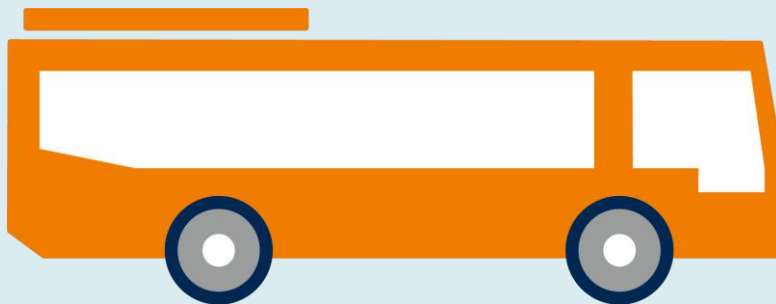


# Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten

## (Busstudie)



## Studie

**Maximilian Henneka**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI)  
des Karlsruher Instituts für Technologie, Karlsruhe

**Wolfgang Köppel**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI)  
des Karlsruher Instituts für Technologie, Karlsruhe

**Kerstin Kröger**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI)  
des Karlsruher Instituts für Technologie, Karlsruhe

**Dr. Dietrich Gerstein**

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn

**Herausgeber**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

[info@dvgw.de](mailto:info@dvgw.de)

[www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)

# **Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten**

**Studie**

August 2019

DVGW-Förderkennzeichen G 201810  
Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG  
Ontras Gastransport GmbH  
Open Grid Europe GmbH  
Stadtwerke Karlsruhe GmbH  
terranets bw GmbH



Karlsruhe, 26. August 2019  
AT 18 06 042

# **Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten (Busstudie)**

- Auftraggeber:** Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.  
Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG  
Ontras Gastransport GmbH  
Open Grid Europe GmbH  
Stadtwerke Karlsruhe GmbH  
terranets bw GmbH
- Auftragnehmer:** DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI)  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)  
(DVGW-EBI)
- Bearbeiter:** Maximilian Heneka (DVGW-EBI)  
Dr. Dietrich Gerstein (DVGW)  
Wolfgang Köppel (DVGW-EBI)  
Kerstin Kröger (DVGW-EBI)

**Auftraggeber:**

**Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)**

Josef-Wirmer-Str. 1-3  
53123 Bonn

**Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG**

Großeislinger Straße 28-34  
73033 Göppingen

**Ontras Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4  
04129 Leipzig

**Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstr. 5  
45141 Essen

**Stadtwerke Karlsruhe GmbH**

Daxlander Straße 72  
76185 Karlsruhe

**terranets bw GmbH**

Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart

**Auftragnehmer:**

**DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie**

Engler-Bunte-Ring 1  
76131 Karlsruhe

## Zusammenfassung

Busse sind für viele Menschen ein wichtiger Bestandteil der täglichen Mobilität. Allein im Jahr 2017 wurden nach aktuellen Zahlen des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) in Deutschland etwa 4,5 Mrd. Fahrgäste mit Bussen befördert [1]. Ein Großteil der Fahrten wurde dabei von sog. Stadtbussen in Mittel- und Großstädten absolviert.

Durch die hohen Fahrleistungen in Ballungsgebieten haben Busse im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) einen überproportional großen Einfluss auf die innerstädtische Luftqualität. Von den aktuell etwa 35.000 zugelassenen Linienbussen erfüllen nur etwa 27 % die Euro VI-Abgasnorm [1]. Angesichts der aktuellen Diskussion um Fahrverbote, infolge der zu hohen Schadstoffbelastungen in deutschen Großstädten, ist daher auch im Busverkehr ein Umstieg auf emissionsärmere Fahrzeugmodelle erforderlich.

Auch aus Sicht des Pariser Klimaabkommens und den daraus abgeleiteten Klimaschutzzielen der Bundesregierung ist ein schneller Umstieg auf Fahrzeuge mit geringen (wie z.B. sofort verfügbare Biomethan-Fahrzeuge) bzw. ohne Treibhausgasemissionen (wie z.B. mittel- bis langfristig verfügbare E-Methan-Fahrzeuge) sinnvoll.

Aktuell wird der straßengebundene ÖPNV nahezu ausschließlich von Dieselfahrzeugen dominiert. Alternative Antriebskonzepte hatten im Jahr 2017 einen Anteil von nur etwa 5 % [2]. Mit einem Anteil von etwa 60 % stellen Gasbusse derzeit das am weitesten verbreitete alternative Antriebskonzept dar.

Gasbusse werden schon seit über 20 Jahren eingesetzt, sind technisch ausgereift und können bisher verwendete Dieselsebusse ohne Einschränkungen oder größere Infrastrukturumrüstungen ersetzen. Aufgrund der geringeren lokalen Emissionen (NO<sub>x</sub>, Feinstaub, Lärm) bzw. des hohen Treibhausgasreduzierpotenzials gelten Gasbusse als vielversprechende Alternative zu konventionellen Euro VI-Dieselsebussen. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung der Antriebsstränge konnten die Verbrauchswerte und Emissionen der Fahrzeuge in der Vergangenheit deutlich verbessert werden. Zuletzt hat sich mit der Einführung der Mild-Hybrid-Technologie eine weitere technische Möglichkeit zur Reduktion der fahrzeugseitigen Treibhausgas- und Schadstoffemissionen eröffnet: Durch Rekuperation und die Einführung einer Stopp-Start-Funktion wird der Kraftstoffverbrauch gegenüber konventionellen Fahrzeugen um etwa 13 % reduziert. Wird Biomethan als Kraftstoff verwendet, sind Gasfahrzeuge bereits heute nahezu treibhausgasneutral.

In der nachfolgenden Tabelle werden die Anforderungen an die derzeit diskutierten alternativen Antriebskonzepte batterieelektrischer Bus (BE-Bus), Brennstoffzellenbus (FC-Bus), Gasbus mit den Eigenschaften eines modernen Euro VI-Dieselsebus (qualitativ) verglichen und bewertet.

Tab. I-1: Vergleichende Bewertung der betrachteten Busantriebskonzepte

	Diesel (Euro VI)	Gas (Euro VI)		Batterie		Brennstoff- zelle
				OC <sup>1)</sup>	ON <sup>2)</sup>	
Reichweite Fahrzeug	++	+		- <sup>3)</sup>		o
Lade-/Tankdauer	++	++		-		+
Fahrgastkapazität	++	++		+	o <sup>4)</sup>	+
Mehrbedarf Fahrzeuge	++	++		++	- <sup>5)</sup>	++
(Linien-)Flexibilität Fahrzeuge	++	++		- <sup>6)</sup>	o <sup>7)</sup>	++
Betriebserfahrung (Bestand 2017)	(33.250)	(1.018)		(73)		(< 30)
Technischer Reifegrad	++	++		+		-
Erfahrung Werkstatt/Wartung	++	++		?		?
WtW-Emissionen <sup>8)</sup> Linienbetrieb in kg/km	1,21 (1,06) <sup>9)</sup>	0,23 <sup>10)</sup> 0,20 <sup>11)</sup>	1,16 <sup>12)</sup> 1,01 <sup>13)</sup>	0,58 <sup>14)</sup>	0,67 <sup>14)</sup>	0,75 <sup>15)</sup>
Stickoxid-Emissionen (NO <sub>x</sub> )	-	o		keine		keine
Feinstaub-Emissionen (PM)	-	+		keine		keine
Lärm-Emissionen	-	+		++		++
Kosten Linienbetrieb (TCO) <sup>8)</sup> in €/km	2,70 (2,64) <sup>9)</sup>	2,78 <sup>10)</sup> 2,73 <sup>11)</sup>	2,75 <sup>12)</sup> 2,70 <sup>13)</sup>	2,91 <sup>14)</sup>	3,57 <sup>14)</sup>	3,52
Investition Fahrzeug	++	+		-		-
Investition Infrastruktur/ Ausbaubedarf	++	+		-		o
Regulatorische Restriktionen	- <sup>16)</sup>	+		++		++

**Legende:** ++: sehr gut, +: gut, o: befriedigend, -: schlecht



**Anmerkungen:**

- 1) Gelegenheitsladender batterieelektrischer Bus (Nachladung an Endhaltestelle)
- 2) Depotladender batterieelektrischer Bus (Nachladung im Depot)
- 3) Reichweite wird bei Fahrt mit Heizung/Klimaanlage weiter reduziert
- 4) Mehrgewicht der Batterien senkt maximale Passagierkapazität
- 5) Reichweite häufig geringer als die erforderliche Tagesfahrleistung
- 6) Busse sind auf Ladestationen an Haltestellen angewiesen; Temporäre Umleitungen evtl. problematisch
- 7) Geringe Reichweite kann für Linien mit großen Umlaufrouen problematisch sein
- 8) Fahrzeugnutzung: 12 a, Fahrleistung: 62.100 km/(Bus\*a), Fahrzeuganzahl: 6 Fahrzeuge (+2 für ON-Bus)
- 9) Bei Verwendung von Mild-Hybrid-Dieselmussen mit konventionellem B7-Dieselmkraftstoff
- 10) Bei Verwendung von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen
- 11) Bei Verwendung von Mild-Hybrid-Gasbussen mit Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen
- 12) Bei Verwendung von fossilem CNG
- 13) Bei Verwendung von Mild-Hybrid-Gasbussen mit konventionellem fossilem CNG
- 14) Bei Verwendung von elektrischer Energie aus dem deutschen Strommix, inkl. Batterieherstellung (Strommix-Szenario berücksichtigt wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien über die Nutzungsdauer)
- 15) Bei H<sub>2</sub>-Gewinnung via Dampfpreformierung von Erdgas, inkl. Batterie- und Brennstoffzellenherstellung
- 16) Zum Beispiel: Neufassung der „Clean Vehicles Directive“ 2018/0291(COD)

Die Studienergebnisse zeigen, dass von den untersuchten Diesel-Alternativen der Gasantrieb aktuell die einzig verfügbare Lösung darstellt, die Kosteneffizienz, Umwelt- bzw. Klimaschutz und Alltagstauglichkeit vereint. Hervorzuheben sind insbesondere die nachfolgend aufgelisteten Aspekte:

- Die Kosten für moderne Gasbusse sind über den Gesamtnutzungszeitraum (12 Jahre) ungefähr vergleichbar mit den Kosten für Euro VI-Dieselmussen.
- Aufgrund der hohen Anschaffungskosten für Fahrzeuge und Infrastruktur sind batterieelektrische Busse und Brennstoffzellenbusse aktuell ohne eine sehr hohe Förderung nicht wirtschaftlich darstellbar. Gegenüber konventionellen Dieselmussen liegen die Gesamtkosten über den Nutzungszeitraum der Fahrzeugflotte (12 Jahre) um 8 % (OC-Bus) bis 32 % (ON-Bus) höher (FC-Bus: 30 %). Werden bei der Berechnung die neuen Mild-Hybrid-Diesel- bzw. Gasfahrzeuge berücksichtigt, vergrößert sich die Kostendifferenz. Die zusätzlich anfallenden Kosten für eine eventuell erforderliche Netzertüchtigung im Falle der batterieelektrischen Busse sind darin noch nicht enthalten. Ebenfalls wurde ein möglicher Fahrzeugmehrbedarf infolge der reduzierten Fahrgastkapazität der batterieelektrischen Fahrzeuge vernachlässigt.
- Gasfahrzeuge weisen gegenüber modernen Euro VI-Dieselfahrzeugen deutlich geringere lokale Emissionen auf. Bei Realmessungen zwischen vergleichbaren Linienbussen konnten für Gasbusse um über 60 % geringere NO<sub>x</sub>-Emissionen nachgewiesen werden. Zusätzlich fallen Feinstaub- und Lärmemissionen um ca. 90 % bzw. 50 % geringer aus.
- Durch die Einführung der Mild-Hybrid-Technologie konnte die Effizienz der Gas- und Dieselantriebsstränge weiter verbessert werden. Die Fahrzeugverbräuche werden durch Rekuperation und Stopp-Start-Automatik um etwa 12 % (Diesel) bzw. 13 % (Gas) reduziert. Gegenüber konventionellen Fahrzeugen sinken die Well-to-Wheel-Treibhausgasemissionen dadurch von 1,21 auf 1,06 kg CO<sub>2</sub>-eq/km (Dieselmussen) bzw. von 1,16 auf 1,01 kg CO<sub>2</sub>-eq/km (Gasbus).

- Durch den Einsatz von Biomethan können die Well-to-Wheel-Emissionen von Gasbussen im Vergleich zu Dieselnbussen schon heute um ca. 80 % reduziert werden. Mittelfristig steht Gasbussen durch die Bereitstellung von E-Methan zudem ein weiterer Kraftstoff zur Verfügung, der die zukünftigen Anforderungen an einen treibhausgasneutralen Linienbusbetrieb vollumfänglich erfüllen kann.
- Die Befragung verschiedener ÖPNV-Betreiber zeigt, dass Gasbusse eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung erfahren und eine zuverlässige und ausgereifte Technologie sind.
- Einige Gasbusbetreiber wie z.B. die Stadtwerke Augsburg, die MIT.BUS Gießen und die VWG Oldenburg nutzen bereits heute Biomethan als Kraftstoff und erzielen dadurch erhebliche Treibhausgasemissionseinsparungen (s.o.).
- In Bezug auf den Tankvorgang, die Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge und die Anforderungen an das (Werkstatt-)Personal bestehen kaum Unterschiede zu konventionellen Dieselnbussystemen.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Motivation</b> .....	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Methan als Kraftstoff</b> .....	<b>6</b>
3.1	Kraftstoffoptionen für Busse .....	6
3.1.1	Erdgas .....	6
3.1.2	Biomethan.....	7
3.1.3	Erneuerbares Methan .....	10
3.2	Sicherheit.....	12
<b>4</b>	<b>Fahrzeugtechnologie</b> .....	<b>13</b>
4.1	Gasmotoren .....	13
4.1.1	Schadstoffemissionen .....	14
4.2	Gasanlage .....	16
4.3	Exkurs: Mild-Hybrid-Technologie für Gas- und Dieselfahrzeuge.....	20
<b>5</b>	<b>Infrastrukturbedarf</b> .....	<b>21</b>
5.1	Tankstellen für Gasfahrzeuge .....	21
5.1.1	Aufbau und Funktionsweise einer CNG-Tankstelle .....	22
5.1.2	Handel mit THG-Minderungsquoten.....	24
5.2	Werkstätten für Gasfahrzeuge .....	25
5.2.1	Allgemeine Anforderungen.....	25
5.2.2	Explosionsschutz .....	26
5.2.3	Gaswarnanlage.....	29
5.2.4	Abstellbereich, Lagerbereich und Abblasbereich.....	29
<b>6</b>	<b>Wartung und Reparatur von Gasfahrzeugen</b> .....	<b>30</b>
6.1	Rechtsvorschriften .....	30
6.2	Betriebsanweisung.....	31
6.3	Annahme von Fahrzeugen.....	32
6.4	Gasanlagenprüfung (GAP).....	32
6.5	Fachpersonal .....	33
6.6	Arbeitsschutz .....	34
<b>7</b>	<b>Sicherheit bei Notfällen</b> .....	<b>35</b>

<b>8</b>	<b>Praxiserfahrungen mit Gasbussen</b> .....	<b>36</b>
8.1	Betreiberumfrage .....	37
8.1.1	Durchführung der Umfrage und Fragebogen.....	37
8.1.2	Auswertung der Fragebögen.....	38
<b>9</b>	<b>Vergleich verschiedener Antriebstechnologien</b> .....	<b>43</b>
9.1	Methodik .....	43
9.1.1	Betrachtete Antriebsvarianten .....	43
9.1.2	Ladekonzepte bei batterieelektrischen Bussen .....	46
9.1.3	Betrachtetes Linienbussegment .....	48
9.1.4	Betrachtete Fahrzeugmodelle .....	49
9.1.5	Liniencharakteristik .....	50
9.1.6	Energiebedarf .....	51
9.1.7	Auslegung des Linienbussystems .....	60
9.2	Total Cost of Ownership (TCO).....	64
9.2.1	Investitionen.....	65
9.2.2	Kapitalkosten .....	68
9.2.3	Betriebskosten .....	69
9.2.4	Emissionskosten .....	71
9.2.5	Kostenentwicklungen .....	72
9.2.6	Ergebnisse.....	75
9.3	Well-to-Wheel-Analyse.....	79
9.3.1	Bilanzraum und Berechnungsvorschrift.....	79
9.3.2	Betrachtete Energiebereitstellungsketten .....	81
9.3.3	THG-Faktoren .....	83
9.3.4	Ergebnisse.....	87
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>90</b>
<b>11</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>98</b>
<b>12</b>	<b>Formelverzeichnis</b> .....	<b>99</b>
<b>13</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>100</b>
<b>14</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>101</b>
<b>15</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>102</b>
15.1	Emissionen von Fahrzeugen.....	102

15.1.1	Treibhausgase .....	102
15.1.2	Luftschadstoffe.....	103
15.1.3	Lärm .....	104
15.2	Übersicht über verfügbare Gasbusse.....	105
15.3	Fragebogen.....	106
15.4	Übersicht über aktuelle BE-Busprojekte in Deutschland.....	109

# 1 Einleitung

Der öffentliche Straßenpersonennahverkehr (ÖSPNV) ist ein wichtiger Bestandteil der täglichen, kommunalen Mobilität. Busse, Straßen-, Stadt- und U-Bahnen beförderten im Jahr 2017 insgesamt rund 8,2 Mrd. Fahrgäste [1]. Der wesentliche Teil des ÖSPNV in Städten und auch in ländlichen Regionen wird durch Linienbusse ausgeführt. Dieser Linienbusverkehr erbrachte im Jahr 2017 mit 28,3 Mrd. Pkm etwa 62 % der Personenbeförderungsleistung des ÖSPNV [1].

Insgesamt sind in Deutschland rund 35.000 Busse (Stand: 2017) in Städten und Ballungsräumen als Linienbusse im Einsatz [2]. Mit einem Anteil von über 95 % dominieren Dieselfbusse aktuell den Markt [1]. Nur etwa 27 % der zugelassenen Linienbusse erfüllen die Euro VI-Abgasnorm [1]. Zusätzlich erfordern die Emissionsziele der Bundesregierung für den gesamten Straßenverkehrssektor eine schnelle und drastische Senkung der Treibhausgasemissionen (kurz: THG-Emissionen). Mittelfristig muss daher ein Großteil der Busflotte durch emissionsärmere Modelle ausgetauscht werden. Für die Neubeschaffung von Fahrzeugen stehen aktuell verschiedene Antriebskonzepte zur Verfügung. Neben modernen Euro VI-Dieselfbussen stellen z.B. batterieelektrische Busse (BE-Busse), (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse (FC-Busse) oder CNG- bzw. Biomethanbusse (Gasbusse) eine mögliche Option dar.

Von den genannten Diesel-Alternativen stellt der Gasantrieb die am weitesten entwickelte Antriebsart dar. CNG (Compressed Natural Gas) wird schon seit mehr als 20 Jahren als Kraftstoff im Pkw-, Lkw- und Busbereich eingesetzt. Insbesondere aus Sicht einer schnellen zeitlichen Umsetzbarkeit bieten Gasfahrzeuge dadurch Vorteile. Ferner erlaubt der Einsatz von grünen oder erneuerbaren Gasen als Kraftstoff bereits heute einen nahezu treibhausgasneutralen Betrieb. Gegenüber vergleichbaren Dieselfahrzeugen zeigen moderne Gasfahrzeuge zudem deutlich reduzierte Schadstoff- und Lärmemissionen.

Im Zuge der Diskussion um die Etablierung von sauberen, alternativen Antrieben in der Mobilität und speziell im Bereich der Linienbusse haben die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und der Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) in dieser Studie untersucht, inwieweit Gasbusse eine mögliche Option darstellen. Ziel war es hierbei, ÖPNV-Unternehmen, Kommunen und politischen Entscheidungsgremien eine wissenschaftlich fundierte sowie praxisnahe Entscheidungshilfe für die Beschaffung von Gasbussen bereitzustellen. Hierzu wurden zunächst die Vor- und Nachteile von Gasbussen anhand von Daten und Fakten zu Fahrzeugen, benötigter Betankungsinfrastruktur und spezifischen Anforderungen an Personal und Werkstätten aufgezeigt. Ferner wurden die Gesamtkosten (Total Cost of Ownership) und die Klimawirksamkeit des Linienbetriebs (Well-to-Wheel-Emissionen) für Gasbusse sowie weitere, ausgewählte Alternativkonzepte (Dieselfbusse, batterieelektrische Busse und Brennstoffzellenbusse) bestimmt. Dabei wurden auch aktuell verfügbare Mild-Hybrid-Fahrzeuge berücksichtigt.

## 2 Motivation

Mit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens hat sich die Weltgemeinschaft am 12. Dezember 2015 dazu verpflichtet, die globale Erderwärmung auf unter zwei Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen. Deutschlands Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele wurde im November 2016 in Form des „Klimaschutzplan 2050“ von der Bundesregierung ratifiziert [3]. Dieser sieht vor, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 - 56 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Langfristig soll mit der Senkung der Treibhausgasemissionen um 80 - 95 % bis 2050 eine „weitgehende Treibhausgasneutralität“ [4] erreicht werden (s. Abb. 2-1).

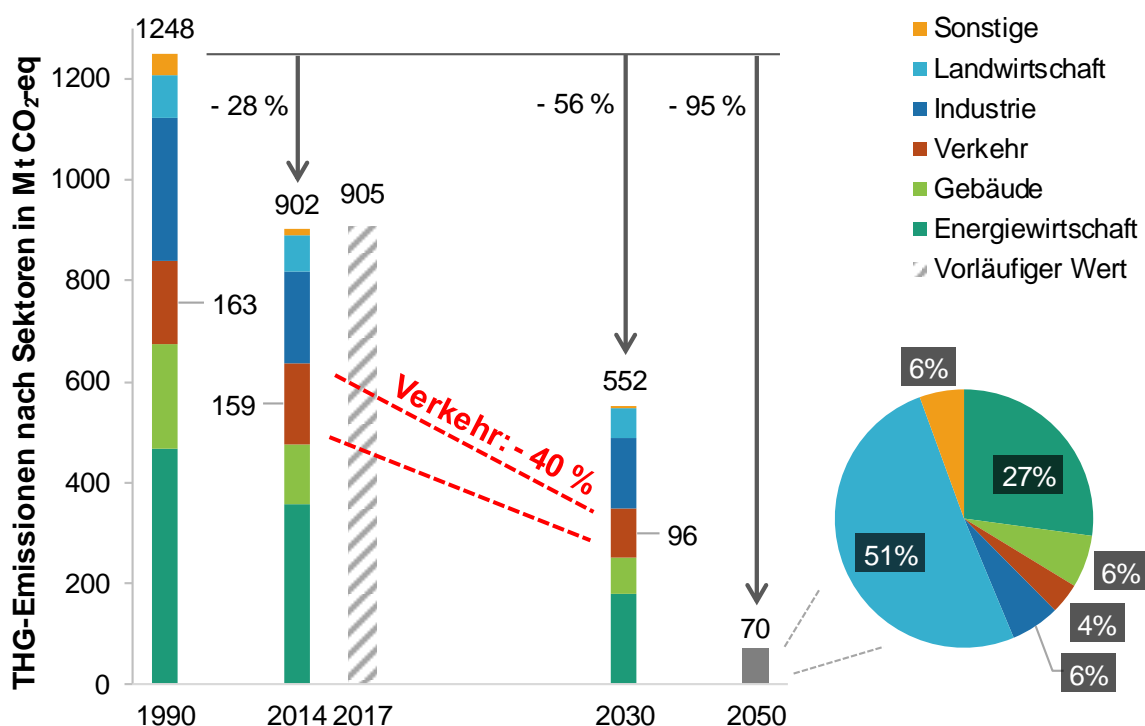


Abb. 2-1: THG-Minderungsziele für Deutschland [4, 5]

Diese Klimaziele stellen insbesondere den Verkehrssektor vor große Herausforderungen. Bis 2030 müssen die verkehrsbedingten THG-Emissionen um ca. 40 % reduziert werden [4]. Aufgrund nicht vermeidbarer Emissionen aus den Sektoren Industrie und Landwirtschaft ist für die Zielerreichung im Jahr 2050 eine nahezu vollständige Defossilisierung<sup>1</sup> des Verkehrs erforderlich.

<sup>1</sup> Die Defossilisierung beschreibt den technologieoffenen Übergang von fossilen Energieträgern zu erneuerbaren bzw. biogenen Energieträgern und Energieformen. Dieser Prozess wird häufig auch mit dem Begriff „Dekarbonisierung“ umschrieben. Eine Dekarbonisierung würde jedoch streng genommen die vollständige Entfernung von Kohlenstoff aus sämtlichen Sektoren bedeuten. Eine Differenzierung zwischen fossilem und biogenen bzw. erneuerbarem Kohlenstoff findet dabei nicht statt. Um Missverständnisse zu vermeiden, verwenden die Autoren dieser Studie zur Beschreibung des Transformationsprozesses bis 2050 daher den Begriff der Defossilisierung.

Im Jahr 2016 betrug der Anteil des Verkehrssektors an den deutschen THG-Emissionen etwa 19 %. Bemerkenswerte 96 % der verkehrsbedingten THG-Emissionen wurden dabei im Straßenverkehr verursacht. Davon entfielen etwa 61 % auf den Pkw- und 35 % auf den Nutzfahrzeug-Verkehr (Lkws und Busse) (s. Abb. 2-2).

### CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen des Verkehrssektors in Mio. t

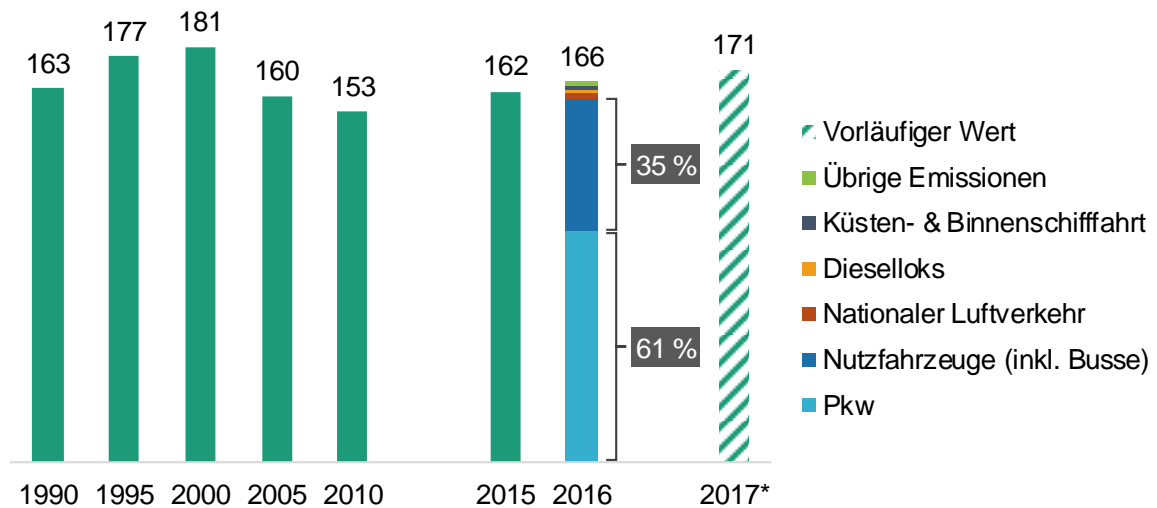


Abb. 2-2: CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors [4]

Zahlreiche Studien gehen davon aus, dass die verkehrsbedingten THG-Emissionen aufgrund der zunehmenden Verkehrsleistung – insbesondere im Güterverkehr – zukünftig weiter ansteigen (u.a. [5–7]). In Anbetracht der ambitionierten Emissionsziele und des begrenzten CO<sub>2</sub>-Budgets (vgl. [8]) sind schnell wirksame Lösungen erforderlich, um die THG-Emissionen in Deutschland zu senken.

Neben dieser globalen Problematik richtet sich der Fokus der politischen und gesellschaftlichen Diskussion derzeit verstärkt auch auf die Luftreinhaltung in Ballungsräumen. Die zulässigen Grenzwerte für Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Feinstaub werden in vielen Großstädten überschritten. Juristisch erzwungene Fahrverbote für Dieselfahrzeuge aufgrund der zu hohen Schadstoffbelastungen erhöhen zunehmend den Druck auf die Kommunen und die Fahrzeughersteller sich um emissionsarme und gleichzeitig zukunftsfähige Mobilitätskonzepte zu bemühen.

Ein vielversprechender Ansatz zur Reduzierung der globalen und lokalen Emissionen stellt die Verkehrsvermeidung durch die Verlagerung des motorisierten Individualverkehrs (MIV) auf den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) dar. Verschiedene Szenarien, wie z.B. [7], sprechen dem ÖPNV in der Mobilität der Zukunft eine zentrale Bedeutung zu (s. Abb. 2-3).



### Entwicklung des Modal-Split im Personenverkehr

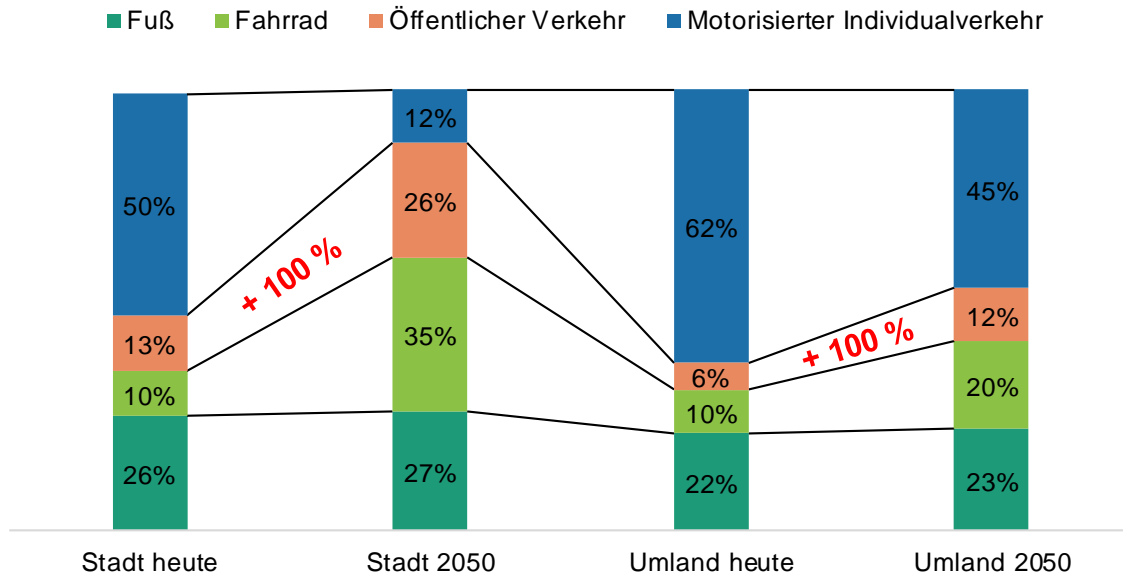


Abb. 2-3: Szenario zur Entwicklung des Modal-Split im Personenverkehr nach [7]

Die (sinnvolle) Verlagerung des MIV auf den ÖPNV setzt den Einsatz emissionsarmer Verkehrsmittel voraus. Insbesondere Linienbusse erbringen einen Großteil Ihrer Fahrleistung in Stadtzentren und auf hochfrequentierten Straßen und tragen damit im Vergleich zu Pkw und Lkw überproportional zu den innerstädtischen Schadstoffemissionen bei. Mit 0,28 g NO<sub>x</sub> und 2 mg Feinstaub (ohne Abrieb) je Personenkilometer erreichen Linienbusse derzeit die höchsten Schadstoffwerte aller landbasierten Verkehrsmittel im ÖPNV (vgl. Tab. 2-1).

Tab. 2-1: Durchschnittliche Emissionen einzelner Verkehrsmittel – Bezugsjahr 2017 [9]

		Pkw	Eisenbahn, Nahverkehr	Linienbus	Straßen-, Stadt- und U-Bahn
<b>Treibhausgase<sup>1)</sup></b>	g/Pkm	139	60	75	64
<b>Stickoxide</b>	g/Pkm	0,34	0,04	0,28	0,06
<b>Feinstaub<sup>2)</sup></b>	g/Pkm	0,004	0,002	0,002	0,000
<b>Auslastung</b>	%	1,5 Pers./Pkw	27 %	21 %	19 %

<sup>1)</sup> CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O angegeben in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>-eq).  
<sup>2)</sup> ohne Abrieb.

Eine viel diskutierte Möglichkeit zur Reduktion der lokalen Emissionen stellen batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) dar. Der Vorteil dieser Technologien ist die höhere Effizienz des Antriebsstranges und die lokale Emissionsfreiheit. Bisher haben BEV und FCEV nur eine geringe Marktrelevanz. Vor dem Hintergrund einer schnellen Umsetzbarkeit emissionsarmer Fahrzeugtechnologien ist eine einseitige Fokussierung auf die „E-Mobilität“ daher nicht zielführend. Bis BEV (oder FCEV) eine THG-senkende Wirkung auf

den Verkehrssektor ausüben, könnten bereits große Teile des entsprechend COP 21 zur Verfügung stehenden CO<sub>2</sub>-Budgets aufgebraucht sein. Deutschland droht damit seine verbindlichen Klimaschutzverpflichtungen für die Jahre 2021 - 2030 zu verfehlen. Die damit verbundenen Kosten können sich zu einem ernststen Risiko für den Bundeshaushalt entwickeln [10]. Es erscheint daher sinnvoll, auch weiterhin Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren (ICEV) in den Mobilitätskonzepten zu berücksichtigen. Insbesondere die Gasmobilität bietet durch die Verwendung von Biomethan oder erneuerbarem Methan als Kraftstoff eine vielversprechende Option für die nachhaltige Etablierung emissionsarmer Verkehrssegmente. So können moderne Gasfahrzeuge gegenüber vergleichbaren Dieselfahrzeugen schon heute zu einer deutlichen Absenkung der lokalen Emissionen und auch der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen (s. Abschnitt 4.1.1 und Abschnitt 9.3).

## 3 Methan als Kraftstoff

Für den Betrieb von Gasbussen stehen verschiedene Kraftstoffoptionen zur Verfügung, die sich in ihren Wertschöpfungsketten voneinander unterscheiden. Neben fossilem Erdgas können etwa Biomethan oder erneuerbares Methan (E-Methan) als Kraftstoff verwendet werden.

Um Erdgas oder seine erneuerbaren Substitute als Kraftstoff nutzen zu können, muss die Energiedichte bezogen auf das Volumen erhöht werden. Hierzu werden die Gase auf ca. 200 bar zu CNG (Compressed Natural Gas) komprimiert.

### 3.1 Kraftstoffoptionen für Busse

#### 3.1.1 Erdgas

Erdgas ist ein weltweit gefördert, brennbares natürliches Gasgemisch, das in der Stromerzeugung, im Wärmemarkt, als Grundstoff in der Industrie und als Kraftstoff verwendet wird. Die Hauptkomponente von Erdgas ist Methan. Daneben sind in geringen Mengen weitere Bestandteile wie z.B. die brennbaren Gase Ethan, Propan und Butan sowie Stickstoff und Kohlenstoffdioxid enthalten. Für diese Studie wurde aufgrund der großen Bandbreite der Erdgaszusammensetzungen ein Modell-Erdgas betrachtet. Tab. 3-1 zeigt die Zusammensetzung des betrachteten Modellgases.

Tab. 3-1: Zusammensetzung des betrachteten Modell-Erdgases [11]

Komponente	Abkürzung	Gehalt in Vol.-%
Methan	CH <sub>4</sub>	91,11
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,55
Ethen	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,14
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,61
n-Butan	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,05
Isobutan	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,01
Isobutylen	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	0,01
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	0,52
Stickstoff	N <sub>2</sub>	4,6895
Schwefelwasserstoff	H <sub>2</sub> S	0,0005
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	0,31

Je nach Herkunft hat Erdgas einen unterschiedlichen Methananteil und wird entsprechend in H-Gas (High Calorific Value Gas) und L-Gas (Low Calorific Value Gas) unterschieden. L-Gas wird bis spätestens 2030 aus dem deutschen (bzw. europäischen) Markt genommen. Sowohl die deutsche L-Gas-Produktion als auch die Produktion in den Niederlanden, als größtem europäischen L-Gas-Produzenten, werden bereits jetzt reduziert. Diese L-Gas-Mengen werden durch H-Gas-Lieferungen aus Norwegen, Russland und durch LNG-Importe ersetzt. Die deutsche Gaswirtschaft stellt derzeit bereits L-Gas-Gebiete auf H-Gas um. Damit wird in Deutschland zukünftig nur noch die hochkalorische Gasbeschaffenheit angeboten. In Tab. 3-2 sind einige relevante Eigenschaften von Erdgas (CNG) und Diesel<sup>2</sup> (B7) zusammengefasst.

Tab. 3-2: Ausgewählte Eigenschaften von CNG und B7-Diesel [11]

Kraftstoff	Parameter	Einheit	Berechnungsfaktor / Wert
Erdgas (CNG)	CO <sub>2</sub> -Emissionen	g/kWh	200,95
	Energieinhalt (Heizwert H <sub>i</sub> )	kWh/kg	12,57
	Spezifisches Gewicht	kg/kWh	0,0795
Diesel (B7)	CO <sub>2</sub> -Emissionen	g/kWh	265,96
	Energieinhalt (Heizwert H <sub>i</sub> )	kWh/kg	11,84
	Spezifisches Gewicht	kg/kWh	0,0844

Da Erdgas eine hohe Methanzahl und dementsprechend auch eine hohe Klopffestigkeit aufweist (ROZ<sup>3</sup> = 120 - 130), ist es als Kraftstoff sehr gut geeignet. Bei der motorischen Verbrennung von Erdgas entstehen aufgrund des geringeren Kohlenstoffanteils pro kWh bis zu 25 % weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen als bei Dieselmotoren (s. Tab. 3-2). Berücksichtigt werden muss allerdings der motorische Wirkungsgrad des Fahrzeugs. Dieselmotoren haben in der Regel höhere Wirkungsgrade als SI-Gasmotoren (SI: Spark Ignition, Fremdzündung). Bezogen auf den gefahrenen Kilometer (Tank-to-Wheel) reduziert sich der THG-Vorteil von Erdgas entsprechend.

### 3.1.2 Biomethan

Biomethan entsteht durch Aufbereitung von Biogas. Hierbei wird das in einer Biogasanlage aus organischen Abfällen sowie aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) gewonnene Rohbiogas von unerwünschten Neben- und Spurenkomponenten wie z.B. Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), Schwefelwasserstoff oder Stickstoff befreit. Durch Verdichtung auf ca. 200 bar kann das aus der Biogasaufbereitung resultierende Biomethan direkt als Kraftstoff (Compressed Renewable Gas, CRG) verwendet werden. Alternativ besteht die Möglichkeit das aufbereitete Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen und den Nutzern bzw. der Tankstelle bilanziell zuzurechnen (s. Abb. 3-1).

<sup>2</sup> Im Rahmen dieser Studie wird ein Dieselmotorkraftstoff mit 7 % Biodieselanteil betrachtet.

<sup>3</sup> ROZ = Researched (*Erforschte*)-Oktananzahl

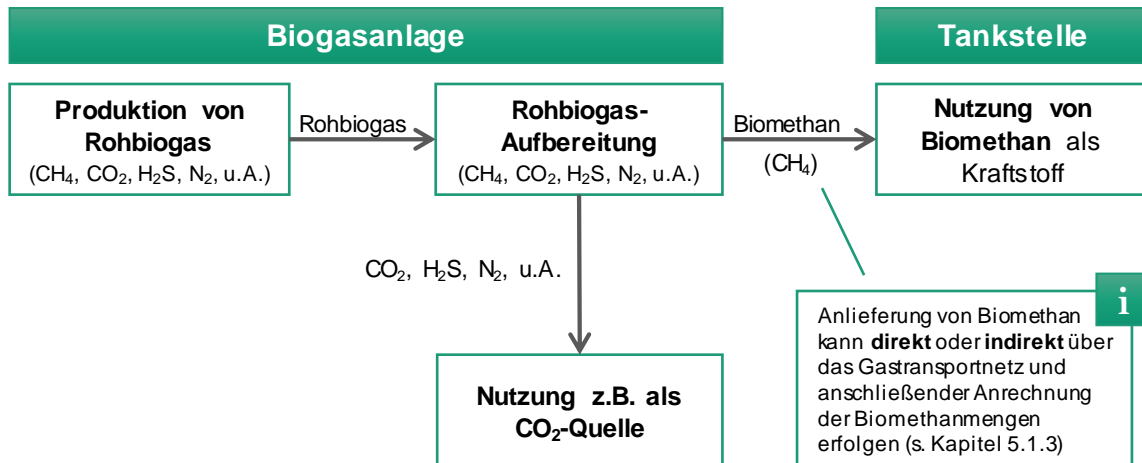


Abb. 3-1: Biogaserzeugung, Aufbereitung und Verdichtung (Quelle: DVGW)

Eine weitere Möglichkeit der Bereitstellung von Methan aus biogenen Quellen stellt die thermische Vergasung von ligninreicher Biomasse, wie z.B. Waldrestholz, zu Substitute Natural Gas (SNG) dar.

Tab. 3-3 zeigt einige ausgewählte Eigenschaften des im Rahmen dieser Studie berücksichtigten (Modell-)Biomethans.

Tab. 3-3: Ausgewählte Eigenschaften von Biomethan [11]

Kraftstoff	Parameter	Einheit	Berechnungsfaktor / Wert
Biomethan (CRG)	CO <sub>2</sub> -Emissionen	g/kWh	198,342
	Energieinhalt (Heizwert H <sub>i</sub> )	kWh/kg	13,84
	Spezifisches Gewicht	kg/kWh	0,0722

Durch die Verwendung von nachhaltig erzeugtem Biomethan als Kraftstoff lassen sich die Well-to-Wheel-Emissionen – also alle Treibhausgasemissionen, die innerhalb der gesamten Wirkungskette von der Rohstoffgewinnung bis hin zum Betrieb des Fahrzeugs auftreten – bereits heute um bis zu 80 % reduzieren (s. Abschnitt 9.3.3.1). Da nur diejenige Menge an CO<sub>2</sub> bei der Verbrennung freigesetzt wird, die bereits zuvor während der Wachstumsphase an die Biomasse gebunden wurde, ist die (motorische) Verbrennung von Biomethan THG-neutral und trägt somit nicht zum anthropogenen Treibhauseffekt bei.

In Deutschland sind aktuell ca. 9.500 Biogasanlagen in Betrieb (s. Abb. 3-2). Diese Anlagen produzieren im Rahmen des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in erster Linie elektrische Energie und stehen momentan nicht für eine Biogasaufbereitung bzw. eine Versorgung des Mobilitätssektors mit Biomethan zur Verfügung. Im Jahr 2018 wurden bei einer installierten elektrischen Leistung von etwa 4,8 GW rund 29,5 Mrd. TWh/a Strom aus Biogas erzeugt [12, 13].

### Biogasanlagen in Deutschland

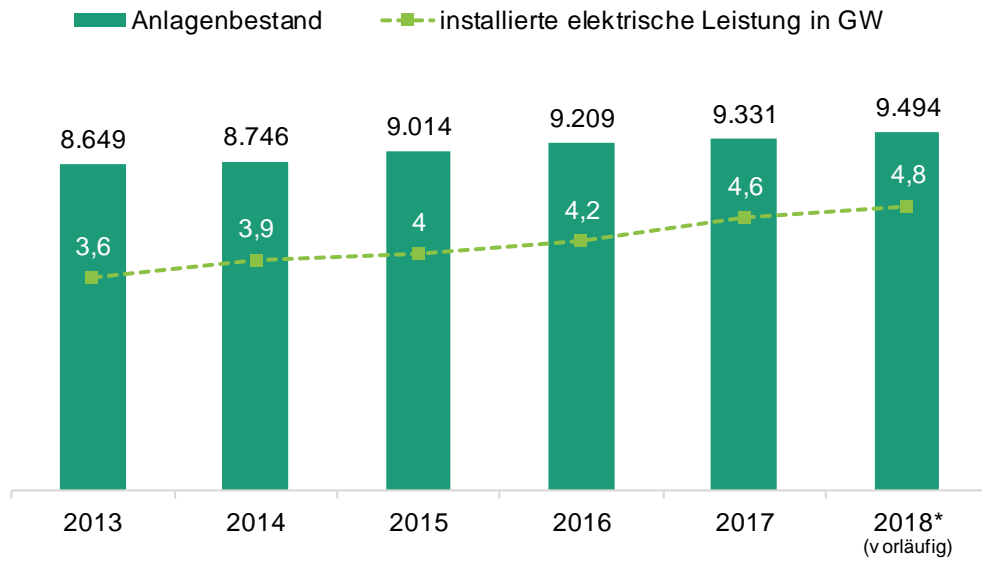


Abb. 3-2: Biogasanlagenbestand und installierte elektr. Leistung in Deutschland [12]

Die Anzahl der in das Erdgasnetz einspeisenden Biogaseinspeiseanlagen (BGEA) ist mit derzeit 212 Anlagen (Stand: 2018) deutlich geringer (s. Abb. 3-3). Ein Großteil der BGEA ist an Verteiler- und regional autarke Transportnetze angebunden, an die wiederum die CNG-Tankstellen angeschlossen sind.

### Biomethaneinspeisung in Deutschland

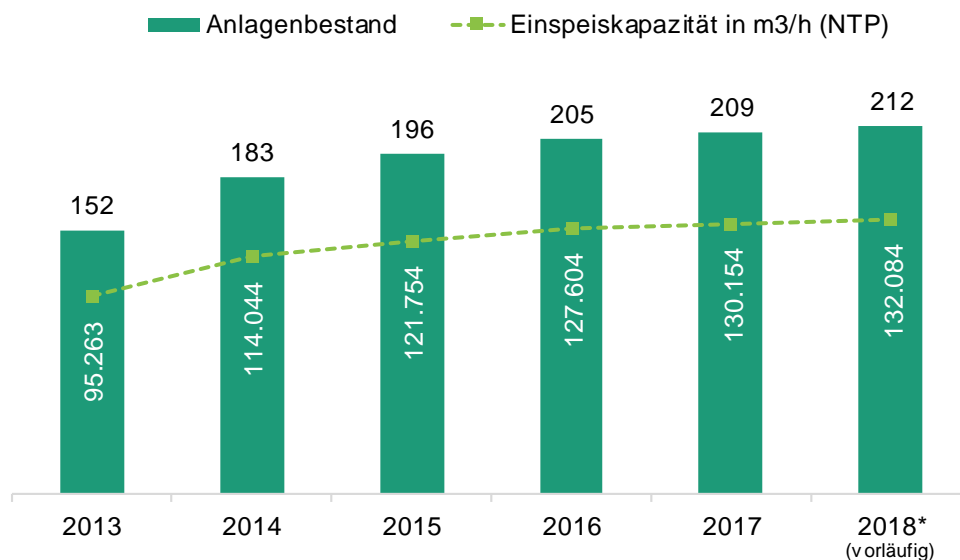


Abb. 3-3: Biomethananlagenbestand und der Einspeisekapazitäten in Deutschland [14]

Mit dem Inkrafttreten der neusten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes am 01.01.2017 (EEG 2017) wurden erstmalig die Fördersätze für die Stromerzeugung für bestehende und neue Biogasanlagen auf eine marktorientierte Vergütung umgestellt. Die bisherige Praxis der Festlegung der Vergütung durch den Gesetzgeber wurde abgeschafft, stattdessen

wird die Vergütungshöhe nun anhand von Ausschreibungsverfahren ermittelt. Dadurch verschlechtern sich die Rahmenbedingungen für die Verstromung von Biogas. Anlagenbetreiber werden demnach zukünftig auf andere Geschäftsmodelle umsteigen müssen, wodurch zunehmende Mengen an Biogas für die Produktion und Einspeisung von Biomethan bzw. zur Nutzung als Kraftstoff zur Verfügung stehen dürften (s. Abschnitt 5.1.2).

### 3.1.3 Erneuerbares Methan

Erneuerbares Methan wird über den Power-to-Gas-Prozess (PtG) erzeugt. Hierbei wird erneuerbare elektrische Energie (z. B. aus Windkraftanlagen) über eine Wasserelektrolyse mit anschließender Methanisierung in erneuerbares Methan (E-Methan) umgewandelt (vgl. Abb. 3-4). Bei der Methanisierung wird der durch die Elektrolyse bereitgestellte erneuerbare Wasserstoff ( $H_2$ ) mit einer Kohlenstoffquelle (kurz: C-Quelle) zu Methan ( $CH_4$ ) umgesetzt. Als mögliche C-Quellen kommen nicht vermeidbares Kohlenstoffdioxid ( $CO_2$ ) oder Kohlenstoffmonoxid ( $CO$ ) aus industriellen Prozessen sowie biogenes  $CO_2$  oder  $CO$  – z.B. aus der Aufbereitung von Biogas bzw. aus Holzvergasungsanlagen – in Frage. Eine weitere Möglichkeit ist die direkte Abtrennung von  $CO_2$  aus der Luft.

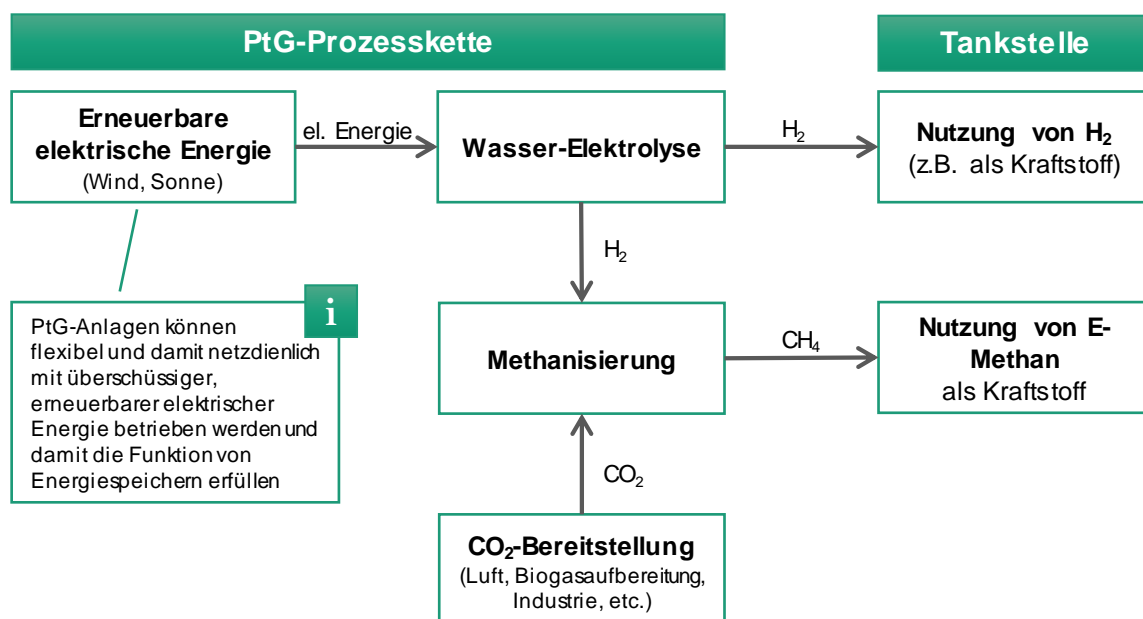


Abb. 3-4: Schematische Darstellung des PtG-Prozesses (Quelle: DVGW)

Durch die Einbindung regenerativer elektrischer Energie in die Synthese von Methan besteht die Möglichkeit, einen nahezu vollständig THG-neutralen Kraftstoff für Gasfahrzeuge bereitzustellen [15].

In Deutschland existieren aktuell insgesamt 35 PtG-Anlagen (s. Abb. 3-5). Hierbei handelt es sich in erster Linie um Pilotprojekte, die nur geringe Mengen an erneuerbarem Wasserstoff bzw. Methan produzieren. Insgesamt betrachtet fehlt es für eine breitere Markteinführung der

PtG-Technologie in technisch und wirtschaftlich relevantem Maßstab noch an investitionsfreundlichen Rahmenbedingungen. Dabei sind die Potenziale für die Bereitstellung von erneuerbarem Methan in Deutschland grundsätzlich positiv einzuschätzen. Nach einer Analyse von [16] kann in Deutschland Erdgas mittel- und langfristig zunehmend durch erneuerbares Gas ersetzt und damit als treibhausgasneutraler Energieträger bzw. Kraftstoff bereitgestellt werden.

# WO AUS WIND UND SONNE GRÜNES GAS WIRD ...

EINE ÜBERSICHT DER POWER-TO-GAS-PROJEKTE IN DEUTSCHLAND

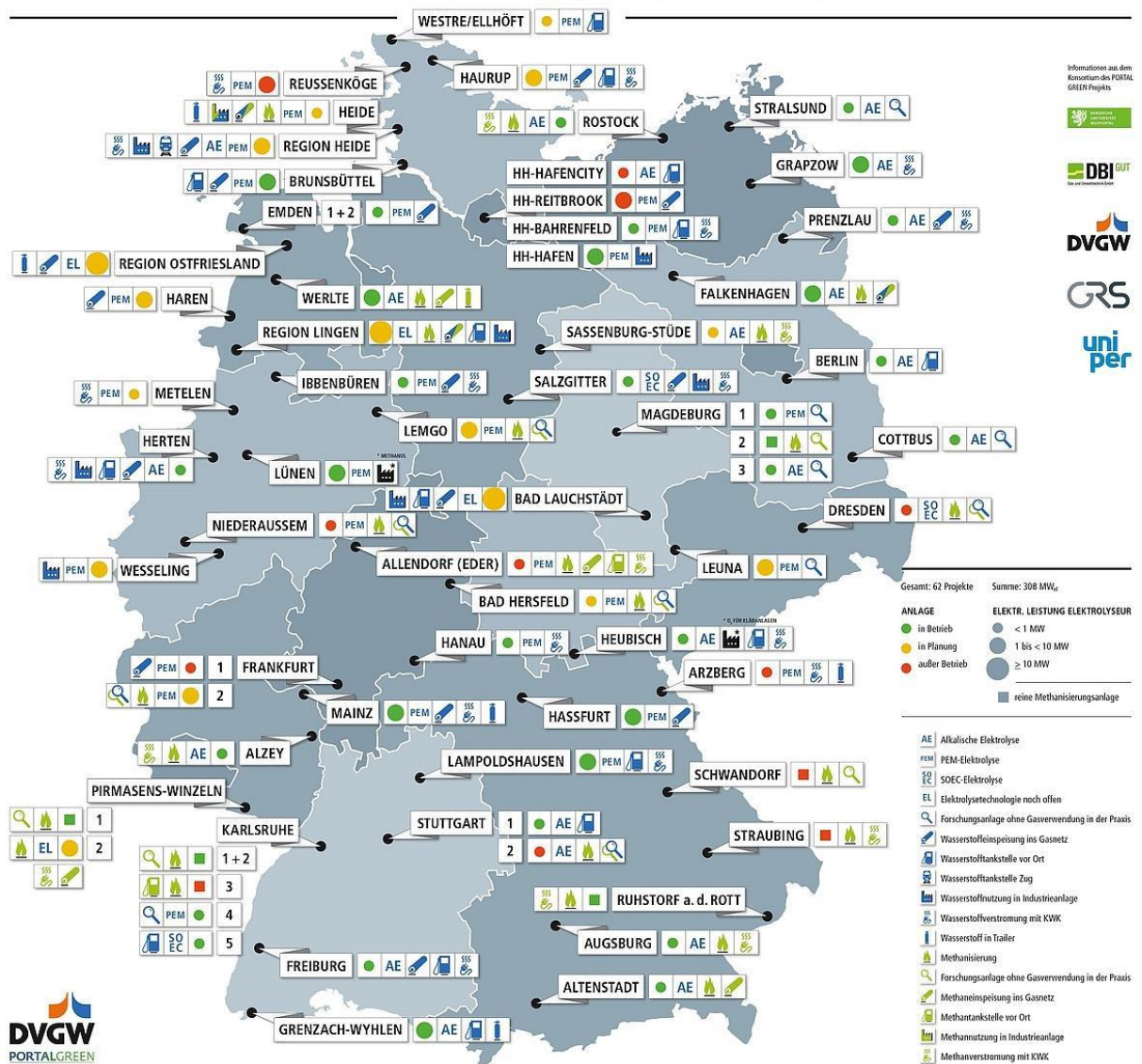


Abb. 3-5: PtG-Anlagenbestand in Deutschland, Stand: April 2019 (Quelle: DVGW)



### 3.2 Sicherheit

Die Verwendung von Gas als Kraftstoff ist technisch erprobt und weist bei sachgerechter Handhabung im Vergleich zu Benzin und Dieselmotoren keine höheren Sicherheitsrisiken auf. Zur Wahrnehmung von Leckagen wird den „methanhaltigen Gasen“ (d.h. Erdgas, Biome- than, E-Methan) vor der Einspeisung in das Gasnetz bzw. vor der Verwendung als Kraftstoff ein Geruchsstoff (Odoriermittel) beigemischt.

Methanhaltige Gase haben eine geringere Dichte als Luft und verflüchtigen sich bei einer eventuellen Freisetzung. Dadurch ist die Unfallgefahr gegenüber konventionellen Benzin- oder Diesel-Fahrzeugen bei potenziellen Leckagen deutlich geringer.

Der Zündbereich ist mit einer unteren und oberen Explosionsgrenze von 4 Vol.-% bzw. 17 Vol.-% in Luft (s. Abb. 3-6) vergleichsweise schmal<sup>4</sup>. Gleichzeitig liegt die Zündtemperatur im Ver- gleich zu Benzin oder Dieselmotoren mit etwa 640 °C deutlich höher (Zündtemperatur Benzin: ca. 240 °C).



Abb. 3-6: Zündfähigkeit von Erdgas (eigene Darstellung nach [17])

<sup>4</sup> Zum Vergleich: Wasserstoff ist in Luft in einem Grenzbereich von ca. 4 bis 75,6 Vol.-% zündfähig.

## 4 Fahrzeugtechnologie

Gasmotoren haben einen hohen technischen Reifegrad erreicht und zeichnen sich durch eine hohe Zuverlässigkeit aus. Bedingt durch die hohe Nachfrage aus dem europäischen Ausland haben zahlreiche Hersteller Gasbusse im Angebot und bieten diese auch für den deutschen Markt an. Verfügbar sind u.a. Gelenk- und Solobusse für den innerstädtischen Bereich und für den Überlandbetrieb<sup>5</sup>.

Nachfolgend soll ein kurzer Überblick über ausgewählte Fahrzeugkomponenten, das Emissionsverhalten der Fahrzeuge und den aktuellen technologischen Entwicklungsstand der Antriebsstränge (Mild-Hybrid-Technologie) gegeben werden.

### 4.1 Gasmotoren

Gasmotoren für Nutzfahrzeuge sind in den letzten Jahren kontinuierlich weiterentwickelt worden. Während zunächst Benzin- oder Dieselmotoren auf Gasbetrieb umgerüstet wurden, werden die Motoren heute speziell für den Gasbetrieb entwickelt. Damit konnten die Effizienz- nachteile gasbetriebener Motoren im Vergleich zu hocheffizienten Dieselmotoren teilweise ausgeglichen werden.

Gas-Nutzfahrzeuge werden heute überwiegend mit monovalenten Motoren d.h. mit Motoren, die nur mit Erdgas bzw. Erdgassubstituten fahren, betrieben. Diese Motoren arbeiten nach dem Otto-Prinzip und sind speziell für den Gasbetrieb optimiert. Bei der motorischen Verbrennung wird das Gas zunächst über ein Druckregelventil entspannt und bei einem Druck von 5 - 10 bar in das Saugrohr des Motors eingeblasen. Das Gas-Luft-Gemisch wird dann mit einer Zündkerze im Zylinder fremdgezündet.

Gasmotoren mit Fremdzündung können sowohl im stöchiometrischen Betrieb als auch im Magerbetrieb gefahren werden. Im Magerbetrieb wird dem Motor mehr Luft zur Verfügung gestellt, als für den reinen Verbrennungsprozess notwendig wäre. Das Verbrennungsverhältnis von Luft zu Gas ist größer 1 ( $\lambda > 1$ ). Im stöchiometrischen Betrieb wird dagegen genau die Menge an Luft eingeblasen, die zur vollständigen Verbrennung notwendig ist ( $\lambda = 1$ ). Beide Konzepte unterscheiden sich hinsichtlich des Kraftstoffverbrauchs und Emissionsverhaltens (s. Tab. 4-1).

Tab. 4-1: Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Gasmotor-Betriebsweisen

Stöchiometrischer Betrieb ( $\lambda = 1$ )	Magerbetrieb ( $\lambda > 1$ )
+ Sehr niedrige Emissionen, insbesondere in Bezug auf $\text{NO}_x$	+ Geringerer Kraftstoffverbrauch
- Hohe Abgastemperaturen	+ Niedrigere Abgastemperaturen
- Höherer Kraftstoffverbrauch	+ Höhere Emissionen

<sup>5</sup> Eine detaillierte Übersicht zu Bussen und Herstellern sowie wichtigen technischen Eckdaten ist in Abschnitt 15.2 (Anhang) dargestellt.

Eine alternative Technologie zum monovalenten Gasmotor sind sogenannte Dual-Fuel-Motoren, die mit zwei Kraftstoffen betrieben werden. Die Motoren arbeiten nach dem Dieselpinzip. Im Motor zündet Erdgas bzw. das entsprechende Substitut nicht von selbst. Für die Zündung ist das Einspritzen von Diesel erforderlich. In konventionellen Dual-Fuel Motoren kann nur ein Teil des Dieselpinzip durch Erdgas ersetzt werden. Eine Weiterentwicklung der Dual-Fuel Technologie ist der HPDI-Motor (High Pressure Direct Injection). Der HPDI-Motor verbrennt zu rund 95 % Erdgas. Diesel wird nur noch in geringen Mengen zur Bildung eines zündfähigen Gemisches eingespritzt („flüssige Zündkerze“). HPDI-Motoren haben gegenüber konventionellen Gasmotoren den Vorteil, dass durch das „Dieselpinzip“ höhere Wirkungsgrade erreicht werden. Nachteilig ist ein lauterer Motorengeräusch.

### 4.1.1 Schadstoffemissionen

Zum 01.01.2014 sind in Europa die Abgasnormen weiter verschärft worden. Mit der Einführung der Euro VI Abgasnorm wurden die Grenzwerte für Lkw und Busse bei Partikeln um etwa 67 % und bei Stickstoffoxiden (NO<sub>x</sub>) um etwa 80 % gegenüber Euro V gesenkt. Zudem wurde mit der Euro VI-Abgasnorm ein Grenzwert für die Partikelanzahl eingeführt (s. Tab. 4-2)<sup>6</sup>.

Tab. 4-2: Euro VI-Abgasgrenzwerte für Lkw und Busse [18]

<b>Grundlegende Informationen</b>	
Richtlinie / Verordnung	EG 582/2011, Anhang XV, Dieselfahrzeug
Typprüfung	ab 31.12.2012
Serienprüfung	ab 31.12.2013
Testzyklus	World Harmonized Transient Cycle (WHTC)
<b>Abgasgrenzwerte</b>	
Kohlenstoffmonoxid (CO)	4 g/kWh
Kohlenwasserstoffe (NMHC)	0,16 g/kWh (Otto-Fahrzeug)
Stickstoffoxide (NO <sub>x</sub> )	0,46 g/kWh
Methan (CH <sub>4</sub> )	0,5 g/kWh (Otto-Fahrzeug)
Partikelmasse (PM)	0,01 g/kWh
Partikelzahl	6,0 x 10 <sup>11</sup> Partikel/kWh

Die Einhaltung der aktuellen Feinstaub- (0,01 g/kWh) und Stickoxid-Grenzwerte (0,46 g/kWh) setzt bei Dieseln in der Regel den Einsatz von Partikelfiltern (DPF) und Stickstoffreinigungsverfahren (SCR) auf Basis von AdBlue<sup>®</sup> voraus. Bei modernen Gasfahrzeugen ist außer einem 3-Wege-Katalysator keine weitere Abgasreinigungstechnik erforderlich.

<sup>6</sup> Für weiterführende Informationen zu ausgewählten Schadstoffen der Euro VI-Abgasnorm s. Abschnitt 15.1.2 (Anhang).

Wie aus Abb. 4-1 hervorgeht, unterschreiten moderne Gasantriebe die Euro VI-Grenzwerte deutlich. Der Vergleich zwischen einem LNG- und einem Euro VI-Diesel-Lkw zeigt zudem, dass Gasantriebe gegenüber Dieselantrieben deutlich reduzierte Schadstoff- und Lärmemissionen aufweisen (s. Abb. 4-2). Im Falle von NO<sub>x</sub> beträgt die Emissionsminderung gegenüber dem Dieselantrieb etwa 40 %. Die Feinstaub und Lärmemissionen werden um ca. 90 % bzw. 50 % reduziert.

### Emissionen moderner Erdgasfahrzeuge (hier: Lkw)

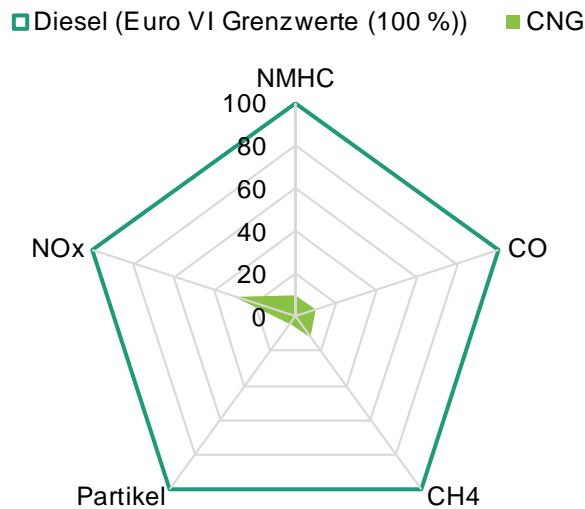


Abb. 4-1: Emissionen von Erdgas-Lkw gegenüber Euro VI-Grenzwerten [19]

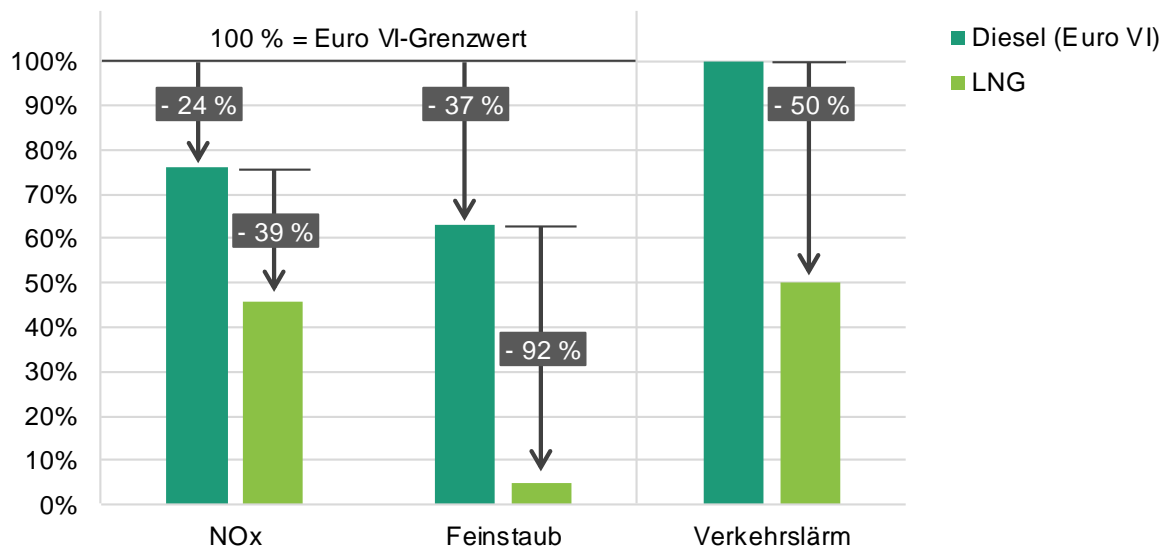


Abb. 4-2: Emissionsvorteile von Gas- gegenüber Euro VI-Dieselantrieben bei Lkw [20–22]

Auch [23] und [24] konnten anhand von Vergleichsmessungen zwischen Euro VI-Diesel- und Euro VI-Gasbussen nachweisen, dass Gasfahrzeuge im realen Fahrbetrieb gegenüber Dieselfahrzeugen um 62 % bzw. um 67 % geringere NO<sub>x</sub>-Emissionen aufweisen (s. Abb. 4-3). Die Messwerte wurden in beiden Fällen über eine PEMS-Messung (Portable Emissions Measurement System) ermittelt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionsmessungen in der Regel ein kontinuierlicher Fahrbetrieb bzw. ein festgelegter Fahrzyklus zugrunde liegt. Bei wiederholten Anfahrvorgängen werden demnach deutlich höhere Emissionen generiert.

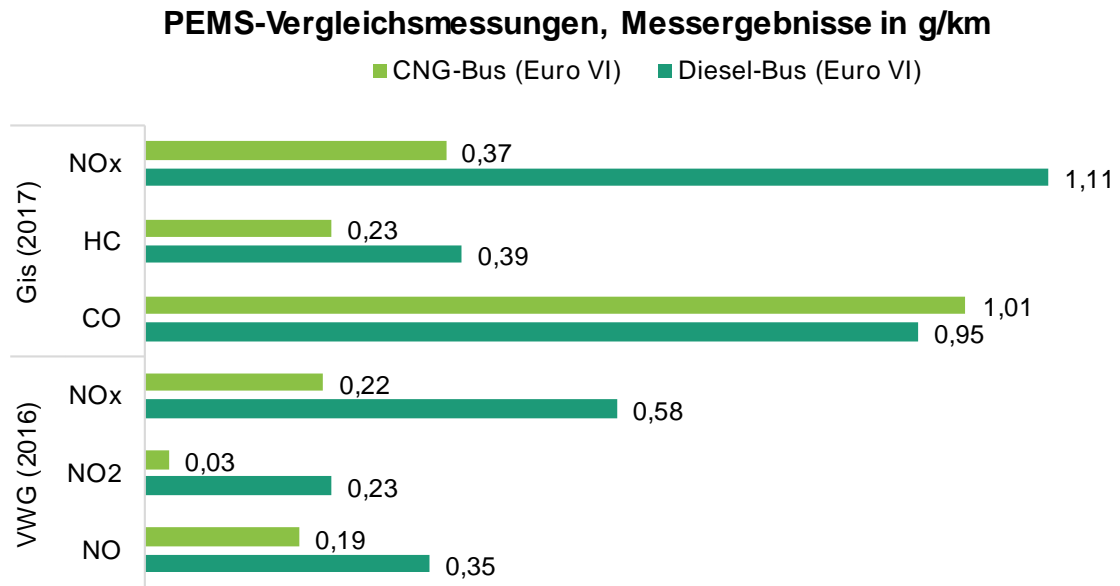


Abb. 4-3: PEMS-Realmessungen von Euro VI-Diesel- und Euro VI-Gasbussen [23, 24]

## 4.2 Gasanlage

Das Mitführen von Kraftstoff im Fahrzeug ist bei Gasbussen aufgrund des hohen Speicherdrucks für CNG (ca. 200 bar) aufwändiger als bei entsprechenden Dieselfahrzeugen<sup>7</sup>. Als Tanks werden mehrere Druckgasbehälter verwendet, die auf dem Dach der Busse montiert werden. Damit bleibt das nutzbare Raumangebot des Busses unverändert. Im Fahrgastraum entstehen keine Platzverluste für die Passagiere. Gleichzeitig erlaubt die Montage auf dem Dach deutlich höhere Speicherkapazitäten. Gasbusse sind damit in der Lage, Reichweiten von über 500 km zu erreichen (s. Abb. 4-4).

<sup>7</sup> Zum Vergleich: Bei Brennstoffzellenbussen werden aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte des Wasserstoffs Speicherdrücke von 350 bar benötigt, um eine ausreichende Reichweite zu generieren.

### Reichweiten für Linienbusse nach Antriebsart in km

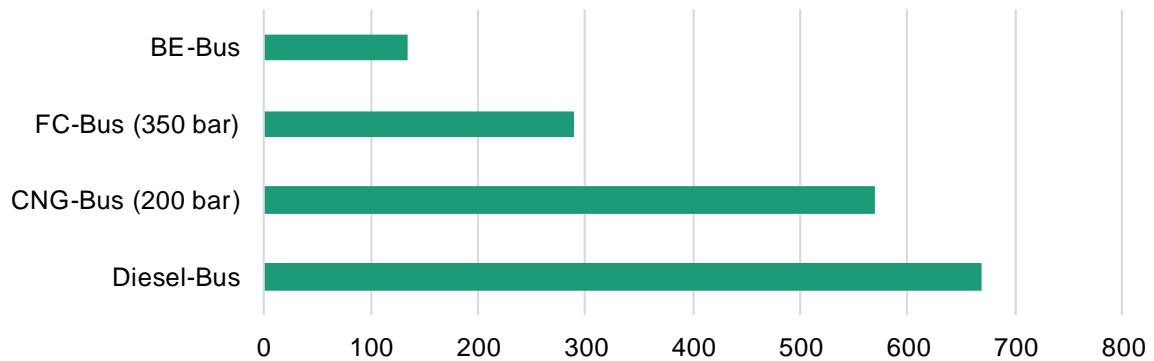


Abb. 4-4: Reichweiten für Linienbusse nach Antriebsart<sup>8</sup> [25]

Die Druckgasbehälter stehen grundsätzlich in verschiedenen Ausführungen zur Verfügung (s. Tab. 4-3).

Tab. 4-3: Verfügbare Druckgasbehältertypen für Gasfahrzeuge

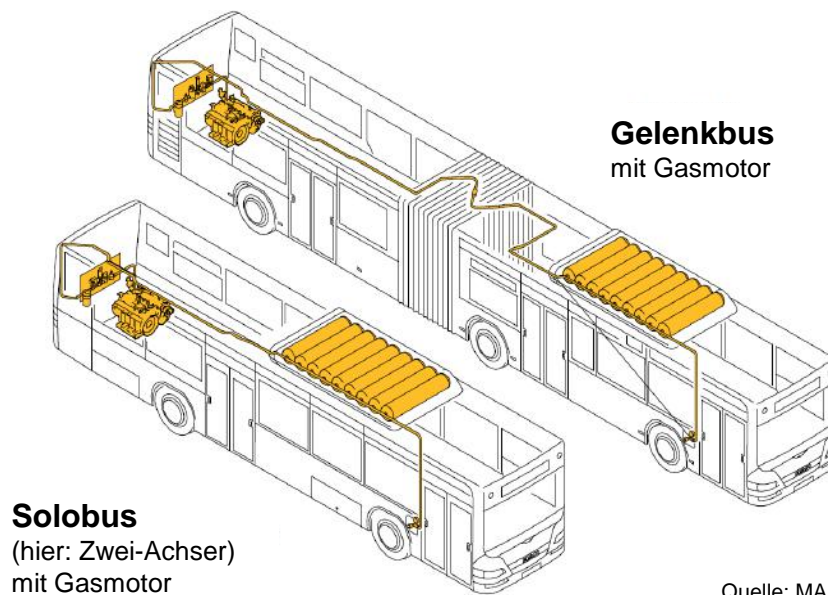
Typ A)	Druckgasbehälter aus Stahl
Typ B)	Stahlcomposite Druckgasbehälter
Typ C)	Composite Druckgasbehälter
Typ D)	Vollcomposite Druckgasbehälter

Moderne Gasbusse sind üblicherweise mit Druckgasbehältern vom Typ C) oder Typ D) ausgestattet. Die Druckbehälter müssen gemäß der europäischen Regelung ECE-R 110<sup>9</sup> genehmigt sein und regelmäßig geprüft werden. Hierbei gelten die Vorschriften der Gasanlagenprüfung (GAP) (s. Abschnitt 6.4). Im Schnitt können Druckgasbehälter je nach Anzahl der Befüllungen etwa 20 Jahre genutzt werden. Konkret sind 20.000 Befüllungen erlaubt. Danach ist ein Behältertausch erforderlich.

Abb. 4-5 zeigt schematisch die typische Anordnung der Druckgasbehälter auf dem Dach eines Gasbusses.

<sup>8</sup> Beispielrechnung von [25] für serienmäßige Personenbusse der Modellfamilie Mercedes-Benz Citaro<sup>®</sup>. Verwendete Parameter (Energiespeicher, Verbrauch). Batterieelektrischer Bus: Reichweite laut Herstellerangaben; Brennstoffzellen-Bus: 35 kg, 12 kg/100 km; Gasbus: 209,2 kg, 38,25 kg/100 km; Diesel-Bus: 260 L, 38,7 L/100 km.

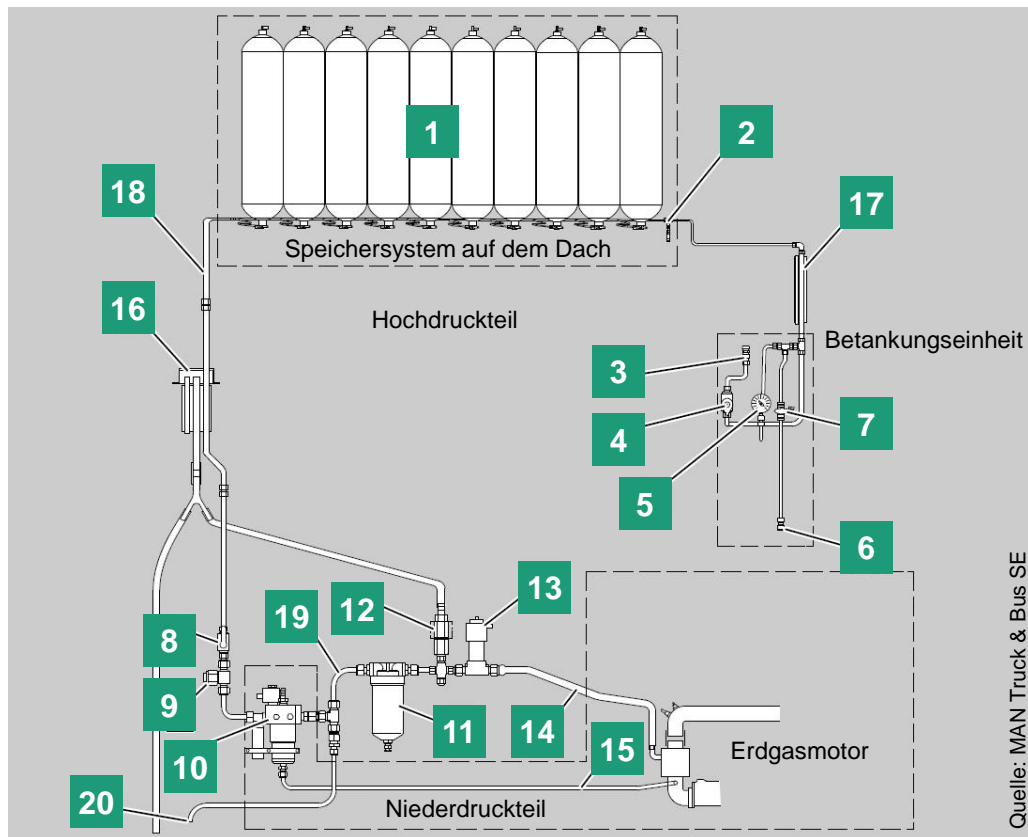
<sup>9</sup> Die ECE R 110 ist Grundlage für die Typgenehmigung von serienmäßigen Gasfahrzeugen sowie für die Genehmigung spezieller Bauteile.



Quelle: MAN Truck & Bus SE

Abb. 4-5: Druckgasbehälter auf dem Dach von Gasbussen [26]

Neben den Speichertanks beinhaltet die Gasanlage weitere Komponenten, wie z.B. den Füllanschluss, die Ventile, die Kraftstoffleitungen und die Rohrverbindungen (vgl. Abb. 4-6). Alle genannten Bauteile sind gasführend. Wartungs- und Reparaturarbeiten müssen entsprechend der Vorschriften für die Reparatur und Wartung von Gasfahrzeugen ausgeführt werden (Details s. Abschnitt 6).



1. Speichersystem mit Flaschenventilen, 2. Druckmessumformer, 3. Füllanschluss / Tankkupplung,
4. Absperrhahn zum Speichersystem, 5. Druckmanometer bis 400 bar, 6. Verplombter Anschluss der Entsorgungsleitung, 7. Verplombter Absperrhahn zur Entsorgungsleitung, 8. Absperrhahn zum Motor, 9. Hochdruckfilter, 10. Gasdruckregler mit Zusatzvolumen, 11. Niederdruck-Gasfilter / Koaleszenzfilter, 12. Niederdruck-Überdruckventil, 13. Niederdruck-Magnetabsperrentil, 14. Niederdruck-Metallflexschlauch, 15. Kompensationsleitung, 16. Steigrohr für Entlüftungsleitungen und Motorraumentlüftung ins Freie, 17. Steigrohr für Entlüftungsleitungen und Tankklappenentlüftung ins Freie, 18. Hochdruck-Gasleitung, 19. Niederdruck-Gasleitung, 20. Gasleitung zur Zusatzheizung (optional)

Abb. 4-6: Komponenten der Gasanlage eines Gasbusses (Solobus) [26]



### 4.3 Exkurs: Mild-Hybrid-Technologie für Gas- und Dieselbusse

Moderne Diesel- und Gasbusse sind aktuell auch als Mild-Hybrid-Variante verfügbar. Die Fahrzeuge sind hierbei mit einem zusätzlichen 48 V-Kurbelwellen-Starter-Generator (KSG) ausgestattet (s. Abb. 4-7). Bei Verzögerungs- und Bremsvorgängen wandelt dieser die anfallende Rekuperationsenergie in elektrische Energie um und speichert diese in einem aus Hochleistungskondensatoren bestehenden UltraCap-Energiespeicher. Die gespeicherte Energie wird u.a. zur Versorgung des elektrischen Bordnetzes während des Fahrzeugstillstands eingesetzt, was das Abstellen des Motors an Haltestellen und roten Ampeln ermöglicht (Stopp-Start-Automatik). Beim Anfahren arbeitet der KSG als elektrischer Starter. Die gespeicherte elektrische Energie wird in diesem Fall für den Beschleunigungsvorgang verwendet und entlastet dadurch den Verbrennungsmotor<sup>10</sup>. Ist ausreichend elektrische Energie im Energiespeicher vorhanden, wird das Bordnetz auch während der Fahrt mit Energie versorgt [27].

Durch die Nutzung der zurückgewonnenen Bremsenergie weisen Mild-Hybrid-Fahrzeuge gegenüber konventionellen Fahrzeugmodellen einen reduzierten Kraftstoffverbrauch und geringere Emissionen auf. Zusätzlich trägt die Stopp-Start-Automatik (insbesondere im Stadtbetrieb) zu einer verringerten Lärm- und Schadstoffbelastung bei.

Laut Angaben von MAN Truck & Bus erreichen Mild-Hybrid-Modelle gegenüber konventionellen Fahrzeugen unter SORT 2-Bedingungen Kraftstoffeinsparungen von etwa 12 % bei Dieseln und 13 % bei Gasbussen. Die Kosten für das Hybridmodul liegen zwischen 12.000 € und 14.000 €.



Abb. 4-7: MAN Lion's City-Bus mit EfficientHybrid-Modul (Quelle: MAN Truck & Bus SE)

<sup>10</sup> Ein rein elektrischer Fahrbetrieb ist nicht möglich.

## 5 Infrastrukturbedarf

Gasbusse können sowohl an öffentlichen als auch an eigenen Betriebs tankstellen betankt werden. Letztere bieten über den Handel mit THG-Minderungsquoten eine zusätzliche Einnahmequelle für Flottenbetreiber. Der Tankvorgang selbst unterscheidet sich nur geringfügig vom Tankvorgang konventioneller Dieselsebusse. Auch die Tankzeiten sind vergleichbar.

In Bezug auf die Werkstätten sind einige bauliche Besonderheiten zu beachten, die sich aus dem Umgang mit Gasanlagen und den damit verbundenen Sicherheitsbestimmungen ergeben.

### 5.1 Tankstellen für Gasfahrzeuge

Aktuell gibt es in Deutschland knapp 900 CNG-Tankstellen (s. Abb. 5-1). Davon sind 107 Tankstellen reine Biomethantankstellen (Stand: Q4/2018) [28]. Weitere 118 CNG-Tankstellen bieten Biomethan in Beimischungen von 10 bis 90 % an<sup>11</sup>.

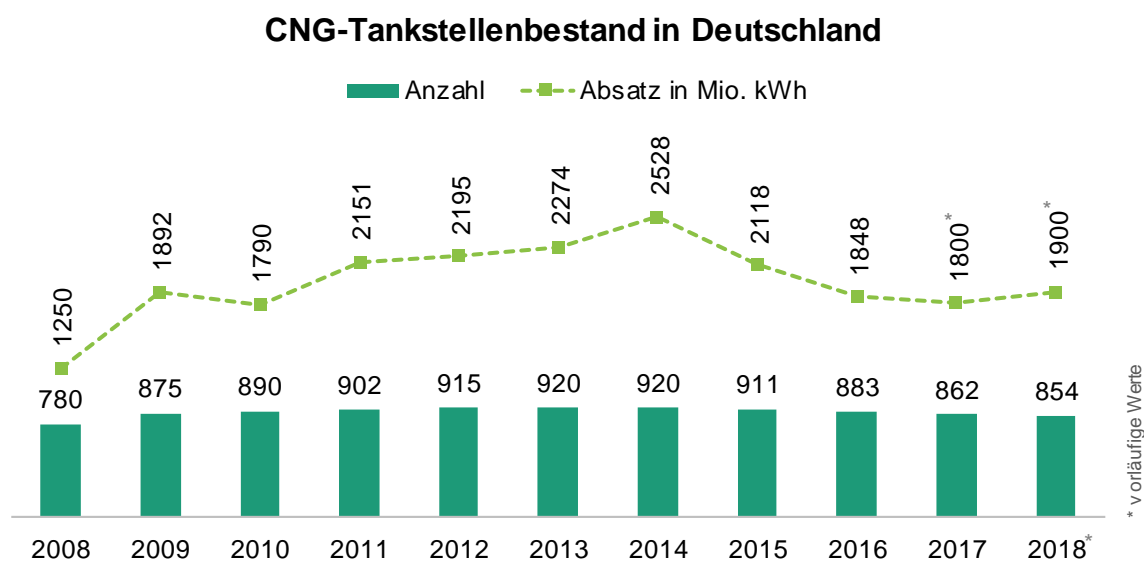


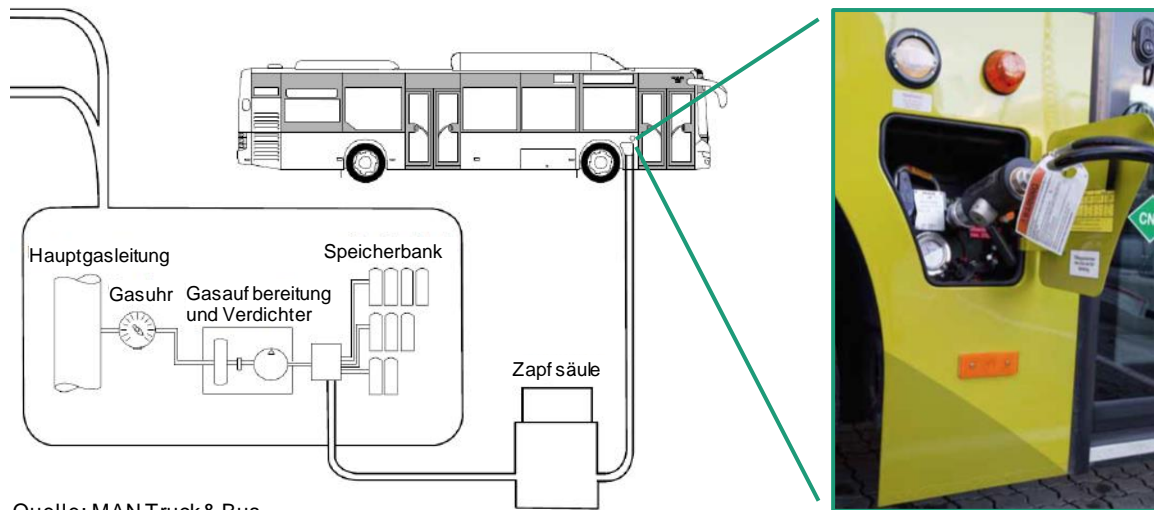
Abb. 5-1: Entwicklung des CNG-Tankstellenbestands in Deutschland [29]

Öffentliche CNG-Tankstellen sind in erster Linie für die Betankung von Pkw ausgelegt. Um die Tankzeiten gering zu halten werden für Busse und Lkw höhere Förderraten benötigt. Hierzu müssen die Tankstellen über entsprechend große Speicherkapazitäten verfügen. Gleichzeitig müssen die Tankstellen baulich so ausgelegt sein, dass Busse und Lkw diese problemlos anfahren können. Zu beachten sind dabei insbesondere Dachhöhen und Wendekreise.

<sup>11</sup> Eine Übersicht über aktuelle Biomethantankstellen bietet die interaktive Karte „Gas kann grün“ des BDEW. Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/energie/erdgas/interaktive-karte-gas-kann-gruen>.

### 5.1.1 Aufbau und Funktionsweise einer CNG-Tankstelle

CNG-Tankstellen können über das örtliche oder regionale Gasnetz mit Erdgas versorgt werden. In den meisten Fällen wird Erdgas über das regionale Gasleitungsnetz mit einem Druck von wenigen Millibar bis zu 20 bar zur Verfügung gestellt. Zu den wesentlichen Bestandteilen einer CNG-Tankstelle zählen der Anschluss an das entsprechende Erdgasleitungssystem, der Verdichter, der Hochdruckspeicher, die Rohrleitungen, die Abgabeeinrichtung (Zapfsäule), die Sicherheitseinrichtungen und das Mess- und Abrechnungssystem (s. Abb. 5-2).



Quelle: MAN Truck & Bus

Abb. 5-2: Bestandteile einer CNG-Tankstelle und Tankvorgang [26]

In der Tankstelle wird das Gas zunächst aufbereitet und getrocknet. Anschließend wird es üblicherweise über einen Verdichter komprimiert und bei einem Druck von etwa 300 bar vorgehalten. Durch die Druckdifferenz zwischen Gasspeicher und Fahrzeugtank kann das Fahrzeug ohne zusätzlichen Kompressionsaufwand betankt werden. Beim Tankvorgang wird das verdichtete Gas zunächst über die Hochdruck-Rohrleitungen der Zapfsäule zugeführt und anschließend über eine gasdichte Schlauch- und Tankkupplungsverbindung in den Fahrzeugtank gefüllt (s. Abb. 5-2).

Da das komprimierte Gas direkt aus den Druckbehältern in die Zapfsäule gelangt, dauert der Tankvorgang nur wenige Minuten und ist vergleichbar zu den Betankungszeiten von konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen (s. Abb. 5-3).

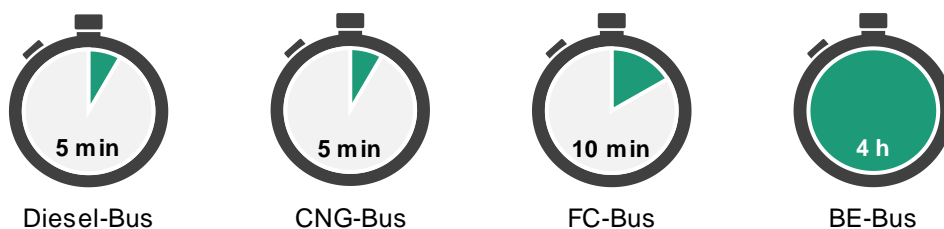


Abb. 5-3: Betankungsdauer für Linienbusse nach Antriebsart [25]

Der Tankvorgang selbst ist sicher. Hersteller von Gasfahrzeugen und -Tankstellen bieten eine ausgereifte und zuverlässige Technik an. Die Tankkupplung ist so gestaltet, dass Gas nur dann abgegeben wird, wenn Tankkupplung und Tankstutzen fest miteinander verbunden und verriegelt sind. Ein Entweichen von Gas in die Atmosphäre ist dadurch faktisch nicht möglich.

### **5.1.1.1 Öffentliche Tankstellen**

Von den knapp 900 verfügbaren, öffentlichen CNG-Tankstellen sind nur wenige Tankstellen baulich und leistungsmäßig in der Lage Busse und Lkw zu betanken. Öffentliche CNG-Tankstellen werden üblicherweise in Kombination mit herkömmlichen Tankstellen von Unternehmen der Mineralölwirtschaft sowie von lokalen Energieversorgern bzw. Stadtwerken betrieben. Grundsätzlich können CNG-Tankstellen auch umgebaut und auf die Betankung von Gasbussen umgerüstet werden.

### **5.1.1.2 Betriebstankstellen**

In der Regel ist der Bau einer konkret auf die Gasbusflotte (bzw. auf die damit verbundenen Abgabemengen) abgestimmten CNG-Tankstelle auf dem Betriebsgelände einer Betankung an öffentlichen Tankstellen vorzuziehen. In Ergänzung zur Busbetankung bietet es sich in diesem Fall an, die Tankstelle auch für weitere Gasfahrzeuge (Pkw, Lkw) zu nutzen. Hierdurch können Zusatzerlöse generiert werden. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Tankstelle ist der Quotenhandel (s. Abschnitt 5.1.2).

Die Investitionskosten für CNG-Tankstellen mit für Bussen geeigneten Betankungsleistungen liegen in der Größenordnung von 1 - 1,5 Mio. € für Tankanlage und Gasspeicher. Technische Anforderungen an den Bau, Betrieb und die Instandhaltung von CNG-Tankstellen sind im DVGW Regelwerk Arbeitsblatt G 651 und im DVGW Merkblatt G 656 zusammengefasst.

## 5.1.2 Handel mit THG-Minderungsquoten

Tankstellenbetreiber bzw. ÖPNV-Betreiber, die im Besitz einer eigenen Tankstelle sind, können über die Nutzung von Biomethan oder erneuerbarem Methan und den Handel mit Treibhausgasminderungsquoten zusätzliche Erlöse generieren. Der Einkauf von Biomethan und der Quotenhandel werden in der 38. BImSchV vom 08.12.2017 geregelt. Inverkehrbringer von Kraftstoffen (Mineralölwirtschaft) sind demnach in Deutschland dazu verpflichtet eine THG-Minderungsquote zu erfüllen. Diese Verpflichtung wird meist durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu konventionellen Otto- oder Dieselmotorkraftstoffen erfüllt. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Quotenerfüllung an Dritte zu übertragen und für die Erfüllung der Quote zu bezahlen. Dies können z.B. Betreiber von CNG-Tankstellen sein, die öffentlich oder auf einem Betriebsgelände für die Betankung von z.B. Gasbussen eingesetzt werden.

Zur Bereitstellung des Biomethans schließen Käufer und Verkäufer Lieferverträge ab. Der Nutzer des Biomethans verkauft darin die THG-Minderungsquote an ein quotenverpflichtetes Unternehmen. Hierzu wird ein entsprechender Vertrag zwischen dem Nutzer des Biomethans und dem quotenverpflichteten Unternehmen abgeschlossen (s. Abb. 5-4). Dabei muss nachgewiesen werden, dass das Biomethan auch in den Markt gebracht wurde. Dieser Nachweis kann über das Nachhaltige-Biomasse-System (nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) erfolgen<sup>12</sup>. Ursprünglich konnte dieses Geschäftsmodell nur auf Biomethan angewendet werden. Im Jahr 2018 hat der Gesetzgeber diese Möglichkeit auch für fossiles Erdgas eröffnet.

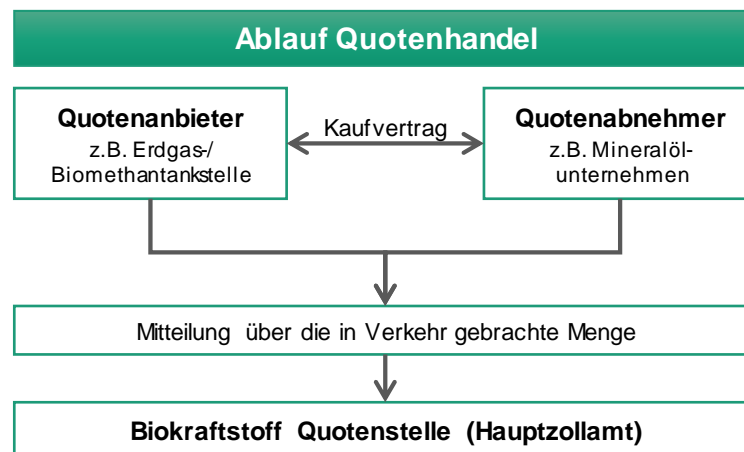


Abb. 5-4: Übertragung von THG-Minderungsquoten [30]

Die Preise für THG-Minderungsquoten bilden sich am Markt entsprechend dem Angebot und der Nachfrage. Einen starken Einfluss haben zudem politische Rahmenbedingungen. Wird z.B. durch eine politisch motivierte Erhöhung der THG-Minderungsquote die Nachfrage gesteigert, steigen auch die Preise. Andererseits führen Maßnahmen wie z.B. die o.g. Zuweisung

<sup>12</sup> Weiterführende Informationen sind unter <https://nabisy.ble.de> zu finden.

einer THG-Minderungsquote zu konventionellem Erdgas, zu einem vergrößerten Angebot und damit geringeren Quoten-Preisen.

Zu berücksichtigen sind zudem auch die Entwicklungen der Öl- bzw. Dieselpreise. Sind die Öl- und damit die Dieselpreise auf einem niedrigen Niveau, verteuert die Zumischung von preisstabilen Biokraftstoffen den Kraftstoffbezug. Entsprechend nutzen quotenverpflichtete Unternehmen dann andere Möglichkeiten der THG-Minderung, was zu einer Steigerung der Nachfrage und damit steigenden Quoten-Preisen führt.

Weiterführende Informationen zu Biokraftstoffen und der Quotenerfüllung erteilt als zentrale Auskunftsstelle das Hauptzollamt Frankfurt/Oder (Biokraftstoffquotenstelle). Dort liegt auch die Zuständigkeit für die bundesweite Überwachung und Abrechnung der THG-Minderungsquoten.

## 5.2 Werkstätten für Gasfahrzeuge

Um die Sicherheit des Werkstattpersonals bei der Wartung und Reparatur von Gasfahrzeugen jederzeit zu gewährleisten, sind bei Werkstätten für Gasfahrzeuge einige (bauliche) Besonderheiten zu beachten. Die entsprechenden Anforderungen werden nachfolgend kurz beschrieben<sup>13</sup>.

### 5.2.1 Allgemeine Anforderungen

Werkstätten müssen für die Wartung und Reparatur von Gasfahrzeugen allgemeingültige Anforderungen in Bezug auf Sicherheit und Gesundheit erfüllen. Wenn Standardarbeiten an Gasfahrzeugen durchgeführt werden und sichergestellt ist, dass kein Gas austreten kann, sind neben den allgemeinen Regeln zu Arbeitsschutz und Sicherheit keine speziellen Vorsichtsmaßnahmen erforderlich. Für die Wartung und Reparatur von Gasanlagen sind jedoch zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen zu beachten, die u.a. die räumliche und lufttechnische Trennung des entsprechenden „Gas-Arbeitsbereichs“ vom normalen Werkstattbereich vorsehen<sup>14</sup> (s. Abschnitt 5.2.2).

---

<sup>13</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass an dieser Stelle nur ein Einblick in die Anforderungen an Werkstätten gegeben werden kann. Es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit. Insbesondere bei sicherheitsrelevanten Themen sind unbedingt die entsprechenden Normen und Richtlinien zu beachten.

<sup>14</sup> Spezielle Anforderungen an Werkstätten und Werksattarbeiten für Gasfahrzeuge sind im Praxisratgeber Arbeitssicherheit und Gasfahrzeuge des TAK (Akademie des Deutschen Kraftfahrzeuggewerbes GmbH) beschrieben.

## 5.2.2 Explosionsschutz

Erdgas bzw. Erdgassubstitut ist leichter als Luft und steigt bei einer Freisetzung auf. Im ungünstigsten Fall kann sich das Gas unter der Werkstattdecke ansammeln und ein zündfähiges Gas-Luftgemisch bilden. In Arbeitsbereichen, in denen Gasbusse repariert oder gewartet werden ist auszuschließen, dass sich ein zündfähiges Gemisch bilden kann. Die Arbeitsbereiche müssen demnach ausreichend belüftet werden. Dabei muss sichergestellt sein, dass die Lüftungsmaßnahmen das Luftvolumen im Werkstatttraum mindestens 3-mal pro Stunde austauschen. Vorzusehen ist eine Lüftung im Deckenbereich z.B. über Dachluken oder Fenster. Deckenbereiche ohne Luftzirkulation sind zu vermeiden. Gegebenenfalls ist es sinnvoll diejenigen Arbeitsbereiche, in denen Arbeiten an Gasbussen durchgeführt werden, räumlich und lufttechnisch von anderen Werkstattbereichen zu trennen.

Abb. 5-5 zeigt ein Beispiel für die Einrichtung von Explosionsschutz zonen in einer Werkstatt für Gasfahrzeuge.



Abb. 5-5: Explosionsschutz zonen in einer Werkstatt für Gasfahrzeuge [26]

Bei Neubau oder Umbau von Werkstätten empfiehlt es sich schon zu Planungsbeginn einen Sachverständigen und die zuständigen Überwachungsstellen hinzuzuziehen. Vor Beginn der Baumaßnahmen muss ein Explosions- und Brandschutzgutachten erstellt werden. In dem Gutachten müssen konkrete Maßnahmen zu Lüftung, Explosionsschutz und Gaswarneinrichtungen benannt werden.

Weitere Anforderungen an den Explosionsschutz beinhalten u.a. das Ausschließen von Zündquellen (z.B. elektrische Funken, elektrostatische Entladungen, offenes Feuer, heiße Oberflächen) durch die Verwendung explosionsgeschützter Arbeitsgeräte sowie die Planung von Werkstattarbeiten über einen Werkstattplan, der mögliche Gefährdungspotenziale durch Explosionen von vornherein ausschließt.

Weitere Maßnahmen zum Explosionsschutz sind in den beiden Regelwerken „Technische Regeln für Betriebssicherheit“ (TRBS 2152) und „Technische Regeln für Gefahrstoffe“ (TRGS 720) festgehalten. Abb. 5-6 zeigt beispielhaft den Ablauf einer Prüfung zur Vermeidung von Explosionsgefährdungen.



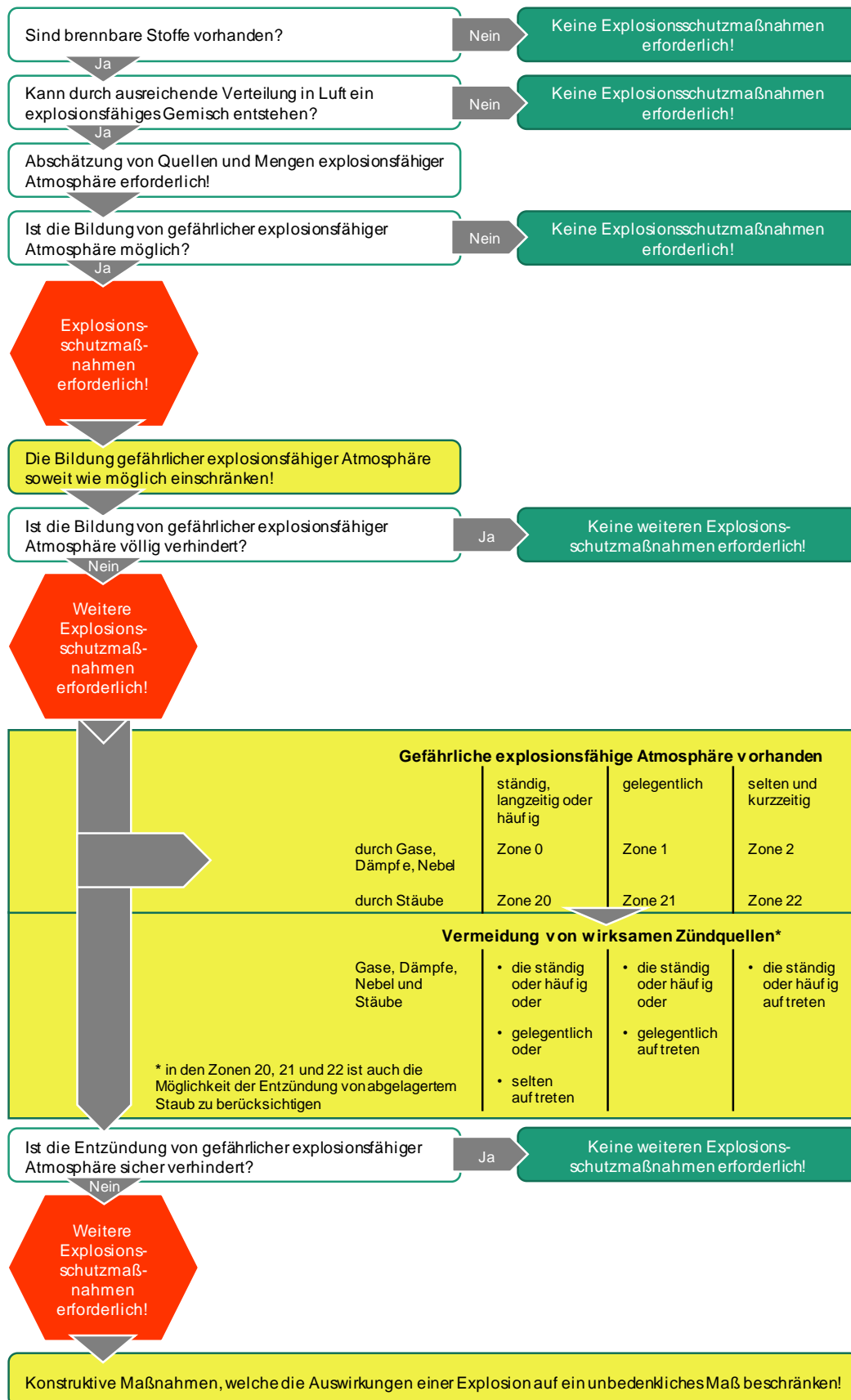


Abb. 5-6: Abfrageschema zum Vermeiden von Explosionsgefährdungen nach [31]

### 5.2.3 Gaswarnanlage

Um eventuelle Gasfreisetzungen (frühzeitig) zu erkennen ist in der Werkstatt im oberen Deckenbereich mindestens ein Gasetektor vorzusehen, der optisch und akustisch vor Gaskonzentrationen warnt.

### 5.2.4 Abstellbereich, Lagerbereich und Abblasbereich

Gibt es Hinweise auf Undichtigkeiten und einen Gasaustritt, ist das Fahrzeug unverzüglich in einem abgesperrten Außenbereich abzustellen und entsprechend zu kennzeichnen. Wenn dies nicht möglich ist, können die Fahrzeuge in Ausnahmefällen auch in einem besonderen, abgeschlossenen Bereich abgestellt werden. Dieser muss dann jedoch mit einer ausreichenden Belüftung und Luftzirkulation ausgestattet sein.

Ist der Ausbau der Gasbehälter erforderlich, müssen diese entleert und anschließend an einem geeigneten Ort gelagert werden.

Für die Entleerung (Abblasen) gelten dabei besondere Anforderungen. Da Methan ein Treibhausgas ist, sollte soweit möglich auf das Abblasen verzichtet werden. Lassen sich die Reparaturen nicht auf andere Weise realisieren, ist das Abblasen der Behälter unter freiem Himmel durchzuführen. Damit das ausströmende Gas frei entweichen kann, muss jederzeit eine freie und ungehinderte Luftzirkulation gewährleistet sein. Der Abblasbereich sollte eine Fläche von mindestens 15 x 5 m<sup>2</sup> aufweisen und muss frei von jeglichen Zündquellen sein. Das betroffene Fahrzeug ist entsprechend zu erden, um eine eventuelle elektrostatische Entladung zu verhindern. Weitere Fahrzeuge dürfen sich innerhalb dieser Zone nicht aufhalten. Auch dürfen dort keine anderen Arbeiten durchgeführt werden.

Bei der Lagerung der entleerten Behälter muss gewährleistet werden, dass die Behälter gegen mechanische Beschädigungen geschützt sind. Ist eine Lagerung im Freien aus betrieblichen Gründen nicht möglich, muss der Lagerraum eine ausreichende Belüftung aufweisen. Ferner dürfen innerhalb des Raumes nur explosionsgeschützte elektrische Betriebs- und Leuchtmittel verwendet werden. Die Zugänge zum Lagerraum, sowie der Lagerraum selbst, sind ausreichend mit Warnhinweisen zu kennzeichnen (s. Abb. 5-7).



**W001**, Warnung vor feuergefährlichen Stoffen



**W021**, Warnung vor explosionsfähiger Atmosphäre



**P003**, Keine offene Flamme; Feuer; offene Zündquelle und Rauchen verboten



**P006**, Zutritt für Unbefugte verboten

Abb. 5-7: Beispiele für die Kennzeichnung von Gasflaschen-Lagerräumen

## 6 Wartung und Reparatur von Gasfahrzeugen

Bei der Wartung und der Reparatur bestehen nur geringfügige Unterschiede zwischen Gasfahrzeugen und konventionellen Dieselfahrzeugen. Die Fahrzeuge können von vorhandenem Werkstattpersonal repariert und gewartet werden. Notwendig sind gegebenenfalls Schulungen für den Umgang mit Gasfahrzeugen. Es existieren zahlreiche Vorschriften und Regelungen, die die Sicherheit der Arbeiter zu jeder Zeit gewährleisten<sup>15</sup>.

### 6.1 Rechtsvorschriften

Für Arbeiten an Gasanlagen von Fahrzeugen sowie für Werkstätten, in denen diese Arbeiten durchgeführt werden, gelten umfangreiche gesetzliche Vorschriften sowie Regelungen der Berufsgenossenschaften auf die hier nicht im Detail eingegangen werden kann. Tab. 6-1 zeigt eine Übersicht der entsprechenden staatlichen Vorschriften und berufsgenossenschaftlichen Regelungen für Fahrzeuge bzw. Werkstätten.

Tab. 6-1: Auswahl an Rechtsvorschriften für die Reparatur von Gasfahrzeugen [26]

<b>Vorschriften und Regelungen für Gasanlagen auf dem Fahrzeug</b>		
Staatliche Vorschriften:	StVZO	Straßenverkehrs-Zulassungs-Ordnung
	BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
	GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
	11. ProdSV	Explosionsschutzverordnung
Berufsgenossenschaftliche Regelungen:	BGV D29	Fahrzeuge
	BGR 500	Betreiben von Arbeitsmittel – Abschnitt 2.31: Arbeiten an Gasleitungen
	BGR 104	Explosionsschutzrichtlinien
<b>Vorschriften und Regelungen für Werkstätten für Gasfahrzeuge</b>		
Staatliche Vorschriften:	BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
	GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
	11. ProdSV	Explosionsschutzverordnung
Berufsgenossenschaftliche Regelungen:	BGV B6	Gase
	BGR 157	Fahrzeug – Instandhaltung
	BGR 104	Explosionsschutzrichtlinien
	BGR 500	Betreiben von Arbeitsmittel – Abschnitt 2.31: Arbeiten an Gasleitungen

<sup>15</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass in diesem Kapitel nur ein Einblick in die Anforderungen und Sicherheitsbestimmungen bei der Wartung und Reparatur von Gasfahrzeugen gegeben werden kann. Es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit. Insbesondere bei sicherheitsrelevanten Themen sind unbedingt die entsprechenden Vorschriften und Regelungen zu beachten.

## 6.2 Betriebsanweisung

Aus Gründen des Arbeitsschutzes muss eine Betriebsanweisung erstellt werden. Diese muss ausgehängt werden und zusätzlich als schriftliche Unterlage für die Ein- bzw. Unterweisung der Mitarbeiter vorliegen. Eine solche Unterweisung ist jährlich durchzuführen bzw. zu wiederholen. Abb. 6-1 zeigt ein Beispiel für eine Betriebsanweisung gemäß § 20 GefStoffV für CNG.





Nummer: Datum: Verantwortlich: Arbeitsplatz/Tätigkeitsbereich:		<b>Betriebsanweisung</b> <b>gem. § 20 GefStoffV</b>
<b>1. Gefahrstoffbezeichnung</b>		
	<b>Erdgas - CNG</b>  CH <sub>4</sub> > 84 Vol.-%. Farbloses, nahezu geruchloses Gas, <b>extrem entzündbares Gas</b> , leichter als Luft, bzw. Dichte ähnlich der Luft.	
<b>2. Gefahren für Mensch und Umwelt</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Kann mit Luft ein explosionsfähiges Gemisch bilden.</b> Kann mit brandfördernden Stoffen heftig reagieren. Luft, Oxidationsmittel.</li> <li>• Nicht giftig; durch Anreicherung in der Atemluft kann der Sauerstoff verdrängt werden, sodass <b>Ersticken</b> besteht. In niedrigen Konzentrationen können narkotische Effekte entstehen. Symptome können Schwindelgefühl, Kopfschmerz, Übelkeit und Koordinationsstörungen sein.</li> </ul>	
<b>3. Schutzmaßnahmen und Verhaltensregeln</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Behälter vor Umfallen, Beschädigung und Erwärmung</b> schützen. Getrennt von brandfördernden Stoffen lagern. Auf Dichtheit der Gasflaschen und der gasführenden Leitungen achten. Für <b>ausreichende Lüftung</b> sorgen. Zündquellen beseitigen. Druckgasflaschen dürfen nicht im Labor gelagert werden. Flaschentransport nur mit aufgeschraubter Schutzkappe und nur auf Flaschenwagen.</li> </ul>	
<b>4. Verhalten im Gefahrfall</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Brandgefahr:</b> intensive Lüftung, Zündquellen vermeiden. In Räumen auch Erstickengefahr. Gasaustritt beseitigen.</li> <li>• <b>Geeignete Löschmittel:</b> Kohlendioxid, Löschpulver, Wasser.</li> <li>• <b>Der Verantwortliche des Raumes ist unverzüglich zu informieren.</b></li> </ul>	
<b>5. Erste Hilfe</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Nach Einatmen:</b> Frischluft, bei Atemstillstand Atemspende; Arzt!</li> <li>• <b>Erste Hilfe leisten, Ersthelfer verständigen.</b></li> <li>• <b>Notruf 112</b></li> <li>• <b>Vorgesetzte und Sicherheitsbeauftragten informieren.</b></li> </ul>	
<b>6. Sachgerechte Entsorgung</b>		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Druckgasflasche in das Gasflaschenlager zurückgeben. Nicht verbrauchtes Gas mit einem geeigneten Brenner mit Flammenrückschlagsicherung verbrennen.</li> </ul>	

Abb. 6-1: Beispiel für eine Betriebsanweisung gem. § 20 GefStoffV für Erdgas

## 6.3 Annahme von Fahrzeugen

Vor der Annahme eines Fahrzeugs muss überprüft werden, ob es Hinweise auf Undichtigkeiten an der Gasanlage gibt bzw. ob Gas freigesetzt wird. Indikatoren hierfür können hohe Kraftstoffverbräuche, Unfallschäden oder ein generell schlechter Zustand der Gasanlage sein. Liegen Leckagen vor, so muss das Fahrzeug im Freien abgestellt werden. Die Arbeiten am Fahrzeug dürfen dann ausschließlich innerhalb des Abblasbereichs erfolgen (s. Abschnitt 5.2.4).

## 6.4 Gasanlagenprüfung (GAP)

Gasfahrzeuge sind nach dem europäischen Standard ECE-R 110 zugelassen. Dieser sieht eine regelmäßige Überprüfung der Gasanlage von Gasfahrzeugen vor. Zusätzlich zu den standardmäßigen Prüfungen (Hauptuntersuchung, Abgasuntersuchung und Sicherheitsprüfung) wird gemäß ECE-R-110 in der StVZO (§ 41a) eine Gasanlagenprüfung (GAP) vorgeschrieben, bei der die Dichtheit der Gasanlage überprüft wird. Eine GAP ist im Rahmen der turnusmäßigen Hauptuntersuchung (HU) durchzuführen oder aber nach dem Einbau oder der Reparatur der Gasanlage sowie nach Unfällen oder Beschädigungen.

In der Gasanlage des Fahrzeugs dürfen nur zugelassene Bauteile verbaut sein. Zugelassene Bauteile sind mit dem ECE-Genehmigungszeichen und der entsprechenden Genehmigungsnummer (hier: R 110 - „spezielle Bauteile für komprimiertes Erdgas“) gekennzeichnet. In Abb. 6-2 ist das ECE-Genehmigungszeichen für Deutschland dargestellt.

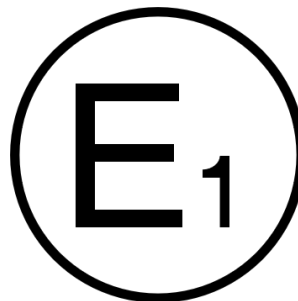


Abb. 6-2: ECE-Genehmigungszeichen für Deutschland (Landeskennzahl „1“)

Werden bei der GAP Bauteile identifiziert, die nicht zugelassen sind, so kann die Prüfung nicht fortgesetzt werden.

Nach der (erfolgreichen) Identifizierung der Bauteile, werden diese im nächsten Schritt einer Sichtprüfung unterzogen. Hierbei wird der Zustand der Gasanlage bzgl. Korrosion und Beschädigungen sowie die Befestigung der Bauteile überprüft. Als weiterer Schritt wird eine Funktionsprüfung durchgeführt. Diese beinhaltet die Überprüfung der Steuereinrichtung, der Absperrhähne sowie der Start-Stopp-Einrichtungen. Abschließend wird die Dichtheit der Gasanlage mittels Lecksuchgeräten oder speziellen Lecksuchsprays überprüft.

Über die Durchführung der GAP wird ein Nachweis erstellt, in dem alle erkannten Mängel dokumentiert werden. Der Fahrzeughalter ist verpflichtet diese Mängel schnellstmöglich zu beheben und muss nach der Mängelbeseitigung erneut eine GAP für das Fahrzeug durchführen lassen. In Abb. 6-3 sind die wesentlichen Schritte der GAP zusammengefasst.

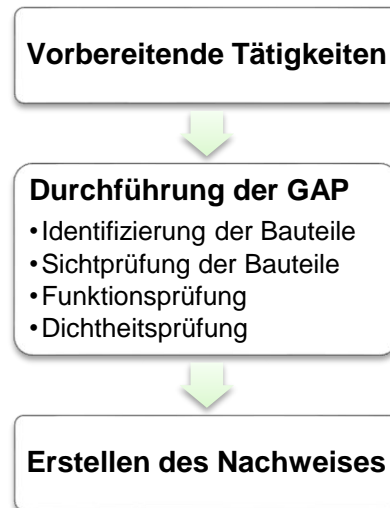


Abb. 6-3: Allgemeiner Ablauf der Gasanlagenprüfung (GAP) [26]

Eine GAP darf grundsätzlich nur in anerkannten und zugelassenen Werkstätten durchgeführt werden. Die Werkstätten müssen über die notwendige technische Ausstattung verfügen (vgl. Abschnitt 5.2). Ebenso muss das Personal entsprechend geschult sein (GAP-Grundlehrgang).

## 6.5 Fachpersonal

Die Wartung und Reparatur von Gasbussen unterscheidet sich von der Wartung konventioneller Dieselsebusse nur geringfügig. In der Regel können die Fahrzeuge von vorhandenem Werkstattpersonal repariert und gewartet werden. Eine spezielle Ausbildung ist hierzu nicht erforderlich. Fachkräfte, die Reparatur- und Wartungsarbeiten an Gasfahrzeugen ausführen, benötigen eine abgeschlossene Ausbildung (Gesellenprüfung) im KFZ-Handwerk sowie Schulungen für den Umgang mit Gasanlagen.

## 6.6 Arbeitsschutz

Bei Arbeiten an Gasfahrzeugen sind neben den allgemeinen Regeln des Arbeitsschutzes weitere spezielle Sicherheitsvorschriften für den Umgang mit Gasanlagen zu berücksichtigen. Demnach muss vor der Annahme eines Fahrzeugs zunächst geklärt werden, ob Undichtigkeiten vorliegen (vgl. Abschnitt 6.3). Hinweise dafür sind u.a. Gasgeruch, Geräusche oder Druckabfall (erkennbar z.B. über die Anzeige des Druckmessgeräts in der Tankklappe). Besteht die Möglichkeit eines Gasaustritts sind sofort entsprechende Belüftungsmaßnahmen einzuleiten (vgl. Abschnitt 5.2.4).

Wartungs- und Reparaturarbeiten an nicht gasführenden Teilen können wie bei anderen (konventionellen) Fahrzeugen unter Einhaltung der allgemeinen Regeln des Arbeitsschutzes durchgeführt werden.

## 7 Sicherheit bei Notfällen

Der Einsatz von Gasbussen unterliegt keinen besonderen Sicherheitsanforderungen. Gasbusse sind im Betrieb ebenso sicher wie Dieselbusse. Bei der Konstruktion von Gasbussen wird ein hoher Sicherheitsstandard eingehalten. Gasführende Leitungen werden so verlegt, dass Beschädigungen im normalen Betrieb ausgeschlossen sind. Auch die Gastanks erfüllen höchste Sicherheitsanforderungen. Die regelmäßige Kontrolle (GAP, s. Abschnitt 6.4) sorgt zusätzlich dafür, dass die Gasanlage jederzeit alle Sicherheitsanforderungen erfüllt.

Zu Beschädigungen an der Gasanlage kann es bei Unfällen oder im Falle eines Brandes kommen. Um in einem solchen Notfall, einen optimalen Einsatzablauf zu gewährleisten, müssen die eintreffenden Rettungskräfte schnellstmöglich auf das eingesetzte Antriebssystem sowie die Verlegung der Gasleitungen schließen können. Hierzu sind Gasbusse entsprechend gekennzeichnet (s. Abb. 7-1) und auch über den Tankaufbau auf dem Dach einfach zu identifizieren.



Abb. 7-1: Kennzeichnungsbeispiel: CNG-Aufkleber an MAN-Gasbussen [26]

Die Gasanlage verfügt über zahlreiche Sicherheitseinrichtungen, die den Gasfluss im Falle eines Unfalls oder einer Beschädigung über ein Ventil an den Gasbehältern unterbrechen. Werden nach einem Unfall oder im Falle eines Brandes, Motor und Zündung ausgeschaltet, schließen die Ventile an den Gasbehältern automatisch. Notfalls können diese auch manuell geschlossen werden.

Gasanlagen sind mit Durchflussmengenbegrenzern bzw. Rohrbruchsicherungen ausgestattet. Beim Bruch einer Gasleitung sprechen diese Systeme an und die Ventile an den Gasbehältern werden abgesperrt, wodurch der Gasfluss unterbrochen wird.

Die Gasbehälter sind im Brandfall über Schmelzsicherungen oder Glaskolbensicherungen geschützt, die einen zu starken Druckanstieg über ein kontrolliertes Abblasen von Gas verhindern.

Hersteller von Gasbussen haben zudem entsprechende Rettungsleitfäden für Notfälle entwickelt. Diese können bei den entsprechenden Anbietern abgerufen werden.



## 8 Praxiserfahrungen mit Gasbussen

In Deutschland sind aktuell 80.519 Busse (Stand: Januar 2019) zugelassen [32]. Davon werden etwa 35.000 Busse im Personennahverkehr eingesetzt [2]. Etwa 95 % aller Linienbusse in Deutschland fahren mit Diesel. Der Anteil der Gasbusse ist trotz der hohen Marktverfügbarkeit und technologischen Reife mit aktuell 3 % vergleichsweise gering. Weitere alternative Antriebskonzepte wie z.B. batterieelektrische Busse, (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse oder Diesel/Hybrid-Busse spielen im ÖPNV bisher so gut wie keine Rolle.

Trotz der insgesamt geringen Zulassungszahlen haben sich Gasbusse bereits in einigen Städten wie z.B. Augsburg, Gießen, Oldenburg oder Frankfurt/Oder als schadstoffarme Alternative zu konventionellen Dieselnbussen etabliert. Ab 2020 wird mit Koblenz eine weitere Stadt von Diesel- auf Gasbusse (Biomethanbusse) umstellen.

Abb. 8-1 zeigt eine Auswahl der derzeitigen Betreiber von Gasbussen in Deutschland (Stand: Oktober 2018).



Abb. 8-1: Übersicht der Gasbusbetreiber (ÖPNV) in Deutschland

## 8.1 Betreiberumfrage

Zur Ermittlung der Praxiserfahrungen im Umgang mit Gasbussen wurde zu Beginn der Studie ein Fragebogen an die in Abb. 8-1 aufgeführten Gasbusbetreiber verteilt. Neben typischen Kennzahlen zu den Fahrzeugen und dem Fahrbetrieb wurden dabei auch die allgemeine Akzeptanz sowie die Gründe für die Anschaffung abgefragt.

### 8.1.1 Durchführung der Umfrage und Fragebogen

Die Umfrage wurde im Zeitraum August bis September 2018 durchgeführt. Insgesamt haben sich 10 Betreiber mit einem Gesamt-Gasbusbestand von 444 Fahrzeugen an der Umfrage beteiligt. Der Aufbau des zugrundeliegenden Fragebogens besteht aus 6 thematisch differenzierten Fragen bzw. Fragenblöcken<sup>16</sup>:

#### 1) Allgemeine Angaben

Der erste Fragenblock befasst sich mit allgemeinen Angaben zum Betreiberfuhrpark und technologiespezifischen Daten der eingesetzten Busse, wie z.B. dem Verbrauch und der Reichweite der Fahrzeuge.

#### 2) + 3) Kraftstoff + Tankstellen

In den darauffolgenden Fragenblöcken 2 und 3 werden betriebsrelevante Kennzahlen bezüglich des Tankvorgangs, wie z.B. dessen organisatorische Eingliederung in den Linienbetrieb, die Anzahl und die Standorte der Zapfpunkte sowie die Tankdauer abgefragt.

#### 4) + 5) Ökonomische und ökologische Daten

Die Fragenblöcke 4 und 5 zielen auf die ökologische und ökonomische Bewertung der Gasbusse ab. Hierbei sollen qualitative und quantitative Aussagen bezüglich der Anschaffungs- und Betriebskosten sowie der Schadstoffemissionen von Gasbussen im Vergleich zu Dieselnissen erhoben werden.

#### 6) Weitere Angaben

Im letzten Fragenblock wird den Betreibern die Möglichkeit eingeräumt frei formulierte Einschätzungen über die Vor- und Nachteile von Gasbussen und die zukünftige Ausrichtung des Fuhrparks bzw. ÖPNV-Betriebs abzugeben.

---

<sup>16</sup> Der Original-Fragebogen ist in Abschnitt 15.3 (Anhang) hinterlegt.

## 8.1.2 Auswertung der Fragebögen

Die Ergebnisse der Umfrage werden in den nachfolgenden Unterkapiteln diskutiert. Die Auswertung beschränkt sich dabei auf diejenigen Fragestellungen, die von mehr als der Hälfte der Umfrageteilnehmer (> 5 Teilnehmer) bearbeitet wurden.

### 8.1.2.1 Allgemeine Angaben

Die Betreiberbefragung umfasst eine Fahrzeugflotte von insgesamt 646 Linienbussen. Der Anteil der Gasbusse liegt mit 444 Fahrzeugen bei etwa 70 %. Die beiden größten Betreiber decken etwa 41 % der insgesamt evaluierten Gasbusflotte ab. Der kleinste Gasbus-Fuhrpark besteht aus 5 Fahrzeugen (s. Abb. 8-2).

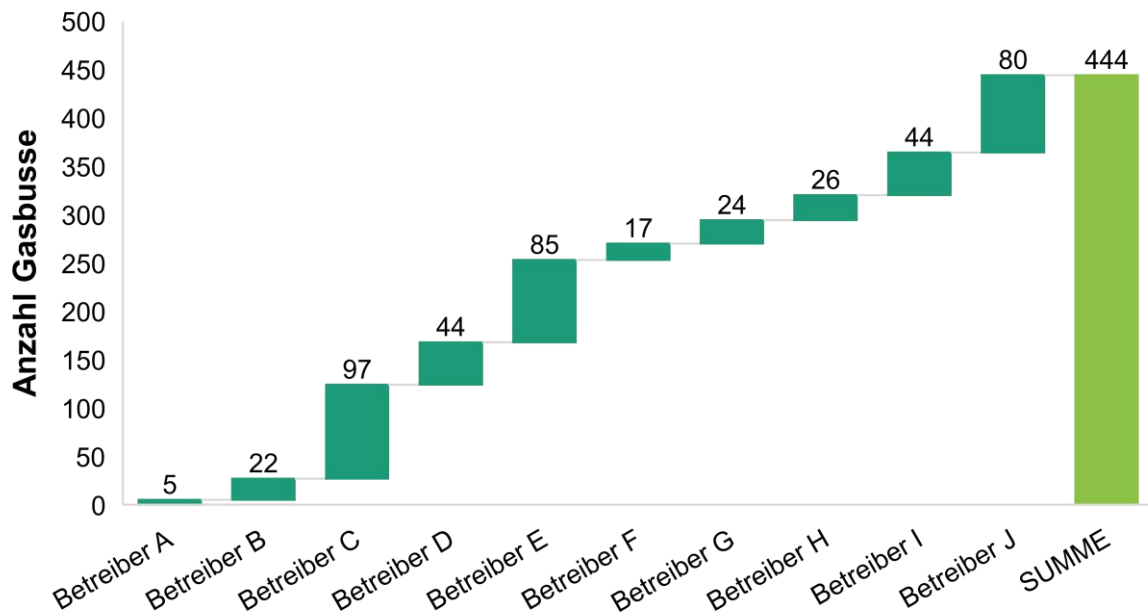


Abb. 8-2: Gasbusbestand der Umfrageteilnehmer

Insgesamt werden bei 8 der 10 Umfrageteilnehmer neben Gasbussen auch Dieselsebusse eingesetzt. Bei einem Betreiber sind zudem 2 Dieselhybridbusse und ein batterieelektrischer Bus im Einsatz.

Der Beginn des Anschaffungszeitraums fällt bei 7 der 10 Umfrageteilnehmer in den Zeitraum 2003 bis 2007. Ein Betreiber setzt bereits seit 1992 Gasbusse ein. Dagegen haben sich 2 der 10 Umfrageteilnehmer erst im Zeitraum 2015/2016 für die Anschaffung von Gasbussen entschieden (s. Abb. 8-3).

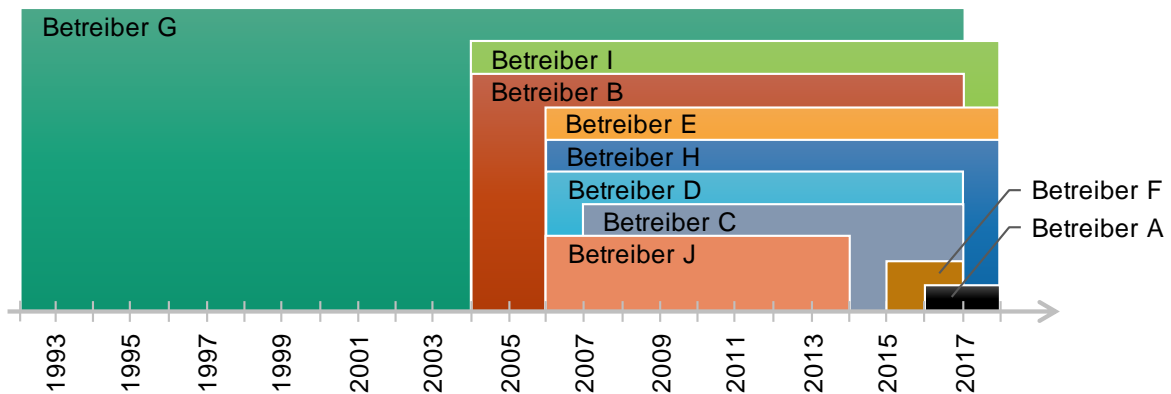


Abb. 8-3: Anschaffungszeitraum der Gasbusflotten

Bei den technischen und linienspezifischen Daten sind erwartungsgemäß große Unterschiede zwischen den einzelnen Betreibern festzustellen. Demnach umfassen die Angaben zu den Verbrauchswerten einen vergleichsweise großen Bereich von 36 bis 64 kg/100 km. Hier ist zu berücksichtigen, dass zu diesen Werten keine weiterführenden Informationen bzgl. des durchschnittlichen Fahrzeugalters, der Fahrzeuggröße, des zugrundeliegenden Fahrprofils, der topographischen Gegebenheiten oder des Beladungszustands vorliegen. Diese Randbedingungen haben jedoch grundsätzlich einen erheblichen Einfluss auf den tatsächlichen Streckenverbrauch eines Fahrzeugs (Details s. Abschnitt 9.1.6). Bei 8 der 10 Umfrageteilnehmer liegen die mittleren Verbrauchswerte im Bereich von 36 bis 44 kg/100 km, was dem typischen Verbrauchsspektrum von Solobussen entspricht. 3 Betreiber geben zudem den mittleren Verbrauch ihrer Gelenkbusse mit 50 bis 64 kg/100 km an (s. Abb. 8-4)<sup>17</sup>.

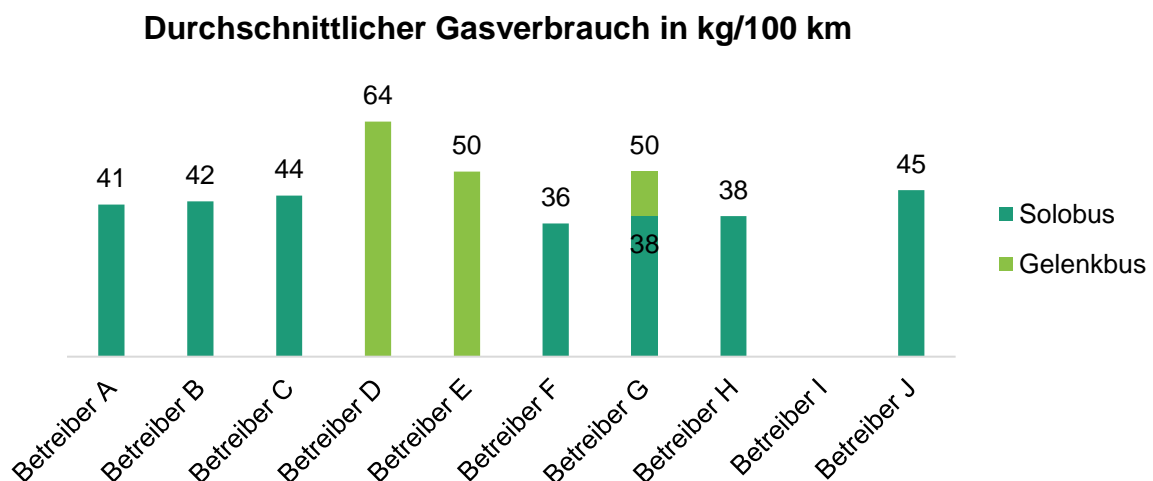


Abb. 8-4: Durchschnittliche Verbrauchswerte der Gasbusflotten

<sup>17</sup> Bei 2 der 10 Umfrageteilnehmer wurden die Verbrauchswerte in Form einer Bandbreite angegeben (#1: Solobus: 40 - 47 kg/100 km, #2: Gelenkbus: 57 - 70 kg/100 km). In diesem Fall wurden für die Darstellung die jeweiligen Mittelwerte verwendet.

Für die mittlere Reichweite der Fahrzeuge pro Tankfüllung ergibt die Auswertung einen Bereich von 300 bis 450 km pro Tankfüllung. Die Durchschnittlichen Jahreslaufleistungen liegen bei etwa 52.000 km/(Bus\*a) (s. Abb. 8-5).

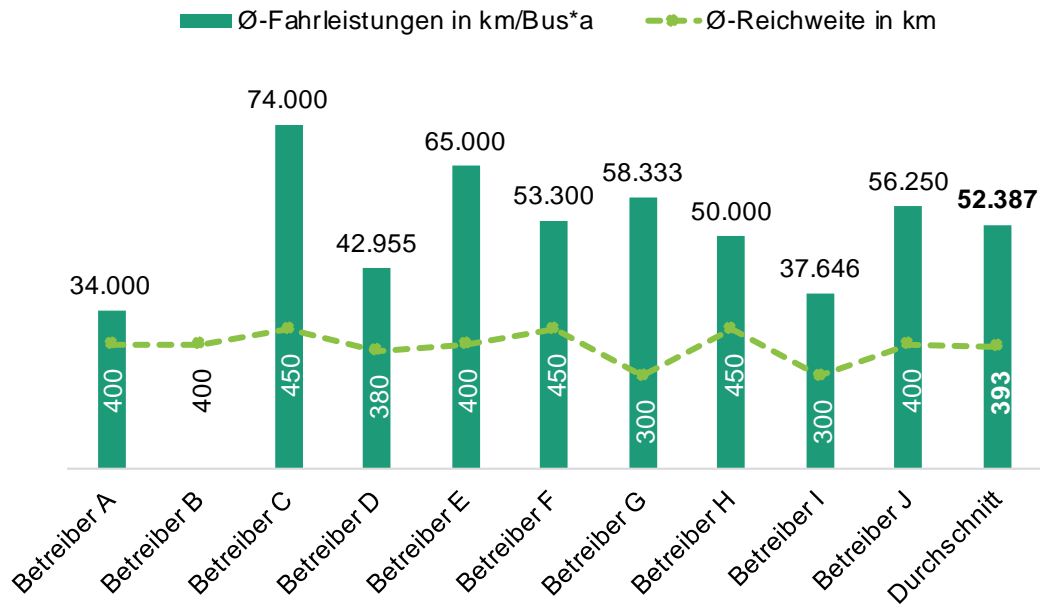


Abb. 8-5: Durchschnittliche Fahrleistungen und Reichweiten der Gasbusflotten

### 8.1.2.2 Kraftstoff und Tankstellen

Die Auswertung der Fragen bzgl. der Tank- und Kraftstoffsituation zeigt, dass Gasbusse nahezu ausschließlich auf dem Betriebsgelände betankt werden. Lediglich ein Betreiber greift aufgrund der geringen Anzahl von 5 Fahrzeugen auf öffentliche Tankstellen zurück. In 8 von 10 Fällen stehen für den Tankvorgang insgesamt 2 Tankpunkte zur Verfügung. Bei den Betreibern E und J werden aufgrund der deutlich größeren Fahrzeugflotten (> 80 Fahrzeuge) 3 bzw. 4 Tankpunkte eingesetzt.

Der Zeitaufwand und die Integration in den Betriebsablauf werden von allen Betreibern als unproblematisch bewertet. Demnach können alle Busse die benötigten Tagesfahrleistungen ohne Zwischenbetankung erbringen. Die Betankung erfolgt grundsätzlich nach Schichtende und beinhaltet zudem den technischen Dienst. Die durchschnittliche Tankdauer beträgt in 8 von 9 Fällen<sup>18</sup> zwischen 5 - 10 Minuten. In einem Fall wird eine Tankdauer von 30 Minuten genannt. Dieser Wert beinhaltet jedoch die An- und Abfahrt der öffentlichen Tankstelle.

Die Abfrage bzgl. der Nutzung von Biomethan zeigt, dass 5 der 10 Umfrageteilnehmer bereits heute Biomethan als Kraftstoff für ihre Gasbusse einsetzen.

<sup>18</sup> Diese Frage wurde nur von 9 von 10 Umfrageteilnehmern beantwortet.

### 8.1.2.3 Ökonomische Angaben

Die Auswertung von Fragenblock 4 zeigt, dass die Mehrkosten von Gasbussen im Vergleich zu Dieseln in einem Bereich von 30.000 € bis 50.000 € liegen. Gleichzeitig wird der Aufwand für die Wartung und Instandhaltung von 9 der 10 Umfrageteilnehmer als höher eingeschätzt. Dagegen sind die Kraftstoffkosten in 8 von 9 Fällen geringer.

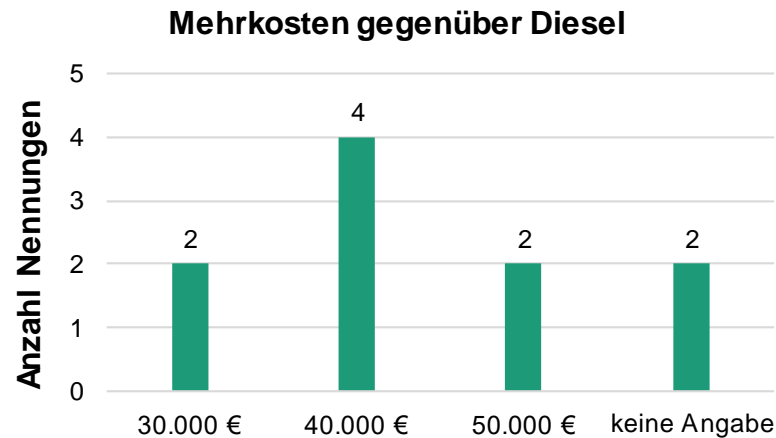


Abb. 8-6: Mehrkosten für die Anschaffung von Gasbussen gegenüber Dieseln

Die Zuverlässigkeit der Fahrzeuge wird insgesamt als „gut“ bewertet. Zudem konnten 8 der 10 Umfrageteilnehmer für die Fahrzeugbeschaffung auf Fördermittel zurückgreifen.

Für den Amortisationszeitraum wird von insgesamt 5 Betreibern ein Zeitraum von 5 - 15 Jahren genannt. 1 Betreiber bewertet den Betrieb der Gasbusse im Vergleich zu Dieseln als kostenneutral, macht jedoch keine weiteren Angaben bzgl. des Amortisationszeitraums.

### 8.1.2.4 Ökologische Angaben

Wie aus der Auswertung von Fragenblock 5 hervorgeht, haben insgesamt 6 der 10 Umfrageteilnehmer das Emissionsverhalten der Gasbusse im Vergleich zu Dieseln anhand von Abgasuntersuchungen evaluiert. Dabei konnte in nahezu allen Fällen eine Reduzierung bzgl. der Emissionen von NO<sub>x</sub>, Feinstaub und Lärm festgestellt werden (s. Abb. 8-7).

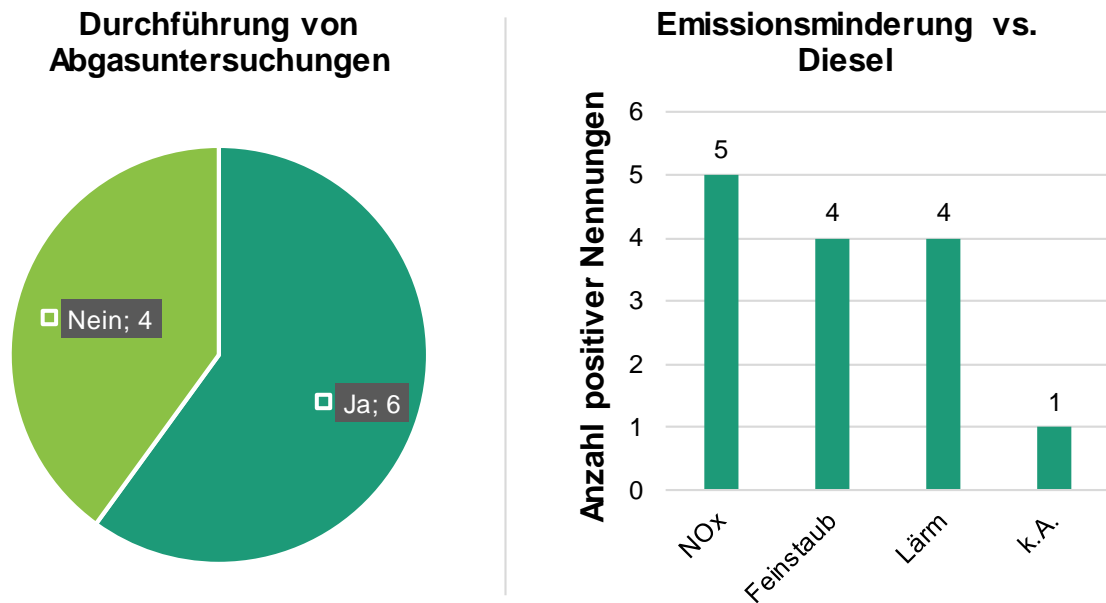


Abb. 8-7: Qualitative Bewertung des Emissionsverhalten der Gasbusse

### 8.1.2.5 Weitere Angaben

Aus den frei formulierten Texten aus Fragenblock 6 konnten einige interessante Informationen bzgl. der Gründe für die Beschaffung der Gasbusse extrahiert werden. Demnach nennen alle Betreiber die geringeren Emissionen als Grund für die Anschaffung der Fahrzeuge. Als weitere positive Aspekte werden zudem die hohe Akzeptanz, die vergleichsweise gute Wirtschaftlichkeit und die Reichweite der Fahrzeuge angeführt. Negativ bewertet werden dagegen die höheren Anschaffungskosten (im Vergleich zu Dieseln) und die hohen Investitionskosten der Tankstelle.

Seitens der Fahrer werden die geringeren Lärmemissionen im Vergleich zu Dieseln, sowie der „fehlende Abgasgeruch“ positiv hervorgehoben. In 2 Fällen wurde das schwerfälligere Anfahrverhalten der Fahrzeuge bemängelt.

Insgesamt würden sich 9 der 10 Betreiber bei einer Neubeschaffung wieder für Gasbusse entscheiden.

## 9 Vergleich verschiedener Antriebstechnologien

Für Linienbusse stehen aktuell verschiedene alternative Antriebssysteme zur Verfügung. Insbesondere im Bereich der batterieelektrischen Busse drängen zunehmend neue Hersteller auf den Markt, die mit ihren Modellen auf die Marktanteile konventioneller Dieselsebusse abzielen und die Etablierung eines vollständig emissionsfreien Linienbusbetriebs versprechen.

Doch in welchem Ausmaß führen batterieelektrische Fahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge und Gasfahrzeuge zu einer Verringerung der lokalen und globalen Emissionen und mit welchen (Mehr-) Kosten ist im Vergleich zu den etablierten Dieselsebussen zu rechnen? Auf diese Fragen wird in den nachfolgenden Abschnitten eingegangen.

### 9.1 Methodik

Der Vergleich verschiedener Linienbus-Antriebsstrangtechnologien erfolgt auf Basis einer generierten Modell-Stadtbuslinie mit vorgegebener Linien- bzw. Routencharakteristik. Hierzu werden die Gesamtkosten des Fahrzeugbetriebs (Total Cost of Ownership, TCO), die Well-to-Wheel-Emissionen (WtW-Emissionen) sowie das kurz- bis mittelfristige „Greening-Potenzial“ der betrachteten Antriebsstrangtechnologien respektive der Kraftstoffe betrachtet. Als Referenzgröße dient eine moderne Euro VI-Dieselsebusflotte.

Die Analyse erfolgt dabei ausschließlich linienspezifisch. Eine fahrgastsspezifische Linienauslegung (z.B. Berücksichtigung von Verstärkerfahrten bei typischen „Stoßzeiten“) wird nicht durchgeführt. Ebenso werden Synergie- bzw. Netzeffekte, die zwischen verschiedenen Buslinien eines Liniennetzes auftreten können, vernachlässigt.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die zugrundeliegenden Annahmen und Modellfahrzeuge im Detail vorgestellt.

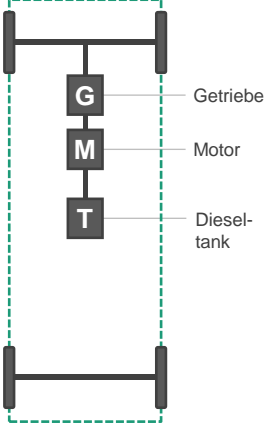
#### 9.1.1 Betrachtete Antriebsvarianten

Im Rahmen dieser Studie werden Gasbusse, batterieelektrische Busse (BE-Busse), (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse (FC-Busse) und Euro VI-Dieselsebusse berücksichtigt.

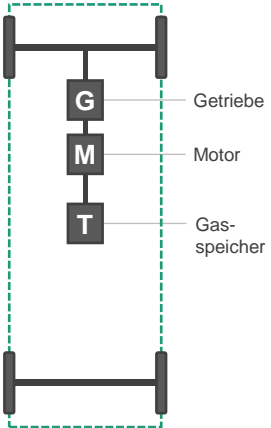
Die wesentlichen Charakteristika der betrachteten Linienbus-Antriebssysteme sind in den nachfolgenden Steckbriefen zusammengefasst:



Tab. 9-1: Steckbrief: Dieselbus

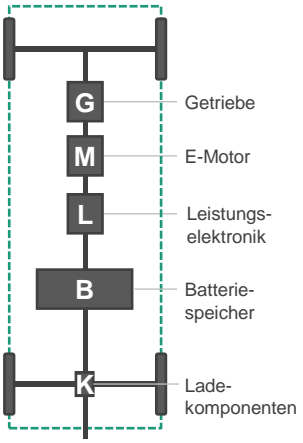
<b>Dieselbus (Diesel)</b>	
	<b>Antriebskonzept:</b> Konventioneller Dieselmotor, der durch Umwandlung der in Diesel- bzw. Dieseleratzkraftstoffen gebundenen chemischen Energie in mechanische Energie für den geforderten Vortrieb sorgt. Zur Einhaltung der Euro VI-Grenzwerte wird eine aufwändige Abgasnachbehandlung benötigt, die das Mitführen eines Reduktionsmittels (Ad-Blue®) erfordert
	<b>Wesentliche Komponenten:</b> Dieselmotor Dieseltank Automatikgetriebe Abgasreinigung (SCR + DPF)
	<b>Reichweite<sup>19</sup>:</b> 670 km [25]
	<b>Bestand DE 2017:</b> ca. 33.250 (95 %) [2]

Tab. 9-2: Steckbrief: Gasbus

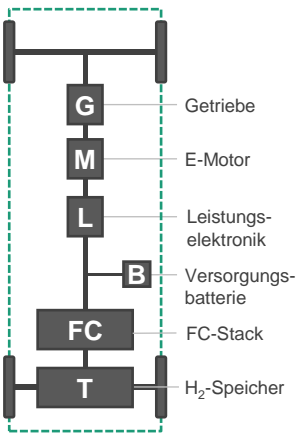
<b>Gasbus (CNG/ Biomethan/ E-Methan)</b>	
	<b>Antriebskonzept:</b> Monovalenter Ottomotor, der durch Umwandlung von chemischer Energie in Form von Erdgas, Biomethan oder erneuerbarem Methan in mechanische Energie für den geforderten Vortrieb sorgt. Aufgrund des geringen volumetrischen Heizwerts bei atmosphärischem Druck muss Erdgas bzw. das verwendete Substitut auf 200 bar verdichtet werden, um eine ausreichende Reichweite bei gleichzeitig vertretbarem Platzangebot im Fahrzeug generieren zu können.
	<b>Wesentliche Komponenten:</b> Ottomotor Speichertanks Automatikgetriebe
	<b>Reichweite<sup>19</sup>:</b> 570 km [25]
	<b>Bestand DE 2017:</b> ca. 1.018 (2,91 %) [2]

<sup>19</sup> Beispielrechnung von [25] für serienmäßige Personenbusse der Modellfamilie Mercedes-Benz Citaro®. Verwendete Parameter (Energiespeicher, Verbrauch). Batterieelektrischer Bus: Reichweite laut Herstellerangaben; Brennstoffzellenbus: 35 kg, 12 kg/100 km; Gasbus: 209,2 kg, 38,25 kg/100 km; Dieselbus: 260 L, 38,7 L/100 km.

Tab. 9-3: Steckbrief: Batterieelektrischer Bus

<b>Batterieelektrischer Bus (BE)</b>	
	<p><b>Antriebskonzept:</b></p> <p>Elektromotor, der über eine Traktionsbatterie mit elektrischer Energie versorgt wird. Die Batterie wird über eine externe Energiequelle aufgeladen. Durch Rekuperation kann bei Bremsvorgängen Energie „zurückgewonnen“ werden. Der Elektromotor übernimmt in diesem Fall die Rolle eines Generators.</p>
	<p><b>Wesentliche Komponenten:</b></p> <p>Elektromotor/Generator Batteriespeicher Leistungselektronik Ladekomponenten</p>
	<p><b>Reichweite<sup>19</sup>:</b></p> <p>135 km [25]</p>
	<p><b>Bestand DE 2017:</b></p> <p>ca. 73 (0,21 %) [2]</p>

Tab. 9-4: Steckbrief: (Hybrid-)Brennstoffzellenbus

<b>(Hybrid-)Brennstoffzellenbus (FC-H2)</b>	
	<p><b>Antriebskonzept:</b></p> <p>Elektromotor, der über eine Wasserstoff-Brennstoffzelle mit elektrischer Energie versorgt wird. Zwischen Brennstoffzelle und Elektromotor wird in der Regel eine Batterie zur Pufferung von Leistungsspitzen sowie zur Speicherung von Rekuperationsenergie vorgesehen. Aufgrund des geringen volumetrischen Heizwerts bei atmosphärischem Druck muss Wasserstoff auf mindestens 350 bar verdichtet werden, um eine ausreichende Reichweite bei gleichzeitig vertretbarem Platzangebot im Fahrzeug generieren zu können.</p>
	<p><b>Wesentliche Komponenten:</b></p> <p>Elektromotor/Generator Batteriespeicher H<sub>2</sub>-Speichertanks Leistungselektronik Brennstoffzellensystem</p>
	<p><b>Reichweite<sup>19</sup>:</b></p> <p>290 km [25]</p>
	<p><b>Bestand DE 2017:</b></p> <p>&lt; 30 (&lt; 0,1 %) [2]</p>

## 9.1.2 Ladekonzepte bei batterieelektrischen Bussen

Im Gegensatz zu Diesel-, Gas- und Brennstoffzellenbussen, die ihre Speichertanks an den entsprechenden Zapfsäulen füllen, stehen für die Aufladung der Batteriespeicher verschiedene Ladestrategien zur Verfügung, die sich u.a. auf die technischen Spezifikationen der Fahrzeugkomponenten, die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur und insbesondere auf den Betriebsablauf bzw. die Betriebsplanung auswirken.

Im Wesentlichen wird zwischen dem Konzept der Depotladung (Overnight Charging, ON) und dem Konzept der Gelegenheitsladung (Opportunity Charging, OC) unterschieden:

### 9.1.2.1 Depotladung

Bei dem Konzept der Depotladung (ON) werden die Batteriespeicher ausschließlich außerhalb der Betriebszeiten (in der Regel über Nacht) im Depot an entsprechend zugewiesenen Ladepunkten nachgeladen (s. Abb. 9-1). Der Ladevorgang erfolgt konduktiv über einen sog. Combo-2-Stecker bei einer Ladeleistung von unter 100 kW [33].

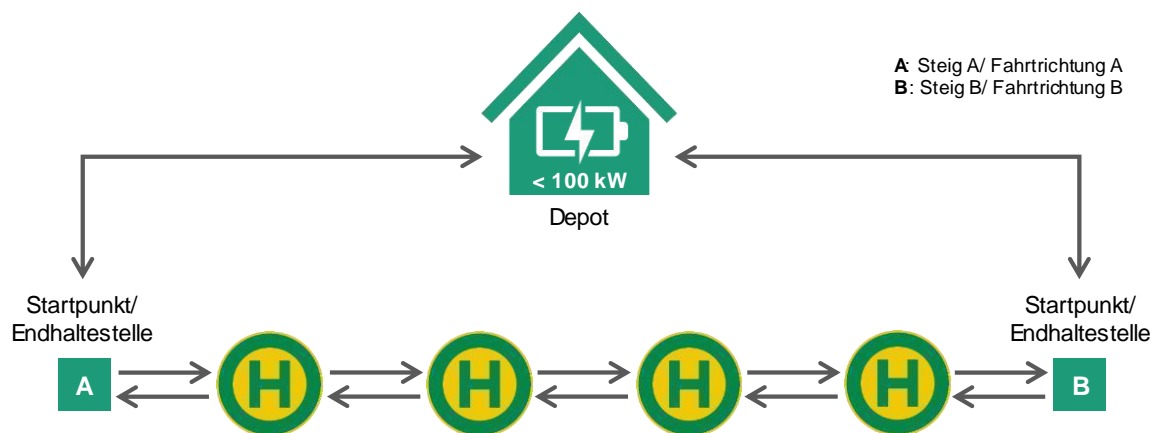


Abb. 9-1: Schematische Darstellung des Ladekonzepts „Depotladung“

Als Depotlader ausgelegte Busse (ON-Busse) verfügen in der Regel über eine hohe Batteriekapazität (> 250 kWh), um die geforderte Tagesreichweite<sup>20</sup> gewährleisten zu können. Im Vergleich zu Dieselnissen sind ON-Busse je nach Batteriekapazität um mehrere Tonnen schwerer und haben eine reduzierte Fahrgastkapazität (Details s. Tab. 9-5). Der sich daraus ergebende Zielkonflikt zwischen Fahrgastkapazität und Reichweite führt aktuell häufig dazu, dass zur Substitution einer bestehenden Dieselnissenflotte ein Mehrbedarf an batterieelektrischen Bussen erforderlich wird.

<sup>20</sup> Um 90 % aller Fahrleistungen im Linienbetrieb ohne Nachladen abdecken zu können ist eine Tages-Reichweite von mindestens 350 km erforderlich [34].

### 9.1.2.2 Gelegenheitsladung

Die Ladestrategie der Gelegenheitsladung (OC) umfasst alle Konzepte, bei denen der Ladevorgang zusätzlich während des Betriebs an speziell dafür vorgesehenen Haltestellen erfolgt (s. Abb. 9-2). Häufig handelt es sich hierbei um die Endhaltestelle einer Linie. Die Energieübertragung erfolgt je nach Ladesystem konduktiv (z.B. über einen Pantographen) oder über elektromagnetische Induktion<sup>21</sup>. Die Ladeleistungen betragen in der Regel mehrere 100 kW. Außerhalb der Betriebszeiten werden die Batteriespeicher analog zum Konzept der Depotladung an entsprechend ausgewiesenen Ladepunkten im Depot geladen bzw. konditioniert.

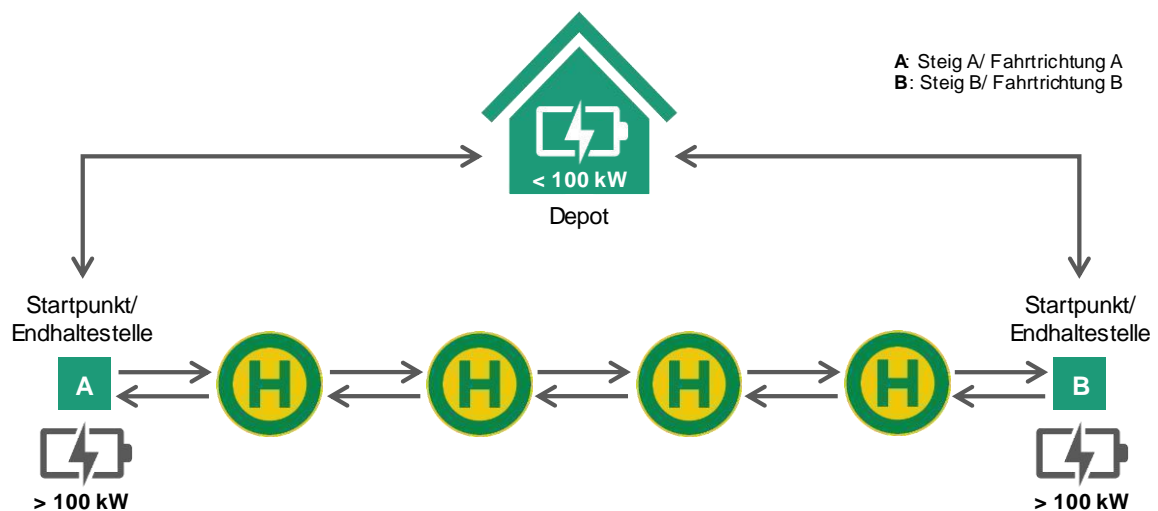


Abb. 9-2: Schematische Darstellung des Ladekonzepts „Gelegenheitsladung“

Im Gegensatz zu ON-Bussen unterliegen gelegentlich ladende Busse (OC-Busse) konzeptbedingt keiner Reichweitenbeschränkung. Eine bestehende Dieselbusflotte kann demnach ohne einen Mehrbedarf an Fahrzeugen ersetzt werden. Gleichzeitig können die Batteriespeicher kleiner dimensioniert werden, was sich positiv auf das Fahrzeuggewicht und die Fahrgastkapazität auswirkt. Der Preis dafür ist jedoch ein höherer Infrastrukturausbaubedarf und eine deutlich eingeschränkte Flexibilität. Bei unzureichender Auslegung der Batteriespeicher können demnach bereits temporäre Änderungen in der Streckenführung (z.B. Umleitung aufgrund von Baustellen) eine Gefahr für den Regelbetrieb darstellen. Ebenso ist ein Einsatz als „Linienpringer“ in der Regel nur bei vergleichbaren bzw. topographisch ähnlichen Strecken mit vorhandener Ladeinfrastruktur realisierbar.

<sup>21</sup> Aufgrund der hohen Kosten spielen induktive Ladesysteme aktuell nur eine untergeordnete Rolle und werden im Rahmen dieser Studie nicht weiter berücksichtigt.

### 9.1.3 Betrachtetes Linienbussegment

Als Vergleichsplattform für die verschiedenen Antriebstechnologien wird das Segment der zweiachsigen Solobusse ausgewählt. Hierbei handelt es sich um Linienbusse mit einer Länge von etwa 10 bis 13 m, die in der Regel auf Linien mit niedrigem bis durchschnittlichen Fahrgastaufkommen eingesetzt werden.

Im Jahr 2017 lag der Anteil an Solobussen am Stadtbusbestand der VDV-Mitgliedsunternehmen bei etwa 53 % (s. Abb. 9-3).

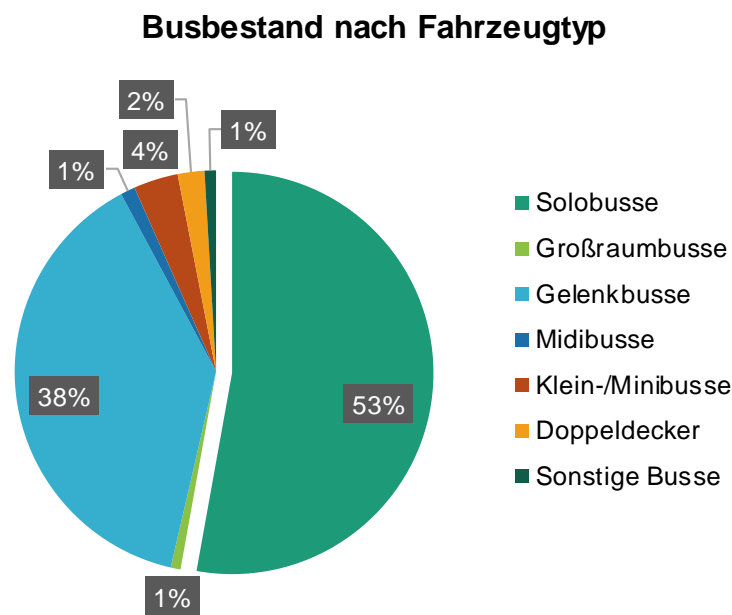


Abb. 9-3: Busbestand der VDV-Mitgliedsunternehmen nach Fahrzeugtyp [1]

Der Anteil an Bussen mit elektrifizierten Antriebssystemen ist in diesem Bereich ebenfalls vergleichsweise hoch. Laut einer Übersicht des VDV über aktuelle E-Busprojekte und E-Buslinien in Deutschland sind etwa 63 % aller batterieelektrischen Busse und etwa 62 % aller (Hybrid-) Brennstoffzellenbusse Solobusse (Stand: Februar 2019) [35]. Eine entsprechende Übersichtstabelle ist im Anhang dieser Studie hinterlegt (s. Abschnitt 15.4).

## 9.1.4 Betrachtete Fahrzeugmodelle

Der Vergleich der verschiedenen Antriebssysteme wurde auf Basis des Mercedes-Benz Citaro<sup>®</sup> durchgeführt. Der Vorteil dieser für den Stadt- und Überlandverkehr konzipierten Modellreihe liegt in der großen Vielfalt an verfügbaren (alternativen) Antriebssystemen. Technologiespezifische Gewichtsunterschiede sowie unterschiedliche Fahrgastkapazitäten können dadurch direkt in den Berechnungen berücksichtigt werden. In Tab. 9-5 sind die wesentlichen technischen Daten der betrachteten Citaro<sup>®</sup>-Modelle zusammengefasst.

Tab. 9-5: Technische Spezifikationen der betrachteten Citaro-Modellpalette

	<b>Citaro<sup>®</sup></b>	<b>Citaro NGT<sup>®</sup></b>	<b>eCitaro<sup>®</sup></b>	<b>Citaro FuelCELL-Hybrid<sup>®</sup></b>
<b>Antrieb</b>	Diesel	Gas	BE (ON)	FC (H <sub>2</sub> )
<b>Bauart</b>	Stadtlinienbus, Niederflrbus			
<b>Motor</b>	OM 936	M 936 G	ZF AVE 130	-
- EU Abgasnorm	EURO VI	EURO VI	-	-
- Nennleistung (max.) in kW	220	222	2x 125	120
<b>Maße und Gewichte</b>				
- Länge in mm	12.135	12.135	12.135	11.950
- Breite in mm	2.550	2.550	2.550	2.550
- Höhe in mm	3.120	3.389	3.400	3.496
- Leergewicht in kg	11.415	11.721	13.700	13.200
- Zul. Gesamtgewicht in kg	19.500	19.500	19.500	19.500
- Beförderungskapazität <sup>22</sup>	105	104	93	76
- Max. Fahrgastkapazität <sup>23</sup>	108	104	77	84
- Gasflaschenanzahl	-	6 (200 bar)	-	7 (350 bar)
- Volumen Kraftstofftank in L	215	1362	-	-
- Volumen CNG in L	-	227 <sup>24</sup>	-	-
- Volumen AdBlue-Behälter in L	27	-	-	-
<b>E-Mobilität</b>				
- Anzahl Akkublöcke	-	-	10	-
- Batteriekapazität in kWh	-	-	250	26,9
- Ladekonzept	-	-	ON	-
- max. Ladeleistung in kW	-	-	150	-
- empfohlene Ladeleistung in kW	-	-	20 bis 80	-
<b>Quelle</b>	[37, 38]	[39, 40]	[41, 42]	[43]

<sup>22</sup> Werte aus Fahrzeug-Broschüre (Summe aus vorhandenen Sitz- und Stehplätzen in Standardausführung).

<sup>23</sup> Berechnet aus zulässigem Gesamtgewicht unter Annahme eines durchschnittlichen Passagiergewichts von 75 kg.

<sup>24</sup> Quelle: [36]

## 9.1.5 Linienecharakteristik

Im Rahmen dieser Studie wird der betrachtete „Linienbetriebsplan“ auf Basis des sog. SORT 2-Fahrzyklus – einem Straßentestzyklus für Busse, der einen leichten Stadtverkehr mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 18,6 km/h abbildet – ausgelegt.

SORT ist ein von UITP (International Association of Public Transport) entwickelter Straßentestzyklus für Busse, der auf statistisch erfassten Real-Daten verschiedener europäischer Verkehrsunternehmen basiert. Der Fahrzyklus wird auf einer definierten Teststrecke bei festgelegter Zuladung durchgeführt. Zahlreiche Hersteller greifen bei der Messung der Kraftstoffverbräuche ihrer Busse auf die SORT-Testzyklen zurück [44]. Insgesamt existieren drei unterschiedliche Testzyklen, welche die unterschiedlichen Einsatzgebiete von Linienbussen berücksichtigen (s. Abb. 9-4).

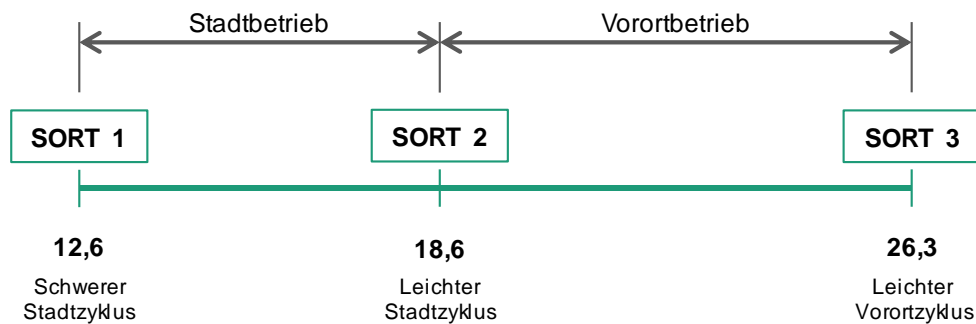


Abb. 9-4: Übersicht über die SORT-Testzyklen nach UITP [45]

In Tab. 9-6 sind die Parameter für den SORT 2-Testzyklus (leichter Stadtzyklus) sowie die daraus abgeleiteten Liniendaten für die betrachtete Modelllinie dargestellt. Es wird angenommen, dass sämtliche Liniendaten (Taktung, Durchschnittsgeschwindigkeit, Wendezeit) über die tägliche Einsatzzeit konstant sind.

Tab. 9-6: Parameter des SORT 2-Testzyklus nach [33] und abgeleitete Modellstrecke

<b>SORT 2 Testzyklus</b>		
Zyklusgeschwindigkeit	km/h	18,6
Zykluslänge	km	0,92
Haltezeitanteil	%	35
Haltestellen pro km	-	3
Fahrzyklusdauer	s	178

Generierte Modelllinie <sup>25</sup>		
Anzahl an Zyklen/Umläufen	pro Tag	15
Routenlänge (pro Umlauf)	km	13,8
Fahrzeit (inkl. Haltezeit)	min	44,5
Wendezeit (1/6 Regel) <sup>26</sup>	min/Route	7,4
Taktung (je Fahrtrichtung)	min	20
Jahresbetriebstage	d/a	300
Jahreslaufleistung	km/a/Bus	62.100

### 9.1.6 Energiebedarf

Der Energiebedarf spielt sowohl bei der ökologischen als auch bei der ökonomischen Bewertung der Linienbussysteme eine entscheidende Rolle. Für einen repräsentativen Vergleich müssen den betrachteten Linienbusflotten vergleichbare Energiedaten zugrunde liegen. Literaturwerte sind dazu in der Regel nur bedingt geeignet, da sich die hier zu findenden Verbräuche in der Regel auf eine spezifische Buskonfiguration und ein spezielles Fahrprofil beziehen.

Untersuchungen im Rahmen von SORT haben gezeigt, dass für die Ermittlung des Streckenverbrauchs von Bussen bei einheitlicher Zuladung und einheitlichen Liniendaten die Durchschnittsgeschwindigkeit (Zyklusgeschwindigkeit) mit hinreichender Genauigkeit als Schlüsselparameter verwendet werden kann [46] (s. Abb. 9-5).

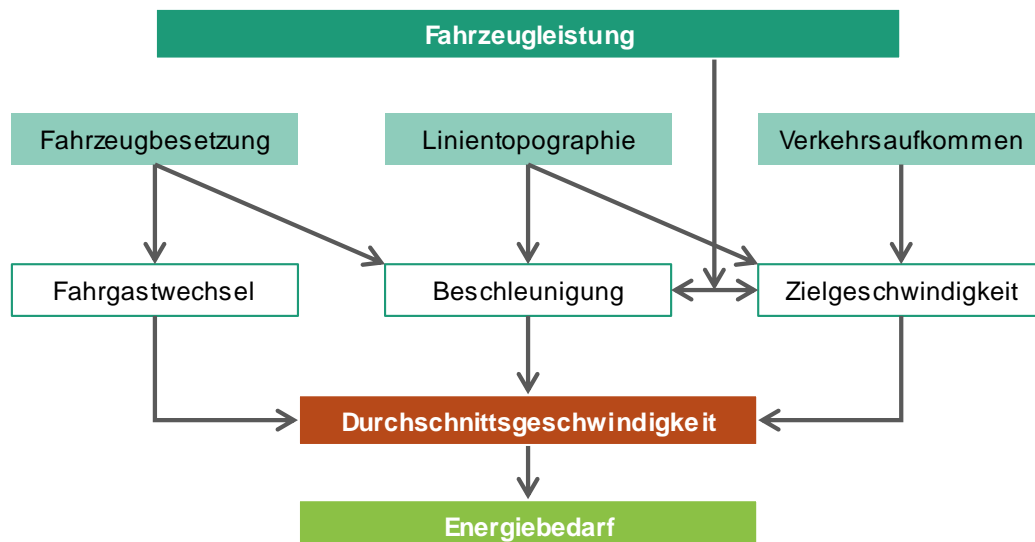


Abb. 9-5: Korrelation zwischen Zyklusgeschwindigkeit und Energiebedarf [45, 46]

<sup>25</sup> Für eine beispielhafte Darstellung der Modelllinie/ Modellroute s. Abb. 9-1 oder Abb. 9-2.

<sup>26</sup> Die Wendezeit dient in erster Linie dem Ausgleich von Verspätungen sowie der Vorbereitung des Fahrpersonals auf die nachfolgende Fahrt [33]. Die tariflichen Bestimmungen zur Pausenregelung des Fahrpersonals sehen eine Lenkzeitunterbrechung von mindestens einem Sechstel der im Fahrplan vorgesehenen Fahrzeit vor [33]. Diese 1/6-Regelung wurde auch für die hier betrachtete Modelllinie angenommen.



In dieser Studie werden die Strecken- bzw. Systemverbräuche<sup>27</sup> der verschiedenen Antriebskonzepte für den SORT 2-Fahrzyklus auf Basis von Realdaten sowie den von [46] und [33] empirisch ermittelten Korrelationen zwischen der Zyklusgeschwindigkeit (Durchschnittsgeschwindigkeit) und dem Energiebedarf bestimmt. Die Verbrauchsfunktionen gelten für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Solobusse und berücksichtigen eine durchschnittliche Zuladung von 1,5 t, was einem Fahrgastbesetzungsgrad von etwa 25 % entspricht. Ferner ist zu beachten, dass es sich bei den auf diese Weise berechneten Verbrauchswerten um Jahresmittelwerte handelt.

Nachfolgend werden für alle betrachteten Technologien die zugehörigen Verbrauchsfunktionen nach [46] und [33] vorgestellt und die zum Teil vorgenommenen Anpassungen erläutert.

### 9.1.6.1 Dieselbusse (Euro VI)

Nach [46] kann der mittlere Streckenverbrauch eines Diesel-Solobusses mit der Grenzwertstufe EEV über die folgende empirische Korrelation aus der Durchschnitts- bzw. Zyklusgeschwindigkeit ermittelt werden (s. Gl. 9.1):

$$e_{Diesel} = \left( (-10,03 \cdot \ln(v_{Zyklus}) + 66,58) \cdot \left( 1 + \frac{3,8}{v_{Zyklus}} \right) \right) \cdot TF_{Diesel} \quad \text{Gl. 9.1}$$

$$\text{mit } TF_{Diesel} \leq 1$$

$e_{Diesel}$ : Dieselkraftstoffbedarf eines Euro VI-Dieselbusses in l/100 km

$v_{Zyklus}$ : Durchschnittsgeschwindigkeit der betrachteten Route in km/h

$TF_{Diesel}$ : Technologieverbesserungsfaktor für Verbrauchseinsparungen nach [33]

Moderne Euro VI-Dieselmodelle sind trotz der aufwändigeren Abgasreinigung (Abgasrückführung, SCR und DPF) in der Regel etwas sparsamer als vergleichbare EEV-Dieselbusse. Zur Berücksichtigung aktueller und zukünftiger Verbrauchsentwicklungen wurde von [33] ein zusätzlicher Technologieverbesserungsfaktor  $TF_{Diesel}$  in die Verbrauchsfunktion eingeführt.

Der Technologieverbesserungsfaktor wird im Rahmen dieser Studie aus Realverbräuchen von Euro VI-Dieselbussen abgeleitet (s. Tab. 9-7). Aufgrund der unterschiedlichen Zuladungen wird der nach Gl. 9.1 berechnete Dieselverbrauch eines EEV-Dieselbusses entsprechend der zugrundeliegenden Zuladungsdifferenz mit einem Mehrverbrauch von 4 % pro Tonne Mehrgewicht beaufschlagt<sup>28</sup>.

<sup>27</sup> Systemverbräuche berücksichtigen sowohl den Fahrzeugenergiebedarf als auch Lade- bzw. Tankverluste.

<sup>28</sup> In verschiedenen von [33] ausgewerteten Studien wurde gezeigt, dass die Verbrauchswerte von Bussen (in Abhängigkeit des zugrundeliegenden Fahrprofils) pro Tonne Zuladung um etwa 2 - 6 % ansteigen.

Tab. 9-7: Realverbrauch vs. berechneter Verbrauch (Dieselbus)

	<b>Berechnung nach Gl. 9.1<sup>1)</sup></b>	<b>Realwert nach [38]</b>
Bauform	Solobus	Solobus
Antrieb	Diesel	Diesel
Modellreihe	-	Citaro®
Grenzwertstufe	EEV	Euro VI
Zuladung <sup>2)</sup>	4,2 t	4,2 t
Durchschnittsgeschwindigkeit	20,6 km/h	20,6 km/h
Strecke	-	146,5 km
Dieserverbrauch	47,5 L/100 km	43,9 L/100 km

<sup>1)</sup> ohne Technologieverbesserungsfaktor.  
<sup>2)</sup> Die unterschiedlichen Zuladungen wurden durch Beaufschlagung des berechneten Dieserverbrauchs mit einem spezifischen Mehrverbrauch von 4 % pro Tonne Differenzgewicht berücksichtigt.

Der Vergleich in Tab. 9-7 zeigt, dass die Realverbräuche heutiger Euro VI-Dieselflusses bei identischen Durchschnittsgeschwindigkeiten und Zuladungen um etwa 3,6 L/100 km (= 8 %) unter dem nach Gl. 9.1 berechneten Wert liegen. Der Technologiefaktor wird dementsprechend auf einen Wert von 0,92 festgelegt.

### 9.1.6.2 Gasbusse (Euro VI)

Für die Verbrauchsberechnung von Gasbussen existiert keine empirische Verbrauchsfunktion nach [46]. Im Rahmen dieser Studie wird der Gasverbrauch daher unter Berücksichtigung eines Verbrauchsfaktors  $VF_{Gas}$  aus den berechneten Dieserverbräuchen abgeleitet (s. Gl. 9.2).

$$e_{Gas} = e_{Diesel} \cdot VF_{Gas} \quad \text{Gl. 9.2}$$

$e_{Gas}$ : Gasbedarf eines Euro VI-Gasbusses in kWh/100 km

$e_{Diesel}$ : Dieseldienststoffbedarf eines Euro VI-Dieselflusses nach Gl. 9.1 in kWh/100 km

$VF_{Gas}$ : Verbrauchsfaktor für den Mehrverbrauch gegenüber Euro VI-Dieselflussen

Zur Bestimmung von  $VF_{Gas}$  wird anhand realer Messdaten (s. Tab. 9-8) der energetische Mehrbedarf gegenüber dem nach Gl. 9.1 berechneten Dieseldienststoffbedarf ermittelt. Analog zu Abschnitt 9.1.6.1 werden die Unterschiede in der Zuladung durch Berücksichtigung einer Verbrauchszunahme von 4 % pro Tonne Mehrgewicht angepasst.

Tab. 9-8: Realverbrauch vs. berechneter Verbrauch (Gasbus)

	<b>Realwert nach [40]</b>	<b>Realwert nach [38]</b>	<b>Anpassung via Gl. 9.1</b>
Bauform	Solobus	Solobus	Solobus
Antrieb	Gas	Diesel	Diesel
Modellreihe	Citaro NGT®	Citaro®	-
Grenzwertstufe	Euro VI	Euro VI	Euro VI
Zuladung <sup>1)</sup>	<b>3,9 t</b>	4,2 t	<b>3,9 t</b>
Durchschnitts- geschwindigkeit	<b>21,6 km/h</b>	20,6 km/h	<b>21,6 km/h</b>
Strecke	18,9 km	146,5 km	-
Energiebedarf <sup>2)</sup>	38,8 kg/100 km	43,9 L/100 km	42,6 L/100 km
	488 kWh/100 km	430 kWh/100 km	416 kWh/100 km

<sup>1)</sup> Die unterschiedlichen Zuladungen wurden durch Beaufschlagung des berechneten Dieselverbrauchs mit einem spezifischen Mehrverbrauch von 4 % pro Tonne Differenzgewicht berücksichtigt.  
<sup>2)</sup> Heizwert CNG: 45,27 MJ/kg, Heizwert Dieseldieselkraftstoff: 35,29 MJ/L.

Der Vergleich aus Tab. 9-8 liefert einen Verbrauchsfaktor von 1,17. Für Gasbusse wird dementsprechend ein (energetischer) Mehrverbrauch von etwa 17 % gegenüber der baugleichen Dieseldieselbus-Modellreihe angenommen.

### 9.1.6.3 Batterieelektrische Busse

Zur Berechnung des Energiebedarfs der batterieelektrischen Busse werden nach [46] und [33] „Relationen zum Dieselantrieb“ hergestellt, die u.a. auf Praxiserfahrungen basieren. Gl. 9.1 wird dementsprechend um einen charakteristischen Verbrauchsfaktor  $VF_{BEV}$  für die batterieelektrischen Busse erweitert. Gleichzeitig wird ein technologiespezifischer Gewichtungsfaktor  $GF_{OC}$  eingeführt, der das aus den unterschiedlichen Lade Strategien bzw. Batteriekapazitäten resultierende Mehrgewicht von depotladenden Bussen gegenüber gelegentlichladenden Bussen berücksichtigt. Für den Gewichtungsfaktor wird analog zu Abschnitt 9.1.6.1 ein durchschnittlicher Mehrverbrauch von 4 % pro Tonne an zusätzlichem Gewicht unterstellt.

Entsprechend dieser Überlegungen gelten für den mittleren Energiebedarf der batterieelektrischen Busse nach [46] und [33] die folgenden mathematischen Zusammenhänge:

$$e_{BE,ON} = e_{Diesel} \cdot VF_{BE} \cdot TF_{BE} \tag{Gl. 9.3}$$

$$\text{mit } TF_{BE} \leq 1$$

$$e_{BE,OC} = e_{BE,ON} \cdot GF_{OC} \tag{Gl. 9.4}$$

- $e_{BE,ON}$ : Mittlerer Fahrzeugenergiebedarf eines ON-Busses in kWh/100 km
- $e_{BE,OC}$ : Mittlerer Fahrzeugenergiebedarf eines OC-Busses in kWh/100 km
- $e_{Diesel}$ : Nach Gl. 9.1 berechneter Verbrauch eines Euro VI-Dieselmotors in kWh/100 km
- $VF_{BE}$ : Verbrauchsfaktor eines batterieelektrischen ON-Busses
- $TF_{BE}$ : Technologieverbesserungsfaktor für Verbrauchseinsparungen nach [33]
- $GF_{OC}$ : Gewichtungsfaktor eines batterieelektrischen OC-Busses

Zur Bestimmung des Gewichtungsfaktors wird näherungsweise angenommen, dass die Gewichtsunterschiede zwischen ON- und OC-Bussen ausschließlich auf die unterschiedlichen Batterietypen respektive Batteriekapazitäten zurückzuführen sind. Angelehnt an [33, 47] wird für den gelegentlichladenden Bus eine Batteriekapazität von 75 kWh angenommen. Für die depotladende Variante wird die Batteriekapazität entsprechend der Angaben in der Fahrzeugbrochure auf 250 kWh festgelegt (vgl. Tab. 9-5). Laut [48] werden im eCitaro® in der Standard-ON-Variante Hochenergiebatterien mit Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid (NMC) als Kathodenmaterial eingesetzt. Die gravimetrische Energiedichte dieses Batterietyps beträgt derzeit ca. 150 Wh/kg [49].

In OC-Bussen werden aufgrund der hohen Ladeleistungen häufig Lithiumtitanat-Batterien (LTO-Batterien) eingesetzt [33]. Mangels konkreterer Informationen wird angenommen, dass dieser Batterietyp auch in der OC-Variante des eCitaro® zum Einsatz kommt. Entsprechend [49] wird für die gravimetrische Energiedichte dieser sog. Hochleistungsbatterien ein Wert von 90 Wh/kg gewählt (s. Tab. 9-9).

Tab. 9-9: Angenommene Spezifikationen der Batteriespeicher der ON- und OC-Busse

	eCitaro® (ON)	eCitaro® (OC)
Ladestrategie	Depotladung	Gelegenheitsladung
Batterietyp <sup>1)</sup>	Hochenergiebatterie	Hochleistungsbatterie
Zellchemie	NMC	LTO <sup>1)</sup>
Gravimetrische Energiedichte <sup>1)</sup>	150 Wh/kg	90 Wh/kg
Leergewicht Fahrzeug	13.700 kg	12.867 kg <sup>2)</sup>
<sup>1)</sup> Eigene Annahmen, abgeleitet aus Literaturquellen (z.B. [49]). <sup>2)</sup> Abgeleitet aus den gravimetrischen Energiedichten der Batterietypen.		

Aus den Leergewichtsunterschieden in Tab. 9-9 ergibt sich für  $GF_{OC}$  ein Wert von 0,97.

Für den Verbrauchsfaktor  $VF_{BE}$  wurde von [46] aus ON-Bus-Verbrauchsmessungen ein Wert von 0,45 bestimmt. In Anbetracht der Technologiefortschritte im Bereich der Elektromobilität wird Gl. 9.3 in dieser Studie zusätzlich um einen Technologieverbesserungsfaktor erweitert und die Repräsentativität der ursprünglichen Verbrauchsformel nach [46] überprüft.

Aufgrund fehlender Realdaten und des starken Einflusses der Witterungsbedingungen auf die Reichweite bzw. den Energiebedarf von Elektrobussen wird der zu erwartende Jahresmittelwert des Streckenverbrauchs anhand einer Mercedes-Benz-Fahrzeugsbroschüre [42] und den darin enthaltenen maximalen Reichweiten des eCitaro® im SORT 2-Testzyklus für Sommerbetrieb, Winterbetrieb und Betrieb unter Idealbedingungen abgeschätzt (s. Tab. 9-10).

Tab. 9-10: Abschätzung des mittleren SORT 2-Streckenverbrauchs auf Basis von [42]

	Winter	Sommer	Idealbedingungen
Batteriekapazität	250 kWh		
Nutzbare Batteriekapazität <sup>1)</sup>	200 kWh		
Reichweite	110 km <sup>2)</sup>	150 km <sup>3)</sup>	250 km
Verbrauch	1,8 kWh/km	1,3 kWh/km	0,8 kWh/km
Anteil (Monate/Jahr)	0,25	0,25	0,5
Gemittelter Verbrauch	1,2 kWh/km		

<sup>1)</sup> Eigene Annahme: 80 % der Batteriekapazität sind nutzbar.  
<sup>2)</sup> inklusive Heizung.  
<sup>3)</sup> inklusive Klimatisierung.

Aus den Relationen nach [46] ergibt sich für einen ON-Bus (ohne Berücksichtigung des Technologieverbesserungsfaktors) mit 1,8 kWh/km gegenüber dem abgeschätzten SORT 2-Verbrauch (1,2 kWh/km) ein deutlich höherer Wert. Zur Angleichung der Streckenverbräuche wird für  $TF_{BE}$  daher ein Wert von 0,65 angenommen.

In Tab. 9-11 sind die Ergebnisse der angepassten Verbrauchsformel dem abgeleiteten Realverbrauch für eine SORT-2-Zyklusgeschwindigkeit von 18,6 km/h gegenübergestellt.

Tab. 9-11: Realverbrauch vs. berechneter Verbrauch (ON-Bus)

	Berechnung nach Gl. 9.3 <sup>1)</sup>	Abgeleiteter Realwert aus [42]	Berechnung nach Gl. 9.3 <sup>2)</sup>
Bauform	Solobus	Solobus	Solobus
Antrieb	BE	BE	BE
Modellreihe	-	eCitaro®	-
Zuladung	1,5 t	k.A.	1,5 t
Durchschnittsgeschwindigkeit	18,6 km/h	18,6 km/h	18,6 km/h
Energiebedarf*	183 kWh/100 km	119 kWh/100 km	119 kWh/100 km

<sup>1)</sup> Berechnung nach [46] ohne Technologieverbesserungsfaktor.  
<sup>2)</sup> Berechnung mit Technologieverbesserungsfaktor.

Zur Berechnung des zugehörigen Systemverbrauchs werden Gl. 9.3 und Gl. 9.4 um den entsprechenden Wirkungsgrad des Ladevorgangs erweitert.

$$e_{BE,X}^* = e_{BE,X} \cdot \eta_{LV,X}^{-1}$$

Gl. 9.5

$$\text{mit } \eta_{LV,X} \leq 1$$

- $e_{BE,X}^*$ : Energiebedarf eines BE-Bus mit Ladekonzept X inklusive Ladeverluste in kWh/100 km  
 $e_{BE,X}$ : Mittlerer Fahrzeugenergiebedarf eines BE-Bus mit Ladekonzept X in kWh/100 km  
 $\eta_{LV,X}$ : Wirkungsgrad des Ladevorganges bei Ladekonzept X

Angelehnt an [50] wird für den Ladewirkungsgrad, sowohl für ON-, als auch OC-Busse, ein Wert von 0,97 festgelegt.

#### 9.1.6.4 (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse

Der SORT 2-Streckenverbrauch eines (Hybrid-)Brennstoffzellenbusses wird analog zu den Abschnitten 9.1.6.2 und 9.1.6.3 in Relation zum Streckenverbrauch eines Dieselmotors bestimmt:

$$e_{FCEV} = e_{Diesel} \cdot VF_{FC} \cdot TF_{FC}$$

Gl. 9.6

$$\text{mit } TF_{FC} \leq 1$$

- $e_{FC}$ : Mittlerer H<sub>2</sub>-Bedarf eines FC-Busses in kWh/100 km  
 $e_{Diesel}$ : Nach Gl. 9.1 berechneter Verbrauch des Referenz-Dieselmotors in kWh/100 km<sup>29</sup>  
 $VF_{FC}$ : Verbrauchsfaktor eines FC-Busses  
 $TF_{FC}$ : Technologieverbesserungsfaktor für Verbrauchseinsparungen nach [33]

Nach [46] gilt für den Verbrauchsfaktor  $VF_{FC}$  eines (Hybrid-)Brennstoffzellenbusses ein Wert von 0,8.

Im Gegensatz zu den bisher betrachteten Antriebsstrangoptionen liegen den Autoren dieser Studie für Brennstoffzellenbusse keine verwertbaren Realverbräuche für definierte Durchschnittsgeschwindigkeiten und Zuladungen vor<sup>30</sup>. Die Repräsentativität der Korrelation nach [46] lässt sich in diesem Fall daher nur bedingt prüfen. Zur Orientierung werden Literaturwerte aus verschiedenen Studien und Demonstrationsprojekten herangezogen, die sich auf den in dieser Studie betrachteten Stadtbetrieb beziehen (s. Abb. 9-6).

<sup>29</sup> Heizwert Dieselkraftstoff: 35,29 MJ/L.

<sup>30</sup> Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) werden seit 2013 Brennstoffzellenbusse vom Typ Mercedes Benz Citaro FuelCELL-Hybrid<sup>®</sup> eingesetzt. Die Busse werden als Shuttle-Busse zwischen den KIT-Standorten Campus Nord, Campus Süd und Campus Ost eingesetzt und decken dabei eine Strecke von etwa 30 km pro Umlauf ab. Die Busse verkehren überwiegend auf Überlandstrecken, wodurch die Verbrauchsdaten für die im Rahmen dieser Studie gewählten Vergleichsbedingungen (Stadtbetrieb) nicht geeignet sind. Weitere Informationen zu den „KIT-H<sub>2</sub>-Shuttles“ können unter <https://www.kit.edu/kooperation/H2shuttle.php> aufgerufen werden.

Die Auswertung ergibt einen durchschnittlichen Wasserstoffbedarf von 9,2 kg/100 km für den Stadtbusbetrieb. Im besten Fall werden Verbrauchswerte von ca. 8 kg/100 km erreicht. Teilweise werden auch Verbräuche von bis zu 11 kg/100 km genannt, was den großen Einfluss der lokalen Messbedingungen (Topographie, Jahreszeit, Zuladung, Verkehrsdichte, Geschwindigkeit) verdeutlicht.

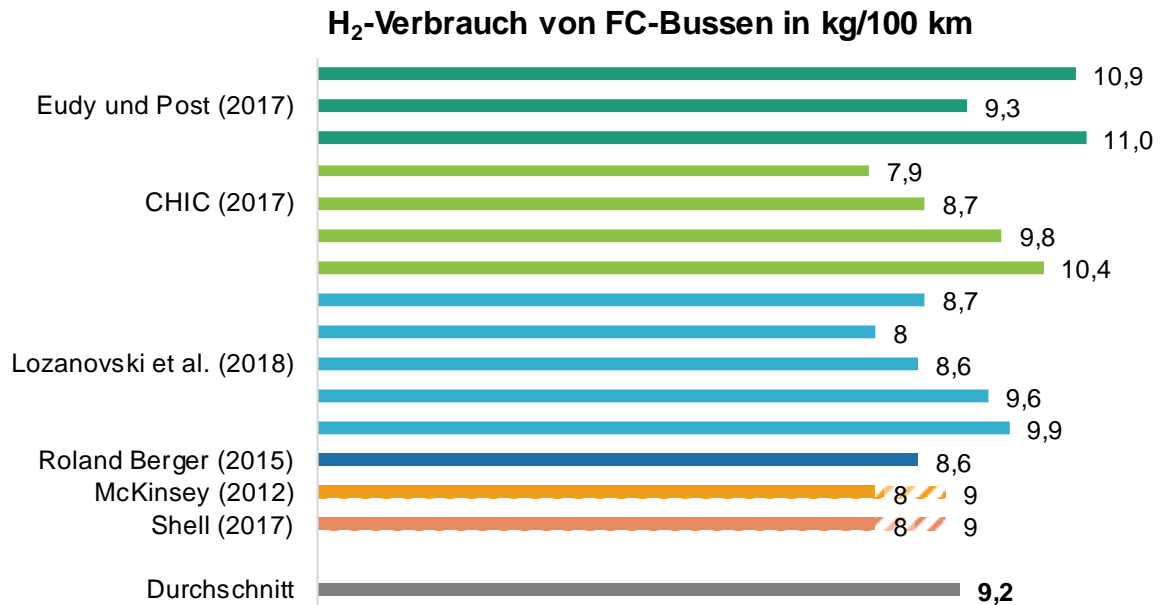


Abb. 9-6: Literaturlauswertung zu H<sub>2</sub>-Verbrauchswerten von FC-Bussen [43, 51–55]

Die Berechnung des Wasserstoffbedarfs über die Verbrauchsformel nach [46] ergibt für eine SORT 2-Zyklusgeschwindigkeit von 18,6 km/h (ohne Berücksichtigung des Technologieverbesserungsfaktors) einen Wert von 9,8 kg/100 km. Dieser Wert stimmt verhältnismäßig gut mit dem abgeleiteten, durchschnittlichen Literaturwert aus Abb. 9-6 (9,2 kg/100 km) überein. Dennoch wird für die weiteren Berechnungen ein (optimistischer) H<sub>2</sub>-Verbrauch von 8 kg/100 km angenommen. Der Technologieverbesserungsfaktor  $TF_{FC}$  wird entsprechend auf 0,82 festgelegt. Die entsprechenden Verbrauchswerte sind in Tab. 9-12 zusammengefasst.

Tab. 9-12: Durchschnittlicher Verbrauch (Literatur) vs. berechneter Verbrauch (FC-Bus)

	<b>Berechnung nach Gl. 9.6<sup>1)</sup></b>	<b>Durchschnittlicher Literaturwert</b>	<b>Berechnung nach Gl. 9.6<sup>2)</sup></b>
Bauform	Solobus	Solobus	Solobus
Antrieb	FC	FC	FC
Zuladung	1,5 t	k.A.	1,5 t
Durchschnittsgeschwindigkeit	18,6 km/h	k.A.	18,6 km/h
Energiebedarf <sup>3)</sup>	9,8 kg/100 km	9,2 kg/100 km	8,0 kg/100 km
	325 kWh/100 km	307 kWh/100 km	267 kWh/100 km

1) Berechnung nach [46] ohne Technologieverbesserungsfaktor.  
2) Berechnung mit Technologieverbesserungsfaktor.  
3) Heizwert H<sub>2</sub>: 119,96 MJ/kg.

### 9.1.6.5 Übersicht: Verbrauchswerte

Tab. 9-13 zeigt eine Übersicht der entsprechend den Abschnitten 9.1.6.1 bis 9.1.6.4 berechneten Fahrzeug- und Systemverbräuche für eine mittlere Zyklusgeschwindigkeit von 18,6 km/h (SORT 2) und eine Zuladung von 1,5 t.

Tab. 9-13: Übersicht der berechneten SORT 2-Verbrauchswerte

	<b>Diesel</b>	<b>Gas</b>	<b>BE (ON)</b>	<b>BE (OC)</b>	<b>FC (H<sub>2</sub>)</b>
<b>Kenngößen</b>					
- Technologieverbesserungsfaktor	0,92	-	0,65	-	0,82
- Verbrauchsfaktor	-	1,17	0,45	-	0,8
- Gewichtungsfaktor	-	-	-	0,97	-
- Tank-/Ladewirkungsgrad	1,0	1,0	0,97	0,97	1,0
<b>Fahrzeugenergiebedarf</b>					
- in L/100 km	41,4	-	-	-	-
- in kg/100 km	-	37,7	-	-	8,0
- in kWh/100 km	406,2	474,6	118,8	114,8	266,6
<b>Systemenergiebedarf</b>					
- in kWh/100 km	406,2	474,6	122,5	118,4	266,6



## 9.1.7 Auslegung des Linienbussystems

Der ökologische und ökonomische Vergleich erfolgt anhand eines definierten Umlaufplans bzw. Betriebsmusters. Der technologiespezifische Fahrzeug- und Infrastrukturbedarf wird aus den zugrundeliegenden Liniendaten (s. Abschnitt 9.1.5) und den SORT 2-Streckenverbräuchen (s. Abschnitt 9.1.6) abgeleitet.

### 9.1.7.1 Fahrzeugbedarf

Für Diesel-, Gas-, FC- und OC-Busse wird angenommen, dass während des Linienbetriebs kein zusätzlicher Nachlade- bzw. Betankungsvorgang erforderlich ist. In Anlehnung an [33] wird die benötigte Fahrzeuganzahl über den Quotienten aus der Gesamt-Umlaufzeit eines Busses und dem Linientakt ermittelt.

$$n_{Bus} = \frac{t_{Umlauf}}{Takt}, \quad n_{Bus} \in \mathbb{N} \quad \text{Gl. 9.7}$$

$n_{Bus}$ : Benötigte Fahrzeuganzahl für den Linienbetrieb

$t_{Umlauf}$ : Umlaufzeit eines Busses als Summe aus Fahrtzeit und Wendezeit in min

$Takt$ : Taktung der betrachteten Linie in min

Für die ON-Busse ist aufgrund der begrenzten Reichweite davon auszugehen, dass die benötigte Tagesfahrleistung nicht ohne ein erneutes Nachladen erbracht werden kann [34]. In diesem Fall wird die Fahrzeuganzahl nach [33] anhand der Reichweite und der zu erbringenden Tagesfahrleistung ermittelt. Dementsprechend sind folgende Fälle zu unterscheiden:

**Fall 1:**  $s_{ON} \geq s_{Tag}$  Gl. 9.8

**Fall 2:**  $s_{ON} < s_{Tag}$  Gl. 9.9

$s_{ON}$ : Reichweite des ON-Busses mit einer Batterieladung in km

$s_{Tag}$ : Zu erbringende Tageskilometer laut Umlaufplan in km

In Fall 1 ist die Reichweite ausreichend, um den Linienbetrieb ohne zusätzlich Nachladung aufrechtzuerhalten. Die benötigte Fahrzeuganzahl wird dementsprechend analog zu Gl. 9.7 berechnet.

$$n_{Bus} = n_{Bus,ON} \quad \text{Gl. 9.10}$$

In Fall 2 entsteht gegenüber den übrigen Antriebskonzepten ein Mehrbedarf an Fahrzeugen. Die benötigte Gesamtfahrzeuganzahl wird angelehnt an [56] über folgende Gleichung abgeschätzt:

$$n_{Bus,ON} = n_{Bus} + \frac{t_{LV}}{t_{max,LV}}, \quad n_{Bus,ON} \in \mathbb{N} \quad \text{Gl. 9.11}$$

- $n_{Bus,ON}$ : Benötigte Anzahl an depotladenden Bussen
- $n_{Bus}$ : Benötigte Fahrzeuganzahl nach konventioneller Rechnung (Gl. 9.7)
- $t_{LV}$ : Benötigte zusätzliche Ladezeit für die geforderten Tageskilometer in h
- $t_{max,LV}$ : Maximal zur Verfügung stehende zusätzliche Ladezeit in h

Die in Gl. 9.11 enthaltene zusätzlich benötigte Ladezeit  $t_{LV}$  wird aus einer vereinfachten Energiebilanz ermittelt (s. Gl. 9.12):

$$t_{LV} = \frac{(s_{Tag} - s_{ON}) \cdot e_{BE,ON,max}}{L_{Depot} \cdot \eta_{LV,ON}} \quad \text{Gl. 9.12}$$

- $t_{LV}$ : Benötigte zusätzliche Ladezeit für die geforderten Tageskilometer in h
- $s_{Tag}$ : Zu erbringende Tageskilometer laut Umlaufplan in km
- $s_{ON}$ : Minimale Reichweite des ON-Busses mit einer Batterieladung in km
- $e_{BE,ON,max}$ : Maximaler Streckenverbrauch eines depotladenden Busses in kWh/km
- $L_{Depot}$ : Ladeleistung der Ladepunkte im Depot in kW
- $\eta_{LV,ON}$ : Wirkungsgrad des Ladevorganges bei Depotladung

Um den Mehrbedarf an Fahrzeugen möglichst gering zu halten wird von einem optimierten Betriebsablauf ausgegangen. Die maximal zur Verfügung stehende Ladezeit  $t_{max,LV}$  wird in diesem Fall aus der Summe der Zeitintervalle, in denen keine Haltestelle bedient wird (Linientakt) und der für die An- und Abfahrt der Ladepunkte (Leerfahrt) benötigten Zeitdauer ermittelt (s. Gl. 9.13)

$$t_{max,LV} = N_{Umlauf} \cdot \frac{t_{Umlauf}}{n_{Bus}} - t_{Depot} \quad \text{Gl. 9.13}$$

- $t_{max,LV}$ : Maximal zur Verfügung stehende Zeit für den zusätzlichen Ladevorgang in h
- $t_{Umlauf}$ : Umlaufzeit eines Busses als Summe aus Fahrtzeit und Wendezeit in min
- $t_{Depot}$ : Benötigte Zeit für An- und Abfahrt der Depotladepunkte

Für den maximalen Streckenverbrauch eines ON-Busses ergibt sich entsprechend Tab. 9-10 ein Wert von 1,8 kWh/km. Für die Ladeleistung je Ladepunkt im Depot wird im Rahmen dieser Studie ein Wert von 75 kW angenommen (Details s. Abschnitt 9.1.6.3). Für die Leerfahrt zu den Depotladepunkten und die Rückfahrt zur Ausgangshaltestelle wird eine Zeitdauer von insgesamt 10 Minuten angesetzt.

### 9.1.7.2 Tank- und Ladeinfrastrukturbedarf

Der Tank- bzw. Ladeinfrastrukturbedarf korreliert mit der Anzahl an Fahrzeugen und dem Energiebedarf des Linienbetriebs. Um einen stabilen Linienbetrieb zu gewährleisten, ist es insbesondere bei OC-Bussen sinnvoll, die Auslegung auf Basis des maximalen Systemverbrauchs (inkl. Ladeverluste)<sup>31</sup> durchzuführen.

Für Diesel-, Gas- und (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse wird angenommen, dass es sich bei den zugeordneten Tankstellen um Großanlagen handelt, deren Kapazität für eine Versorgung von 50 Fahrzeugen ausgelegt ist.

Für ON-Busse wird angenommen, dass die Anzahl der benötigten Ladepunkte auf dem Betriebshof der Anzahl der für den Linienbetrieb eingesetzten Fahrzeuge entspricht (s. Gl. 9.14).

$$n_{L,ON} = n_{L,D} = n_{Bus,ON} \quad \text{Gl. 9.14}$$

$n_{L,ON}$ : Benötigte Anzahl an Ladepunkten für depotladende Busse

$n_{L,D}$ : Benötigte Anzahl an Ladepunkten im Depot

$n_{Bus,ON}$ : Anzahl an depotladenden Bussen

Bei Gelegenheitsladern wird zunächst ebenfalls für jeden Bus ein Ladepunkt auf dem Betriebshof hinterlegt (s. Gl. 9.15).

$$n_{L,OC} = n_{L,D} + n_{L,SL} = n_{Bus,OC} + n_{L,SL} \quad \text{Gl. 9.15}$$

$n_{L,OC}$ : Benötigte Anzahl an Ladepunkten für gelegheitsladende Busse

$n_{L,D}$ : Benötigte Anzahl an Ladepunkten im Depot

$n_{L,SL}$ : Benötigte Anzahl an Schnellladestationen

$n_{Bus,OC}$ : Anzahl an gelegheitsladenden Bussen

<sup>31</sup> Für Diesel-, Gas- und Wasserstoffbusse wird angenommen, dass keine Betankungsverluste auftreten und der Systemverbrauch jeweils dem Streckenverbrauch entspricht.

Zusätzlich werden entlang der Strecke bzw. an den Endhaltestellen Schnellladesäulen benötigt (s. Gl. 9.16).

$$n_{L,SL} = n_{L,SL,EH} + n_{L,SL,SH} \quad \text{Gl. 9.16}$$

- $n_{L,SL}$ : Benötigte Anzahl an Schnellladestationen
- $n_{L,SL,EH}$ : Benötigte Anzahl an Schnellladestationen an den Endhaltestellen
- $n_{L,SL,SH}$ : Benötigte Anzahl an Schnellladestationen entlang der Strecke

Zur Auslegung der Schnellladeinfrastruktur wird angenommen, dass an jeder Endhaltestelle pro Fahrtrichtung je eine Schnellladestation errichtet werden muss<sup>32</sup>. Damit ergibt sich für die hier betrachtete Modelllinie eine Gesamtzahl von 2 Schnellladestationen.

$$n_{L,SL,EH} = 2 \quad \text{Gl. 9.17}$$

Der zusätzliche Bedarf an Schnellladesäulen entlang der Strecke wird gemäß [33] anhand eines iterativen Prozesses unter Berücksichtigung der Energiebilanz des Tageseinsatzes, der effektiv nutzbaren Batteriekapazität, der Ladeleistung und der zur Verfügung stehenden Ladedauer ermittelt. Für die mathematischen Zusammenhänge gilt:

**Fall 1:**  $K_{B,eff,OC} + L_{Tag,EH} - e_{Tag,OC,max} \geq 0 \rightarrow n_{L,SL,SH} = 0 \quad \text{Gl. 9.18}$

**Fall 2:**  $K_{B,eff,OC} + L_{Tag,EH} - e_{Tag,OC,max} < 0 \rightarrow n_{L,SL,SH,n+1} = 2(n + 1), n \in \mathbb{N} \quad \text{Gl. 9.19}$

- $K_{B,eff,OC}$ : Effektiv nutzbare Batteriekapazität der OC-Busse in kWh
- $L_{Tag,EH}$ : Über den Tag an den Endhaltestellen nachladbare Energie pro Fahrzeug in kWh
- $e_{Tag,OC,max}$ : Maximaler täglicher Energiebedarf pro Fahrzeug in kWh
- $n_{L,SL,SH}$ : Benötigte Anzahl an Schnellladestationen entlang der Strecke
- $n$ : Iterationsparameter

Um den Aufbau der Schnellladestationen auf ein Minimum zu reduzieren, tritt Gl. 9.19 nur dann in Kraft, wenn eine sukzessive Erhöhung der Ladeleistung der Endhaltestellenladepunkte auf technisch realisierbare Werte nicht ausreicht, die Energiebilanz gemäß Gl. 9.18 zu erfüllen. Eine Erhöhung der Batteriekapazität der betrachteten Busse wird aufgrund der hohen zusätzlichen Kosten im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

<sup>32</sup> Für eine beispielhafte Darstellung der Modelllinie/ Modellroute s. Abb. 9-1 oder Abb. 9-2.

## 9.2 Total Cost of Ownership (TCO)

Der wirtschaftliche Vergleich der betrachteten Linienbuskonzepte erfolgt auf Basis eines Total-Cost-of-Ownership-Ansatzes (kurz: TCO-Ansatz). Hierbei handelt es sich um eine Methode der Kostenrechnung, die sämtliche Kosten und Folgekosten eines Produkts bzw. einer Dienstleistung (hier: Personentransport) berücksichtigt und so einen einheitlichen Kostenvergleich zwischen verschiedenen Technologien ermöglicht.

Die Kostenbetrachtung erfolgt auf Basis der Annuitätenmethode. Berücksichtigt werden die Investitions- bzw. Kapitalkosten der Fahrzeuge und der (Lade-)Infrastruktur<sup>33</sup>, die Kosten für Ersatzbeschaffungen, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Fahrpersonalkosten sowie die Kosten für Betriebsstoffe (Kraftstoffe, elektrische Energie, AdBlue®) (s. Abb. 9-7). Zusätzlich werden auf Basis der EU-Richtlinie 2009/33/EG (Clean Vehicles Directive) bzw. dem daraus hervorgegangenen § 68 der Verordnung über die Vergabe öffentlicher Aufträge (Vergabeverordnung, VgV) [57] die Emissionen von Schadstoffen und Treibhausgasen monetarisiert. Sonstige Kosten wie z.B. Gemein- oder Versicherungskosten werden im Rahmen dieser Studie vernachlässigt. Es wird angenommen, dass zwischen diesen Kostenelementen keine technologiespezifischen Unterschiede bestehen.

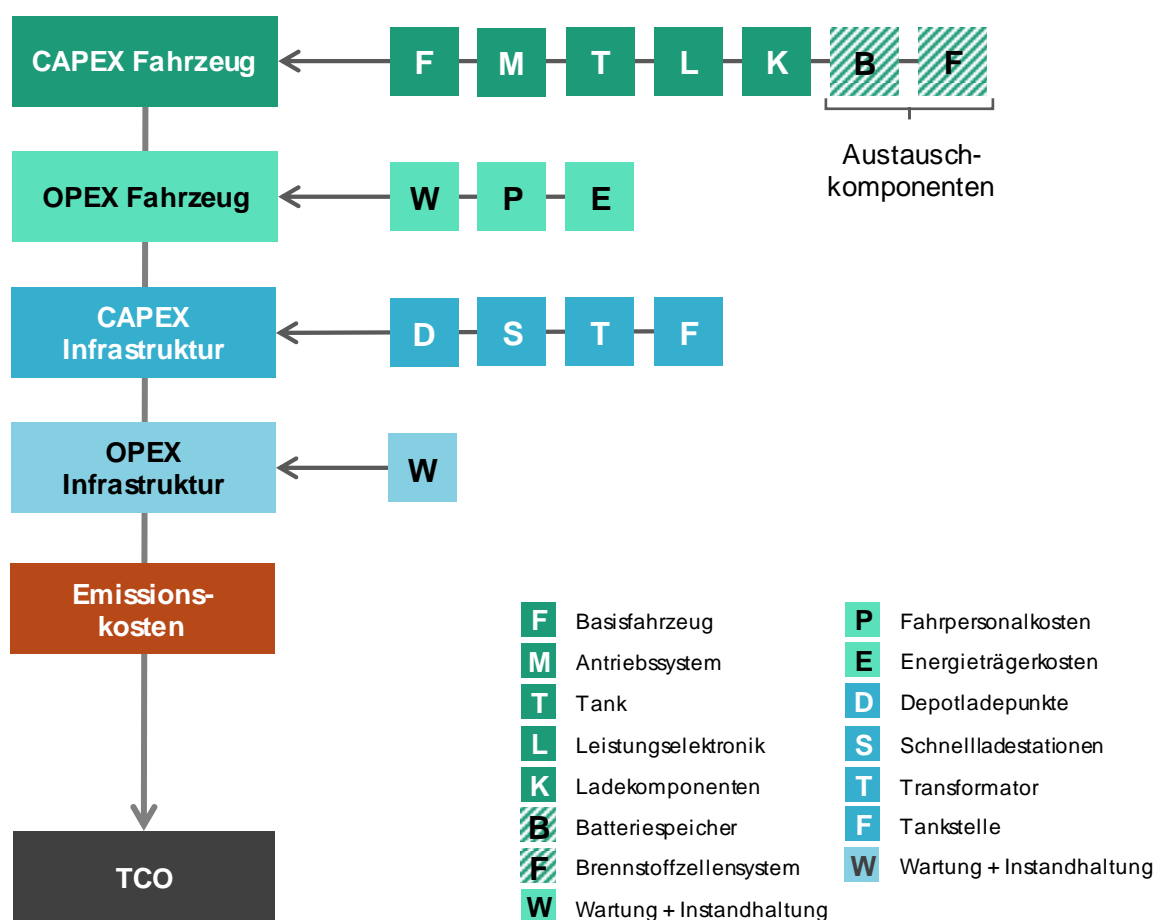


Abb. 9-7: Übersicht der berücksichtigten Kostenelemente für die TCO-Berechnung

<sup>33</sup> Die Kosten für die Aus- bzw. Umrüstung von Werkstattgebäuden werden in dieser Studie vernachlässigt.

Die betrachteten Kosten werden über den Gesamtnutzungszeitraum inflationsbereinigt und auf den Beschaffungszeitpunkt (hier: 2018) abgezinst bzw. in reelle Barwerte überführt. Es wird vereinfacht angenommen, dass alle Fahrzeuge am Ende ihrer Nutzungsdauer einen Restwert von 0 € aufweisen.

Ferner werden für alle kontinuierlich bzw. periodisch anfallenden Kostenelemente (Energieträger, Austauschkomponenten, etc.) literaturbasierte Annahmen für die Entwicklung der Kosten über den betrachteten Gesamtnutzungszeitraum getroffen.

## 9.2.1 Investitionen

Der Gesamtinvestitionsbedarf, d.h. der Investitionsbedarf für Fahrzeuge und Infrastruktur ist sowohl von den technologiespezifischen Komponentenkosten als auch von der benötigten Anzahl an Fahrzeug- und Infrastruktureinheiten abhängig. Dieser Bedarf wird auf Basis der in Abschnitt 9.1.7 vorgestellten Methodik ermittelt. Die entsprechenden Ergebnisse sowie die angenommenen Komponentenkosten werden in den nachfolgenden Unterabschnitten vorgestellt.

### 9.2.1.1 Fahrzeuge

Entsprechend Abschnitt 9.1.7.1 ergeben sich für die betrachteten Antriebskonzepte teilweise unterschiedliche Fahrzeugbedarfszahlen. Aus Gl. 9.7 bzw. Gl. 9.11 folgt unter Berücksichtigung des in Tab. 9-6 definierten Linienbetriebsmusters ein Mindestbedarf von 6 Fahrzeugen für Diesel-, Gas-, FC- und OC-Busse. Im Falle der ON-Busse steigt der Fahrzeugbedarf aufgrund der geringeren Reichweite auf insgesamt 8 Fahrzeuge an<sup>34</sup> (s. Tab. 9-14).

Tab. 9-14: Berechnung der benötigten Fahrzeuganzahl der Modelllinien

		Diesel	Gas	BE (ON)	BE (OC)	FC (H <sub>2</sub> )
Ø-Streckenverbrauch	kWh/km	4,06	4,75	1,19	1,15	2,67
Ø-Reichweite	km	519	467	168	-	438
Umlauflänge	km	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
Fahrzeit pro Route	min	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
Wendezeit pro Route	min	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Taktung	min	20	20	20	20	20
Anzahl Busse	-	6	6	8	6	6

Die Bestimmung der Fahrzeugkosten erfolgt auf Basis eines „Bottom-up“-Ansatzes. Das bedeutet, dass die Fahrzeuge gemäß Abschnitt 9.1.1 zunächst in ihre technologiespezifischen Komponenten unterteilt werden. Technologieunabhängige Fahrzeugbestandteile werden dabei in der Position „Basisfahrzeug“ zusammengefasst (vgl. Abb. 9-7). Diese Vorgehensweise

<sup>34</sup> Ein zusätzlicher Fahrzeugbedarf zu Stoßzeiten aufgrund der reduzierten Fahrgastkapazität bei ON-Bussen wurde in dieser Studie nicht untersucht.

hat den Vorteil, dass die abgeleiteten Kosten einerseits unabhängig von der aktuellen Marktsituation sind und andererseits eine komponentenspezifische Kostenentwicklung implementiert werden kann.

In Tab. 9-15 sind die Komponentenkosten der betrachteten Linienbuskonzepte zusammengefasst. Die gewählten Werte wurden mit Herstellern diskutiert und deren Repräsentativität überprüft.

Tab. 9-15: Technologiespezifische Komponentenkosten der betrachteten Linienbusse

		<b>Diesel</b>	<b>Gas</b>	<b>BE (ON)</b>	<b>BE (OC)</b>	<b>FC (H<sub>2</sub>)</b>	<b>Quelle</b>
Basisfahrzeug <sup>1)</sup>	€	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	-
Batteriespeicher	€/kWh	-	-	750	1000	750	[34]
Brennstoffzelle	€/kW	-	-	-	-	830 <sup>5)</sup>	[54]
Wasserstofftank	€/kg	-	-	-	-	860 <sup>5)</sup>	[58]
Antriebssystem <sup>2)</sup> (ICEV)	€	45.000	75.000 <sup>3)</sup>	-	-	-	[34]
Antriebssystem <sup>4)</sup> (BEV, FCEV)	€	-	-	105.000	105.000	105.000	[33]
Ladekomponenten	€	-	-	5.000	15.000	-	[33]
Gesamtkosten	€	245.000	275.000	497.500	395.000	325.175	-

<sup>1)</sup> Kosten beruhen auf eigener Annahme.

<sup>2)</sup> Beinhaltet alle ICE-spezifischen Komponenten (Motor, Abgasreinigung, Getriebe, Tank, etc.).

<sup>3)</sup> Annahme Mehrkosten für gasspezifische Komponenten: 30.000 € (Hersteller-Angabe).

<sup>4)</sup> Beinhaltet alle batteriebuspezifischen Antriebs-Komponenten (Leistungselektronik, E-Antrieb, etc.).

<sup>5)</sup> Wert für 2018 ermittelt via Interpolation zwischen gegebenen Stützjahren (2015,2020).

Die Unterschiede bei den Batteriekosten ergeben sich aus den unterschiedlichen Ladeleistungsanforderungen bei ON- und OC-Konzepten. Für OC-Busse und Brennstoffzellenbusse werden häufig Hochleistungsbatterien vom Typ LTO (Lithium-Titanat-Oxid) eingesetzt, die in einer verhältnismäßig kurzen Zeit große Energiemengen aufnehmen können [33, 34]. Bei ON-Bussen werden in der Regel Hochenergiebatterien verwendet, die speziell auf die Speicherung großer Energiemengen ausgelegt sind, jedoch nur mit deutlich reduzierten Ladeleistungen geladen werden können [34]. Im Vergleich zu Hochleistungsbatterien sind die spezifischen Kosten von Hochenergiebatterien geringer [34, 49]

### 9.2.1.2 Ersatzbeschaffungen

Batterien und Brennstoffzellen unterliegen Alterungsvorgängen, die den Einsatz dieser Komponenten zeitlich begrenzen. Im Rahmen dieser Studie wird angelehnt an [33, 59–61] eine über den Fahrzeugnutzungszeitraum gemittelte Batterielebensdauer von 6 Jahren angenommen. Dieser Wert entspricht marktüblichen Herstellergarantien [33, 47]. Die Gewährleistung ist jedoch insbesondere bei batterieelektrischen Bussen<sup>35</sup> häufig an bestimmte Betriebsbedingungen geknüpft, die beispielsweise die maximale Entladetiefe respektive den nutzbaren Kapazitätsbereich vorgeben [33]. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass der Ladezustand der Batterie, unabhängig von der zugrundeliegenden Nachladestrategie, einen Wert von 20 % nicht unterschreiten darf.

Für Brennstoffzellen wird auf Basis von [54, 59] eine mittlere Lebensdauer von 4 Jahren über die betrachtete Fahrzeugnutzungsdauer angenommen.

Tab. 9-16 zeigt eine Übersicht der gewählten Nutzungs- bzw. Gewährleistungszeiträume der Fahrzeuge und Austauschkomponenten.

Tab. 9-16: Fahrzeugnutzungsdauer und Lebensdauer der Austauschkomponenten

	<b>Fahrzeug</b>	<b>Batterie</b>	<b>Brennstoffzelle</b>
OC-Bus	12	6	-
ON-Bus	12	6	-
FC-Bus	12	6	4

### 9.2.1.3 Infrastruktur

Für die Berechnung der erforderlichen Infrastrukturinvestitionen wird zunächst entsprechend Abschnitt 9.1.7.2 der Bedarf an Tankstellen bzw. Ladepunkten ermittelt. Sowohl für ON-Busse als auch für OC-Busse wird je ein Depot-Ladepunkt pro Fahrzeug mit einer Ladeleistung von maximal 75 kW angenommen. Die benötigte Anzahl an Schnellladesäulen für OC-Busse wird entsprechend Gl. 9.16 - Gl. 9.19 bestimmt. Für die (iterative) Berechnung werden Ladeleistungen von 150 kW, 200 kW, 300 kW und 450 kW berücksichtigt. Zusätzlich wird angenommen, dass ab einer Ladeleistung von 300 kW eine Trafostation errichtet werden muss [33].

Für Diesel-, Gas- und Brennstoffzellenfahrzeuge wird eine Tankstelle mit einer Versorgungskapazität von 50 Bussen hinterlegt. Im Falle der Dieselsebuse wird angenommen, dass die Tankstelle bereits existiert und kein Neubau erforderlich ist. Tab. 9-17 zeigt eine Übersicht der benötigten Anzahl an Ladesäulen respektive Tankstellen.

<sup>35</sup> Bei Brennstoffzellenbussen ist die Batterie kein primärer Energiespeicher.



Tab. 9-17: Benötigte Anzahl an Ladesäulen bzw. Tankstellen je Antriebskonzept

	Diesel	Gas	BE (ON)	BE (OC)	FC (H <sub>2</sub> )
Tankstelle	(1)	1	-	-	1
Ladesäule Depot (75 kW)	-	-	8	6	-
Schnellladesäule (200 kW)	-	-	-	2	-

In Tab. 9-18 sind die spezifischen Kosten der Ladeinfrastrukturkomponenten bzw. die Kosten für die „betriebsbereiten“ Tankpunkte (Zapfsäule, Speicher, Zuleitungen, etc.) dargestellt. Die Aufwendungen für die Ladesäulen basieren auf den Annahmen von [33] und [34] und beinhalten die Kosten für die Ladehardware, die Installationskosten bei einfachem bis mittlerem Bauaufwand, sowie die Anschlusskosten ohne Mittelspannungs-/Niederspannungs-Transformator. Bei der CNG- und der Wasserstofftankstelle werden die Anschaffungskosten anteilig auf die Fahrzeugflotte umgelegt. Die Investitionskosten der Dieselmotortankstelle werden ausschließlich für die Berechnung der Wartungs- und Instandhaltungskosten der Infrastruktur verwendet.

Tab. 9-18: Kosten der berücksichtigten Lade- bzw. Tankinfrastruktur

Kosten		Diesel	Gas	BE (ON)	BE (OC)	FC (H <sub>2</sub> )	Quelle
Tankstelle	€/50 Busse	(300.000)	1.200.000	-	-	2.500.000	[46]
Ladesäule Depot <sup>1)</sup>	€/kW	-	-	850	850	-	[34]
Schnellladesäule <sup>2)</sup>	€/kW	-	-	-	875	-	[34]
Trafostation	€	-	-	(50.000)	(50.000)	-	[33]
Gesamtkosten	€/Bus	(6.000)	24.000	63.750	122.083	50.000	-

<sup>1)</sup> Mittelwert der in [34] genannten Bandbreite (700 - 1000 €/kW).  
<sup>2)</sup> Mittelwert der in [34] genannten Bandbreite (750 - 1000 €/kW).

## 9.2.2 Kapitalkosten

Die Kapitalkosten fallen in Form von Abschreibungen und Zinsen an. Vorhandene Fördermittel werden nicht berücksichtigt. Ebenso wird angenommen, dass die Busse vollständig durch Fremdkapital finanziert werden. Tab. 9-19 zeigt eine Übersicht der im Rahmen dieser Studie verwendeten ökonomischen Kenngrößen.

Tab. 9-19: Ökonomische Kenngrößen für die TCO-Berechnung

• Nutzungsdauer Fahrzeug	a	12
• Nutzungsdauer Infrastruktur	a	24
• Diskontsatz	%/a	5

## 9.2.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten umfassen sämtliche Kosten, die sich aus der Nutzung der Fahrzeuge und der Infrastruktur ergeben. Neben den Kosten für Energieträger und Zusätze (AdBlue®) zählen dazu auch die Personalkosten sowie die Kosten für die Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge und der Infrastruktur.

### 9.2.3.1 Energieträger und AdBlue®

Für die TCO-Berechnung wurden den betrachteten alternativen Antriebskonzepten sowohl fossile, als auch erneuerbare Kraftstoffoptionen zugeordnet (s. Abb. 9-8).

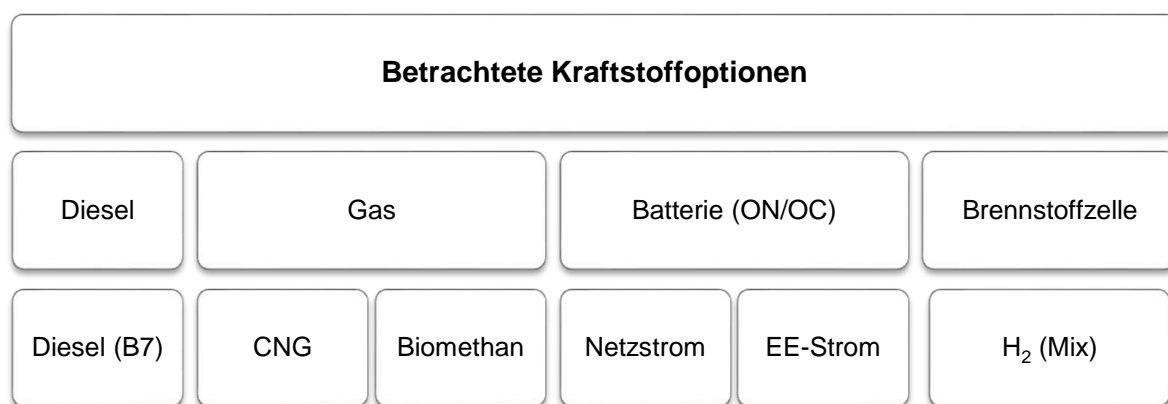


Abb. 9-8: Übersicht der berücksichtigten Kraftstoffoptionen

Erneuerbarer Wasserstoff (E-H<sub>2</sub>) und erneuerbares Methan (E-Methan) aus Power-to-Gas-Prozessen wurden aufgrund der Unwägbarkeiten hinsichtlich der (aktuellen) Preisniveaus bzw. der zukünftigen Preisentwicklung nicht betrachtet.

Für die Berechnung der Kraftstoff- und AdBlue®-Kosten werden typische Tankstellenpreise aus dem Jahr 2018 verwendet. Den batterieelektrischen Bussen wird der durchschnittliche Strompreis für Industriekunden im Jahr 2018 zugrunde gelegt. Für den Betrieb mit erneuerbarer elektrischer Energie werden auf Basis eines Preisvergleichs von Ökostrom- und Netzstromtarifen für Industriekunden Mehrkosten von 3 % angenommen.

Sämtliche Preise wurden anschließend um die Mehrwertsteuer bereinigt und die jeweils geltenden ÖPNV-Energiesteuerentlastungen berücksichtigt, die sich aus § 56 EnergieStG bzw. § 9c StromStG ergeben. Im Falle von Wasserstoff wird der von der Clean Energy Partnership (CEP) in Anlehnung an die Preise konventioneller Flüssigkraftstoffe festgelegte Bezugspreis von 9,50 € angesetzt.

Tab. 9-20 zeigt eine Übersicht der für das Beschaffungsjahr (hier: 2018) verwendeten Nettopreise (exkl. Mehrwertsteuer, exkl. Energiesteuer) bzw. Netto-Bezugspreise (exkl. Mehrwertsteuer, inkl. reduzierte ÖPNV-Energiesteuer) der Energieträger.

Tab. 9-20: Brutto- und Nettopreise der berücksichtigten Energieträger im Jahr 2018

		Bruttopreis		Nettopreis <sup>1)</sup>	Steuerentlastung nach § 56 EnergieStG	Steuerentlastung nach § 9c StromStG	Netto-Bezugspreis
Strom <sup>2)</sup>	ct/kWh	18,47	[62] <sup>3)</sup>	16,42	-	0,908	17,57
EE-Strom	ct/kWh	18,74	- <sup>3)</sup> , 4)	16,69	-	0,908	17,83
Diesel	€/L	1,28	[63]	0,61	0,054	-	1,02
AdBlue	€/L	0,59	- <sup>5)</sup>	0,49	-	-	0,49
CNG	€/kg	1,10	[64]	0,42	0,013 <sup>6)</sup>	-	0,91
Biomethan	€/kg	1,20	- <sup>7)</sup>	0,57	0,014 <sup>8)</sup>	-	0,99
H <sub>2</sub>	€/kg	9,50	[65]	-	-	-	9,50

<sup>1)</sup> Ohne Energie- und Mehrwertsteuer.  
<sup>2)</sup> Strompreis für Industriekunden 2018 (Jahresverbrauch: 160.000 bis 20 Mio. kWh).  
<sup>3)</sup> Stromsteuer für ÖPNV-Betriebe: 2,05 ct/kWh.  
<sup>4)</sup> eigene Annahme; Tarifvergleich.  
<sup>5)</sup> eigene Annahme; typischer Tankstellenpreis.  
<sup>6)</sup> Heizwert CNG: 45,27 MJ/kg.  
<sup>7)</sup> eigene Annahme; typischer Tankstellenpreis (+ 10 ct/kg gegenüber fossilem CNG).  
<sup>8)</sup> Heizwert Biomethan: 50 MJ/kg.

Für die Berechnung der AdBlue<sup>®</sup>-Kosten wird ein Bedarf von 2 % des Streckenverbrauchs eines Dieselmotors angenommen [38].

### 9.2.3.2 Personalkosten

Die Kosten für das Fahrpersonal werden in Anlehnung an [51] pauschal auf 80.000 €/Bus\*a festgelegt. Vereinfacht wird davon ausgegangen, dass für ON-Busse trotz des Fahrzeugmehrbedarfs nicht mehr Personal für den Linienbetrieb benötigt wird. Das bedeutet, dass der zusätzliche Zeitaufwand, der für den Austausch der Busse zu erbringen ist (Leerfahrten zum Depot), bei der Berechnung der Personalkosten vernachlässigt wird.

Weitere Personalkosten z.B. für Verwaltungs- oder Reinigungspersonal werden nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass in diesen Fällen keine technologiespezifischen Unterschiede vorliegen. Die Kosten für das Wartungs- und Instandhaltungspersonal werden in den Wartungs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt.

### 9.2.3.3 Wartung- und Instandhaltung

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Fahrzeuge und Infrastruktur basieren auf den Annahmen von [33]. Die Kosten berücksichtigen sowohl den benötigten Personal- als auch den Materialeinsatz und sind über eine Nutzungsdauer von 12 Jahren gemittelt. Der Austausch von Fahrzeugkomponenten (z.B. Batterien und/oder Brennstoffzellen) wird von den Wartungskosten nicht abgedeckt. Ersatzbeschaffungen werden stattdessen separat berücksichtigt und den Anschaffungskosten zugeordnet (s. Abschnitt 9.2.1.1).

Für batterieelektrische Busse wird im Vergleich zu Euro VI-Dieselmotoren ein um 15 % geringerer Kostenaufwand angenommen. Vergleichbare Kostendifferenzen werden auch von [34] und [66] verwendet. Aufgrund der zusätzlichen mechanischen Ladekomponenten fällt der Kostenvorteil für OC-Busse geringer aus [33]. Im Falle der (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse werden aufgrund der geringeren technischen Reife um 21 % höhere Kosten erwartet (s. auch [51]). Bei den Gasbussen werden auf Basis von Herstellerangaben Mehrkosten von 5 % im Vergleich zum Dieselmotoren angesetzt.

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Lade- bzw. Tankinfrastruktur werden entsprechend [33] und [34] über einen „Instandhaltungsfaktor“ in Abhängigkeit der Infrastruktur-Anschaffungskosten bestimmt. Tab. 9-21 zeigt die im Rahmen dieser Studie angenommenen, spezifischen Wartungs- und Instandhaltungskosten respektive die verwendeten Infrastruktur-Instandhaltungsfaktoren<sup>36</sup>.

Tab. 9-21: Wartungs- und Instandhaltungskosten für Fahrzeuge und Infrastruktur

Instandhaltungskosten	Diesel	Gas	BE (ON)	BE (OC)	FC (H <sub>2</sub> )	Quelle
Fahrzeug in €/km	0,33	0,35 <sup>1)</sup>	0,28	0,29	0,40 <sup>2)</sup>	[33]
Infrastruktur in % von Invest	1	2	2	2	2	[33]

<sup>1)</sup> Eigene Annahme auf Basis von Herstellerangaben (+ 5 % im Vergleich zu Diesel).  
<sup>2)</sup> Eigene Annahme auf Basis von [51].

## 9.2.4 Emissionskosten

Mit der Verabschiedung der EU-Richtlinie 2009/33/EG [67] im Jahr 2009 wurden öffentliche Verkehrsunternehmen erstmals dazu aufgefordert, neben den Anschaffungs- und Betriebskosten auch die über die Fahrzeuglebensdauer anfallenden Umweltwirkungen als zusätzliches Kaufentscheidungskriterium bei der Neubeschaffung von Fahrzeugen zu berücksichtigen. Zu diesem Zweck wurde eine Monetarisierung der Tank-to-Wheel-Emissionen ausgewählter Schadstoffe bzw. Treibhausgase vorgenommen. Durch die Festlegung auf den Tank-to-Wheel-Ansatz werden erneuerbare Gase (CRG, Compressed Renewable Gases) de facto als fossile Kraftstoffe gewertet. Das bedeutet, dass für Biomethan und CNG jeweils dieselben Emissionskosten anzusetzen sind.

In Deutschland wurde die Clean Vehicles Directive in Form des § 68 der Verordnung über die Vergabe öffentlicher Aufträge (Vergabeverordnung, VgV) umgesetzt. Tab. 9-22 zeigt die in § 68 VgV berücksichtigten Stoffe und die jeweils zugeordneten Emissionskosten.

<sup>36</sup> Die angegebenen Kosten sind Durchschnittskosten, die eine Fahrzeugnutzungsdauer von 12 Jahren berücksichtigen.

Tab. 9-22: Emissionskosten nach § 68 VgV [57]

<b>Kohlenstoffdioxid</b>	CO <sub>2</sub>	0,000035	€/g
<b>Stickoxide</b>	NO <sub>x</sub>	0,0044	€/g
<b>Partikelförmige Abgasbestandteile</b>	PM	0,087	€/g
<b>Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe</b>	NMHC	0,001	€/g

Batterieelektrische Busse und (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse sind lokal emissionsfrei, d.h. es fallen keine Emissionskosten nach § 68 VgV an. Bei den Gas- und Dieselnissen werden zur Berechnung der Emissionskosten die in Abb. 4-2 dargestellten Emissionsminderungen im Vergleich zum Euro VI-Grenzwert herangezogen<sup>37</sup>. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich aus den durchschnittlichen Streckenverbrauchswerten aus Abschnitt 9.1.6.5 und den zugehörigen Emissionsfaktoren der Kraftstoffe (s. Tab. 3-2 bzw. Tab. 3-3). Für Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe (NMHC) wurde aufgrund fehlender Vergleichswerte näherungsweise der Euro VI-Grenzwert (0,16 g/kWh) verwendet. Die Emissionswerte und die daraus berechneten Emissionskosten in €/km sind in Tab. 9-23 dargestellt.

Tab. 9-23: Berechnete Emissionskosten für Diesel- und Gasbusse

	Emissionen in g/(Bus*km)		Emissionskosten in €/(Bus*km)	
	Diesel	CNG/ Biomethan	Diesel	CNG/ Biomethan
<b>CO<sub>2</sub></b>	1080,22	953,64/ 941,25	0,0378	0,0334/ 0,0329
<b>NO<sub>x</sub></b>	1,23	0,87	0,0054	0,0038
<b>PM</b>	0,026	0,002	0,0022	0,0002
<b>NMHC</b>	0,65	0,76	0,00065	0,00076

## 9.2.5 Kostenentwicklungen

Insbesondere bei vergleichsweise jungen Fahrzeugtechnologien ist u.a. aufgrund von Technologieverbesserungen, zunehmender Marktdurchdringung oder der Substitution von teuren Rohstoffen durch kostengünstigere Alternativen mit einem großen Kostensenkungspotenzial zu rechnen. Für den angenommenen Batterie- und Brennstoffzellenaustausch nach jeweils 6 bzw. 4 Jahren (s. Abschnitt 9.2.1.2), ist daher davon auszugehen, dass bei der Ersatzbeschaffung im Vergleich zur Erstbeschaffung deutlich geringere Komponentenkosten zu entrichten sind<sup>38</sup>. Für eine vergleichende Kostenbewertung der verschiedenen Antriebstechnologien, muss daher die Kostenentwicklung dieser Komponenten über die Fahrzeug-Nutzungsdauer zwingend berücksichtigt werden. Neben den betrachteten Schlüsseltechnologien unterliegen auch die Energieträgerpreise Schwankungen, die eine Annahme bezüglich der zukünftigen Entwicklung erfordern.

<sup>37</sup> In der Literatur existieren bisher kaum vergleichbare Emissionsmessungen für Euro VI-Busse. Nur vereinzelt finden sich Vergleichswerte für spezifische Schadstoffklassen wie z.B. NO<sub>x</sub> (vgl. Abschnitt 4.1.1).

<sup>38</sup> Eventuelle Technologieverbesserungen, die sich beispielsweise in einer verbesserten Komponenten-Lebensdauer oder höheren Leistungen und Kapazitäten äußern, wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

In den nachfolgenden Unterabschnitten werden die getroffenen Annahmen für die Kostenentwicklung der relevanten Positionen im bilanzierten Nutzungszeitraum vorgestellt. Die Werte entstammen dabei der Literatur. Detaillierte Informationen zu den zugrundeliegenden Szenarien sind den entsprechenden Quellen zu entnehmen.

### 9.2.5.1 Batterie und Brennstoffzelle

Für die Batteriepreisentwicklung wird auf Basis einer in [58] zitierten Metastudie von Nykvist et al. [68] eine konstante Kostendegression von 8 % pro Jahr bis 2030 angenommen. Für die Entwicklung der Kosten von Brennstoffzellen wird entsprechend einer Literaturlauswertung von [33] (Basisszenario) ebenfalls ein Kostensenkungspotenzial von 8 % angesetzt. Kunith [33] geht davon aus, dass sich die jährlichen Kostensenkungen für Brennstoffzellen ab dem Jahr 2020 halbieren. Im Rahmen dieser Studie wird jedoch analog zu den Batteriepreisen von einer konstanten Kostensenkung bis 2030 ausgegangen.

Tab. 9-24: Angenommene Kostenentwicklung für Batterien und Brennstoffzellen

		2018	2020	2025	2030
<b>ON-Batterie</b>	€/kWh	750	635	418	276
<b>OC-Batterie</b>	€/kWh	1000	846	558	368
<b>Brennstoffzelle</b>	€/kW	830	703	463	305

### 9.2.5.2 Energie und Energieträger

Die zukünftige Entwicklung der CNG-, Diesel- und Strompreise wird auf Basis der Energiereferenzprognose von Schlesinger et al. [69] angenommen.

Hierzu werden zunächst die durchschnittlichen Preissteigerungen zwischen den gegebenen Stützjahren ermittelt und diese auf die mehrwert- und energiesteuerbereinigten Energieträgerpreise aus Tab. 9-20 angewandt. Anschließend werden durch lineare Interpolation die Energieträgerpreise zwischen den Stützjahren bestimmt und die jeweils geltenden Energiesteuerätze nach § 2 EnergieStG bzw. § 3 StromStG beaufschlagt. Die Berücksichtigung der Steuerentlastungen nach § 56 EnergieStG bzw. § 9c StromStG liefert schließlich die für die TCO-Berechnung relevanten Netto-Bezugspreise für den Zeitraum 2018 bis 2030 (s. Tab. 9-25). Abweichend davon wird für Biomethan von einem konstanten Preisanstieg von 2 %/a ausgegangen.

Im Falle von Wasserstoff wird die durchschnittliche Preisentwicklung durch lineare Interpolation zwischen dem heutigen Wasserstoffpreis und dem von [70], für das Jahr 2030 angenommenen Wasserstoff-Bereitstellungskosten frei Tankstelle bestimmt. Mögliche zukünftige Steuern und Abgaben werden nicht berücksichtigt.

Tab. 9-25: Angenommene Energie- und Energieträgerpreisentwicklung

	<b>Diesel</b>	<b>CNG<sup>1)</sup></b>	<b>Bio- methan</b>	<b>Strom<sup>1)</sup></b>	<b>EE- Strom</b>	<b>H<sub>2</sub></b>
	in €/L	in €/kg	in €/kg	in €/kWh	in €/kWh	in €/kg
<b>Preisentwicklungen<sup>2)</sup></b>						
2015-2020	+ 3,4 %	+ 6,0 %	+ 2,0 %	+ 6,9 %	+ 6,9 %	-
2020-2025	+ 8,9 %	+ 11,3 %	+ 2,0 %	+ 13,0 %	+ 13,0 %	-
2025-2030	+ 9,1 %	+ 7,6 %	+ 2,0 %	- 12,8 %	- 12,8 %	-
<b>Abgeleitete Bezugs- preise<sup>3)</sup></b>						
2018	1,02	0,91	0,99	0,176	0,178	9,50
2020	1,04	0,96	1,03	0,187	0,190	8,75
2025	1,10	1,15	1,23	0,210	0,213	6,88
2030	1,16	1,32	1,44	0,184 <sup>4)</sup>	0,187 <sup>4)</sup>	5,0 <sup>5)</sup>

<sup>1)</sup> Annahme: Preisentwicklung für Industriekunden.  
<sup>2)</sup> Prozentuale Preisentwicklung auf Basis mehrwertsteuer- und energiesteuerbereinigter Prognosewerte.  
<sup>3)</sup> inkl. (reduzierter) ÖPNV-Energiesteuer  
<sup>4)</sup> Schlesinger et al. [69] gehen ab 2025 von einem moderaten Abfallen des Strompreisniveaus infolge einer sinkenden EEG-Umlage aus.  
<sup>5)</sup> Zielwert 2030.

### 9.2.5.3 Sonstige Kostenentwicklungen

Für die Kostenentwicklung der Fahrpersonalkosten wird in Anlehnung an [33] eine konstante durchschnittliche Lohnsteigerung von 2,02 % pro Jahr hinterlegt. Im Falle von AdBlue® wird eine jährliche Preissteigerung von 2 % pro Jahr angesetzt [34].

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten sind bereits über die angenommene Nutzungsdauer gemittelt. Weitere Kostenentwicklungen werden daher nicht berücksichtigt.

Bei den politisch festgelegten Emissionskosten wird vereinfacht angenommen, dass die Kosten über die betrachtete Fahrzeugnutzungsdauer konstant sind.

## 9.2.6 Ergebnisse

In Abb. 9-9 ist die ökonomische Gesamtbewertung der betrachteten Linienbussysteme (Fahrzeuge und Infrastruktur) für den Beschaffungszeitpunkt 2018 und eine Fahrzeugnutzungsdauer von 12 Jahren dargestellt.

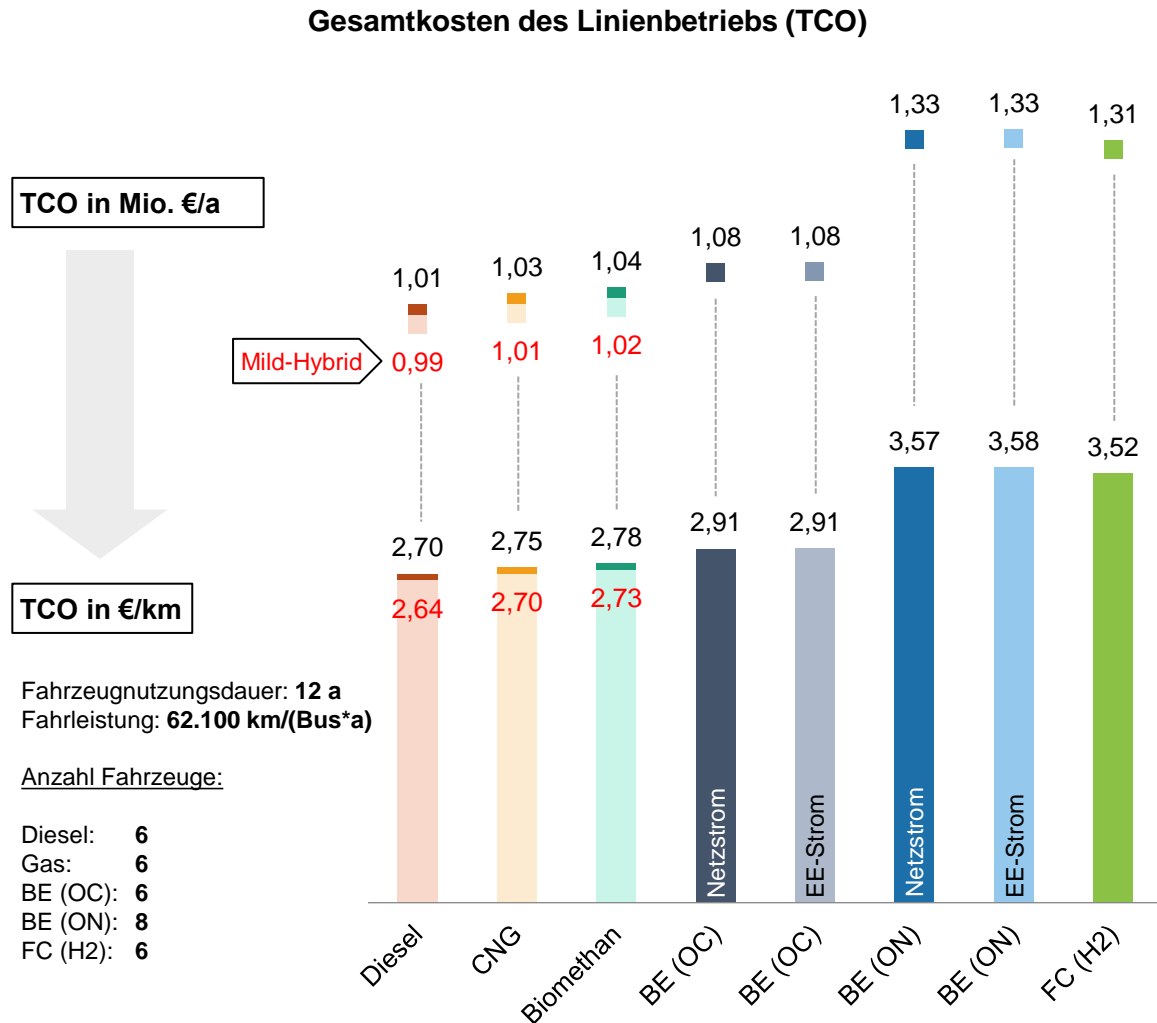


Abb. 9-9: Ergebnisse der TCO-Berechnung

Die Ergebnisse zeigen, dass Gasbusse, betrieben mit CNG oder Biomethan für die betrachteten Betriebsbedingungen mit 2,75 €/km bzw. 2,78 €/km ähnliche Kosten wie Euro VI-Dieselsbusse (2,70 €/km) aufweisen. Bemerkenswert sind in diesem Zusammenhang auch die vergleichsweise geringen Mehrkosten von etwa 1 % bei der Verwendung von (bilanziellem) Biomethan anstelle von fossilem CNG.

Werden statt der konventionellen „Verbrenner“ die in Abschnitt 4.3 vorgestellten Mild-Hybrid-Fahrzeuge eingesetzt, sinken die Gesamtkosten für das Gas- und Dieselsbusssystem um etwa 2 % auf 2,66 €/km (Diesel) bzw. 2,70 €/km (CNG) und 2,73 €/km (Biomethan). Die höheren



Fahrzeug-Anschaffungskosten von etwa 13.000 € (s. Abschnitt 4.3) werden demzufolge vollständig durch die gesteigerte Energieeffizienz bzw. die verringerten Streckenverbräuche kompensiert.

Deutlich höhere TCO sind bei den batterieelektrischen Bussen und den Brennstoffzellenbussen festzustellen. Die kostengünstigste Batteriebusvariante sind die OC-Busse, die gegenüber dem konventionellen Dieselsystem um ca. 8 % höhere TCO aufweisen (2,91 €/km). Dabei ist zu berücksichtigen, dass in dieser Studie eine eventuell erforderliche Ertüchtigung der Netze vernachlässigt wird, was in diesem Punkt einer Best-Case-Betrachtung entspricht. Zu beachten ist außerdem, dass OC-Busse entsprechend der zugrundeliegenden Ladestrategie im Vergleich zu den anderen Antriebskonzepten eine deutlich eingeschränkte Flexibilität aufweisen (vgl. Abschnitt 9.1.2).

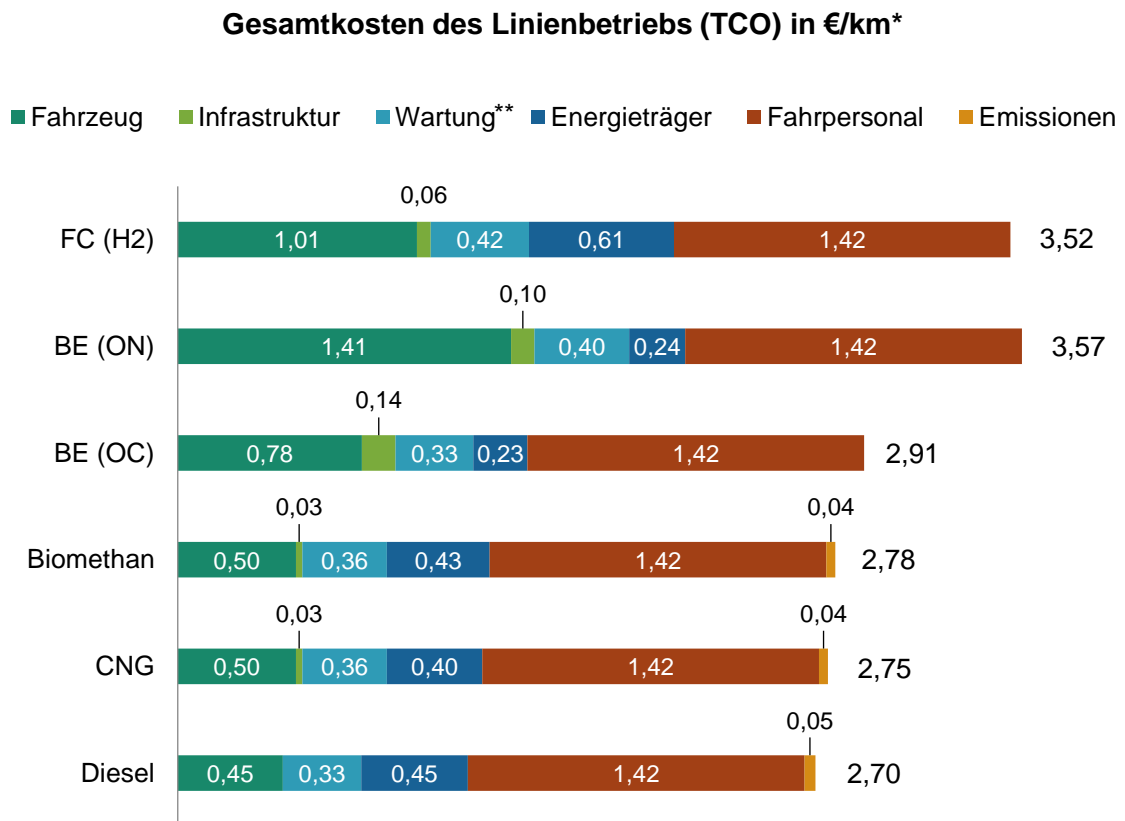
Für das ON-Bussystem liegen die TCO im Vergleich zu konventionellen Dieselsystemen mit 3,57 €/km um 32 % höher, was u.a. auf den erhöhten Fahrzeugbedarf (+ 2 Fahrzeuge) zurückzuführen ist. Der berechnete Mehrbedarf an Bussen berücksichtigt dabei ausschließlich die geforderte Tagesfahrleistung bzw. Reichweite. Ein zusätzlicher Fahrzeug- und Personalbedarf, der insbesondere zu Stoßzeiten aufgrund der geringeren Fahrgastkapazitäten (s. Tab. 9-5) auftreten kann, wurde in dieser Studie nicht betrachtet. Je nach Fahrgastaufkommen und Linienauslastung können die Gesamtkosten des Linienbetriebs daher noch höher ausfallen.

Sowohl bei den OC- als auch bei ON-Bussen übt die Verwendung von EE-Strom trotz der höheren Bezugskosten keinen bzw. keinen nennenswerten Einfluss auf die TCO aus. Der Grund dafür ist der allgemein geringe Anteil der Energieträgerkosten an den Gesamtkosten bei batterieelektrischen Antriebskonzepten (s.u.).

Werden Brennstoffzellenbusse für den Linienbetrieb eingesetzt, liegen die TCO mit 3,52 €/km in einem ähnlichen Bereich wie bei den ON-Bussen. Der geringere Fahrzeugbedarf (gegenüber dem ON-Bussystem) wird demnach vollständig von den hohen Anschaffungs- und Betriebskosten der FC-Busse ausgeglichen (s.u.). Im Vergleich zum Dieselsystem ist der Linienbetrieb mit FC-Bussen um etwa 30 % teurer. FC-Busse stellen damit zusammen mit den ON-Bussen das teuerste alternative Antriebskonzept dar.

## Zusammensetzung der Gesamtkosten des Linienbetriebs

In Abb. 9-10 ist die Zusammensetzung der Gesamtkosten des Linienbetriebs für ausgewählte Antriebskonzepte dargestellt. Hybridkonzepte und die Verwendung von EE-Strom bei batterieelektrischen Bussen werden in dieser Darstellung nicht separat betrachtet, da sich die Zusammensetzung der Gesamtkosten in diesen Fällen kaum von den jeweiligen „konventionellen Fahrzeugkonfigurationen“ unterscheidet.



\* Fahrzeugnutzungsdauer: 12 a, Fahrleistung, 62.100 km/(Bus\*a), Fahrzeugbedarf: 6 (+2 für depotladende Busse)  
 \*\* beinhaltet Fahrzeuge und Infrastruktur

Abb. 9-10: Zusammensetzung der Gesamtkosten des Linienbetriebs

Wie sich zeigt ergeben sich insbesondere bei den Kapitalkosten und den Kosten für Energieträger (inkl. AdBlue®) Unterschiede, während annahmebedingt die spezifischen Fahrpersonalkosten für alle Systeme identisch sind.

Demnach weist der Einsatz von Dieseln auf Grund der niedrigen Fahrzeugkosten und der nicht berücksichtigten Kosten für die Tankinfrastruktur<sup>39</sup> insgesamt die geringsten Kapitalkosten auf. Gegenüber mit CNG betriebenen Gasbussen wird der Kostenvorteil jedoch teilweise durch die höheren Energieträgerkosten bzw. die zusätzlichen Kosten für AdBlue® und die höheren Emissionskosten nach § 68 VgV ausgeglichen.

<sup>39</sup> Für die TCO-Berechnung wurde angenommen, dass die Tankstellen für Dieseln grundsätzlich bereits vorhanden sind.

Bei den batterieelektrischen Bussen sind die Kapitalkosten aufgrund der kostenintensiveren Fahrzeuge, des erforderlichen Batterieaustauschs nach 6 Jahren und der aufwändigeren Infrastruktur deutlich höher und stellen neben den Fahrpersonalkosten den Hauptbestandteil der TCO dar. Der Hauptvorteil der batterieelektrischen Busse ist die hohe Effizienz des Antriebsstrangs und die daraus resultierenden geringen Energieträgerkosten, die im Vergleich zum Dieselmotorsystem um etwa 50 % reduziert sind. Ebenfalls müssen aufgrund der lokalen Emissionsfreiheit keine Emissionskosten berücksichtigt werden. Beim Linienbetrieb mit ON-Bussen fallen die Fahrzeug-Kapitalkosten im Vergleich zu den OC-Bussen aufgrund der größeren Batteriekapazitäten und des Fahrzeugmehrbedarfs (+ 2 Fahrzeuge) um ca. 81 % höher aus. Die Infrastrukturaufwendungen sind aufgrund der nicht benötigten Schnellladepunkte dagegen um etwa 30 % geringer.

Brennstoffzellenbusse sind aktuell nahezu ausschließlich in Form von Vorserien auf dem deutschen Markt, was sich in hohen Fahrzeug- und Instandhaltungskosten äußert. Die höhere Effizienz gegenüber Verbrennungsmotoren wird durch die hohen Kosten für Wasserstoff konterkariert, sodass die Energieträgerkosten im Vergleich zu Diesel oder CNG um 36 % bzw. um 53 % höher liegen.

## 9.3 Well-to-Wheel-Analyse

Die (Neu-)Regelung der CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte für Pkw [71] und Lkw [72] durch die Europäische Union sieht vor, dass für die Bewertung der Treibhausgasintensität im Straßenverkehr ausschließlich die lokal „auf der Straße“ anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen von Relevanz sind. Eine Unterscheidung zwischen fossilen und erneuerbaren Kraftstoffen findet aktuell nicht statt. Ebenso bleiben die Treibhausgas-Emissionen der Energie- bzw. Energieträgerbereitstellung unberücksichtigt, wodurch sich ein verzerrtes Bild bei der Bewertung der Umweltauswirkungen verschiedener Antriebskonzepte ergibt. Der Well-to-Wheel-Ansatz liefert eine Möglichkeit, den tatsächlichen THG-Einfluss verschiedener Mobilitätsstrategien auf einer einheitlichen Basis zu vergleichen.

### 9.3.1 Bilanzraum und Berechnungsvorschrift

Die Well-to-Wheel-Analyse berücksichtigt den energetischen Aufwand und somit die CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen (CO<sub>2</sub>-eq) der Kraftstoffbereitstellung und der Kraftstoffnutzung. Im Gegensatz zu einer vollständigen Ökobilanz (Life-Cycle-Analysis, LCA) gemäß ISO 14040 [73] und ISO 14044 [74] sind Bauvorleistungen, Wartungs- und Instandhaltungsprozesse sowie End-of-Life-Aufwendungen (z.B. Entsorgung von Abfallstoffen) nicht Gegenstand des Well-to-Wheel-Betrachtungsrahmens [75]<sup>40</sup>. Ebenso beschränkt sich die Methodik auf die Berechnung von CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen auf Basis der Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O). Partikel-Emissionen, Versauerungspotenzial oder andere umweltwirksame Effekte werden in der Regel nicht betrachtet. Die Durchführung von WtW-Analysen bei Transportdienstleistungen im Güter- und Personenverkehr wird in Deutschland durch die Norm DIN EN 16258 [76] beschrieben.

Zur Bestimmung der Well-to-Wheel-Emissionen des Linienbetriebs wird zunächst der Bilanzierungsrahmen festgelegt. Die Well-to-Wheel-Analyse umfasst grundsätzlich alle Aufwendungen, die innerhalb der Kraftstoffbereitstellungskette (Well-to-Tank, WtT) und bei der Kraftstoffnutzung im Fahrzeug (Tank-to-Wheel, TtW) auftreten. Neben den Hauptprozessen, wie z.B. der Förderung, Aufbereitung und Bereitstellung der Rohstoffe oder der Produktion und Verteilung der Kraftstoffe, beinhaltet die Bilanzierung auch sämtliche stoff- und energieliefernden Nebenprozesse.

Abb. 9-11 zeigt den schematischen Aufbau eines WtW-Bilanzraums.

<sup>40</sup> Diese Einschränkung stellt grundsätzlich einen Nachteil der WtW-Methode dar, der zu einer Bevorteilung von batterieelektrischen Fahrzeugen führen kann. Demnach wird bei der Well-to-Wheel-Betrachtung ein eventueller Fahrzeugmehrbedarf bei der Bewertung der Klimawirkung eines Antriebskonzepts nicht berücksichtigt. Ebenfalls gehen die Aufwendungen für die Herstellung von Batterien und Brennstoffzellen in der Regel nicht in die Berechnung ein. Abhilfe schafft hier nur eine vollständige LCA, die neben der Bereitstellung und dem Verbrauch der Energieträger auch sämtliche Materialvorketten berücksichtigt. Aufgrund beschränkter Datenverfügbarkeiten ist die Durchführung einer LCA häufig mit einem erheblichen Aufwand verbunden, der in den meisten Studien nicht geleistet werden kann.

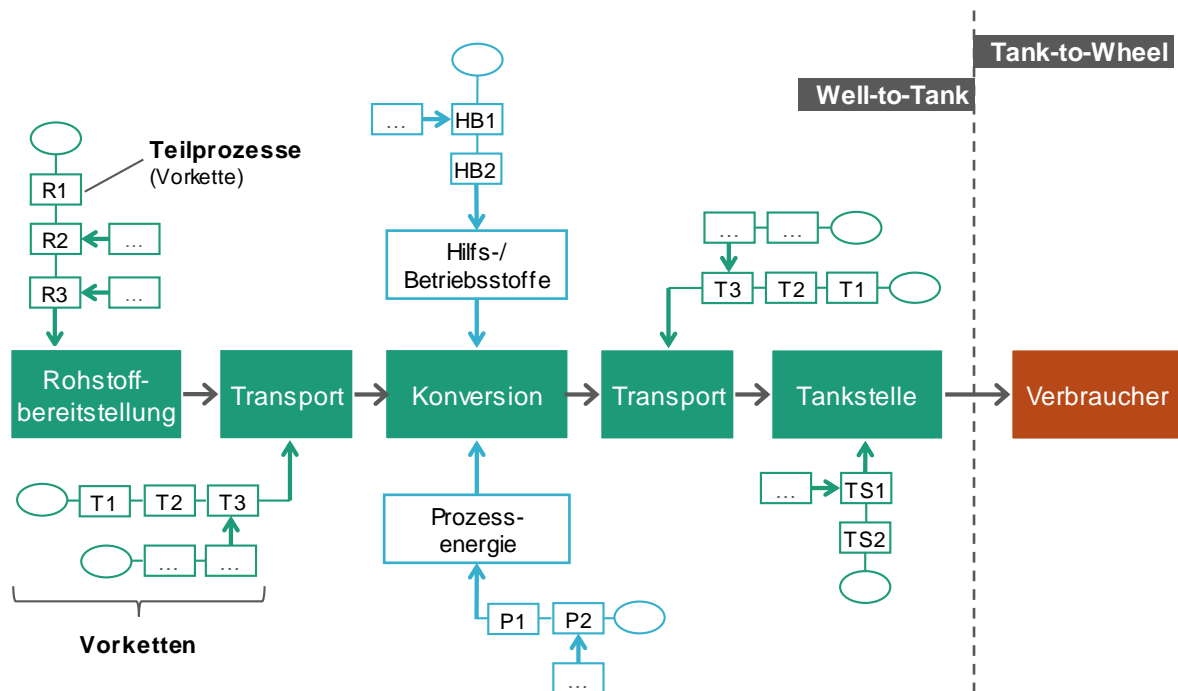


Abb. 9-11: Schematischer Aufbau eines WtW-Bilanzraumes

Für die Well-to-Wheel Analyse wird für jeden der in Abb. 9-11 dargestellten Prozessbausteine eine Sachbilanz aufgestellt. Anhand dieser werden sämtliche energieliefernden Input- und Output-Ströme (z.B. elektrische Energie, chemische Energie) sowie Hilfsstoffe und Hilfsenergien inklusive der zugehörigen Vorleistungen (ohne Bauvorleistungen) und der Transport- bzw. Übertragungsverluste quantifiziert. Das Ergebnis dieser Bilanzierung wird üblicherweise in Bezug auf die sog. „funktionelle Einheit“ ausgewiesen. Hierbei handelt es sich um eine Bezugsgröße, die den bereitgestellten Nutzen eines Produktsystems charakterisiert. Im Falle der hier betrachteten Linienbussysteme wird aufgrund der identischen Liniencharakteristika und Beladungszustände vereinfacht die erbrachte „Transportstrecke“ als funktionelle Einheit verwendet.

Die Sachbilanz entspricht einer Bestandsaufnahme der spezifischen Input- und Output-Daten. Unter Berücksichtigung der zugehörigen THG-Emissionsfaktoren können mithilfe dieser Inventarisierung die spezifischen THG-Emissionen des jeweils betrachteten Prozessschritts bestimmt werden. Die Summe der THG-Emissionen der Einzelprozesse ergibt die THG-Emissionen der Well-to-Wheel-Prozesskette.

Vereinfacht lässt sich dieser Zusammenhang wie folgt ausdrücken (vgl. [77]):

$$WtW = E_{TtW} \left( \lambda \cdot TtW + \left( \frac{WtT}{I_R + I_K + I_T + I_V} \right) \right) \quad \text{Gl. 9.20}$$

- $WtW$ : THG-Emissionen innerhalb der WtW-Systemgrenze in g CO<sub>2</sub>-eq/km
- $TtW$ : THG-Emissionen des betrachteten Fahrzeugs („am Auspuff“) in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ
- $E_{TtW}$ : Kraftstoffverbrauch des betrachteten Fahrzeugs in MJ/km
- $\lambda$ : Faktor ( $\lambda=1$  für fossile Kraftstoffe,  $\lambda=0$  für erneuerbare Kraftstoffe)
- $I_R$ : THG-Inventar der Rohstoffproduktion bzw. -Förderung in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ
- $I_K$ : THG-Inventar der Kraftstoffproduktion in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ
- $I_T$ : THG-Inventar der Transportprozesse in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ
- $I_V$ : THG-Inventar der Verteilung der Kraftstoffe (Tankstelle) in g CO<sub>2</sub>-eq/MJ

### 9.3.2 Betrachtete Energiebereitstellungsketten

Für die Berechnung der THG-Emissionen der betrachteten Antriebskonzepte über die Gesamtnutzungsdauer werden analog zur TCO-Berechnung in Abschnitt 9.2 verschiedene Energieträgeroptionen berücksichtigt. Neben den (konventionellen) fossilen Energieträgern werden demnach auch die THG-Minderungspotenziale von biogenen bzw. erneuerbaren Energieträgern bewertet. Im Falle von Gasbussen wird beispielsweise neben fossilem CNG auch das heute bereits verfügbare Biomethan betrachtet. Weiterhin soll das mittel- bis langfristige THG-Minderungspotenzial von Methan aus Power-to-Gas-Prozessen evaluiert werden. Hierzu wird in Form einer Best-Case-Betrachtung ein Linienbetrieb mit ausschließlicher Verwendung von erneuerbarem Methan (E-Methan) als Kraftstoff angenommen. Als Datengrundlage für die Bereitstellung von E-Methan wurde die Prozesskette zur Herstellung von E-Methan durch Methanisierung von CO<sub>2</sub> aus der Luft und erneuerbarem Wasserstoff (CO<sub>2</sub>-METH) aus dem DVGW-Projekt „Vergleichende Bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen“ [15] verwendet.

Für die batterieelektrischen Busse bzw. die für die Ladevorgänge verwendete elektrische Energie werden auf Basis von [78] Strommix-Szenarien hinterlegt, die den wachsenden Anteil an erneuerbarer Energie im deutschen Strommix über die betrachtete Fahrzeugnutzungsdauer berücksichtigen. Die Emissionsfaktoren des Netzstroms werden durch lineare Interpolation zwischen den gegebenen Stützjahren ermittelt. Zusätzlich wird als separates Best-Case-Szenario ein Linienbetrieb mit 100 % erneuerbarer elektrischer Energie betrachtet.

Bei den Brennstoffzellenbussen wird für die Wasserstoffbereitstellung sowohl eine Dampferformierung von fossilem Erdgas als auch eine Wasserelektrolyse mit erneuerbarer elektrischer Energie (= Best Case „Wasserstoff“) berücksichtigt.

In Abb. 9-12 sind die insgesamt betrachteten Energiebereitstellungsketten zusammengefasst.

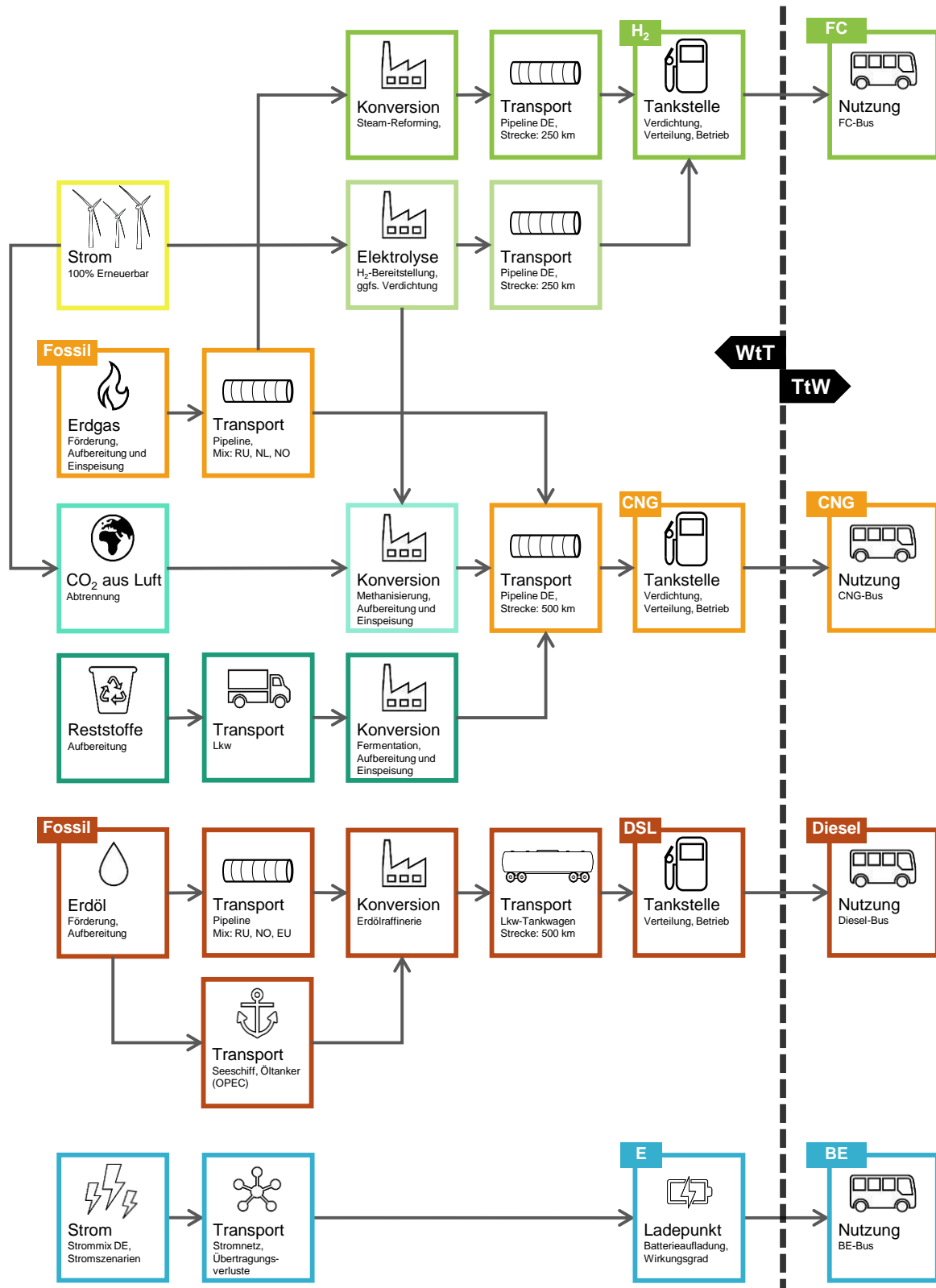


Abb. 9-12: Übersicht der betrachteten WtW-Prozessketten

### 9.3.3 THG-Faktoren

Die Inventarisierung der Input- und Output-Ströme der betrachteten Energiebereitstellungsketten und die Berechnung der zugehörigen THG-Emissionen wird mithilfe der frei zugänglichen Software GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme) in der Version 4.95 [11] und den dort hinterlegten Standard-Bereitstellungspfaden durchgeführt. Gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU 2009/28/EG) [77], bzw. der kürzlich verabschiedeten Neufassung für den Zeitraum 2021 - 2030 (EU 2018/2001) [79], werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen der biogenen und erneuerbaren Kraftstoffe bei der motorischen Verbrennung (d.h. die CO<sub>2</sub>-TtW-Emissionen) als CO<sub>2</sub>-neutral gewertet (geschlossener CO<sub>2</sub>-Kreislauf).

Bei der Berechnung der THG-Faktoren werden Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O) und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) als Treibhausgase berücksichtigt. Das relative Treibhausgaspotenzial (GWP<sup>41</sup>) wird in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten ausgedrückt. Tab. 9-26 zeigt die Treibhausgasintensität der berücksichtigten Gase für einen Zeithorizont von 100 Jahren (GWP 100)<sup>42</sup>.

Tab. 9-26: GWP 100-Werte der berücksichtigten Treibhausgase [80]

Treibhausgas	Chemische Formel	GWP-Faktor 100 in g CO <sub>2</sub> -eq/g
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	1
Methan	CH <sub>4</sub>	28
Distickstoffoxid	N <sub>2</sub> O	265

Für die Bereitstellung der (elektrischen) Prozess- bzw. Hilfsenergien wird für alle innerhalb von Deutschland stattfindenden Prozessschritte (z.B. Tankstellenbetrieb, Biomethanproduktion) und Ladevorgänge (Depotladung, Schnellladung) jeweils der durchschnittliche Jahresstrommix des deutschen Kraftwerksparks in den Jahren 2018 – 2029 angesetzt (Ausnahme: Best-Case-Szenarien, Details s. Tab. 9-29). Um den über die Fahrzeugnutzungsdauer wachsenden Anteil an erneuerbaren Energieträgern im deutschen Strommix zu berücksichtigen, werden Strommix-Szenarien nach [78] verwendet. Die zugehörigen THG-Faktoren wurden mit GEMIS v4.95 berechnet. Durch lineare Interpolation zwischen den berechneten Emissionsfaktor-Stützwerten wurden dann die THG-Faktoren des deutschen Netzstroms in den Jahren 2019 bis 2029 bestimmt (s. Tab. 9-27).

<sup>41</sup> engl.: Global Warming Potential.

<sup>42</sup> Für weiterführende Informationen zu Treibhausgasen und dem relativen Treibhausgaspotenzial s. Kapitel 15.1 (Anhang).



Tab. 9-27: Betrachtete Strommix-Szenarien und zugehörige THG-Faktoren [11, 78]

		2018	2030	100 % EE
Steinkohlen	in TWh	113,8	105,0	-
Braunkohlen	in TWh	130,0	105,0	-
Mineralöl	in TWh	3,3	0,0	-
Erdgas	in TWh	65,0	105,0	-
Kernenergie	in TWh	65,0	0,0	-
Windkraft	in TWh	130,1	210,0	-
Wasserkraft	in TWh	22,8	28,0	-
Biomasse	in TWh	44,9	61,6	-
Photovoltaik	in TWh	52,0	70,0	-
Müll	in TWh	9,8	10,5	-
Sonstige	in TWh	23,5	4,9	-
<b>Summe</b>	in TWh	660,2	700,0	-
<b>EE-Anteil</b>	in %	39,8	50,2	100
<b>Emissionsfaktor</b>	in g CO <sub>2</sub> -eq/MJ	128,4	101,8	0

Für die Übertragungsverluste zwischen den verschiedenen Netzebenen werden die in Tab. 9-28 aufgelisteten Werte aus GEMIS v4.95 verwendet.

Tab. 9-28: Spannungsverluste für den Stromtransport [11]

Netzebene	Spannung in kV	Strecke in km	Verluste in %/100km
Hochspannung (HS)	380, 220, 110	–	1
Mittelspannung (MS)	20	5	14
Niederspannung (NS)	0,4	0,2	600

In Tab. 9-29 sind für ausgewählte Stützjahre die mit GEMIS v4.95 berechneten WtT- und TtW-Faktoren der betrachteten Energiebereitstellungsketten bzw. Energieträger aufgelistet.

Tab. 9-29: Übersicht der mit GEMIS v4.95 berechneten WtT- und TtW-Faktoren

Antrieb	Kraftstoff	Rohstoffquelle (C-Quelle)	Strommix-Szenario	WtT-Emissionsfaktoren in g/MJ				TtW-Emissionen in g/MJ	
				CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub> -eq	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -eq
Diesel	Diesel (B7) <sup>1)</sup>	Erdöl	2018	11,59	0,04	0,01	14,38	68,34	68,34
			2030	11,51	0,04	0,01	14,30	68,34	68,34
Gas	CNG	Erdgas	2018	6,62	0,18	0	12,16	55,82	55,82
			2030	6,25	0,18	0	11,78	55,82	55,82
	CRG (Biometan)	Biogener Reststoff	2018	10,29	0,12	0	14,12	0	0
			2030	8,41	0,12	0	12,17	0	0
	CRG (E-Methan)	CO <sub>2</sub> (Luft)	100% EE <sup>3), 4)</sup>	2,40	0,05	0	4,04	0	0
BE (ON)			2018	128,10	0,13	0,01	134,59	0	0
			2030	101,11	0,11	0,01	106,76	0	0
			100% EE <sup>3)</sup>	0	0	0	0	0	0
BE (OC)			2018	130,80	0,13	0,01	137,43	0	0
			2030	103,24	0,11	0,01	109,01	0	0
			100% EE <sup>3)</sup>	0	0	0	0	0	0
FC (H <sub>2</sub> )	H <sub>2</sub>	Erdgas	2018	69,0	0,22	0	75,68	0	0
			2030	67,53	0,21	0	74,17	0	0
	E-H <sub>2</sub>	-	100% EE <sup>3), 4)</sup>	3,77	0	0	3,96	0	0

<sup>1)</sup> Dieseldieselkraftstoff mit 7 % Biodieselanteil.

<sup>2)</sup> CRG: Compressed Renewable Gas; Allgemeine Bezeichnung für komprimierte biogene bzw. erneuerbare Gase für den Einsatz im Mobilitätssektor.

<sup>3)</sup> Nur für Kraftstoffproduktion, Infrastruktur und Strombereitstellung basieren auf jeweiligem Betrachtungsjahr.

<sup>4)</sup> Best-Case-Szenario.

### 9.3.3.1 Batterie- und Brennstoffzellenproduktion

Im Zuge der aktuellen Diskussion um die tatsächliche Klimawirkung von Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeugen werden in dieser Studie zur Berechnung der WtW-Emissionen der Batterie- und Brennstoffzellenbusse neben den THG-Emissionen der Energiebereitstellung auch die THG-Emissionen der Batterie- und Brennstoffzellenproduktion in den Betrachtungsrahmen aufgenommen.

#### Batterieherstellung

Für die Berücksichtigung der Klimawirkung der Batterieherstellung wurden Daten aus [81] verwendet. In dieser Studie aus dem Jahr 2019 werden aktuelle Klimabilanzen von Batterien und Elektrofahrzeugen im Rahmen einer Metastudie analysiert. Die Analyse zeigt, dass in der Mehrzahl der Studien für die THG-Emissionen der heutigen Batterieherstellung Werte in einem Bereich von 100 bis 200 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh angegeben werden. Für eigene Berechnungen zur Klimabilanz eines Beispielfahrzeugs wird von den Autoren mit der Software ecoinvent 3.4. u.a. unter der anteiligen Berücksichtigung des Strommix der heutigen Produktionsländer (China, Japan, Korea, USA) ein Wert von 145 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh für die Klimawirkung der heutigen Batterieherstellung berechnet. Die zukünftige Entwicklung wird auf Basis eines Szenarios für das Jahr 2030 modelliert. Dabei wird angenommen, dass die Zellfertigung ausschließlich in Europa mit dem entsprechenden Strommix von 2030 erfolgt. Ferner werden Fortschritte bei der Zellfertigung wie z.B. ein geringerer Energie- und Materialbedarf berücksichtigt. Die THG-Intensität der Batterieherstellung beträgt in diesem Szenario 67 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Basierend auf den Annahmen und Berechnungen aus [81] wird im Rahmen dieser Studie für die Batterieherstellung zum Zeitpunkt der Fahrzeugbeschaffung (2018) ein Wert von 145 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh angesetzt. Der Wert für die Ersatzbeschaffung (Batteriewechselintervall: 6 Jahre) wird durch lineare Interpolation zwischen den in [81] angegebenen Stützwerten ermittelt. Für die Klimawirkung der Batterieherstellung im Jahr der Ersatzbeschaffung (2024) ergibt sich damit ein Wert von 106 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh.

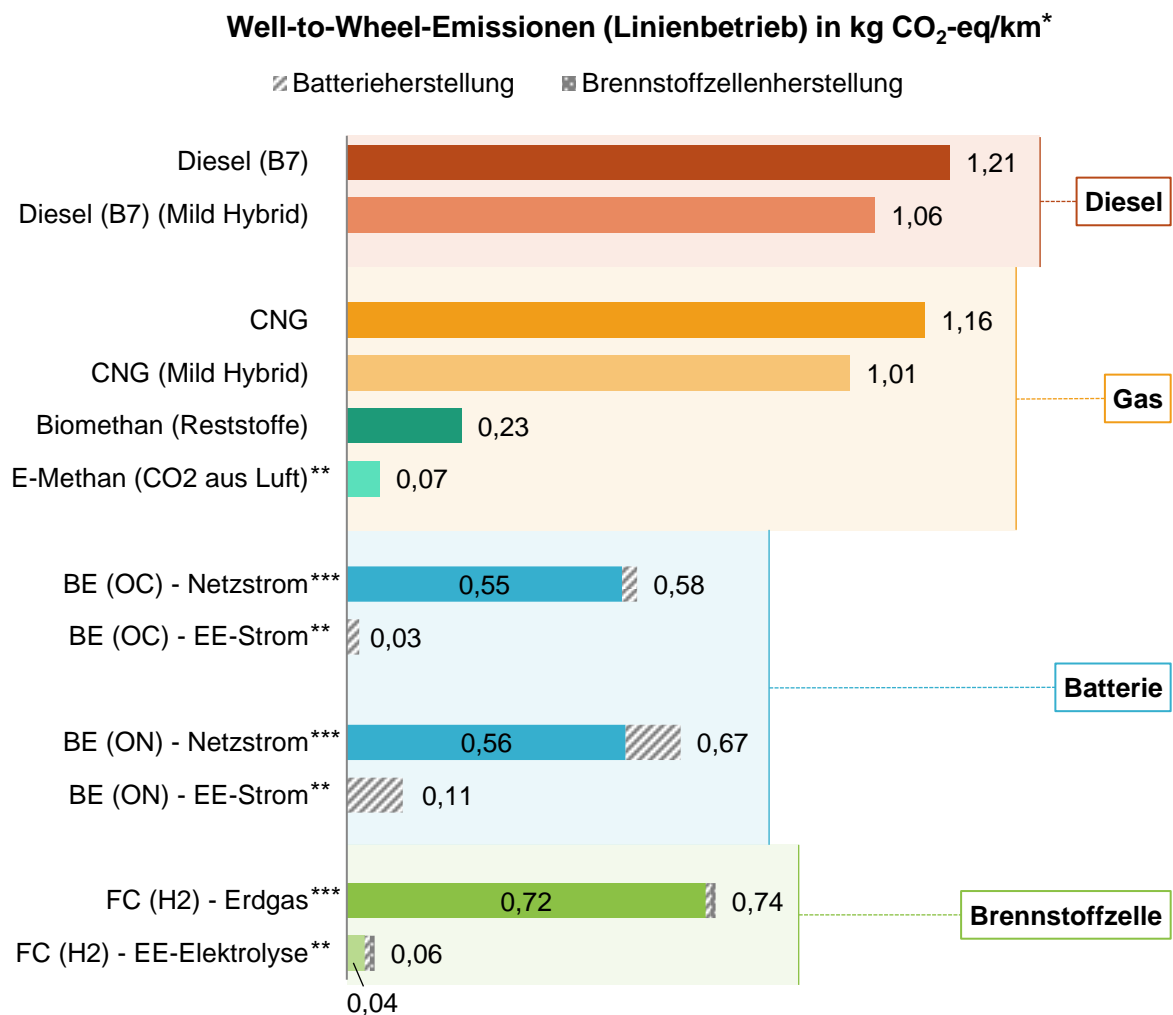
#### Brennstoffzellenherstellung

Für die Berücksichtigung der Treibhausgasintensität der Brennstoffzellenherstellung wurden Werte aus einer aktuellen Studie im Auftrag von H<sub>2</sub> Mobility zum Vergleich der Treibhausgasemissionen von Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeugen [82] verwendet. In dieser Studie aus dem Jahr 2019 werden für die Klimawirkung der Brennstoffzellenproduktion verschiedene Szenarien betrachtet („Worst Case“, „Best Case“ und „Base Case“). Im „Base Case“-Szenario wird von den Autoren für die Brennstoffzellenproduktion eine Treibhausgasintensität von ca. 30 kg CO<sub>2</sub>-eq/kW im Jahr 2020 und von ca. 15 kg CO<sub>2</sub>-eq/kW im Jahr 2030 angenommen.

Basierend auf den Stützwerten aus [82] wird im Rahmen dieser Studie für die Klimawirkung der Brennstoffzellenproduktion im Jahr der Fahrzeugbeschaffung (2018) ein Wert von 30 kg CO<sub>2</sub>-eq/kW gewählt. Die Werte für die Ersatzbeschaffungen in den Jahren 2022 und 2026 (Brennstoffzellenwechselintervall: 4 Jahre) werden durch lineare Interpolation zwischen den gegebenen Stützwerten zu 27 kg CO<sub>2</sub>-eq/kW und 21 kg CO<sub>2</sub>-eq/kW ermittelt.

### 9.3.4 Ergebnisse

Die Berechnung der WtW-Emissionen wird auf Basis des festgelegten Linienbetriebsmusters für eine Fahrzeugnutzungsdauer von 12 Jahren und eine Fahrleistung von 62.100 km/(Bus\*a) durchgeführt (s. Abschnitt 9.1.5). Die Modelllinie wird von 6 Fahrzeugen bedient. Im Falle der ON-Busse werden infolge der geringeren Reichweite 2 zusätzliche Austausch-Fahrzeuge benötigt (s. Abschnitt 9.1.7.1). Für den Fahrzeugenergiebedarf werden die in Abschnitt 9.1.6 berechneten SORT 2-Strecken- bzw. Systemverbräuche verwendet. Bezogen auf die gewählte funktionelle Einheit (Fahrgast-Transportstecke) ergeben sich für die betrachteten Linienbus-systeme die in Abb. 9-13 dargestellten Well-to-Wheel-Emissionen.



\* Fahrzeugnutzungsdauer: 12 a, Fahrleistung, 62.100 km/(Bus\*a), Fahrzeugbedarf: 6 (+2 für depotladende Busse)

\*\* „Best Case“-Betrachtung (100 % EE-Strom für Ladevorgang/ Kraftstoffproduktion)

\*\*\* Ladestrom: Strommix Deutschland 2018 – 2029

Abb. 9-13: Ergebnisse der Well-to-Wheel-Analyse

Die Well-to-Wheel-Analyse zeigt, dass der Linienbetrieb mit batterieelektrischen Bussen und (Hybrid-) Brennstoffzellenbussen gegenüber Euro VI-Dieseln<sup>43</sup> aufgrund der höheren Antriebsstrangeffizienz deutlich geringere WtW-Emissionen aufweist. Unter den angenommenen Strommix-Szenarien liegen die THG-Einsparungen der batterieelektrischen Busse über die Gesamtnutzungsdauer mit 0,55 kg/km (OC-Bus) bzw. 0,56 kg/km (ON-Bus) bei etwa 54 % (ohne Berücksichtigung der Batterieherstellung). Werden Mild-Hybrid-Dieseln eingesetzt, reduziert sich der Emissionsvorteil der BE-Busse auf etwa 48 %.

Im Falle der FC-Busse werden bei der Verwendung von via Dampfreformierung von Erdgas hergestelltem Wasserstoff THG-Minderungen von ca. 40 % gegenüber dem konventionellen Dieselnbusssystem erreicht (ohne Berücksichtigung der Batterie- und Brennstoffzellenherstellung). Mit fossilem CNG betriebene Gasbusse erreichen dagegen mit 1,16 kg/km nur ein vergleichsweise geringes THG-Einsparpotenzial. Durch den Einsatz von Mild-Hybrid-Gasbussen können die THG-Emissionen auf 1,01 kg/km gesenkt werden.

Die Klimawirkung der batterieelektrischen Busse ist stark abhängig vom Anteil an erneuerbarer elektrischer Energie (EE-Strom) im deutschen Strommix. Steigende EE-Strommengen führen demnach zu einer weiteren Abnahme der THG-Emissionen der BE-Busse. Wird ausschließlich erneuerbare elektrische Energie für die Ladevorgänge verwendet, sind BE-Busse praktisch treibhausgasneutral. Auch bei Berücksichtigung der THG-Intensität der Batterieherstellung, verschlechtert sich die Klimabilanz des Linienbetriebs nur geringfügig. Bezogen auf die Gesamt-Fahrleistung (hier: 745.200 km/Bus) ergeben sich mit den aus [81] entnommenen Stützwerten für die Klimawirkung der Batterieherstellung zusätzliche WtW-Emissionen von 0,03 kg/km für das OC-Bussystem. Bei den ON-Bussen fällt der Einfluss der Batterieherstellung infolge der höheren Batteriekapazitäten (250 kWh vs. 75 kWh) und des Mehrbedarfs an Fahrzeugen (+2 Fahrzeuge) mit 0,11 kg/km etwas stärker aus. Insgesamt führt die Berücksichtigung der Batterieherstellung gemäß der Daten und Annahmen aus [81] damit zu einem Anstieg der THG-Emissionen um 5 % beim OC-Bussystem bzw. 20 % beim ON-Bussystem.

Ebenso wie die batterieelektrischen Busse profitieren auch (Hybrid-)Brennstoffzellenbusse von der Verwendung von EE-Strom. Wird erneuerbare elektrische Energie für die Produktion des Wasserstoffs verwendet, lassen sich die THG-Emissionen des FC-Bussystems auf nahezu 0 reduzieren. Die in Abb. 9-13 gezeigten „Rest-Emissionen“ von 0,04 kg/km sind auf den Betrieb der Tankstelle bzw. die Kompression zurückzuführen, für die jeweils der über den Nutzungszeitraum „grüner“ werdende Netzstrommix angesetzt wird (s. Abschnitt 9.3.3). Der Einfluss der Batterie- und Brennstoffzellenproduktion ist im Falle des FC-Bussystems mit insgesamt 0,2 kg/km vernachlässigbar.

Im Gegensatz zu BE- und FC-Bussen bieten Gasbusse bereits heute die Möglichkeit einen nahezu treibhausgasneutralen Linienbetrieb zu etablieren. Die Voraussetzung dafür ist die Verwendung von Biomethan als Kraftstoff. Demnach können durch die Verwendung von aus Reststoffen gewonnenem Biomethan die WtW-Emissionen gegenüber dem konventionellen Dieselnbusssystem um ca. 80 % auf 0,23 kg/km reduziert werden. Gegenüber den Batterie- und Brennstoffzellenbussen fällt die Klimawirkung des Linienbetriebs mit Biomethanbussen um 60

<sup>43</sup> Für die Berechnung der Well-to-Wheel-Emissionen der Dieselnbusse wurde ein Dieselnkraftstoff mit 7 % Biodieselnanteil (B7) hinterlegt.

bis 65 % (BE-Busse) bzw. 69 % (FC-Bus) geringer aus. Mittelfristig stehen mit der Einführung der PtG-Technologie zudem weitere Kraftstoffoptionen zur Verfügung, die einen treibhausgasneutralen Gasbusbetrieb ermöglichen. Die THG-Emissionen sind in diesem Fall vergleichbar mit BE- und FC-Bussystemen, die mit erneuerbarer elektrischer Energie bzw. erneuerbarem Wasserstoff betrieben werden.

## 10 Literaturverzeichnis

- [1] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen, „VDV-Statistik 2017“, Okt. 2018. [Online] Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/vdv-statistik-2017.pdf?forced=true>. Zugriff am: Apr. 26 2019.
- [2] Zukunft ERDGAS e. V., „Vorfahrt für saubere Technologien: Antriebe für den ÖPNV im Kosten- und Umweltvergleich“, Zukunft ERDGAS e. V., Berlin, 2018. [Online] Verfügbar unter: [https://zukunft.erdgas.info/fileadmin/public/PDF/Politischer\\_Rahmen/Summary\\_Busstudie-OEPNV.pdf](https://zukunft.erdgas.info/fileadmin/public/PDF/Politischer_Rahmen/Summary_Busstudie-OEPNV.pdf). Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Hg., „Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Nov. 2016.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und [www.bmu.de](http://www.bmu.de), „Klimaschutz in Zahlen (2018) – Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik“, 2018.
- [5] Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, „Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Dez. 2015. [Online] Verfügbar unter: [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht\\_Runde\\_2.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_2.pdf). Zugriff am: Aug. 02 2016.
- [6] P. Kasten, M. Mottschall, W. Köppel und C. Degünther, „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“, Dessau-Roßlau, 2016.
- [7] J. Erhard *et al.*, „Klimafreundlicher Verkehr in Deutschland: Weichenstellungen bis 2050“, Berlin, Jun. 2014. [Online] Verfügbar unter: [http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Verbaendekonzept\\_Klimafreundlicher\\_Verkehr.pdf](http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Verbaendekonzept_Klimafreundlicher_Verkehr.pdf). Zugriff am: Apr. 23 2018.
- [8] Prognos AG und Öko-Institut e.V., „Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken“, Basel, Berlin, Okt. 2009. [Online] Verfügbar unter: [http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF\\_Modell\\_Deutschland\\_Endbericht.pdf](http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf). Zugriff am: Apr. 23 2018.
- [9] Umweltbundesamt, *Vergleich der durchschnittlichen Emissionen einzelner Verkehrsmittel im Personenverkehr: Bezugsjahr 2017*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/vergleich-der-durchschnittlichen-emissionen-0>.
- [10] Agora Energiewende | Agora Verkehrswende, „Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt“, 2018.
- [11] Internationale Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien, *GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme)*, 2017.

- [12] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., *Anlagenstandorte Biogasproduktion in Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/anlagenstandorte-biogasproduktion-in-deutschland.html>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [13] Umweltbundesamt, *Erneuerbare Energien in Zahlen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [14] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., *Anlagen zur Biomethan-Produktion*. [Online] Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biogas/anlagen-zur-biomethan-produktion.html>.
- [15] M. Heneka, W. Köppel, N. Trudel, S. Bajohr und T. Henrich, „Vergleichende Bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen“, Bonn, 2018.
- [16] Ecofys Germany GmbH, „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“, Okt. 2018. [Online] Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g201802-201657.pdf>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [17] *DIN EN ISO 16903:2015-11, Erdöl- und Erdgasindustrie\_- Eigenschaften von Flüssigerdgas mit Einfluss auf die Auslegung und die Materialauswahl (ISO\_16903:2015); Deutsche Fassung EN\_ISO\_16903:2015*, 2015.
- [18] Umweltbundesamt, *Schwere Nutzfahrzeuge: Grenzwerte Schadstoffemissionen LKW Busse*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsstandards/schwere-nutzfahrzeuge>. Zugriff am: Mrz. 01 2018.
- [19] F. Lesche und M. Männlein, „LNG - Driving The Future: Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie im Rhein-Ruhr-Gebiet der Firmen Iveco Magirus AG und LIQVIS GmbH“, Januar 2017.
- [20] S. Feldpausch-Jägers, N. Lefort, M. Henel, J. Ruf und W. Köppel, „Potentialanalyse LNG - Einsatz von LNG in der Mobilität: Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung“, Bonn, 2016.
- [21] P. Hendrickx, „LNG/LBG ist die einzige nachhaltige und wirtschaftliche Alternative zu Dieselmotoren im Gü-terfernverkehr“, April 2015.
- [22] LNG Task Force, „LNG Heavy Duty trucks Case Studies: Informal Document for the 104th meeting of group of experts on general safety“, United Nations, Genf, Apr. 2012.
- [23] M. Gis und J. Pielecha, „Comparative studies exhaust emissions of the Euro VI buses with diesel engine and spark-ignition engine CNG fuelled in real traffic conditions“, *MATEC Web Conf.*, Jg. 118, S. 1–6, 2017.
- [24] M. Emschermann, „DENA Workshop: Erdgas im ÖPNV“, Berlin, Feb. 2017. [Online] Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Veranstaltungen/Vortraege\\_OEPNV/6\\_Emschermann.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Veranstaltungen/Vortraege_OEPNV/6_Emschermann.pdf). Zugriff am: Mai. 02 2019.



- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Einsatzgebiete für Power Fuels: ÖPNV & öffentliche Flotten*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123\\_dena\\_PtX-Factsheets.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf).
- [26] MAN Truck & Bus AG, „Handbuch der MAN Gastechnologie: Erdgasantrieb - Echtes Know How“, 2014. [Online] Verfügbar unter: [www.mantruckandbus.com](http://www.mantruckandbus.com). Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [27] MAN Truck & Bus AG, *Perfekte Technologie: der neue MAN Lion's City. | MAN Bus Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bus.man.eu/de/de/stadtbusse/lions-city-18/technologie/Technologie.html>. Zugriff am: Jun. 06 2019.
- [28] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., *Interaktive Karte "Gas kann grün"*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/erdgas/interaktive-karte-gas-kann-gruen/>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [29] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., „Erdgasmobilität: Erdgastankstellen in Deutschland“, Mrz. 2019. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Erdgastankstellen\\_in\\_D\\_2018\\_o\\_online\\_jaehrlich\\_Ki\\_29032019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Erdgastankstellen_in_D_2018_o_online_jaehrlich_Ki_29032019.pdf). Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [30] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Biomethan als Kraftstoff: Quotenübertragung“, Berlin, Jul. 2011. [Online] Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9017\\_REG\\_Biomethan\\_als\\_Kraftstoff.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9017_REG_Biomethan_als_Kraftstoff.pdf). Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [31] Akademie des Deutschen Kraftfahrzeuggewerbes GmbH, Hg., „Praxisratgeber Arbeitssicherheit und Gasfahrzeuge“, 2014.
- [32] Kraftfahrtbundesamt, *Bestand in den Jahren 1960 bis 2019 nach Fahrzeugklassen*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/b\\_fzkl\\_zeitreihe.html?nn=652402](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/b_fzkl_zeitreihe.html?nn=652402). Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [33] Alexander W. Kunith, *Elektrifizierung des urbanen öffentlichen Busverkehrs: Technologiebewertung für den kosteneffizienten Betrieb emissionsfreier Bussysteme*. Springer Vieweg, 2017.
- [34] T. Knotte, B. Haufe und L. Saroch, „E-Bus-Standard: »Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten für Elektrobusse«, Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme (IVI), Dresden, 2017. Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [35] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen, *E-Bus-Projekte in Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/e-bus-liste.aspx>.
- [36] Zukunft ERDGAS e. V., *Mercedes-Benz Citaro NGT: Viel Platz und Komfort für Fahrgäste und Fahrer*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-fahrzeuge/mercedes-benz/mercedes-benz-citaro-ngt/>. Zugriff am: Mai. 02 2019.

- [37] Mercedes-Benz, *Citaro: Technische Daten*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.mercedes-benz-bus.com/de\\_DE/models/citaro/facts/technical-data.html](https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/citaro/facts/technical-data.html). Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [38] Wolfgang Tschakert, „Den würde ich sofort nehmen: Mit aufwändiger Euro-6-Technik soll der Mercedes-Bestseller rund acht Prozent weniger als sein Euro-5-Vorgänger verbrauchen – sagt der Hersteller und stellt sich unserem Test.“.
- [39] Mercedes-Benz, *Citaro NGT: Technische Daten*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.mercedes-benz-bus.com/de\\_DE/models/citaro-ngt/facts/technical-data.html](https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/citaro-ngt/facts/technical-data.html). Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [40] C. Bünnagel, „Erdgas die wirtschaftliche Alternative?“ in *Busmagazin*.
- [41] Mercedes-Benz, *Der neue eCitaro: Technische Daten*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.mercedes-benz-bus.com/de\\_DE/models/ecitaro/facts/technical-data.html](https://www.mercedes-benz-bus.com/de_DE/models/ecitaro/facts/technical-data.html). Zugriff am: Feb. 01 2019.
- [42] Mercedes-Benz, Hg., „Der neue eCitaro: Bereit für die Stadt von morgen“, Stuttgart, 2018. [Online] Verfügbar unter: <https://www.mercedes-benz-bus.com/content/dam/mbo/markets/common/buy/services-online/download-product-brochures/images/content/regular-service-buses/ecitaro/MB-EC-1-DE-0818.pdf>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [43] K. Müller, F. Schnitzeler, S. Skiker und O. Madeline, „Clean Hydrogen in European Cities (CHIC): Final Report“, Feb. 2017.
- [44] S. Clement und N. Evans, „Procuring clean and efficient road vehicles: clean fleets guide“, Nov. 2014. [Online] Verfügbar unter: [http://www.clean-fleets.eu/fileadmin/files/documents/Publications/Clean\\_Fleets\\_Guide\\_screen\\_version.pdf](http://www.clean-fleets.eu/fileadmin/files/documents/Publications/Clean_Fleets_Guide_screen_version.pdf).
- [45] International Association of Public Transport, „Standardised On-Road Test Cycles: SORT“, 2001. [Online] Verfügbar unter: [http://ec.europa.eu/environment/archives/clean\\_bus/slides/etienne\\_sort.pdf](http://ec.europa.eu/environment/archives/clean_bus/slides/etienne_sort.pdf). Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [46] R. Pütz, *Modell zur ökologischen und ökonomischen Analyse und strategischen Optimierung von Linienbusflotten*. Zugl.: Berlin, Techn. Univ., Diss., 2010. Düsseldorf: Alba-Verl., 2010.
- [47] M. Figaszewski, „Charge station by induction on the street: Braunschweig“, 2015.
- [48] C. Bünnagel, *Und sie bewegt sich doch...* [Online] Verfügbar unter: <https://vision-mobility.de/fachmagazin/fachartikel/infrastruktur-elektrobusse-und-sie-bewegt-sich-doch-1278.html>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [49] California Environmental Protection Agency - Air Resources Board, Hg., „Advanced Clean Transit: Battery Cost for Heavy-Duty Electric Vehicles (Discussion Draft)“, Aug. 2017. [Online] Verfügbar unter: [https://www.arb.ca.gov/msprog/bus/battery\\_cost.pdf](https://www.arb.ca.gov/msprog/bus/battery_cost.pdf). Zugriff am: Mai. 02 2019.

- [50] Michael Nuiten, *Heliox - Charging Urban Life*. [Online] Verfügbar unter: [https://assets.vector.com/cms/content/events/2017/EMOB17/Vector\\_EMOB\\_2017\\_Michael\\_Nuiten.pdf](https://assets.vector.com/cms/content/events/2017/EMOB17/Vector_EMOB_2017_Michael_Nuiten.pdf). Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [51] Roland Berger, „Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe: A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking“, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), Sep. 2015. [Online] Verfügbar unter: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/150909\\_FINAL\\_Bus\\_Study\\_Report\\_OUT\\_0.PDF](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/150909_FINAL_Bus_Study_Report_OUT_0.PDF). Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [52] L. Eudy und M. Post, „Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2017“, Golden, Colorado. [Online] Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70075.pdf>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [53] A. Lozanovski, N. Whitehouse, N. Ko und S. Whitehouse, „Sustainability Assessment of Fuel Cell Buses in Public Transport“, *Sustainability*, Jg. 10, Nr. 5, S. 1480, 2018.
- [54] McKinsey, „Urban buses: alternative powertrains for Europe: A fact-based analysis of the role of diesel hybrid, hydrogen fuel cell, trolley and battery electric powertrains“, Dez. 2012. Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [55] Shell Deutschland Oil GmbH, Hg., „Shell Wasserstoff-Studie: Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>“, Hamburg, 2017.
- [56] A. Lajunen, „Energy consumption and cost-benefit analysis of hybrid and electric city buses“, *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, Jg. 38, S. 1–15, 2014.
- [57] *Verordnung über die Vergabe öffentlicher Aufträge: VgV*, 2016.
- [58] S. Altenburg *et al.*, „Nullemissionsnutzfahrzeuge: Vom ökologischen Hoffnungsträger zur ökonomischen Alternative“, Stuttgart, Okt. 2017. [Online] Verfügbar unter: [https://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/PDF\\_2017/NFZ-Studie.pdf](https://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/PDF_2017/NFZ-Studie.pdf). Zugriff am: Apr. 09 2018.
- [59] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., „Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV“, Dez. 2015. Zugriff am: Feb. 14 2019.
- [60] Florian Hacker, Rut von Waldenfels und Moritz Mottschall, „Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen: Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO<sub>2</sub>-Minderung“, Öko-Institut e.V., Apr. 2015. Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [61] Patrick Landerl, „Status and Future Perspectives of Electric Buses in Urban Public Transport An assessment of existing projects, state of technology and economic aspects“, 2017.
- [62] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., *BDEW-Strompreisanalyse: Haushalte und Industrie*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/190115\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Januar-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190115_BDEW-Strompreisanalyse_Januar-2019.pdf). Zugriff am: Mai. 03 2019.

- [63] Allgemeiner Deutscher Automobil-Club, *Jährliche Durchschnittspreise Kraftstoffe seit 1950*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.adac.de/infotestrat/tanken-kraftstoffe-und-antrieb/kraftstoffpreise/kraftstoff-durchschnittspreise/default.aspx>. Zugriff am: Mai. 03 2019.
- [64] Zukunft ERDGAS e. V., *Durchschnittliche Tankstellenpreise (Stand: Jahresdurchschnitt 2018)*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-fahren-rechnet-sich/>. Zugriff am: Mai. 03 2019.
- [65] Shell Deutschland Oil GmbH, *Wasserstoff*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.shell.de/energie-und-innovation/mobilitaet/wasserstoff.html>. Zugriff am: Mai. 03 2019.
- [66] Nina Rauth, „Machbarkeitsuntersuchung Alternative Antriebe im ÖPNV Ingelheim“, Transferstelle für rationale und regenerative Energienutzung, 2017. Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [67] *Richtlinie 2009/33/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge: RL (EU) 2009/33/EG*, 2009.
- [68] B. Nykvist und M. Nilsson, „Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles“, *Nature Climate Change*, Jg. 5, Nr. 4, S. 329–332, 2015.
- [69] M. Schlesinger, D. Lindenberger und C. Lutz, „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Basel, Köln, Osnabrück, Aug. 2010. [Online] Verfügbar unter: [https://www.prognos.com/uploads/tx\\_atwpubdb/100827\\_Prognos\\_Studie\\_\\_Energieszenarien\\_fuer\\_ein\\_energiekonzept\\_der\\_Bundesregierung.pdf](https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/100827_Prognos_Studie__Energieszenarien_fuer_ein_energiekonzept_der_Bundesregierung.pdf). Zugriff am: Apr. 23 2018.
- [70] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), „Ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse: Die Rolle von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, Plug-in Hybridfahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen“. Zugriff am: Mrz. 26 2019.
- [71] *Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen: (EG) 443/2009*, 2009.
- [72] Europäische Kommission, *Saubere Mobilität: Schluss mit umweltschädigenden Lastkraftwagen. Kommission begrüßt erste EU-Norm zur Verringerung der Schadstoffbelastung durch Lastkraftwagen*. Brüssel, 2019.
- [73] *DIN EN ISO 14040:2009-11, Umweltmanagement\_- Ökobilanz\_- Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO\_14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN\_ISO\_14040:2006*, 2009.
- [74] *DIN EN ISO 14044:2018-05, Umweltmanagement\_- Ökobilanz\_- Anforderungen und Anleitungen (ISO\_14044:2006\_+ Amd\_1:2017); Deutsche Fassung EN\_ISO\_14044:2006\_+ A1:2018*, 2018.

- [75] R. Edwards, J.-F. Larivé, D. Rickeard und W. Weindorf, „Well-to-Tank Report Version 4.a: Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context“, Institute for Energy and Transport, Luxembourg, 2014. [Online] Verfügbar unter: [http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/about-jec/files/documents/report\\_2013/wtt\\_report\\_v4\\_july\\_2013\\_final.pdf](http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/about-jec/files/documents/report_2013/wtt_report_v4_july_2013_final.pdf). Zugriff am: Apr. 18 2017.
- [76] *DIN EN 16258:2013-03, Methode zur Berechnung und Deklaration des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen bei Transportdienstleistungen (Güter- und Personenverkehr); Deutsche Fassung EN\_16258:2012*, 2013.
- [77] *Richtlinie (EU) 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG: RL (EU) 2009/28*, 2009.
- [78] J. Nitsch, „Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung: Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.“, Stuttgart, Feb. 2016. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim\\_Nitsch\\_Energiewende\\_nach\\_COP21.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf). Zugriff am: Mai. 03 2019.
- [79] *Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung): RL (EU) 2018/2001*, 2018.
- [80] T. Stocker, Hg., *Climate change 2013: The physical science basis : Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
- [81] Agora Verkehrswende, *Klimabilanz von Elektroautos: Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz\\_von\\_Elektroautos/Agora-Verkehrswende\\_22\\_Klimabilanz-von-Elektroautos\\_WEB.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz_von_Elektroautos/Agora-Verkehrswende_22_Klimabilanz-von-Elektroautos_WEB.pdf). Zugriff am: Jun. 07 2019.
- [82] A. Sternberg, C. Hank und C. Hebling, *Treibhausgas-Emissionen für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge mit Reichweiten über 300 km: Studie im Auftrag der H2 Mobility*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/ISE\\_Ergebnisse\\_Studie\\_Treibhausgasemissionen.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/ISE_Ergebnisse_Studie_Treibhausgasemissionen.pdf). Zugriff am: Aug. 11 2019.
- [83] Umweltbundesamt, *Stickstoffoxid-Emissionen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/luftschaedstoff-emissionen-in-deutschland/stickstoffoxid-emissionen>. Zugriff am: Mai. 02 2019.
- [84] Umweltbundesamt, *Warum sind Stickstoffoxide schädlich?* [Online] Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/warum-sind-stickstoffoxide-schaedlich>. Zugriff am: Mai. 02 2019.

- [85] Umweltbundesamt, *Feinstaub-Belastung*. [Online] Verfügbar unter:  
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/feinstaub-belastung>. Zugriff am: Mai. 02  
2019.
- [86] Umweltbundesamt, *Verkehrslärm*. [Online] Verfügbar unter:  
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/verkehrs-laerm>. Zugriff am: Mai.  
02 2019.

## 11 Abkürzungsverzeichnis

BE-Bus	Batterieelektrischer Bus
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug
DPF	Dieselpartikelfilter
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Strom	Synonym für erneuerbare elektrische Energie
E-Mobilität	Überbegriff für vollelektrifizierte Verkehrsmittel
FC-Bus	(Hybrid-)Brennstoffzellenbus
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug
GAP	Gasanlagenprüfung
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
GWP	Relatives Treibhausgaspotenzial
H-Gas	High Calorific Value Gas
HPDI	High Pressure Direct Injection
ICEV	Fahrzeug mit Verbrennungsmotor
LCA	Life-Cycle-Analysis
L-Gas	Low Calorific Value Gas
Lkw	Lastkraftwagen
LTO	Lithium-Titanat-Oxid
MIV	Motorisierter Individualverkehr
NMHC	Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe
NO <sub>x</sub>	Oberbegriff für gesundheitlich relevante Stickoxide
OC	Opportunity Charging (Gelegenheitsladung)
ON	Overnight Charging (Depotladung)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖSPNV	Öffentlicher Straßenpersonennahverkehr
PEMS	Portable Emissions Measurement System
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PM	Partikelförmige Abgasbestandteile
PtG	Power-to-Gas
SCR	Selective Catalytic Reduction
SNG	Substitute Natural Gas
THG	Treibhausgas
TtW	Tank-to-Wheel
UITP	International Association of Public Transport
VgV	Vergabeverordnung
WtT	Well-to-Tank

## 12 Formelverzeichnis

$e_{BE,OC}$	Mittlerer Fahrzeugenergiebedarf eines OC-Busses in kWh/100 km
$e_{BE,ON}$	Mittlerer Fahrzeugenergiebedarf eines ON-Busses in kWh/100 km
$e_{BE,ON,max}$	Maximaler Streckenverbrauch eines ON-Busses in kWh/km
$e_{BE,X}^*$	Energiebedarf eines BE-Busses mit Ladekonzept X inkl. Ladeverluste
$e_{Gas}$	Mittlerer Gasbedarf eines Euro VI-Gasbusses in kWh/100 km
$e_{Diesel}$	Mittlerer Dieselkraftstoffbedarf eines Euro VI-Dieselmotors in kWh/100 km
$e_{FC}$	Mittlerer H <sub>2</sub> -Bedarf eines FC-Busses in kWh/100 km
$e_{TtW}$	Kraftstoffverbrauch des betrachteten Fahrzeugs in MJ/km
$GF_{OC}$	Gewichtsfaktor eines batterieelektrischen OC-Busses
$I_K$	THG-Inventar der Konversion in g CO <sub>2</sub> -eq/MJ
$I_R$	THG-Inventar der Rohstoffproduktion bzw. -Förderung in g CO <sub>2</sub> -eq/MJ
$I_T$	THG-Inventar der Transportprozesse in g CO <sub>2</sub> -eq/MJ
$I_V$	THG-Inventar der Verteilung der Kraftstoffe (Tankstelle) in g CO <sub>2</sub> -eq/MJ
$K_{B,eff,OC}$	Effektiv nutzbare Batteriekapazität in kWh
$\lambda$	Faktor ( $\lambda=1$ für fossile Kraftstoffe, $\lambda=0$ für erneuerbare Kraftstoffe)
$L_{Depot}$	Ladeleistung der Ladepunkte im Depot in kW
$L_{Tag,EH}$	An Endhaltestellen nachladbare Energie pro Fahrzeug und Tag in kWh
$n_{Bus}$	Benötigte Fahrzeuganzahl für den Linienbetrieb
$n_{Bus,OC}$	Anzahl an gelegentlichladenden Bussen
$n_{Bus,ON}$	Anzahl an depotladenden Bussen
$n_{L,D}$	Benötigte Anzahl an Ladepunkten im Depot
$n_{L,OC}$	Benötigte Anzahl an Ladepunkten für gelegentlichladende Busse
$n_{L,ON}$	Benötigte Anzahl an Ladepunkten für depotladende Busse
$n_{L,SL}$	Benötigte Anzahl an Schnellladestationen
$n_{L,SL,EH}$	Benötigte Anzahl an Schnellladestationen an den Endhaltestellen
$n_{L,SL,SH}$	Benötigte Anzahl an Schnellladestationen entlang der Strecke
$\eta_{LV,X}$	Wirkungsgrad des Ladevorganges bei Ladekonzept X
$n$	Iterationsparameter
$s_{ON}$	Reichweite des ON-Busses mit einer Batterieladung in km
$s_{Tag}$	Zu erbringende Tageskilometer laut Umlaufplan in km
$s_{Umlauf}$	Umlauflänge (ohne Leerfahrten) in km
$Takt$	Taktung der betrachteten Linie in min
$TF_i$	Technologieverbesserungsfaktor des Antriebs $i$ für Verbrauchseinsparungen
$TtW$	THG-Emissionen des betrachteten Fahrzeugs („am Auspuff“) in g CO <sub>2</sub> -eq/MJ
$t_{Depot}$	Benötigte Zeit für An- und Abfahrt der Depotladepunkte
$t_{LV}$	Benötigte zusätzliche Ladezeit für die geforderten Tageskilometer in h
$t_{max,LV}$	Maximal zur Verfügung stehende Zeit für den zusätzlichen Ladevorgang in h
$t_{Umlauf}$	Umlaufzeit eines Busses als Summe aus Fahrtzeit und Wendezeit in h
$VF_i$	Verbrauchsfaktor des Antriebskonzepts $i$
$v_{Zyklus}$	Durchschnittsgeschwindigkeit der betrachteten Route in km/h
$WtW$	THG-Emissionen innerhalb der WtW-Systemgrenze in g CO <sub>2</sub> -eq/km



## 13 Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: THG-Minderungsziele für Deutschland [4, 5] .....	2
Abb. 2-2: CO <sub>2</sub> -Emissionen des Verkehrssektors [4] .....	3
Abb. 2-3: Szenario zur Entwicklung des Modal-Split im Personenverkehr nach [7] .....	4
Abb. 3-1: Biogaserzeugung, Aufbereitung und Verdichtung (Quelle: DVGW) .....	8
Abb. 3-2: Biogasanlagenbestand und installierte elektr. Leistung in Deutschland [12] .....	9
Abb. 3-3: Biomethananlagenbestand und der Einspeisekapazitäten in Deutschland [14].....	9
Abb. 3-4: Schematische Darstellung des PtG-Prozesses (Quelle: DVGW) .....	10
Abb. 3-5: PtG-Anlagenbestand in Deutschland, Stand: April 2019 (Quelle: DVGW) .....	11
Abb. 3-6: Zündfähigkeit von Erdgas (eigene Darstellung nach [17]).....	12
Abb. 4-1: Emissionen von Erdgas-Lkw gegenüber Euro VI-Grenzwerten [19].....	15
Abb. 4-2: Emissionsvorteile von Gas- gegenüber Euro VI-Dieselantrieben bei Lkw [20–22]	15
Abb. 4-3: PEMS-Realmessungen von Euro VI-Diesel- und Euro VI-Gasbussen [23, 24] .....	16
Abb. 4-4: Reichweiten für Linienbusse nach Antriebsart [25] .....	17
Abb. 4-5: Druckgasbehälter auf dem Dach von Gasbussen [26].....	18
Abb. 4-6: Komponenten der Gasanlage eines Gasbusses (Solobus) [26].....	19
Abb. 4-7: MAN Lion's City-Bus mit EfficientHybrid-Modul (Quelle: MAN Truck & Bus SE) ...	20
Abb. 5-1: Entwicklung des CNG-Tankstellenbestands in Deutschland [29].....	21
Abb. 5-2: Bestandteile einer CNG-Tankstelle und Tankvorgang [26] .....	22
Abb. 5-3: Betankungsdauer für Linienbusse nach Antriebsart [25].....	22
Abb. 5-4: Übertragung von THG-Minderungsquoten [30] .....	24
Abb. 5-5: Explosionsschutzzonen in einer Werkstatt für Gasfahrzeuge [26].....	26
Abb. 5-6: Abfrageschema zum Vermeiden von Explosionsgefährdungen nach [31].....	28
Abb. 5-7: Beispiele für die Kennzeichnung von Gasflaschen-Lagerräumen .....	29
Abb. 6-1: Beispiel für eine Betriebsanweisung gem. § 20 GefStoffV für Erdgas .....	31
Abb. 6-2: ECE-Genehmigungszeichen für Deutschland (Landeskennzahl „1“).....	32
Abb. 6-3: Allgemeiner Ablauf der Gasanlagenprüfung (GAP) [26].....	33
Abb. 7-1: Kennzeichnungsbeispiel: CNG-Aufkleber an MAN-Gasbussen [26] .....	35
Abb. 8-1: Übersicht der Gasbusbetreiber (ÖPNV) in Deutschland .....	36
Abb. 8-2: Gasbusbestand der Umfrageteilnehmer .....	38
Abb. 8-3: Anschaffungszeitraum der Gasbusflotten .....	39
Abb. 8-4: Durchschnittliche Verbrauchswerte der Gasbusflotten.....	39
Abb. 8-5: Durchschnittliche Fahrleistungen und Reichweiten der Gasbusflotten .....	40
Abb. 8-6: Mehrkosten für die Anschaffung von Gasbussen gegenüber Dieselnissen.....	41
Abb. 8-7: Qualitative Bewertung des Emissionsverhalten der Gasbusse .....	42
Abb. 9-1: Schematische Darstellung des Ladekonzepts „Depotladung“ .....	46
Abb. 9-2: Schematische Darstellung des Ladekonzepts „Gelegenheitsladung“ .....	47
Abb. 9-3: Busbestand der VDV-Mitgliedsunternehmen nach Fahrzeugtyp [1] .....	48
Abb. 9-4: Übersicht über die SORT-Testzyklen nach UITP [45] .....	50
Abb. 9-5: Korrelation zwischen Zyklusgeschwindigkeit und Energiebedarf [45, 46].....	51
Abb. 9-6: Literatúrauswertung zu H <sub>2</sub> -Verbrauchswerten von FC-Bussen [43, 51–55].....	58
Abb. 9-7: Übersicht der berücksichtigten Kostenelemente für die TCO-Berechnung.....	64
Abb. 9-8: Übersicht der berücksichtigten Kraftstoffoptionen .....	69
Abb. 9-9: Ergebnisse der TCO-Berechnung.....	75
Abb. 9-10: Zusammensetzung der Gesamtkosten des Linienbetriebs.....	77

Abb. 9-11: Schematischer Aufbau eines WtW-Bilanzraumes ..... 80  
Abb. 9-12: Übersicht der betrachteten WtW-Prozessketten ..... 82  
Abb. 9-13: Ergebnisse der Well-to-Wheel-Analyse ..... 87

## 14 Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Durchschnittliche Emissionen einzelner Verkehrsmittel – Bezugsjahr 2017 [9] ..... 4  
Tab. 3-1: Zusammensetzung des betrachteten Modell-Erdgases [11] ..... 6  
Tab. 3-2: Ausgewählte Eigenschaften von CNG und B7-Diesel [11] ..... 7  
Tab. 3-3: Ausgewählte Eigenschaften von Biomethan [11] ..... 8  
Tab. 4-1: Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Gasmotor-Betriebsweisen ..... 13  
Tab. 4-2: Euro VI-Abgasgrenzwerte für Lkw und Busse [18] ..... 14  
Tab. 4-3: Verfügbare Druckgasbehältertypen für Gasfahrzeuge ..... 17  
Tab. 6-1: Auswahl an Rechtsvorschriften für die Reparatur von Gasfahrzeugen [26] ..... 30  
Tab. 9-1: Steckbrief: Dieselbus ..... 44  
Tab. 9-2: Steckbrief: Gasbus ..... 44  
Tab. 9-3: Steckbrief: Batterieelektrischer Bus ..... 45  
Tab. 9-4: Steckbrief: (Hybrid-)Brennstoffzellenbus ..... 45  
Tab. 9-5: Technische Spezifikationen der betrachteten Citaro-Modellpalette ..... 49  
Tab. 9-6: Parameter des SORT 2-Testzyklus nach [33] und abgeleitete Modellstrecke ..... 50  
Tab. 9-7: Realverbrauch vs. berechneter Verbrauch (Dieselbus) ..... 53  
Tab. 9-8: Realverbrauch vs. berechneter Verbrauch (Gasbus) ..... 54  
Tab. 9-9: Angenommene Spezifikationen der Batteriespeicher der ON- und OC-Busse ..... 55  
Tab. 9-10: Abschätzung des mittleren SORT 2-Streckenverbrauchs auf Basis von [41] ..... 56  
Tab. 9-11: Realverbrauch vs. berechneter Verbrauch (ON-Bus) ..... 56  
Tab. 9-12: Durchschnittlicher Verbrauch (Literatur) vs. berechneter Verbrauch (FC-Bus) ..... 59  
Tab. 9-13: Übersicht der berechneten SORT 2-Verbrauchswerte ..... 59  
Tab. 9-14: Berechnung der benötigten Fahrzeuganzahl der Modelllinien ..... 65  
Tab. 9-15: Technologiespezifische Komponentenkosten der betrachteten Linienbusse ..... 66  
Tab. 9-16: Fahrzeugnutzungsdauer und Lebensdauer der Austauschkomponenten ..... 67  
Tab. 9-17: Benötigte Anzahl an Ladesäulen bzw. Tankstellen je Antriebskonzept ..... 68  
Tab. 9-18: Kosten der berücksichtigten Lade- bzw. Tankinfrastruktur ..... 68  
Tab. 9-19: Ökonomische Kenngrößen für die TCO-Berechnung ..... 68  
Tab. 9-20: Brutto- und Nettopreise der berücksichtigten Energieträger im Jahr 2018 ..... 70  
Tab. 9-21: Wartungs- und Instandhaltungskosten für Fahrzeuge und Infrastruktur ..... 71  
Tab. 9-22: Emissionskosten nach § 68 VgV [57] ..... 72  
Tab. 9-23: Berechnete Emissionskosten für Diesel- und Gasbusse ..... 72  
Tab. 9-24: Angenommene Kostenentwicklung für Batterien und Brennstoffzellen ..... 73  
Tab. 9-25: Angenommene Energie- und Energieträgerpreisentwicklung ..... 73  
Tab. 9-26: GWP 100-Werte der berücksichtigten Treibhausgase [80] ..... 83  
Tab. 9-27: Betrachtete Strommix-Szenarien für BE-Busse und THG-Faktoren [11, 78] ..... 84  
Tab. 9-28: Spannungsverluste für den Stromtransport [11] ..... 84  
Tab. 9-29: Übersicht der mit GEMIS v4.95 berechneten WtT- und TtW-Faktoren ..... 85  
Tab. 15-1: Treibhausgaspotenziale (Quelle: Kyoto-Protokoll und IPCC AR5) ..... 102  
Tab. 15-2: BE-Busprojekte in Deutschland (Stand: Februar 2019) [35] ..... 109

## 15 Anhang

### 15.1 Emissionen von Fahrzeugen

#### 15.1.1 Treibhausgase

Es ist internationale Konvention und dient der Vergleichbarkeit von Studien, dass die Summe der während einer Wertschöpfungskette entstehenden Treibhausgase als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO<sub>2</sub>-eq) angegeben wird. CO<sub>2</sub> dient damit als Leitsubstanz zur Berechnung eines Treibhausgaspotenzials von chemischen, gasförmigen Verbindungen und ist hierfür mit dem Faktor 1 belegt. Der Betrachtungszeitraum für das auftretende Treibhauspotenzial beträgt in der Regel 100 Jahre. Die anderen Treibhausgase haben entsprechend der jeweiligen Treibhausgasintensität (Global Warming Potential: GWP<sub>100</sub>) einen spezifischen Faktor bezogen auf die Leitsubstanz CO<sub>2</sub>. In Tab. 15-1 sind die Treibhausgaspotenziale aufgelistet.

Tab. 15-1: Treibhausgaspotenziale (Quelle: Kyoto-Protokoll und IPCC AR5)

Treibhausgas	GWP bezogen auf 100 Jahre	Verweilzeit in der Atmosphäre in Jahren	Beschreibung
Kohlenstoffdioxid CO <sub>2</sub>	1	ca. 120	Leitsubstanz
Methan CH <sub>4</sub>	21 - 28	ca. 12	-
Distickstoffoxid N <sub>2</sub> O	265 - 310	k. A.	-
Fluorkohlenwasserstoffe	bis 12.400	substanzspezifisch	substanzspezifisch

Nachfolgend sollen die Treibhausgase Kohlenstoffdioxid und Methan näher betrachtet werden.

##### 15.1.1.1 Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)

Kohlenstoffdioxid entsteht bei jeder Verbrennung von organischen Kohlenstoffverbindungen (fossil und biogen) und tritt auch als Stoffwechselprodukt von lebenden Organismen auf. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe gilt als die wesentliche Ursache für die globale Erwärmung (anthropogener Treibhauseffekt). Kohlenstoffdioxid ist eines der dafür verantwortlichen Treibhausgase. Der Kohlenstoffdioxidgehalt in der Luft hat, insbesondere durch die Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen, seit Beginn der Industrialisierung kontinuierlich zugenommen.

### 15.1.1.2 Methan (CH<sub>4</sub>)

Methangas ist wie Kohlenstoffdioxid ein Treibhausgas. Methan hat allerdings gegenüber dem CO<sub>2</sub> ein erhöhtes Treibhausgaspotenzial, das je nach Literatur einen GWP<sub>100</sub>-Faktor von 21 (Kyoto) bzw. 28 (IPCC AR5) aufweist. Aus diesem Grund müssen Methangasemissionen in die Atmosphäre vermieden werden. Methangasemissionen (Methanschluß) können beispielsweise bei der Förderung und Bereitstellung von Erdgas, sowie durch Abblasen bei Reparaturarbeiten an Gasbehältern auftreten.

## 15.1.2 Luftschadstoffe

### 15.1.2.1 Stickstoffoxide

Unter dem Begriff Stickstoffoxide (im allgemeinen Sprachgebrauch häufig auch Stickoxide) (NO<sub>x</sub>) sind verschiedene gasförmige Stickstoffverbindungen zusammengefasst. Im Wesentlichen sind dies Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO<sub>2</sub>). NO entsteht bei Verbrennungsprozessen als Nebenprodukt aus dem Stickstoff der Luft und den im Brennstoff enthaltenen Stickstoffverbindungen und wird anschließend in der Regel zu NO<sub>2</sub> oxidiert. Bei Dieselmotoren entsteht prozessbedingt (hoher Luftüberschuss, hohe Verbrennungstemperatur) im Vergleich zu Ottomotoren mehr NO<sub>x</sub>. Mit einem Anteil von 38 % ist der Verkehr mit Abstand der Hauptverursacher dieses Schadstoffes und insbesondere in Ballungszentren die bedeutendste NO<sub>x</sub>-Quelle [83]. Stickstoffoxide wirken überdüngend und versauernd und schädigen so die Vegetation. Beim Menschen führen die NO<sub>x</sub> zu Reizungen der Schleimhäute und der Augen und stehen in Verdacht Herz- und Kreislauferkrankungen zu begünstigen [84]. Außerdem tragen sie als Vorläuferstufe zur Bildung von bodennahem Ozon und sekundären Feinstaub bei [84]. Der EU-Grenzwert für Stickoxide im Jahresmittel liegt derzeit bei 40 µg/m<sup>3</sup>.

### 15.1.2.2 Feinstaub

Feinstaub wird durch Messstationen des Umweltbundesamtes im Wesentlichen als PM<sub>10</sub> (Partikel mit einem aerodynamischen Durchmesser von 10 µm oder kleiner) und PM<sub>2,5</sub> erfasst. Der Jahresmittelwertgrenzwert für PM<sub>10</sub> beträgt 40 µg/m<sup>3</sup> und wird in der Regel nicht überschritten. Feinstaub kann sowohl natürlichen Ursprungs als auch auf menschlichen Einfluss zurückzuführen sein. Die wesentlichen vom Menschen geschaffenen Feinstaubquellen sind Kraftwerke, Heizwerke, Öfen und Heizungen, Schüttgutumschlag, Tierhaltung und der Verkehr [85]. Besonders in Ballungsgebieten ist der Verkehr eine bedeutende Feinstaubquelle, die hier durchaus zur Überschreitung des Tageswertes von 50 µg/m<sup>3</sup> führt. Der hier auftretende Feinstaub resultiert nicht nur auf den Verbrennungsrückständen der Motoren, sondern hauptsächlich aus dem Reifen- und Bremsenabrieb sowie von der Fahrbahn aufgewirbelten Staub [85]. Feinstaub-Emissionen haben verschiedene gesundheitliche Wirkungen. Je nach Größe der Partikel dringen diese bis in das Lungengewebe bzw. den Blutkreislauf vor. Die gesundheitlichen Folgen reichen von Schleimhautreizungen bis zu verstärkter Plaquebildung in den Blutgefäßen [85].

### 15.1.3 Lärm

Die Lautstärke und damit auch der Verkehrslärm ist die subjektiv vom Menschen empfundene Stärke eines Tons. Diese ist abhängig von Schalldruckpegel und der Frequenz des Tons und wird in dB(A) angegeben. Die Dezibel-Skala ist logarithmisch aufgebaut, denn sie beachtet die Eigenheit des menschlichen Gehörs, niedrige Schalldruckpegel stark voneinander zu unterscheiden, wogegen im hohen dB-Bereich sogar große Unterschiede nicht genau wahrgenommen werden. Da sich die Empfindlichkeit des menschlichen Gehörs auf Schalldruckpegel über den kompletten Frequenzbereich verändert, wird das gemessene Signal über einen Filter (A) an das menschliche Ohr angepasst.

Das Leben der Menschen wird durch Verkehrslärm beeinträchtigt. Daher spielt die Einschränkung von Lärm und insbesondere von Verkehrslärm eine große Rolle und erfolgt in der Regel quellenspezifisch. Als Minimalziel zur Vermeidung gesundheitlicher Risiken sollten tagsüber 65 dB(A) und nachts 55 dB(A) nicht überschritten werden. Die WHO strebt als optimalen Schutz einen Lärmpegel von 40 dB(A) in der Nacht (gesunde Nachtruhe) an. In den letzten zehn Jahren ist der (Verkehrs-)Lärm nur unwesentlich zurückgegangen. Insgesamt ist für den Verkehrslärm ein relatives Minderungsziel von 5 dB(A) für 2020 gegenüber 2008 definiert worden [86].

## 15.2 Übersicht über verfügbare Gasbusse

Nr.	Hersteller	Fahrzeug	Einsatzbereich	Fahrzeugtyp	Technische Daten			Abmessungen			Fahrgeekapazität		Anmerkungen		
					Kraftstoff	Tankkonzeption	Motor	Leistung (kW)	Drehmoment	Reichweite (km)	Länge (m)	Türen		Sitzplätze	Stehplätze
1	IVECO	Crossway, Low Entry (Cursor 8 Natural Power)	Stadt/Überland	Scobus	Erdgas; Biomethan	Dach	Cursor 9 (CNG)	265	bis 1620 Nm	500 - 600	12	2/3	2 Türen, 35 + Rollstuhl; 3 Türen, 31 + Rollstuhl		
2	IVECO	Urbanway CNG (10,5m)	Stadt	Scobus	Erdgas; Biomethan	4 Behälter (längs)	Cursor 8 (CNG)	213	1100 Nm	250 - 450	10,5	2/3	3 Türen, 23 + Rollstuhl; 2 Türen, 28 + Rollstuhl		
3	IVECO	Urbanway CNG (12m)	Stadt	Scobus	Erdgas; Biomethan	4 Behälter (längs)	Cursor 8 (CNG)	213	1100 Nm	250 - 450	12	2/3	3 Türen, 23 + Rollstuhl; 2 Türen, 28 + Rollstuhl		
4	IVECO	Urbanway CNG (18m)	Stadt	Gelenkbus	Erdgas; Biomethan	10 Behälter (längs)	Cursor 8 (CNG)	243	1300 Nm	250 - 450	18	3/4	3 Türen, 39 + Rollstuhl; 4 Türen, 34 + Rollstuhl		
5	MAN	Lions City/Lions City Ü	Stadt/Überland	Scobus	Erdgas; Biomethan	Dach	E2876LUH	200 oder 228	1050/1250 Nm	bis 500	12	2/3 (optional)	45	46	
6	MAN	Lions City G/ Lions City G LE	Stadt	Gelenkbus	Erdgas; Biomethan	Dach	E2876LUH	228	1250 Nm	bis 500	18	3, 4 (optional/3)	53	105	auch als "low entry" (LE); unterschiedliche Cassysysteme nach Kundenwunsch
7	MAN	Lions City G/ Lions City G LE	Stadt	Gelenkbus	Erdgas; Biomethan	Dach	E2876LUH	228	1250 Nm	bis 500	18,75	3, 4 oder 5 (optional)	57	106	auch als "low entry" (LE)
8	MAN	Lions City C/ Lions City C LE	Stadt	Scobus	Erdgas; Biomethan	Dach	E2876LUH	228	1250 Nm	bis 500	13,7	3	45	76	auch als "low entry" (LE)
9	MAN	Lions City L/ Lions City L LE	Stadt	Scobus	Erdgas; Biomethan	Dach	E2876LUH	228	1250 Nm	bis 500	14,7	2 oder 3	49	80	auch als "low entry" (LE)
10	Mercedes	Citaro G NGT	Stadt	Gelenkbus	Erdgas; Biomethan	Dach	M 936 G	222	1200 Nm		18,1	3 oder 4	3 Türen, 45; 4 Türen, 41	108; 112	
11	Mercedes	Citaro NGT	Stadt	Scobus	Erdgas; Biomethan	Dach	M 936 G	222	1200 Nm		12,1	2 oder 3	2 Türen, 29; 3 Türen, 23	67; 70	
12	Mercedes	Connecto NGT	Stadt	Scobus	Erdgas; Biomethan	Dach	M 936 G	222	1200 Nm		12,1		30	69	
13	Mercedes	Connecto G NGT	Stadt	Gelenkbus	Erdgas; Biomethan	Dach	M 936 G	222	1200 Nm		18,1		40	118	
14	Scania	Citywide LF CNG	Stadt	Gelenk-/Scobus	Biogas/Erdgas; Bioethanol; HVO	Dach		bis 250	1350 - 1500 Nm (Biogas/Erdgas)		10,9/12m (Sob); 18m (Gelenk)	2/3			
15	Scania	Intellink LD CNG	Überland	Scobus	Biogas/Erdgas; Bioethanol; HVO			235	1250 - 1500 Nm (Biogas/Erdgas)		10,9-13,2m (2 Achsen); 13,4-15m (3 Achsen)	3/4		bis 59 (2 Achsen); bis 71 (3 Achsen)	
16	Solaris	New Urbino 12 CNG		Scobus	Erdgas	Dach	Cummins ISLG8.9EE6 320	239				3	37 + Rollstuhl		
17	Solaris	New Urbino 18 CNG		Gelenkbus	Erdgas	Dach	Cummins ISLG8.9EE6 320	239				4	49 + Rollstuhl		
18	Solibus	Solcity 12 LNG									12,3	2/3	53-55	bis 64	
19	Solibus	Solcity 18 LNG													
20	Solibus	Solcity 12 CNG				Dach		235	1350		12				
21	Vectia Tempus	Veris 12 CNG	Stadt	Scobus	CNG/LPG	Dach	PSI Engine V8				12	2/3	30 + Rollstuhl	65	
22	Castrosua	NEW City CNG	Stadt		GNC						9,7-18,75	2/3			
23	Castrosua	Magnus	Stadt		GNC						10,8-18,75				

## 15.3 Fragebogen

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)



### FRAGEBOGEN

Sehr geehrte Damen und Herren, die DVGW-Forschungsstelle arbeitet mit Stadtwerken und Energieversorgern an einer Studie zu gasbetriebenen Bussen im ÖPNV. Um sowohl die Ökonomie als auch die Ökologie der CNG-Technologie im ÖPNV bewerten zu können, bitten wir Sie den Fragebogen zu beantworten. Ihre Angaben werden durch die DVGW-Forschungsstelle ausgewertet und fließen in die Bewertung der Technologie mit ein. Ihre Angaben können dazu beitragen, dass die Technologie bekannter und akzeptierter wird.

Ziel der Studie ist es, den Betreibern von ÖPNV-Bussen eine wissenschaftlich fundierte Entscheidungshilfe bei Flottenumstellung zu sauberen Kraftstoffen und bei Austausch von Bussen zu geben. Somit helfen Sie diese Technologie bei Entscheidern präsent zu machen und können so einen Beitrag zu einem schnell umsetzbaren Gewinn für Mensch und Umwelt schaffen.

Wir sichern Ihnen zu, dass Ihre Angaben anonymisiert werden und eine Rückverfolgung nicht möglich ist. Auch sichern wir Ihnen zu, dass die Originaldaten bei uns entsprechend vor Dritten geschützt sind.

Bitte senden Sie den ausgefüllten Fragebogen an Frau Kerstin Kröger.

#### VIELEN DANK

e-mail: [kroeger@dvqw-ebi.de](mailto:kroeger@dvqw-ebi.de)  
Fax: 0721 / 96402-13

#### 1 Allgemeine Angaben zu Ihrem Fuhrpark:

1.1 Gesamtanzahl Busse im ÖPNV \_\_\_\_\_

1.2 Anzahl und Typ der CNG-Busse \_\_\_\_\_

- Hersteller \_\_\_\_\_

Anschaffungszeitraum

von \_\_\_\_\_ bis \_\_\_\_\_

1.3 Tankgröße in kg (Durchschnitt) \_\_\_\_\_

Gesamtstrecke mit CNG-Bussen in km/a \_\_\_\_\_

Ø-Verbrauch in kg/100 km

Stadtverkehr: \_\_\_\_\_

Regionalverkehr: \_\_\_\_\_

Mix: \_\_\_\_\_

Ø-Reichweite je Tankfüllung in km \_\_\_\_\_

1.4 Sonstige Antriebsarten (z. B. Elektro) \_\_\_\_\_

  
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI)  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)  
Engler-Bunte-Ring 1-7 • 76131 Karlsruhe • Germany

Baden-Württembergische Bank AG  
Friedrichsplatz 1-3 • 76133 Karlsruhe  
BIC: SOLADEST  
IBAN: DE07 6005 0101 7495 5000 39

USt-ID-Nr. (VAT): DE 114 341 970  
Steuer-Nr.: 206/5887/0745  
VR Born: 6933 [www.dvgw-ebi.de](http://www.dvgw-ebi.de)

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)



**2 Angaben zum Kraftstoff:**

Erdgasart

L-Gas

H-Gas

Biomethan

direkt genutzt  über Anrechnung

Welche Biomethanquellen? \_\_\_\_\_

**3 Verfügbarkeit der Tankstelle(n):**

CNG-Tankstelle auf dem  
Firmengelände?

ja  nein

Anzahl der Zapfsäulen für Busse? \_\_\_\_\_

Anzahl der CNG-Tankstellen in Ihrem  
Versorgungsgebiet? \_\_\_\_\_

Ihre Beurteilung der Betankung:

Zeitaufwand \_\_\_\_\_

Organisatorische Eingliederung in den  
Busbetrieb \_\_\_\_\_

**4 Ökonomische Angaben:**

**4.1 Mehrkosten bei der Anschaffung geg.  
einem vergleichbaren Dieselbus?**

Haben Sie Förderung bei der  
Anschaffung der CNG-Busse erhalten?

ja  nein

Förderhöhe? \_\_\_\_\_ €/Fahrzeug

Betriebskosten in €/100 km

CNG: \_\_\_\_\_

Diesel: \_\_\_\_\_

Preis des CNG geg. Diesel

geringer  höher

Amortisierungszeitraum in Jahren \_\_\_\_\_

**4.2 Wie beurteilen Sie die Zuverlässigkeit  
der CNG-Busse?**

Mehraufwand durch spez. Wartung?

ja  nein

Mehraufwand durch spez. Reparaturen?

ja  nein

**5 Ökologische Angaben:**

Haben Sie Abgasuntersuchungen durchgeführt?

ja  nein

Reduzierung gegenüber Diesel

NOx  Feinstaub  Lärm



DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)



**6 Weitere Angaben:**

**6.1 Warum haben Sie sich für CNG-Busse entschieden?**

---

---

---

---

**6.2 Sind Ihnen positive wie negative Meinungen Ihrer Fahrer über CNG bekannt? Welche?**

---

---

---

---

**6.3 Würden Sie wieder CNG-Busse anschaffen?**  ja  nein

Wenn nein: Warum nicht?

---

---

---

---

**6.4 Ihre Einschätzung warum Unternehmen Diesel- oder E-Busse kaufen.**

---

---

---

---

## 15.4 Übersicht über aktuelle BE-Busprojekte in Deutschland

Tab. 15-2: BE-Busprojekte in Deutschland (Stand: Februar 2019) [35]

Stadt	Fahrzeug- typ	Fahrzeug- länge	Anzahl Fahrzeuge	Lade- konzept	Betrieb ab	Speicher- kapazität
Aachen	Gelenkbus	18	1	ON	-	-
	Gelenkbus	18	12	ON	-	-
	Solobus	12	1	ON	2017	230 kWh
	Gelenkbus	18	1	ON	2017	320 kWh
Aalen	Solobus	12	1	ON	-	-
Bad Langen- salza	Solobus	10,7	2	ON	2016	-
Bad Neustadt	Solobus	12	1	ON	-	-
Bad Wörrishofen	Midibus	-	1	ON	-	-
Berlin	Solobus	12	4	OC/ON	2015	90 kWh
Bonn	Solobus	12	6	ON	2016	230 kWh
Borkum	Solobus	-	1	ON	-	-
Braunschweig	Solobus	-	6	OC	2014	60 / 90 kWh
Bremen	Solobus	10,7	2	ON	-	200 kWh
	Solobus	12	2	ON	2016	311 kWh
Darmstadt	Solobus	12	1	ON	-	-
	Gelenkbus	18	1	ON	-	-
Dresden	Solobus	12	1	OC	2015	200 kWh
Eberswalde	Gelenkbus	18	1	HO	2012	72 kWh
Essen	Solobus	12	5	OC	-	-
Esslingen	Gelenkbus	-	4	HO	-	-
Fürth	Solobus	-	1	ON	-	-
Hamburg	Midibus	7,72	1	OC	2014	180 kWh
	Gelenkbus	18,61	2	OC	2016	215 kWh
	Solobus	12	4	FC	2012	10 kWh
Hannover	Solobus	12	3	OC	2016	120 kWh
Herten	Solobus	-	1	OC	-	-
Köln	Gelenkbus	18,15	8	OC	2017	122 kWh
	Gelenkbus	18	2	FC	2014	-
	Gelenkbus	18	3	FC	2014	-
Künzelsau/ Öhringen	Solobus	12	4	ON	2016	265 kWh
	Midibus	-	2	ON	-	-
Lahr	Solobus	12	2	-	-	-
Leipzig	Solobus	12	2	OC	2014/2016	86 kWh / 122,5 kWh

Tab. 15-2: E-Busprojekte in Deutschland (Stand: Februar 2019) [35] – Fortsetzung

Stadt	Fahrzeug- typ	Fahrzeug- länge	Anzahl Fahrzeuge	Lade- konzept	Betrieb ab	Speicher- kapazität
Lübeck	Solobus	12	2	ON	-	-
Mannheim	Gelenkbus	12	2	OC	2014	-
München	Solobus	12	2	ON	2016	-
Münster	Solobus	12	5	OC	2015	-
Nürnberg	Solobus	-	2	ON	-	-
Oberhausen	Solobus	12	2	OC	2015	200 kWh
	Solobus	-	3	OC	-	-
Osnabrück	Minibus	5,9	1	ON	2011	57 kWh
	Midibus	9,3	1	ON	2013	170 kWh
Regensburg	Midibus	7,72	5	OC	2016	96 kWh
Salzgitter	Solobus	-	1	ON	-	-
	Solobus	-	2	ON	-	-
Solingen	Gelenkbus	-	4	HO	-	-
Stuttgart	Solobus	12	4	FC	2014	26 kWh
Trier	Solobus	12	3	ON	-	-
Uetersen	Solobus	-	1	ON	-	-
Westerland	Solobus	-	1	ON	-	-