussen i. H. v. 80 % der Mehrkosten ggü. einem vergleichbaren Referenz-Dieselbus (Grundfahrzeug), wobei für Dieselbusse und Busse mit alternativen Antrieben Referenzwerte vorgegeben werden.
- Förderung der Lade-, Betankungs- und Werkstattinfrastruktur i. H. v. 40 %.  
Die förderfähigen Positionen für die Elektroenergiebereitstellung wurden sehr weit gefasst. Vereinfachend gesprochen sind bis auf die Netzanschlusskosten eigener Transformatoren (Kundenstation) alle notwendigen Installationen förderfähig. Dabei ist es unerheblich, ob die elektrische Energie für die Nachladung von Batteriebussen oder die Erzeugung und Abgabe von Wasserstoff genutzt wird.
- Nicht gefördert werden Kosten für Personal, Schulung, Erwerb von Grundstücken, Wartungskosten.

Hinweise:

- Seitens des Fördermittelgebers werden Referenzpreise für die Kosten eines Dieselreferenzfahrzeugs vorgegeben. Diese betragen
  - o 120.000 € für Kleinbusse
  - o 220.000 € für Midibusse
  - o 230.000 € für Solobusse
  - o 320.000 € für Gelenkbusse
- Weiterhin gibt der Fördermittelgeber Obergrenzen bzgl. anrechenbarer Kosten für Batterie- und Brennstoffzellenbusse vor:
  - o 270.000 € / 340.000 € für Kleinbusse
  - o 450.000 € / 550.000 € für Midibusse
  - o 570.000 € / 590.000 € für Solobusse
  - o 730.000 € / 800.000 € für Gelenkbusse

Während die Kostenobergrenzen für Klein- und Midibusse auskömmlich erscheinen, sind die Kosten für Solo- und Gelenkbusse bei kleinen Chargen eher zu knapp bemessen.

- Der Fördermittelgeber beschränkt gemäß Richtlinie das Fördervolumen pro Vorhaben auf 30 Mio. €, was jedoch für die hier angestellten Vergleichsuntersuchungen nicht maßgeblich ist.
- Da sich die Förderung der Fahrzeuge allein auf die Mehrkosten zwischen emissionsfreien und Dieselbussen bezieht, ist das sog. Grundfahrzeug ausdrücklich nicht Gegenstand der Förderung. Dadurch darf die BMDV-Förderung mit einer Landes- oder anderweitigen Busförderung für Dieselbusse kumuliert werden. Weist eine Landesförderung spezielle Fördersätze für emissionsfreie Fahrzeuge aus, dürfen diese hingegen nicht mit der Bundesförderung kombiniert werden.

## 7.6 THG-Quote

Basierend auf der Renewable Energy Directive II der Europäischen Union und des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – BimSchG (§ 37) sind Quotenverpflichtete (Mineralölfirmen) gezwungen, einen Beitrag zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu leisten. Da dies im Wesentlichen nur durch den Einsatz von Biokraftstoffen als Beimischung zu fossilen Brennstoffen möglich ist und die Verfügbarkeit von Biokraftstoffen eingeschränkt ist, sind derartige Firmen gezwungen, Privatpersonen und Unternehmen, die einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz leisten, deren CO<sub>2</sub>-Einsparungen abzukaufen. Hierzu gehört z. B. der Einsatz von Elektrofahrzeugen oder die Bereitstellung von Wasserstoff, sofern dieser elektrisch mit zu 100 % aus erneuerbaren Quellen stammender Energie erzeugt wird.

Um hierbei im Bereich der Fahrzeuge möglichst einfach vorgehen zu können, wurden für verschiedene Fahrzeugkategorien mit rein elektrischem Antrieb pauschale THG-Quoten festgelegt. Diese basieren für Batteriebusse (Klasse M3) auf einem angenommenen Jahresenergieverbrauch von 72.000 kWh. Ein Nachweis über die tatsächlichen Energieverbräuche ist dabei nicht notwendig. Ebenso wird keine Unterscheidung bzgl. der Fahrzeuglänge vorgenommen. Ob eine fossile betriebene Zusatzheizung hier ausschließend bzw. schädlich wirkt, konnte nicht ermittelt werden.

Die sich daraus maximal ergebende THG-Quote (CO<sub>2</sub>-Einsparungen je Bus in kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent) wird wie folgt berechnet:

$$CO_2 - \text{Einsparung je Batteriebus} = (KBW \cdot (1 - MQ) - THGE_{EE} \cdot AF_{AE}) \cdot AF_{EE} \cdot 72.000 \text{ kWh} \cdot 0,0036 \text{ GJ/kWh}$$

*KBW* Kraftstoffbasiswert (94,1 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent je GJ)

*MQ* Prozentsatz um den die Treibhausgasemissionen der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe im Vergleich zum Kraftstoffbasiswert sinken müssen (2023: 8 % bzw. 0,08, bis 2030 auf 25 % bzw. 0,25 steigend)

*THGE<sub>EE</sub>* THG-Emissionen für elektrische Energie (2023: 135 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent je GJ)

*AF<sub>AE</sub>* Anpassungsfaktor für Antriebseffizienz von Elektroantrieben: 0,4

*AF<sub>EE</sub>* Anrechnungsfaktor für in mobilen Anwendungen genutzte Elektroenergie: 3

0,0036 Umrechnungsfaktor zwischen GJ und kWh.

Für das Jahr 2023 liegt die pro Batteriebus berechnete CO<sub>2</sub>-Einsparung somit pauschal bei 25.938 kg. Daraus berechnet sich der pro Bus maximal erzielbare THG-Quoten-Erlös:

$$\text{max. THG - Quotenerlös je Batteriebus} = CO_2 - \text{Einsparung je Batteriebus} \cdot AB = 15.653 \text{ €}$$

*AB* Ausgleichsbetrag, den ein Quotenverpflichteter entrichten muss, wenn er seine THG-Minderungsziele verfehlt (0,6 € / kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent).

Eine direkte Anrechnung der THG-Quote für Brennstoffzellenbusse existiert hingegen nicht. Hier sieht der Gesetzgeber aber die Anrechnung einer THG-Quote für jedes produzierte Kilogramm Wasserstoff vor:

$$CO_2 - \text{Einsparung je kg H}_2 = (KBW \cdot (1 - MQ) - THGE_{H_2} \cdot AF_{AE}) \cdot AF_{BSZ} \cdot 0,1201 = 19,93 \text{ kg CO}_2/\text{kg H}_2$$

*THGE<sub>H<sub>2</sub></sub>* THG-Emissionen für grünen Wasserstoff (2023: 9,1 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent je GJ)

*AF<sub>BSZ</sub>* Anrechnungsfaktor für in mobilen Anwendungen genutzten Wasserstoff: 2

0,1201 Umrechnungsfaktor zur Berücksichtigung des Heizwertes von Wasserstoff (GJ / kg H<sub>2</sub>).

Pro Kilogramm grünem Wasserstoff ist somit eine maximale THG-Quote von 11,96 € erzielbar, wenn man wiederum den o. g. Ausgleichsbetrag zugrunde legt. Diese kann einem Busbetreiber wie folgt zugutekommen:

1. Der Hersteller und ggf. Tankstellenbetreiber ist eine Dritte Partei und diese gibt die THG-Quote in Form niedrigerer Abgabepreise an den Busbetreiber weiter.
2. Der Busbetreiber ist gleichzeitig auch der Hersteller von Wasserstoff und kann für jede erzeugte Tonne Wasserstoff die THG-Quote beantragen.

Ein Blick auf die drei Formeln zeigt, dass THG-Quotenerlöse als Folge variabler Eingangswerte sehr volatil sein können. So lagen bspw. im Jahr 2022 die Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von Elektroenergie noch bei 119 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent je GJ. Wesentlich bedingt durch den Ukrainekrieg wurde im Jahr 2023 wieder mehr Elektroenergie in Kohlekraftwerken erzeugt, was zu dem oben angegebenen Wert geführt hat.

Ein zweiter wichtiger Wert ist der Ausgleichsbetrag in der zweiten Formel. Der aufgeführte Wert stellt einen Maximalwert dar. Dieser wird jedoch praktisch nie erreicht, da Quotenverpflichtete auch andere Möglichkeiten haben, ihre THG-Minderungsziele zu erreichen, z. B. durch die Beimengung von Biokraftstoffen.

Die mittels THG-Quoten auszugleichenden Einsparungsvorgaben für Mineralölkonzerne werden in den nächsten Jahren steigen. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass eine sinkende Nachfrage nach Mineralölprodukten, z. B. durch die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen, die Preise pro Tonne CO<sub>2</sub> senken werden. In die gleiche Richtung wird auch das zunehmende Angebot an THG-Quoten durch mehr Elektrofahrzeuge und Wasserstoffproduzenten wirken. Daher werden nur 60 % des derzeit maximal möglichen THG-Quotenerlöses angesetzt.

	Solobusse	Gelenkbusse
Batteriebusse		9.700 €
Brennstoffzellenbusse	abhängig von Jahresfahrleistungen	

Tabelle 7-12: Pro Fahrzeug angesetzte THG-Quotenerlöse pro Jahr

Zu beachten ist, dass die Erlöse enormen Einfluss auf die Kostenvergleiche haben. Dadurch kann es bei fallenden oder steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen zu deutlich abweichenden Ergebnissen kommen.

## 7.7 Szenarien

Naturgemäß sind die Ergebnisse von Vergleichsrechnungen neben den Annahmen zu Kostensätzen stark abhängig von den Annahmen hinsichtlich der Förderung von Fahrzeugen und Infrastruktur. Um die damit verbundenen Auswirkungen auf die Ergebnisse transparent darzulegen, werden drei unterschiedliche Szenarien betrachtet:

- Szenario 1: - Förderung der Fahrzeuge und Infrastruktur durch den Bund  
- THG-Quoten-Erlöse
- Szenario 2: - keine Förderung der Fahrzeuge und Infrastruktur durch den Bund  
- THG-Quoten-Erlöse
- Szenario 3: - keine Förderung der Fahrzeuge und Infrastruktur durch den Bund  
- keine THG-Quoten-Erlöse.

Die Szenarien 1 und 3 stecken das Spektrum hinsichtlich der Förderung ab, sofern durch das Land Sachsen-Anhalt kein Förderprogramm mit besseren Förderkonditionen aufgelegt wird. Zwischen diesen beiden Szenarien gibt es eine Vielzahl von Variationsmöglichkeiten, die z. B. ein Abschmelzen der Förderintensität oder verringerte THG-Quoten-Erlöse berücksichtigen würden. Diese im Detail zu beschreiben ist praktisch unmöglich, weshalb nur ein mittleres Szenario ohne Förderung jedoch mit THG-Quoten-Erlösen betrachtet wird.

## 7.8 Ergebnisse

### 7.8.1 Batterie- vs. Dieselbusse

Einen Überblick über die unmittelbar mit der Batteriebusseinführung verbundenen Gesamtkosten, die Eigenanteile sowie die geförderten Kosten für die betrachteten Szenarien zeigen Tabelle 7-13 bis Tabelle 7-15. Bei gleichbleibenden antriebspezifischen Gesamtkosten verschieben sich die Eigenanteile an den Investitionskosten sowie die geförderten Kosten je nach Szenario zueinander.

Die jährlichen spezifischen Kosten beschreiben diejenigen Kosten, die unmittelbar durch die Einführung von Bussen mit alternativen Antrieben hervorgerufen werden. Neben den Kapitalkosten fließen hier auch laufende Kosten für Elektroenergie, Wartung und Instandhaltung, Schulungen und Versicherungen ein. Ebenso enthalten sind die Mehrkosten durch zusätzliche Leerkilometer. Nicht mit enthalten sind hingegen alle diejenigen Kosten, die auch bei einem Dieselbusbetrieb anfallen würden. Hierzu gehören u. a. die ohnehin anfallenden Fahrpersonalkosten, Abschreibungen auf Gebäude und bereits vorhandene Anlagen sowie sonstige Allgemeinkosten.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitions- und Erstschulungskosten <sup>1)</sup> [Mio. €]		59,58	
Eigenanteil [Mio. €]	40,19	59,58	59,58
Geförderte Kosten [Mio. €]	19,39	-	-
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	7,10	8,89	9,52
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,76 / 1,09	1,18 / 1,87	1,34 / 2,11

<sup>1)</sup> Kosten, die unmittelbar mit der Einführung von Batteriebussen samt Ladeinfrastruktur im Zusammenhang stehen

<sup>2)</sup> Solobusse / Gelenkbusse, bei Bezugnahme auf planmäßige Dieselbusfahrweiten

Tabelle 7-13: Ergebnisse des Kostenvergleichs für Batteriebusse – Betrachtungsfall 1

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitions- und Erstschulungskosten <sup>1)</sup> [Mio. €]		17,49	
Eigenanteil [Mio. €]	11,87	17,49	17,49
Geförderte Kosten [Mio. €]	5,62	-	-
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	1,95	2,46	2,66
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,81	1,32	1,52

<sup>1)</sup> Kosten, die unmittelbar mit der Einführung von Batteriebussen samt Ladeinfrastruktur im Zusammenhang stehen

<sup>2)</sup> Solobusse / Gelenkbusse, bei Bezugnahme auf planmäßige Dieselbusfahrweiten

Tabelle 7-14: Ergebnisse des Kostenvergleichs für Batteriebusse – Betrachtungsfall 2

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitions- und Erstschulungskosten <sup>1)</sup> [Mio. €]		76,52	
Eigenanteil [Mio. €]	51,94	76,52	76,52
Geförderte Kosten [Mio. €]	24,56	-	-
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	7,78	10,04	10,92
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,79	1,31	1,52

<sup>1)</sup> Kosten, die unmittelbar mit der Einführung von Batteriebusen samt Ladeinfrastruktur im Zusammenhang stehen

<sup>2)</sup> Solobusse / Gelenkbusse, bei Bezugnahme auf planmäßige Dieselbusfahrweiten

Tabelle 7-15: Ergebnisse des Kostenvergleichs für Batteriebusse – Betrachtungsfall 3

## 7.8.2 Brennstoffzellen- vs. Dieselbusse

Die Ergebnisse des Vergleichs von Diesel- mit Brennstoffzellenbetrieb zeigen die nachfolgenden Tabellen für jeweils drei unterschiedliche Wasserstoffbezugspreise. Auffällig ist die Abhängigkeit der Ergebnisse von den angesetzten THG-Quoten-Erlösen bei einem Vergleich von Szenario 3 mit Szenario 2. Für eine Investitionsentscheidung ist es daher zumindest fragwürdig, diese basierend auf der Annahme dauerhaft hoher THG-Quoten-Erlöse zu treffen.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitions- und Erstschulungskosten <sup>1)</sup> [Mio. €]		57,72	
Eigenanteil [Mio. €]	32,12	57,72	57,72
Geförderte Kosten [Mio. €]	25,60	-	-
		9,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	7,06	9,42	10,62
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,69 / 1,21	1,31 / 2,10	1,63 / 2,54
		11,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	7,66	10,02	11,23
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,85 / 1,43	1,47 / 2,32	1,79 / 2,76
		13,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	8,27	10,63	11,83
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	1,01 / 1,65	1,63 / 2,54	1,95 / 2,98

<sup>1)</sup> Kosten, die unmittelbar mit der Einführung von Brennstoffzellenbussen samt Tankinfrastruktur im Zusammenhang stehen

<sup>2)</sup> Solobusse / Gelenkbusse, bei Bezugnahme auf planmäßige Dieselbusfahrweiten

Tabelle 7-16: Ergebnisse des Kostenvergleichs für Brennstoffzellenbusse – Betrachtungsfall 1

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitions- und Erstschulungskosten <sup>1)</sup> [Mio. €]		18,38	
Eigenanteil [Mio. €]	9,75	18,38	18,38
Geförderte Kosten [Mio. €]	8,63	-	-
		9,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	2,02	2,79	3,11
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,88	1,65	1,97
		11,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	2,18	2,95	3,27
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	1,04	1,81	2,13
		13,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	2,34	3,11	3,43
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	1,20	1,97	2,29

<sup>1)</sup> Kosten, die unmittelbar mit der Einführung von Brennstoffzellenbussen samt Tankinfrastruktur im Zusammenhang stehen

<sup>2)</sup> bei Bezugnahme auf planmäßige Dieselbusfahrweiten

Tabelle 7-17: Ergebnisse des Kostenvergleichs für Brennstoffzellenbusse – Betrachtungsfall 2

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitions- und Erstschulungskosten <sup>1)</sup> [Mio. €]		76,90	
Eigenanteil [Mio. €]	40,30	76,90	76,90
Geförderte Kosten [Mio. €]	36,60	-	-
		9,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	7,94	11,28	12,50
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,83	1,60	1,88
		11,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	8,54	11,90	13,10
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	0,97	1,74	2,02
		13,50 €/kg H <sub>2</sub>	
Jährliche spezifische Kosten <sup>1)</sup> [Mio. €]	9,14	12,50	13,70
Differenz zu Dieselbusbetrieb <sup>2)</sup> [€/Fz-km]	1,11	1,88	2,16

<sup>1)</sup> Kosten, die unmittelbar mit der Einführung von Brennstoffzellenbussen samt Tankinfrastruktur im Zusammenhang stehen

<sup>2)</sup> bei Bezugnahme auf planmäßige Dieselbusfahrweiten

Tabelle 7-18: Ergebnisse des Kostenvergleichs für Brennstoffzellenbusse – Betrachtungsfall 3

Unterstellt man weitgehend gleichbleibende THG-Quoten-Erlöse, ist zumindest eine weitgehende Kostenparität zu Batteriebusen bis zu einem Wasserstoffpreis von etwa 9,50 €/kg gegeben, sofern eine vergleichbar gute Förderung angenommen wird (Tabelle 7-19).

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Betrachtungsfall 1			
Batteriebusse	0,76 / 1,09	1,18 / 1,87	1,34 / 2,11
Brennstoffzellenbusse – 9,50 €/kg H <sub>2</sub>	0,69 / 1,21	1,31 / 2,10	1,63 / 2,54
Brennstoffzellenbusse – 11,50 €/kg H <sub>2</sub>	0,85 / 1,43	1,47 / 2,32	1,79 / 2,76
Brennstoffzellenbusse – 13,50 €/kg H <sub>2</sub>	1,01 / 1,65	1,63 / 2,54	1,95 / 2,98
Betrachtungsfall 2			
Batteriebusse	0,81	1,32	1,52
Brennstoffzellenbusse – 9,50 €/kg H <sub>2</sub>	0,88	1,65	1,97
Brennstoffzellenbusse – 11,50 €/kg H <sub>2</sub>	1,04	1,81	2,13
Brennstoffzellenbusse – 13,50 €/kg H <sub>2</sub>	1,20	1,97	2,29
Betrachtungsfall 3			
Batteriebusse	0,79	1,31	1,52
Brennstoffzellenbusse – 9,50 €/kg H <sub>2</sub>	0,83	1,60	1,88
Brennstoffzellenbusse – 11,50 €/kg H <sub>2</sub>	0,97	1,74	2,02
Brennstoffzellenbusse – 13,50 €/kg H <sub>2</sub>	1,11	1,88	2,16

Tabelle 7-19: Vergleich der Mehrkosten pro Fahrzeugkilometer gegenüber Dieselbusbetrieb (€/Fz-km)



## 8 Einsatzpotenzial für Brennstoffzellenbusse

### 8.1 Analysekonzept

Verkehrsbetriebe stehen gegenwärtig vor der Entscheidung, welche emissionsfreie Antriebsform sie zukünftig anschaffen bzw. betreiben wollen. Für Verkehrsbetriebe in Sachsen-Anhalt steht hierbei im Wesentlichen die Wahl zwischen

- Batteriebusen,
- Brennstoffzellenbusen sowie
- Batteriebusen mit Brennstoffzellen-Range-Extender.

Wie die Ausführungen in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt haben, sind mit Brennstoffzellen ausgerüstete Busse im Vergleich mit Batteriebusen

- technisch komplexer und
- mit mehr Kosten verbunden, wenn der Einsatz von Batteriebusen nicht mit einem Mehraufwand an Fahrzeugen verbunden ist.

Ein weiterer Grund für Überlegungen hinsichtlich Brennstoffzellenbusen, der von Verkehrsbetrieben angeführt wird, ist die notwendige Infrastruktur. Hierbei wird argumentiert, dass Brennstoffzellenbusse bei Dritten zu einem wirtschaftlichen Preis betankt werden können. Dem stehen jedoch zwei wesentliche Fakten entgegen:

1. Die Betankung eines Brennstoffzellenbusses dauert je nach Füllstand zwischen 10 – 15 Minuten. Hinzu kommen zusätzliche Fahrzeiten zu den Tankstellen. Die damit verbundenen Mehrkosten addieren sich je nach Größe eines Verkehrsunternehmens schnell zu mehreren 100.000 € pro Jahr.
2. Im Land Sachsen-Anhalt gibt es gegenwärtig keine nennenswerte Wasserstoff-Tankinfrastruktur für mit 350 bar betankte Nutzfahrzeuge.

Im Umkehrschluss führt dies zur Notwendigkeit, i. d. R. eine eigene Wasserstofftankstelle vorzuhalten.

Dies führt zu der Annahme, dass ein Verkehrsbetrieb sich nur für mit Brennstoffzellen ausgerüstete Busse entscheiden wird, wenn der Einsatz von Batteriebusen mit einem deutlichen Mehraufwand an Fahrzeugen aufgrund der limitierten Reichweite verbunden wäre.

Um das Einsatzpotenzial von Brennstoffzellenbusen im Land Sachsen-Anhalt abschätzen zu können, wurden die Betriebsabläufe von in Sachsen-Anhalt ansässigen Verkehrsunternehmen analysiert. Die dabei zu beantwortende Frage lautete:

Würde der flächendeckende Einsatz von Batteriebusen aufgrund der begrenzten Reichweiten zu einem signifikanten Mehrbedarf an Fahrzeugen führen?

### 8.2 Analysen

#### 8.2.1 Datengrundlage

Grundlage für die Analysen bildeten durch Verkehrsbetriebe übermittelte Umlaufpläne sowie ähnliche Analysen aus vergleichbaren Verkehrsbetrieben aus anderen Bundesländern. Hierbei wurde auf die Ergebnisse der hausinternen Datenbank *IVIdat* zurückgegriffen, wobei die verwendeten Daten vertraulich zu behandeln waren.

Die Umlaufpläne der folgenden Verkehrsbetriebe standen zur Verfügung:

- Kreisverkehrsgesellschaft Salzland mbH
- Nahverkehrsgesellschaft Jerichower Land mbH
- Dessauer Verkehrs GmbH
- Hallesche Verkehrs AG, inkl. durch die OBS Omnibusbetrieb Saalekreis GmbH bediente Umlaufpläne
- Verkehrsgesellschaft Südharz mbH
- BördeBus Verkehrsgesellschaft mbH
- Personenverkehrsgesellschaft Altmarkkreis Salzwedel mbH
- Personennahverkehrsgesellschaft Merseburg-Querfurt mbH
- Personennahverkehrsgesellschaft Burgenlandkreis mbH

Von der stendalbus GmbH (Transdev) ist weiterhin bekannt, dass hausintern ein Technologieentscheid zugunsten von Batteriebusen getroffen wurde. Gleiches gilt für die Hallesche Verkehrs AG.

Die Gesamtflotte der beteiligten Verkehrsunternehmen beträgt rund 840 Busse, zzgl. angemieteter Busse bzw. von Subunternehmen betriebener Busse. Es ist somit davon auszugehen, dass die Analyse auf einer ausreichenden Datengrundlage beruht.

Um einen vollständigen quantitativen Überblick zu erhalten, wurden für die fünf Verkehrsbetriebe ohne jegliche Rückmeldung Ersatzunternehmen zufällig ausgewählt, zu denen in der Datenbank *IVdat* Umlaufplandaten vorlagen (Tabelle 8-1). Die Ersatzverkehrsbetriebe, die aus Gründen der Geheimhaltung nur anonymisiert aufgeführt werden, repräsentieren die Unternehmen sehr gut.

Verkehrsbetrieb	Ersatzverkehrsbetrieb
Halberstädter Verkehrs GmbH	Stadtverkehrsbetrieb, Niedersachsen, 12 Busse
OBS Omnibusbetrieb Saalekreis GmbH	Regionalverkehrsunternehmen, Ostdeutschland, 68 Busse
Magdeburger Verkehrsbetriebe GmbH & Co. KG	Stadtverkehrsbetrieb, Baden-Württemberg, 69 Busse, Straßenbahn
Harzer Verkehrsbetriebe GmbH	Regionalverkehrsunternehmen, Ostdeutschland, 130 Busse
Vetter GmbH	Regionalverkehrsunternehmen, Ostdeutschland, 150 Busse

Tabelle 8-1: Ersatzverkehrsbetriebe

## 8.2.2 Vorgehensweise

In einem ersten Schritt wurden für jeden Standort und Verkehrstag kurze Umlaufpläne kombiniert, um einen möglichst geringen Fahrzeugeinsatz abzubilden. Jeder lange Umlaufplan sowie kombinierte kurze Umlaufpläne für die Verkehrstage Montag bis Freitag wurden einer sog. Energiebilanzierung für Batteriebusse mittels der hausinternen Software *IVnet* unterzogen. Hierbei handelt es sich um eine Software, mit deren Hilfe verschiedene Fahrzeugkonfigurationen z. B. bzgl. ihrer Einsatzmöglichkeiten simuliert werden können. Unter anderem ist es möglich, die Einsatzmöglichkeiten von Batteriebussen an bestehenden bzw. geplanten Betriebsabläufen (Umlaufplänen) zu spiegeln, wobei unterschiedliche Nachladestrategien betrachtet werden können.

Kernstück der Simulationssoftware ist die sog. Energiebilanzierung von Umlaufplänen. Hierbei wird über einen Einsatztag bzw. Umlaufplan hinweg geprüft, ob zu jedem Zeitpunkt ausreichend elektrische Energie im Elektroenergiespeicher des Busses vorhanden ist. Ist zu jedem Zeitpunkt die Bedingung

$$E_{ES} + \Sigma E_{NL} \geq \Sigma E_{TR} + \Sigma E_{NV} + E_{RE}$$

$E_{ES}$  nutzbarer Energieinhalt im Elektroenergiespeicher [kWh]

$E_{NL}$  bis zum betrachteten Zeitpunkt im Betrieb nachladbare Energie [kWh]

$E_{TR}$  bis zum betrachteten Zeitpunkt durch die Traktion verbrauchte Energie [kWh]

$E_{NV}$  bis zum betrachteten Zeitpunkt durch Nebenverbraucher verbrauchte Energie [kWh]

$E_{RE}$  nicht zu unterschreitende Energiereserve [kWh]

erfüllt, ist ein Umlaufplan für den Einsatz von Batteriebussen geeignet.

Es wurden die folgende Ladestrategien betrachtet:

- Volllader (Ladung nur nachts auf Betriebshöfen oder Abstellanlagen)
- Zwischenlader (Ladung nur nachts oder bei Pausen  $\geq 30$  Min. auf Betriebshöfen oder Abstellanlagen)

Es wurden technische Parameter entsprechend dem aktuellen Stand der Technik verwendet. Die Ergebnisse liegen somit auf der sicheren Seite, da von einer Weiterentwicklung der Speichertechnologien auszugehen ist. Gelegenheitslader wurden nicht untersucht, da in keinem Analysefall deren Notwendigkeit gegeben war.

Es wurden nur Solo-, 15-m- und Gelenkbusse in die Betrachtungen einbezogen, da insb. Solobusse das Rückgrat des ÖPNV in Sachsen-Anhalt bilden. Bei einem Verkehrsunternehmen konnte die Fahrzeugart nicht ermittelt werden, sodass hier auch Kleinbusse in die Betrachtungen eingeflossen sind.

Aus den 14 betrachteten Verkehrsunternehmen wurden acht Verkehrsunternehmen zufällig ausgewählt, für die ergänzend weitere Verkehrstage, i. d. R. Wochenenden und Feiertage, analysiert wurden. Auf die Darstellung der Ergebnisse der Analysen wird jedoch verzichtet, da gegenüber den Verkehrstagen Montag bis Freitag keine Unterschiede in den Aussagen bestehen. Vielmehr zeigen diese Analysen, dass der Einsatz von Batteriebussen an Ferientagen, am Wochenende sowie an Feiertagen zu praktisch keinem Fahrzeugmehrbedarf führt.

### 8.2.3 Ergebnisse

Einen vollständigen Überblick über die Analyseergebnisse gibt Tabelle 8-2. Verfügt ein Verkehrsunternehmen über mehrere Standorte, wurden die Analysen getrennt vorgenommen, da ein eventuell notwendiger Neuzuschnitt der Umlaufpläne i. d. R. nur jeweils für einen Standort möglich wäre.

	#Umlaufpläne <sup>1)</sup>		# kurze Umlaufpläne <sup>2)</sup>	Rel. Mehrbedarfe <sup>3)</sup>		# notw. Zwischenladungen
	bedienbar	n. bedienbar		Fzg-km	FP-h	
Verkehrsbetrieb 1 (4 Standorte)	13	0	nicht relevant			1
	30	6	5	0,92 %	1,19 %	10
	5	0	nicht relevant			1
	32	3	5			7
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 2 (3 Standorte)	32	2	2	0,44 %	0,48 %	7
	27	0	nicht relevant			6
	27	2	2			6
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 3	21	9	9	1,28 %	2,47 %	0
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 4 (3 Standorte)	31	4	2	1,07 %	2,49 %	10
	21	2	2			5
	4	1	4			0
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 5 (3 Standorte)	31	2	2	0,78 %	0,72 %	3
	19	2	3			2
	11	1	0			2
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 6	38	16	17	2,41 %	2,74 %	22
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 7 (4 Standorte)	39	0		-	-	2
	38	0	nicht relevant			3
	22	0				2
	41	0				2
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 8 (3 Standorte)	32	2	3	0,15 %	0,16 %	13
	14	0	nicht relevant			6
	9	0	nicht relevant			1
<hr/>						
Verkehrsbetrieb 9	26	0	nicht relevant	0,14 %	0,13 %	2
	43	2	8			12
	35	1	4			7
<hr/>						
Ersatzverkehrsbetrieb 1	10	0	nicht relevant	-	-	0
<hr/>						
Ersatzverkehrsbetrieb 2 (2 Standorte betrachtet)	36	1	3	0,21 %	0,21 %	8
	14	0	nicht relevant			0
<hr/>						
Ersatzverkehrsbetrieb 3	40	7	10	0,54 %	0,70%	0
<hr/>						
Ersatzverkehrsbetrieb 4 (5 Standortbereiche)	13	1	2	1,04 %	1,02 %	2
	16	3	4			1
	36	5	5			0
	18	2	3			4
	33	1	2			6
<hr/>						
Ersatzverkehrsbetrieb 5 (3 Standorte, Subunternehmer zusammengefasst)	15	1	2	1,38 %	1,29 %	2
	22	5	4			8
	18	6	6			4
	125	20	17			16

<sup>1)</sup> miteinander kombinierte Umlaufpläne werden als ein Umlaufplan gewertet -> Umlaufplan = eingesetzter Bus am betrachteten Verkehrstag

<sup>2)</sup> Umlaufpläne, die für den Neuzuschnitt von Umlaufplänen dienen können

<sup>3)</sup> Durch den Neuzuschnitt von Umlaufplänen verursachte Mehrbedarfe an Fahrzeug-km und Fahrpersonalstunden

Tabelle 8-2: Analyseergebnisse für die Verkehrstage Montag bis Freitag (Schultage)

In den Spalten 2 und 3 wird jeweils die Anzahl der mit Batteriebussen bedienbaren und nicht bedienbaren Umlaufpläne aufgeführt. Da mehrere an einem Verkehrstag miteinander kombinierbare Umlaufpläne als ein Umlaufplan betrachtet werden, entsprechen die Werte der jeweiligen Fahrzeuganzahl.

Kurze Umlaufpläne können aufgrund ihrer Fahrweite und ihrer zeitlichen Lage genutzt werden, um nicht bedienbare Umlaufpläne so umzuändern, dass eine Bedienung mit Batteriebussen möglich ist. Die dabei entstehenden Mehraufwände durch zusätzliche Aus- und Einrückefahrten sind in den Spalten 5 und 6 aufgeführt. Hierbei handelt es sich um die relativen Mehraufwände bezogen auf die planmäßigen Fahrweiten und Fahrpersonalstunden.

Die Anzahl von zusätzlich notwendigen Batteriebussen ergibt sich aus der Differenz der nicht bedienbaren Umlaufpläne pro Standort und der Anzahl der kurzen Umlaufpläne, die für einen Neuzuschnitt langer Umlaufpläne geeignet sind.

Ist für die Absolvierung eines geteilten Umlaufplans bzw. der Kombination von zwei Umlaufplänen eine Zwischenladung auf einem Betriebshof notwendig, wurde dies separat erfasst und in Summe in der letzten Spalte eingetragen. Es wurden nur Aufenthaltszeiten von mehr als 30 Minuten für Zwischenladungen berücksichtigt.

Es lassen sich folgende Aussagen treffen:

1. Von den insg. 1.144 in die Analyse aufgenommenen Umlaufplänen bzw. Umlaufplankombinationen für die Verkehrstage Montag – Freitag sind 107 nicht mit Batteriebussen der heutigen Generation bedienbar.
2. In 183 Fällen ist eine Zwischenladung in einem Betriebshof notwendig.
3. Von den nicht bedienbaren Umlaufplänen können 99 Umlaufpläne mithilfe kurzer Umlaufpläne so zugeschnitten werden, dass sie mit Batteriebussen bedienbar sind. Für die übrigen acht Umlaufpläne muss entweder auf die Fahrzeugreserve zurückgegriffen werden oder es müssen zusätzliche Fahrzeuge beschafft werden.
4. Die damit verbundenen relativen Mehraufwände an Leerkilometern und Fahrpersonalstunden liegen maximal im unteren einstelligen Prozentbereich.

#### **Fazit:**

**Da kein signifikanter Fahrzeugmehrbedarf beim Einsatz von Batteriebussen erforderlich wäre, besteht aus Sicht der Autoren in Sachsen-Anhalt kein oder nur ein sehr geringes Potenzial für den Einsatz von Brennstoffzellenbussen im ÖPNV.**

## 9 Abschätzung der Investitionskosten und des Gesamtenergieverbrauchs

### 9.1 Datengrundlage und berücksichtigte Kostenpositionen

Für die Verkehrsbetriebe, zu denen ausreichend genaue Informationen zur Flottengröße und Aufteilung vorliegen, werden im Folgenden Investitionskosten ausgewiesen. Da aus Sicht der Autoren im Land Sachsen-Anhalt kein Potenzial für Brennstoffzellenbusse besteht, werden die Angaben auf Batteriebusse bezogen. Hierbei handelt es sich um Kostenschätzungen, basierend auf Durchschnittskosten pro Fahrzeug, die der hausinternen Datenbank *IVdat* entnommen wurden.

Die Durchschnittskosten wurden anhand der Gegebenheiten auf den Betriebshöfen und dem Bedienungsgebiet individuell angepasst. In die Kostenermittlung wurden folgende Unternehmen einbezogen:

Verkehrsunternehmen	Standorte	Flottengröße <sup>1)</sup>
Kreisverkehrsgesellschaft Salzland mbH	3	100 / -
Nahverkehrsgesellschaft Jerichower Land mbH	2	106 / -
Dessauer Verkehrs GmbH + Subunternehmer	1	24 / 18
Halberstädter Verkehrs GmbH	1	10 / -
Hallesche Verkehrs AG + Subunternehmer	1	43 / 5
Stendalbus (Transdev)	2	80 / -
Verkehrsgesellschaft Südharz mbH	3	123 / -
Magdeburger Verkehrsbetriebe GmbH & Co. KG	1	73 / -
BördeBus Verkehrsgesellschaft mbH	3	93 / -
Personenahverkehrsgesellschaft Merseburg-Querfurt mbH	2	65 / -
Personenverkehrsgesellschaft Altmarkkreis Salzwedel mbH + Subunternehmer	4	100 / 30
Personenahverkehrsgesellschaft Burgenlandkreis mbH	4	171 / -
Harzer Verkehrsbetriebe GmbH	5	134 / -

<sup>1)</sup> eigene Fahrzeuge / angemietete Fahrzeuge

Tabelle 9-1: In die Kostenermittlung einbezogene Unternehmen, Standorte und Busse

Insgesamt wurden die Kosten für 1.129 Busse und 32 Betriebshöfe bzw. größere Abstellflächen berechnet. 28 Betriebshöfe sind mit einer Werkstatt ausgerüstet. Unterstellt wurde, dass jede dieser Werkstätten vollständig für den Umgang mit Batteriebussen ausgerüstet wird. Dabei handelt es sich aber um eine Maximalbetrachtung.

Folgende Kostenpositionen wurden für jeden Betriebshof bzw. jede größere Abstellfläche berücksichtigt:

- Fahrzeuge (nur Midi-, Solo-, 15-m- und Gelenkbusse)
  - o Fahrzeuginvestitionskosten
  - o Investitionskosten für Ersatzbatterien (je Fahrzeug ein Ersatz)
- Ladeinfrastruktur
  - o Netzanschlusskosten und Baukostenzuschläge
  - o Transformatorenstationen inkl. Mittelspannungsschaltanlage und Abgangsfelder in Kundenbesitz
  - o Mittelspannungs-, Niederspannungs- und Gleichstromkabel inkl. Kabelgräben, -tröge und -halterungen
  - o Ladegeräte und Ladeterminals (Satelliten)
  - o Lade- bzw. Lastmanagementsystem
  - o bauliche Maßnahmen, z. B. Kabelzuführungen, Wanddurchbrüche, Anfahrtschutzvorrichtungen
  - o Planungs- und Baunebenkosten
- Werkstattausrüstung (nur Betriebshöfe mit Werkstatt)
  - o Dacharbeitsstände
  - o Spezialwerkzeuge

- persönliche Schutzausrüstungen
- mobile Werkstattladegeräte
- Brandschutzmaßnahmen
  - Brandschutzmauern
  - Quarantäneflächen.

Nicht betrachtet wurden umfangreiche Umbauten von Betriebshöfen und Werkstätten aufgrund grundsätzlich fehlender Eignung. Ebenso wurde unterstellt, dass jeder Standort mit Ladeinfrastruktur an ein in der unmittelbaren Nähe liegendes Mittelspannungskabel angeschlossen werden kann.

## 9.2 Investitionskosten

Geht man von einer teilweisen oder vollständigen Umstellung der oben genannten Fahrzeuge auf Batteriebusse aus, ergeben sich die nachfolgend aufgeführten Kosten, wobei keine zusätzlichen Fahrzeuge aufgrund von Reichweitenrestriktionen eingerechnet wurden.

Kostenposition	Vollständige Umstellung	50-%-Umstellung	33-%-Umstellung	Durchschnittliche Kosten pro Bus <sup>1)</sup>
Fahrzeuge	677,4 Mio. €	338,7 Mio. €	225,8 Mio. €	600.000 €
Ersatzbatterien	169,4 Mio. €	84,7 Mio. €	56,5 Mio. €	150.000 €
Ladeinfrastruktur	97,4 Mio. €	48,7 Mio. €	32,5 Mio. €	86.300 €
Werkstattausrüstung	16,8 Mio. €	8,3 Mio. €	5,5 Mio. €	14.900 €
Summe	961 Mio. €	480,4 Mio. €	320,3 Mio. €	851.200 €

<sup>1)</sup> bei einer vollständigen Umstellung

Tabelle 9-2: Geschätzte Gesamtinvestitionskosten und Investitionskosten pro Batteriebus (Preisstand 2023)

Die vollständige Umstellung der erfassten Linienbusse ist bei einem Preisstand für das Jahr 2023 mit geschätzten Gesamtinvestitionskosten in Höhe von etwa 961 Mio. € verbunden. Rechnet man noch die Fahrzeuge und Betriebshöfe der nicht erfassten Privatunternehmen, Subunternehmer sowie Kleinbusse mit ein, erhöht sich dieser Betrag auf deutlich über eine Milliarde Euro.

Berechnet man im Vergleich die fahrzeugseitigen Investitionskosten für eine gleichgroße Dieselflotte, ergeben sich bei einem Durchschnittspreis von 260.000 € pro Fahrzeug geschätzte Gesamtinvestitionskosten in Höhe von 293,5 Mio. €.

## 9.3 Jahresenergiebedarf

Unterstellt werden Fahrzeuge mit Hybridheizung, wie sie zumindest für eine Übergangszeit empfehlenswert sind. Als mittlere Jahresfahrleistung werden 50.000 Fahrzeug-Kilometer angesetzt.

Für die o. g. Flottengröße ergibt sich ein Jahresverbrauch an Elektroenergie in Höhe von etwa 67.700 MWh oder 60 MWh pro Fahrzeug und Jahr. Darin eingeschlossen sind Verluste in der Ladeinfrastruktur. Gleichzeitig sind etwa 1,7 Mio. Liter Diesel oder Flüssiggas mit vergleichbarem Energieinhalt für die Beheizung der Fahrzeuge notwendig (rund 1.130 l/Fzg./a).

Werden die Batteriebusse rein elektrisch beheizt, ergibt sich ein jährlicher Elektroenergiebedarf von etwa 79.000 MWh bzw. 70 MWh pro Fahrzeug und Jahr.

# 1 0 Konzept zur Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur

## 10.1 Wasserstoffgunstgebiete

### 10.1.1 Ziel der Betrachtung von Gunstgebieten

Das Ziel der Betrachtung von Wasserstoffgunstgebieten bestand darin, herauszuarbeiten, in welchen Teilregionen des Landes Sachsen-Anhalt eine Bereitstellung von Wasserstoff schneller, einfacher und kostengünstiger als in anderen Regionen zu erwarten ist.

Da der Aufbau einer Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur von der Verfügbarkeit der Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung abhängt, wurde zunächst geprüft, welche Einflüsse hierfür maßgeblich sind. Als Arbeitshypothese wurden dazu folgende Einflussfaktoren vermutet:

- Konzentration von Standorten zur Erzeugung erneuerbarer Energien (v. a. Windparks)
- bereits laufende Planungen zur Errichtung von Elektrolyseuren
- bereits bestehende oder laufende Planungen für Wasserstoff-Pipeline-Infrastrukturen
- Besiedlungsdichte der Landkreise und kreisfreien Städte in Bezug auf Nachfrage und Trassierung
- Verfügbarkeit von Wasser.

Nachfolgend wird die Methodik zur Evaluation und Bewertung der relevanten Einflussfaktoren skizziert.

### 10.1.2 Methodik

#### Konzentration der Erzeugung von erneuerbaren Energien:

Im Zusammenhang mit der Konzentration von Standorten zur Erzeugung erneuerbarer Energien wurde geprüft, welche erneuerbaren Energieträger in Sachsen-Anhalt räumlich starke Konzentrationen aufweisen.

Verglichen wurden dafür die mengenmäßig am stärksten verbreiteten erneuerbaren Energieträger (Windenergie und Solarenergie). Dabei zeigte sich, dass die Solaranlagen nur etwa ein Fünftel der erneuerbaren Energiemenge im Vergleich zur Windenergie liefern<sup>37</sup>. Zudem wird sie zu großen Teilen dezentral und damit verbrauchsnahe produziert. Dies findet auch darin seinen Ausdruck, dass der überwiegende Teil der abgeregelten Leistungen die Windkraft betreffen<sup>38</sup>. Zu prüfen ist, ob relevante Mengen an Elektroenergie anfallen, die derzeit mangels Netzkapazitäten abgeregelt werden müssen und die anstelle dessen durch Standorte von Elektrolyseuren kostengünstig nutzbar gemacht werden könnten.

Im Jahr 2021 betrug die abgeregelte Energiemenge von Windkraftanlagen in Sachsen-Anhalt insgesamt 287 GWh (bzw. 348 GWh normalisiert<sup>39</sup>). Der Anteil der abgeregelten Energiemenge entspricht 2,6 % (bzw. 3,2 % normalisiert) der Gesamtproduktion von Windenergie im Jahr 2021<sup>40</sup>. Aufgrund ihrer spezifischen Kopplung an Netzüberlastungssituationen sind diese Energiemengen jedoch nicht kontinuierlich verfügbar.

Somit beschränkt sich die Betrachtung zur Konzentration erneuerbarer Energien auf die Verteilung der Windenergieanlagen. Berücksichtigt wurden alle Windenergieanlagen im Marktstammdatenregister zum Stand vom 22.11.2023<sup>37</sup>.

#### Planung von Elektrolyseuren:

Die Daten zu geplanten und bereits in Betrieb befindlichen Elektrolyseuren wurden dem Energieatlas des Ministeriums für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt entnommen. Die meisten im Energieatlas verzeichneten Anlagen befinden sich in „Planung“. Der Planungsstand im Energieatlas basiert auf praxisnahen Projekten, welche durch das Land Sachsen-Anhalt finanziell unterstützt werden. Dabei handelt es sich um länderübergreifende Infrastruktur-Projekte für den Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes als wichtiges Vorhaben im gemeinsamen europäischen Interesse (IPCEI)<sup>41</sup>. Zwei Anlagen befinden sich im Bau (beide im Chemiepark Leuna). Fertiggestellt sind ebenfalls zwei Anlagen (in Schopisdorf und Bitterfeld-Wolfen). In Bitterfeld-Wolfen befindet sich außerdem eine „Testung von Versorgungsinfrastruktur und Endanwendungen unter Realbedingungen“ sowie ein Forschungsprojekt<sup>41</sup>. Weiterhin im Bau befinden sich ein Projekt im

<sup>37</sup> Marktstammdatenregister: Stromerzeugungseinheiten – Erweiterte Einheitenübersicht, Bonn 2023

<sup>38</sup> Bundesnetzagentur: Bericht Netzengpassmanagement Gesamtes Jahr 2021, Bonn 2022

<sup>39</sup> Durch die Normalisierung wird das konkrete Windjahr auf ein mittleres Windjahr umgerechnet.

<sup>40</sup> Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Quartalsberichte Netz- und Systemsicherheit 2022 (Berichtsjahr 2021), Bonn 2021

<sup>41</sup> Ministerium für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt; Energieatlas Sachsen-Anhalt: Wasserstoff in Sachsen-Anhalt, Magdeburg 2021

Energiepark Bad Lauchstädt<sup>42</sup> sowie ein Projekt im Magdeburger Raum, welches durch das Unternehmen Enertrag durchgeführt wird<sup>43</sup>.

#### Planungen von Wasserstoff-Pipelines:

Zur Ermittlung laufender Planungen für Wasserstoff-Pipeline-Infrastrukturen wurde das geplante Wasserstoff-Kernnetz der Bundesnetzagentur mit dem Stand vom 15.11.2023 als aktuelle Grundlage herangezogen. Dieses Netz umfasst Umstellungs- und Neubauleitungen<sup>44</sup>. Zusätzlich wurden das bestehende Netz sowie das geplante Wasserstoffnetz Mitteldeutschland<sup>45</sup> als Datengrundlage verwendet. Im übrigen (nördlichen) Teil von Sachsen-Anhalt existiert derzeit kein vorhandenes Netzwerk und es gibt auch keine Pläne für ein regionales Wasserstoffnetz in dieser Region. Im Jerichower Land wird in einem Pilotprojekt erprobt, ob höhere Anteile Wasserstoff in einem Gasnetz transportiert und genutzt werden können. In diesem Vorhaben ist jedoch kein Bau eines reinen Wasserstoffnetzes vorgesehen<sup>41</sup>.

Das bestehende Wasserstoffnetz (Linde-Netz Leuna) wird mit einer Qualität größer gleich 99,96 mol-% betrieben und entspricht damit einer Wasserstoffqualität von 3.6. Die Qualität des Wasserstoffs für die Nutzung in PEM-Brennstoffzellensystemen für straßengebundene Fahrzeugsysteme müsste mindestens 3.7 betragen<sup>46</sup>. Eine entsprechende Qualität kann jedoch durch neugebaute oder gut molchbare Leitungen erreicht werden<sup>47</sup>.

#### Bevölkerungsdichte:

Die Berücksichtigung der Bevölkerungsdichte als Indikator für ein Wasserstoff-Gunstgebiet wurde nicht weiterverfolgt. Dies resultiert aus der gegenwärtigen konkreten Planungsphase der Leitungsinfrastruktur<sup>40</sup>, durch die das Fernleitungsnetz bereits so weit vorgezeichnet ist, dass es unwahrscheinlich ist, dass bestimmte Gebiete nur deshalb nicht an das Netz angeschlossen werden, weil eine enge Besiedlung die konkrete Trassenführung erschwert, oder weil eine zu dünne Besiedlung den Trassenverlauf als unwirtschaftlich erscheinen lässt.

#### Verfügbarkeit von Wasser:

Wasserverfügbarkeit spielt eine entscheidende Rolle in der Wasserstoffproduktion. Um Gebiete mit einer optimalen Wasserversorgung zu identifizieren, muss die Verfügbarkeit und angestrebte Reinheit des Wassers sorgfältig berücksichtigt werden. Sachsen-Anhalt wird bereits als eines der trockensten Bundesländer Deutschlands betrachtet<sup>48</sup>, daher sollte die Grundwasserentnahme außerhalb der Niederungslandschaften nicht in Betracht gezogen werden. Die Grundwasserneubildung in Sachsen-Anhalt ist größtenteils gering, mit Ausnahmen vom Harz und dem Truppenübungsplatz Altmark, wo etwas höhere Neubildungsraten zu erwarten sind<sup>49</sup>.

Der Klimawandel wird voraussichtlich zu einer geringeren Grundwasserneubildung in agrarwirtschaftlich geprägten Gebieten führen, da Dürren und Trockenstress die Bodenwasseraufnahme beeinträchtigen<sup>50</sup>. Die Entscheidung über die Grundwasserentnahme entlang großer Flüsse wie der Elbe oder Saale liegt beim Landesverwaltungsamt, insbesondere der Abteilung Landwirtschaft und Umwelt, die sich noch nicht zu diesem Thema geäußert hat.

Auf dem 3. Mitteldeutschen Wasserstoffkongress wurden von der Elbaue Ostharz GmbH Informationen zur Wasserverfügbarkeit in der Metropolregion Mitteldeutschland präsentiert<sup>51</sup>. Die Schlüsselaussagen dieses Vortrags waren:

- Das Fernwassernetz erreicht bereits seine aktuelle Kapazitätsgrenze.
- Eine Erweiterung des Fernwassernetzes ist möglich, erfordert jedoch externe Finanzierung.
- Die Wasserbereitstellung muss an die Netzkapazitäten angepasst werden und Vorratsbehälter für Elektrolyseure werden empfohlen.
- Der Netzausbau erfordert Zeit.

---

<sup>42</sup> Energiepark Bad Lauchstädt, Energiepark Bad Lauchstädt die Zukunft des grünen Wasserstoffs, <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/>, Leipzig 2023

<sup>43</sup> Enertrag, Grüner Wasserstoff für Industriepark bei Magdeburg, <https://enertrag.com/presse/detail/gruener-wasserstoff-fuer-industriepark-bei-magdeburg>, Dauerthal 2023

<sup>44</sup> Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>; Bonn 2023

<sup>45</sup> Hydrogen Power Storage & Solutions e.V.: Wasserstoffregion Mitteldeutschland: <https://www.hypos-germany.de/ueberuns/wasserstoffregion/>, Halle 2022

<sup>46</sup> IndustrieGase Verband e.V., Wasserstoffqualität nach DIN EN 17124:2018, Berlin 2022

<sup>47</sup> DBI Gas- und Umweltechnik GmbH | Frontier Economics Limited: H<sub>2</sub>-Rein – H<sub>2</sub>-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz, Leipzig | London 2022

<sup>48</sup> Ministerium für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt: Willingmann stellt Gesetzentwurf zur Verbesserung des Wassermanagements in Sachsen-Anhalt vor, Magdeburg 2023

<sup>49</sup> Institut für Länderkunde: Grundwasserneubildung, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Leipzig 2002

<sup>50</sup> Helmholtz Zentrum für Umweltforschung: Dürremonitor Deutschland, Abrufbar: <https://www.ufz.de/index.php?de=37937>; Leipzig 2023

<sup>51</sup> Mitteldeutscher Wasserstoffkongress, Metropolregion Mitteldeutschland: 3. Mitteldeutscher Wasserstoffkongress; Abrufbar: [https://www.youtube.com/live/BMaA0hndxAg?si=\\_jhpJqNKcMqV\\_QyK&t=6382](https://www.youtube.com/live/BMaA0hndxAg?si=_jhpJqNKcMqV_QyK&t=6382); Leipzig 2023

Die Trinkwasserversorgung Magdeburg GmbH betreibt ebenfalls ein weit verzweigtes Netz und eine Fernwasserleitung im Landkreis Harz, die die Rappbodetalsperre mit Wernigerode, Blankenburg und Halberstadt verbindet. Der Wasserbedarf für die Wasserstoffherstellung wird mit 12 bis 30 Litern pro Kilogramm erzeugtem Wasserstoff angegeben, abhängig von den erforderlichen Aufbereitungsschritten, dem Verhältnis von Reinstwasser zu Wasserstoff und der Kühlung der Elektrolyseure<sup>52</sup>. Unter den aktuellen Annahmen kann kein bevorzugtes Gebiet für die Wasserversorgung von Elektrolyseuren identifiziert werden, da dies von mehreren noch ungewissen Faktoren abhängt, darunter der Ausbau des Fernwassernetzes, die Wasserverfügbarkeit, Wasserentnahmerechte und der benötigten Menge.

#### Zusammenfassung der Kriterien für Wasserstoffgunstgebiete:

Die Kriterien für ein Wasserstoff-Gunstgebiet wurden als Ergebnis der oben genannten Betrachtungen wie folgt festgelegt: Ein Gunstgebiet liegt vor, wenn

- sich eine Wasserstoffleitung in einer Entfernung von höchstens 5 km befindet, und / oder,
- der geografische Mittelpunkt eines Windenergieanlagen-Parks (WEA-Park) mit einer installierten Nettoleistung von mindestens 100 MW nicht weiter als 10 km entfernt liegt und / oder
- sich ein geplanter oder bereits in Betrieb befindlicher Elektrolyseur in einer Entfernung von höchstens 10 km befindet.

Die Berechnungen wurden in einem Geoinformationssystem durchgeführt.

### 10.1.3 Ergebnis der Gunstgebietsbetrachtung

Die Ergebnisse der Auswertung können der Abbildung 10-1 entnommen werden. Etwa ein Viertel der Fläche Sachsen-Anhalts, was 4.890 km<sup>2</sup> entspricht, kann als Gunstgebiet betrachtet werden.

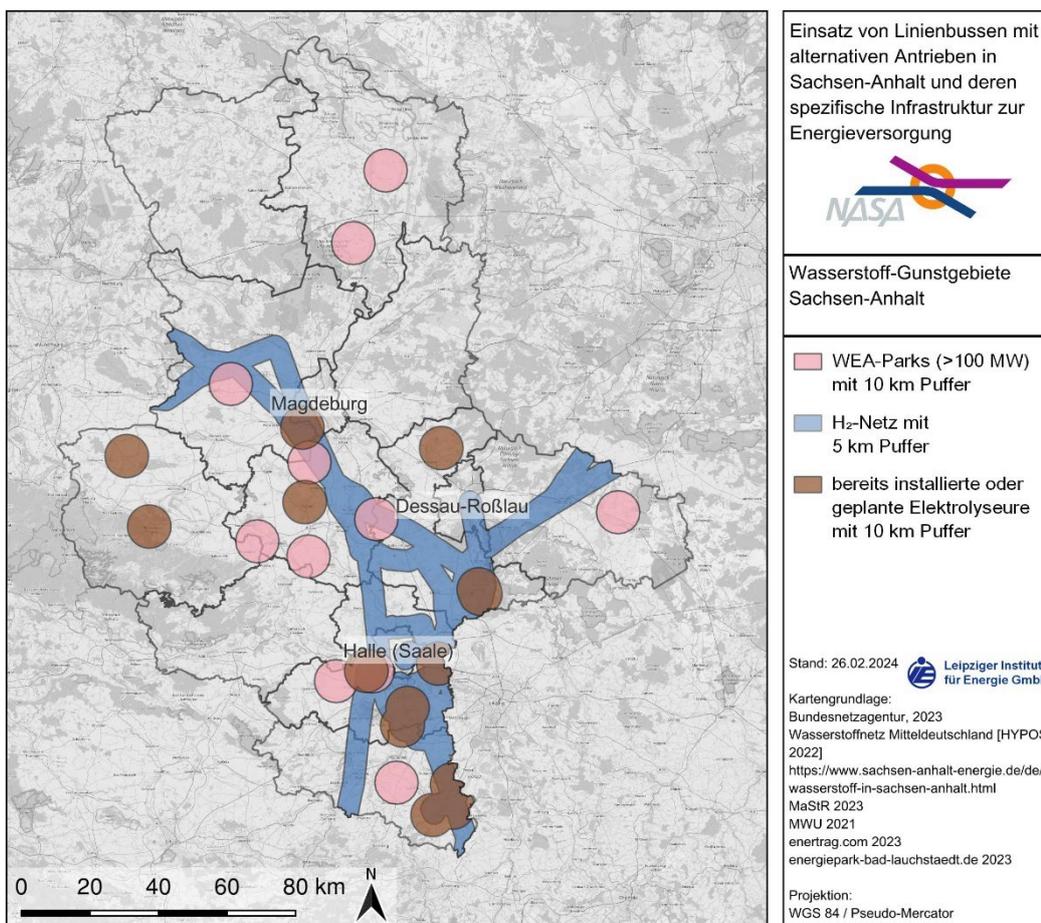


Abbildung 10-1  
Wasserstoff-  
Gunstgebiete in  
Sachsen-Anhalt

Ein kleiner Teil des Gunstgebietes ist insofern mehrfach begünstigt, als dass sich zwei der genannten Gunstfaktoren überschneiden – dies betrifft 1,5 % der Fläche bei WEA-Parks und den Wasserstoffnetzen und etwa 3,5 %

<sup>52</sup> Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Genügend Wasser für die Elektrolyse – Wieviel Wasser wird für die Erzeugung von grünen Wasserstoff benötigt und gibt es ausreichende Ressourcen?, Bonn 2023

bei Elektrolyseuren und den Wasserstoffnetzen. Die Überlappung zwischen WEA-Parks und Elektrolyseuren auf der Landesfläche beträgt lediglich 0,6 %.

## 10.2 Weitere Rahmenbedingungen für den Wasserstoffeinsatz

Betrachtet wird die zukünftige Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem Sachsen-Anhalts. Dazu werden Ergebnisse aus bestehenden Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems genutzt, um abzuschätzen, wie viel Wasserstoff für den Verkehrssektor und Wasserstoffbusse benötigt wird. Als Hauptquelle diente das Gutachten "Strategische Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie" des Landes Sachsen-Anhalt<sup>53</sup>. Die Szenarien dieses Gutachtens liefern jährliche Wasserstoffverbrauchsmengen für verschiedene Energiesektoren. Diese Ergebnisse stimmen mit den Langfristszenarien T45 des Fraunhofer ISI überein<sup>54</sup>. Diese Szenarien beinhalten eine umfassende Simulation des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2045, mit dem Ziel, dass Deutschland bis zu diesem Zeitpunkt über ein klimaneutrales Energiesystem verfügt. Die verschiedenen Entwicklungspfade in den Szenarien basieren auf unterschiedlichen Annahmen und zeigen jeweils Varianten des Energiesystems, die den Einsatz bestimmter Energieträger betonen. Dies ermöglicht es, die gesamte Bandbreite der Möglichkeiten zu erkunden, um ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland zu realisieren, basierend auf den vorhandenen technischen Optionen.

Im Szenario T45-Strom wird eine weitreichende Elektrifizierung des Energiesystems angenommen, während im Szenario T45-H<sub>2</sub> eine hohe Verbreitung wasserstoffbasierter Anwendungen für die Energiebereitstellung vorausgesetzt wird. Diese Entwicklungspfade wurden für das Gutachten zur Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie Sachsen-Anhalts in die Szenarien "konservativ" (hohe Elektrifizierung, geringer Wasserstoffeinsatz) und "progressiv" (hoher Wasserstoffeinsatz) übertragen. Ein Basis-Szenario dient als Kompromiss zwischen beiden Extremen und wird als wahrscheinlichste Entwicklung der Wasserstoffintegration ins Energiesystem betrachtet.

Die zukünftige Wasserstoffnutzung in Sachsen-Anhalt wird gemäß den Ergebnissen dieses Basis-Szenarios betrachtet. Zusätzlich können Ergebnisse weiterer Szenarien zur Veranschaulichung der Sensitivität des Wasserstoffeinsatzes unter verschiedenen Rahmenbedingungen herangezogen werden.

Alle Analysen gehen davon aus, dass das deutsche Energiesystem bis 2045 treibhausgasneutral sein soll, was eine wesentliche Voraussetzung darstellt. Studien haben gezeigt, dass Wasserstoff als Energieträger erst bei Treibhausgas-Minderungszielen von über 80 % in größerem Umfang in die Versorgungsstruktur integriert wird.

In Abbildung 10-2 ist die prognostizierte Verteilung des Wasserstoffeinsatzes für das Jahr 2030 dargestellt.

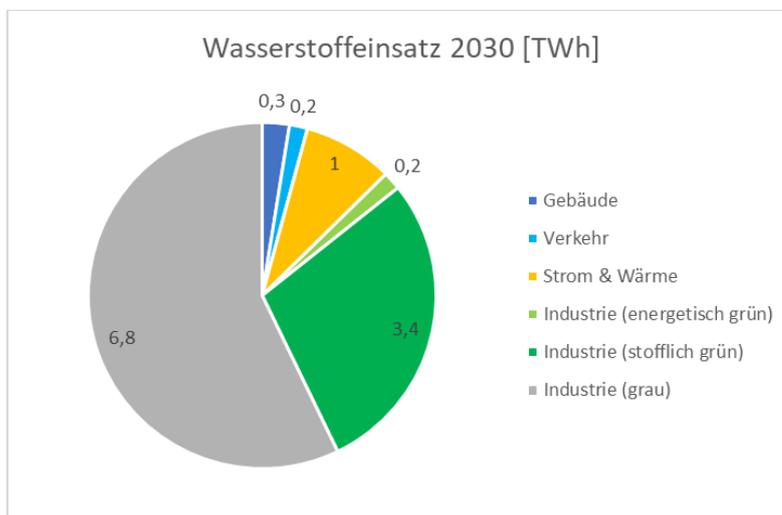


Abbildung 10-2  
Wasserstoffeinsatz 2030  
in Sachsen-Anhalt  
[Darstellung: IE-Leipzig  
nach r2b energy  
consulting GmbH:  
Strategische Umsetzung  
der Landeswasserstoff-  
strategie des Landes  
Sachsen-Anhalt 2023]

Im Jahr 2030 wird der Einsatz von Wasserstoff in Sachsen-Anhalt (gemäß Basis-Szenario) zu 87 % vom Industriesektor dominiert. Zu diesem Zeitpunkt stammen 57 % des inländischen Wasserstoffbedarfs aus fossilen Quellen und werden für diesen Sektor bereitgestellt. Die Verwendung von Wasserstoff in anderen Sektoren ist 2030 deutlich geringer. Der Verkehrssektor verbraucht beispielsweise eine Energiemenge von 0,2 TWh ( $\cong$  1,7 % des Gesamtwasserstoffeinsatzes).

Abbildung 10-3 zeigt die prognostizierte Verteilung des Wasserstoffeinsatzes für das Jahr 2045. Es wird erwartet, dass der Wasserstoffverbrauch in Sachsen-Anhalt bis 2045 steigen wird. Dabei wird auf den Industriesektor

<sup>53</sup> r2b energy consulting GmbH: Strategische Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie des Landes Sachsen-Anhalt. Köln 2023

<sup>54</sup> Fraunhofer ISI: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – T45-Szenarien – Modul Industrie. Karlsruhe 2023

voraussichtlich ein Anteil von 83 % am Wasserstoffbedarf entfallen. Um die Anforderungen eines klimaneutralen Energiesystems zu erfüllen, wird der verwendete Wasserstoff dann vollständig aus erneuerbaren Energien gewonnen.

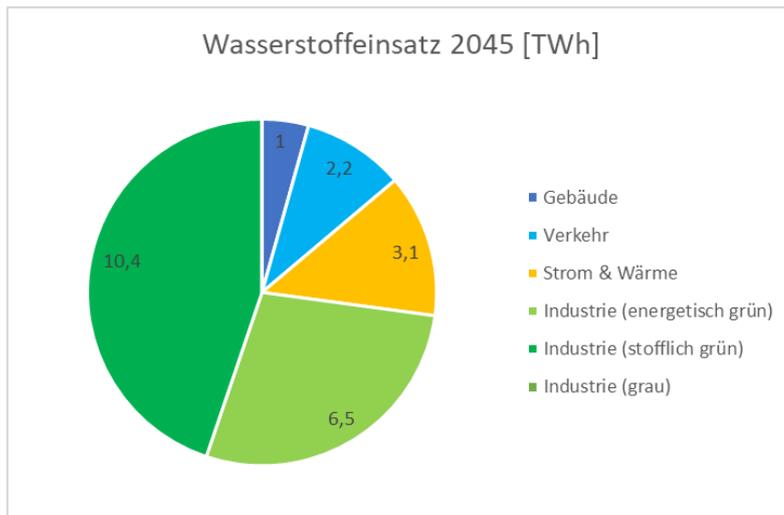


Abbildung 10-3  
Wasserstoffeinsatz 2045  
in Sachsen-Anhalt  
[Darstellung: IE-Leipzig  
nach r2b energy  
consulting GmbH:  
Strategische Umsetzung  
der Landeswasserstoff-  
strategie des Landes  
Sachsen-Anhalt 2023]

Im Jahr 2045 werden voraussichtlich 3,1 TWh Wasserstoff für die Strom- und Wärmeerzeugung genutzt, was 13 % der Gesamtverwendung von Wasserstoff entspricht. Wasserstoff spielt in den Langfristszenarien des Fraunhofer ISI eine unterstützende Rolle, da die Stromerzeugung hauptsächlich auf Windenergie und Photovoltaik basiert. Er dient als speicherbarer Energieträger zur Stabilisierung der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und trägt zur Versorgungssicherheit bei, indem er Versorgungslücken ausgleicht. In Kraftwerken der Kraft-Wärme-Kopplung wird Wasserstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt<sup>53</sup>.

Im Verkehrssektor wird 2045 ein Bedarf von 2,2 TWh Wasserstoff erwartet, während Gebäude 1,0 TWh benötigen. In beiden Sektoren gibt es jedoch elektrifizierte Alternativen zur Bereitstellung von Energie, die wettbewerbsfähig sind.

#### Wasserstoffeinsatz in der Industrie:

Der Großteil des zukünftigen Wasserstoffbedarfs in Deutschland wie auch in Sachsen-Anhalt wird dem Sektor Industrie zugeordnet. Dies stimmt mit dem Projektionsbericht für Deutschland von 2023 überein. Dabei wird die Klimaschutzwirkung bereits beschlossener bzw. geplanter Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland untersucht, ohne dass ein THG-neutrales Energiesystem vorausgesetzt wird<sup>55</sup>.

In Sachsen-Anhalt verfügt die Grundstoffchemie über den höchsten Endenergiebedarf unter den Wirtschaftszweigen der Industrie. Die Branche benötigte 2021 eine Energiemenge von 17,5 TWh, entsprechend einem Anteil von 42,1 % am gesamten industriellen Endenergiebedarf des Bundeslandes<sup>56</sup>. Ein Teil der THG-Emissionen der Grundstoffchemie leitet sich aus ihrem Endenergiebedarf ab. Dazu verursacht die Branche prozessbedingte THG-Emissionen, welche aus der Durchführung chemischer Verfahren unter dem Einsatz fossiler Rohstoffe resultieren.

#### Stofflicher Einsatz in der Grundstoffchemie:

Das Haber-Bosch-Verfahren ist eine etablierte Methode zur Ammoniakproduktion, bei der Wasserstoff und Luftstickstoff zu Ammoniak (NH<sub>3</sub>) synthetisiert werden<sup>57</sup>. Die SKW-Stickstoffwerke Piesteritz im Landkreis Wittenberg produzieren jährlich 4,5 TWh Wasserstoff durch die Dampfreformierung von Erdgas und nutzen ihn zur Herstellung von Ammoniak-Düngemitteln<sup>58</sup>. Durch die Nutzung erneuerbarer Energien kann eine klimaneutrale Produktion erreicht werden.

Wasserstoff hat ein großes Potenzial bei der klimaneutralen Herstellung hochwertiger Chemikalien (HVC – high value chemicals), wie Olefine (Ethylen, Propylen, Butadien etc.) und Aromaten (insbesondere Benzol, Toluol, Xylol), die als Basis für die meisten Kunststoffe dienen<sup>54</sup>. In Sachsen-Anhalt befinden sich mit den Chemieparcs

<sup>55</sup> Umweltbundesamt: Projektionsbericht 2023 für Deutschland. Dessau-Roßlau 2023

<sup>56</sup> Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt: Statistischer Bericht Energie- und Wasserversorgung. Halle (Saale), Februar 2024

<sup>57</sup> Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI), Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI): Chemistry 4 Climate – Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Frankfurt am Main 2023

<sup>58</sup> Innovationsregion Mitteldeutschland: Potentialstudie Grüne Gase – Analyse und Bewertung der Potenziale Grüner Gase in der Innovationsregion Mitteldeutschland. Leipzig 2022

Leuna und Bitterfeld-Wolfen Standorte für die HVC-Produktion. Die herkömmliche Herstellung erfolgt durch Steamcracking von Naphta (Rohbenzin), wobei Wasserstoff als Nebenprodukt entsteht<sup>59</sup>.

Klimaneutrale Alternativen für die HVC-Produktion umfassen elektrische Steamcracker oder die Synthese über Methanol-to-Olefines (MtO) bzw. Methanol-to-Aromates (MtA). Für eine klimaneutrale Methanol-Synthese werden grüner Wasserstoff und CO<sub>2</sub> benötigt. Die TOTAL-Raffinerie in Leuna verwendet 4,4 TWh/a Wasserstoff für die Methanolherstellung. Geplante Projekte zur Herstellung von grünem Methanol erfordern grünen Wasserstoff und alternative CO<sub>2</sub>-Quellen<sup>58</sup>.

Die TOTAL-Raffinerie Mitteldeutschland nutzt überdies weitere 3,6 TWh/a Wasserstoff für die Rohölraffination<sup>58</sup>. Die Dekarbonisierung des Energiesystems wird dazu führen, dass die Produktion fossiler Kraftstoffe sukzessive zurückgeht und letztendlich eingestellt wird.

Alle Szenarien für den zukünftigen Wasserstoffeinsatz in Sachsen-Anhalt (konservativ, Basis, progressiv) prognostizieren einen identischen Bedarf an Wasserstoff für den industriellen Einsatz im Jahr 2045. Aufgrund fehlender technischer Alternativen wird eine stabile Nachfrage nach Wasserstoff für den industriellen Einsatz unabhängig von zukünftigen Preisen erwartet<sup>60</sup>.

#### Energetischer Einsatz von Wasserstoff in der Industrie:

Die T45-Szenarien des Fraunhofer ISI unterscheiden zwei Hauptanwendungen für den energetischen Einsatz von Wasserstoff in der Industrie: Die Direktreduktion von Eisenerz zur klimaneutralen Erzeugung von Rohstahl und die Bereitstellung von Prozesswärme für andere Industriezweige. Da die Stahlerzeugung in Sachsen-Anhalt nur einen geringen Anteil am industriellen Endenergieverbrauch ausmacht (2021: 1,3 %) <sup>61</sup>, wird der Wasserstoff in erster Linie für die Bereitstellung von Prozesswärme für andere Branchen verwendet.

Die Anwendungen von Prozesswärme werden je nach Temperaturniveau in Warmwasser ( $\vartheta < 100^{\circ}\text{C}$ ), Prozessdampf ( $100^{\circ}\text{C} < \vartheta < 500^{\circ}\text{C}$ ) oder Wärmeezeugung in Industrieöfen ( $\vartheta > 500^{\circ}\text{C}$ ) unterteilt. Die wichtigsten Branchen für den industriellen Endenergieverbrauch in Sachsen-Anhalt waren 2021 die Grundstoffchemie (42,1 %), Ernährung und Tabak (10,7 %), Verarbeitung von Steinen und Erden (10,4 %), Papiergewerbe (10,4 %), Glas und Keramik (6,2 %) sowie die Erzeugung von Nichteisen-Metallen und Gießereien (3,9 %) <sup>61</sup>.

Die Dekarbonisierung der Industrieproduktion erfordert eine vollständige Bereitstellung des sektoralen Endenergiebedarfs aus treibhausgasfreien Quellen. Wasserstoffbasierte Verbrennung oder elektrische Heizkessel sind klimaneutrale Optionen zur Erzeugung von Prozesswärme. Die Vorteile der wasserstoffbasierten Verbrennung liegen in der höheren Energiedichte des Brennstoffs bei Hochtemperaturanwendungen.

Neben der Grundstoffchemie haben auch die Glas- und Keramikindustrie sowie die Erzeugung von Nichteisenmetallen und Gießereien einen hohen Bedarf an Prozesswärme, der zu mehr als 50 % aus Hochtemperaturanwendungen besteht. Für diese Branchen wird angenommen, dass eine klimaneutrale Prozessführung durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus den Rauchgasen erreicht wird. Das Papiergewerbe sowie die Ernährungs- und Tabakindustrie haben jeweils einen Anteil von gut 10 % am industriellen Endenergiebedarf, wobei der Prozesswärmebedarf dieser Branchen hauptsächlich aus Nieder- und Mitteltemperaturanwendungen besteht<sup>54</sup>.

Die Langfristszenarien zeigen, dass der Einsatz von Wasserstoff für die industrielle Prozesswärme im Wesentlichen auf Industrieöfen beschränkt ist, lediglich im Szenario T45-H<sub>2</sub> ist auch der Einsatz im Nieder- und Mitteltemperaturbereich stärker ausgeprägt.

Unterschiede zwischen den progressiven und konservativen Szenarien für Sachsen-Anhalt zeigen einen um ein Vielfaches höheren bzw. niedrigeren Wasserstoffbedarf. Das Basis-Szenario berechnet einen mittleren Wasserstoffbedarf von 6,5 TWh im Jahr 2045<sup>53</sup>. Eine preiselastische Analyse zeigt, dass eine nennenswerte Nachfrage nach wasserstoffbasierter Prozesswärme außerhalb der Stahlerzeugung erst bei Wasserstoffpreisen von weniger als 90 €/MJ entsteht. Diese Preise werden derzeit von der Studie als niedrig eingeschätzt<sup>60</sup>.

#### Wasserstoffeinsatz im Sektor Verkehr:

In den betrachteten Szenarien für Sachsen-Anhalt variiert der Einsatz von Wasserstoff im Sektor Verkehr von 0,3 TWh im Szenario „konservativ“ bis 4,4 TWh im Szenario „progressiv“ für das Jahr 2045. Im konservativen Betrachtungsfall einer hohen Elektrifizierung des Verkehrssystems wird der Wasserstoffeinsatz des Landes vollständig dem Flughafen Leipzig/Halle zugeordnet, welcher aufgrund seiner strategischen Bedeutung als Verkehrsknotenpunkt in die Modellierung aufgenommen wurde. Im Basis-Szenario beträgt der Wasserstoffeinsatz 2045 2,2 TWh. Der Unterschied zum konservativen Szenario beruht vorwiegend der Verwendung als Kraftstoff im Schwerlastverkehr.

<sup>59</sup> BASF SE: The Heart of the Verbund. Im Internet unter: <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/the-production-verbund/Steamcracker.html>. Zuletzt aufgerufen am: 22.02.2024. Ludwigshafen 2024

<sup>60</sup> Fraunhofer ISI: Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. Karlsruhe 2023

<sup>61</sup> Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt: Statistischer Bericht Energie- und Wasserversorgung. Halle (Saale) 2024

Die Szenarien für Sachsen-Anhalt sind konsistent mit den Langfristszenarien des Fraunhofer ISI, sodass im Sinne einer vorteilhaften Entwicklung der Elektrifizierung der Mobilität kein Wasserstoff für den Sektor Verkehr ausgewiesen wird. Das Szenario T45-H<sub>2</sub> weist den sektoralen Wasserstoffeinsatz größtenteils dem Schwerlastverkehr zu, lediglich eine kleine Energiemenge entfällt auf wasserstoffbetriebene Busse<sup>54</sup>. Wie bereits im Kapitel 7.4.3 erläutert, können Netto-Preise für die Gesteherung von grünem Wasserstoff zwischen 9,5 €/kg H<sub>2</sub>, 11,5 €/kg H<sub>2</sub> bis 13,5 €/kg H<sub>2</sub> liegen. Die Untersuchung der Wasserstoffnachfrage in Abhängigkeit von dessen Bereitstellungspreisen kommt zu dem Ergebnis, dass Wasserstoff im Sektor Verkehr erst ab Wasserstoffpreisen von weniger als 4,3 €/kg H<sub>2</sub> vermehrt nachgefragt werden wird<sup>60</sup>.

Gegenüberstellung des Wasserstoffbedarfs und der inländischen Wasserstofferzeugung in Sachsen-Anhalt:

Die vorherigen Abschnitte beschreiben zunächst die Gebiete, in denen konkrete Elektrolyseure bereits installiert sind oder geplant werden. Durch die Nutzung der installierten Leistung und unter der Annahme eines Ausnutzungsgrades von 6.500 Vollbenutzungsstunden (Wasserstoff-Kompass nimmt 4.000 Vbh<sup>62</sup> an, ein Jahr hat 8.760 h, mit 6.500 h wurde der gerundete Mittelwert in Ansatz gebracht), kann die geschätzte Menge an in Sachsen-Anhalt produzierbarem Wasserstoff ermittelt werden. Es ergeben sich somit 3,0 TWh/a Erzeugungskapazität.

Auf Basis der EEG-Ausbauziele wird für Sachsen-Anhalt eine installierte Leistung von 10 GW für Windkraft und 10,4 GW für Solarenergie (Photovoltaik) bis zum Jahr 2030 angenommen. Für die Modellierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden die Ziele des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes für Sachsen-Anhalt angewandt. Dabei wird die Windenergie anhand der Landesfläche und dem Flächenbeitragswert aus dem Windenergieflächenbedarfsgesetz für Sachsen-Anhalt bezogen<sup>63</sup>, während die Einwohnerzahl als Bezugsgröße für die Photovoltaik dient<sup>64</sup>.

Unter der Annahme, dass Windkraft im Jahr 2030 (Prognosen bis 2045 liegen nicht vor) 2.300 Vbh<sup>65</sup> und Photovoltaik weiterhin 1.000 Vbh<sup>66</sup> erreichen wird, kann unter Berücksichtigung der aktuellen Stromgewinnung und der Annahme, dass die Hälfte dieses Zubaupotenzials für Elektrolyseure genutzt wird, ein weiteres Potenzial von 4,87 TWh jährlich an Wasserstoff erzeugt werden. Dabei wurde für die Umwandlung von Strom in nutzbaren Wasserstoff ein Wirkungsgrad von 70 % angenommen<sup>62</sup>.

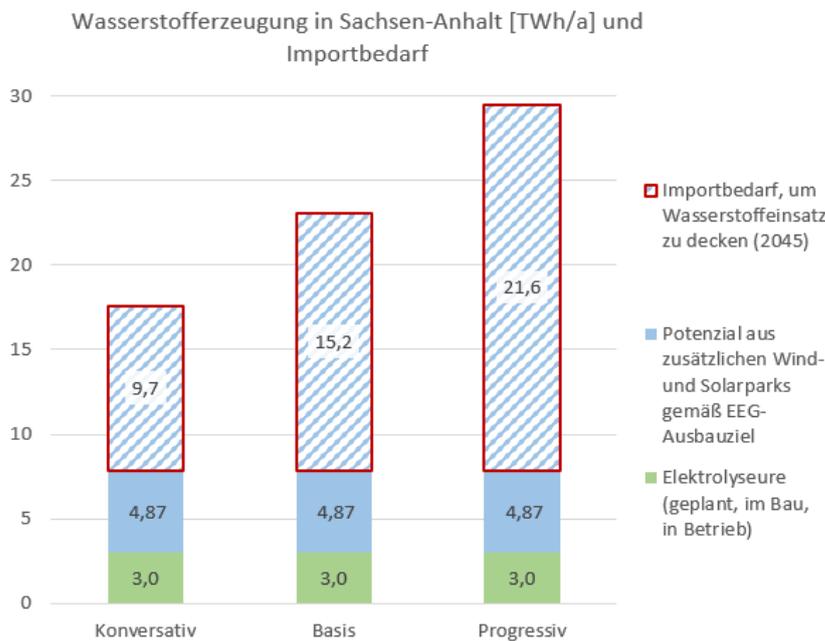


Abbildung 10-4  
Gegenüberstellung  
Wasserstofferzeugung  
und Importbedarf in  
Sachsen-Anhalt  
[Berechnung und  
Darstellung: IE Leipzig]

Zusammen mit den im vorherigen Kapitel recherchierten Wasserstoffbedarfen ergibt sich in allen Szenarien (Konservativ, Basis, Progressiv) ein Defizit von jährlich 9,7 bis 21,6 TWh. Dieses Defizit muss durch das Wasserstoffkernnetz mit importiertem Wasserstoff gedeckt werden. Das Basis-Szenario, das als wahrscheinlichstes Szenario

<sup>62</sup> Vbh – Vollbenutzungsstunde

Wasserstoff Kompass 2022: Elektrolyse in Deutschland Leistungen, Zielsetzungen und Bedarf bis 2030, Berlin 2022

<sup>63</sup> WindBG 2023: Windenergieflächenbedarfsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist, Berlin 2023

<sup>64</sup> EEG 2023: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist, Berlin 2024

<sup>65</sup> Deutsche Windguard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Varel 2023

<sup>66</sup> Annahme Experten IE-Leipzig 2024

angesehen wird, bringt ein Defizit von 15,2 TWh/a mit sich. Die Ergebnisse werden in Abbildung 10-4 veranschaulicht.

## 10.3 Standortkonzeptionierung für Wasserstofftankstellen

### 10.3.1 Ziel der Standortkonzeptionierung für Wasserstofftankstellen

Die bisherigen Erkenntnisse dieser Studie bezüglich des Bedarfs an wasserstoffbetriebenen Bussen lassen keine zwingende Notwendigkeit für deren Einsatz im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) erkennen. Es besteht jedoch Bedarf an Wasserstofftankstellen für spezielle Anwendungen wie etwa Sonderfahrzeuge der Müllabfuhr oder schwere Lastkraftwagen. Gleichzeitig besteht die Verpflichtung, den Vorgaben der Europäischen Union zu entsprechen. Die EU hat eine Verordnung zur Entwicklung der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR - Alternative Fuels Infrastructure Regulation) erlassen, in der Ausbauziele festgelegt werden<sup>67</sup>. Dies umfasst unter anderem die Identifizierung der wichtigsten Fernverkehrswege, die im Bereich Straßenverkehr auch die Bundesautobahnen 2, 9 und 14<sup>68</sup> in Sachsen-Anhalt betrifft. Zudem werden die erforderlichen Kapazitäten und das angestrebte Fertigstellungsjahr definiert. Darüber hinaus sind bereits Wasserstofftankstellen in Betrieb oder in Planung, welche in dieser Studie berücksichtigt werden.

Die AFIR-Verordnung besagt, dass auf den ausgewiesenen Fernverkehrswegen der Abstand zwischen den Wasserstofftankstellen nicht größer als 200 km sein darf, eine Kapazität von mindestens einer Tonne pro Tag erreicht werden muss sowie mindestens ein 700-bar-Dispenser installiert sein soll. Das Gesetz tritt am 13.04.2024<sup>69</sup> in Kraft und dessen Vorgaben sollen bis zum 31.12.2030 in allen EU-Staaten realisiert sein<sup>67</sup>.

### 10.3.2 Methodik

Zuerst wurden vorhandene Wasserstofftankstellen untersucht. Es gibt bereits eine öffentliche Tankstelle nördlich von Magdeburg an der Bundesautobahn A2. Eine weitere Tankstelle befindet sich in Görtschen, im Süden von Sachsen-Anhalt, und versorgt die lokale Müllabfuhr, eine Erweiterung ist in Planung, um den gesamten Fuhrpark der Abfallversorgung versorgen zu können<sup>70</sup>. Da für die Erweiterung die Nutzung von Fördermitteln vorgesehen ist, kann die Tankstelle während der Mittelbindungsfrist nicht als öffentliche Tankstelle genutzt werden. Sie bleibt daher bis auf Weiteres auf die innerbetriebliche Nutzung beschränkt. Die Tankstelle an der A2 hat Kapazität für 40 Pkw pro Tag und bietet ein Druckniveau von sowohl 350 als auch 700 bar<sup>71</sup>.

Eine weitere Tankstelle ist in Alttröglitz im südlichen Sachsen-Anhalt geplant, vor allem für Lkw, die den Industriepark Zeitz ansteuern. Sie soll modular aufgebaut werden, um bei Bedarf erweitert werden zu können, und voraussichtlich zwischen 2026 und 2028 fertiggestellt werden<sup>72</sup>.

Ein geplanter Elektrolyseur von ENERTRAG in Osterweddingen südlich von Magdeburg soll ebenfalls Wasserstoff für den Fernverkehr produzieren. Dieser Standort erfüllt die EU-Vorgaben und profitiert von der Nähe zu einem Elektrolyseur und dem Wasserstoffnetz<sup>73</sup>.

Um EU-Vorgaben zur alternativen Kraftstoffinfrastruktur zu erfüllen, könnte eine Tankstelle am Hermsdorfer Autobahnkreuz in Thüringen entstehen. Auch der Rasthof Köckern könnte aufgrund seiner Nähe zu einem Elektrolyseur und dem Wasserstoffkernnetz als Standort dienen. Die Entfernung zwischen Hermsdorfer Kreuz und Raststätte Köckern beträgt 90 km und Potsdam ist etwa 140 km von Köckern entfernt, wo bereits eine Wasserstofftankstelle betrieben wird<sup>74</sup>.

Eine weitere Tankstelle könnte zwischen Magdeburg und Leipzig am Rastplatz Plötzetal entstehen, um den Fernverkehr zu unterstützen. Ein Standort in der Nähe des geplanten Elektrolyseurs in Bad Lauchstädt bietet sich ebenfalls an, da dort drei günstige Faktoren zusammentreffen und die Verbindungen zwischen verschiedenen Autobahnen verbessern könnte.

---

<sup>67</sup> EUROPEAN UNION REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU

<sup>68</sup> European Commission MOBILITY AND TRANSPORT TENtec Interactive Map Viewer  
<https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html>

<sup>69</sup> <https://www.virta.global/de/afir-verordnung-das-muessen-sie-wissen>

<sup>70</sup> Abfallwirtschaft Sachsen-Anhalt Süd AöR, persönliche Mitteilung vom 08.03.2024

<sup>71</sup> <https://h2.live/>

<sup>72</sup> InfraZeit GmbH., persönliche Mitteilung vom 07.03.2024

<sup>73</sup> <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/wirtschaft/gruener-wasserstoff-fuer-den-industriepark-osterweddingen-bei-magdeburg>

<sup>74</sup> <https://h2.live/press/50-wasserstofftankstelle-deutschlands-in-potsdam-eroeffnet/>

### 10.3.3 Ergebnis der Standortkonzeptionierung

Die Ergebnisse der Betrachtung der Wasserstofftankstelleninfrastruktur sind der Abbildung 10-5 zu entnehmen. Für die unmittelbar an den Autobahnen markierten Standorte gilt, dass diese in beiden Fahrrichtungen erreichbar sein sollen, d. h. entweder durch je eine Tankstelle pro Richtungsfahrbahn oder durch einen Einzelstandort, der über eine Autobahnabfahrt für beide Fahrrichtungen gleichermaßen gut erreichbar ist.

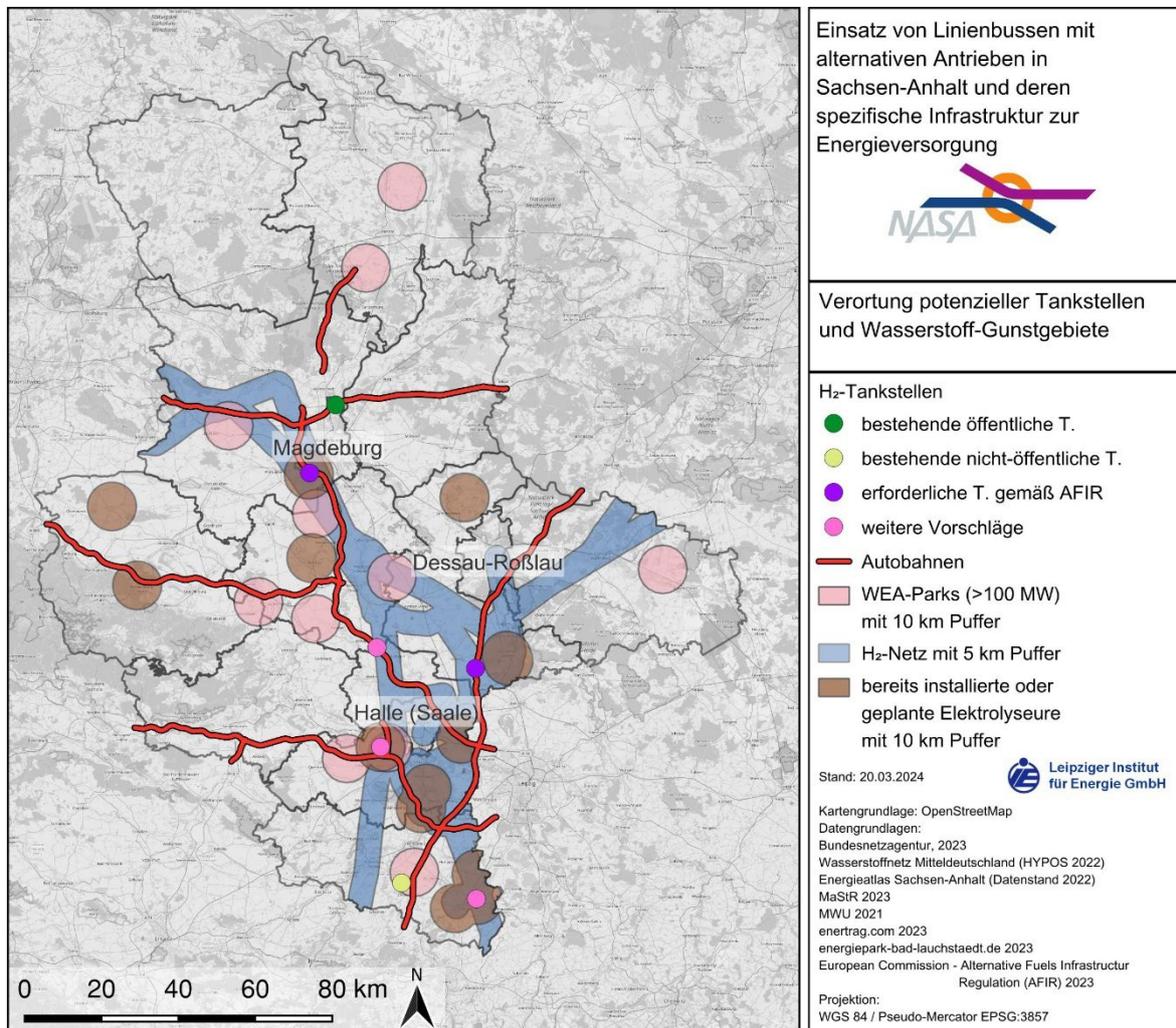


Abbildung 10-5  
Verortung der konzipierten Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Sachsen-Anhalt

Dabei wird deutlich, dass es für Sachsen-Anhalt auch längerfristig ausreichen wird, wenn sechs öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen den Bedarf für den Lkw-Transitverkehr im Sinne der EU-Verordnung AFIR und darüber hinaus abdecken. Fünf davon liegen direkt an den Bundesautobahnen, vier an den im Sinne der AFIR aufgeführten Autobahnen 2, 9 und 14. Diese noch nicht bestehenden Tankstellen können durchweg in den Wasserstoff-Gunstgebieten verortet werden.

Hinsichtlich der nicht-öffentlichen Wasserstofftankstellen für Spezialfahrzeuge (z. B. zur Abfallentsorgung) stellt die Karte den aktuellen Stand der Recherche dar, es ist nicht auszuschließen, dass weitere Betreiber sich für solche Tankstellen auf ihren Betriebsstätten entscheiden.

In Bezug auf die Versorgung von Linienbussen ist jedoch davon auszugehen, dass keine Wasserstofftankstellen benötigt werden.



# 1 1 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

## 11.1 Emissionsfreie Linienbusse im Land Sachsen-Anhalt

Basierend auf

- der Marktanalyse von verfügbaren Brennstoffzellenbusmodellen
- den Kostenvergleichen,
- der Analyse der Betriebsabläufe und
- den getroffenen Annahmen zu den Kriterien einer Technologiewahl

ist aus Sicht der Autoren nicht davon auszugehen, dass es im Land Sachsen-Anhalt zu einem nennenswerten Einsatz von Brennstoffzellenbussen kommen wird. Diese Aussage gilt flächendeckend für das gesamte Bundesland. Mithin wird es in Sachsen-Anhalt zu keiner nennenswerten Abnahme von Wasserstoff durch ÖPNV-Unternehmen kommen.

Stehen in unmittelbarer Nähe zu Betriebshöfen Wasserstofftankstellen von mindestens zwei unterschiedlichen Anbietern zur Verfügung und bieten diese Wasserstoff für etwa fünf bis sechs Euro netto pro Kilogramm an, hätte dies Auswirkungen auf die Kostenstruktur. In diesen Fällen wären eine Kostenparität und somit ein höherer Anreiz für die Beschaffung von Brennstoffzellenbussen gegeben. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist jedoch nicht davon auszugehen, dass eine solche Tankinfrastruktur durch Dritte in den nächsten Jahren gegeben sein wird.

Vielmehr ist davon auszugehen, dass gesetzliche Vorgaben zu emissionsfreien Linienbusantrieben mit Hilfe von Batteriebusen erfüllt werden. Bei der Einführung von Batteriebusen wird es vermutlich zu zwei Entwicklungen kommen, die in erster Linie durch gesetzliche Regularien und die hohen Umstellungskosten bestimmt werden.

Insb. die Verkehrsunternehmen in den Städten Dessau, Halberstadt, Halle/Saale und Magdeburg werden aufgrund des Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetzes in den nächsten Jahren gezwungen sein, vollständig auf emissionsfreie Busantriebe umzustellen. Untermauert wird dies durch zwei weitere regulatorische Vorgaben auf EU-Ebene:

1. Die zu erwartenden Regelungen zur CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwertnormierung werden europaweit den Verkauf von Dieselbussen der Klasse M3 I ab dem Jahr 2030 massiv einschränken. Erhält der aktuelle Entwurf Gesetzeskraft, wird es zu einem Verkaufsverbot von Dieselbussen für den Stadtverkehr ab dem Jahr 2035 kommen.
2. Tritt im Jahr 2024 die Abgasnorm Euro 7 in Kraft, wird diese für Dieselbusse nach einer Übergangsfrist ab dem Jahr 2029 bindend sein. Führende Bushersteller, darunter Daimler und MAN, haben bereits angekündigt, keine Dieselbusse der Klasse M3 I mehr zu entwickeln.

Verkehrsbetriebe, die gänzlich oder überwiegend Dieselbusse der Klasse M3 II einsetzen, sind derzeit noch von diesen Regelungen ausgenommen. Solange dies der Fall ist, werden viele Verkehrsunternehmen bzw. deren Eigentümer bei der Umstellung auf emissionsfreie Busantriebe aus Kostengründen zurückhaltender sein. Hinzu kommt, dass speziell kleine Subunternehmer die notwendigen Investitionen nicht werden bewältigen können.

Wie lange die M3-II-Ausnahmeregelung bestehen bleiben wird, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht seriös vorhersagen. Ein Blick in europäische Nachbarländer zeigt jedoch, dass es sich vermutlich nur um eine Übergangsregelung handeln wird. Länder wie die Niederlande, Dänemark und zumindest der flämische Teil Belgiens haben schon längst den flächendeckenden Ausstieg aus Diesellinienbussen beschlossen. Ähnliche Tendenzen sind z. B. im Vereinigten Königreich zu beobachten. Es ist also nicht auszuschließen, dass es zu einem Umstellungszwang auch für diese Fahrzeugklasse kommen wird, sei es durch einen Mangel an Fahrzeugen oder weiter verschärfte Gesetze.

## 11.2 Handlungsleitfaden für Verkehrsunternehmen

Verkehrsunternehmen sind gezwungen, sich mit dem Thema der emissionsfreien Busantriebe auseinanderzusetzen. Dabei gilt, dass jedes Verkehrsunternehmen aufgrund der Interdependenzen zwischen

- Fahrzeugtechnologien,
- den betrieblichen Abläufen und
- den baulichen Gegebenheiten in den Betriebshöfen

gezwungen sein wird, individuell für sich zu untersuchen, welche Antriebsform bzw. Ladestrategie und welche Umstellungsschritte geeignet sind. Der Blick auf andere Verkehrsunternehmen mag dabei Anhaltspunkte liefern, jedoch ist eine 1:1-Übertragung nur in den seltensten Fällen zielführend.



Abbildung 11-1  
Technologieoffener Leitfaden für die Erarbeitung einer Strategie für die Einführung von emissionsfreien Busantrieben

6 – 9 Monate

Einen technologieoffenen Leitfaden für die Aufstellung einer Umstellungsstrategie zeigt Abbildung 11-1. Nachfolgend werden einige Punkte näher erläutert.

Wissensvermittlung (Stand der Technik und Ausblick)

Der vorliegende Bericht gibt einen weitreichenden Einblick in emissionsfreie Busantriebe und die dafür notwendige Infrastruktur. Ebenso werden Kostenstrukturen für das Bezugsjahr 2023 aufgezeigt, wobei diese aufgrund der gegenwärtigen Marktdynamik schnell veralten werden.

Analyse Unternehmen Infrastruktur / Flotte

Neben einer genauen Übersicht über die Busflotte und die zu erwartende Fahrzeugerneuerung in den kommenden rund 15 Jahren ist die Bestandsaufnahme der Infrastruktur eine zwingende Voraussetzung für die nachfolgenden Schritte. Hierbei ist insb. auf die folgenden Aspekte zu achten:

1. Netzanbindung  
Es ist eine Abfrage beim Netzbetreiber hinsichtlich der Leistungsreserven im Mittelspannungsnetz, das einen Betriebshof tangiert, zu stellen. Die notwendige Anschlussleistung kann überschlägig gemäß Punkt 2.5.4 ermittelt werden. Fehlende Leistungsreserven können massive Folgen für die Reihenfolge der umzustellenden Betriebshöfe bzw. die Dauer und die Kosten speziell einer Batteriebusseinführung haben.
2. Fahrzeugerneuerungsprogramm  
Der Zeitpunkt für den Austausch von Bussen hat einen enormen Einfluss auf die Technologiewahl und die zu erwartenden Kosten. Hintergrund sind die nach wie vor anwachsenden Reichweiten von Batteriebussen und deren zunehmende technische Reife.

Energetische Betrachtungen – Technische Machbarkeit

Kern eines Technologieentscheids sollte die energetische Bewertung von Betriebsabläufen, namentlich von Umlaufplänen sein. Hierbei ist es nicht notwendig, mikroskopische Fahrzeugsimulationen durchzuführen. Liegen beim Bewerter ausreichende Informationen zu spezifischen Energieverbräuchen (kWh/km bzw. kg H<sub>2</sub>/km) in Abhängigkeit von Reisegeschwindigkeiten und Höhenprofil vor, sind einfache Energiebilanzrechnungen vollkommen ausreichend.

Ermittlung von Mehrbedarfswerten

Im Zuge der energetischen Betrachtungen stellt sich heraus, welche Umlaufpläne bedienbar sind und welche nicht. Darauf aufbauend sind Mehrbedarfe an Fahrzeugen, Leerkilometern und Fahrpersonalstunden zu ermitteln. Die damit verbundenen Kosten sind die Grundlage für einen Technologieentscheid.

Vordefinition von Einführungsschritten

Unabhängig von der letztendlich zu wählenden Antriebsform ist es für nachfolgende Schritte notwendig, die Einführungsschritte, also die pro Jahr zu beschaffenden emissionsfreien Busse vorläufig zu quantifizieren.

### Lade- bzw. Wasserstoff-Tankinfrastruktur

Für jeden Betriebshof ist ein Konzept für die Integration einer Lade- bzw. Wasserstoff-Tankinfrastruktur zu erarbeiten. Für die Ladeinfrastruktur sind i. d. R. mehrere Ausbaustufen zu beschreiben. Die Konzepte müssen speziell die Integration der Ladegeräte zeigen, da dies nicht selten mit Verlusten an Abstellkapazitäten verbunden ist. Bestandteil dieses Arbeitsschrittes ist weiterhin die Kostenermittlung.

### Werkstattanpassung, Brand- und Explosionsschutz

Beim Konzept für die Anpassung bzw. Ausrüstung der Werkstatt ist insb. auf die Platzreserven für die Aufstellung eines Dacharbeitsplatzes mit Portalkran zu achten.

Speziell in älteren Fahrzeugwerkstätten kann die Dachkonstruktion eine Herausforderung für die Einhaltung der Regeln des primären Explosionsschutzes für Wasserstoff darstellen. Müssen Brandschutzwände installiert werden, kann dies zu einem weiteren Verlust an Abstellplätzen führen.

### Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Technologieentscheid

Wird die Konzepterarbeitung technologieoffen geführt, bildet die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Grundlage für den Technologieentscheid. Wichtig ist, dass zu diesem Zeitpunkt ein vollständiger Überblick über alle Kosten und Zwangspunkte, wie z. B. fehlende Leistungsreserven im Mittelspannungsnetz, vorliegen.

### Einführungskonzept

Abgeschlossen wird die Erarbeitung einer Umstellungsstrategie mit einem Einführungskonzept, in dem jahresfein

- die Anzahl der umzustellenden Fahrzeuge,
- die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen und Schulungen und
- die damit verbundenen Kosten

aufgeführt werden.

## 11.3 Empfehlungen an das Land Sachsen-Anhalt

Der vorliegende Bericht legt eine Reihe von Schlussfolgerungen nahe:

1. Die Verkehrsbetriebe im Land Sachsen-Anhalt und mit ihnen die zuständigen Aufgabenträger stehen vor einem herausfordernden Technologiewandel, der mit enormen organisatorischen aber vor allem auch finanziellen Herausforderungen verbunden sein wird.
2. Die Möglichkeiten der Förderung von emissionsfreien Bussen nebst Infrastruktur seitens des Bundes sind zurzeit sehr limitiert.
3. Die Herausforderungen bei der Umstellung auf emissionsfreie Antriebe bergen enorme Risiken, speziell für die Einbindung von kleinen Subunternehmen. Diese ergeben sich insb. aus einer finanziellen Überforderung, vor allem für die Errichtung der notwendigen Infrastruktur. Darüber hinaus wird es für kleine Subunternehmen schwierig werden, geeignetes Personal für die Betreuung der Hochvoltanlagen in den Bussen und der Ladeinfrastruktur zu finden, weshalb der Abschluss entsprechender Serviceverträge erforderlich sein wird.
4. Es besteht kein Zwang zum Einsatz unterschiedlicher emissionsfreier Antriebe, da die betrieblichen Abläufe in den Verkehrsunternehmen Sachsen-Anhalts sehr gut mit Batteriebussen abdeckbar sind.
5. Eine Drittelung der Antriebsformen in Diesel-, saubere und emissionsfreie Busse ist für einzelne Verkehrsunternehmen im Land Sachsen-Anhalt aufgrund der Flottengrößen kein gangbarer Weg. Soll von der Möglichkeit des Einsatzes von sauberen Bussen Gebrauch gemacht werden, bedarf es einer landesweiten Regelung bzw. Abstimmung.
6. Gegenwärtig besteht hauptsächlich für die Verkehrsunternehmen im Stadtverkehr der Zwang, Busse der Klasse M3 I partiell auf emissionsfreie Antriebe umzustellen.
7. Besteht die Möglichkeit, Busse der Klasse M3 II (Low Entry) einzusetzen, existiert zumindest vorläufig keine Verpflichtung zur anteiligen Beschaffung sauberer oder emissionsfreier Busse.
8. Es ist nicht auszuschließen, dass die Möglichkeit des Einsatzes von M3-II-Dieselmotoren zeitlich begrenzt sein wird, da die Zukunft dieser Fahrzeuge vor dem Hintergrund der CO<sub>2</sub>-Flottenregelungen ungewiss ist.

Für das Land Sachsen-Anhalt ergeben sich daher aus Sicht der Autoren folgende Handlungsempfehlungen:

1. Entwicklung einer landesweiten Umstellungsstrategie mit klar definierten Umstellungszielen. Diese muss folgende Fragen beantworten:
  - a) Welches übergeordnete Umstellungsziel wird durch das Land Sachsen-Anhalt gewollt?

- minimale Umstellung gemäß den Forderungen des Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetzes (SaubFahrzeugBeschG)
  - Nutzung der Möglichkeit neben emissionsfreien Bussen auch saubere Fahrzeuge einzusetzen
  - vermehrte Nutzung von Dieselnbussen der Klasse M3 II
  - vorläufige Fokussierung auf die großen Stadtverkehrsunternehmen (ggf. über die Forderungen des SaubFahrzeugBeschG hinaus, um Quoten für kleinere Verkehrsunternehmen mit kleinen oder nachrangigen Stadtverkehrsleistungen mitzuerfüllen).
- b) Welche emissionsfreien Antriebsformen sind bei der Umstellung anzustreben bzw. ggf. zu fördern?  
Nach Ansicht der Autoren ist eine Fokussierung auf Batteriebusse und die zugehörige Infrastruktur zu empfehlen.
2. Aufsetzung eines Förderprogramms für emissionsfreie Busse und die zugehörige Infrastruktur. Hierbei kann sich an bestehende Förderprogrammen – bspw. der Freistaaten Sachsen und Thüringen oder des Bundes – orientiert werden.
  3. aktive Nutzung des Förderprogramms als Steuerungsinstrument für die Umsetzung der o. g. Umstellungsstrategie
  4. Vermeidung von aus Sicht der Autoren nicht zielführenden Anreizen hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff im ÖPNV
  5. aktiv koordinierende Rolle des Landes Sachsen-Anhalt zur Erfüllung der Forderungen des SaubFahrzeugBeschG
  6. Unterstützung der Verkehrsunternehmen bei der Einwerbung von Bundesförderungen
  7. Erhöhung der Altersbegrenzung für Einzelfahrzeuge und Erhöhung des durchschnittlichen Flottenalters, um die Wirtschaftlichkeit des einmaligen Tauschs der Batterien im Buslebenszyklus zu erhöhen.

## Anlage 1 – Kommerziell verfügbare Batteriebusse Klein- und Midibusse

### Mellor Sigma 7



Mellor Sigma 7

Hersteller:	Mellor, Rochdale, Großbritannien
Länge/Breite:	6.990 mm / 2.080 mm bzw. 7.140 mm / 2.080 mm
Türen:	1
Fahrgäste:	26 (13 Sitzplätze)
Batterie:	127 kWh
Reichweite:	ca. 200 km, abhängig vom Fahrzyklus
Nachladung:	Steckerladung, 20 kW (AC), 75 kW (DC)
Heizung:	elektrisch
V <sub>max</sub> :	unbekannt
Kosten:	unbekannt

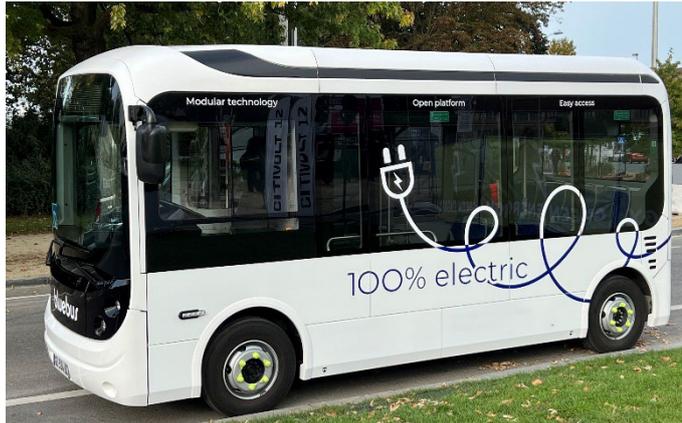
### Karsan e-Jest



Karsan e-Jest

Hersteller:	Karsan Otomotiv San. ve Tic. A.Ş., Türkei
Länge/Breite:	5.845 mm / 2.055 mm
Türen:	1
Fahrgäste:	10 + 2 Sitzplätze / 10 Stehplätze
Batterie:	44 kWh / 88 kWh
Reichweite:	ca. 105 / 210 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße
Nachladung:	Steckerladung, 50 kW / 80 kW
Heizung:	elektrisch
V <sub>max</sub> :	70 km/h
Kosten:	unbekannt

## Bluebus 6 m



Bluebus 6 m

- Hersteller: Bluebus, Ergué-Gabéric, Frankreich  
Länge/Breite: 5.940 mm / 2.203 mm  
Türen: 1  
Fahrgäste: bis zu 35  
Batterie: bis zu 126 kWh  
Reichweite: ca. 200 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße  
Nachladung: Steckerladung, 22 kW (AC)  
Heizung: elektrisch  
 $V_{max}$ : 70 km/h  
Kosten: unbekannt

## Rampini Sixtron



Rampini Sixtron

- Hersteller: Rampini, Passignano sul Trasimero, Italien  
Länge/Breite: 6.110 mm / 2.100 mm  
Türen: 1  
Fahrgäste: 26 / 29 – jeweils 10 Sitzplätze  
Batterie: 173 kWh / 210 kWh  
Reichweite: ca. 150 / 200 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße  
Nachladung: Steckerladung  
Heizung: elektrisch  
 $V_{max}$ : 70 km/h  
Kosten: unbekannt

## Automet Minicity Electric



Automet Minicity Electric

Hersteller:	Automet Group, Sanok, Polen
Länge/Breite:	8.000 mm / 2.200 mm
Türen:	1
Fahrgäste:	bis zu 22 Sitzplätze / bis zu 12 Stehplätze
Batterie:	78 kWh / 140 kWh
Reichweite:	ca. 200 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße
Nachladung:	Steckerladung, 22 kW (AC) / höhere Ladeleistung mit externem CCS-Anschluss (DC)
Heizung:	elektrisch, optional Zusatzheizer
$V_{\max}$ :	70 km/h
Kosten:	unbekannt

## Rampini Eltron



Rampini Eltron

Hersteller:	Rampini, Passignano sul Trasimero, Italien
Länge/Breite:	8.000 mm / 2.200 mm
Türen:	2 / 3
Fahrgäste:	43 / 45 – 10 / 13 Sitzplätze
Batterie:	210 kWh / 280 kWh
Reichweite:	ca. 150 / 200 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße
Nachladung:	Steckerladung
Heizung:	elektrisch
$V_{\max}$ :	70 km/h
Kosten:	unbekannt

## Karsan e-Atak



Karsan e-Atak; Quelle:  
Karsan

Hersteller: Karsan Otomotiv San. ve Tic. A.Ş., Türkei  
Länge/Breite: 8.315 mm / 2.436 mm  
Türen: 2  
Fahrgäste: z. B. 18 Sitzplätze / 34 Stehplätze  
Batterie: 220 kWh  
Reichweite: ca. 250 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße  
Nachladung: Steckerladung, 80 kW  
Heizung: elektrisch  
 $V_{\max}$ : unbekannt  
Kosten: unbekannt

## BYD 8,7



BYD 8,7

Hersteller: BYD, China, Ungarn, Vertrieb über BYD Europe mit Sitz in den Niederlanden  
Länge/Breite: 8.750 / 2.455 mm  
Türen: 2  
Fahrgäste: ca. 50 (max. 22 Sitzplätze)  
Batterie: 174 kWh (High Energy)  
Reichweite: ca. 175 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: Steckerladung  
Heizung: Wärmepumpe  
 $V_{\max}$ : 70 km/h  
Kosten: ca. 400.000 – 450.000 €

## Mellor Sigma 9



Mellor Sigma 9

Hersteller:	Mellor, Rochdale, Großbritannien
Länge/Breite:	9.400 / 2.350 mm
Türen:	2
Fahrgäste:	52 (25 Sitzplätze)
Batterie:	210 kWh / 255 kWh
Reichweite:	ca. 250 km, abhängig vom Fahrzyklus
Nachladung:	Steckerladung 100 kW
Heizung:	elektrisch
V <sub>max</sub> :	unbekannt
Kosten:	unbekannt

## Solaris Urbino 9 LE electric



Solaris Urbino 9 LE electric  
Quelle: Solaris

Hersteller:	Solaris Bus & Coach s.a., Bolechowo, Polen
Länge/Breite:	8.950 / 2.400 mm
Türen:	2
Fahrgäste:	ca. 50 – 60 (max. 27 Sitzplätze in Klasse 1 bzw. max. 31 Sitzplätze in Klasse 2)
Batterie:	bis zu 350 kWh (High Energy)
Reichweite:	ca. 200 km, abhängig vom Fahrzyklus
Nachladung:	Steckerladung für Nachladung im Betriebshof (z. B. 80 kW), optional Pantograph
Heizung:	Wärmepumpe, Hybridheizung
Kosten:	ca. 500.000 €

## VDL Citea LLE-99 Electric



VDL Citea LLE-99 Electric

- Hersteller: VDL Bus & Coach bv, Valkenswaard, Niederlande
- Länge/Breite: 9.950 / 2.500 mm
- Türen: 2
- Fahrgäste: ca. 65
- Batterie: 216 kWh (High Power), optional 315 kWh (High Energy)
- Reichweite: ca. 180 – 200 km, abhängig vom Fahrzyklus
- Nachladung: Steckerladung für Nachladung im Betriebshof (z. B. 80 kW)
- Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung
- Kosten: ca. 530.000 €

## SOR EBN 8 und 9,5



SOR EBN 9,5 Quelle: ŠJú, Wikimedia Commons

- Hersteller: SOR Libchavy spol. s r.o.
- Länge/Breite: EBN 8: 8.000 / 2.525 mm / EBN 9,5: 9.790 / 2.525 mm
- Türen: 2
- Fahrgäste: ca. 40 / 60 (max. 16 / 26 Sitzplätze)
- Batterie: 172 kWh
- Reichweite: ca. 125 – 150 km, abhängig vom Fahrzyklus
- Nachladung: Steckerladung
- Heizung: elektrisch
- $V_{\max}$ : 80 km/h
- Kosten: ca. 500.000 €

### IVECO E-Way Full Electric 9,5 m



IVECO E-Way Full Electric 9,5 m

Hersteller: IVECO Bus  
Länge/Breite: 9.510 / 2.330 mm  
Türen: 2  
Fahrgäste: ca. 60 (16 Sitzplätze)  
Batterie: 245 kWh  
Reichweite: ca. 180 – 225 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: Steckerladung (100 kW)  
Heizung: elektrisch  
Kosten: ca. 500.000 €

### MAN Lion's City 10 E



MAN Lion's City 10 E

Hersteller: MAN Truck and Bus  
Länge/Breite: 10.575 / 2.550 mm  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: max. 80  
Batterie: 400 kWh (256 kWh nutzbar) NMC  
Reichweite: ca. 250 – 275 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: Steckerladung bis 150 kW  
Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung  
Kosten: ca. 540.000 €

## Solobusse

### Mercedes Benz e-Citaro



Mercedes Benz e-Citaro

- Hersteller: Daimler Buses GmbH  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: ca. 80 (abhängig vom gewählten Batteriepack)  
Batterie: NMC mit ca. 330 kWh / 396 kWh (jeweils ca. 80 % nutzbar)  
NMC-Batterien der 3. Generation mit bis zu 588 kWh angekündigt  
Reichweite: bis zu 200 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: Steckerladung bis 80 kW,  
optional höhere Ladeleistungen inkl. Ladung über Pantograph (330 kWh / 260 kW)  
Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung  
Kosten: ca. 620.000 €

### Solaris Urbino 12 electric



Solaris Urbino 12 electric

- Hersteller: Solaris Bus & Coach s.a., Bolechowo, Polen  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: ca. 80 – 90 (max. 37 Sitzplätze)  
Batterie: bis zu 125 kWh (High Power)  
bis zu 396 kWh (High Energy / High Power)  
Batterien mit > 500 kWh angekündigt  
Reichweite: ca. 80 – 200 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: 450 kW / 200 kW  
Steckerladung für Nachladung im Betriebshof (z. B. 80 kW)  
Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung  
Kosten: ca. 550.000 €

## VDL Citea SLF-120 Electric New Generation



VDL CITEA SLF-120 Electric New Generation

- Hersteller: VDL Bus & Coach bv  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: ca. 80, abhängig von gewählter Batteriegröße  
Batterie: u. a. 306 kWh (bis zu 490 kWh)  
Reichweite: ca. 160 – 250 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: u. a. 320 kW (bis zu 430 kW)  
Steckerladung für Nachladung im Betriebshof  
Heizung: Wärmepumpe, Brennstoff auf Anfrage  
Kosten: ca. 550.000 €

## SOR NS electric



SOR NS electric, Quelle: SOR

- Hersteller: SOR Libchavy spol. s r.o.  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: ca. 80 (max. 35 Sitzplätze)  
Batterie: 242 kWh / 388 kWh, NMC  
Reichweite: ca. 140 – 160 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: Steckerladung  
Heizung: elektrisch  
Kosten: ca. 520.000 €

## MAN Lion's City 12 E



MAN Lion's City 12 E

Hersteller: MAN Truck and Bus

Türen: 2 / 3

Fahrgäste: ca. 88

Batterie: 480 kWh (320 – 330 kWh nutzbar) NMC, Batterie mit höherem Energieinhalt angekündigt

Reichweite: ca. 250 – 275 km, abhängig vom Fahrzyklus

Nachladung: Steckerladung bis 150 kW

Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung

Das Fahrzeug ist auch als im Fahrzeuginnenraum angepasste Low Entry-Variante verfügbar.

## EBUSCO 3.0 12 m



EBUSCO 3.0 12 m

Hersteller: EBUSCO GmbH, Helmond, Niederlande, Zulieferung aus China

Türen: 2 / 3

Fahrgäste: bis zu 110

Batterie: > 250, > 350 oder > 500 kWh (Generation 2.2)

Reichweite: ca. 250 - 350 km, abhängig vom Fahrzyklus und Batteriegröße

Nachladung: nur Steckerladung für Nachladung im Betriebshof

Heizung: elektrisch

Kosten: ca. 550.000 €

## IRIZAR i2e



IRIZAR i2e auf der Linie 13 in San Sebastian (altes Design)

- Hersteller: IRIZAR S. Coop., Ormaiztegi, Spanien  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: ca. 80  
Batterie: max. 470 kWh für Schnellladung / max. 510 kWh für Steckerladung  
Reichweite: ca. 250 – 275 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: (invertierter) Pantograph  
bis zu 150 kW Steckerladung für Nachladung im Betriebshof  
Heizung: elektrisch, Brennstoff auf Anfrage  
Kosten: ca. 550.000 €

## Van Hool A12 Batterij



Van Hool A12 Batterij

- Hersteller: Van Hool NV, Lier, Belgien  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: max. 41 Sitzplätze  
Batterie: bis zu 588 kWh  
Reichweite: ca. 250 – 275 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: Steckerladung  
Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung unbekannt  
Kosten: unbekannt

## IVECO E-Way Full Electric 12 m



IVECO E-Way Full Electric 12 m

Hersteller: IVECO Bus  
Türen: 2 / 3  
Fahrgäste: ca. 80 (27 Sitzplätze)  
Batterie: NMC (high energy) bis zu 385 kWh, Lithium-Titanat (LTO) bis zu 88 kWh  
Reichweite: ca. 200 – 225 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: 100 kW Steckerladung, LTO-Batterien bis zu 450 kW über Pantographen  
Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung  
Kosten: ca. 580.000 €

## IVECO Crossway Full Electric 12 m Low Entry



IVECO Crossway Full Electric  
12 m Low Entry

Hersteller: IVECO Bus  
Türen: 2  
Fahrgäste: max. 42 Sitzplätze  
Batterie: bis zu 485 kWh  
Reichweite: ca. 250 km, abhängig vom Fahrzyklus  
Nachladung: 100 kW Steckerladung, LTO-Batterien bis zu 450 kW über Pantographen  
Heizung: Wärmepumpe, Hybridheizung  
Kosten: ca. 580.000 €

## Gelenkbusse

### VDL Citea SLF 181 Electric



VDL Citea SLF 181 Electric (alte Generation)

Hersteller:	VDL Bus & Coach bv
Türen:	3 / 4
Fahrgäste:	ca. 115 – 134
Batterie:	429 oder 551 kWh (jeweils mit oder ohne Pantograph) 613 oder 674 kWh (ohne Pantograph)
Reichweite:	ca. 100 – 200 km, abhängig vom Fahrzyklus
Nachladung:	s. o., zzgl. Steckerladung für Nachladung im Betriebshof
Heizung:	elektrisch
Kosten:	ca. 700.000 €

### Solaris Urbino 18 electric



Solaris Urbino 18 electric

Hersteller:	Solaris Bus & Coach s.a., Bolechowo, Polen
Türen:	3 / 4
Fahrgäste:	ca. 120 – 135
Batterie:	u. a. 175 kWh / 140 kWh nutzbar, Lithium-Titanat (LTO) bis zu 704 kWh High Energy+ 800 kWh angekündigt
Reichweite:	ca. 80 km / ca. 225 km, abhängig vom Fahrzyklus und Heizung
Nachladung:	bis zu 450 kW Steckerladung für Nachladung im Betriebshof
Heizung:	Wärmepumpe, Hybridheizung
Kosten:	ca. 700.000 €

## IRIZAR iebus 18 m



IRIZAR iebus 18 m; Quelle: IRIZAR

Hersteller:	IRIZAR S. Coop., Ormaiztegui, Spanien
Türen:	3 / 4 / (5)
Fahrgäste:	ca. 100 – 110, max. 145
Batterie:	714 kWh / 150 kW (Steckerladung) 470 kWh / 300 kW (Pantograph) / 200 kW (Steckerladung)
Reichweite:	ca. 225 – 250 km, abhängig vom Fahrzyklus und Heizung
Nachladung:	bis zu 600 kW Steckerladung für Nachladung im Betriebshof
Heizung:	elektrisch, Brennstoff auf Anfrage
Kosten:	ca. 750.000 €

## Mercedes-Benz eCitaro G



Mercedes-Benz eCitaro G

Hersteller:	Daimler Buses GmbH
Türen:	3 / 4
Fahrgäste:	ca. 120 (abhängig vom gewählten Batteriepack)
Batterie:	ca. 296 – 396 kWh NMC max. 686 kWh NMC 3. Generation angekündigt Feststoffbatterie (LMP) mit 441 kWh (ca. 320 kWh nutzbar)
Reichweite:	bis zu 200 km, abhängig vom Fahrzyklus und Heizung
Nachladung:	Steckerladung bis 150 kW, optional höhere Ladeleistungen inkl. Ladung über Pantographen
Heizung:	Wärmepumpe, Hybridheizung
Kosten:	unbekannt

## MAN Lion's City 18 E



MAN Lion's City 18 E

Hersteller:	MAN Truck and Bus
Türen:	3 / 4
Fahrgäste:	ca. 120
Batterie:	640 kWh (ca. 450 kWh nutzbar) NMC, Batterie mit höherem Energieinhalt angekündigt
Reichweite:	ca. 200 – 250 km, abhängig vom Fahrzyklus
Nachladung:	Steckerladung bis 150 kW
Heizung:	Wärmepumpe, Hybridheizung
Kosten:	ca. 780.000 €

## Anlage 2 – Kommerziell verfügbare Brennstoffzellenbusse

### Solobusse

#### Van Hool A12 Fuel Cell



Van Hool A12 Fuel Cell,  
Quelle: Wallpapers4screen.com

Länge:	12,225 m
Kapazität:	unbekannt
Leergewicht:	unbekannt
Antrieb:	160 kW nominal (Siemens)
$V_{\max}$ :	80 km/h
H <sub>2</sub> -Tank:	unbekannt

#### Caetano H2.CityGold



Caetano H2.CityGold

Länge:	11,995 m
Kapazität:	74
Leergewicht:	ca. 13,34 t
Antrieb:	z. B. 160 kW nominal / 180 kW Überlast (Siemens)
$V_{\max}$ :	80 km/h
H <sub>2</sub> -Tank:	37,5 kg / 350 bar

## Solaris Urbino 12 hydrogen



Solaris Urbino 12 hydrogen

Länge:	12,0 m
Kapazität:	74
Leergewicht:	ca. 13 t
Brennstoffzelle:	70 kW
Antrieb:	170 kW nominal / 240 kW Überlast (ZF AVE 130)
$V_{\max}$ :	80 km/h
H <sub>2</sub> -Tank:	37,5 kg / 350 bar

Weitere Hersteller von Brennstoffzellenbussen sind Karsan sowie Iveco, die gegenwärtig aber noch nicht auf dem deutschen Markt vertreten sind.



Karsan e-ATA 12 Hydrogen



Iveco e-Way H2

## Gelenkbusse

### Solaris Urbino 18 hydrogen



Solaris Urbino 18 hydrogen,  
Quelle: Solaris

Länge:	ca. 18 m
Kapazität:	bis zu 138, davon bis zu 53 Sitze
Leergewicht:	unbekannt
Brennstoffzelle:	100 kW
Antrieb:	240 kW (TSA-Zentralmotor) / 2 x 125 kW (ZF AVE 130)
$V_{\max}$ :	80 km/h
H <sub>2</sub> -Tank:	ca. 51 kg / 350 bar

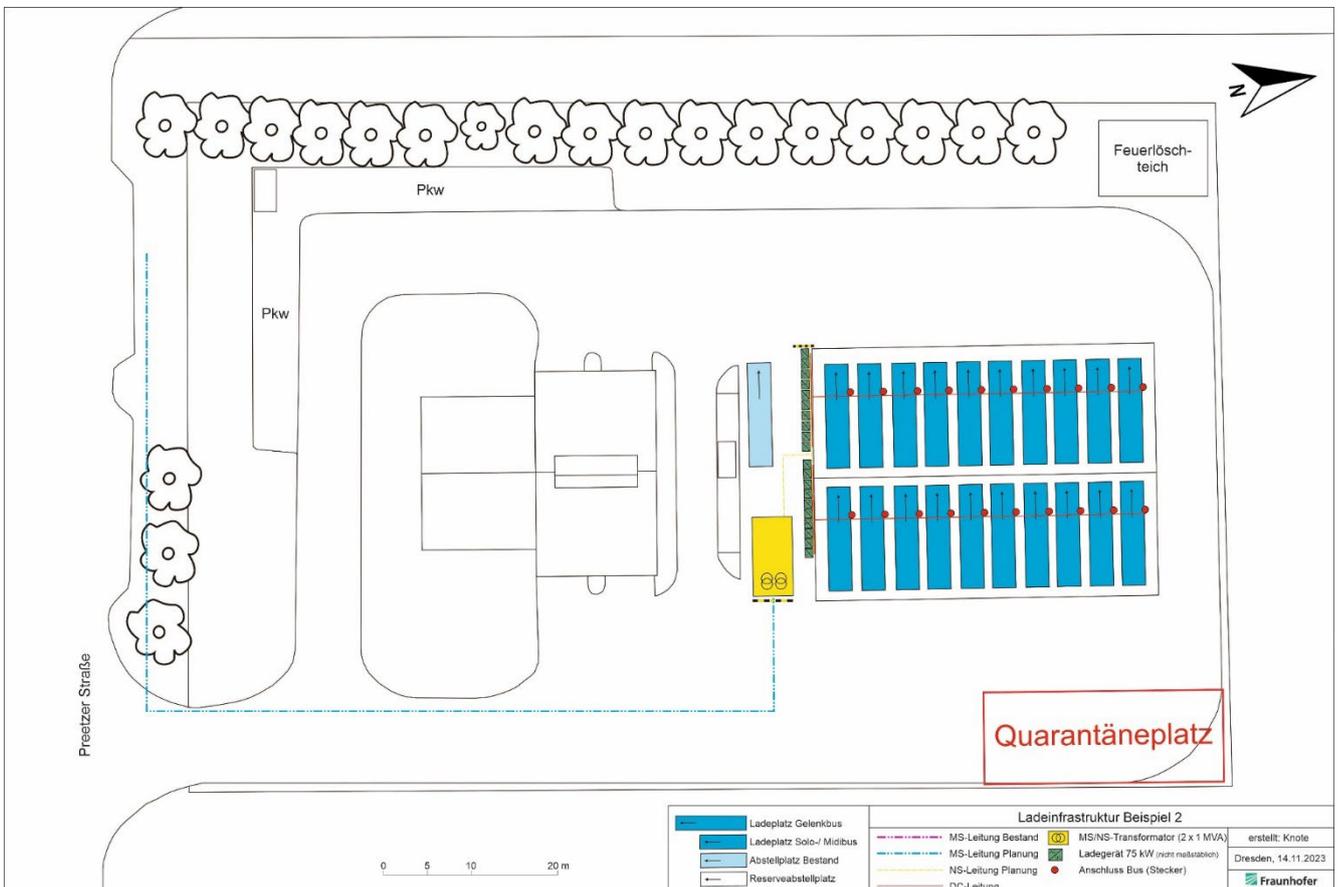
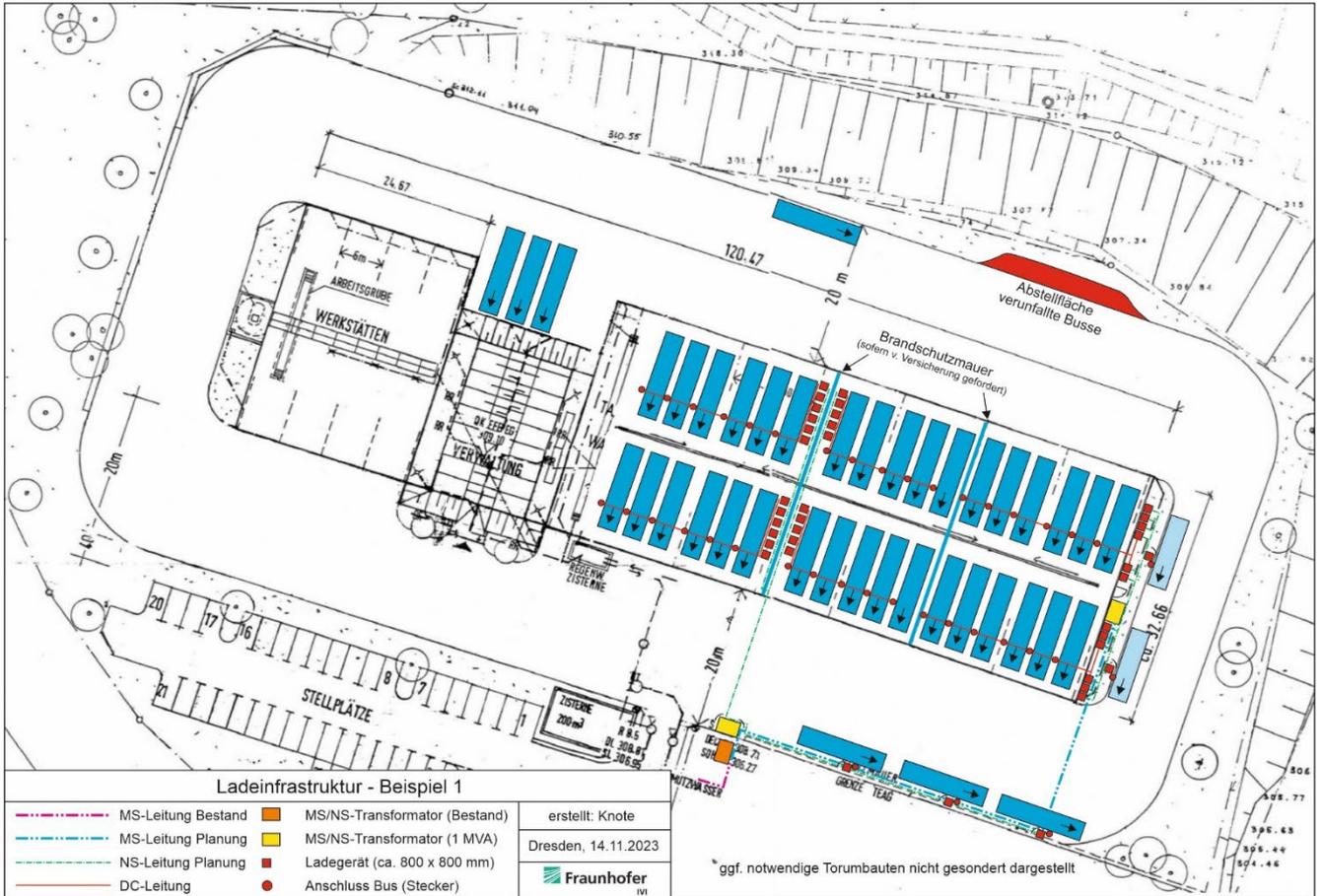
### Van Hool ExquiCity 18 Fuel Cell



Van Hool Exqui.City 18 Fuel Cell

Länge:	18,61 m
Kapazität:	max. 143
Leergewicht:	19,25 t
Antrieb:	210 / 320 kW nominell (Siemens)
$V_{\max}$ :	unbekannt
H <sub>2</sub> -Tank:	38,5 kg / 350 bar

# Anlage 3 – Beispiele für Betriebshöfe mit Ladeinfrastruktur





# Anlage 4 – Beispiele für Betriebshöfe mit Wasserstoff-Tankinfrastruktur

