

VERGLEICH VON STROM UND WASSERSTOFF ALS CO₂-FREIE ENDENERGIETRÄGER

Endbericht

Studie im Auftrag der RWE AG

Autoren:

Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
(Fraunhofer ISI)

Ulrich Bünger

Werner Weindorf

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Karlsruhe, Mai 2010

Kontakt:

Prof. Dr. Martin Wietschel
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
D-76139 Karlsruhe
E-Mail: martin.wietschel@isi.fraunhofer.de
Tel. +49 (0) 721 6809 254
Fax +49 (0) 721 6809 272

Dr. Ulrich Bünger
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstraße 15
D-85521 Ottobrunn
E-Mail: buenger@lbst.de
Tel. +49 (0) 89 608 110-42
Fax +49 (0) 89 609 97 31

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Zusammenfassung.....	9
2 Einführung	14
3 Methodik.....	17
3.1 Allgemeines	17
3.2 Betrachtungszeitraum	17
3.3 Wirkungsgradmethode.....	18
3.4 Berechnung der Treibhausgasemissionen	18
3.5 Technisches und ökonomisches Lernen.....	19
4 Identifikation im Zusammenhang dieser Studie relevanter Energieversorgungspfade (mobil und stationär) (AP1).....	20
5 Entwicklung einer Datengrundlage (AP2).....	23
6 Analyse der identifizierten Versorgungsketten nach Primärenergieeffizienz, Treibhausgasemissionen, Kosten und weiteren nicht-technischen Aspekten (AP3).....	25
6.1 PKW	25
6.2 Lieferfahrzeuge	32
6.3 Busse	35
6.4 Binnenschiffe	39
6.5 Hausenergieversorgung.....	42
7 Weitere kurzfristig relevante Anwendungen von Brennstoffzellen und Wasserstoff	45
8 Bewertung der Ergebnisse aus AP3 unter Einbezug von weiteren Aspekten und anderen Studienergebnissen (AP4).....	50
8.1 Schlussfolgerungen PKW	50
8.2 Schlussfolgerungen zu weiteren Anwendungen	58
9 Literatur.....	61
10 Annex A: Ausführliche Beschreibung der Datengrundlage und Festlegung der Vorgehensweise	67
10.1 Einleitung	67

10.2	Stromerzeugung	67
10.2.1	Strom aus offshore installierten Windkraftanlagen	67
10.2.2	Strom aus Strommix Deutschland	68
10.3	H ₂ -Produktion	69
10.3.1	Dampfreformierung.....	69
10.3.2	Elektrolyse	70
10.3.3	Vergasung von Braunkohle	72
10.4	H ₂ -Verflüssigung.....	73
10.5	Verteilung	75
10.5.1	Verteilung über LKW	76
10.5.2	Verteilung mit Pipeline.....	78
10.6	Tankstellen	79
10.6.1	CGH ₂	79
10.6.2	LCCH ₂	82
10.7	Fahrzeuge	83
10.7.1	Kraftstoffeigenschaften.....	83
10.7.2	Batterien	83
10.7.3	Wasserstoff und Brennstoffzellen.....	88
10.7.4	Szenario A1: A-Klasse (z. B. „Smart“)	89
10.7.5	Szenario A2: C-Klasse (z. B. „VW Golf“)	92
10.7.6	Szenario B: Lieferfahrzeuge (z. B. „Mercedes Sprinter“).....	96
10.7.7	Szenario C1: Stadtbus (Midi-Bus) „Rampini“	100
10.7.8	Szenario C2: Stadtbus „Citaro“	103
10.7.9	Szenario D: Passagierschiff	107
10.7.10	Strom und Wärmeversorgung	109
11	Annex B: Datengrundlage und Quelle und weiterführende Analysen zu den identifizierten Versorgungsketten (AP3)	112
11.1	Treibhausgasbilanzen	112
11.1.1	Datengrundlage: Treibhausgasemissionen inklusive der Herstellung von Anlagen und Fahrzeugen	112
11.2	Treibhausgasvermeidungskosten.....	113
11.2.1	Mobil	113
11.2.2	Strom- und Wärmeversorgung	116
11.3	Vergleich FCEV mit BEV unter Einbeziehung zusätzlicher Pfade	117
12	Annex C: Überblick über aktuell verfügbare BEV und PHEV-Fahrzeuge	124

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Übersicht über die in dieser Studie untersuchten Energieversorgungspfade mit Strom und Wasserstoff.....	20
Abbildung 2: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Kleinwagen, Szenario A1).....	25
Abbildung 3: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2).....	26
Abbildung 4: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Kleinwagen, Szenario A1).....	27
Abbildung 5: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2).....	27
Abbildung 6: Kosten „Well-to-Wheel“ (Kleinwagen, Szenario A1).....	28
Abbildung 7: Kosten „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2)	29
Abbildung 8: Kosten inklusive Steuern und Abgaben sowie EEG- und KWK-Umlage „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2)	30
Abbildung 9: Struktur Gesamtkilometerkosten Kosten „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2), 2030 MAX-Szenario, ohne Steuern und Abgaben.....	31
Abbildung 10: THG-Vermeidungskosten PKW (Mittelklasse, Szenario A2) 2015/2030	31
Abbildung 11: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ mit Berücksichtigung des Energieaufwands und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen für die Herstellung von Anlagen und Fahrzeugen (Mittelklasse, Szenario A2)	32
Abbildung 12: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Lieferfahrzeug, Szenario B).....	33
Abbildung 13: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Lieferfahrzeug, Szenario B)	34
Abbildung 14: Kosten „Well-to-Wheel“ (Lieferfahrzeug, Szenario B)	35
Abbildung 15: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Midi-Stadtbus, Szenario C1)	36
Abbildung 16: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Stadtbus, Szenario C2)	37
Abbildung 17: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Midi-Stadtbus, Szenario C1)	37
Abbildung 18: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Stadtbus, Szenario C2)	38
Abbildung 19: Kosten „Well-to-Wheel“ (Midi-Stadtbus, Szenario C1)	38
Abbildung 20: Kosten „Well-to-Wheel“ (Stadtbus, Szenario C2).....	39
Abbildung 21: Energieeinsatz „Well-to-Propeller“ (Fahrgastschiff, Szenario D).....	40

Abbildung 22: Treibhausgasemissionen „Well-to-Propeller“ (Fahrgastschiff, D)	41
Abbildung 23: THG-Vermeidungskosten (Fahrgastschiff, Szenario D).....	41
Abbildung 24: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von Wärme	43
Abbildung 25: Energieinput und -output bezogen auf 1 kWh Wärme	43
Abbildung 26: Weltweiter Brennstoffzellenmarkt nach Stückzahlen	46
Abbildung 27: Treibhausgasemissionen von Brennstoffzellen-Gabelstaplern im Vergleich	47
Abbildung 28: US-Markt für Gabelstapler [Stück] (Gesamtbestand: 980.000 Stück in 2007)	48
Abbildung 29: Aufgliederung der Brennstoffzellenkosten	52
Abbildung 30: Wahl der Antriebstechnologie – 2015 (in Relation zur Laufleistung und dem Stadtverkehrsanteil).....	55
Abbildung 31: Eignung von E-Fahrzeugen für unterschiedliche PKW- Segmente über PKW-Neuzulassungen Januar 2010	56
Abbildung 32: Elektromobilität in unterschiedlichen Infrastrukturen	57
Abbildung 33: Offshore-Windpark.....	67
Abbildung 34: Stromverbrauch von H ₂ -Verflüssigungsanlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität (heutiger Stand der Technik)	74
Abbildung 35: LKW zum Transport von LH ₂	76
Abbildung 36: CGH ₂ -Tankstelle mit Booster-Kompressor	79
Abbildung 37: Kalendarische Lebensdauer bei Li-Ionen Batterien als Funktion der Temperatur	86
Abbildung 38: Anzahl der Kapazitätsumsätze in Abhängigkeit von der Entladetiefe	87
Abbildung 39: VW Golf	92
Abbildung 40: Mercedes „Sprinter“	96
Abbildung 41: Midi-Bus des Herstellers „Tecnobus“ mit Brennstoffzelle als „Range Extender“	100
Abbildung 42: Midi-Bus des Herstellers „Rampini“ mit Brennstoffzelle als „Range Extender“	100
Abbildung 43: Brennstoffzellen-Bus, Modell „Citaro FuelCELL-Hybrid“	103
Abbildung 44: Batterieelektrischer Bus	105
Abbildung 45: Passagierschiff „Alstersonne“	108
Abbildung 46: Stromproduktion Kraftwerke am 16. Januar 2010	111
Abbildung 47: THG-Vermeidungskosten (Kleinwagen, Szenario A1).....	113

Abbildung 48: THG-Vermeidungskosten Szenario A2 (Mittelklasse, Szenario A2).....	114
Abbildung 49: THG-Vermeidungskosten (Lieferfahrzeug, Szenario B).....	114
Abbildung 50: THG-Vermeidungskosten (Midi-Stadtbuss, Szenario C1).....	115
Abbildung 51: THG-Vermeidungskosten (Stadtbuss, Szenario C2)	115
Abbildung 52: THG-Vermeidungskosten (Fahrgastschiff, Szenario D)	116
Abbildung 53: Treibhausgasvermeidungskosten für die Bereitstellung von Wärme über unterschiedliche Pfade	117
Abbildung 54: Energieeinsatz (Kleinwagen, Szenario A1).....	119
Abbildung 55: Treibhausgasemissionen (Kleinwagen, Szenario A1).....	119
Abbildung 56: Energieeinsatz (Mittelklasse, Szenario A2) – FCEV im Vergleich zu BEV	120
Abbildung 57: Treibhausgasemissionen (Mittelklasse A2) – FCEV im Vergleich zu BEV	120
Abbildung 58: Energieeinsatz (Mittelklasse A2) – FCEV im Vergleich zu PHEV	121
Abbildung 59: Treibhausgasemissionen Szenario A2 (Kompaktklasse z. B. „VW Golf“) – FCEV im Vergleich zu PHEV	121
Abbildung 60: Energieeinsatz Szenario B (Lieferwagen z. B. „Mercedes Sprinter“) – FCEV im Vergleich zu BEV	122
Abbildung 61: Treibhausgasemissionen (Lieferwagen, Szenario B) – FCEV im Vergleich zu BEV	122
Abbildung 62: Energieeinsatz Szenario B (Lieferwagen z. B. „Mercedes Sprinter“) – FCEV im Vergleich zu PHEV	123
Abbildung 63: Treibhausgasemissionen (Lieferwagen, Szenario B) – FCEV im Vergleich zu PHEV.....	123

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: CO ₂ -Äquivalente	19
Tabelle 2: Festlegung der ausgewählten Pfade und Anwendungen	21
Tabelle 3: Techno-ökonomische Daten zu den PKW	23
Tabelle 4: Energiepreisannahmen.....	23
Tabelle 5: Techno-ökonomische Daten zu „Schlüssel- Umwandlungstechnologien“	24
Tabelle 6: THG-Emissionen von Klein-PKW und Mittelklasse PKW	28
Tabelle 7: Fahrzeugkosten von Klein-PKW und Mittelklasse PKW	29
Tabelle 8: THG-Emissionen von Lieferfahrzeugen.....	33
Tabelle 9: Fahrzeugkosten von Lieferfahrzeugen	34
Tabelle 10: THG-Emissionen von Bussen.....	36
Tabelle 11: Fahrzeugkosten von Bussen	39
Tabelle 12: THG-Emissionen von Binnenschiffen	40
Tabelle 13: Fahrzeugkosten von Binnenschiffen.....	42
Tabelle 14: THG-Emissionen und Kosten für die Hausenergieversorgung	44
Tabelle 15: In 2005 bis 2007 verkaufte Brennstoffzellen führender Hersteller nach Bereichen weltweit.....	46
Tabelle 16: Demofahrzeugkosten heute – Mittelklasselimousine BEV/FCEV	51
Tabelle 17: Gegenüberstellung von Ist- und Zielkosten	52
Tabelle 18: Demofahrzeugkosten heute – Stadtbuss BEV / FCEV	59
Tabelle 19: Offshore-Windparks.....	68
Tabelle 20: Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen für Strom aus dem Strommix Deutschland frei Kraftwerke.....	69
Tabelle 21: H ₂ aus Erdgasdampfpreformierung (onsite)	70
Tabelle 22: H ₂ aus Elektrolyse.....	71
Tabelle 23: Technische und ökonomische Daten für die H ₂ -Speicherung in Salzkavernen	72
Tabelle 24: H ₂ aus Vergasung von Braunkohle mit CCS	73
Tabelle 25: H ₂ -Verflüssigung	75
Tabelle 26: LH ₂ -Sattelaufleger.....	77

Tabelle 27:	Zugmaschine (für ein zulässiges Gesamtgewicht von 40 t)	77
Tabelle 28:	H ₂ -Pipeline-Netz	78
Tabelle 29:	Auslegung CGH ₂ -Tankstelle	79
Tabelle 30:	Investitionsbedarf CGH ₂ -Tankstelle	80
Tabelle 31:	Stromverbrauch für die Komprimierung des Wasserstoffs	81
Tabelle 32:	Betriebskosten CGH ₂ -Tankstelle (ohne Kosten für Strom)	81
Tabelle 33:	Kosten für den Betrieb der CGH ₂ -Tankstelle [Euro/kWh _{CGH₂}]	81
Tabelle 34:	Investitionsbedarf für eine LCGH ₂ -Tankstelle	82
Tabelle 35:	Kosten für den Betrieb der LCGH ₂ -Tankstelle [Euro/kWh _{CGH₂}]	82
Tabelle 36:	Kraftstoffeigenschaften	83
Tabelle 37:	Geplante Kosten von Li-Ionen-Batterien, umgerechnet in spezifische Werte (in der Studie verwendete Basisdaten gelb markiert)	85
Tabelle 38:	Spezifischer Investitionsbedarf für Batteriesysteme	85
Tabelle 39:	Kosten für Wasserstofftank und Brennstoffzelle (minimale und maximale Werte)	88
Tabelle 40:	Szenario A1 (A-Klasse, z. B. "Smart") – 2015	90
Tabelle 41:	Szenario A1 (A-Klasse, z. B. "Smart") – 2030	91
Tabelle 42:	Szenario A2 (C-Klasse, z. B. "Golf") – 2015	93
Tabelle 43:	Szenario A2 (C-Klasse, z. B. "Golf") – 2030	94
Tabelle 44:	Kosten eines BEV- und eines FCEV-Demofahrzeuges heute	95
Tabelle 45:	Szenario B (Lieferwagen) – 2015	98
Tabelle 46:	Szenario B (Lieferwagen) – 2030	99
Tabelle 47:	Technische und ökonomische Daten Stadtlinienbusse (Midi- Bus) „Rampini“	102
Tabelle 48:	Technische und ökonomische Daten Stadtlinienbusse (Solobus) „Citaro“	106
Tabelle 49:	Vergleich der heutigen Investitionskosten eines brennstoffzellen- und eines batteriebetriebenen Stadtbus- Demofahrzeuges	107
Tabelle 50:	Technische und ökonomische Daten Passagierschiff	108
Tabelle 51:	Technische Daten von Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme	110

Abkürzungsverzeichnis

APU	Hilfsantrieb
BEV	Battery electric vehicle (= batterieelektrisches Fahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Braunkohle
BoP	Balance of Plant („Übriges System“)
BWK	Brennwertkessel
BZ	Brennstoffzelle
CCS	Carbon Capture and Storage (Abtrennung und Speicherung von CO ₂)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk)
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen (= Druckwasserstoff)
DoD	Depth of Charge (= Entladetiefe)
FC	Fuel Cell (= Brennstoffzelle)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (= Brennstoffzellenfahrzeug)
GuD	Gas und Dampfturbine (-nkraftwerk)
H ₂	Wasserstoff (Hydrogen)
HEV	Hybrid electric vehicle (= hybridelektrisches Fahrzeug)
HEV	Hausenergieversorgung
HS	Hochspannung
ICE	Verbrennungsmotor
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk mit integrierter Vergasung)
LCA	Life Cycle Analysis (Lebenszyklusanalyse)
LH ₂	Liquefied hydrogen (= Flüssigwasserstoff)
MDS	magnetdynamischen Speicher
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OEM	Automobilhersteller
PEM	Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen
PHEV	Plug-in hybrid vehicle (= über Netzladung nachladbares elektrisches Fahrzeug)
PKW	Personenkraftwagen
PR	Progress Ratio (=Fortschreibungsrate)
PV	Photovoltaik
REG	Regenerativ(-energie)
SMR	Steam Methane Reforming (= Erdgasdampfpreformierung)
THG	Treibhausgas (-emissionen)
TtW	Tank-to-Wheel (= Tank-zu-Rad) Energiekette
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WP	Wärmepumpe
WtT	Well-to-Tank (= Quelle-zu-Tank) Energiekette
WtW	Well-to-Wheel (Quelle-zu-Rad) Energiekette

1 Zusammenfassung

Strom ist ein etablierter Endenergieträger, der künftig noch weiter an Bedeutung gewinnen dürfte. Hingegen spielt Wasserstoff als Endenergieträger derzeit noch keine Rolle, obwohl aus Gründen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit sein Einsatz immer wieder diskutiert wird.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, für ausgewählte Anwendungen die Verwendung von Strom und Wasserstoff miteinander zu vergleichen. Es soll die Frage beantwortet werden, wo welcher der beiden Energieträger am sinnvollsten einzusetzen ist. Dies schließt auch den Vergleich zu den bisherigen konventionellen Lösungen ein. Die Analysen gelten für Deutschland und werden für die Jahre 2015 und 2030 durchgeführt.

Auf der Grundlage von Lebenszyklus-Analysen (Life Cycle Analysis (LCA)), Energiekettenbetrachtungen von der Quelle bis zur Anwendung, stehen dabei die Aspekte der Wirtschaftlichkeit, der Treibhausgasemissionen und der Energieeffizienz bei mobilen Anwendungen und der Hausenergieversorgung im Fokus der Untersuchungen. Dazu werden ausgewählte Primärenergiequellen herangezogen, die jeweils für beide Endenergieträger gleich sind. Dies geschieht aus Gründen der Vergleichbarkeit. Um das Gesamtbild abzurunden, werden zusätzlich weitere Analysen durchgeführt und auf aktuelle Studienergebnisse zurückgegriffen. Oft wird diskutiert, dass Wasserstoff sich noch vor einem breiten Einsatz im Verkehrssektor als Endenergieträger für bestimmte Nischen eignen könnte, die sich durch besondere Rahmenbedingungen, wie beispielsweise hohe Anforderungen an lokalen Umweltschutz, auszeichnen. Deshalb werden ebenfalls wichtige Nischenanwendungen für einen Einsatz von Wasserstoff und auch der Brennstoffzelle herausgearbeitet.

Die Ergebnisse für den Einsatz von beiden Energieträgern im Bereich der Mobilität ergeben bezüglich der Wirtschaftlichkeit ein differenziertes Bild, da diese stark vom Antrieb dominiert wird (Batterie bzw. Brennstoffzelle). Von heutigen Zahlen ausgehend müssen für beide Technologien die Kosten noch deutlich gesenkt werden: Bei Batterien etwa von heute rund 700 bis 1.000 Euro/kWh auf 250 bis 300 Euro/kWh, bei den Brennstoffzellen-Systemkosten auf unter 100 Euro/kW_{el}, von denen die heutigen Kosten noch weit entfernt sind. Weiterhin sind auch noch entscheidende technische Zielsetzungen, z. B. bezüglich der Lebensdauer, zu erreichen. Stimmen zusätzlich noch die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen z. B. bezüglich hoher fossiler Energiepreise, ambitionierte Umweltziele für den Verkehr, die Förderinstrumente und die Kundenakzeptanz, so könnten beide alternativen Antriebe in den nächsten fünf bis zehn Jahren wirtschaftlich werden. Dies gilt insbesondere für PKW mit höherer jährlicher Laufleistung. Diese ist notwendig, damit die höheren Anschaffungsausgaben ge-

genüber einem konventionellen verbrennungsmotorischen Fahrzeug über die Kostenvorteile während der Nutzungsphase kompensiert werden können.

Reine Batteriefahrzeuge (BEV) mit geringer Batteriekapazität (ca. 20 kWh) sind derzeit am nächsten an der Wirtschaftlichkeit. Dann folgen Plug-in-Hybride (PHEV) und später auch Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV). Allerdings sind reine BEV aus Gründen der Wirtschaftlichkeit (die Investition in höhere Batteriekapazitäten, um wenige Langstreckenfahrten mehr damit abdecken zu können, ist vergleichsweise teuer) sowie aus Gründen der Reichweitenbeschränkung und der beschränkten Option einer Beladung in akzeptabler Zeit auf das Marktsegment mit geringeren täglichen Fahrtstrecken beschränkt. Z. B. auf Zweitwägen für Berufspendler mit Garage/Stellplatz oder Car-Sharing, die wiederum auf die oben angesprochenen jährlichen Fahrleistungen kommen.

In den anderen PKW-Segmenten stehen eher PHEV und FCEV miteinander im Wettbewerb. Während die PHEV von der bestehenden Stromladeinfrastruktur und der Option, anforderungsspezifische Auslegungen bezüglich der Batteriegröße realisieren zu können, profitieren, haben die FCEV das Potenzial bzgl. ihrer Wirtschaftlichkeit zu dominieren. Dies ist u. a. mit der prinzipiell geringeren Systemkomplexität gegenüber PHEV zu begründen.

Generell ist anzumerken, dass die FCEV als Demonstrationsfahrzeuge in der zweiten bis vierten Generation betrieben werden und hier bereits entsprechende Betriebserfahrungen vorliegen. Diese liegen für Batteriefahrzeuge mit Lithium-Ionen-Batterien noch nicht vor, und gerade die Lebensdauer der Batterie (kalendarische und Zyklenfestigkeit) und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit – wie oben erwähnt sind die Batteriekosten bei der Gesamtwirtschaftlichkeit entscheidend – stellen ein Risiko dar.

Die Beladungsinfrastruktur für BEV und PHEV ist am Anfang günstig auszubauen, solange private und halböffentliche Beladungen dominieren (siehe Kley et al. 2009). Bei Wasserstoff hingegen besteht die Herausforderung, zu Beginn in eine stark unterausgelastete kapitalintensive Infrastruktur (Wasserstofftransport und Wasserstofftankstellen) investieren zu müssen. Bei höherer Marktpenetration von FCEV spielen allerdings dann die Infrastrukturkosten keine wichtige Rolle mehr (siehe zu Wasserstoffinfrastruktur GermanHy 2009 und Ball et al. 2009).

Der Beitrag zur Senkung der CO₂-Emissionen ist bei Wasserstoff und Stromanwendungen im PKW-Bereich insbesondere dann gegeben, wenn die Herstellung jeweils CO₂-frei oder -arm (z. B. über erneuerbare Energieträger) erfolgt. Reine Batteriefahrzeuge haben dabei die größten Vorteile, was in ihrer sehr hohen Gesamteffizienz (bis

zu 70 % bei regenerativer Energienutzung, d. h. Faktor 3 gegenüber erdölbasierten Kraftstoffen) begründet liegt. Während die konventionellen Verbrennungsmotorfahrzeuge in der Kompaktklasse auch im Jahre 2030 trotz unterstellter Effizienzverbesserungen unter Einschluss der Emissionen der Vorkette auf 110 bis 120 g CO₂/km kommen, liegen sie bei BEV bei 60 g CO₂/km bei Verwendung des Strommixes. Dieser ist im Jahre 2030 deutlich CO₂-ärmer als der heutige. Bei Verwendung von erneuerbarem Strom liegen die CO₂/km bei 0, wenn die Emissionen beim Bau der Anlagen und der Fahrzeuge nicht berücksichtigt werden. Wenn Wasserstoff aus fossilen Energieträgern ohne CO₂-Abscheidung hergestellt wird, können die CO₂-Gesamtemissionen sogar über denen von konventionellen Fahrzeugen liegen. Daher wird bei FCEV der Einsatz von (zumindest teilweise) erneuerbar hergestelltem Wasserstoff unerlässlich sein, wie am Beispiel Kalifornien vorgeführt (33 % regenerativ hergestellter Wasserstoff müssen nachgewiesen werden).

Werden die Emissionen bei der Fahrzeugherstellung mit eingerechnet, so erhöhen sich die CO₂-Emissionen (und der Energieaufwand) sowohl bei den batteriegetriebenen als auch bei Brennstoffzellen-Fahrzeugen um ca. 20 bis 40 % gegenüber denen mit konventionellem Antrieb. Auf die Gesamtbilanz hat dies wegen der untergeordneten Rolle der Emissionen bei der Herstellung gegenüber den Emissionen in der Nutzungsphase (Verhältnis von 20 zu 80) keinen relevanten Einfluss. Nur bei Fahrzeugen mit geringer jährlicher Laufleistung macht sich dies spürbar bemerkbar.

Berechnet man die THG-Minderungskosten so lässt sich feststellen, dass diese im Vergleich zu anderen Maßnahmen teilweise recht hoch sind. Bei einer THG-Minderung gibt es eine Reihe an Maßnahmen, die wirtschaftlicher sind, beispielsweise im Gebäudesektor bei der Wärmedämmung. Allerdings ermöglicht die Elektromobilität (Elektromobilität) eine zum Teil doch recht deutliche Senkung von lokalen Emissionen wie Ozonvorläufersubstanzen, Feinstaub und Lärm. Dies ist unbedingt in eine gesamthafte ökologische Bewertung der Elektromobilität einzubeziehen.

Auch bei den elektrischen Lieferfahrzeugen, einem aufgrund seiner Marktgröße wichtigem Segment, liegt ein wesentlicher Vorteil in der Minderung der lokalen Emissionen, gerade in den innerstädtischen Ballungsgebieten. Hier trägt der Lieferverkehr heute deutlich zur lokalen Emissionsbelastung bei. Über die Wirtschaftlichkeit argumentiert erscheinen dabei von den untersuchten Fahrzeugen am ehesten die PHEV-Lieferfahrzeuge in den nächsten Jahren attraktiv werden zu können. Langfristig können auch BEV und FCEV sinnvolle Antriebe für Lieferfahrzeuge sein. BEV können wegen der begrenzten Energiespeicherung jedoch nur im Kurzstreckenbetrieb eingesetzt werden. Häufig auf Langstrecken betriebene Lieferfahrzeuge lassen sich, ähnlich großen Nutz-

fahrzeugen, aber auch in Zukunft kostengünstig mit Dieseldieselkraftstoff, der aus Biomasse gewonnen wird, betreiben, um THG-Emissionen zu reduzieren.

Rein batteriebetriebene Stadtbusse eignen sich kaum als Ersatz von heutigen Dieseln-Bussen, da sie aufgrund der benötigten hohen Batteriekapazität und damit des Beladungsgewichtes und des Platzbedarfes sowie den langen Ladezeiten gravierende Nachteile in der Alltagstauglichkeit und Wirtschaftlichkeit aufweisen. Wasserstoffbusse mit Brennstoffzellen bieten hier ein deutlich größeres Potenzial und können je nach Wasserstoffherstellung deutliche Vorteile in der Umweltbilanz gegenüber herkömmlichen Fahrzeugen haben. Dies ist gerade bei lokalen Emissionen in Ballungszentren, ähnlich wie bei den innerstädtischen Lieferfahrzeugen, ein wichtiger Vorteil. Allerdings liegen Brennstoffzellenbusse in den Kosten heute noch deutlich über den konventionellen Diesel-Bussen, was zumindest in der Einführungsphase staatliche Stützungsmaßnahmen erforderlich machen wird.

Die Datenlage im Binnenschiffahrtsbereich für batterie- oder brennstoffzellenelektrischen Antrieb ist aufgrund der geringen Anzahl der bisher realisierten Demonstratoren ungenügend, und die Ergebnisse sind deshalb entsprechend vorsichtig zu beurteilen. Die deutliche Senkung der THG-Emissionen und der lokalen Emissionen gegenüber konventionellen Diesel-Binnenschiffen wird erreicht, allerdings ist die Wirtschaftlichkeit derzeit bei weitem nicht gegeben. Deshalb dürften derartige Antriebe in den nächsten Jahrzehnten nur ein sehr kleines Marktsegment einnehmen und insbesondere dort eingesetzt werden, wo lokale Schadstoffemissionen die meisten Probleme bereiten.

Die Analysen bezüglich der Hausenergieversorgung zeigen, dass Wasserstoff-Brennstoffzellen im Vergleich zu strombasierten Lösungen wie der Wärmepumpe oder konventionellen Lösungen wie Erdgas-Brennwertkesseln aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und der Effizienz keine sinnvolle Option darstellen. Vielmehr als die mit Wasserstoff per Verteilungsnetz versorgten Brennstoffzellen scheinen direkt mit Erdgas betriebene Brennstoffzellen eine vielversprechendere Option für die Zeit preisgünstigen Erdgases zu sein.

Bei den Nischenanwendungen für Wasserstoff sind insbesondere Gabelstapler eine interessante kommerzielle Erstanwendung, zumindest für den nordamerikanischen Markt wegen den hohen Betriebsstunden der Stapler. Aber auch in Europa gibt es erste Projekte, die sich mit diesem möglicherweise lukrativen Marktsegment befassen. Gabelstapler und andere Flurförderfahrzeuge stellen somit eine interessante und in vielen Aspekten nahezu vergleichbare Anwendung wie Brennstoffzellen zum PKW-Antrieb dar und eröffnen damit die Möglichkeit, diese Technologie „im geschützten Raum“, aber unter wettbewerblichen Bedingungen zu testen.

Auch andere Brennstoffzellenanwendungen wie z. B. zur unterbrechungsfreien Stromversorgung, als elektrische Hilfsstromaggregate (APU) oder in Freizeitanwendungen können mittelfristig neue Märkte für Brennstoffzellen erschließen. Wenn in einigen dieser Märkte (so speziell in Japan auch z. B. Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung) kurz- und langfristig interessante Einsatzmöglichkeiten bestehen, werden langfristig aber die Brennstoffzellen für den Transportsektor die Säulen für die Kostendegression darstellen. Eine japanische Technologiestudie schätzt, dass etwa ab 2018 Brennstoffzellen für Transport und Hausenergie den größten Marktanteil besitzen und bis 2025 zusammen etwa 90 % des gesamten Brennstoffzellenmarktes ausmachen werden (Transportanwendungen haben dann etwa den doppelten Marktanteil von Hausenergieanwendungen).

Die durchgeführten Well-to-Wheel-Analysen haben sich auf ausgewählte Durchschnittsanwendungen bezogen. Künftige Arbeiten sollten hier differenzierter die einzelnen Anwendungen (z. B. im mobilen Bereich für verschiedene Fahrleistungen in einzelnen Marktsegmenten) analysieren und auf optimierte Auslegungen für diese Segmente (z. B. Batteriekapazität bei den PHEV) eingehen. Herausfordernd ist bei dieser Art der Studien auch immer die Frage nach deutlichen Entwicklungssprüngen bei den Technologien, die nur schwierig zu bestimmen sind. Weiterhin ist zu beachten, dass neben den hier analysierten Kriterien die tatsächlichen Kaufentscheidungen auch noch durch andere Aspekte beeinflusst werden.

2 Einführung

Elektrizität und Wasserstoff sind zwei Endenergieträger, die aus allen fossilen und erneuerbaren Primärenergiequellen gewonnen werden können, weshalb sie eine breite Ressourcenbasis haben. Weitere Vorteile sind ihre Umweltfreundlichkeit in der Verwendung und ihre Transportfähigkeit. Allerdings weisen beide Energieträger im Vergleich zu manchen anderen Energieträgern Nachteile hinsichtlich der Speicherbarkeit auf. Ihre Gesamtumweltbilanz wird wesentlich durch ihre Herstellung bestimmt. Während Strom bereits seit langem zu den wichtigsten Endenergieträgern gehört, wird Wasserstoff heute fast ausschließlich in der chemischen Industrie und bei Raffinerien eingesetzt; hier jedoch in einer Menge, die auf volumetrischer Basis etwa ein Zwölftel der weltweiten Erdgastransporte ausmacht.

Beide Endenergieträger werden derzeit bezüglich ihres Einsatzes im Bereich der Individualmobilität stark diskutiert. Die Deckung der individuellen Mobilität steht heute vor einer Reihe großer und globaler Herausforderungen. Die Nachfrage nach Fahrzeugen steigt. Schätzungen gehen davon aus, dass der Bestand an motorisierten PKW und LKW von heute rund 800 Mio. auf bis zu 2 Mrd. Fahrzeuge in 2050 steigen wird. Vor dem Hintergrund der Klimawandel-Problematik und der Ressourcenverknappung – die ihren Ausdruck in hohen Öl- und Gaspreisen finden – stehen alternative Kraftstoffe und Antriebskonzepte im Mittelpunkt der Diskussion um die Schaffung einer nachhaltigen Mobilität. Aufgrund ihrer Potenziale steht dabei die Elektromobilität derzeit im Zentrum der Diskussion.

Der Begriff der Elektromobilität bezieht sich i.d.R. auf den motorisierten Individualverkehr, wobei die Fahrzeuge einen Elektromotor als Antrieb verwenden und eine relevante Energiemenge entweder direkt als Strom in Batterien bzw. chemisch gebunden als Wasserstoff mit Umsetzung in Brennstoffzellen gespeichert haben:

- Kombination eines Elektroantriebs mit einem Verbrennungsmotor (Hybrid-Vehicles HEV)
- Hybridfahrzeuge mit Netzanschlussmöglichkeit (Plug-In-Hybrid-Vehicles PHEV)
- Rein elektrisch betriebene Fahrzeuge (Battery-Electric-Vehicles BEV)
- Wasserstofffahrzeuge mit Brennstoffzellen (Fuel Cell Electric Vehicles FCEV).

Im Bereich der Individualmobilität werden Strom und Wasserstoff als potenzielle künftige Optionen gehandelt. Anders sieht es im Bereich der Hausenergieversorgung aus. Dort spielen Stromanwendungen derzeit schon eine wichtige Rolle, was für Wasserstoff nicht gilt. Allerdings wird die Anwendung von Wasserstoff auch hier diskutiert.

Vor diesen Hintergründen ist die Zielsetzung dieser Studie der Vergleich von Strom und Wasserstoff als Endenergieträger für verschiedene mobile oder stationäre Anwendungen.

Der Vergleich von Strom und Wasserstoff als Endenergieträger wird für folgende mobile oder stationäre Anwendungen durchgeführt:

- Mobile Anwendungen: PKW (kleines Stadtfahrzeug, kompaktes Mittelklassefahrzeug), Lieferfahrzeuge, Stadtbusse, (Passagierschiffe Binnengewässer)
- Hausenergieversorgung: Strom (WP, Direktheizung, Speicherheizung), Wasserstoff (Verbrennung, Mikro-BZ-BHKW).

Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird die Herstellung von Strom und Wasserstoff jeweils aus den gleichen Primärenergiequellen unterstellt und bilanziert. Es werden plausible Anwendungsfälle definiert, wobei auf eine Optimierung der Anwendungsfälle hinsichtlich der Untersuchungskriterien verzichtet wird. Die herangezogenen Primärenergiequellen sind:

- Erdgas: Strom aus Erdgas via GuD vs. H₂ via Dampfreformierung von Methan
- Fossile/regenerative/gemischte Energie: direkte regenerative Stromerzeugung vs. H₂ via Elektrolyse.

Über Well-to-Wheel-Analysen werden diese Anwendungen unter den Kriterien der Wirtschaftlichkeit, der CO₂-Emissionen und der Energieeffizienz bewertet. Dabei werden auch konventionelle Versorgungspfade durchgerechnet, um als Benchmark zu dienen. Auf andere alternative Versorgungsoptionen wird punktuell in qualitativer Art eingegangen.

Die Ergebnisse werden um weiterführende Analysen bzw. Rechercheergebnisse ergänzt, um den aktuellen Technologieentwicklungsstand darzustellen und das Gesamtbild abzurunden.

Neben der Betrachtung der Optionen mit großem Potenzial ist eine weitere Zielsetzung der Studie, mögliche Nischenanwendungen und frühe Märkte für Wasserstoff und Brennstoffzellen zu identifizieren.

Die Studie umfasst folgende Arbeitsschritte:

- Identifikation im Zusammenhang dieser Studie relevanter Energieversorgungspfade (mobil und stationär) (Arbeitspaket (AP) 1).
- Entwicklung einer Datengrundlage und Vorgehensweise für die methodische Vergleichbarkeit der Verbrauchs- und Emissionsbilanzen („Well-to-Wheel“ bzw. „Well-to-Stationary Use“) (AP2).

- Analyse der identifizierten Versorgungsketten nach Primärenergieeffizienz, Treibhausgasemissionen, Kosten und weiteren nicht-technischen Aspekten (AP3).
- Bewertung der Ergebnisse aus AP3 unter Einbezug von weiteren Aspekten und anderen Studienergebnissen (AP4).

Die Analysen werden dabei für die Jahre 2015 und 2030 durchgeführt. Die einzelnen Arbeitsschritte werden in den folgenden Kapiteln behandelt. Vorab wird noch die Methodik vorgestellt. In den Annexen werden weitere Detailinformationen, Datengrundlagen und Annahmen dargelegt.

3 Methodik

3.1 Allgemeines

Unter der Analyse „Well-to-Wheel“ (WtW) wird eine Lebenszyklusanalyse („Life Cycle Analyses“ (LCA)) von Fahrzeugantrieben verstanden. Dabei wird ein ganzheitlicher Betrachtungsansatz zugrunde gelegt, bei dem Energieverbrauch und Treibhausgas-Emissionen auf der Basis eines integrierten Ansatzes bewertet werden, die sowohl die Vorkette der Kraftstoffbereitstellung („Well-to-Tank“) als auch die Nutzung im Fahrzeug („Tank-to-„Wheels“) beinhaltet. Weiterhin werden die Gesamtkosten betrachtet.

WtW-Analysen bedürfen einiger grundlegender Vereinbarungen um verlässliche und interpretierbare Ergebnisse zu erzeugen. Die genaue Methodik ist im Detail in [Weindorf 2009] dokumentiert und soll daher hier nicht noch einmal genauer dargelegt werden. Folgende Vorbemerkungen sollen jedoch herausgehoben werden, da sie für das Verständnis der Ergebnisse wichtig sind: Die verwendeten Werte gelten für Durchschnittsanwendungen und plausible Anlagenauslegungen jeweils für den eingeschwungenen, d. h. nominalen, Auslastungsfall

- z. B. durchschnittliche jährliche Fahrleistungen (stark ergebnisrelevant für Kostenanalysen)
- keine Anlagenoptimierung (z. B. Batteriedimensionierung bei PHEV).

3.2 Betrachtungszeitraum

Die Betrachtung erfolgt im Rahmen von zwei Zeithorizonten:

Um 2015 – Markteintritt der neuen Technik: Bezüglich der Wasserstoff- und Stromproduktion wird davon ausgegangen, dass diese auf dem heutigen Stand der Technik erfolgt. Die teilweise flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff wird über Elektrolyseure und Erdgasreformer direkt an der Tankstelle sichergestellt, wobei angenommen wird, dass alle Anlagen kapazitiv ausgelastet sind. Ferner wird unterstellt, dass in 2015 die ersten, rund 20.000 strom- bzw. wasserstoffbasierten Fahrzeuge im Markt eingeführt sind.

Um 2030 – Eingeschwungener Zustand: Die neuen strom- und wasserstoffbasierten Techniken haben sich im Markt etabliert und für Wasserstoff existiert ein Versorgungsnetz. Die Wasserstoffherstellung erfolgt zentral, wobei die Anlagen über eine CO₂-Abscheidung (CCS) verfügen. Die CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes haben sich im Vergleich zu 2015 fast halbiert (von 427 g/kWh_{el} auf 233 g/kWh_{el}, wobei dies Werte aus der Leitstudie des BMU übernommen wurden sind [BMU 2009]). Bezogen

auf die Anwendungen wird davon ausgegangen, dass sich diese in der kommerziellen Massenproduktion befinden. Auch bei den konventionellen Anwendungen werden für 2030 technologische Verbesserungen unterstellt.

Mit dieser Festlegung sollte sichergestellt werden, dass die untersuchten Konzepte in diesen wichtigen Entwicklungsphasen vergleichbar werden. Zum einen herrscht heute der Eindruck vor, dass die Batterietechnologie bereits im entsprechenden Fahrzeugeinsatz viel weiter entwickelt ist, zum anderen ist wichtig zu verstehen, welche langfristigen Entwicklungspotenziale für die unterschiedlichen Technologien bestehen.

3.3 Wirkungsgradmethode

Entsprechend dem Vorgehen internationaler Organisationen (IEA, EUROSTAT, ECE) und auch dem Vorgehen der AG Energiebilanzen wird für die Berechnung des Primärenergieeinsatzes das sog. Wirkungsgradprinzip angewendet. Danach wird für die Bewertung der Kernenergie von der durch die Kernreaktion freiwerdenden Wärme ausgegangen. Der Wirkungsgrad für die Erzeugung von Strom aus Kernenergie wird daher zu 33 % angenommen. Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energieträgern, denen kein Heizwert beigemessen werden kann (Windkraft, Photovoltaik), wird der jeweilige Energieeinsatz dem „Heizwert“ der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt. Das impliziert jeweils einen „Wirkungsgrad“ von 100 %.

3.4 Berechnung der Treibhausgasemissionen

Der Energieaufwand für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen werden nicht berücksichtigt. Sie spielen i.d.R. nur eine untergeordnete Rolle. Um dennoch ein Gespür für die Größenordnungen der mit der Anlagen- und Fahrzeugherstellung verbundenen Treibhausgasemissionen zu bekommen, wird beispielhaft ein Pfad inklusive des Energieaufwands für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen gerechnet.

Zu den Treibhausgasen zählen Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O)¹. Die Klimawirksamkeit wird nach CO₂-Äquivalenten bewertet. Tabelle 1 zeigt die jeweiligen Wichtungsfaktoren für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren nach den Vorgaben des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

¹ Weitere Treibhausgase sind FCKW, FKW und SF₆, die hier jedoch nicht relevant sind.

Tabelle 1: CO₂-Äquivalente

Treibhausgas	Relative Wirkung zu CO ₂ (CO ₂ -Äquivalente)
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298

Quelle: IPCC 2007

Dabei wird lediglich CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe berücksichtigt. Die Verbrennung von Biomasse ist CO₂-neutral, da nur soviel CO₂ freigesetzt wird, wie vorher beim Wachstum der Pflanze aus der Atmosphäre entzogen wurde.

3.5 Technisches und ökonomisches Lernen

Um nachvollziehbare Innovations- und Kostensenkungspotenziale im Betrachtungszeitraum der Studie zu berücksichtigen, werden entweder Daten aus anerkannten Studien mit unterlegten Innovations- und Kostenkurven hinterlegt oder Referenzstudien verwendet, die aus Sicht aller an der Studie beteiligten Partner zuverlässige Daten bereitstellen (z. B. [CONCAWE 2007]).

Ein vollständiger Vergleich aller vorhergesagten Daten ist im Rahmen komplexer Parameterstudien nicht möglich, da jede Literaturquelle entweder von anderen Zeithorizonten ausgeht oder andere Mengengerüste zugrunde legt, die nicht immer offengelegt werden bzw. deren Ergebnisse nicht immer direkt übertragbar sind. Darüber hinaus werden andere Annahmen gesetzt, die sich von Studie zu Studie unterscheiden können (z. B. Annahme von Betriebsdaten wie Fahrzeugfahrleistung).

Aus diesem Grund wurden im Rahmen dieser Arbeit an kritischen Stellen Bandbreiten angegeben bzw. folgende Parametersimulationen durchgeführt:

- Variation der Energiepreise und
- unterschiedliche Berücksichtigung von Annahmen zur Lebensdauer von Brennstoffzellen und Batterien.

Um die Fehlinterpretationen aus dieser Arbeit auf ein Minimum zu reduzieren, sind die im Rahmen dieser Studie getroffenen Annahmen in diesem Bericht ausführlich dokumentiert.

4 Identifikation im Zusammenhang dieser Studie relevanter Energieversorgungspfade (mobil und stationär) (AP1)

Für einen repräsentativen Vergleich verschiedener Einsatzfelder der relevanten Energieträger Elektrizität und Wasserstoff werden zunächst gemeinsam mit dem Auftraggeber relevante Verwendungsszenarien entwickelt.

Diese werden nach den folgenden Kriterien ausgesucht:

- Einsatz von Strom und Wasserstoff im Transportsektor und stationär,
- Vergleich aller Anwendungen mit heute meist relevanten Referenztechnologien,
- Im Transportsektor detaillierte Untersuchung des Einsatzes in kleinen und Kompakt-PKW, in Lieferfahrzeugen, in Stadtbussen und kleinen Binnenschiffen zur Personenbeförderung,
- Berücksichtigung von Verbrennungsmotoren (Referenzfall), Brennstoffzellen (H₂-Fahrzeuge), reinen batterieelektrischen Antrieben und Plug-in-elektrischen Antrieben in den jeweils relevanten Anwendungsfällen,
- Vergleich des Einsatzes jeweils identischer Einsatzenergien (Erdgas, Strommix Deutschland und REG-Strom aus Windenergie) für alle Anwendungsfälle und
- Auswahl relevanter Energieketten und Umwandlungsprozesse.

Damit ergibt sich die in Abbildung 1 gezeigte Übersicht über die ausgewählten Versorgungsoptionen mit Strom und Wasserstoff. Im Annex B sind noch zusätzliche Erzeugungspfade und deren Ergebnisse aufgeführt. Da sie erst zu einem späteren Zeitpunkt aufgenommen wurden, sind sie hier nicht ausführlich dokumentiert.

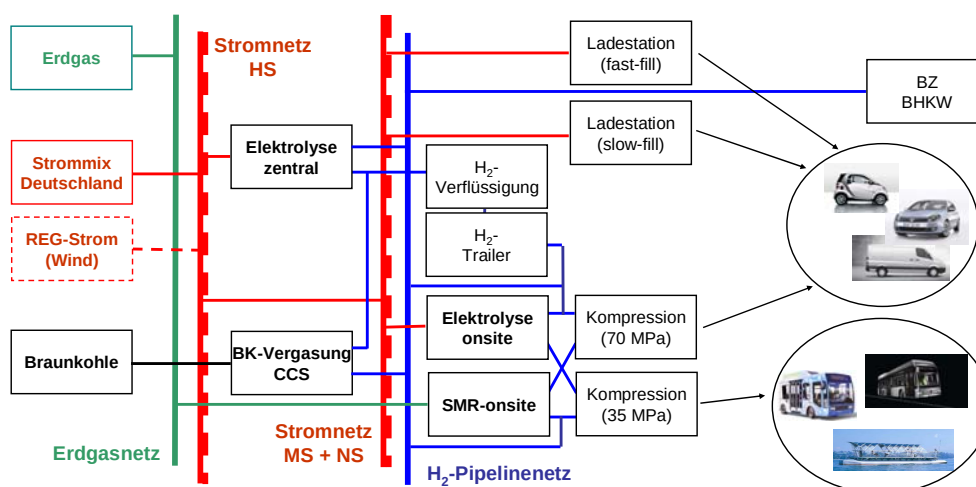


Abbildung 1: Übersicht über die in dieser Studie untersuchten Energieversorgungspfade mit Strom und Wasserstoff

Im Detail wird folgende Pfadkombination ausgewählt:

Tabelle 2: Festlegung der ausgewählten Pfade und Anwendungen

Sze- nario	Fahrzeugtyp bzw. Versorgungs- aufgabe	H ₂ -Versorgung	Stromversorgung
PKW			
A1	PKW Kleinwagen (A-Klasse)	H ₂ -Produktion: (1) Onsite-Erdgasdampf- reformierung, (2) zentrale Kohlevergasung mit CCS, (3) zentrale Elektrolyse aus REG- Strom (Mittelspannung) (Hochspannung, da zentral) Konditionierung/Verteilung: (a) Verflüssigung und Trailer Transport mit Verdampfung (2015) und (b) Pipeline (2030), mit (c) Tank- stelle (Kompression 70 MPa) Anwendung: Brennstoffzellenfahrzeug nach Zyklus (z. B. Stadtzyklus ECE)	Produktion: (1) REG-Strom oder (2) Strommix Konditionierung/Verteilung: (a) Strom- transport Niederspannung (2015: 90/10 Privat und Halböffentlich/Öffentliche Lade- station. 2030: 80/10/10 Privat und Halböf- fentlich/Langsam-Ladestation/Schnell- ladestation mit Ortstrafoausbau) Anwendung: Batterieelektrisches Fahrzeug nach Zyklus (z. B. Stadtzyklus ECE)
A2	PKW Mittelklasse (C-Klasse)	H ₂ -Produktion: (1) Onsite-Erdgasdampf- reformierung, (2) zentrale Kohlevergasung mit CCS, (3) Elektrolyse aus REG-Strom (Mittelspannung) (Hochspannung, da zentral) Konditionierung/Verteilung: (a) Verflüssigung und Trailer Transport mit Verdampfung (2015) und (b) Pipeline (2030), mit (c) Tank- stelle (Kompression 70 MPa) Anwendung: Brennstoffzellenfahrzeug nach neuem Europäischen Fahrzyklus	Produktion: (1) REG-Strom oder (2) Strommix Konditionierung/Verteilung: (a) Strom- transport Niederspannung (2015: 90/10 Privat und Halböffentlich/Öffentliche Lade- station. 2030: 80/10/10 Privat und Halböf- fentlich/Langsam-Ladestation/Schnell- ladestation mit Ortstrafoausbau) Anwendung: Plug-in-Hybrid
Andere Fahrzeuge			
B	Lieferfahrzeug	Wie A Anwendung: LDV brennstoffzellenelektri- sches Fahrzeug werden an öffentlichen Tankstellen betankt	Wie A Anwendung: 2015: Plug-in-Hybrid, 2030 Plug-in-Hybrid und batterieelektrisches Fahrzeug, müssen in einem Depot betankt werden
C	Stadtbus	H ₂ -Produktion: (1) onsite SMR, (2) onsite Elektrolyse Konditionierung/Verteilung: (a) dezidiert für Busdepot: Tankstelle (Kompression 35 MPa) Anwendung: Brennstoffzellenbus	Produktion: wie A Konditionierung/Verteilung: (a) Strom- transport Mittelspannung (Niederspan- nung) mit Slow-fill-Tankstelle Anwendung: Batterieelektrischer Bus
D	Binnenschiff	H ₂ -Produktion: (1) onsite SMR, (2) onsite Elektrolyse Konditionierung/Verteilung: (a) dezidiert für Anlage: Tankstelle (Kompression 35 MPa) Anwendung: Brennstoffzellen-Binnenschiff	Produktion: wie A Konditionierung/Verteilung: (a) Strom- transport Mittelspannung (Niederspan- nung) mit Slow-fill-Tankstelle Anwendung: Batterieelektrisch angetriebe- nes Binnenschiff
Hausenergieversorgung			
	HEV KWK (EFH/MFH)	H ₂ -Produktion: (1) zentrale Elektrolyse aus REG-Strom (Mittelspannung) (Hochspan- nung) Konditionierung/Verteilung: (a) Pipelinenetz Anwendung: BZ-BHKW mit lokalem Nah- wärmenetz bzw. Warmwasserspeicher Auf Wärme ausgelegt	PE-Bereitstellung: (1) REG-Strom oder (2) Strommix Konditionierung/Verteilung: (a) Strom- transport Niederspannung Anwendung: Elektrische Wärmepumpe, Strom-Direktheizung Strom aus Niederspannungsnetz

Bei der Definition der Hausenergieversorgungsaufgabe wurde vereinfachend angenommen, dass nicht ein spezifischer Haushalt ausgelegt werden soll, sondern eine generische Aufgabe die Wärmeversorgung eines Objektes durch verschiedene Anlagenkonfigurationen zu bewerkstelligen sei. Berechnet wurden der Energieaufwand, die Treibhausgasemissionen und die Kosten für die Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme. Damit wurden komplexe Entscheidungen über die detaillierte Versorgungsaufgabe überflüssig, insbesondere mussten keine schwierigen Aussagen über die spezifische Energiebedarfsentwicklung (Raumwärme, Warmwasser, Strom) bis 2030 gemacht werden. Für eine detaillierte Versorgungsaufgabe wären Annahmen bezüglich des Wärmedämmstandards des Gebäudes, Größe und Anzahl der Wohnungen und Lastgang (Strom- und Wärmenachfrage) erforderlich. Nachteil dieses Vorgehens ist natürlich der Mangel an Vergleichbarkeit verschiedener vollständiger Objektversorgungsvarianten wie z. B. Variation der Kombination von Wärme- und Strombereitstellung.

5 Entwicklung einer Datengrundlage (AP2)

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über wichtige Daten für die Analysen gegeben. Dabei erfolgt eine Konzentration auf die vom Volumen her wichtigste Anwendung der PKW. Eine ausführliche Dokumentation der verwendeten Daten unter Einbezug aller Anwendungen (Lieferfahrzeuge, Busse, Binnenschiffe) findet sich im Annex A dieses Berichtes. Dort werden auch die Anlagen zur Wasserstofferzeugung und -transport ausführlich vorgestellt.

Tabelle 3 stellt die techno-ökonomischen Daten für die beiden PKW-Klassen Klein- und Mittelklasse-PKW dar. In der folgenden Tabelle 4 werden die Annahmen zu der Strompreisentwicklung und der Zusammensetzung der Strompreise, für Benzin und Diesel sowie für Erdgas angegeben. Die wichtigsten Technologien zur Wasserstofferzeugung finden sich dann in Tabelle 5.

Tabelle 3: Techno-ökonomische Daten zu den PKW

Komponente	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Klein-PKW (z.B. Smart) (35 kW _{mech}) (14.300 km/Jahr)						
Kosten Batterie HEV [€/kWh]	589	1.080	529	1.080		
Kosten Batterie PHEV [€/kWh]	361	426	247	284		
Kosten Batterie BEV [€/kWh]	339	426	233	339		
Kosten Brennstoffzelle [€]	4.927	16.423	1.923	4.927		
Kosten Wallbox [€]	200	1.250	200	1.250		
Kosten E-Motor (HEV)* [€]	648		651			
Kosten E-Motor (BEV)* [€]	1.167		992			
Kosten H ₂ -Tank [€]	690		317	690		
Mittelklasse (z.B. Golf) (80 kW _{mech}) (14.300 km/Jahr)						
Kosten Batterie HEV [€/kWh]	589	1.080	529	1.080		
Kosten Batterie PHEV [€/kWh]	361	426	247	284		
Kosten Batterie BEV [€/kWh]	339	426	150	244		
Kosten Brennstoffzelle [€]	8.400	28.000	3.279	8.400		
Kosten Wallbox [€]	200	1.250	200	1.250		
Kosten E-Motor (HEV)* [€]	1.113		946			
Kosten E-Motor (BEV)* [€]	2.004		1.704			
Kosten H ₂ -Tank [€]	2.473		1.135	2.473		

* einschliesslich Leistungselektronik

Quellen: CONCAWE 2009, Kalhammer 2007, Verkehr in Zahlen 2009 und eigene Annahmen

Tabelle 4: Energiepreisannahmen

	Einheit	2015	Wert	2030
Rohölpreis (2030: MIN / MAX)	€/ bbl	80		80 / 160
Erdgaspreis (2030: MIN / MAX)	€/ kWh	0,04		0,04 / 0,081
Benzin	€/ kWh	0,064		0,064 / 0,118
Dieselmkraftstoff	€/ kWh	0,065		0,065 / 0,120

Quellen: Erdgas, Benzin und Diesel: Annahmen in Abstimmung mit RWE

Tabelle 5: Techno-ökonomische Daten zu „Schlüssel-Umwandlungstechnologien“

	Einheit	2015	Wert	2030
Onsite Erdgasdampfreformierung (SMR)				
Anlagengröße	kW _{H2}	667		
Energiebedarf	kWh _{NG} /kWh _{H2} / kWh _{el} /kWh _{H2}	1,45 / 0,094	1,32 / 0,031	
Investition	M€	3,55	1,77	
Wartungskosten	% der Investition / Jahr	5		
Zentrale Elektrolyse				
Anlagengröße	MW _{H2}	60		
Energiebedarf	kWh _{el} /kWh _{H2}	1,433		
Investition	M€	100	62,5	
Wartungskosten	% der Investition / Jahr	3		

Quellen: SMR-onsite: H2-GEN, Elektrolyse: Hydrogenics 2004

6 Analyse der identifizierten Versorgungsketten nach Primärenergieeffizienz, Treibhausgasemissionen, Kosten und weiteren nicht-technischen Aspekten (AP3)

6.1 PKW

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der „Well-to-Wheel“-Analysen dargestellt. Zusätzliche WtW-Berechnungen unter Einbezug weiterer Pfade sowie weitere Informationen zu Annahmen und Daten finden sich im Annex B.

In den folgenden Abbildungen werden die THG-Emissionen (Abbildung 2 und Abbildung 3) und die Energieeffizienz (Abbildung 4 und Abbildung 5) für die verschiedenen Anwendungen dargestellt.

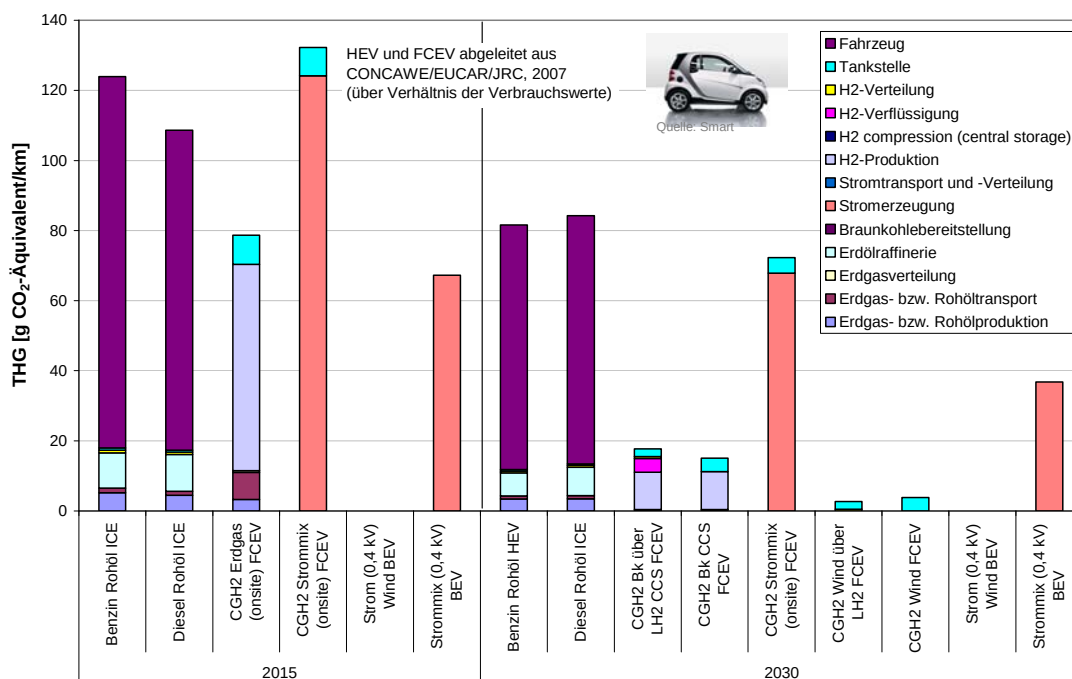


Abbildung 2: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Kleinwagen, Szenario A1)

Beim Kurzstreckenfahrzeug werden nur die BEV und FCEV verglichen, weil für PHEV hier kaum ein relevanter Markt gesehen wird. PHEV sind teurer als die BEV, und für das typische Fahrprofil eines Kurzstreckenfahrzeuges reicht die Batteriekapazität aus (siehe Abbildung 32). Die dargestellten Ergebnisse vergleichen FCEV und PHEV für das Jahr 2015 und 2030 in der Kompaktklasse. Da BEV wegen der Reichweitenbeschränkung nicht als realistische Option im Jahre 2015 für diese Klasse angesehen

werden, werden sie im Jahre 2015 nicht berücksichtigt. Mögliche Steigerungen in der Energiedichte der Batterie in Kombination mit einem Leichtbau lassen diese BEV als Option für das Jahr 2030 als möglich erscheinen, weshalb sie dann aufgenommen werden.

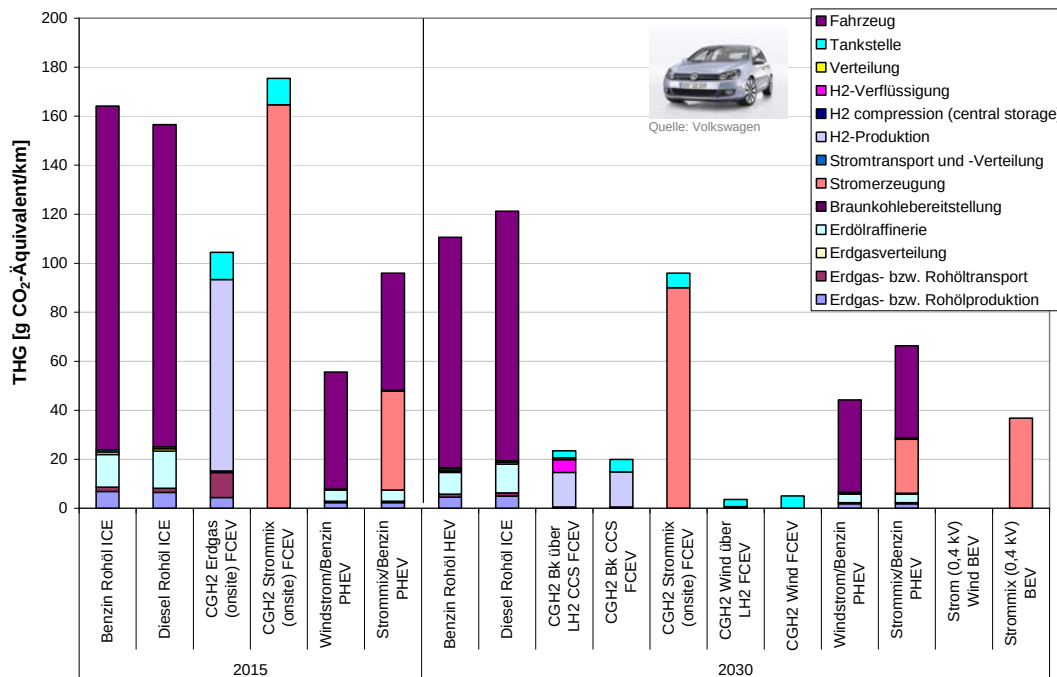


Abbildung 3: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2)

Die Ergebnisse zeigen, dass BEV bezüglich der THG-Emissionen eher niedrige Werte aufweisen und bezüglich der Energieeffizienz den anderen analysierten Fahrzeugen weit überlegen sind. Im Kleinwagensegment können BEV je nach Stromquelle (Deutschland-Strommix oder 100 % Windstrom) THG-Emissionen gegenüber Dieselfahrzeugen bei Markteintritt um 38 bis 100 % und langfristig um 56 bis 100 % reduzieren.

Unter Verwendung von Erdgas können FCEV im Klein- und Mittelklasse-PKW-Segment bei Markteintritt THG-Emissionen gegenüber Dieselfahrzeugen um etwa 28 bis 33 % reduzieren, langfristig unter Verwendung von Strom (Deutschland-Strommix oder 100 % regenerativer Strom) um 15 bis 100 %. Bei Verwendung vom Strommix für die Wasserstoffherstellung im Jahr 2015 liegen die THG-Emissionen allerdings über den konventionellen Fahrzeugen. Im Mittelklasse-PKW-Segment können PHEV THG-Emissionen gegenüber Dieselfahrzeugen um 39 bis 65 % reduzieren.

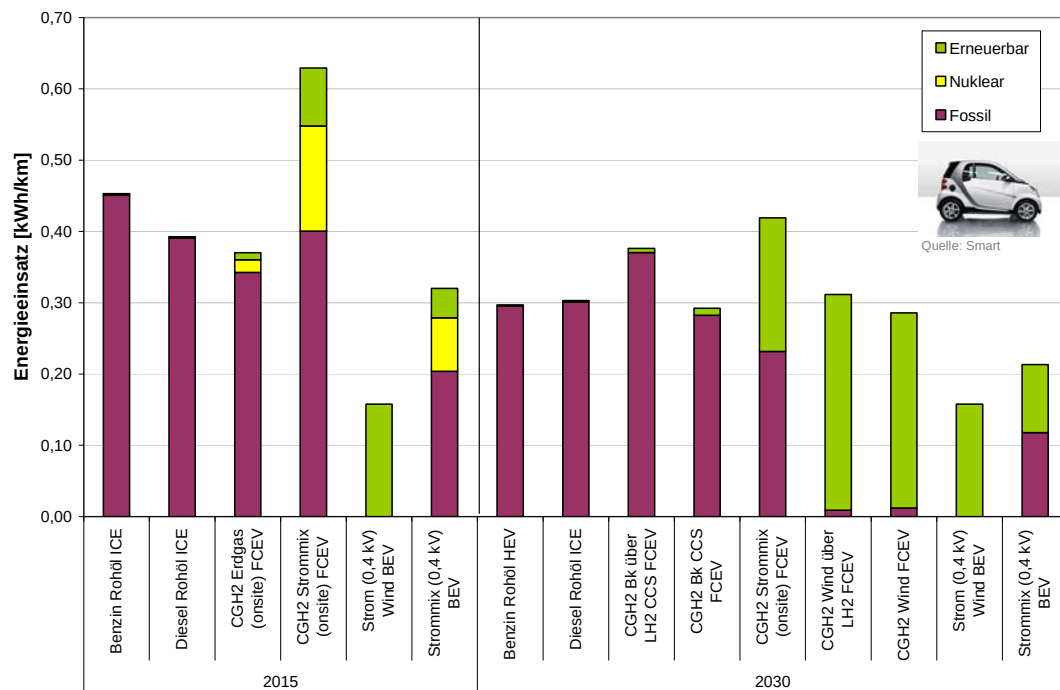


Abbildung 4: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Kleinwagen, Szenario A1)

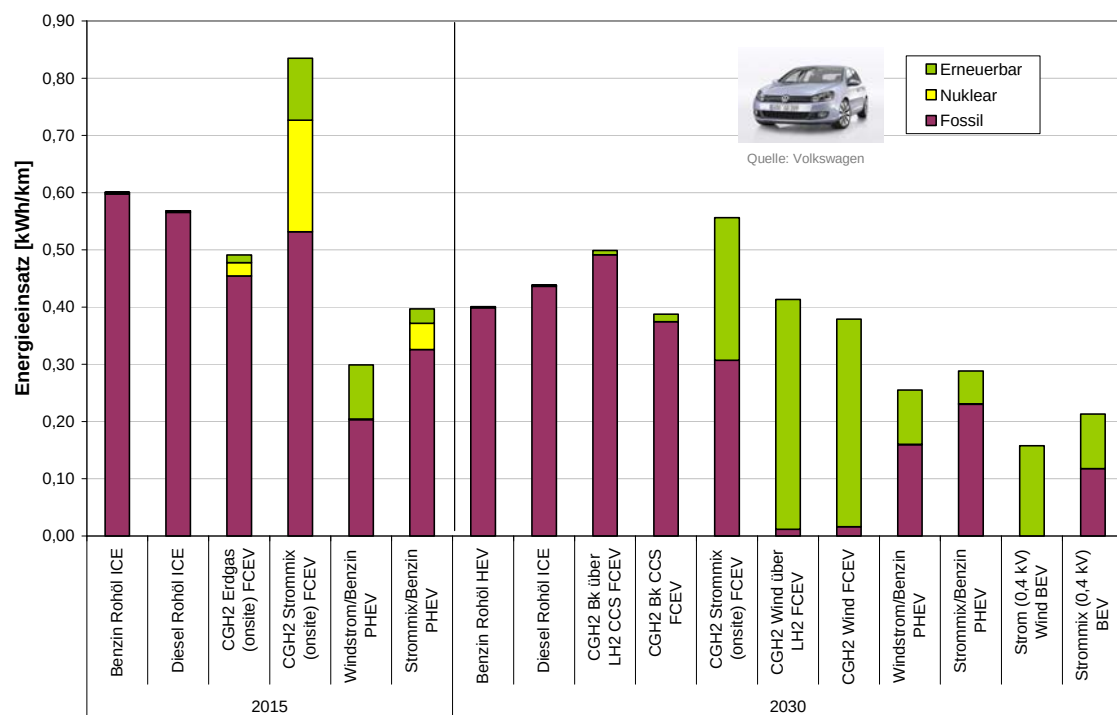


Abbildung 5: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2)

Tabelle 6: THG-Emissionen von Klein-PKW und Mittelklasse PKW

Fahrzeug	[g _{CO2} /km]	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz: Klein-PKW / Mittelklasse		110 / 160 (Diesel)	125 / 165 (Benzin)		80 / 110 (HEV)	85 / 120 (Diesel)	
FCEV: Klein-PKW / Mittelklasse			80 / 105 (SMR)		5 / 5 (Wind)	70 / 95 (D-MIX)	
BEV: Klein-PKW		0 (Wind)	70 (D-MIX)		0 (Wind)	35 (D-MIX)	
PHEV: Mittelklasse		55 (Wind)	95 (D-MIX)		45 (Wind)	65 (D-MIX)	

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Kosten „Well-to-Wheel“ bzw. ohne Steuern für die beiden PKW-Klassen

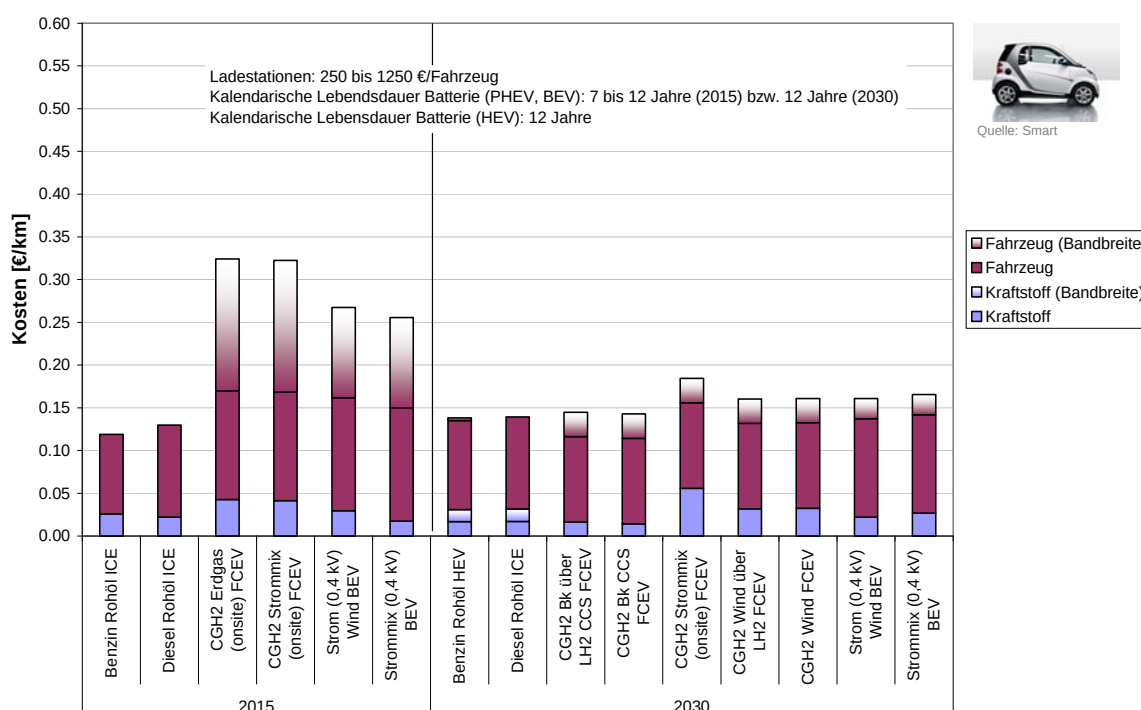


Abbildung 6: Kosten „Well-to-Wheel“ (Kleinwagen, Szenario A1)

Kurzfristig weisen die alternativen Antriebe noch deutliche Kostennachteile gegenüber den konventionellen Fahrzeugen aus, die sich aber langfristig deutlich reduzieren werden. Den absolut größten Kostenanteil für alle Fahrzeugtypen tragen die Fahrzeug(kapital)kosten bei. Wegen der möglicherweise erforderlichen Stackwechsel während der Lebensdauer zeichnen sich bei Markteintritt FCEV im Mittelklasse PKW-Segment durch hohe Kostenunsicherheiten, d. h. Mehrkosten von 53 bis 161 % gegenüber dem Diesel-Referenzfahrzeug aus. Langfristig sind sie jedoch sogar leicht positiv -7 % gegenüber dem Referenzfahrzeug oder bis zu 55 % höher im Vergleich zum Referenzfahrzeug. Dasselbe gilt für BEV im Kurzstrecken-Fahrzeugsegment: we-

gen möglicherweise erforderlicher Batteriewechsel mit Mehrkosten bei Markteintritt von 19 % bis 114 % und langfristig von nur -1 bis 33 %. Dabei wird unterstellt, dass aufgrund der technologischen Weiterentwicklung kein Batteriewechsel im Jahre 2030 mehr notwendig ist.

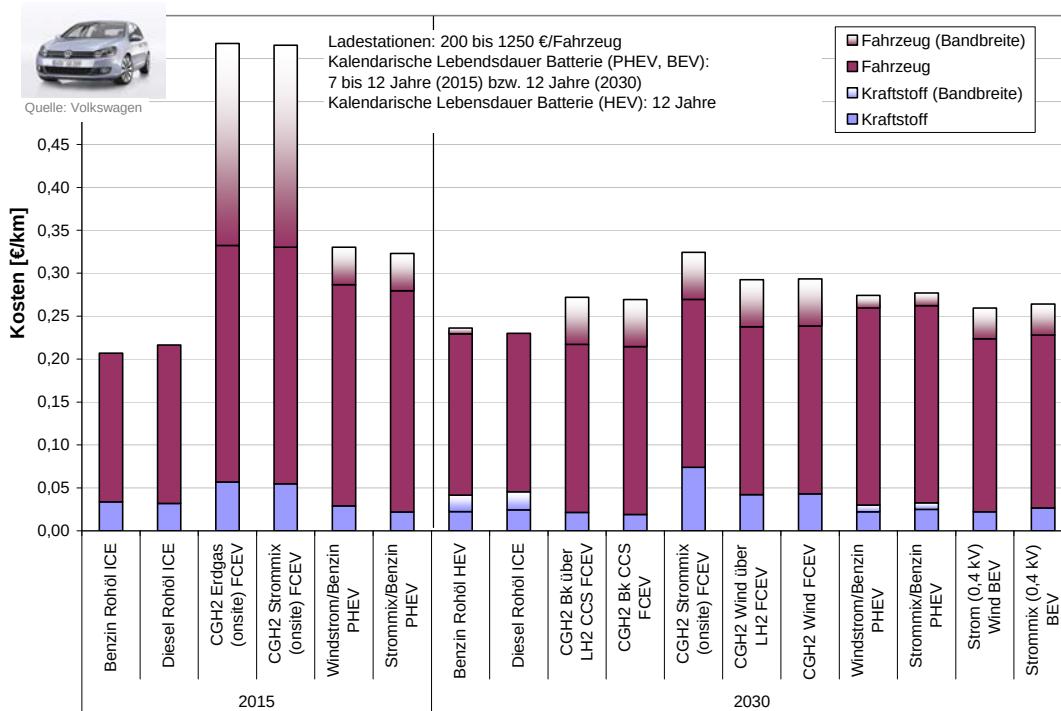


Abbildung 7: Kosten „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2)

PHEV im Mittelklasse PKW-Segment werden bei Markteintritt etwa 29 bis 52 % höhere Gesamtkosten als das Diesel-Referenzfahrzeug ausweisen, langfristig nur noch etwa 9 bis 32 %.

Tabelle 7: Fahrzeugkosten von Klein-PKW und Mittelklasse PKW

Fahrzeug	€/km	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz: Klein-PKW / Mittelklasse		9 / 17 (Benzin)	13 / 22 (Diesel)		12 / 21		14 / 24
FCEV: Klein-PKW / Mittelklasse		17 / 33 (SMR)	32 / 57 (SMR)		11 / 22 (BK/CCS)		18 / 33 (D-MIX)
BEV: Klein-PKW (2030 +Mittelklasse)		15 (D-MIX)	27 (Wind)		14 / 22 (Wind)		17 / 26 (D-MIX)
PHEV: Mittelklasse		28 (D-MIX)	33 (Wind)		25 (Wind)		28 (D-MIX)

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

Aus Gründen der Vergleichbarkeit sind bei den bisherigen Berechnungen alle Steuern außen vorgelassen worden. In Abbildung 8 finden sich die Berechnungen mit den heutigen Steuern. Eine Berücksichtigung der heutigen Energiesteuern zeigt, dass konven-

tionelle Antriebe am stärksten und FCEV und BEV am wenigsten betroffen sind. Im Vergleich aller Optionen bleibt die Reihenfolge unverändert.

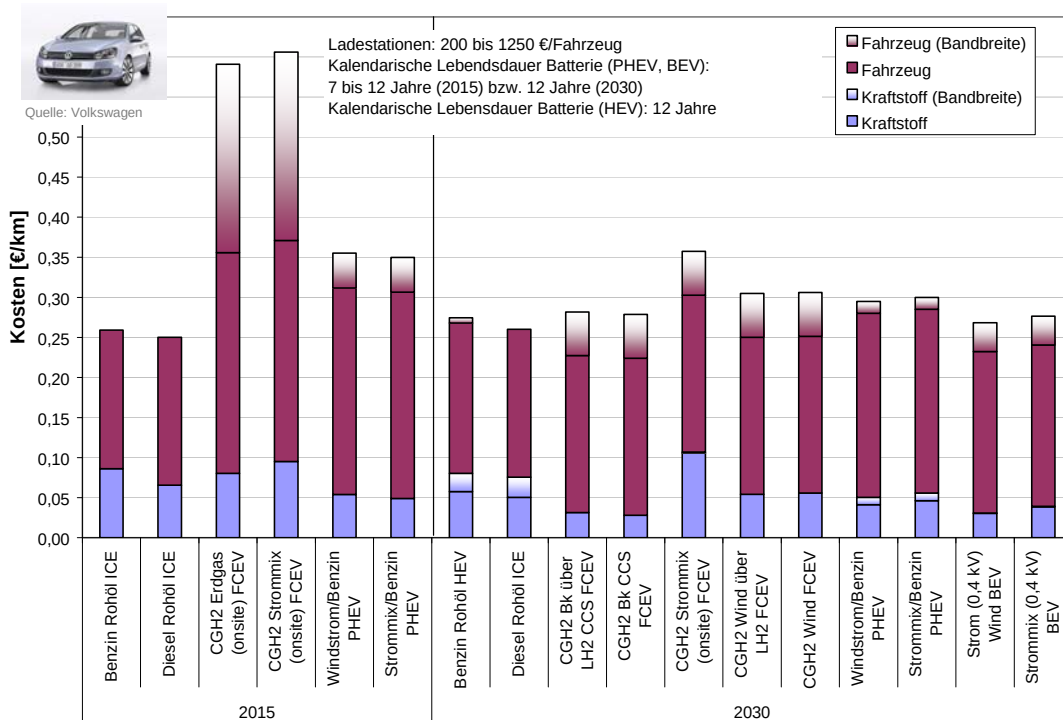


Abbildung 8: Kosten inklusive Steuern und Abgaben sowie EEG- und KWK-Umlage „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2)

In Abbildung 9 sind einmal für einen Fall die einzelnen Kostenblöcke stärker herunter gebrochen dargestellt. Hier sieht man u. a., dass auch Kosten aus dem laufenden Betrieb der Fahrzeuge – z. B. Ölwechsel – durchaus einen Einfluss haben.

Abbildung 10 zeigt die THG-Vermeidungskosten für die Kompaktklasse. Die Vermeidungskosten weisen eine Bandbreite von sehr hohen Werten bis leicht negativen Werten. Relativ starke Variationen der Kosten treffen hier teilweise auf niedrige THG-Vermeidung (siehe auch Abbildung 3). Dies deckt sich mit den Erfahrungen aus anderen Studien (siehe [McKinsey 2007] und [Fraunhofer ISI 2007]) bei der Bewertung von technischen Maßnahmen zur THG-Minderung im Verkehr. Die Erneuerbaren-Pfade zeigen negative oder nur geringe Vermeidungskosten.

Eine weitere interessante Frage ist, ob die sogenannten grauen Emissionen, die während des Baus und Betriebes anfallen, einen Einfluss haben. Wie aus Abbildung 11 zu entnehmen ist, dominiert bei der Herstellung von Anlagen und Fahrzeugen letzteres.

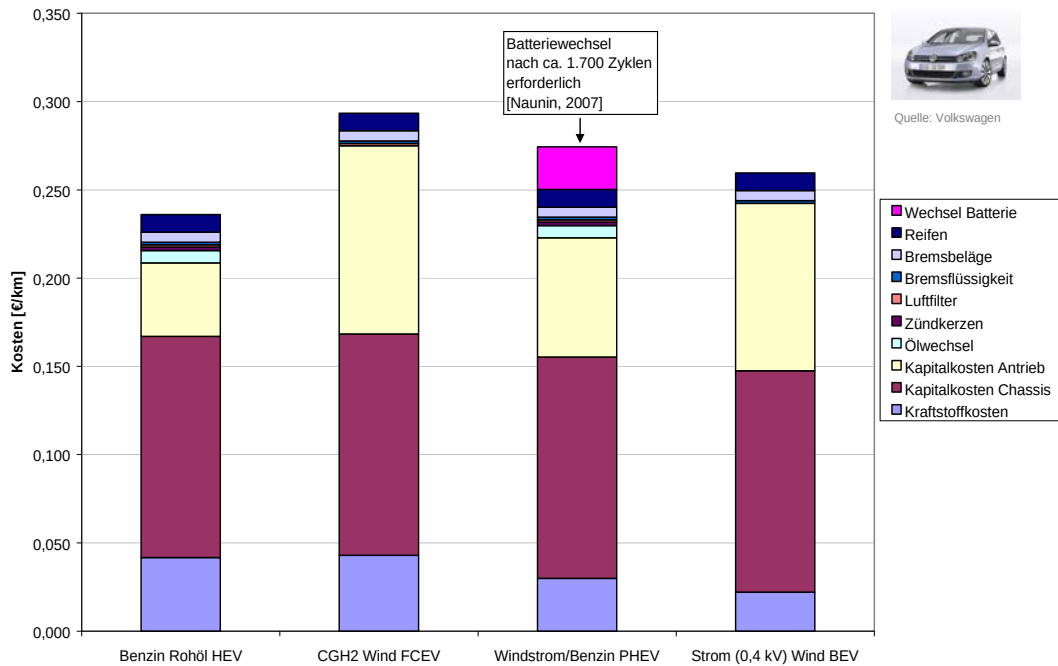


Abbildung 9: Struktur Gesamtkilometerkosten Kosten „Well-to-Wheel“ (Mittelklasse, Szenario A2), 2030 MAX-Szenario, ohne Steuern und Abgaben

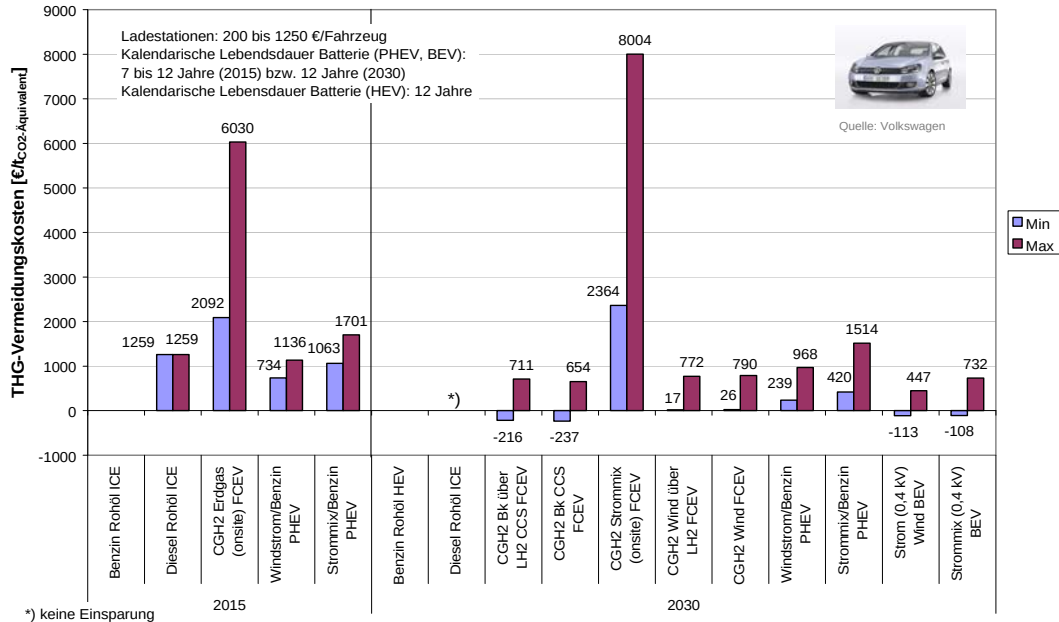


Abbildung 10: THG-Vermeidungskosten PKW (Mittelklasse, Szenario A2) 2015/2030

Der Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen für den Bau der Anlagen für die Kraftstoffbereitstellung (Raffinerien, Windkraftanlagen, Elektrolyseure etc.) sowie der Fahrzeuge für den Transport und die Verteilung des Kraftstoffs (z. B. LKW für den Transport von LH₂ zur Tankstelle) sind von untergeordneter Bedeutung. Die THG-Emissionen sind bei BEV und FCEV aber deutlich größer (je nach Szenario zwischen 30 und 100 %) als bei Verbrennungsmotoren (ICE). Bei Fahrzeugen mit geringer jährlicher Laufleistung kann dies relevant sein.

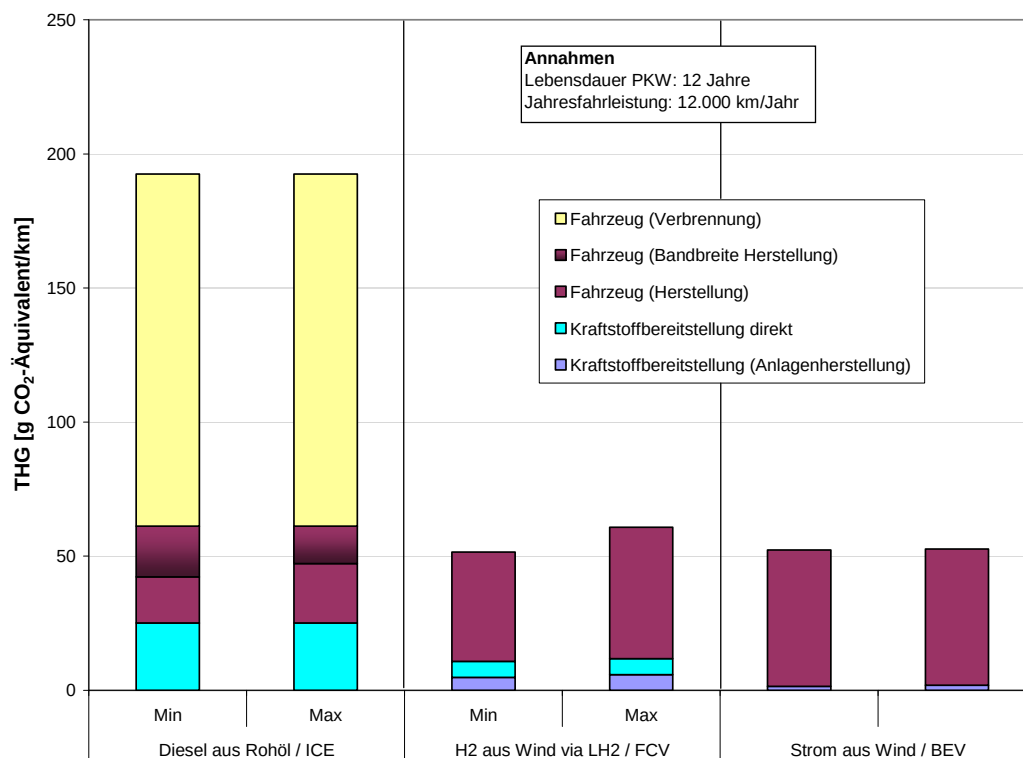


Abbildung 11: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ mit Berücksichtigung des Energieaufwands und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen für die Herstellung von Anlagen und Fahrzeugen (Mittelklasse, Szenario A2)

6.2 Lieferfahrzeuge

Mit Wasserstoff aus Erdgas betriebene FC-Lieferfahrzeuge können bereits bei Markteintritt THG-Emissionen gegenüber Diesel-Lieferfahrzeugen um ca. 9 % reduzieren, langfristig sogar bis zu 96 % (siehe Abbildung 13). Mit Wasserstoff aus dem Strommix Deutschlands erhöhen sich diese jedoch um etwa 9 %.

BEV-Lieferfahrzeuge haben langfristig gegenüber Diesel-Lieferfahrzeugen je nach Stromquelle (Strommix Deutschland bzw. 100 % REG-Strom) ein THG-Reduktionspotenzial von 57 bis 100 %. PHEV-Lieferfahrzeuge tragen hingegen gegenüber Diesel-Lieferfahrzeugen zu einer THG-Emissionsreduktion bei Markteintritt um ca. 14 % bei, langfristig um 35 bis 51 %.

Tabelle 8: THG-Emissionen von Lieferfahrzeugen

Fahrzeug	[g _{CO2-A} /km]	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz		255 (Diesel)		375 (Benzin)	200 (Diesel)		245 (HEV)
FCEV			235 (SMR)		10 (Wind)		215 (D-MIX)
BEV					0 (Wind)		85 (D-MIX)
PHEV		125 (Wind)		220 (D-MIX)	100 (Wind)		130 (D-MIX)

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

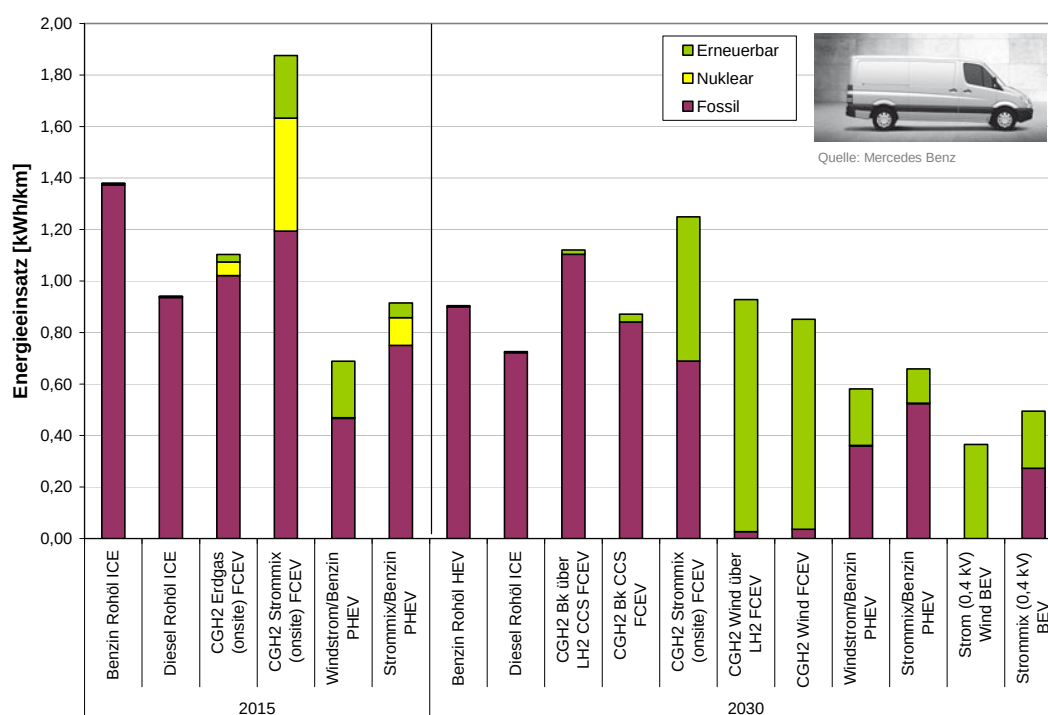


Abbildung 12: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Lieferfahrzeug, Szenario B)

Die Gesamtfahrkosten von FC-Lieferfahrzeugen bei Markteintritt hängen stark von einem potenziell erforderlichen Stackwechsel während der Lebensdauer ab, wie dies bereits bei den PKW thematisiert wurde. Sie betragen für Wasserstoff aus Erdgas 56 bis 152 % der Kosten von Diesel-Lieferfahrzeugen, führen langfristig aber zu gleichen

oder für Wasserstoff aus deutschem Strommix zu 81 % höheren Kosten (siehe Abbildung 14).

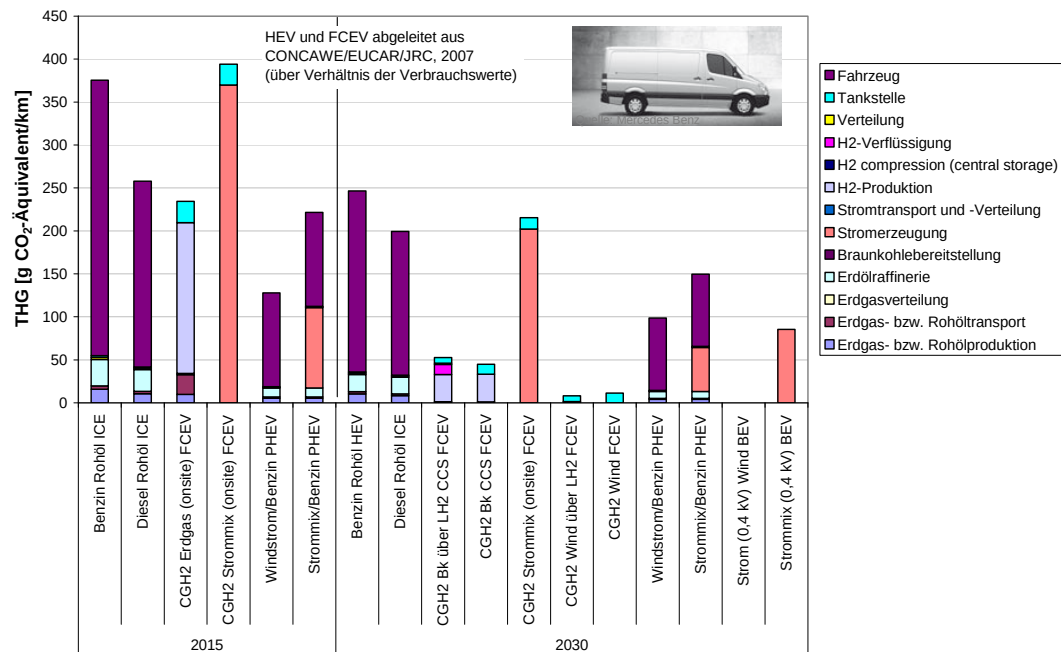


Abbildung 13: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Lieferfahrzeug, Szenario B)

Batterieelektrische Lieferfahrzeuge zeichnen sich langfristig durch geringfügig höhere Gesamtkosten gegenüber Diesel-Lieferfahrzeugen von 8 bis 42 % aus. PH-Lieferfahrzeuge haben bei Markteintritt um 39 bis 51 % und langfristig um 19 bis 47 % höhere Gesamtkosten als Diesel-Lieferfahrzeuge.

Tabelle 9: Fahrzeugkosten von Lieferfahrzeugen

Fahrzeug	€/km	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz		29 (Diesel)	31 (Benzin)		31 (Diesel)	36 (Benzin)	
FCEV		45 (SMR)	72 (SMR)		31 (BK/CCS)	50 (Wind)	
BEV					33 (D-MIX)	39 (Wind)	
PHEV		40 (D-MIX)	43 (Wind)		37 (D-MIX)	40 (Wind)	

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

Neben den Kosten sollten aber auch bei Lieferfahrzeugen weitere Unterscheidungsmerkmale wie Reichweite, Betankungsdauer und Zuladung berücksichtigt werden, die bei FC-Lieferfahrzeugen günstiger sind gegenüber batterieelektrischen.

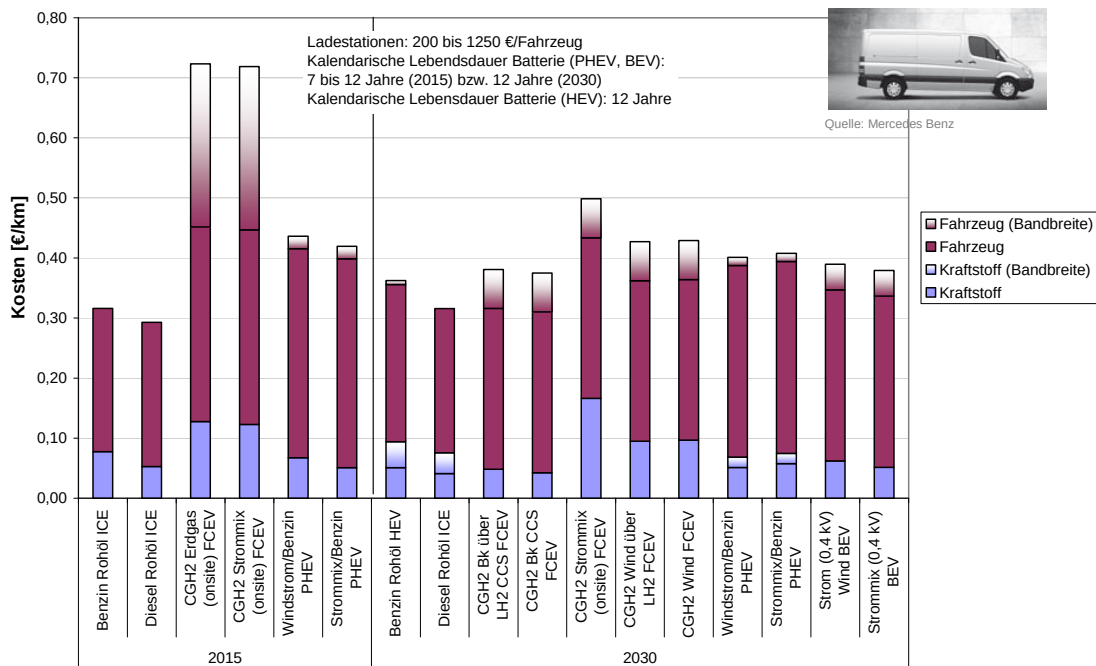


Abbildung 14: Kosten „Well-to-Wheel“ (Lieferfahrzeug, Szenario B)

6.3 Busse

Es ist davon auszugehen, dass batterieelektrische Stadtbusse künftig Sonderanwendungen (z. B. Messebusse) vorbehalten bleiben, da ansonsten aus Gewichtsgründen das Fahrgastvolumen stark eingeschränkt würde oder nur geringe Reichweiten möglich sind. Brennstoffzellenbusse versprechen auch künftig gewohnten Fahr- und Nutzerkomfort.

Aufgrund der hohen Effizienz der Referenzantriebe lassen sich mit Brennstoffzellenbussen jedoch auch langfristig nur dann THG-Emissionen signifikant verringern, wenn zumindest teilweise erneuerbarer Strom eingesetzt wird (siehe Abbildung 15).

Die Auswirkung alternativer Antriebe auf die Gesamtkilometerkosten bei Stadtbussen ist deutlich geringer als bei PKW, da der Fahrzeugkostenanteil insgesamt geringer ist (höhere Auslastung).

Die Gesamtkosten der BZ-Busse bleiben auf Basis der hier genommenen Annahmen im Vergleich zum Diesel-Referenzfahrzeug hoch, auch langfristig und bei steigendem Ölpreis.

Tabelle 10: THG-Emissionen von Bussen

Fahrzeug	[g _{CO₂-Ä} /km]	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz			1.390			1.390	
FCEV		0 (Wind)	1.760 (SMR) 2.980 (D-MIX)		0 (Wind)	1.420 (SMR) 1.630 (D-MIX)	
BEV		0 (Wind)	960 (D-MIX)		0 (Wind)	530 (D-MIX)	

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

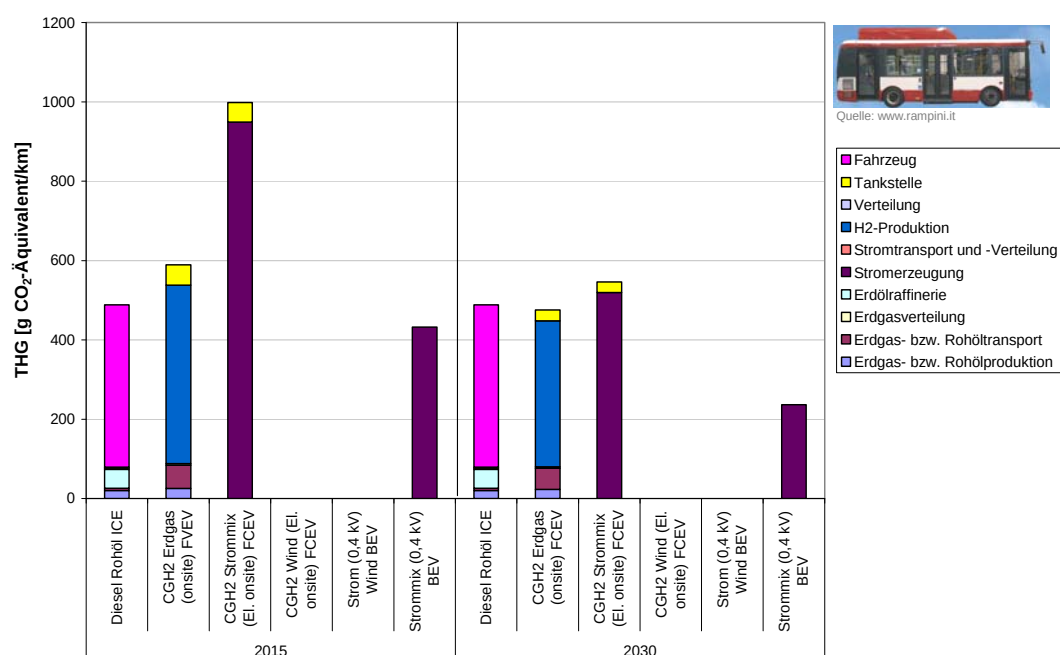


Abbildung 15: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Midi-Stadtbus, Szenario C1)

Die geringfügig niedrigeren Gesamt-Kilometerkosten der batterieelektrischen Busse im Vergleich zu FC-Bussen stehen einer deutlichen Reduktion der Passagierkapazität und weiteren betrieblichen Nachteilen gegenüber, z. B. stehen lange Ladezeiten den Erfordernissen des Busbetriebs entgegen (20 von 24 Stunden Fahrbetrieb).

Bei deutlich höheren Gesamtkilometerkosten entscheiden andere Faktoren über die künftigen Chancen der FC-Busse, hauptsächlich die Reduktion lokaler Schadstoff- und Lärmemissionen.

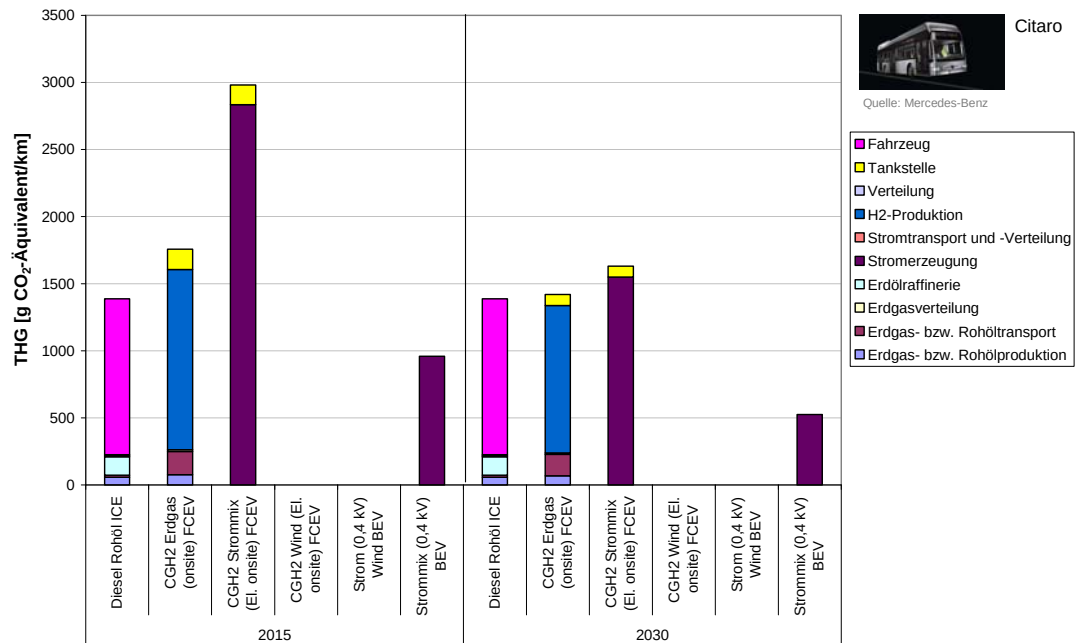


Abbildung 16: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (Stadtbus, Szenario C2)

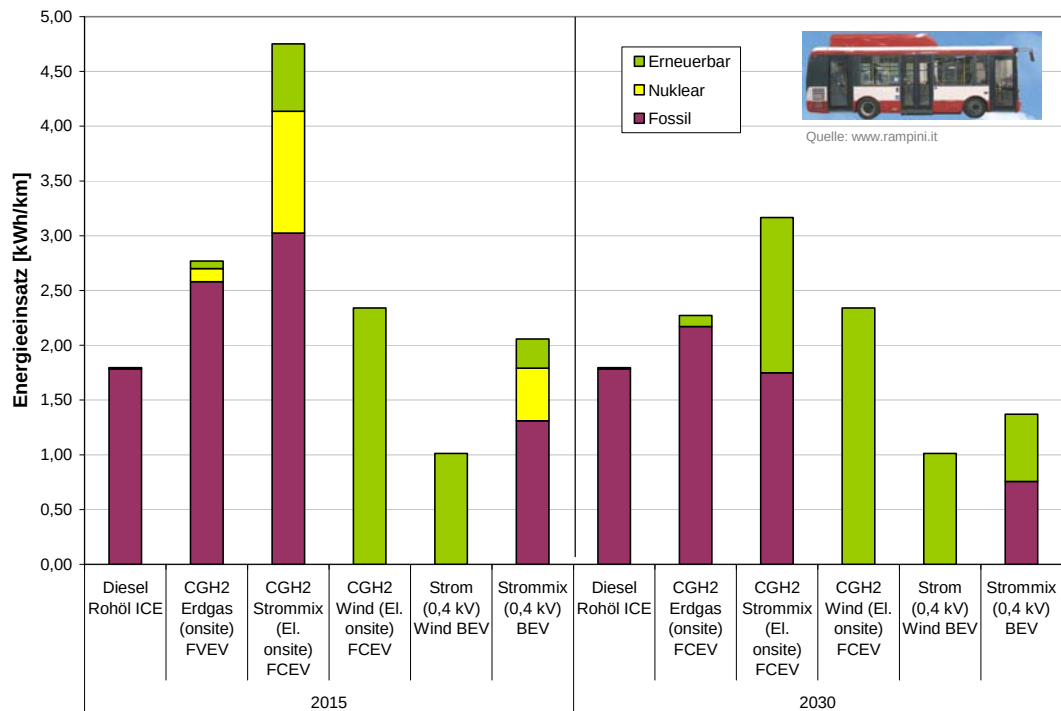


Abbildung 17: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Midi-Stadtbus, Szenario C1)

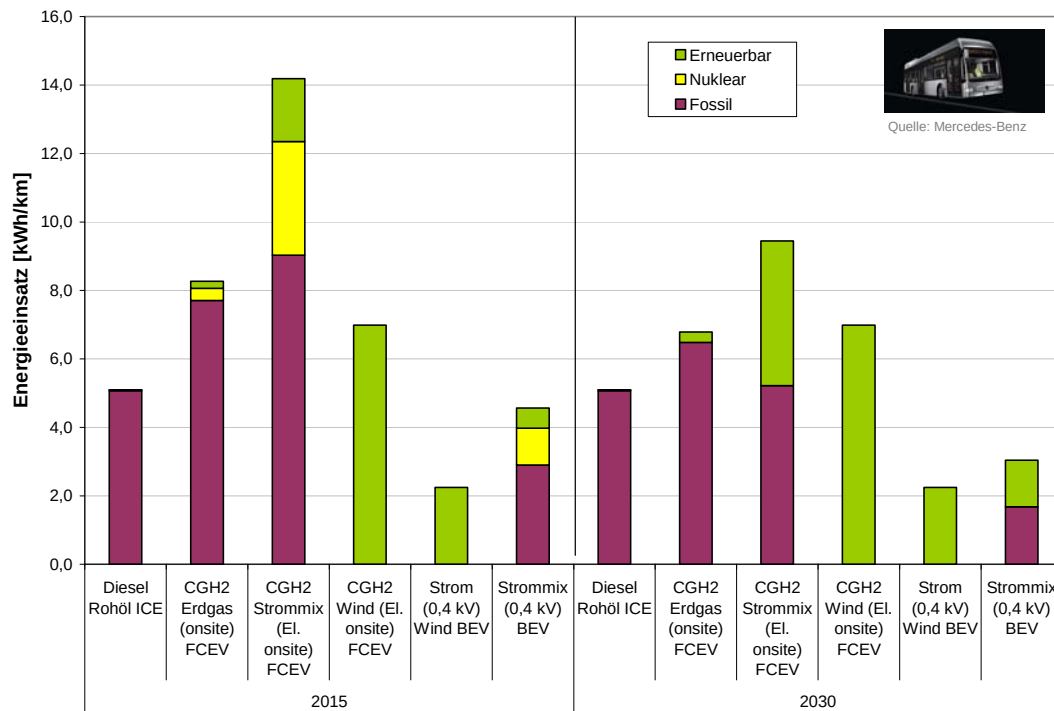


Abbildung 18: Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (Stadtbus, Szenario C2)

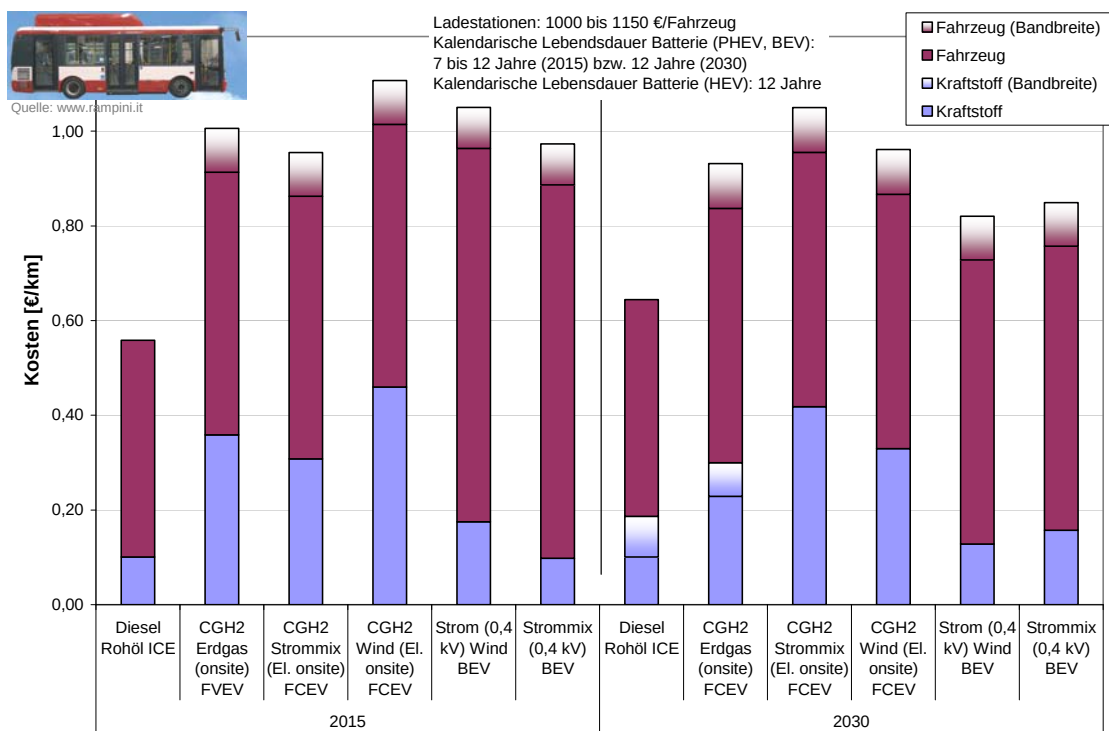


Abbildung 19: Kosten „Well-to-Wheel“ (Midi-Stadtbus, Szenario C1)

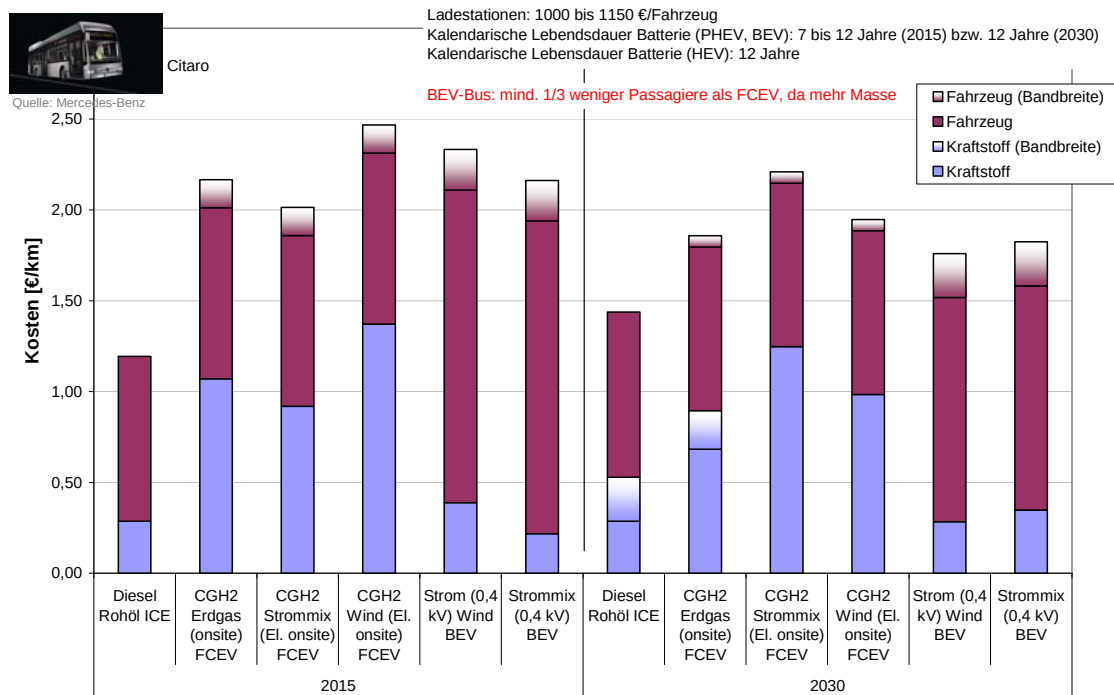


Abbildung 20: Kosten „Well-to-Wheel“ (Stadtbus, Szenario C2)

Tabelle 11: Fahrzeugkosten von Bussen

Fahrzeug	[€/km]	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz			120		120		145
FCEV (SMR / Wind / D-MIX)		200 / 230 / 185	215 / 245 / 200		160 / 200 / 215	185 / 205 / 220	
BEV (Wind / D-MIX)		210 / 295	235 / 216		225 / 160	263 / 185	

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

6.4 Binnenschiffe

Gleichwertige batterieelektrisch und brennstoffzellenelektrisch angetriebene Binnenschiffe existieren nicht. Das hier betrachtete Batterieschiff hat z. B. eine PV-Anlage mit 8,9 kW_{peak} zur Antriebsunterstützung installiert und hat nur 24 kW_{el} statt der 100 kW_{el} Antriebsleistung des FC-Schiffes, siehe Annex A.

Die deutlich geringeren THG-Emissionen des batterieelektrischen Schiffes sind zu einem nicht vernachlässigbaren Teil auf diese Unterschiede zurückzuführen.

Um THG-Emissionen unter die des Diesel-Referenzschiffes zu reduzieren, bedarf es beim FC-Schiff des Einsatzes von Wasserstoff aus REG-Strom. Eine ähnliche Aussage für das batterieelektrische Schiff ist aufgrund der mangelhaften Datenlage nicht möglich.

Tabelle 12: THG-Emissionen von Binnenschiffen

Antrieb	[g _{CO2} -Ä/km]	MIIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz			3.510			3.510	
FC		0 (Wind)	5.510 (SMR) 9.310 (D-MIX)		0 (Wind)	4.440 (SMR) 5.090 (D-MIX)	
Batterie		0 (Wind)	900 (D-MIX)		0 (Wind)	490 (D-MIX)	

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

Die Gesamtkosten eines brennstoffzellenangetriebenen Binnenschiffes bleiben auf Basis der hier genommenen Annahmen im Vergleich zum Diesel-Referenzschiff hoch, auch langfristig und bei steigendem Ölpreis von 160 Euro/bbl (2030).

Die geringfügig niedrigeren Gesamt-Kilometerkosten des batterieangetriebenen Binnenschiffes im Vergleich zum Referenz- und zum FC-angetriebenen Schiffs sind auf die grundsätzlich andere Auslegung des zugrunde gelegten Antriebes zurückzuführen.

Bei deutlich höheren Gesamtkilometerkosten entscheiden andere Faktoren über die künftigen Chancen elektrisch angetriebener Binnenschiffe, hauptsächlich die Reduktion lokaler Schadstoff- und Lärmemissionen.

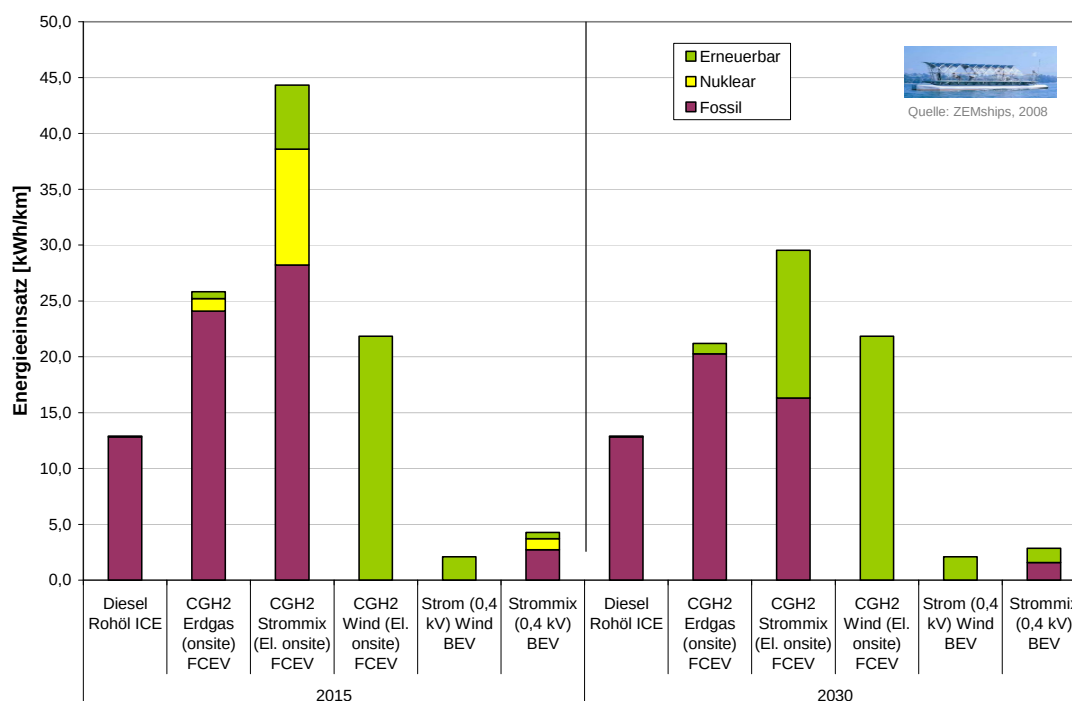


Abbildung 21: Energieeinsatz „Well-to-Propeller“ (Fahrgastschiff, Szenario D)

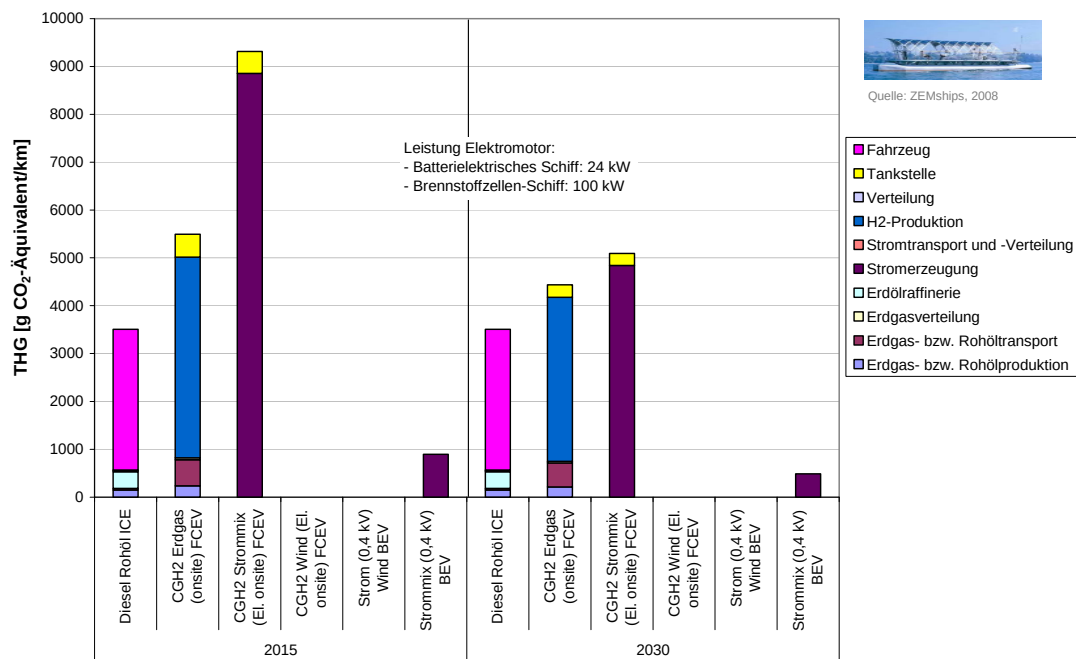


Abbildung 22: Treibhausgasemissionen „Well-to-Propeller“ (Fahrgastschiff, D)

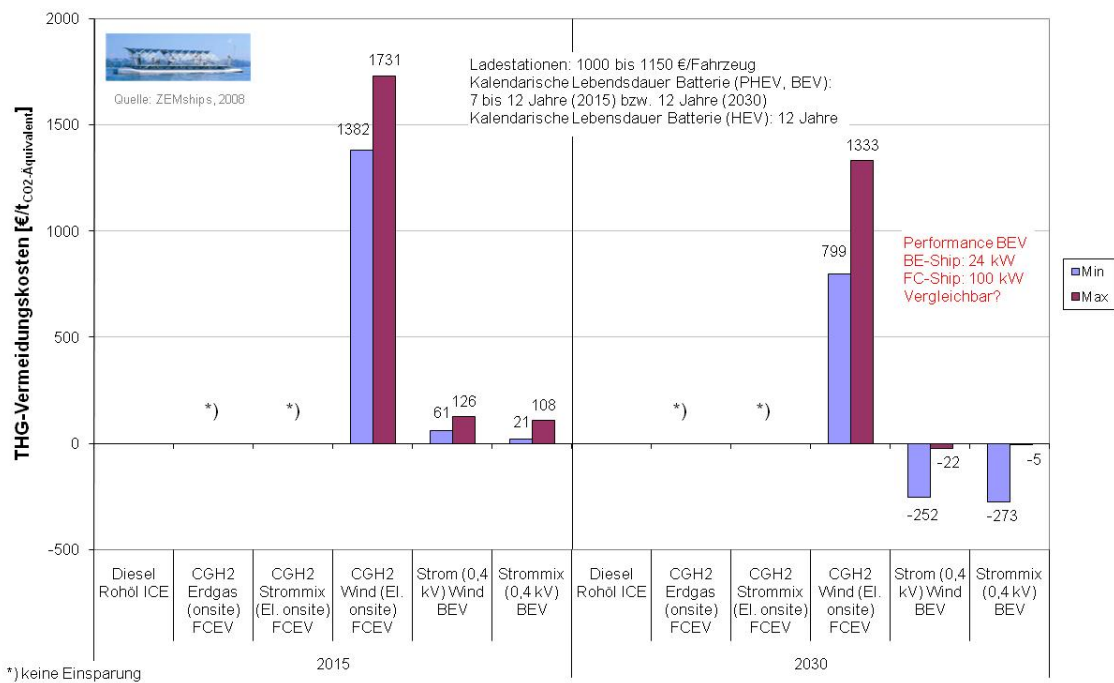


Abbildung 23: THG-Vermeidungskosten (Fahrgastschiff, Szenario D)

Tabelle 13: Fahrzeugkosten von Binnenschiffen

Antrieb	[€/km]	MIN	2015	MAX	MIN	2030	MAX
Referenz			5,30		5,30		6,00
FC (SMR / D-MIX / Wind)		9,20 / 8,70 / 10,20	10,50 / 10,00 / 11,40		7,80 / 9,60 / 8,80	9,70 / 10,80 / 10,00	
Batterie (D-MIX / Wind)		5,40 / 5,60	5,60 / 5,80		5,10 / 5,10	5,30 / 5,30	

SMR - onsite Erdgas-Dampfreformer, D-MIX – Deutscher Strommix, Wind – 100% REG Strom aus Wind, Ölpreis 80/160 €/bbl

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

Beim Fahrgastschiff ist zu beachten, dass die Antriebsleistung von dem batterieelektrischen Schiff und dem Schiff mit Brennstoffzellenantrieb unterschiedlich ist. Die Fahrleistungen (Höchstgeschwindigkeit, Schubkraft) des batterieelektrischen Schiffs dürfte daher niedriger sein als die Fahrleistungen des Fahrgastschiffs mit Brennstoffzellen. Die beiden Schiffe sind daher nur eingeschränkt vergleichbar, da auch eine Überführung der Daten ineinander nicht möglich war. Die Energiebereitstellung der PV-Anlage auf dem batteriegetriebenen Schiff hätte eine jahreszeitliche Analyse zur Berechnung des jahreszeitlich durchschnittlichen PV-Energieertrages bedingt.

6.5 Hausenergieversorgung

Für die Wärmebereitstellung in einem Einfamilienhaushalt wird der Einsatz von H₂-betriebenen Brennstoffzellen-BHKW (H₂ aus Windstrom und deutsche Offpeak-Strommix 0,03 Euro/kWh_{el}) mit strom- und erdgasbetriebenen Referenzsystemen für die Zeithorizonte 2015 und 2030 verglichen:

- Brennwertkessel mit Erdgas (Referenz THG-Vermeidungskosten)
- Gasmotor BHKW mit Erdgas
- Elektrische Wärmepumpe (mit Windstrom und deutschen Strommix)
- Direktstromheizung (mit Windstrom und deutschem Strommix).

Alle Anlagen werden wärmegeführt betrieben; daher ersetzt Strom als Nebenprodukt aus den BHKW Grenzkraftwerksstrom aus Steinkohle. Analog zu den Verkehrsanwendungen werden Steuern und Konzessionsabgaben nicht berücksichtigt.

Beim Vergleich der Wärmeversorgung durch mit Wasserstoff betriebene BZ-BHKW mit Referenztechnologien wird ko-produzierter Strom gutgeschrieben.

Mit Wasserstoff aus Windkraft können bei großem Kohleanteil im deutschen Strommix THG-Emissionen von ca. 1.200 gCO₂-Ä/kWh_{th} vermieden werden.

Dem stehen jedoch um 14-mal (~2015) bzw. fünfmal (~2030) höhere Wärmegestehungskosten im Vergleich zum Erdgas-Brennwertkessel gegenüber.

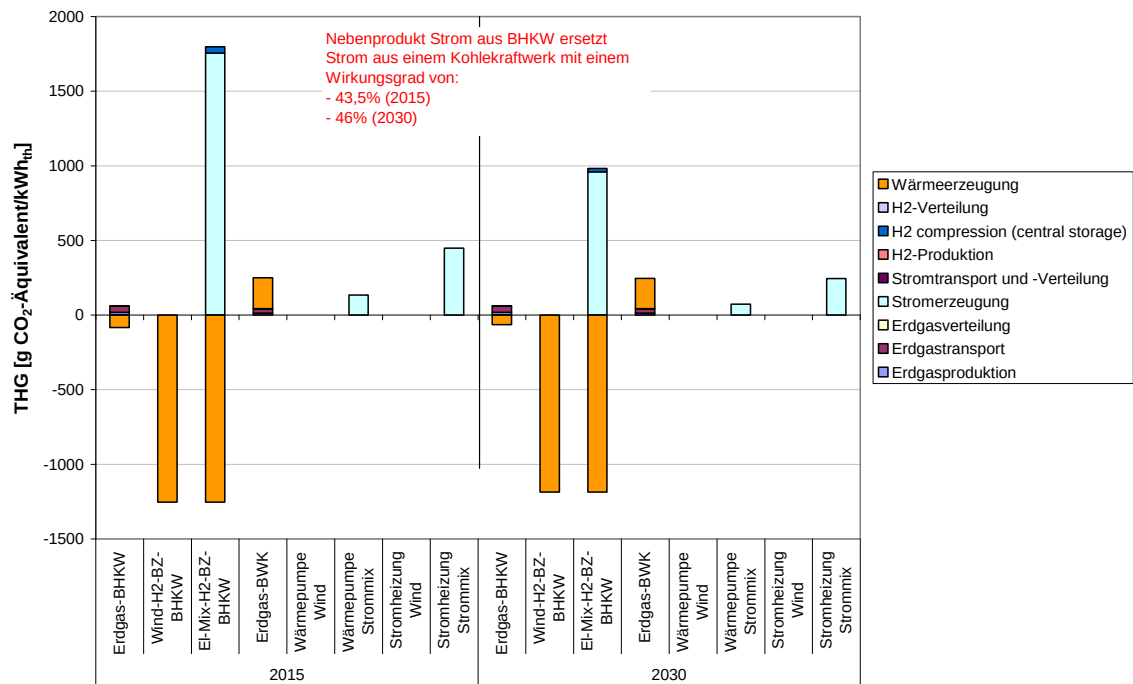


Abbildung 24: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von Wärme

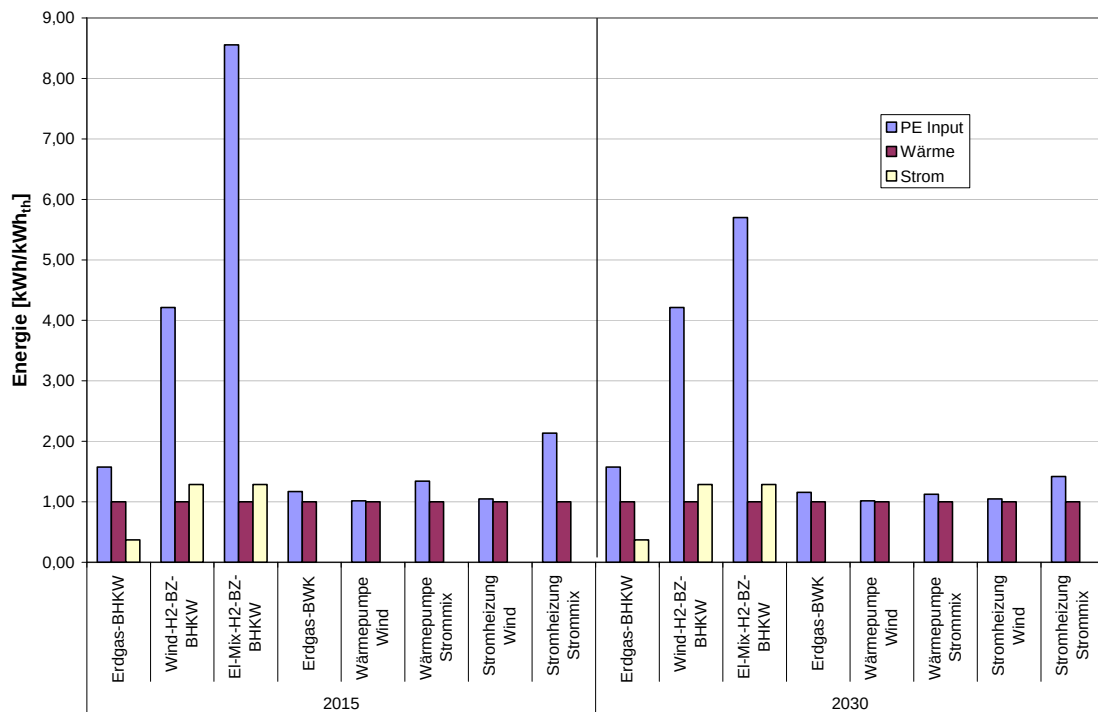


Abbildung 25: Energieinput und -output bezogen auf 1 kWh Wärme

Tabelle 14: THG-Emissionen und Kosten für die Hausenergieversorgung

	THG-Emissionen [g _{CO2} -Ä/km]		Kosten [€/km]	
	2015	2030	2015	2030
H2-PEM-BHKW (Wind / D-MIX)	-1.250 / 550	-1.200 / -200	99	51
Erdgas-BHKW	-20	-5	7	11
Erdgas-Brennwertkessel	250	245	7	11
El. Wärmepumpe (Wind / D-MIX)	0 / 135	0 / 75	9 / 7	7 / 9
Direktstromheizung (Wind / D-MIX)	0 / 450	0 / 245	18 / 14	13 / 17

Minimal(MIN)- und Maximal(MAX)-Werte in Abhängigkeit des Pfades

7 Weitere kurzfristig relevante Anwendungen von Brennstoffzellen und Wasserstoff

Der Brennstoffzellenmarkt weltweit wird durch unterschiedliche Trends in den Weltregionen bestimmt. Während in Europa und Nordamerika der Brennstoffzelleneinsatz in PKW als entscheidend für den generellen Marktdurchbruch gesehen wird, gelten in Japan die Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung als treibende Kraft bis etwa 2018. Die Fuji-Keizei Gruppe geht in einem in 2010 veröffentlichten Bericht von einem 99-fachen Wachstum im japanischen Markt von 2009 bis 2025 auf 1.61 Billionen Yen (ca. 13 Mrd Euro) aus [Fuji 2010]. Dann jedoch wird die Nachfrage für die automobilen Anwendung stärker zunehmen und mit 8 Mrd. Euro auf etwa das doppelte Volumen der Hausenergieversorgung bis 2025 anwachsen und zusammen mit den Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung dann etwa 90 % des gesamten Brennstoffzellenmarktes ausmachen.

Obwohl ein schneller Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie aufgrund der damit verbundenen hohen Produktionsstückzahlen in Europa und den USA stark von ihrem kommerziellen Durchbruch als alternativem Antrieb von PKW abhängt, sind auch in anderen Sektoren kurzfristige Einsatzpotenziale zu erkennen.

In Adamson et al. 2009 werden folgende frühe Märkte für Brennstoffzellen aufgezählt:

- Brennstoffzellen Gabelstapler und andere Flurförderfahrzeuge,
- Mobile Freizeitanwendungen (Freizeitboote),
- Stationäre Freizeitanwendungen (mobile Stromerzeugung) und
- Telekommunikationsanwendungen.

Abweichend davon strukturiert Tillmetz et al. 2009 für Deutschland andere Brennstoffzellenanwendungen als in Fahrzeugen folgendermaßen:

- Notstromversorgung (USV),
- Flurförderfahrzeuge,
- Hausenergieversorgung und
- Hilfsstromaggregate.

Dafür werden die in Tabelle 15 aufgeführte Stückzahlen genannt. In einer Umfrage des VDMA haben die befragten Unternehmen eine stark wachsende Produktions- und Verkaufsrate für Deutschland und die Welt für die genannten Anwendungen angegeben, wobei die tatsächlichen Stückzahlen bei einer Rücklaufquote von 32 aus 100 Herstellern höher liegen dürfte.

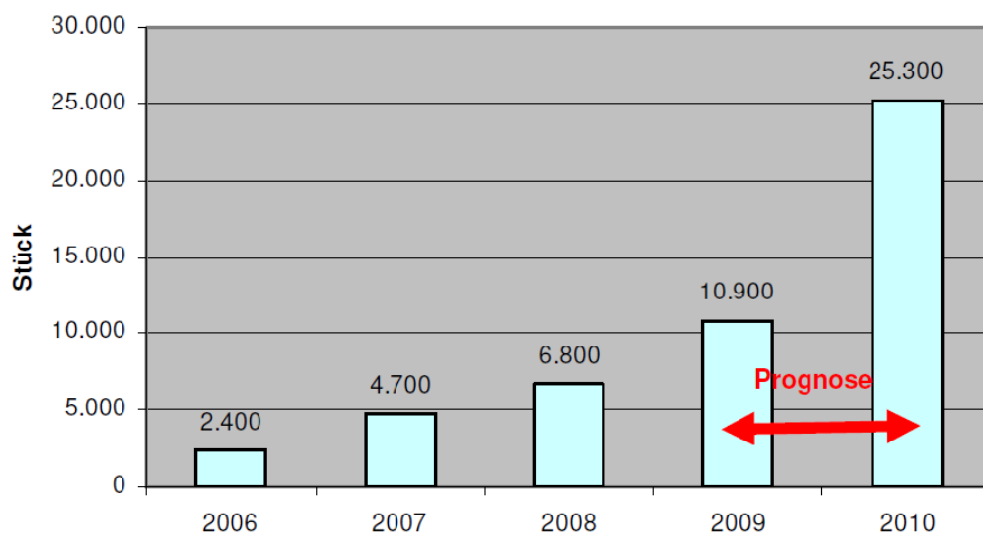
Tabelle 15: In 2005 bis 2007 verkaufte Brennstoffzellen führender Hersteller nach Bereichen weltweit

Anwendung	2005	2006	2007	1. HJ 2008	Hersteller
USV					Ballard
	117	136	180	148	Plug Power
Flurförderfahrzeuge		147	204		Ballard
Hausenergieversorgung			445		Ballard
Hilfsstromaggregate		2.185	4.483		Smart Fuel Cells

Quelle: Tillmetz 2008

Der vermutlich interessanteste Markt, der bereits kurzfristig einen wettbewerblichen Einsatz von Brennstoffzellen herbeiführen wird, ist der Sektor der Flurförderfahrzeuge. [Gaines 2008] wurden folgende besonders konkurrenzfähige Eigenschaften von Brennstoffzellen-Gabelstaplern herausgearbeitet:

- 30 bis 50 % längere Betriebszeiten zwischen Betankungen,
- hohe Gesamteffizienz,
- konstante Leistungsabgabe über den gesamten Zyklus,
- kurze Betankungszeit,
- für 3-Schichtbetrieb (Nordamerika) können 3 Batteriesysteme abgelöst werden und
- Batteriebetrieb in Kühlhäusern uneingeschränkt möglich.

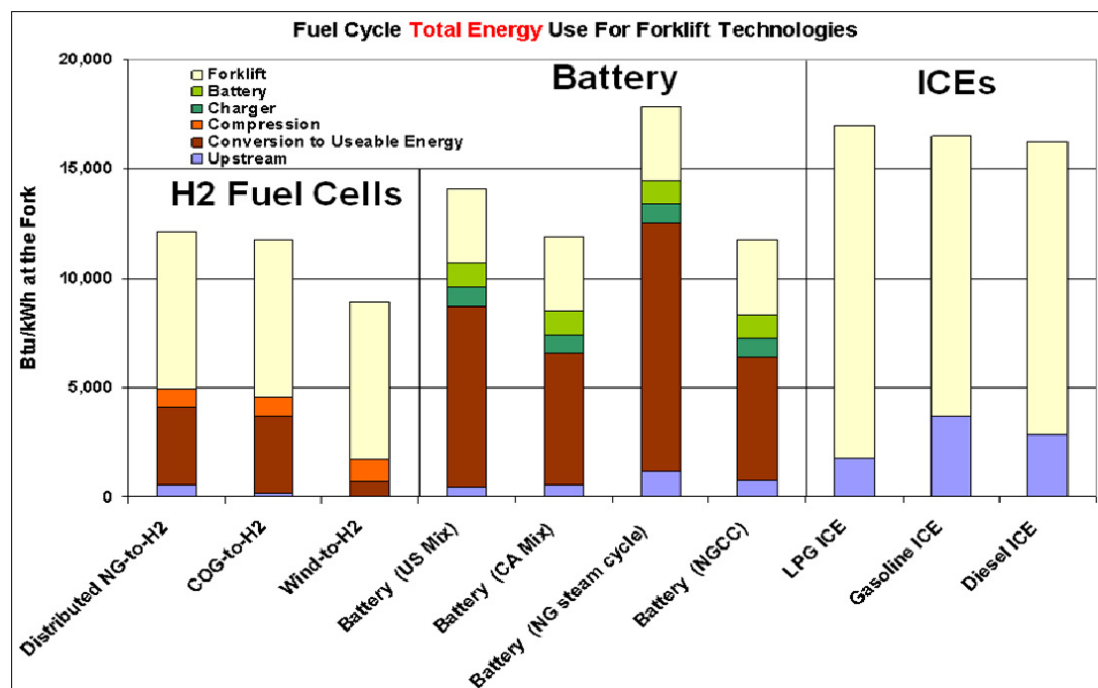


Quelle: VDMA 2008

Abbildung 26: Weltweiter Brennstoffzellenmarkt nach Stückzahlen

Bereits heute befinden sich lt. John Garbak vom U.S. DoE 40 Brennstoffzellen-Gabelstapler in Nordamerika im Einsatz, in denen bereits 10.000 Befüllungen erfolgreich durchgeführt wurden. Die technische Gaseindustrie sieht hierin auch einen ersten interessanten Markt für den Absatz von Wasserstoff mit einer Wasserstoffversorgungsinfrastruktur, die sich bereits zu Beginn durch hohe Nutzungsraten auszeichnet.

Neben den rein betriebswirtschaftlichen Vorteilen hat [Gaines 2008] jedoch auch THG-Emissionsvorteile für den nordamerikanischen Markt ermittelt (siehe Abbildung 27).

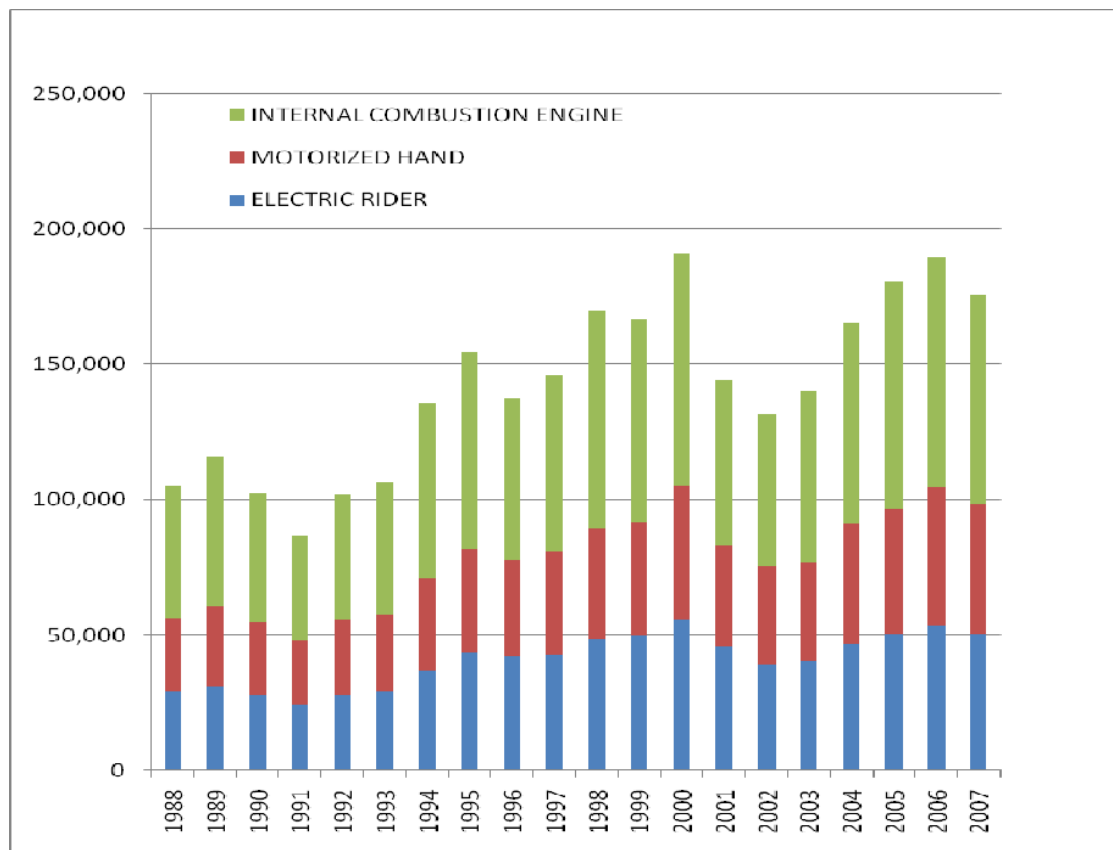


Quelle: Gaines 2008

Abbildung 27: Treibhausgasemissionen von Brennstoffzellen-Gabelstaplern im Vergleich

Bemerkenswert ist dabei, dass die Brennstoffzellen-Gabelstapler auf Basis der getroffenen Annahmen ihren Emissionsvorteil auch gegenüber den reinen Batterie-Gabelstaplern ausspielen.

Der weiter wachsende globale Markt von Gabelstaplern hat heute etwa einen Wert von 6 Mrd. U.S.\$ (siehe Abbildung 28) und stellt daher auch in der Summe ein interessantes Marktsegment dar. Darüber hinaus ist die Anwendung auch direkt mit der Anwendung in PKW oder Bussen zu vergleichen.



Quelle: Gaines 2008

Abbildung 28: US-Markt für Gabelstapler [Stück] (Gesamtbestand: 980.000 Stück in 2007)

Weitere interessante Nischen für den Brennstoffzelleneinsatz werden im schadstoff- und lärmemissionssensitiven Freizeitmarkt gesehen. Wie die Firma Smart Fuel Cells sichtbar bewiesen hat, bestehen dort bereits heute erste Marktnischen für Brennstoffzellen-Stromgeneratoren mit Versorgung durch Methanol als Brennstoff. Diese Aggregate leben insbesondere durch ihre Kopplung mit einer großen Batterie, sodass neben hoher Energie auch kurzfristig hohe Leistung bereitgestellt werden kann. Für andere Anwendungen mit höherer Energiedichte wurde auch Wasserstoff in Wechselkartuschen vorgeschlagen (z. B. durch die Firma Axane: Lastendreiräder, Scooter, Krankenfahrräder, Kleinlasten für den Kurzstreckenverkehr).

Auch für die Telekommunikation wurden mit entlegenen und wartungsarmen Einrichtungen erste Einsatzgebiete für Brennstoffzellensysteme zur Stromversorgung auch z. B. in Verbindung mit PV-Inselsystemen identifiziert. Portable Mikrobrennstoffzellen stellen hier keine relevante Marktnische dar, da sie energiewirtschaftlich keine Bedeutung haben.

Auf Basis der Analyse unterschiedlicher Quellen können Brennstoffzellen bis 2020 in den unterschiedlichen Bereichen folgende globale Umsatzvolumina im Vergleich erzielen:

- Straßenfahrzeugsegment: 50 bis 73 Bio. Euro, davon
 - PKW: 1,5 bis 2,4 Mio. FCEV in Europa, 4,5 bis 6,6 Mio. FCEV weltweit, 10.000 Euro/BZ-System
 - Stadtbusse: 12.800 bis 25.600 FC-Busse weltweit, 50.000 Euro/BZ-System
- andere BZ-Anwendungen zusammen um etwa ein bis zwei Größenordnungen kleiner. Beispiele:
 - USV für Kommunikation: ca. 250 bis 660, ca. 1,5 bis 4,2 Mio. Euro Umsatz, zehn Jahre nach Markteinführung
 - Gabelstapler: ca. 23 bis 60 Tsd., ca. 330 bis 860 Mio. Euro Umsatz, zehn Jahre nach Markteinführung.
 - Gepäckförderfahrzeuge an Flughäfen: ca. 110 bis 280, ca. 2 bis 5 Mio. Euro, zehn Jahre nach Markteinführung.

8 Bewertung der Ergebnisse aus AP3 unter Einbezug von weiteren Aspekten und anderen Studienergebnissen (AP4)

8.1 Schlussfolgerungen PKW

Wirtschaftlichkeit

Die Analysen haben gezeigt, dass die untersuchten alternativen Kraftstoffe und Antriebssysteme der Elektromobilität heute noch deutlich teurer als konventionelle Fahrzeuge sind. Die individuelle Elektromobilität wird insbesondere dann wirtschaftlich werden können, wenn die Kosten im Bereich eines Referenzfahrzeuges (Diesel-PKW) liegen. D. h. bei den Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) müssen die Brennstoffzellen-Systemkosten unter 100 Euro/kW_{el} und beim batterieelektrischen Fahrzeug die Batteriekosten unter 250 Euro/kWh_{el} liegen. Weiterhin müssen technische Schlüsselziele erreicht werden, wie z. B. bei den FCEV eine Platinbelegung von ca. 10 g für 80 kW_{el} und eine Lebensdauer von mehr als 5.000 Stunden (heute ca. 1.700 bis 2.000 h). Bei den BEV muss die kalendarische Lebensdauer von heute ca. fünf bis sieben Jahren auf ca. zwölf Jahre gesteigert werden, da eine Ersatzinvestition in die Batterie vor Ende der PKW-Lebensdauer die Wirtschaftlichkeit deutlich negativ beeinflusst. Weiterhin sollte eine Energiespeicherdichte der Zelle von ca. 200 Wh/kg erreicht werden (heute um die 140 Wh/kg). Weitere Schlüsselziele bei den BEV sind die Erreichung einer Zyklenfestigkeit bei Tiefentladung und eine geringere Degradation bei Schnellladung.

Zusätzlich müssen die Rahmenbedingungen zur Markteinführung stimmen. Dazu gehören ambitionierte Klimaschutzziele, ein hoher Rohölpreis (über 80 \$/Barrel) und Ziele zur Senkung lokaler Emissionen wie dem Verkehrslärm oder der Stickoxidbelastung. Die Ausgestaltung von Subventionen in der Markteinführungsphase ist ebenfalls wichtig für einen Erfolg der Elektromobilität.

Von den analysierten PKW befinden sich die reinen Batteriefahrzeuge (BEV) mit geringer Batteriekapazität (ca. 20 kWh) derzeit am nächsten an der Wirtschaftlichkeit. Dann folgen Plug-in-Hybride (PHEV) und später die Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV). Allerdings sind die PKW-Segmente, die von den einzelnen Antriebssystemen abgedeckt werden können unterschiedlich, worauf später noch eingegangen wird.

Aktuelle Preise und kumulierte Gesamtaufwendungen zur Erreichung der Kostenparität

Neben den herangezogenen Daten für die Analysen in den Jahren 2015 und 2030 ist interessant, in welcher Höhe sich die aktuellen Preise für die Fahrzeuge befinden. Heu-

tige Preisangaben für BEV (Kleinserienfertigung, Klein-PKW mit eingeschränkter Reichweite) betragen derzeit das 1,5- bis 2-fache von konventionellen Vergleichsfahrzeugen (siehe Annex C). Sie sind allerdings mit Vorsicht zu behandeln, weil aus strategischen Gründen wie einer erfolgreichen Markteinführung Preise mit Kosten nicht unbedingt etwas zu tun haben müssen. In der Tabelle 16 sind einmal die Kosten eines heutigen Batteriefahrzeuges mit denen eines heutigen Brennstoffzellenfahrzeuges, das in Kleinserie produziert werden würde, gegenübergestellt. Allerdings ist zu beachten, dass diese Fahrzeuge nur sehr bedingt miteinander vergleichbar sind.

Tabelle 16: Demofahrzeugkosten heute – Mittelklasselimousine BEV/FCEV

Komponente	FCV	BEV	Annahmen / Bemerkungen
Chassis	16.500 €	16.500 €	ACHTUNG: Chassis nicht für hohes BEV-Batteriegewicht geeignet (900 kg !)
E-Motor	2.000 €	2.000 €	FCV: HEV-Typ, inkl. Steuerung
H ₂ -Tank	10.000 €	-	500 km, 3,5 kg _{H₂} , Kostenrückskalierung von 100.000 Stück
BZ-System	120.000 €	-	80 kW _{el} Dauerleistung, Stack 70.000 €, BoP: 40%
Batterie FCV	6.000 €	-	20 km Reichweite, 150 Wh/km, Entladetiefe 50% ⇒ 6 kWh 1.000 €/kWh
Batterie BEV	-	75.000 €	500 km Reichweite, 150 Wh/km, Entladetiefe 70% ⇒ 107 kWh 700 €/kWh
Projektierung	?	?	Engineering, Fertigungsvorbereitung
Fahrzeug	> 154.500 €	> 91.500 €	ACHTUNG: Nur bedingt zu vergleichen bzgl. Betankungsdauer, Lebenserwartung, Zuladung, Beschleunigung FCV realisiert, BEV nicht realisiert

Quelle: Eigene Erhebung

FCEV in der Kompaktklasse gibt es heute als Demonstrationsfahrzeuge. Für diese werden aber noch keine Preise genannt. Kostenschätzungen namhafter Automobilhersteller (OEM) für Europa gehen davon aus, dass ein 80 kW_{el}-Brennstoffzellensystem bei Serienfertigung ab 2015 ca. 8.400 Euro kosten wird. Das wird durch Benchmarking-Analysen bestätigt, in denen die reinen Materialkosten für BZ-Systeme der aktuellen BZ-Generation auf ca. 9.000 Euro geschätzt werden. Abbildung 29 zeigt eine Aufgliederung der Brennstoffzellenkosten bezogen auf ihre Komponenten.

Tabelle 17 enthält eine Gegenüberstellung der heutigen Kosten für Brennstoffzellen und der zukünftigen Zielkosten. Je nach Land sind unterschiedlich stark ambitionierte Reduktionsziele zu erkennen. Die für Europa von der Industrie einstimmig formulierten Kostenziele dürfen danach als eher konservativ eingestuft werden.

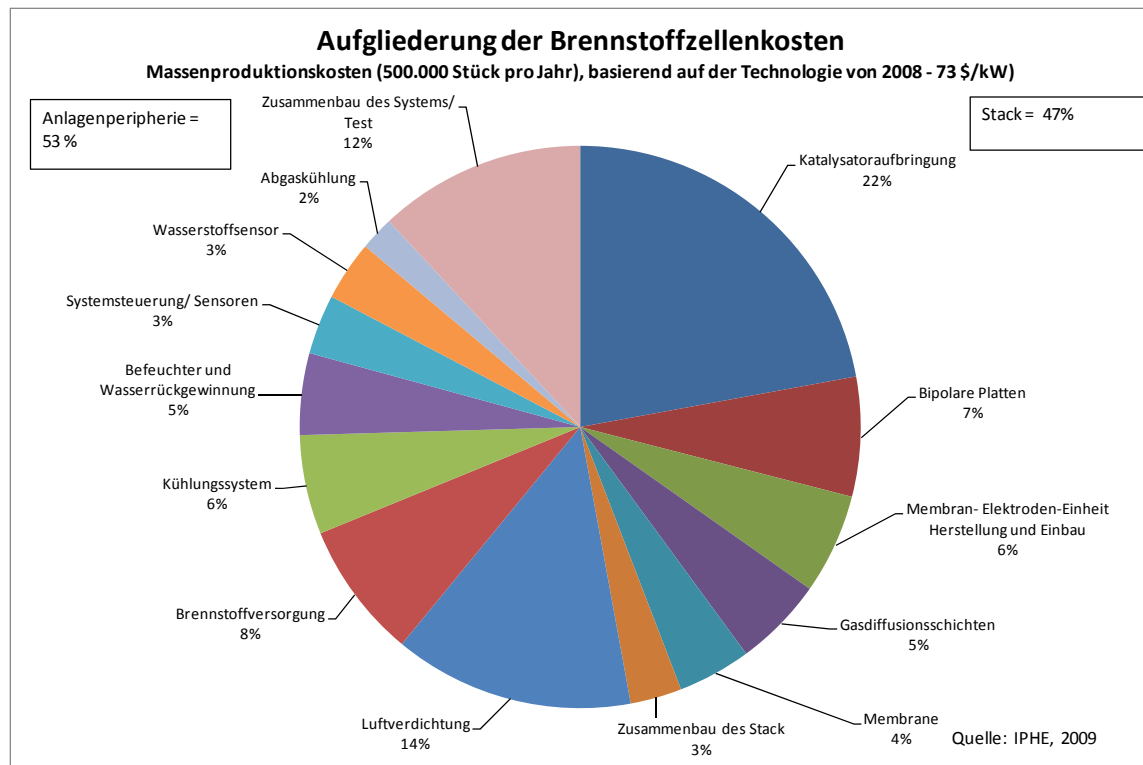


Abbildung 29: Aufgliederung der Brennstoffzellenkosten

Tabelle 17: Gegenüberstellung von Ist- und Zielkosten

Land	Kosten heute (500'/Jahr)	Zielkosten (Entwurf IPHE)
Korea	66 \$ / kW _{el}	57 \$ / kW _{el}
USA	73 \$ / kW _{el}	30 \$ / kW _{el}
China	130 \$ / kW _{el}	
Japan		100 \$ / kW _{el}
Europa		100 Euro / kW _{el}

Quelle: IPHE 2009 (unveröffentlicht)

Batterien haben aus Synergien mit anderen Massenanwendungen (z. B. Laptops) heute bereits einen Teil ihrer ökonomischen Lernkurve hinter sich, weshalb eine Kostendegression wahrscheinlich etwas moderater verlaufen wird. Anwendungen im Fahrzeugbereich können zumindest teilweise auch künftig von Entwicklungen in anderen Anwendungsbereichen wie den Entwicklungen bei den Hybrid-Fahrzeugen (HEV) profitieren.

Brennstoffzellen für Fahrzeuge (PEM-BZ) hingegen stehen am Anfang der Lernkurve, da bisher eine Massenanwendung fehlt. Sie haben daher noch ein hohes Kostenreduktionspotenzial. Dieses zu realisieren bedingt aber ihren Masseneinsatz im PKW-Bereich.

Die FCEV-Kostenabschätzung (mit einer Leistung von 80 kW) liegt heute bei 150 bis 500 kEuro. Die Kostenreduzierung bei FCEV wird heute über F&E-Ausgaben erzielt. Dabei liegt das Konzept der doppelten Lernkurve zugrunde, welches besagt, dass neben einer Stückkostenreduzierung über die Ausbringungsmenge (einfache Lernkurve) auch eine Stückkostenreduzierung über F&E-Ausgaben existiert. Über F&E-Ausgaben von FCEV sowie F&E-Lernraten liegen allerdings keine Daten vor. Um trotzdem zu einer Abschätzung bei FCEV zu kommen, wird der einfache Lernkurvenansatz gewählt und als Startpunkt die Gesamtfahrzeugkosten auf 60 kEuro gesetzt (siehe vergleichbaren Ansatz in [HyWays 2007]). Bei gesetzter Kostengleichheit von 110 Euro/kW für den Brennstoffzellenantrieb und 2.500 Euro Mehrkosten gegenüber modernen Dieselfahrzeug liegen die kumulierten Ausgaben in Abhängigkeit der Lernrate zwischen 10 und 30 Mrd. Euro. Es werden dabei die Lernraten aus [HyWays 2007] zugrunde gelegt. Hinzu kommen die F&E-Aufwendungen, die im Vergleich zur Batterie sehr wahrscheinlich höher liegen.

Bei HEV, PHEV, BEV wird der Lernkurvenansatz bei einfacher Lernkurve und Batteriekosten von 1.000 Euro/kWh gewählt. Bei gesetzter Kostengleichheit von 250 Euro/kWh für die Batterie liegen die kumulierten Mehrkosten bei ca. 15 Mrd. Euro.

Technische Risiken

Aktuelle PEM-FCEV, die sich im Flottenbetrieb befinden (mehrere hundert Fahrzeuge), werden in der zweiten bis vierten Generation betrieben. Es liegen Betriebserfahrungen vor und die technischen Herausforderungen im Alltagsbetrieb sind bekannt (u. a. die Lebensdauer und Platin-Belegung) und werden von einigen der maßgeblichen OEM als lösbar eingestuft.

Lithium-Ionen-Batterien für den Fahrzeugeinsatz wurden im Alltagsbetrieb bisher noch nicht ausreichend getestet (so stellt u. a. das Wärmemanagement noch eine Herausforderung dar). Ihre Haltbarkeit (kalendarische Lebensdauer, Zyklenfestigkeit) ist laut Meinung von einigen OEM und Forschungseinrichtungen im Batteriebereich noch ein beachtliches technisches Entwicklungsrisiko. Auf Basis der angekündigten Testerfahrungen mit einer Reihe unterschiedlicher BEV und PHEV in Kleinserien steht zu erwarten, dass in wenigen Jahren umfangreiche Alltagsbetriebserfahrungen vorliegen werden.

Batterien der nächsten Generation (u. a. Lithium-Luft, Lithium-Schwefel, ...) haben das Potenzial, die gravimetrische Energiedichte um den Faktor 5 gegenüber Lithium-Ionen-Batterien zu steigern, was ein beachtlicher Fortschritt wäre. Sie befinden sich aber noch in der Grundlagenforschung und werden frühestens in 10 bis 15 Jahren zur Verfügung stehen.

Betankungsinfrastruktur

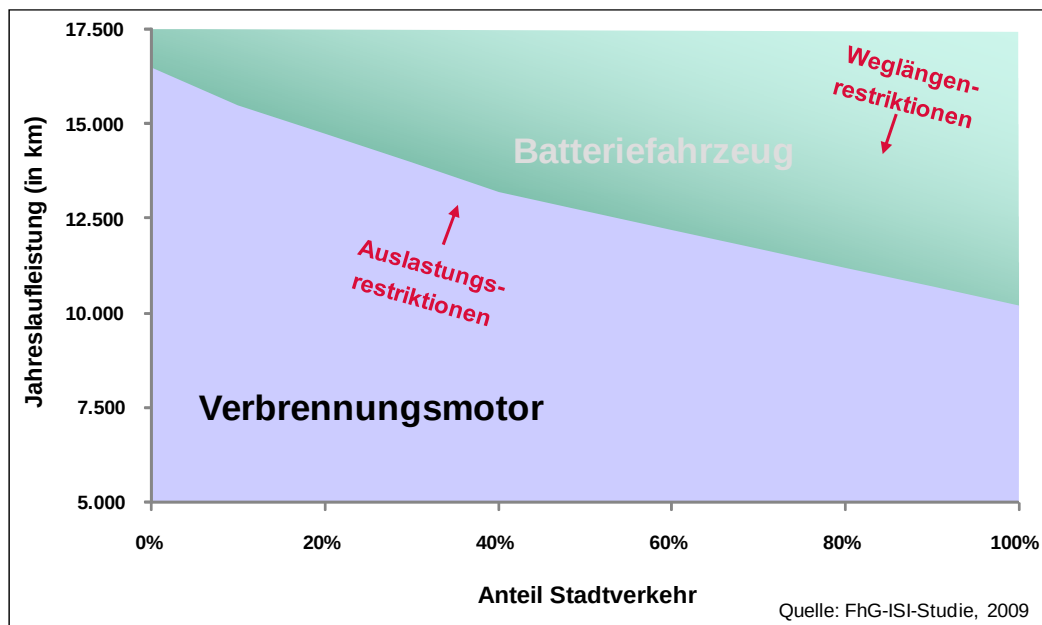
Aufgrund der Unterauslastung der H₂-Versorgungsinfrastruktur bei kapitalintensiven Anlagen stellen gerade in der Einführungsphase die H₂-Infrastrukturkosten eine Barriere für die Vermarktung von FCEV dar (siehe [Ball et al. 2009, HyWays 2007]). Somit besteht ein beachtliches Investitionsrisiko und ein Henne-Ei-Problem bei Wasserstoff. Daher ist eine Unterstützung durch die öffentliche Hand beim Infrastrukturaufbau erforderlich. Bei einer deutlichen Marktpenetration von FCEV wirken sich die H₂-Infrastrukturkosten auf die Gesamtfahrkosten aber nur noch marginal aus.

Merkmal einer Ladeinfrastruktur für BEV und PHEV ist ein geringes anfängliches Investitionsrisiko für intelligente Ladestationen durch private oder halböffentliche Betankung (siehe [Wietschel et al. 2009, Kley et al. 2010]). Es ist allerdings noch genauer zu untersuchen, wie sich die Infrastrukturkosten für BEV/PHEV bzw. FCEV bei hoher Fahrzeugdichte aufgrund der unterschiedlichen Kostenverläufe mittel- und langfristig entwickeln werden.

Die Betankungsdauer von BEV ist heute deutlich länger (> 1/2 h) als die von Benzin-/Dieselfahrzeugen (< 3 Min.) oder FCEV (< 5 Min.) Positiv zu Buche schlägt schon heute, dass ein BEV auch zu Hause oder am Arbeitsplatz an jeder Steckdose während der Standzeiten betankt werden kann.

Anwendungsbereiche

Aufgrund ihrer Kostenstruktur, die durch hohe Anschaffungs- und niedrige Betriebskosten gekennzeichnet ist, eignen sich weder BEV noch PHEV und FCEV als reine Kurzstrecken-PKW mit niedriger jährlicher Laufleistung (siehe [Biere et al. 2009]). Erstnutzer bei BEV müssen eine beschränkte Reichweite akzeptieren. Zu den Erstnutzern gehören Vollzeitpendler mit Zweitwagen und einer Garage oder einem Stellplatz in kleinen und mittleren Städten, Nutzer neuer Mobilitätskonzepte (z. B. Car-Sharing, Car-to-Go, Einbindung ÖPNV) und der Flottenverkehr. Allerdings ist zu betonen, dass neben einer solchen Homo Oeconomicus-Betrachtung auch andere Faktoren wie Umweltvorteile die Kaufentscheidung beeinflussen.



Quelle: Biere et al. 2009

Abbildung 30: Wahl der Antriebstechnologie – 2015 (in Relation zur Laufleistung und dem Stadtverkehrsanteil)

Die derzeitige Entwicklung zeigt, dass BEV in der nächste Dekade nicht in den Bereich der Langstrecken-Limousinen vordringen werden. Zum einen wegen zu hoher Batteriekosten und hohem Batteriegewicht. Zum anderen wegen geringer Wirtschaftlichkeit von Batteriewechselstationen (u. a. wegen der Kapitalbindung an den Wechselstationen) und einer fehlender Akzeptanz bei den OEM (u. a. Normierung der Batterie, Verlust der Wertschöpfung). Ein weiterer Grund liegt bei den heute vorgesehenen Schnellladestationen, die keine akzeptablen Ladezeiten bieten. Derzeit ist vorgesehen, Ladesäulen bis maximal 43,6 kW_{el} in Deutschland zu installieren, was bei einer 40 kWh Batterie, mit der man ca. 250 km fahren kann, eine Ladezeit von rund einer Stunde erfordert. Hohe Ladeströme wirken sich auch negativ auf die Batterie Lebensdauer aus. Die Begrenzung liegt hierfür in der Batteriechemie. Nur wenn hier noch Durchbrüche gelingen, kann eine Schnellbeladung mit akzeptablen Zeiten realisiert werden.

PHEV oder FCEV gelten als Universalfahrzeuge, die prinzipiell das heutige Nutzerprofil individueller Mobilitätsansprüche im individuellen Kurz- und Langstreckenverkehr bedienen können. Allerdings, wie weiter oben schon ausgeführt wurde, benötigen sie für einen wirtschaftlichen Betrieb relevante jährliche Fahrleistungen. Sich künftig ändernde Mobilitätsstrukturen haben jedoch das Potenzial, gewohntes Nutzerverhalten nachhaltig zu beeinflussen (z. B. stärkere Nutzung des Schienenverkehrs für Langstrecken). Es stellt sich die Frage, wie groß der Marktanteil für Fernreisen durch individuelle Mobi-

lität in den nächsten Dekaden noch sein wird. Hierzu existieren allerdings bisher wenige Studien.

Wenn man PHEV und FCEV miteinander vergleicht, kann man einige wichtige Unterschiede identifizieren. PHEV können die bestehende Infrastruktur nutzen und können aus den derzeit stark boomenden HEV stufenweise weiterentwickelt werden. Das Risiko ist dabei handhabbar. Die Gesamtkosten der PHEV können aber nur bedingt gesenkt werden, da zwei „Tanks“, zwei Antriebskonzepte und eine Kombination elektisch-mechanischer Antriebe benötigt werden. Daher dürften die PHEV auch nach deutlicher Kostenreduktion ca. 3.000 Euro teurer als moderne Dieselfahrzeuge sein.

FCEV haben zumindest das Potenzial, von den Anschaffungskosten günstiger zu werden als die PHEV. Ob dies eintreten wird, muss die künftige Entwicklung zeigen. PHEV können in einem späteren Entwicklungsschritt auch mit Brennstoffzellen anstelle der Verbrennungsmotoren ausgestattet werden. Allerdings besteht bei dieser Lösung insbesondere die Herausforderung der Wirtschaftlichkeit, da zwei heute noch relativ teure Technologien verheiratet werden müssen.

Um sich ein erstes Gefühl für mögliche Marktgrößen zu verschaffen, kann man die drei Typen FCEV, PHEV und BEV den Marktanteilen einzelner Fahrzeugklassen zuordnen. Wie Abbildung 31 zeigt, könnten nach einem solchen Ansatz die BEV zwischen 30 und 50 % des Bestandsmarktes abdecken, die PHEV zwischen 50 und 70 % und die FCEV bis zu 100 %. Allerdings sind die abzudeckenden Fahrten mit dem jeweiligen Antriebssystem eher ein Kriterium.

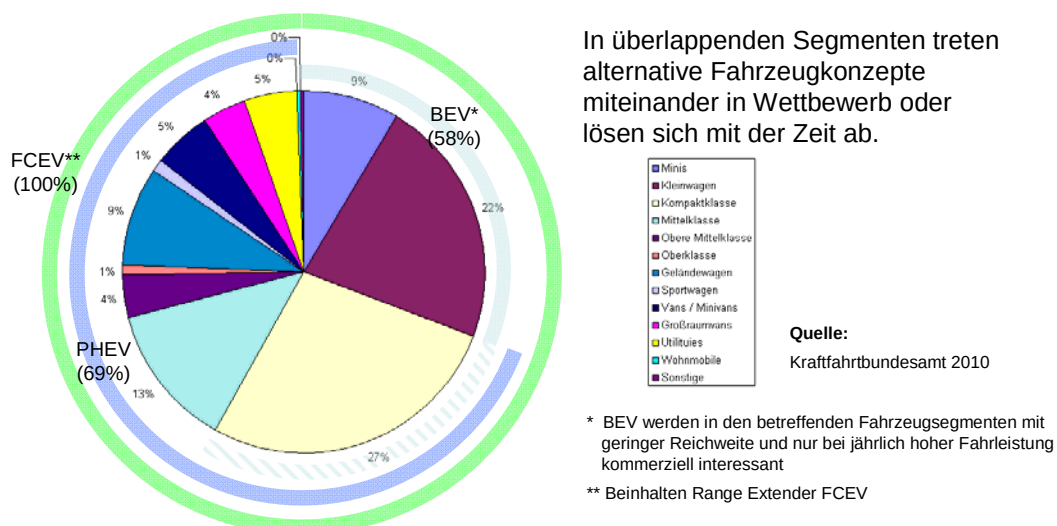
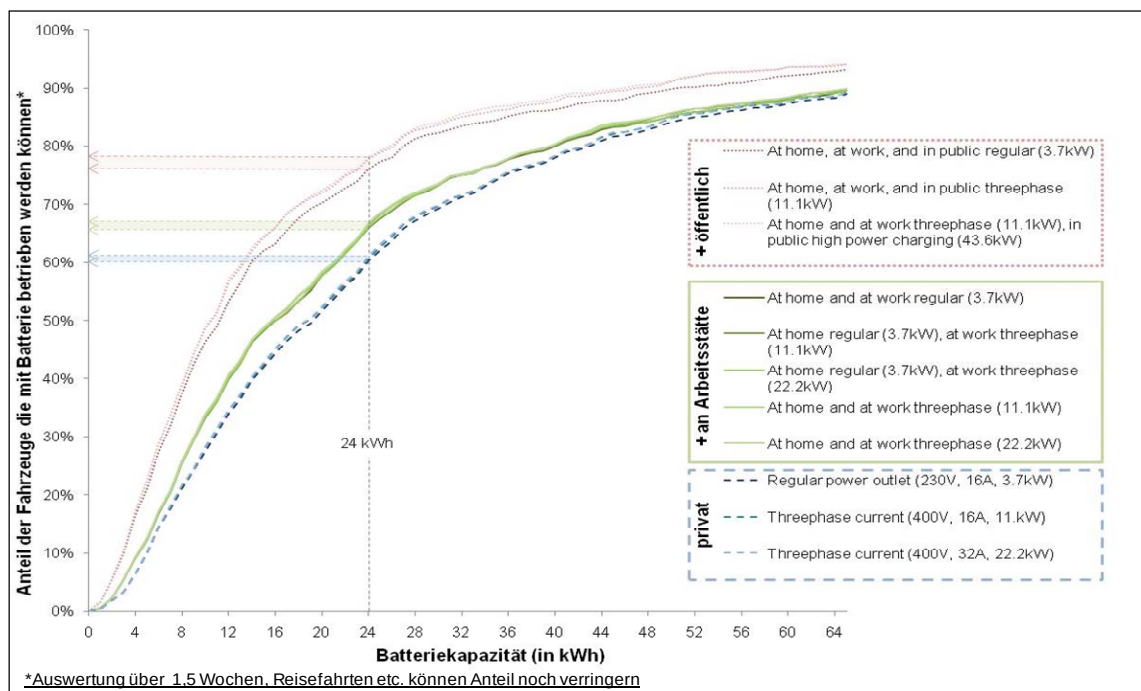


Abbildung 31: Eignung von E-Fahrzeugen für unterschiedliche PKW-Segmente über PKW-Neuzulassungen Januar 2010

Abbildung 32 zeigt für 1,5 Wochen den Anteil an rein elektrisch zurückgelegten PKW-Fahrten, in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Beladungsmöglichkeiten und Batteriegröße. Für eine heute übliche 24 kWh-Batterie liegt sie zwischen 60 % (nur zu Hause laden) und knapp 80 % (laden bei jeder Gelegenheit) (siehe [Kley et al. 2010]). Allerdings ist das eine obere Abschätzung, weil Reisefahrten oder die fehlende Garage dieses Potenzial noch einschränken. Weiterhin stellt sich bei all diesen Überlegungen noch die Frage der Akzeptanz geringer Reichweiten und den damit eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten für die Kunden.



Quelle: Kley et al. 2010

Abbildung 32: Elektromobilität in unterschiedlichen Infrastrukturen

Ökologie

Alle analysierten E-Fahrzeuge, besonders BEV und PHEV, können die WtW-Effizienz gegenüber den erdölbasierten Referenzfahrzeugen steigern. Dies verringert die Abhängigkeit von Energieimporten und erhöht die Versorgungssicherheit. Im Vergleich zu heutigen Referenzfahrzeugen können BEV und FCEV gleichermaßen zur Reduktion der THG-Emissionen beitragen, insbesondere bei Herstellung aus erneuerbaren oder CO₂-armen Energien. Auch PHEV haben ein CO₂-Emissions-Senkungspotenzial, jedoch wegen der Emissionen aus den Fahrten mit dem Verbrennungsmotor nicht in derselben Größenordnung wie BEV und FCEV. Andere alternative Kraftstoffe wie Erdgas oder Biokraftstoffe für den Verbrennungsmotor werden hier nicht betrachtet, bieten

aber das Potenzial, auch bei den PHEV noch Verbesserungen bezüglich der THG-Bilanz zu erreichen. Auch kann über ein geändertes Verhältnis zwischen batteriegetriebenen Fahrten und Fahrten mit Verbrennungsmotor die Emissionen bei PHEV noch verringert werden.

Allerdings ist zu betonen, dass nur aus Gründen der THG-Emissionsminderung sich E-Fahrzeuge im Vergleich zu anderen Verbrauchssektoren wie der Wärmeversorgung in Gebäuden, die schnellere Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen versprechen, kaum begründen lassen. Wenn aber die z.T. deutlichen Verminderungen an lokalen Emissionen wie Ozonvorläufersubstanzen, Photooxidantienbildner, Feinstaub und Lärm in die Betrachtung einbezogen wird, lässt sich die Elektromobilität auch ökologisch gut begründen.

8.2 Schlussfolgerungen zu weiteren Anwendungen

Weltweit gibt es bereits mehr als 100 Mio. Elektrofahrzeuge (Elektrofahrräder, Elektroroller, Inhouse-Gapeltapler,...), mit teilweise stark wachsenden Zuwachsraten gerade bei Elektrofahrrädern und Elektrorollern. Deshalb sollte die Diskussion um Elektromobilität nicht nur auf PKW fokussiert sein. Im Folgenden werden noch andere interessante Fahrzeugbereiche der Zukunft für die Elektromobilität betrachtet und auch die Hausenergieversorgung ergänzt.

Lieferfahrzeuge

Die Treibhausgasemissionen von Lieferfahrzeugen lassen sich durch elektrische Antriebe deutlich reduzieren. Diese Reduktion muss aber im Verhältnis zum preisgünstigen Diesel-Referenzfahrzeug teuer erkauft werden. Dies führt zu hohen THG-Emissionsvermeidungskosten.

Kurzfristig können insbesondere PH-Lieferfahrzeuge, besonders wenn sie mit hohem Anteil REG- oder CO₂-freiem Strom betrieben werden, bei relativ geringen Differenzkosten zu einer sinnvollen THG-Emissionsvermeidung beitragen.

Langfristig können auch BEV und FCEV sinnvolle Antriebe für Lieferfahrzeuge sein. BEV können wegen der begrenzten Energiespeicherung jedoch nur im Kurzstreckenbetrieb eingesetzt werden. Häufig in Innenstädten betriebene Verteil-Lieferfahrzeuge mit elektrischem Antrieb haben ein hohes Potenzial zur Vermeidung lokaler Schadstoffemissionen und Lärm, was ein wichtiger Treiber ist. Oft auf Langstrecken betriebene Lieferfahrzeuge lassen sich ähnlich großen Nutzfahrzeugen aber auch in Zukunft kostengünstig mit Dieselmotoren, der aus Biomasse gewonnen wird, betreiben, um THG-Emissionen zu reduzieren.

Stadtbusse

Rein batteriebetriebene Stadtbusse eignen sich kaum als Ersatz von heutigen Dieseln, da sie aufgrund der benötigten hohen Batteriekapazität und damit des Beladungsgewichtes und des Platzbedarfes sowie den langen Ladezeiten gravierende Nachteile in der Alltagstauglichkeit und Wirtschaftlichkeit aufweisen. Eine rein elektrische Fahrweise unter Annahme einer erforderlichen Reichweite von 170 bis 230 km pro Tag wird eine Batterie mit einem Gewicht von bis zu ca. 6 t (Technologie 2015) erfordern. Ihr Einsatz wird wohl auf Sonderanwendungen wie z. B. Messebusse beschränkt bleiben.

Wasserstoffbusse mit Brennstoffzellen bieten hier ein deutlich größeres Potenzial und können je nach Wasserstoffherstellung deutliche Vorteile in der Umweltbilanz gegenüber herkömmlichen Fahrzeugen haben. Dies ist gerade bei lokalen Emissionen in Ballungszentren, ähnlich wie bei den innerstädtischen Lieferfahrzeugen, ein wichtiger Vorteil. Allerdings liegen Brennstoffzellenbusse in den Kosten heute noch deutlich über den konventionellen Diesel-Bussen, was zumindest in der Einführungsphase staatliche Stützungsmaßnahmen erforderlich machen wird.

Eine zentrale H₂-Betankungsinfrastruktur auf Betriebshöfen macht die Infrastruktur für FCEV wirtschaftlich besonders attraktiv, für Betreiber und Energieversorger.

Ein wesentliches Argument für den Einsatz elektrischer Stadtbusse wird künftig die Reduktion lokaler Schadstoffemissionen sein. Die höheren auf die Fahrtpreise abzuwälzenden Gesamtkosten müssten jedoch durch politische Maßnahmen flankiert werden. Konzepte mit induktiver Ladung während der Fahrt wurden in der Studie nicht untersucht.

Tabelle 18: Demofahrzeugkosten heute – Stadtbus BEV / FCEV

Komponente	FCV	BEV	Annahmen / Bemerkungen
Chassis	250.000	250.000 €	
E-Motor	5.000	5.000 €	inkl. Steuerung
H ₂ -Tank	30.000	-	35 kg _{H₂} , > 250 km
BZ-System	250.000	-	2 * 80 kW _{el} Dauerleistung
Batterie FCV	26.000	-	26 kWh, 1.000 €/kWh
Batterie BEV	-	535.000 €	250 km Reichweite, 2,1 kWh/km, Entladetiefe 70% ⇒ 750 kWh 700 €/kWh
Projektierung	?	?	Engineering, Fertigungsvorbereitung
Fahrzeug	1.200.000 €	> 790.000	ACHTUNG: Nicht zu vergleichen bzgl. Anzahl Passagiere (Batteriegewicht 5,900 kg !), Betankungsdauer, Lebenserwartung FCV realisiert, BEV nicht realisiert

Quelle: LBST 2010

Personenbinnenschiffe

Bisher wurden nur wenige Schiffs-Demonstratoren mit batterie- oder brennstoffzellen-elektrischem Antrieb zum Nachweis der grundsätzlichen Machbarkeit gebaut. Ein detaillierter Nachweis für eine künftige Wirtschaftlichkeit unter jeweils gegebenen Randbedingungen steht jedoch noch aus. Aus diesem Grund sind die derzeitigen Demonstratoren nicht direkt vergleichbar. In erster Näherung zeigt die Analyse, dass in Binnenschiffen zur Personenbeförderung verwendete Brennstoffzellen- bzw. Batterieantriebe Treibhausgasemissionen besonders dann wirkungsvoll reduzieren können, wenn erneuerbare oder stark CO₂-reduzierte Energiequellen genutzt werden.

Da sich heutige Dieselantriebe in Schiffen durch besonders hohe Effizienz auszeichnen, lässt sich ein kommerzieller Einsatz von elektrischen Antrieben aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nur durch andere Vorteile, wie z. B. die Reduktion lokaler Schadstoff- und Lärmemissionen in sensiblen Bereichen, begründen, die durch politische Maßnahmen flankiert werden.

Hausenergieversorgung

Wasserstoffbetriebene kleine Brennstoffzellen-BHKW zur Hausenergieversorgung haben als Demonstratoren weltweit ihren prinzipiellen Funktionsnachweis erbracht. Unter der Annahme, dass bei wärmegeführtem Betrieb Grenzkraftwerksstrom aus Steinkohlekraftwerken verdrängt wird, lassen sich auch die Treibhausgasemissionen senken. Die Wirtschaftlichkeit ist aber bei weitem nicht gegeben. Ein Vergleich mit unterschiedlichen Anlagenalternativen auf Basis von Erdgas und Strom zeigt auch, dass die Treibhausgas-Emissionsvermeidungskosten prohibitiv hoch sind. Unter den getroffenen realitätsnahen technisch-ökonomischen Randbedingungen und mit einem Erdgas-Brennwertkessel als Bezugssystem ist der Einsatz elektrisch betriebener Wärmepumpen, aber auch von Erdgas BHKW gegenüber H₂-betriebenen Brennstoffzellen-BHKW zur Hausenergieversorgung vorzuziehen. Hochtemperaturbrennstoffzellen auf Erdgasbasis können auch noch eine interessante Option sein.

9 Literatur

- [Adamson et al. 2009] Adamson, K-A; Callaghan Jarram, L.: 2009 Niche Transport Survey, Fuel Cell Today Report, August 2009.
- [Baker 2005] Baker, J., N.; Carter, S., EA Technology Limited: Evaluation of Hydrogen Demonstration Systems (Task 18 of IEA Implementing Agreement on Hydrogen); Report Number F/04/00279/00/REP; DTI, 2005
- [Ball et al. 2009] Ball, M.; Wietschel, M.; (Hrsg. und Mit-Autor): The hydrogen Economy – Opportunities and Challenges, Fachbuch, Cambridge: Cambridge University Press, 2009
- [Biere et al. 2009] Biere, D.; Dallinger, D.; Wietschel, M.: Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 02 (2009), S. 173-183
- [BMU 2009] Nitsch, J., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart; Wenzel, B., Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Teltow: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung – Leitszenario 2009; Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); August 2009
- [Bohlen & Doyen 2001] Bohlen & Doyen, Submarine Cable & Pipe GmbH, June 2001
- [Chiesa et al. 2005] Chiesa, P.; Consonni, St.; Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano, Italy; Kreutz, Th.; Williams, R.; Princeton Environmental Institute, Princeton University, USA: Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology. Part A: Performance and emissions; International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005) 747-767
- [Claus 2009] Claus, M.: Lithium-Ionen-Akkumulatoren für den Automotive-Bereich; 14. Oktober 2009; <http://www.maximilian-claus.de/wp-content/uploads/studentisches/Lithium-Ionen.pdf>
- [CONCAWE 2007] CONCAWE, European Council for Automotive R&D (EUCAR), European Commission Directorate General, Joint Research Center (JRC): Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Well-to-Wheels Report, March 2007; <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>
- [Daimler 2009] Daimler AG und Continental erhalten „Gelben Engel“ für Lithium-Ionen-Technologie, 2009; <http://www.daimler.com/dccom/0-5-658451-49-1168768-1-0-0-0-0-8-7145-0-0-0-0-0-0-0-1.html>
- [dena 2010] Deutsche Energie-Agentur (dena): Offshore Wind; 2010; www.offshore-wind.de
- [Ebner 1999] Ebner, S., Linde, persönliche Information 3. März 1999
- [Elwatec 2001] Wenske, M., Elwatec, persönliche Information 14. June 2001

- [EMPA 2009] Gauch, M.; Widmer, R.; Notter, D.; Stamp, A.; Althaus, H.J.; Wäger, P.; EMPA – Swiss Federal Laboratories for Materials Testing and Research TSL Technology and Society Lab: LCA of Li-Ion batteries for electric vehicles; 2009
- [EQHHP 1991] Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project, Phase II Feasibility Study, Final Report, March 1991
- [ETM 2010] Lastauto Omnibus Katalog 2010; ETM EuroTransportMedia Verlags- und Veranstaltungs- GmbH, Stuttgart; Stand August 2009
- [Evobus 2009] EvoBus GmbH, Mercedes Benz Bus and Coach unit, VMK-M 6098 1038 02 00/0609/01: The Citaro FuelCell Hybrid; June 2009; www.mercedes-benz.de/omnibus
- [EWEA 2008] European Wind Energy Association (EWEA): Pure Power – Wind Energy Scenarios up to 2030; March 2008
- [EWEA 2009] European Wind Energy Association (EWEA), 2009; www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/statistics_offshore_ok_7-09.pdf
- [Foster Wheeler 1996] Foster Wheeler: Decarbonisation of Fossil Fuels; Report Nr. PH2/2; Prepared for the Executive Committee of the IEA Greenhouse Gas R&D Programme; March 1996
- [Fraunhofer ISI 2007]: Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung (ISI): Wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP), Zusammenfassung des Zwischenberichts, in Kooperation mit Öko-Institut, Berlin, Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE, und Dr. Hans-Joachim Ziesing, Berlin, Karlsruhe/Berlin/Jülich 2007, download: <http://www.isi.fraunhofer.de/>
- [Fraunhofer ISI 2009] Wietschel, M., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: Datenzusammenstellung Elektromobilität; 2009
- [Fuji 2010] Pressemitteilung Kyodo News 4. März 2010
- [Gaines 2008] Gaines, L.L.; Elgowainy, A.; Wang, M.Q.: Full Fuel-Cycle Comparison of Forklift Propulsion Systems, Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, Bericht ANL/ESD/08-3work sponsored by the Fuel Cell and Hydrogen Infrastructure Program of the Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) Office, the U.S. Department of Energy, October 2008
- [Garche 2009] Garche, J., Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) Baden-Württemberg: Elektromobilität – Brennstoffzellen- und Batterietechnologie; 8. Brennstoffzellen-Forum Hessen, Darmstadt, 9.11.2009
- [Gasteiger 2001] Gasteiger, H.; Mathias, M.; Yan, S., Global Alternative Propulsion Center, GM/Opel: Catalyst Development Needs; NSF Workshop – Catalysts, November 14-15, 2001
- [GEMIS 2002] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.1.3.2; 2002; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>

- [GEMIS 2009] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.5.0.0; 2009; <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [GermanHY 2009] Studie zur Frage "Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?" im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Autoren: Joest, S.; Fichtner, M.; Wiet-schel, M.; Bünger, U.; Stiller, Ch.; Schmidt, P.; Merten, F., Institute: Deutsche Energieagentur (Berlin), Forschungszentrum Karlsruhe, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI- (Karlsruhe) Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (Ottobrunn), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Berlin: Dena
- [Gruber 2009] Mercedes Gruber, Ottobrunn, persönliche Information 10. Dezember 2009
- [H2Gen 2007] H2Gen Innovations, Inc., Alexandria, USA: Specifications HGM; Trade Fair Hannover April 2007
- [Hipp 2002] Hipp, E., MAN Nutzfahrzeuge AG, München: Wasserstoffeinsatz in Nutzfahrzeugen: Komponenten und Systeme; 2002
- [Hydrogenics 2009] Pitschak, Hydrogenics, 2009
- [HyWays 2006] Weindorf, W., Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: HyWays: Modelling of hydrogen supply chains for Germany in the E3-database; 20. November 2006
- [HyWays 2007] HyWays-Consortium: Roadmap – The European Hydrogen Energy Roadmap, Integrated project under the 6th Framework Programme of the European Commission to develop the European Hydrogen Energy Roadmap (contract N° 502596), 2004-2007, verfügbar: www.hyways.de
- [INFRAS 2006] Keller, M.; Lebküchner, M.; Kljun, N.; INFRAS, Bern, Schweiz: Diesel-, Gas- oder Trolley-Bus; Schlussbericht, 20. Februar 2006; <http://www.medienmitteilungen.bs.ch/img-299-f.pdf>
- [IPCC 2007] Solomon, S., IPCC et al.: Climate Change 2007 – The Scientific Basis; 2007
- [Kalhammer 2007] Kalhammer, F., R.; Kopf, B., M.; Swan, D., H.; Roan, V., P.; Walsh, M., P.: Status and Prospects of Zero Emissions Vehicle Technology; Report of the ARB Independent Expert Panel 2007, Prepared for State of California Air Resources Board, Sacramento, California; April 13, 2007
- [KFZ-Anzeiger 13/2001] Test MAN TG 510 A; KFZ-Anzeiger 12/2001; Stünings Medien GmbH, Krefeld; S. 8-11; www.kfz-anzeiger.com
- [KFZ-Anzeiger 14/2003] Test Mercedes-Benz Actros 1844; KFZ-Anzeiger 14/2003; Stünings Medien GmbH, Krefeld; S. 10-14; www.kfz-anzeiger.com
- [Kley et al. 2010] Kley, F.; Dallinger, D.; Wietschel, M.: Assessment of Future EV Charging Infrastructure, Conference International Advanced Mobility Forum, Geneva, March 9th, 2010, <http://www.klewel.com/iamf2010/>

- [Kreutz et al. 2005] Kreutz, Th.; Williams, R.; Princeton Environmental Institute, Princeton University, USA; Consonni, St.; Chiesa, P.; Dipartimento di Energetica, Politecnico di Milano, Italy: Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology. Part B: Economic analysis; International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005) 769-784
- [Langer 1994] Langer, U., Fachhochschule Köln: Vergleichende Untersuchung der Energie-, Kosten- und Emissionsbilanz im öffentlichen Nahverkehr bei Einsatz von Oberleitungsbussen und Dieselnissen der Stadtwerke Solingen; Forschungsbericht der Fachhochschule Köln, 1.9.1992 – 31.8.1994
- [Linde 2001] Adler, R., Linde, persönliche Information 2001
- [Linde 2004] Tomforde, H.; Linde; persönliche Information 24. Oktober 2004
- [Linde 2005] Adler, R., Linde, persönliche Information 2005
- [Linde 2008] Pretz, J., Linde, persönliche Information 8. Oktober 2008
- [Li-Tec 2009] Was heute der Motor ist, ist morgen die Batterie – Li-Tec Geschäftsführer Dr. Andreas Gutsch entwirft im Interview ein konkretes Bild, wie sich Elektromobilität durchsetzen wird; EVONIK-MAGAZIN 3/2009
- [MAN 2003] Gruber, Chr., MAN, persönliche Information 21. August 2003
- [McKinsey 2007] McKinsey & Company, Inc.: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. Studie im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz.“, Düsseldorf 2007
- [Mercedes-Benz 2009] Mercedes-Benz Deutschland: Sprinter Kastenwagen; 2009; http://www.mercedes-benz.de/content/germany/mpc/mpc_germany_website/de/home/mpc/van/home/new_vans/models/sprinter_906/panel_van/technical_data/engines.html
- [Münster 2008] Richtlinie der Stadt Münster zum Gesetz über den öffentlichen Personennahverkehr in Nordrhein-Westfalen (ÖPNVG NRW) vom 7.3.1995 in der Fassung der Änderung durch Gesetz vom 19.06.2007 für das Verfahren zur Gewährung einer ÖPNV-Pauschale ab 2008, Stand: 12.12.2007
- [NEA 1996] Heuser, R.; Loerbroks, A.; Niebauer, P.; Schindler, J.; Schurig, V.; Wurster, R.; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, München: Fortschrittliche Antriebskonzepte für Stadtbusse und Verteilerfahrzeuge mit niedrigsten Emissionen; Stufe 1; Technischer Abschlussbericht; in Zusammenarbeit mit BMW AG, Daimler Benz AG, Fichtel & Sachs AG, Magnet-Motor GmbH, Mannesmann Pilotentwicklungsgesellschaft mbH, TÜV Bayern Sachsen GmbH, Volkswagen GmbH; gefördert von Bundesminister für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF), Förderkennzeichen TV 9367; Juni 1996

- [NHEG 1992] Andreassen, K. et al., Norsk Hydro a.s., Büniger et al., Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Norwegian Hydro Energy in Germany (NHEG) – Final report; Study on the behalf of the "Bundesministerium für Forschung und Technologie" Germany, the Commission of the European Communities, "Det kongelige olje- og energidepartement" Norwa, Norsk Hydro a.s. and Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Hrsg. Norsk Hydro and Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH May 1992; Work Package 400: Systems Analysis: Case I. Tomforde, H., Linde; personal communication October 2004
- [NREL 2009] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA: Current (2009) State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis; NREL/BK-6A1-46676; September 2009
- [Quack 2001] Quack, H.: Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft; Wissenschaftliche Zeitschrift Universität Dresden, 50 (2001) Heft 5/6; S. 112-117
- [Rampini 2010] Rampini, Passignano, Italia; 2010; <http://www.rampini.it>
- [Ramschak 2010] Ramschak, E., AVL-List, 20. Januar 2010
- [Reijerkerk 2001] Reijerkerk, C., Linde Gas AG, Market Development & Global Key Accounts, Engineering (SDE), Unterschleissheim, Germany: Hydrogen Filling Stations Commercialisation; project carried out within the frame of an integrated International Master's Programme in Technology and Management at the University of Hertfordshire in conjunction with Fachhochschule Hamburg; 14th September 2001
- [Rosenkranz 2009] Rosenkranz, Chr., Johnson Controls Saft Advanced Power Solutions GmbH, Hannover: Mobile Speicher elektrischer Antriebsenergie – Lebensdauer und Belastung von Batterien; Dritte Niedersächsische Energietage „Energie und Mobilität“, 5./6.11.2009; http://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Nds_Energietage/2009/Fachforum_2/Rosenkranz_Mobile_Speicher_elektrischer_Antriebsenergie_Lebensdauer_und_Belastung_von_Batterien_NET2009_.pdf
- [RWE 2006] Heithoff, J.; Evers, J.; RWE Power, Essen: Das CO₂-freie Kraftwerk – Konzepte und deren Realisierungsschritte in Deutschland; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006) Heft 9; S. 12-17
- [RWE 2010] Stulgies, A., RWE, persönliche Information 26. Januar 2010
- [Schweimer 2000] Schweimer, G. W., Forschung Umwelt und Verkehr, Volkswagen AG, Wolfsburg; Levin, M., Wissenschaftliches Zentrum für Umweltsystemforschung, Gesamthochschule Kassel: Sachbilanz des Golf A4; Juli 2000
- [Sinautec 2009] Sinautec Automobile Technologies LLC: A Sustainable Solution for Public Transportation; 12 March 2009 ; www.sinautecus.com
- [Stiller 2001] Stiller, Chr.: Machbarkeitsuntersuchung der Erzeugung von Wasserstoff in Offshore-Windparks und Auslegung einer geeigneten Verflüssigungsanlage; Diplomarbeit an der Technischen Universität München, Lehrstuhl für Thermodynamik; L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn; November 2001

- [Stuart Energy 2004] Machens, Chr., Stuart Energy Europe, persönliche Information 12. August 2004
- [Sulzer 1998] Sulzer Burckhardt, persönliche Information 1998
- [Sulzer 2001] Sulzer Burckhardt, persönliche Information 2001
- [SWM 1995] Stadtwerke München (SWM), persönliche Information 1995
- [Tillmetz et al. 2008] Tillmetz, W., Schiel, J.: Brennstoffzellenprodukte - Stand der Entwicklung und Vermarktung, f-cell Symposium Stuttgart 29.09.2008.
- [Total 2008] Schnell, P., Total, persönliche Information 26. Februar 2008
- [Tübke 2010] Tübke, J., Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT), persönliche Information Dezember 2009
- [VDMA 2008] Schile, J.; Tillmetz, W.: „Brennstoffzellenprodukte – Stand der Entwicklung und Vermarktung“, Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), ZSW, f-cell Symposium Stuttgart 29.9.2008.
- [Weindorf 2009] Weindorf, W.; Bünger, U.: Kap. 7 Energy-chain analysis of hydrogen and its competing alternative fuels for transport, Kap. 7.2 Introduction to energy-chain analysis, in The Hydrogen Economy – opportunities and challenges, Herausgeber M. Ball und M. Wietschel, Cambridge University Press, ISBN 978-0-521-88216-3; p. 199- 253, 2009
- [Wietschel et al. 2008] Wietschel, M.; Dallinger, D.: Quo vadis Elektromobilität? in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (2008), 12, S. 8-15
- [Wietschel et al. 2009] Wietschel, M.; Kley, F.; Dallinger, D.: Eine Bewertung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, in: Zeitschrift für die gesamte Wertschöpfungskette Automobilwirtschaft (ZfAW), 3 (2009), S. 33- 41
- [Winterthur 2002] Ernst Basler + Partner AG, Zollikon, Schweiz: Systemvergleich Trolley-, Diesel- und (Bio-)Gasbus; Studie für die Buslinie 4 in Winterthur im Auftrag Verkehrsbetriebe Winterthur und Bundesamt für Energie; 18. Dezember 2002
- [Worthington 2000] Friedel, T., Worthington Cylinders, Klenberg bei Gaming, Austria, 22. Dezember 2000

10 Annex A: Ausführliche Beschreibung der Datengrundlage und Festlegung der Vorgehensweise

10.1 Einleitung

Im Folgenden werden die Datengrundlage, Quellen und Annahmen zu den einzelnen Technologien angegeben. Für die Berechnung der Kapitalkosten des Fahrzeugs wurde ein Zinssatz von 4 % angenommen. Für die Berechnung der Kapitalkosten für Kraftwerke, Anlagen zur Produktion von Wasserstoff, H₂-Verflüssigungsanlagen und für die Tankstellen wird ein Zinssatz von 8 % angenommen.

10.2 Stromerzeugung

10.2.1 Strom aus offshore installierten Windkraftanlagen

Ende 2008 waren in der EU etwa 1.500 MW Offshore-Windkraftanlagen installiert [EWEA 2009]. Der erste größere², aus mehreren Anlagen bestehende, in Deutschland installierte Offshore-Windpark ist Alpha Ventus. Im Gegensatz zu anderen Ländern in der EU werden in Deutschland die meisten Offshore-Windpark-Projekte in Wassertiefen von 20 bis 35 Meter und einer Küstenentfernung von deutlich über 30 Kilometer geplant. Ende 2009 waren Offshore-Windparks mit einer Spitzenleistung von ca. 9.500 bis 16.500 MW genehmigt (Nordsee: ca. 7.500 bis 14.500 MW, Ostsee: ca. 2.000 MW) [dena 2010].



Quelle: EWEA

Abbildung 33: Offshore-Windpark

² Davor gab es nur einzelne „near shore“ (max. 400 m Entfernung zur Küste) installierte Windkraftanlagen (Emden: 4,5 MW, Wilhelmshaven: 5,0 MW, Rostock: 2,3 MW).

Für Offshore-Windparks, die in den nächsten Jahren errichtet werden, wird ein Investitionsbedarf von etwa 2.500 Euro/kW erwartet [RWE 2010]. Ausgehend von 2.300 Euro/kW im Jahr 2010 wird für 2030 ein spezifischer Investitionsbedarf von 1.200 Euro/kW erwartet [EWEA 2008].

Tabelle 19: Offshore-Windparks

	Einheit	Alpha Ventus 2010	Horns Rev 2002	RWE 2010	2015	2030
Leistung	MW _{el}	60	160	1.000	1.000	1.000
Anzahl Windkraftanlagen		12	80	k. A.	k. A.	K. A.
Entfernung zur Küste	km	45 *	17	k. A.	k. A.	K. A.
Wassertiefe	m	30	6,5-13,5	k. A.	k. A.	K. A.
Lebensdauer	a	>20	25	20	20	20
Investitionsbedarf	MEuro	250	268	2.524	2.524	1.200
	Euro/kW	4.167	1.675	2.524	2.524	1.200
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	3.800	3.750	3.250	3.250	3.250
O&M	% der Invest./a	k. A.	k. A.	4,2	4,2	7,5

* 45 km zur Insel Borkum

Der Investitionsbedarf beinhaltet das Umspannwerk im Meer und die Seekabel für die Verbindung der Windkraftanlagen zum Umspannwerk.

10.2.2 Strom aus Strommix Deutschland

Energieeinsatz und CO₂-Emissionen für den deutschen Strommix im Jahr 2015 und 2030 werden aus [BMU 2009] abgeleitet. Die anderen Treibhausgase (CH₄, N₂O) werden aus Angaben für die brennstoff- und anlagenspezifischen Emissionen in [GEMIS 2009] abgeleitet. Die Stromgestehungskosten für 2015 werden aus [RWE 2010] und für 2030 aus [BMU 2009] entnommen.

Der Strom wird über das Höchst, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz zu den Verbrauchern transportiert. H₂-Tankstellen mit dezentraler Elektrolyse (onsite) sind an das Mittelspannungsnetz (10 bis 20 kV) angeschlossen. Die anderen H₂-Tankstellen sowie die Ladestationen für batterieelektrische Fahrzeuge sind an das Niederspannungsnetz (0,4 kV) angeschlossen.

Weiterhin werden Annahmen zu Wirkungsgrad und Kosten für Transport und Verteilung von Strom in der jeweiligen Netzebene getroffen.

Tabelle 20: Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen für Strom aus dem Strommix Deutschland frei Kraftwerke

	2008 *	2015	2030
Einsatz Primärenergie [kWh/kWh _{el}]			
Steinkohle	0,511	0,429	0,227
Braunkohle	0,664	0,511	0,241
Heizöl	0,041	0,017	0,009
Erdgas	0,323	0,336	0,270
Abfall (nicht biogen)	0,047	k. A.	k. A.
Kernbrennstoff	0,760	0,475	0,000
Biomasse	0,100	0,085	0,117
Wasserkraft	0,035	0,040	0,046
Windkraft	0,068	0,113	0,306
Solarenergie	0,007	0,024	0,048
Geothermie	0,000	0,001	0,013
Solarenergie (Import)	0,000	0,000	0,076
Summe	2,556	2,030	1,355
Treibhausgasemissionen [g/kWh _{el}]			
CO ₂	522	423	231
CH ₄	0,011	0,009	0,007
N ₂ O	0,015	0,012	0,007
CO ₂ -Äquivalent	527	427	233

* berechnet auf Basis von [AG Energiebilanzen] und [GEMIS 2009], bezogen auf die produzierte Nettostrommenge frei Kraftwerke (Bruttostrom abzüglich Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch), ohne Transport und Verteilung.

10.3 H₂-Produktion

10.3.1 Dampfreformierung

Technische und ökonomische Daten für die Dampfreformierung werden aus Angaben für die Dampfreformieranlage des Herstellers „H2Gen“ abgeleitet [H2Gen 2007]. Die von „H2Gen“ angebotene Anlage ist für die Produktion von Wasserstoff an Wasserstofftankstellen entwickelt worden.

Der Investitionsbedarf für eine Reformieranlage zur Produktion von reinem Wasserstoff mit einer Produktionskapazität von 53 Nm₃/h (159 kW_{H₂}) wird heute mit 1,3 Mio. Euro inklusive Installation (0,1 Mio. Euro) angegeben [Total 2008]. Die Wartungskosten werden mit etwa 96.000 Euro pro Jahr angesetzt, was etwa 8 % des Investitionsbedarfs ohne Installation (1,2 Mio. Euro) pro Jahr entspricht. Es wird erwartet, dass die Kosten für Wartung und Instandhaltung auf etwa 5 % des Investitionsbedarfs pro Jahr sinken, wenn es entsprechende Einsatzerfahrungen mit derartigen Anlagen gibt. Somit kann für 2015 von etwa 5 % des Investitionsbedarfs pro Jahr ausgegangen werden. Für

2030 werden ebenfalls 5 % des Investitionsbedarfs pro Jahr angenommen. Allerdings sinkt der Investitionsbedarf auf etwa die Hälfte (0,65 Mio. Euro statt 1,3 Mio. Euro).

Tabelle 21: H₂ aus Erdgasdampfreformierung (onsite)

	Einheit	H2Gen 2007	H2Gen 2007	2015	2030
Leistung	kW _{H₂}	159	804	667	667
Input Erdgas	kWh/kWh _{H₂}	1,45	1,32	1,45	1,32
Input Strom	kWh/kWh _{H₂}	0,094	0,031	0,094	0,031
Input Wasser	kg/kWh _{H₂}	0.49	0.49	0.49	0.49
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{H₂}	287	261	287	261
Investitionsbedarf	MEuro	1,30	k. A.	3,55	1,77
Abschreibungsdauer	a	15	15	15	15
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	6.000	6.000
O&M	% der Invest./a	7,4	k. A.	5,0	5,0

Die Berechnung des Investitionsbedarfs erfolgt durch Hochskalieren über die Gleichung:

$$I_2 = I_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{0,7}$$

mit

I_1 Investition der Anlage mit Kapazität P_1

I_2 Investition der Anlage mit Kapazität P_2

Für eine Anlage mit einer Wasserstoffproduktionskapazität von 667 kW ergibt sich ein Investitionsbedarf von

$$I_2 = 1,30 \text{ M€} \cdot \left(\frac{667 \text{ kW}_{H_2}}{159 \text{ kW}_{H_2}} \right)^{0,7} = 3,55 \text{ M€}$$

Aufgrund der zu erwartenden Kostenreduktion von 50 % liegt der Investitionsbedarf im Jahr 2030 bei etwa 1,77 Mio. Euro.

10.3.2 Elektrolyse

Die technischen und ökonomischen Daten für die dezentrale Elektrolyse (Elektrolyse „onsite“) basieren auf Anlagenangaben des Herstellers Hydrogenics (früher Stuart Energy) mit einer H₂-Produktionskapazität von 120 Nm³/h (360 kW_{H₂}). Der Stromver-

brauch beträgt 4,80 kWh pro Nm³ Wasserstoff (1,60 kWh/kWh_{H₂}). Der Investitionsbedarf wird mit 614.500 Euro angegeben bzw. 709.000 Euro inkl. Feinreinigung des Wasserstoffs mit einem „Deoxo Drier“ auf eine Reinheit von mehr als 99,995 %. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden mit 0,9 % der Investition pro Jahr angegeben [Stuart Energy 2004].

Die technischen und ökonomischen Daten für die zentrale Elektrolyse basieren auf einer Anlage mit einer H₂-Produktionskapazität von 20.000 Nm³/h (60 MW_{H₂}), bestehend aus 25 Modulen mit je 800 Nm³/h. Der Strombedarf wird mit 4,3 kWh pro Nm³ Wasserstoff angegeben [Elwatec 2001]³. Für größere Leistungen werden mehr Module installiert und mehr Gebäude errichtet. Der Wirkungsgrad und der spezifische Investitionsbedarf (Euro/kW_{H₂}) bleibt dabei gleich.

Nach [Stuart Energy 2004] beträgt der Investitionsbedarf für eine Elektrolyseanlage mit einer H₂-Produktionskapazität von 20.000 Nm³/h heute etwa 80 Mio. Euro inklusive Reinigung und Trocknung des produzierten Wasserstoffs. Aus Angaben von Herstellern von Elektrolyseuren ergeben sich noch zusätzliche Kosten für Gebäude und Infrastruktur, sodass heute und in den nächsten Jahren von einem Investitionsbedarf von etwa 100 Mio. Euro für eine 60 MW_{H₂}-Anlage ausgegangen werden kann (ca. 1.700 Euro/kW_{H₂}). In [NREL 2009] wurde auf Basis von Herstellerumfragen ein Investitionsbedarf von etwa 270 bis 1.150 US\$ pro kW_{H₂} (190 bis 820 Euro/kW_{H₂}) angegeben⁴.

Tabelle 22: H₂ aus Elektrolyse

	Einheit	Onsite		Zentral	
		2015	2030	2015	2030
Leistung	MW _{H₂}	0,667	0,667	60	60
Input Strom	kWh/kWh _{H₂}	1,60	1,60	1,43	1,43
Input Wasser	kg/kWh _{H₂}	0,27	0,27	0,27	0,27
Investitionsbedarf	MEuro	1,31	0,82	100	62,5
Abschreibungsdauer	a	20	20	30	30
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	6.000	6.000	3.250 *	3.250 *
O&M	% der Invest./a	0,9	0,9	3,0	3,0

* Jahresvollbenutzungsdauer des Offshore-Windparks

³ Elwatec wurde später von Stuart Energy übernommen. Stuart Energy wurde inzwischen von Hydrogenics übernommen.

⁴ 370 bis 1.600 US\$/(kg H₂/d).

Für zentrale Elektrolyseanlagen mit Strom aus Wind wurde angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff in einer Salzkaverne zwischengespeichert wird.

Tabelle 23: Technische und ökonomische Daten für die H₂-Speicherung in Salzkavernen

	Wert
Geometrisches Volumen	210.000 m ³
$p_{\max}$	19,8 MPa
$p_{\min}$	6,6 MPa
Stromverbrauch Kompressoren	0,034 kWh/kWh _{H₂}
Investitionsbedarf	
Kaverne	19,2 Mio. Euro
H ₂ -Kompressoren	2,7 Mio. Euro
Summe	21,9 Mio. Euro
Wartung und Instandhaltung Kompressoren	0,27 Mio. Euro/a

Der produzierte Wasserstoff wird für den Transport und die Verteilung dann entweder verflüssigt oder in ein H₂-Pipelinennetz eingespeist.

10.3.3 Vergasung von Braunkohle

Der Wasserstoff wird durch Vergasung von Braunkohle mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung („Carbon Capture and Storage“ CCS) erzeugt. In einigen Fällen wird neben Wasserstoff auch Strom produziert, der in das Stromnetz eingespeist wird. Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen wird angenommen, dass Strom aus einem mit dem gleichen Brennstoff (Braunkohle) betriebenen Kraftwerk (ebenfalls mit CCS) ersetzt wird. Der Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerks mit integrierter Kohlevergasung mit CCS wird auf Basis von Angaben in [RWE 2006] mit 40 % angenommen. Tabelle 24 gibt einen Überblick über die Studienwerte. Die für diese Studie genommen Werte wurden von RWE geliefert und werden aus Vertraulichkeitsgründen nicht im Detail veröffentlicht.

Die in [Foster Wheeler 1996] beschriebene Anlage weist einen sehr hohen CO₂-Abscheidewirkungsgrad auf, der zu sehr niedrigen CO₂-Emissionen von etwa 20 g/kWh führt. Andererseits ist der Wirkungsgrad mit etwa 43 % sehr niedrig. Die in [Chiesa et al. 2005] und [Kreutz et al. 2005] beschriebenen Anlagen weisen hingegen einen sehr hohen H₂-Wirkungsgrad von mehr als 57 % auf. Darüber hinaus wird noch Strom exportiert.

Der Wirkungsgrad der Anlage auf Basis der in dieser Studie verwendeten Daten von RWE [RWE 2010] weist den höchsten H₂-Wirkungsgrad auf (59 %) und darüber hinaus den höchsten Stromexport. Die Daten in [RWE 2010] basieren auf Berechnungen des

Anlagenherstellers Uhde. Der Strombedarf für die CO₂-Konditionierung (Verdichtung auf den für den Transport über CO₂-Pipeline erforderlichen Druck) ist berücksichtigt.

Tabelle 24: H₂ aus Vergasung von Braunkohle mit CCS

	Einheit	Foster Wheeler 1996	Chiesa et al. 2005 Kreutz et al. 2005
Leistung	MW _{H₂}	845	1.073
	MW _{el}	-	38,9
Input Braunkohle	kWh/kWh _{H₂}	2,303	1,74
Input Strom	kWh/kWh _{H₂}	-	-0,036
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{H₂}	20,3	62,8
Investitionsbedarf	MEuro	1.169	903
Abschreibungsdauer	a	25	25
Jahresvollbenutzungsdauer	h/a	8.000	8.000
O&M	% der Invest./a	3,7	6,0

(-) = Gutschrift; *inklusive CO₂-Pipeline (300 km): 900 MEuro

Pro Kilowattstunde Braunkohle entstehen 414 g CO₂ [GEMIS 2009]. Der CO₂-Abscheidewirkungsgrad der RWE-Anlage beträgt 90 %.

In dieser Studie werden für die Produktion von Wasserstoff aus Braunkohle mit CCS die Anlagendaten von [RWE 2010] verwendet. Diese sind im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen als optimistisch einzustufen.

10.4 H₂-Verflüssigung

Die theoretisch minimale Arbeit für die Verflüssigung von Wasserstoff bei einem Eingangsdruck von 0,1 MPa beträgt 3,92 kWh pro kg LH₂ (ca. 0,12 kWh pro kWh LH₂ bezogen auf den unteren Heizwert). Der Stromverbrauch einer H₂-Verflüssigungsanlage hängt vom Eingangsdruck ab. Je höher der Eingangsdruck, desto niedriger der spezifische Stromverbrauch.

In der Praxis ist der Energieaufwand höher. Bei den bisher realisierten Anlagen liegt der Stromverbrauch nicht unter 12 kWh pro kg LH₂ (ca. 0,36 kWh pro kWh Wasserstoff). Zum Beispiel beträgt der Stromverbrauch der H₂-Verflüssigungsanlage in Magog in Kanada mit einer Produktionskapazität von etwa 13,6 t LH₂ pro Tag (8.000 l LH₂/h bzw. 18,9 MW_{LH₂}) etwa 0,37 kWh pro kWh LH₂. Die Anlage befindet sich seit 1990 in

Betrieb. Detaillierte Studien [EQHHPP 1991 und NHEG 1992], die unter anderem Auslegungsdaten von H₂-Verflüssigungsanlagen des Anlagenherstellers Air Liquide verwenden (Produktionskapazität ca. 40 t LH₂/d), ergaben einen Stromverbrauch von etwa 0,48 kWh pro kWh LH₂ bei einem Vordruck von 0,1 MPa und 0,40 kWh pro kWh LH₂ bei einem Vordruck von 2,1 MPa.

Es wurden bisher jedoch noch keine sehr großen Verflüssigungsanlagen gebaut. Der Stromverbrauch von H₂-Verflüssigungsanlagen hängt erheblich von der Größe der Anlage ab (Abbildung 34). Mit der heute eingesetzten Technologie auf Basis des „Claude Cycle“ kann konservativ bei großen Anlagen (>170 t LH₂/d bzw. > 240 MW_{LH₂}) mit einem Stromverbrauch von etwa 0,30 kWh pro kWh LH₂ gerechnet werden.

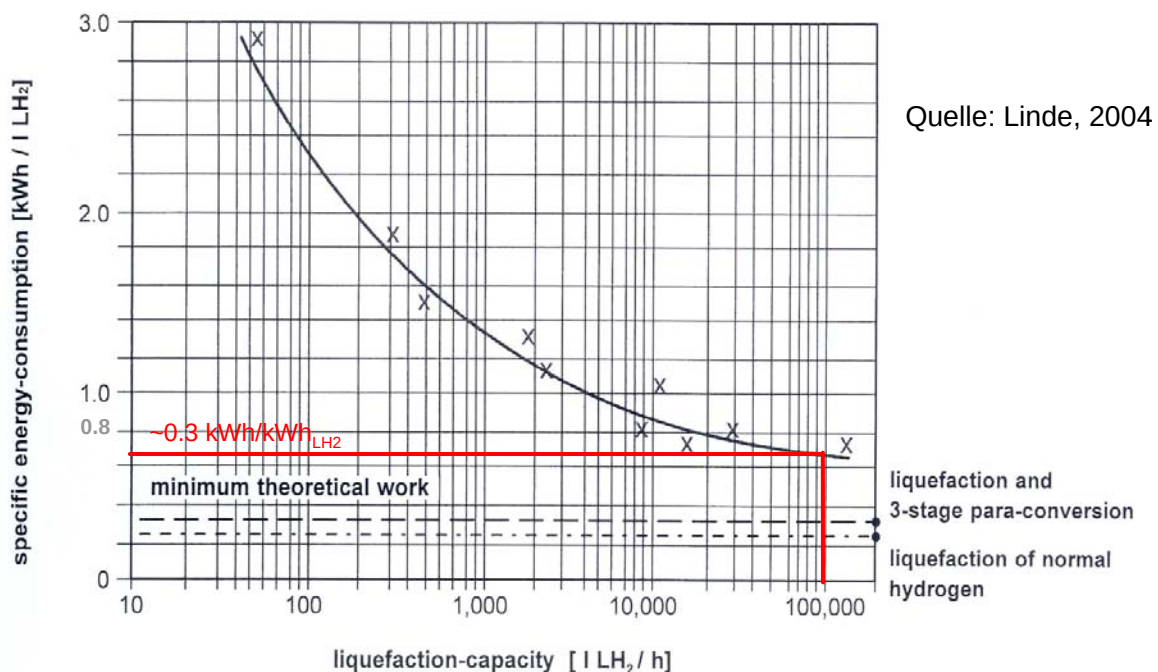


Abbildung 34: Stromverbrauch von H₂-Verflüssigungsanlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität (heutiger Stand der Technik)

[Quack 2001] hat das Potenzial für die Reduzierung des Stromverbrauchs von H₂-Verflüssigungsanlagen ermittelt. Mit Hilfe des „Brayton Cycle“ ist es möglich, bei einem Vordruck von 0,1 MPa (Umgebungsdruck) den Stromverbrauch für die H₂-Verflüssigung auf 7 kWh pro kg LH₂ (0,21 kWh pro kWh LH₂) zu reduzieren, bei einem Enddruck des Produkts (LH₂) von 0,1 MPa (der Druck des Endprodukts sollte möglichst niedrig sein). Bei einem Vordruck von 2 MPa sind es nur noch etwa 5,3 kWh pro kg LH₂ (0,16 kWh pro kWh LH₂). In [Stiller 2001] wurde ein Stromverbrauch von etwa 0,21 kWh pro kWh LH₂ ermittelt. Dieser Wert wird für das Jahr 2030 angenommen.

Tabelle 25: H₂-Verflüssigung

	Einheit	EQHHPP 1991 ¹⁾	NHEG 1992 ¹⁾	Magog 1990 ²⁾	Quack 2001	Leuna 2005 ²⁾	2015	2030
Leistung	MW _{H₂}	62,5	63,2	18,9		6,9	300	300
Input H ₂	kWh/kWh _{H₂}	1,046	1,04	1,00		1,00	1,00	1,00
Input Strom	kWh/kWh _{H₂}	0,48	0,40	0,37	0,21	0,45	0,30	0,21
Vordruck	MPa	0,1	2,1	k. A.	0,1			
Investitionsbedarf	MEuro	140	80,5	k. A.		20	239	239
Abschreibungs- dauer	a						15	15
Jahresvollbenut- zungsdauer	h/a	8.300	8.300	k. A.			8.000	8.000
O&M	% der Invest./a	2,5	3,2	k. A.			2,9	2,9

¹⁾ Auslegung H₂-Verflüssigungsanlage durch Air Liquide; ²⁾ Errichtet durch Linde

Der Investitionsbedarf für die H₂-Verflüssigungsanlage wurde aus [NHEG 1992] durch Hochskalieren abgeleitet.

$$I_2 = I_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{0,7}$$

mit

I₁ Investition der Anlage mit Kapazität P₁

I₂ Investition der Anlage mit Kapazität P₂

Der daraus resultierende Investitionsbedarf von 239 Mio. Euro für eine H₂-Verflüssigungsanlage mit einer Produktionskapazität von 300 MW_{LH₂} ist nach [Linde 2004] somit durchaus realistisch, wenn auch Aussagen zu derart großen Verflüssigungsanlagen aufgrund fehlender Erfahrungen sich weiterhin auf Abschätzungen durch Experten stützen. Die gleichen Annahmen wurden auch in [CONCAWE 2007] und [HyWays 2006] getroffen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden ebenfalls aus [NHEG 1992] abgeleitet.

10.5 Verteilung

Im Fall, dass der Wasserstoff zentral produziert wird, erfolgt die Verteilung zu den Tankstellen über LKW in Form von LH₂ oder in Form von gasförmigem Wasserstoff über eine H₂-Pipeline.

10.5.1 Verteilung über LKW

Der produzierte Flüssigwasserstoff (LH₂) wird mit einem LKW mit einer Transportkapazität von 3,5 t LH₂ über eine Entfernung von 150 km (einfach) zur Tankstelle transportiert.

Das Befüllen des stationären LH₂-Tanks an der Tankstelle aus dem LH₂-Tank des Sattelauflegers dauert etwa 1,5 h, wenn eine kalt ziehbare Kupplung verwendet wird [Ebner 1999, Linde 2008]⁵. Der Fahrer muss daher 1,5 Stunden anwesend sein. Für diese Wartezeit werden Personalkosten von 50 Euro pro Stunde angenommen. Der LH₂-Sattelaufleger ist an 240 Tagen im Jahr unterwegs. Für eine mittlere Transportentfernung von 50 km (einfach) wurde angenommen, dass im Mittel pro Tag vier Transportvorgänge durchgeführt werden können. Daraus ergeben sich dann Personalkosten für die Wartezeit des Fahrers beim Befüllen des stationären LH₂-Tank an der Tankstelle von 72.000 Euro pro Jahr. An der H₂-Verflüssigungsanlage muss nicht gewartet werden, da nur der leere Sattelaufleger gegen einen vollen ausgetauscht wird.



Bild: Linde, 2005

Abbildung 35: LKW zum Transport von LH₂

-
- 5 Heute werden einzelne Trailer, die von verschiedenen Kunden mit unterschiedlichen Anforderungen an Zustand und Reinheit des LH₂ zurückkommen, befüllt. D. h., wenn ein Truck 5.0-Wasserstoff ausgeliefert hat und nun LH₂ zum Halbleiterhersteller mit Anforderung 7.0 liefern soll, muss der Truck vorher aufgewärmt und mit He gespült werden. Das kann tatsächlich auch acht Stunden dauern. Außerdem wird aus Kostengründen heute mit Behältereigendruck, d. h. externer Verdampfung befüllt, was längere Zeit in Anspruch nimmt. Zukünftig, d. h. bei einem funktionierenden LH₂-Markt, wird ein Trailer nur Wasserstoff einer Reinheit transportieren, der Vorgang wird zeitlich optimiert sein, d. h., die Abfüllstation ist darauf eingerichtet, und LH₂ wird mit Flüssigpumpen umgefüllt. Das alles wird dazu führen, dass eine Befüllung dann noch ca. 1,5 Stunden dauern wird.

Tabelle 26: LH₂-Sattelaufleger

	Sattelaufleger
Transportkapazität	3.500 kg LH ₂
H ₂ -Verlust	0,5%
Investition	500.000 Euro
Wartezeit Fahrer	72.000 Euro/a
Abschreibungsdauer	15 a
Wartung, Instandhaltung, TÜV	2 % der Investition/a

In [KFZ-Anzeiger 14/2003] wurde für einen „Mercedes-Benz Actros 1844“ mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t ein durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch von 31,6 l Diesel pro 100 km ermittelt (Autobahn: 21,2 bis 30,5 l Diesel pro 100 km; Landstraße: 37,3 l Diesel pro 100 km; Berg mit 8 % Steigung: 142,5 l Diesel pro 100 km). Das Vormodell (Actros 1844) verbrauchte durchschnittlich noch 34,9 l Diesel pro 100 km. In [KFZ-Anzeiger 13/2001] wurde für den MAN TG 510 A mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t ein durchschnittlicher Verbrauch von 37,0 l Diesel pro 100 km ermittelt. In dieser Studie wird analog zu [VES 1999] der Kraftstoffverbrauch des LKW mit Sattelaufleger und einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t mit 35 l Diesel pro 100 km angenommen. Nach [MAN 2003] kann für die Zugmaschine von einer Lebensdauer von 1 Mio. km ausgegangen werden. Bei einer Jahresfahrleistung von 125.000 km pro Jahr ergibt sich damit eine Lebensdauer von acht Jahren. Im Fall der Zugmaschine wurde angenommen, dass die Abschreibungsdauer gleich der Lebensdauer ist.

Tabelle 27: Zugmaschine (für ein zulässiges Gesamtgewicht von 40 t)

	Zugmaschine
Investition	160.000 Euro
Kraftstoffverbrauch	35 l Diesel / (100 km)
Personalkosten	125.000 Euro/a
Fahrleistung	125.000 km/a
Abschreibungsdauer	8 a
Wartung, Instandhaltung, TÜV	12 % der Investition/a

Bei einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 50 km/h ist die Zugmaschine 2.500 Stunden pro Jahr auf der Straße. Die Personalkosten für die Fahrer wurden mit 50 Euro pro Stunde angenommen. Daraus ergeben sich Personalkosten von 125.000 Euro pro Jahr.

10.5.2 Verteilung mit Pipeline

Im Fall von Wasserstoff aus Braunkohlevergasung mit CCS wird ein H₂-Pipelinennetz mit 1.600 km Rohrleitungen mit einem Durchmesser von 12 Zoll (ca. 305 mm) angenommen. Zusätzlich werden etwa 12.000 km lokaler Pipeline-Netze (Verteilung) mit einem Durchmesser von bis zu 150 mm benötigt. Die transportierte Energiemenge beträgt etwa 20,7 TWh pro Jahr. Der Investitionsbedarf beträgt für das gesamte H₂-Pipelinennetz etwa 2,8 Mrd. Euro. Die Lebensdauer und die Abschreibungsdauer werden mit 30 Jahren angenommen.

Im Fall der zentralen Elektrolyse mit Strom aus offshore installierten Windkraftanlagen wird der Wasserstoff zunächst über eine Entfernung von 400 km zu den Zentren hoher Wasserstoffnachfrage transportiert. Der Pipelinedurchmesser beträgt 24 Zoll (ca. 610 mm). Die transportierte Energiemenge beträgt etwa 2,2 TWh pro Jahr. Die Verteilung erfolgt über ein 1.200 km langes H₂-Pipelinennetz. Der Pipelinedurchmesser beträgt bis zu 150 mm. Der Investitionsbedarf für das gesamte H₂-Pipeline-Netz beträgt etwa 0,5 Mrd. Euro. Die Lebensdauer und die Abschreibungsdauer werden mit 30 Jahren angenommen.

Tabelle 28: H₂-Pipeline-Netz

	Einheit	Braunkohle CCS	Wind
Energiedurchsatz	[TWh _{H₂} /a]	20,7	2,2
Transport			
Durchmesser	[mm]	305	610
Investition	[Euro/m]	422	694
Länge	[km]	1.600	400
Investition Transport	[MEuro]	675	278
Verteilung			
Durchmesser	[mm]	100-150	100-150
Investition	[Euro/m]	179	179
Länge	[km]	12.000	1.200
Investition Verteilung	[MEuro]	2.147	215
Pipeline-Netz gesamt			
Investition	[Euro]	2.822	493
O&M	[MEuro/a]	57	6,7
Kosten H ₂ -Transport und Verteilung	[Euro/kWh]	0,015	0,023

Der Investitionsbedarf für die H₂-Pipelines mit einem Durchmesser von mehr als 150 mm wurde aus [Bohlen & Doyen 2001] abgeleitet. Der Investitionsbedarf für H₂-Pipelines mit einem Durchmesser von bis zu 150 mm sowie für die Kosten für Wartung und Instandhaltung (O&M) wurden aus [SWM 1995] entnommen.

10.6 Tankstellen

10.6.1 CGH₂

CGH₂-Tankstellen werden in Verbindung mit der Erzeugung von Wasserstoff vor Ort („onsite“) sowie in Verbindung mit einer H₂-Pipeline verwendet. Die Tankstellen werden nach dem „Booster-Konzept“ betrieben. Das Druckniveau des stationären H₂-Speichers beträgt maximal 30 MPa. Bei der Betankung eines Fahrzeugs wird mit Hilfe eines Booster-Kompressors das Druckniveau auf den erforderlichen Druck angehoben (Abbildung 36).

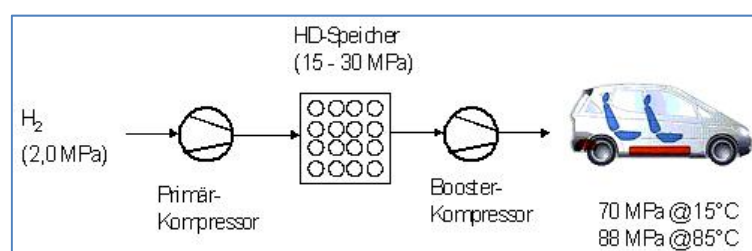


Abbildung 36: CGH₂-Tankstelle mit Booster-Kompressor

Die Tankstelle weist einen mittleren Kraftstoffabsatz von 120 t H₂ pro Jahr auf (ca. 4 Mio. kWh CGH₂ bezogen auf den unteren Heizwert). Tabelle 29 zeigt die Auslegung des stationären H₂-Speichers für die CGH₂-Tankstelle.

Tabelle 29: Auslegung CGH₂-Tankstelle

	Einheit	
Kraftstoffabsatz pro Tankstelle	t H ₂ /a	120
Jahrsvollbenutzungsdauer	h/a	6.000
Kapazität Primärkompressor(en)	Nm ³ /h	222
Notwendige H ₂ -Speicherkapazität	% des mittleren Tagesbedarfs	40
	Nm ³ H ₂	1461
Max. Druck	MPa	30
Min. Druck	MPa	15
Spezifische Speicherkapazität (brutto)	Nm ³ /l	0,235
Nicht nutzbar	Nm ³ /l	0,128
Spezifische Speicherkapazität (netto)	Nm ³ /l	0,108
Geometrisches Volumen H ₂ -Speicher	l	13.586
	l/Flaschenbündel	800
Anzahl Flaschenbündel	-	17
Investition Flaschenbündel	Euro/Flaschenbündel	4.810

Der Investitionsbedarf für die CGH₂-Tankstelle basiert auf Daten von [Linde 2001], [Linde 2005], [Sulzer 2001] und [Worthington 2000]. Mit Ausnahme der Verrohrung, der Zertifizierung und Abnahme und der Installation wurde für die Tankstellenkomponenten ein „Progress Ratio“ (PR) von etwa 0,93 angenommen. Bei Verrohrung, Zertifizierung/Abnahme und für die Installation wurde keine Kostenreduktion angenommen.

$$I = a \cdot N^{-b}$$

mit

I Investitionsbedarf der n-ten Tankstelle

a Investitionsbedarf der 1. Tankstelle

N Kumulierte Anzahl der Tankstelle

b Parameter (abhängig von PR: $b = \ln(\text{PR})/\ln(2)$)

Für die jeweiligen Zeitpunkte wurde aus der Lernkurve der mittlere Investitionsbedarf der H₂-Tankstellen ermittelt. Der mittlere Investitionsbedarf ergibt sich aus:

$$A = \frac{a}{N} \cdot \int_1^N N^{-b} dN = \frac{a}{N} \cdot \left[\frac{1}{1-b} \cdot (N^{1-b} - 1) + 1 \right]$$

mit

A mittlerer Investitionsbedarf der Tankstelle

Unter der Annahme, dass bis 2015 mindestens 150 H₂-Tankstellen und bis 2030 mindestens 5.000 H₂-Tankstellen in Deutschland installiert sind, ergibt sich der in Tabelle 30 angegebene Investitionsbedarf.

Tabelle 30: Investitionsbedarf CGH₂-Tankstelle

	PKW, Lieferwagen (70 MPa)			Bus, Schiff (35 MPa)		
	Heute [Euro]	2015 [Euro]	2030 [Euro]	Heute [Euro]	2015 [Euro]	2030 [Euro]
H ₂ -Speicher	81.770	54.988	38.764	81.770	54.988	38.764
H ₂ -Speicher (HD-Puffer)	16.714	11.240	7.924	5.750	3.867	2.726
H ₂ -Kompressor (primär)	95.109	63.958	45.088	95.109	63.958	45.088
H ₂ -Kompressor (Booster)	327.466	220.210	155.241	225.739	151.802	107.016
H ₂ -Dispenser	103.802	69.804	49.209	92.299	62.068	43.756
Software für Dispenser	22.231	14.949	10.539	*)	*)	*)
Verrohrung	3.762	3.762	3.762	*)	*)	*)
Zertifizierung/Abnahme	12.650	12.650	12.650	12.650	12.650	12.650
Installation	6.353	6.353	6.353	6.353	6.353	6.353
Summe	669.856	457.912	329.530	519.670	355.684	256.353

*) in obigen Angaben enthalten

Der Stromverbrauch für die Komprimierung des Wasserstoffs hängt vom Ausgangs- und Enddruck des Wasserstoffs sowie der Notwendigkeit einer Vorkühlung ab.

Tabelle 31: Stromverbrauch für die Komprimierung des Wasserstoffs

	Einheit	Onsite H ₂ -Prod. PKW, Lieferfahrz.	H ₂ -Pipeline, PKW, Lieferfahrzeug	Onsite H ₂ -Prod. Bus, Schiff
Ausgangsdruck	MPa	1	2	1
Enddruck	MPa	88	88	45
Max. Druck Fahr- zeugtank @ 15°C	MPa	70	70	35
Vorkühlung	-	Ja	Ja	Nein
Stromverbrauch	kWh/kWh _{CGH₂}	0,106	0,089	0,085

Die TÜV-Prüfung von Drucktanks erfolgt derzeit alle zehn Jahre. Die Kosten betragen pro Drucktank 150 Euro. Die Kosten für die Kalibrierung der Zapfsäulen wurden aus [Sulzer 1998] entnommen.

Tabelle 32: Betriebskosten CGH₂-Tankstelle (ohne Kosten für Strom)

	PKW, Lieferwagen (70 MPa)			Bus, Schiff (35 MPa)		
	Heute [Euro]	2015 [Euro]	2030 [Euro]	Heute [Euro]	2015 [Euro]	2030 [Euro]
TÜV für Drucktanks	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080	4.080
Kalibrierung Dispenser	716	716	716	716	716	716
Wartung und Instand- haltung Kompressoren	19.335	13.002	10.765	16.283	10.950	7.719
Summe	24.131	17.798	15.561	21.079	15.746	12.515

Tabelle 33 zeigt den Beitrag der CGH₂-Tankstelle zu den Kraftstoffgestehungskosten.

Tabelle 33: Kosten für den Betrieb der CGH₂-Tankstelle [Euro/kWh_{CGH₂}]

H ₂ -Quelle	Anwendung	Heute	2015	2030
Onsite SMR	PKW, Lieferwagen	0,036	0,028	0,030
Onsite Elektrolyse, Strommix	PKW, Lieferwagen	0,037	0,029	0,031
H ₂ -Pipeline	PKW, Lieferwagen	0,034	0,026	0,027
Onsite SMR	Bus, Schiff	0,028	0,022	0,023
Onsite Elektrolyse, Strommix	Bus, Schiff	0,029	0,023	0,025
Onsite Elektroyse, Wind	Bus, Schiff	0,035	0,029	0,021

Für die Berechnung der Kapitalkosten wurden eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren und ein Zinssatz von 8 % angenommen.

10.6.2 LCCH₂

Bei der LCGH₂-Tankstelle wird der Wasserstoff in Form von LH₂ angeliefert, in der Tankstelle gespeichert und für die Betankung von Fahrzeugen mit Druckgastanks verdampft. Die LCGH₂-Tankstelle stellt Wasserstoff mit einem Druckniveau von 70 MPa zur Verfügung.

Der Investitionsbedarf für die Tankstellenkomponenten basiert auf Angaben von [Baker 2005], mit Ausnahme des H₂-Pufferspeichers – dieser wurde aus [Reijerkerk 2001] entnommen, da der in [Baker 2005] verwendete Pufferspeicher nur für die Betankung von 35 MPa-Fahrzeugtanks ausgelegt wurde.

Wie bei den CGH₂-Tankstellen wurde eine Lernkurve mit einem „Progress Ratio“ (PR) von etwa 0,93 unterstellt. Unter der Annahme, dass bis 2015 mindestens 150 H₂-Tankstellen und bis 2030 mindestens 5.000 H₂-Tankstellen in Deutschland installiert sind, ergeben sich der in Tabelle 34 angegebenen Investitionsbedarf.

Tabelle 34: Investitionsbedarf für eine LCGH₂-Tankstelle

	Heute	2015	2030
LH ₂ -Tank	447.000	300.592	211.908
Kryopumpe	97.500	65.565	46.222
Verdampfer	30.000	20.174	14.222
H ₂ -Pufferspeicher	17.250	11.600	8.178
Dispenser	81.000	54.470	38.399
Summe	672.750	452.401	318.929

In [CONCAWE 2007] wird angenommen, dass die Verdampfung mit einer elektrisch betriebenen Heizung betrieben wird. Der Stromverbrauch der Tankstelle setzt sich daher zusammen aus dem Stromverbrauch der Kryopumpe, des Verdampfers und der Komprimierung auf 85 MPa (für die Befüllung von 70 MPa-Fahrzeugtanks). Der Stromverbrauch beträgt etwa 0,051 kWh pro kWh CGH₂.

Für die Berechnung der Kapitalkosten werden eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren und ein Zinssatz von 8 % angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden mit 2 % des Investitionsbedarfs angenommen.

Tabelle 35: Kosten für den Betrieb der LCGH₂-Tankstelle [Euro/kWh_{CGH2}]

H ₂ -Quelle	Anwendung	Heute	2015	2030
Anlieferung über LKW als LH ₂	PKW, Lieferwagen	0,029	0,022	0,020

10.7 Fahrzeuge

10.7.1 Kraftstoffeigenschaften

Für die Berechnung des Energieeinsatzes und der CO₂-Emissionen der Fahrzeuge wurden die in Tabelle 36 dargestellten unteren Heizwerte und CO₂-Emissionen aus der Verbrennung verwendet.

Tabelle 36: Kraftstoffeigenschaften

	Unterer Heizwert (Hu)				CO ₂
	MJ/kg	kWh/kg	MJ/l	kWh/l	g/kWh
Benzin	43,2	12,0	32,2	8,9	264
Diesel	43,1	12,0	35,9	10,0	264
Wasserstoff	120	33,33	0,0108 ¹⁾	0,0030 ¹⁾ 0,8 ²⁾ 1,3 ³⁾	0

¹⁾ bei Normbedingungen (273,15 K, 0,1013 MPa); ²⁾ bei 288 K, 35 MPa; ³⁾ bei 288 K, 70 MPa
Quelle: CONCAWE 2007

10.7.2 Batterien

Bei den Batterien ist zu unterscheiden, ob diese in Hybridfahrzeugen („Hybrid Electric Vehicle“ HEV), in Plug-in-Hybridfahrzeugen („Plug-in Hybrid Vehicle“ PHEV) oder in reinen batterieelektrischen Fahrzeugen („Battery Electric Vehicle“ BEV) eingesetzt werden. Batterien, die in Hybridfahrzeugen eingesetzt werden, sind auf hohe Leistungsdichte und lange Lebensdauer ausgelegt unter Inkaufnahme einer niedrigen Energiespeicherdichte. Die niedrige Energiespeicherdichte ist bei Hybridfahrzeugen von untergeordneter Bedeutung, da nur sehr wenig Energie gespeichert werden muss.

Z. B. beträgt die Energiespeicherkapazität beim „Toyota Prius“ nur etwa 1,3 kWh⁶. Die Batteriemasse beträgt etwa 45 kg, was zu einer Energiespeicherdichte von etwa 0,03 kWh/kg führt (im Toyota Prius wird eine Nickelmetallhydrid-Batterie verwendet). Die gespeicherte Energiemenge des Batteriesystems im Brennstoffzellen-Bus „Citaro FuelCELL-Hybrid“ (auf Basis einer LiFePO₄-Batterie) beträgt 26,1 kWh, die Batteriemasse etwa 330 kg, was zu einer Energiespeicherdichte von etwa 0,079 kWh/kg führt. Darüber hinaus wird die Batterie bei HEV weniger stark entladen als bei BEV. Für reine BEV weisen derartige Batterien jedoch eine zu geringe Energiespeicherdichte auf. Die

⁶ 201,6 V; 6,6 A

Kosten pro kWh gespeicherte Energie sind bei Batterien für den Einsatz in BEV niedriger als bei Batterien für den Einsatz von HEV.

Beim Batteriesystem für den Einsatz in HEV basieren die Werte für 2015 auf einem von [Kalhammer 2007] angegebenen Produktionsvolumen von 100.000 Batteriesystemen pro Jahr. Für den unteren Wert für 2030 wurde angenommen, dass die Kosten einer Hybridbatterie auf dem Niveau der Kosten eines Batteriesystems für PHEV mit 7 kWh Energiespeicherkapazität bei einem Produktionsvolumen von 20.000 Einheiten pro Jahr liegen.

Beim Batteriesystem für PHEV basieren die Werte für 2015 auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen pro Jahr mit je 14 kWh Energiespeicherkapazität und für 2030 auf einem Produktionsvolumen von 100.000 Batteriesystemen pro Jahr.

Beim Batteriesystem für BEV der „Golf-Klasse“ basiert der untere Wert für 2015 auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen pro Jahr mit je 25 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt: 500 MWh/a). Der obere Wert für 2015 basiert auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen pro Jahr mit je 14 kWh Energiespeicherkapazität pro Jahr (insgesamt 280 MWh/a). Der untere Wert für 2030 basiert auf einem Produktionsvolumen von 100.000 Batteriesystemen mit je 40 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt 4.000 MWh/a). Der obere Wert für 2030 basiert auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen mit einer Energiespeicherkapazität von bis zu 40 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt 500 MWh/a).

Beim Batteriesystem für BEV der „Smart-Klasse“ basiert der untere Wert für 2015 auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen mit je 25 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt 500 MWh/a). Für den oberen Wert für 2015 wurden die spezifischen Kosten eines Batteriesystems für PHEV verwendet, die auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen mit je 14 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt 280 MWh/a) basieren. Der untere Wert für 2030 basiert auf einem Produktionsvolumen von 100.000 Batteriesystemen pro Jahr mit je 25 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt 2.500 MWh/a). Der obere Wert für 2030 basiert auf einem Produktionsvolumen von 20.000 Batteriesystemen pro Jahr mit je 25 kWh Energiespeicherkapazität (insgesamt 500 MWh/a).

Der spezifische Investitionsbedarf für Batteriesysteme wird aus [Kalhammer 2007] abgeleitet, wobei analog zu [Fraunhofer ISI 2009] ein Umrechnungskurs von 1,4 US\$ pro Euro angenommen wurde.

Tabelle 37: Geplante Kosten von Li-Ionen-Batterien, umgerechnet in spezifische Werte (in der Studie verwendete Basisdaten gelb markiert)

Vehicle Type	Battery Capac. (kWh)	Cell Capac. (Ah)	500 MWh/year 20k Batteries/yr			2500 MWh/year 100k Batteries/yr		
			Product. Rate (MWh/y)	Module cost (\$/kWh)	Battery cost (\$/kWh)	Product. Rate (MWh/y)	Module cost (\$/kWh)	Battery cost (\$/kWh)
FPBEV	40	120	500	285	342	2500	195	232
			800	255	306	4000	175	210
Small EV	25	45	500 20	380	475	2500 100	260	326
			500	380	505	2500	260	346
PHEV-40	14	45	280	435	596	1400	300	399
			500	435	615	2500	295	393
PHEV-20	7	30	140	595	741	700	405	575
			500	575	816	2500	395	560
PHEV-10	4	15	80	880	1248	400	605	861
			500	805	1210	2500	550	825
Full-HEV	2	7	40	1465	2198	200	1010	1513

Quelle: Kalhammer 2007

Tabelle 38: Spezifischer Investitionsbedarf für Batteriesysteme

	2015 [Euro/kWh]		2030 [Euro/kWh]	
	Min	Max	Min	Max
HEV (1,6 kW)	589	1.080	529	1.080
PHEV (14 kWh)	361	426	247	284
BEV	339	426	150	244
Kurzstrecken BEV ¹⁾	339	426	233	339

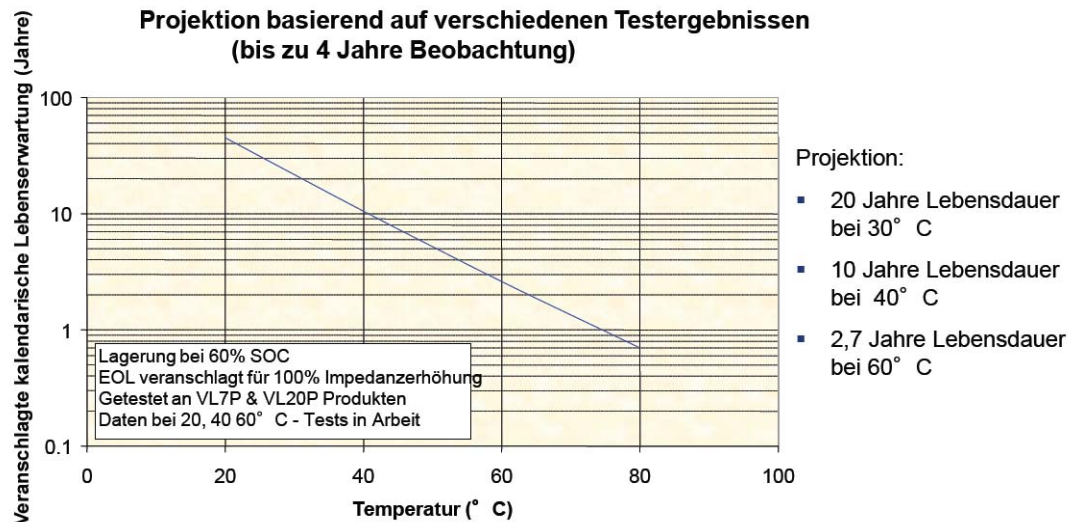
¹⁾ z. B. für einen „Smart fortwo“ [Smart 2009]

Die heutigen Kosten für Li-Ionen-Batteriesysteme liegen zwischen 700 und 1.000 Euro/kWh. Die Batteriehersteller geben Zielkosten von 150 bis 300 Euro/kWh an. Die Grenzkosten dürften jedoch nach Auswertung vieler Quellen auch langfristig 300 Euro/kWh auch bei hohen Stückzahlen (200.000 Batteriesysteme) nicht unterschreiten [Garche 2009], [Li-Tec 2009].

Offene Fragen gibt es bei Traktionsbatterien auf Basis von Li-Ionen-Batterien bezüglich der Lebensdauer. Dabei muss unterschieden werden zwischen kalendarischer Lebensdauer und Zyklenlebensdauer.

Die kalendarische Lebensdauer ist auch dann begrenzt, wenn die Batterie nicht betrieben wird, d. h. die Batterie „altert“ auch im Stillstand des Fahrzeugs. Nach Angaben des Batterieherstellers „Saft“ kann bei konstanter Temperatur von 30 °C von einer kalendarischen Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen werden. Bei einer konstanten Temperatur von 40 °C sinkt die kalendarische Lebensdauer auf zehn Jahre und bei einer Temperatur von 60 °C auf 2,7 Jahre [Rosenkranz 2009]. Die im Mercedes S400 BlueHYBRID verwendete Li-Ionen-Batterie wird im Temperaturbereich zwischen 15

und 35 °C betrieben. Unter 15 °C muss geheizt und über 35 °C gekühlt werden (durch Einbindung in den Klimakreislauf des Fahrzeugs) Die kalendarische Lebensdauer wird mit zehn Jahren angegeben [Daimler 2009]. Nach [Ramschak 2010] sollte bei einer Li-Ionen-Batterie ein Temperaturbereich zwischen 10 und 30 °C eingehalten werden.



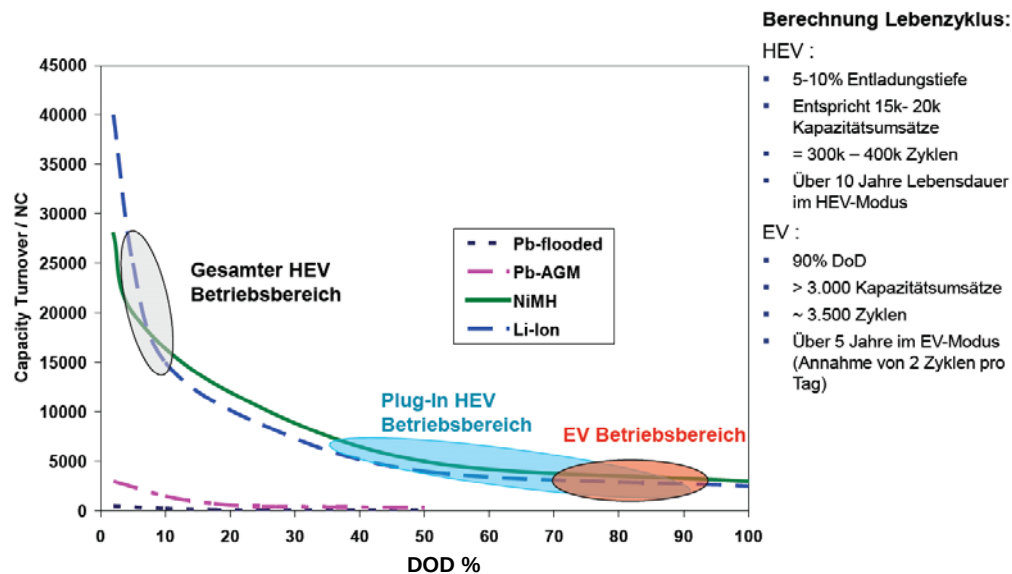
Quelle: Rosenkranz 2009

Abbildung 37: Kalendarische Lebensdauer bei Li-Ionen Batterien als Funktion der Temperatur

Nach [Tübke 2010] ist mit heutigen Materialien eine kalendarische Lebensdauer unter kontrollierten Bedingungen vorstellbar. Allerdings werden kontrollierte Bedingungen nicht immer gegeben sein (Batterie leer, wenn Fahrzeug einen Monat nicht genutzt wurde). Für heutige Batterien können nach [Tübke 2010] sechs bis acht Jahre angenommen werden. Künftig werden über andere Materialien (z. B. Titanat-Legierungen) 12 bis 15 Jahre kalendarische Lebensdauer als realisierbar angesehen, allerdings auf Kosten der Energiespeicherdichte. Wie aus Abbildung 37 ersichtlich, ist aktive Kühlung (bei Temperaturen über 40 °C z. B. im Sommer in südlichen Gegenden) und aktive Erwärmung (bei Temperaturen unter 10 °C im Winter) erforderlich, um die von [Tübke 2010] angegebene Lebensdauer von mehr als 12 bis 15 Jahren zu erreichen.

In dieser Studie wird für 2015 eine kalendarische Lebensdauer von sieben bis zwölf Jahren und für 2030 eine kalendarische Lebensdauer von zwölf Jahren angenommen.

Die Zyklenlebensdauer ist die maximale Anzahl der Lade/Entlade-Zyklen nach der die Speicherkapazität einen definierten Grenzwert unterschreitet. Die maximale Anzahl von Zyklen hängt ab von der Entladetiefe („Depth of Charge“ DoD). Abbildung 38 zeigt die Anzahl der Kapazitätsumsätze (Vollzyklen) in Abhängigkeit von der Entladetiefe.



Quelle: Rosenkranz 2009

Abbildung 38: Anzahl der Kapazitätsumsätze in Abhängigkeit von der Entladetiefe

Die Zyklenlebensdauer des Li-Ionen Batteriesystems auf Basis von LiCoO₂-Zellen, das im „Tesla“ eingesetzt ist, wird mit ca. 1.000 Zyklen (wahrscheinlich Vollzyklen) angegeben [Claus 2009].

Für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) ergibt sich die maximale Anzahl an Vollzyklen aus

$$Zykluslebensdauer_{Tiefentladung} = 1331 \cdot DoD^{-1,8248}$$

Bei einer Entladetiefe (DoD) von 75 % ergeben sich damit 2.250 Vollzyklen.

Für Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge (PHEV) ergibt sich die maximale Anzahl an Vollzyklen aus:

$$Zykluslebensdauer_{Tiefentladung} = 998 \cdot DoD^{-1,8248}$$

Bei einer Entladetiefe von 75 % ergeben sich danach 1.687 Vollzyklen.

Die Lebensdauer in [km] ergibt sich aus der Zyklenlebensdauer, der Entladungstiefe, der Batteriekapazität, dem Energieverbrauch und dem Ladewirkungsgrad:

$$Lebensdauer [km] = \frac{Zykluslebensdauer_{Tiefentladung} \cdot DoD \cdot Batteriekapazität [kWh]}{Energieverbrauch [kWh / km] / Ladewirkungsgrad}$$

Ob während der Lebensdauer des Fahrzeugs das Batteriesystem ausgetauscht werden muss, hängt von der kalendarischen Lebensdauer und von der maximalen Anzahl an gefahrenen Kilometern ab. Bei Fahrzeugen mit relativ geringen Jahresfahrleistungen

gen wie z. B. Privat-PKW ist in der Regel die kalendarische Lebensdauer entscheidend, bei Fahrzeugen mit hohen Jahresfahrleistungen (Taxi, Busse) die maximale Anzahl an gefahrenen Kilometern.

10.7.3 Wasserstoff und Brennstoffzellen

Brennstoffzellen-Fahrzeuge („Fuel Cell Electric Vehicle“ (FCEV)) sind mit Drucktanks zur Speicherung des Wasserstoffs ausgerüstet. Es wird davon ausgegangen, dass das Druckniveau bei PKW und Lieferfahrzeugen künftig 70 MPa beträgt. Bei Bussen und Schiffen sind bereits heute 35 MPa üblich.

Der Investitionsbedarf für den H₂-Tank wird für 2015 aus [CONCAWE 2007] entnommen. Für 2030 wurde für den unteren Wert auf Daten von [HyWays 2007] und für den oberen Wert auf Daten in [CONCAWE 2007] zurückgegriffen.

Für 2015 wurde der Investitionsbedarf für das Brennstoffzellensystem für den unteren Wert aus [CONCAWE 2007] und für den oberen Wert aus [RWE 2010] entnommen. Für 2030 wurde für den unteren Wert auf Daten von [HyWays 2007] und für den oberen Wert auf Daten in [CONCAWE 2007] zurückgegriffen.

Tabelle 39: Kosten für Wasserstofftank und Brennstoffzelle (minimale und maximale Werte)

	Einheit	2015		2030	
		Min	Max	Min	Max
H ₂ -Tank	[Euro/kg _{H2}]	575	575	264	575
Brennstoffzellen-System	[Euro/kW _{el}]	105	350	41	105

Im Rahmen laufender Demonstrationsprojekte werden Fahrzeuge ausgeliefert, für deren Brennstoffzellen-Stacks eine Lebensdauer von 1.500 (General Motors) bis 2.000 Betriebsstunden (Daimler, B-Class F-CELL) garantiert wird. Beim vorherigen Modell von Daimler auf Basis der Mercedes A-Klasse betrug die garantierte Lebensdauer des Brennstoffzellen-Stacks noch 500 Betriebsstunden. Die Fahrzeughersteller sind zuversichtlich, dass in den nächsten Jahren eine garantierte Lebensdauer von 5.000 Betriebsstunden erreicht werden kann. Eine Lebensdauer von 5.000 Betriebsstunden entspricht einer Fahrleistung von 250.000 km, was in etwa der zu erwartenden Lebensdauer von Verbrennungsmotoren in PKW und Lieferwagen entspricht.

Als „Worst Case“ wurde für 2015 (Markteintritt) angenommen, dass nur eine Lebensdauer von 3.000 Betriebsstunden erreicht wird. Als „Best Case“ wurde für 2015 eine

Lebensdauer von 5.000 Betriebsstunden angenommen. Für 2030 wurde bei PKW und Lieferwagen immer von einer Lebensdauer von 5.000 Betriebsstunden ausgegangen.

Aufgrund einer unterschiedlichen Betriebsweise erreicht die Lebensdauer des Brennstoffzellen-Stacks beim Stadtbus „Citaro FuelCELL hybrid“ bereits heute mehr als 12.000 Betriebsstunden [Evobus 2009]. In diesem Fall müsste beim üblichen Betrieb von Stadtbussen (Mittlere Jahresfahrleistung: 60.000 km/a; mittlere Geschwindigkeit: 30 km/h) nach sechs Jahren der Brennstoffzellen-Stack ausgetauscht werden. Für das Jahr 2015 wurde angenommen, dass die Lebensdauer zwischen 18.000 und 24.000 Betriebsstunden liegt. Im Jahr 2030 liegt die Lebensdauer bei 24.000 Betriebsstunden und damit auf dem Niveau heute eingesetzter Dieselmotoren.

Es wurde angenommen, dass die Kosten des Brennstoffzellen-Stacks 55 bis 60 % des Investitionsbedarfs für das Brennstoffzellensystem betragen.

Im Gegensatz zu Batterien gibt es bei Brennstoffzellen keine Beschränkung der kalendarischen Lebensdauer. Brennstoffzellen degradieren nicht, wenn sie nicht in Betrieb sind. Daher denken Betreiber von Mobilfunkstationen darüber nach, künftig Batterien für die Notstromversorgung durch Brennstoffzellen zu ersetzen.

10.7.4 Szenario A1: A-Klasse (z. B. „Smart“)

Für 2015 wurden die heutigen Werte für den Kraftstoffverbrauch auf Basis des neuen europäischen Fahrzyklus verwendet, wie er im Prospekt des Herstellers angegeben wurde. Der Kraftstoffverbrauch des „Smart fortwo“ mit Ottomotor beträgt 4,45 l Benzin pro 100 km und mit Dieselmotor 3,4 l Diesel pro 100 km [Smart 2009].

Die CH₄- und N₂O-Emissionen korrelieren nicht notwendigerweise mit dem Kraftstoffverbrauch, sondern hängen vor allem von den Verbrennungsbedingungen (z. B. Spitzentemperatur) ab. Die Emissionen für CH₄ und N₂O wurden aus [CONCAWE 2007] entnommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung (Ölwechsel, Zündkerzen, Luftfilter, Reifen) wurden aus Werkstattangaben entnommen.

Tabelle 40: Szenario A1 (A-Klasse, z. B. "Smart") – 2015

	Einheit	Benzin ICE	Diesel ICE	FCEV	BEV
Technische Daten					
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	0,398	0,339	0,175	0,150
Kapazität Batterie	[kWh]	-	-	0,8	20
Reichweite	[km]	>400	>400	229	100 ¹⁾
THG-Emissionen					
CO ₂	[g/km]	105	89	0	0
CH ₄	[g/km]	0,017	0,0087	0	0
N ₂ O	[g/km]	0,0017	0,0054	0	0
Investitionsbedarf					
Basisfahrzeug	[Euro]	9.999	10.610	9.999	9.999
Ottomotor mit Kraftübertragung	[Euro]	-	-	-1350	-1350
Konventioneller Kraftstoff-tank	[Euro]	-	-	-125	-125
Konventioneller Starter und Generator	[Euro]	-	--	-300	-300
Elektromotor inkl. Steuerung	[Euro]	-	-	1167	1167
Batterie	[Euro]	-	-	471-864 ²⁾	6.786-8.514 ³⁾
Ladestation	[Euro]	-	-	-	200-1.250
Brennstoffzellen-System	[Euro]	-	-	4.927-16.423	-
H ₂ -Tank	[Euro]	-	-	690	-
Summe	[Euro]	9.999	10.610	15.479-27.368	16.377-19.155
Wartung und Instandhaltung					
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,006	0,005	-	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	-
Zündkerzen	[Euro/km]	0,002	-	-	-
Wechsel Bremsflüssigkeit	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	0,001
Bremsbeläge wechseln	[Euro/km]	0,004	0,006	0,004	0,004
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,005	0,008	0,005	0,005
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	-	0,000-0,085
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	-	0,000-0,066	-
Summe	[Euro/km]	0,019	0,021	0,011-0,077	0,010-0,095

¹⁾ Maximale Entladetiefe (DoD): 75 %; ²⁾ Batteriesystem für Hybridfahrzeuge: 589-1080 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ³⁾ Batteriesystem für batterieelektrische Fahrzeuge: 339-426 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$

Für 2030 wurde der mit Benzin betriebene Smart durch eine Version mit Hybridantrieb ersetzt.

Tabelle 41: Szenario A1 (A-Klasse, z. B. "Smart") – 2030

	Einheit	Benzin ICE hybrid	Diesel ICE	FCEV	BEV
Technische Daten					
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	0,261	0,262	0,175	0,150
Kapazität Batterie	[kWh]	0,8	-	0,8	20
Reichweite	[km]	>400	>400	229	100 ¹⁾
THG-Emissionen					
CO ₂	[g/km]	69	69	0	0
CH ₄	[g/km]	0,017	0,0087	0	0
N ₂ O	[g/km]	0,0017	0,0054	0	0
Investitionsbedarf					
Basisfahrzeug	[Euro]	9.999	10.610	9.999	9.999
Ottomotor mit Kraftübertragung	[Euro]	-1.350	-	-1.350	-1.350
Kleiner Ottomotor für HEV	[Euro]	938			
Hybrid-Antriebsstrang	[Euro]	1.173			
Konventioneller Kraftstoff-tank	[Euro]	-	-	-125	-125
Konventioneller Starter und Generator	[Euro]	-300	--	-300	-300
Elektromotor inkl. Steuerung	[Euro]	551	-	992	992
Batterie	[Euro]	423-864 ²⁾	-	423-864 ²⁾	4.657-6.786 ³⁾
Ladestation	[Euro]	-	-	-	200-1.250
Brennstoffzellen-System	[Euro]	-	-	1.923-4.927	-
H ₂ -Tank	[Euro]	-	-	317-690	-
Summe	[Euro]	11.434-11.875	10.610	11.879-15.697	14.073-17.252
Wartung und Instandhaltung					
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,006	0,005	-	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	-
Zündkerzen	[Euro/km]	0,002	-	-	-
Wechsel Bremsflüssigkeit	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	0,001
Bremsbeläge wechseln	[Euro/km]	0,004	0,006	0,004	0,004
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,005	0,008	0,005	0,005
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	-	0,000
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	-	0,000	-
Summe	[Euro/km]	0,019	0,021	0,011	0,010

¹⁾ Maximale Entladetiefe (DoD): 75 %; ²⁾ Batteriesystem für Hybridfahrzeuge: 529-1080 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ³⁾ Batteriesystem für batterieelektrische Fahrzeuge: 333-339 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$

10.7.5 Szenario A2: C-Klasse (z. B. „VW Golf“)

In [CONCAWE 2007] wurden verschiedene Antriebskonzepte auf Basis eines „VW Golf“ betrachtet mit Ausnahme eines reinen Batterieelektrofahrzeugs (BEV) und dem Plug-in-hybrid.



Quelle: Volkswagen 2010

Abbildung 39: VW Golf

Der Kraftstoffverbrauch für 2015, die Emissionen für 2015 und der Investitionsbedarf für die konventionellen Fahrzeuge werden aus [CONCAWE 2007] entnommen. Der Verbrauch für das Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) wurde ebenfalls von [CONCAWE 2007] entnommen. Das Brennstoffzellenfahrzeug ist mit einer Puffer-Batterie ausgerüstet (FCEV hybrid).

Für 2030 wurde für die konventionellen Fahrzeuge ein niedrigerer Verbrauch auf Basis von [RWE 2010] angenommen.

Die CH₄- und N₂O-Emissionen korrelieren nicht notwendigerweise mit dem Kraftstoffverbrauch, sondern hängen vor allem von den Verbrennungsbedingungen (z. B. Spitzentemperatur) ab. Die Emissionen für CH₄ und N₂O wurden daher im Vergleich zu 2015 nicht verändert.

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung der konventionellen Fahrzeuge (Ölwechsel, Zündkerzen, Luftfilter, Bremsbeläge, Bremsflüssigkeitswechsel, Reifen) wurden aus Werkstattangaben und aus Erfahrungen von Fahrern dieses Fahrzeugtyps entnommen. Beim Brennstoffzellenfahrzeug fallen Ölwechsel und Zündkerzen weg. Bei den batterieelektrischen Fahrzeugen fällt darüber hinaus noch der Wechsel des Luftfilters weg. Dafür können Kosten für den Austausch des Brennstoffzellen-Stacks sowie des Austauschs von Batteriesystemen anfallen.

Tabelle 42: Szenario A2 (C-Klasse, z. B. "Golf") – 2015

	Einheit	Benzin ICE	Diesel ICE	FCEV	PHEV	BEV
Technische Daten						
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	0,528	0,491	0,233	0,150 ⁵⁾ 0,449 ⁶⁾	0,150
Kapazität Batterie	[kWh]	-	-	1,6	14	40
Reichweite	[km]	600	600	600	70 ⁵⁾	200 ¹⁾
THG-Emissionen						
CO ₂	[g/km]	139	130	0	0 ⁵⁾ 119 ⁶⁾	0
CH ₄	[g/km]	0,017	0,0087	0	0 ⁵⁾ 0,017 ⁶⁾	0
N ₂ O	[g/km]	0,0017	0,0054	0	0 ⁵⁾ 0,0017 ⁶⁾	0
Investitionsbedarf						
Basisfahrzeug	[Euro]	19.560	21.360	19.560	19.560	19.560
Ottomotor mit Kraftübertragung	[Euro]	-	-	-2.310	-2.310	-2.310
Kleiner Ottomotor für (P)HEV	[Euro]	-	-	-	1.234	-
Hybrid-Antriebsstrang	[Euro]	-	-	-	1.503	-
Konventioneller Kraftstofftank	[Euro]	-	-	-125		-125
Konventioneller Starter und Generator	[Euro]	-	--	-300	-300	-300
Elektromotor inkl. Steuerung	[Euro]	-	-	2.004	1.842	2.004
Batterie	[Euro]	-	-	943-1.728 ²⁾	5.050-5.960 ⁷⁾	13.571-17.029 ³⁾
Ladestation	[Euro]	-	-	-	200-1.250	200-1.250
Brennstoffzellen-System	[Euro]	-	-	8.400-28.000	-	-
H ₂ -Tank	[Euro]	-	-	2.473	-	-
Summe	[Euro]	19.560	21.360	34.505 ⁴⁾ -51.030	26.779-28.739	32.600-37.108
Wartung und Instandhaltung						
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,007	0,007	-	0,007	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	0,001	-
Zündkerzen	[Euro/km]	0,002	-	-	0,002	-
Wechsel Bremsflüssigkeit	[Euro/km]	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Bremsbeläge wechseln	[Euro/km]	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	-	0,031-0,060	0,000-0,170
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	-	0-0,112	-	-
Summe	[Euro/km]	0,027	0,025	0,019-0,131	0,058-0,087	0,017-0,187

¹⁾ Maximale Entladetiefe (DoD): 75 %; ²⁾ Batteriesystem für Hybridfahrzeuge: 589-1080 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ³⁾ Batteriesystem für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV): 339-426 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ⁴⁾ [CONCAWE 2007]; ⁵⁾ Strombetrieb; ⁶⁾ Benzinbetrieb; ⁷⁾ Batteriesystem für PHEV: 361-426 Euro/kWh

Tabelle 43: Szenario A2 (C-Klasse, z. B. "Golf") – 2030

	Einheit	Benzin ICE hybrid	Diesel ICE	FCEV	PHEV	BEV
Technische Daten						
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	0,352	0,379	0,233	0,150 ⁴⁾ 0,352 ⁵⁾	0,150
Kapazität Batterie	[kWh]	1,6	-	1,6	14	40
Reichweite	[km]	600	600	600	70 ⁴⁾	200 ¹⁾
THG-Emissionen						
CO ₂	[g/km]	93	100	0	0 ⁴⁾ 93 ⁵⁾	0
CH ₄	[g/km]	0,017	0,0087	0	0 ⁴⁾ 0,017 ⁵⁾	0
N ₂ O	[g/km]	0,0017	0,0054	0	0 ⁴⁾ 0,0017 ⁵⁾	0
Investitionsbedarf						
Basisfahrzeug	[Euro]	19.560	21.360	19.560	19.560	19.560
Ottomotor mit Kraftübertragung	[Euro]	-2.310	-	-2.310	-2.310	-2.310
Kleiner Ottomotor für (P)HEV	[Euro]	1.605	-	-	1.234	-
Hybrid-Antriebsstrang	[Euro]	1.173	-	-	902	-
Konventioneller Kraftstofftank	[Euro]	-	-	-125	-	-125
Konventioneller Starter und Generator	[Euro]	-300	--	-300	-300	-300
Elektromotor inkl. Steuerung	[Euro]	946	-	1.704	1.566	1.704
Batterie	[Euro]	846-1.728 ²⁾	-	846-1.728 ²⁾	3.460-3.980 ⁶⁾	6.000-9.771 ³⁾
Ladestation	[Euro]	-	-	-	200-1.250	200-1.250
Brennstoffzellen-System	[Euro]	-	-	3.279-8.400	-	-
H ₂ -Tank	[Euro]	-	-	1.135-2.473	-	-
Summe	[Euro]	21.520-22.402	21.360	23.789-31.129	24.312-25.882	24.729-29.550
Wartung und Instandhaltung						
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,007	0,007	-	0,007	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	0,001	-
Zündkerzen	[Euro/km]	0,002	-	-	0,002	-
Wechsel Bremsflüssigkeit	[Euro/km]	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Bremsbeläge wechseln	[Euro/km]	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	-	0,021-0,024	-
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	-	-	-	-
Summe	[Euro/km]	0,027	0,025	0,019	0,048-0,051	0,017

¹⁾ Maximale Entladetiefe (DoD): 75 %; ²⁾ Batteriesystem für Hybridfahrzeuge: 529-1080 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ³⁾ Batteriesystem für batterieelektrische Fahrzeuge: 150-244 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ⁴⁾ Strombetrieb; ⁵⁾ Benzinbetrieb; ⁶⁾ Batteriesystem für PHEV: 247-284 Euro/kWh

In der Öffentlichkeit ist den Verlautbarungen nach der Eindruck entstanden, als seien BEV für identische Nutzerprofile viel schneller am Markt verfügbar als FCEV. Um dieses Argument zu überprüfen, werden daher die aktuellen Kosten für ein zumindest bzgl. der Reichweite gleichwertiges BEV und FCEV in Tabelle 44 zusammengetragen.

Tabelle 44: Kosten eines BEV- und eines FCEV-Demofahrzeuges heute

Komponente	FCEV	BEV	Annahmen / Bemerkungen
Chassis	16.500 Euro	16.500 Euro	ACHTUNG: Chassis nicht für hohes BEV-Batteriegewicht geeignet (900 kg !)
E-Motor	2.000 Euro	2.000 Euro	FCEV: HEV-Typ, inkl. Steuerung
H ₂ -Tank	10.000 Euro	-	500 km, 3,5 kg _{H2} , Kostenrückskalierung von 100.000 Stück
BZ-System	120.000 Euro	-	80 kW _{el} Dauerleistung, Stack 70.000 Euro, BoP: 40 %
Batterie FCEV	6.000 Euro	-	20 km Reichweite, 150 Wh/km, Entladetiefe 50 % ⇒ 6 kWh, 1.000 Euro/kWh
Batterie BEV	-	75.000 Euro	500 km Reichweite, 150 Wh/km, Entladetiefe 70 % ⇒ 107 kWh, 700 Euro/kWh
Projektierung	?	?	Engineering, Fertigungsvorbereitung
Fahrzeug	> 154.500 Euro	> 91.500 Euro	ACHTUNG: Nur bedingt zu vergleichen bzgl. Betankungsdauer, Lebenserwartung, Zuladung, Beschleunigung FCEV realisiert, BEV nicht realisiert

Als Ergebnis dieser Analyse stellt sich heraus, dass der Entwicklungsstand von Brennstoffzellen und Batterien für den Einsatz in der Elektromobilität differenziert betrachtet werden muss. Offensichtlich ist, dass die Batterietechnik als solche wesentlich weiter entwickelt ist als die Brennstoffzellentechnik, d. h., dass man sich bei der Batterietechnik bereits viel weiter auf der Kostenlernkurve bewegt hat und erste Fahrzeuge auf Basis der Li-Ionen-Technologie auch durch Privatpersonen bereits erworben werden können.

Es zeigt sich jedoch auch, dass die Systemtechnik für Brennstoffzellenfahrzeuge deutlich weiter fortgeschritten ist als die der Batteriefahrzeuge und sich universelle Fahrzeugkonzepte ohne Einschränkungen für den Nutzer (Fahrleistungen, Zuladung, Reichweiten und Betankung) bereits mit den heutigen Demonstratoren in Flotten darstellen lassen. Diese Technologie muss jedoch die Kostenkurve hin zur Marktentwicklung noch durchlaufen, außerdem mangelt es an der Betankungsinfrastruktur. Diese

Fahrzeuge werden aus oben genannten Gründen daher erst ab ca. 2015 am Markt angeboten werden. Dennoch liegen die Kosten für heute betriebene Demonstrationsfahrzeuge trotz der bei den BEV noch unzulänglichen Eigenschaften wie lange Betankung und geringe Reichweiten nur um einen Faktor 1,5 auseinander und sind in beiden Fällen noch sehr hoch.

10.7.6 Szenario B: Lieferfahrzeuge (z. B. „Mercedes Sprinter“)

Die Annahmen für ein modernes Lieferfahrzeug basieren auf den „Mercedes Sprinter 316“ (Version mit Ottomotor) und den „Mercedes Sprinter 316 CDI“ (Version mit Dieselmotor) aus dem Modelljahr 2009 [Mercedes-Benz 2009].



Quelle: Mercedes-Benz 2010

Abbildung 40: Mercedes „Sprinter“

Bei der Version mit Ottomotor beträgt der Kraftstoffverbrauch zwischen 13,3 und 13,8 l Benzin pro 100 km. Bei einem unteren Heizwert von 43,2 MJ/kg und einer Dichte von 0,745 l/kg ergeben sich daraus etwa 1,211 kWh pro km. Bei der Dieselsonversion beträgt der Kraftstoffverbrauch zwischen 7,9 und 8,4 l Diesel pro 100 km. Bei einem unteren Heizwert von 43,13 MJ/kg und einer Dichte von 0,832 l/kg ergeben sich daraus etwa 1,812 kWh pro km. Diese Verbrauchswerte wurden für das Jahr 2015 für die konventionellen Fahrzeuge (nicht hybridisiert) angenommen.

Für 2030 wird analog zum PKW im Szenario A2 (C-Klasse: „VW-Golf“) eine Verbrauchsreduktion im Vergleich zu 2015 angenommen. Der Kraftstoffverbrauch für 2030 ergibt sich aus dem Verhältnis von Kraftstoffverbrauch im Jahr 2030 zum Kraftstoffverbrauch Szenario A2 im Jahr 2015 multipliziert mit dem Kraftstoffverbrauch Szenario B (Lieferfahrzeug). Daraus ergibt sich für 2030 ein Verbrauch von 0,934 kWh Benzin pro km bzw. 0,627 kWh Diesel pro km.

Der Kraftstoffverbrauch für die Hybridversion (Benzin ICE hybrid) wurde über das Verhältnis der Verbrauchswerte des in [CONCAWE 2007] betrachteten PKW abgeleitet

(Verbrauch Benzin ICE 2010 zu Verbrauch Benzin ICE 2010 hybrid multipliziert mit dem Benzinverbrauch des Lieferfahrzeugs) für 2015 bzw. 2030. Daraus ergibt sich ein Kraftstoffverbrauch von 1,031 kWh pro km für 2015 und 0,795 kWh pro km für 2030.

Der Stromverbrauch für den elektrisch betriebenen Lieferwagen (BEV) und den Plug-in-hybrid (PHEV) im Elektrobetrieb wird aus [Kalhammer 2007] und [Fraunhofer ISI 2009] entnommen und beträgt 0,348 kWh pro km.

Der Investitionsbedarf für die Version mit Ottomotor (3,0 t; Radstand: 3665 mm; 28.640 Euro ohne MWSt.) basiert auf den „Mercedes Sprinter 216“. Der Investitionsbedarf für die Version mit Dieselmotor basiert auf den „Mercedes Sprinter 216 CDI“ (3,0 t; Radstand: 3665 mm; 29.500 Euro ohne MWSt.). Beim Modell „Mercedes Sprinter 316“ wäre der Investitionsbedarf die Benzinversion etwas niedriger (32.010 Euro) als für die Dieselfersion (31.610 Euro), was nicht unbedingt repräsentativ für Lieferwagen erscheint. Daher wurde für den Investitionsbedarf das Model „Mercedes Sprinter 216“ gewählt, der die gleichen Motoren aufweist. Die beiden Modelle unterscheiden sich nur beim zulässigen Gesamtgewicht (3,5 t beim „Mercedes Sprinter 316“ statt 3,0 t beim „Mercedes Sprinter 216“).

In [ETM 2010] werden die Kosten für Wartung und Instandhaltung für einen typischen Lieferwagen („Mercedes Sprinter“) ohne Reifen- und Schmierstoffkosten mit 0,1051 Euro/km angegeben (Kosten innerhalb eines Zeitraums von sechs Jahren). Die Kosten für Reifen werden mit 0,0129 Euro/km angegeben (Reifenlaufleistung: 64.000 km; Reifenkosten: 828 Euro). Die Schmierstoffkosten werden mit 0,0022 Euro/km angegeben.

Bei Brennstoffzellenfahrzeugen fallen keine Kosten für Ölwechsel und Zündkerzen an. Bei Batteriefahrzeugen (BEV) fallen darüber hinaus auch keine Kosten für den Austausch des Luftfilters an. Daher müssen diese Kosten getrennt ermittelt werden und von in [ETM 2010] angegebenen Kosten für Wartung und Instandhaltung abgezogen werden. Die Kosten für Ölwechsel, Zündkerzen und Luftfilter wurden aus Werkstattangaben [Gruber 2009] entnommen.

Tabelle 45: Szenario B (Lieferwagen) – 2015

	Einheit	Benzin ICE	Diesel ICE	FCEV	PHEV	BEV
Technische Daten						
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	1,211	0,812	0,522	0,348 ⁴⁾ 1,031 ⁵⁾	0,348
Kapazität Batterie	[kWh]	-	-	1,6	14	40
Reichweite	[km]	600	600	600	30 ⁴⁾	115 ¹⁾
THG-Emissionen						
CO ₂	[g/km]	320	214	0	0 ⁴⁾ 272 ⁵⁾	0
CH ₄	[g/km]	0,017	0,0087	0	0 ⁴⁾ 0,017 ⁵⁾	0
N ₂ O	[g/km]	0,0017	0,0054	0	0 ⁴⁾ 0,0017 ⁵⁾	0
Investitionsbedarf						
Basisfahrzeug	[Euro]	28.640	29.500	28.640	28.640	28.640
Ottomotor mit Kraftübertragung	[Euro]	-	-	-2.400	-2.400	-2.400
Kleiner Ottomotor für (P)HEV	[Euro]	-	-	-	2.160	-
Hybrid-Antriebsstrang	[Euro]	-	-	-	2.630	-
Konventioneller Kraftstofftank	[Euro]	-	-	-125		-125
Konventioneller Starter und Generator	[Euro]	-	--	-300	-300	-300
Elektromotor inkl. Steuerung	[Euro]	-	-	2.652	2.112	2.652
Batterie	[Euro]	-	-	1.768-3.240 ²⁾	5.050-5.960 ⁶⁾	13.571-17.029 ³⁾
Ladestation	[Euro]	-	-	-	200-1.250	200-1.250
Brennstoffzellen-System	[Euro]	-	-	12.880-42.933	-	-
H ₂ -Tank	[Euro]	-	-	2.875	-	-
Summe	[Euro]	28640	29.500	45.990-77.515	38.029-40.052	42.238-46.746
Wartung und Instandhaltung						
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,010	0,010	-	0,010	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	0,001	-
Zündkerzen	[Euro/km]	0,002	-	-	0,002	-
Schmierstoffkosten (ohne Ölwechsel)	[Euro/km]	0,002	0,002	-	0,002	
Reparatur, Wartung, Pflege ohne Ölwechsel und Luftfilterwechsel	[Euro/km]	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	-	0,071-0,084	0,083-0,105
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	-	0,028-0,172		
Summe	[Euro/km]	0,122	0,120	0,137-0,280	0,193-0,206	0,191-0,212

¹⁾ Maximale Entladetiefe (DoD): 75 %; ²⁾ Batteriesystem für Hybridfahrzeuge: 589-1080 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ³⁾ Batteriesystem für batterieelektrische Fahrzeuge: 339-426 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ⁴⁾ Strombetrieb; ⁵⁾ Benzinbetrieb;

⁶⁾ Batteriesystem für PHEV: 361-426 Euro/kWh

Tabelle 46: Szenario B (Lieferwagen) – 2030

	Einheit	Benzin ICE hybrid	Diesel ICE	FCEV	PHEV	BEV
Technische Daten						
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	0,795	0,627	0,522	0,348 ⁴⁾ 0,795 ⁵⁾	0,348
Kapazität Batterie	[kWh]	-	-	1,6	14	40
Reichweite	[km]	600	600	600	30 ⁴⁾	115 ¹⁾
THG-Emissionen						
CO ₂	[g/km]	210	166	0	0 ⁴⁾ 210 ⁵⁾	0
CH ₄	[g/km]	0,017	0,0087	0	0 ⁴⁾ 0,017 ⁵⁾	0
N ₂ O	[g/km]	0,0017	0,0054	0	0 ⁴⁾ 0,0017 ⁵⁾	0
Investitionsbedarf						
Basisfahrzeug	[Euro]	28.640	29.500	28.640	28.640	28.640
Ottomotor mit Kraftübertragung	[Euro]	-2.400	-	-2.400	-2.400	-2.400
Kleiner Ottomotor für (P)HEV	[Euro]	2.469	-	-	2.160	-
Hybrid-Antriebsstrang	[Euro]	3.006	-	-	2.630	-
Konventioneller Kraftstofftank	[Euro]	-	-	-125		-125
Konventioneller Starter und Generator	[Euro]	-300	-	-300	-300	-300
Elektromotor inkl. Steuerung	[Euro]	1.302	-	2.652	2.112	2.652
Batterie	[Euro]	1.586- 3.240 ²⁾	-	1.586-3.240 ²⁾	3.460-3.980 ⁶⁾	6.000-9.771 ³⁾
Ladestation	[Euro]	-	-	-	200-1.250	200-1.250
Brennstoffzellen-System	[Euro]	-	-	5.028- 12.880	-	-
H ₂ -Tank	[Euro]	-	-	1.320-2.875	-	-
Summe	[Euro]	33.303	35.957	36.401- 47.462	36.502- 38.072	34.667-39.488
Wartung und Instandhaltung						
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,010	0,010	-	0,010	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	0,001	0,001	-
Zündkerzen	[Euro/km]	0,002	-	-	0,002	-
Schmierstoffkosten (ohne Ölwechsel)	[Euro/km]	0,002	0,002	-	0,002	
Reparatur, Wartung, Pflege ohne Ölwechsel und Luftfilterwechsel	[Euro/km]	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	-	0,049-0,056	0,037-0,060
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	-	0,011-0,031		
Summe	[Euro/km]	0,122	0,120	0,120-0,139	0,171-0,178	0,144-0,167

¹⁾ Maximale Entladetiefe (DoD): 75 %; ²⁾ Batteriesystem für Hybridfahrzeuge: 529-1080 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ³⁾ Batteriesystem für batterieelektrische Fahrzeuge: 150-244 Euro/kWh [Kalhammer 2007], 1 Euro = 1,4 US\$; ⁴⁾ Strombetrieb; ⁵⁾ Benzinbetrieb;

⁶⁾ Batteriesystem für PHEV: 247-284 Euro/kWh

10.7.7 Szenario C1: Stadtbus (Midi-Bus) „Rampini“

Beim in Szenario C1 verwendeten Stadtbus handelt es sich um eine Kurzversion eines üblichen Stadtbusses („Midi-Bus“) wie er in Szenario C2 verwendet wurde. Derartige Busse werden in Städten mit engen verwinkelten Straßen eingesetzt, wie sie oft in Italien anzutreffen sind.



Quelle: fuelcellsworks.com

Abbildung 41: Midi-Bus des Herstellers „TecnoBus“ mit Brennstoffzelle als „Range Extender“



Quelle: Rampine, Italien

Abbildung 42: Midi-Bus des Herstellers „Rampini“ mit Brennstoffzelle als „Range Extender“

Unter anderen für den Betrieb auf Messen wurde ein Midi-Bus des italienischen Herstellers „Tecno Bus“ (www.tecnobus.it) mit einem batterieelektrischen Antrieb (BEV) und einem Brennstoffzellenantrieb (FCEV) ausgerüstet. Die Brennstoffzelle stammt von Hydrogenics. Daneben werden auch Midi-Busse des italienischen Herstellers „Rampini“ (www.rampini.it) mit der gleichen Technik ausgerüstet. Die Höchstgeschwindigkeit beträgt 55 km/h. Im Vergleich dazu weist die Dieselsversion des „Rampini“ eine Höchstgeschwindigkeit von etwa 80 km/h auf [Rampini 2010].

Sowohl beim BEV, als auch beim FCEV beträgt die Antriebsleistung 140 kW. Die Brennstoffzellenversion wurde von Hydrogenics entwickelt.

Die Brennstoffzelle weist jedoch nur eine Leistung von 16 kW_{el} auf. Andererseits weist die Batterie eine Energiespeicherkapazität von 90 kWh auf, was für ein Brennstoffzellen-Hybrid-Fahrzeug sehr hoch ist. Die Brennstoffzelle dient dabei als „Range Extender“. Die Brennstoffzelle lädt die Batterien auf. Die Energiespeicherkapazität der Batterie im batterieelektrischen Bus weist eine Energiespeicherkapazität von 180 kWh auf.

Für den Kraftstoffverbrauch des konventionellen mit Dieselkraftstoff betriebenen Midi-Busses wurde angenommen, dass der Verbrauch auf dem Niveau eines LKW mit gleichem zulässigem Gesamtgewicht (ca. 12 t) liegt. Der Verbrauch eines LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 12 t beträgt etwa 15,5 l Diesel pro 100 km [ETM 2010].

Der Kraftstoffverbrauch der Version des „Rampini“ mit Brennstoffzelle (FCEV) beträgt 1,34 kWh Wasserstoff pro km auf Basis des unteren Heizwerts [Hydrogenics 2009], [RWE 2010]. Bei der batterieelektrischen Version wird die Reichweite mit 140 km angegeben. Bei einer Energiespeicherkapazität von 180 kWh und der Annahme, dass die maximale Entladetiefe 75 % beträgt, ergibt sich ein Stromverbrauch von 0,964 kWh pro km.

Der Investitionsbedarf eines Midi-Busses wurde ähnlich dem „Rampini“ auf Basis von [Münster 2007] mit 184.000 Euro abgeschätzt. Der Investitionsbedarf für die batterieelektrische Version (BEV) des „Rampini“ wird heute mit ca. 400.000 Euro abgeschätzt. Der Investitionsbedarf für die Version mit Brennstoffzelle dürfte heute bei etwa 600.000 Euro liegen [Hydrogenics 2009, RWE 2010].

Im Fall des Brennstoffzellenfahrzeugs wurde – trotz der hohen Energiespeicherkapazität der Batterie von 90 kWh – eine speziell für Hybridfahrzeuge ausgelegte Batterie verwendet. Diese Batterie ist auf lange Lebensdauer unter Inkaufnahme einer niedrigeren spezifischen Energiespeicherdichte ausgelegt und muss daher über die Lebensdauer des Fahrzeugs nicht ausgetauscht werden. Offen ist, ob die Batteriemasse dann nicht zu hoch wird mit der Folge, dass die Beförderungskapazität sinkt. In der Realität würde man wohl ein Brennstoffzellensystem mit einer höheren Leistung wählen (80 kW_{el} statt 16 kW_{el}) und dafür die Batterie kleiner auslegen.

Tabelle 47: Technische und ökonomische Daten Stadtlinienbusse (Midi-Bus) „Rampini“

	Einheit	Diesel	Brennstoffzelle (FCEV)	Batterie (BEV)
Technische Daten				
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	1,550	1,340	0,964
Anzahl Sitzplätze	[-]		9	9
Anzahl Stehplätze	[-]		33	33
Anzahl Rollstuhlplätze	[-]		1	1
Beförderungskapazität gesamt	[-]		43	43
Leermasse	[t]			
Zulässiges Gesamt- gewicht	[t]	11,7	11,7	11,7
Höchstgeschwindigkeit	[km/h]	80	55	55
Leistung Brennstoff- zelle	[kW _{el}]	-	16	-
Antriebsleistung	[kW _{mech}]		140	140
Investitionsbedarf				
Heute	[kEuro]	184.000	600.000	400.000
2015	[kEuro]	184.000	242-291	245-260
2030	[kEuro]	184.000	232-286	210-227
Kosten für Wartung und Instandhaltung				
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,004	-	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	-
Schmierstoffkosten (ohne Ölwechsel)	[Euro/km]	0,003	-	-
Reparatur, Wartung, Pflege ohne Ölwech- sel und Luftfilterwech- sel	[Euro/km]	0,102	0,102	0,102
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,021	0,021	0,021
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	0,231-0,290 (2015) 0,102-0,166 (2030)
Austausch Brennstoff- zellen-Stack	[Euro/km]	-	0,000-0,007 (2015) 0,000 (2030)	-
Summe	[Euro/km]	0,131	0,124-0,131 (2015) 0,124 (2030)	0,354-0,413 (2015) 0,227-0,289 (2030)

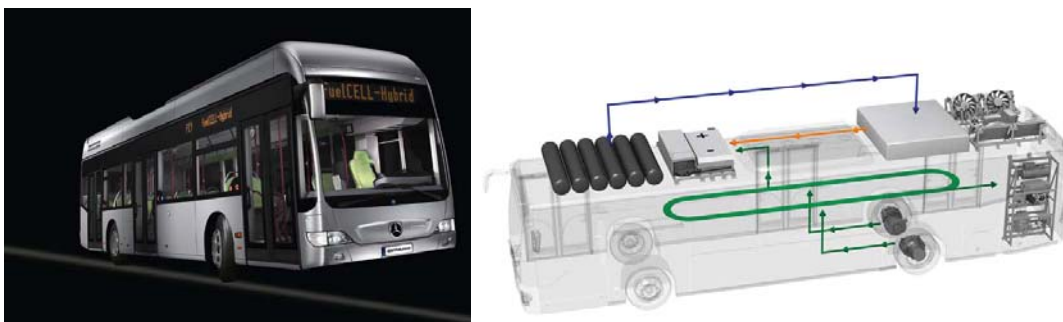
10.7.8 Szenario C2: Stadtbus „Citaro“

Der Kraftstoffverbrauch von Stadtbussen hängt erheblich vom Fahrzyklus und der Topographie des Gebietes ab, in dem der Bus betrieben wird (flaches oder bergiges Gelände).

Nach Angaben von Verkehrsbetrieben verbraucht ein konventioneller, mit Dieselkraftstoff betriebener Stadtbus (Solobus) in einem typischen Fahrzyklus in einer europäischen Stadt bei flachem Gelände etwa 44 l Diesel pro 100 km (ca. 440 kWh Diesel pro 100 km). In [ETM 2010] wird der Verbrauch für einen Dieselbus (Solobus) mit 41,5 l Dieselkraftstoff pro 100 km angegeben (415 kWh pro 100 km). In [Winterthur 2002] wird der Kraftstoffverbrauch von Dieselnissen auf Basis des Fahrzyklus der Buslinie 4 in Winterthur mit 394 kWh pro 100 km angegeben. In [INFRAS 2006] wird der Verbrauch von Standard-Linienbussen (Solobussen) mit 51 l Diesel pro 100 km angegeben (510 kWh pro 100 km).

Das Modell „Citaro“ des Herstellers Daimler (Evobus) weist zwischen 26 und 32 Sitzplätze und 74 bis 77 Stehplätze aus. Für den MAN Lion's City Niederflrbus werden 34 Sitzplätze und 56 Stehplätze angegeben.

Der Kraftstoffverbrauch des Stadtbusses mit Brennstoffzellen aus der Modellreihe „Citaro“ beträgt etwa 12 kg pro 100 km [Evobus 2009]. Bei einem unteren Heizwert von 33,33 kWh pro kg Wasserstoff ergibt sich daraus ein Verbrauch von 400 kWh pro 100 km (ca. 40 l Dieseläquivalent pro 100 km).



Quelle: Evobus 2009

Abbildung 43: Brennstoffzellen-Bus, Modell „Citaro FuelCELL-Hybrid“

Der „Citaro FuelCELL-Hybrid“ hat 26 Sitzplätze und 50 Stehplätze. Alternativ kann die Zahl der Sitzplätze auf 33 erhöht werden (bei einer Reduzierung der Gesamttransportkapazität). Insgesamt liegt die Transportkapazität nahe der eines konventionellen, mit Dieselkraftstoff betriebenen Stadtbusses.

Der Stromverbrauch von batterieelektrischen Stadtbussen wurde aus dem Verbrauch von Oberleitungs-Bussen (O-Bussen) abgeleitet.

In [Sinautec 2009] wurde ein batterieelektrischer Bus mit 41 Sitzplätzen beschrieben, der in Shanghai in China betrieben wird. Die Speicherkapazität der Bleibatterien wird mit 60 kWh und die Leermasse mit 12,5 t angegeben. Der Verbrauch wird mit etwa 1,6 kWh pro Landmeile (93 kWh pro 100 km) angegeben, was bei vollständiger Entladung zu einer Reichweite von maximal 65 km führen würde. Die Höchstgeschwindigkeit wird mit 33 Landmeilen pro Stunde (53 km/h) angegeben.

Der Brennstoffzellen-Bus „Citaro FuelCELL-Hybrid“ erreicht eine Reichweite von 250 km pro Tankfüllung. Auch die Fahrleistungen sind besser als beim in [Sinautec 2009] beschriebenen batterieelektrischen Bus in (Höchstgeschwindigkeit: 80 km/h statt 53 km/h).

Bei einer Entladetiefe („Depth of Charge“ (DoD)) von 75 % und einem Verbrauch von 93 kWh pro 100 km wäre beim batterieelektrischen Bus eine Batteriekapazität von etwa 310 kWh erforderlich, um die gleiche Reichweite wie beim Brennstoffzellenbus (250 km) zu erreichen. Werden statt der in [Sinautec 2009] verwendeten Bleibatterien Lithion-Batterien eingesetzt, würde bei einer Energiespeicherdichte von 0,12 kWh/kg die Batteriemasse etwa 2,6 t betragen, was in etwa auf dem Niveau der in [Sinautec 2009] verwendeten Bleibatterien liegen dürfte (ca. 2,2 t Batteriemasse bei 0,03 kWh/kg und 65 km theoretische Reichweite). Der Verbrauch von Bussen hängt jedoch erheblich vom Fahrzyklus ab. Der in [Sinautec 2009] angegebene Verbrauch erscheint sehr niedrig. Denkbar ist, dass es sich um einen Verbrauch bei konstanter Geschwindigkeit handelt. Bei einem als realistische anzunehmenden Stromverbrauch von 2,1 kWh/km würde die Batteriemasse etwa 5,9 t betragen. Selbst wenn die Energiespeicherdichte auf 0,16 kWh/kg gesteigert werden könnte, würde die Masse des Batteriesystems noch 4,5 t betragen, was dazu führt, dass etwa ein Drittel weniger Fahrgäste mitgenommen werden können (bei 0,12 kWh/kg wären es etwa zwei Drittel weniger).

Wie in Abbildung 44 zu erkennen, handelt es sich im Gegensatz um „Citaro“ um keinen Niederflrbus. Niederflrbusse sind aufgrund der hohen Masse der Batterien nicht möglich. Aufgrund der höheren Fahrzeugmasse ist die Transportkapazität niedriger, d. h., es können weniger Passagiere mitgenommen werden.

Der Stromverbrauch von batterieelektrischen Bussen kann mit dem Stromverbrauch von Oberleitungs-Bussen (O-Bus), auch „Trolley-Bus“ genannt, verglichen werden. In einer Studie aus dem Jahr 1996 [NEA 1996] wurden u. a. verschiedene Antriebskonzepte für Stadtlinienbusse auf Basis eines normierten Fahrzyklus (Linie 66) miteinander verglichen. Der Verbrauch des Dieseldiesels betrug dabei etwa 336 kWh Diesel

pro 100 km, der Verbrauch des Brennstoffzellen-Busses mit magnetdynamischem Speicher (MDS) zur Bremsenergieerückgewinnung etwa 174 kWh Wasserstoff pro 100 km und der O-Bus mit MDS etwa 93 kWh Strom pro 100 km. Ohne MDS verbraucht der Brennstoffzellenbus nach [NEA 1996] etwa 241 kWh Wasserstoff pro 100 km, der O-Bus etwa 149 kWh Strom pro 100 km. Die Leermasse der Brennstoffzellen-Busses mit MDS liegt mit 10,32 t auf dem Niveau des O-Busses mit MDS (10,32 t). Die Energiespeicherkapazität des MDS liegt bei 2 kWh, die Leistung bei 150 kW.



Quelle: Sinautec 2009

Abbildung 44: Batterieelektrischer Bus

In dieser Studie wird der Verbrauch des Brennstoffzellen-Busses auf Basis der Angaben von [Evobus 2009] mit etwa 400 kWh Wasserstoff pro 100 km angenommen. Der Brennstoffzellen-Bus ist mit einer Batterie zur Bremsenergieerückgewinnung ausgerüstet. Der Verbrauch des batterieelektrischen Busses wurde dann über die Multiplikation des Verbrauchswertes des Brennstoffzellenbusses nach [Evobus 2009] (400 kWh pro 100 km) mit dem Verhältnis der Verbrauchswerte von O-Bus mit MDS (93 kWh pro 100 km) und Brennstoffzellenbus mit MDS (174 kWh pro 100 km) nach [NEA 1996] berechnet. Daraus ergibt sich dann für den batterieelektrischen Bus ein Stromverbrauch von etwa 214 kWh pro 100 km.

Im Vergleich dazu wird in [Langer 1994] für O-Busse (Solobus) ein Stromverbrauch von 247 kWh pro 100 km angegeben. Unter Berücksichtigung der Rückspeisung in die Fahrleitung verbraucht der O-Bus (Solobus) etwa 187 kWh pro 100 km. In [Winterthur 2002] wird der Stromverbrauch von O-Bussen auf Basis des Fahrzyklus der Buslinie 4 in Winterthur mit etwa 200 kWh pro 100 km und in [INFRAS 2006] mit 210 kWh pro 100 km angegeben.

Tabelle 48 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für die Stadtlinienbusse „Citaro“.

Tabelle 48: Technische und ökonomische Daten Stadtlinienbusse (Solobus) „Citaro“

	Einheit	Diesel	Brennstoffzelle (FCEV)	Batterie (BEV)
Technische Daten				
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	4,40	4,00	2,14
Anzahl Sitzplätze	[-]	26-34	26-33	41
Anzahl Stehplätze	[-]	max. 77	max. 50	0
Beförderungskapazität gesamt	[-]	90-106	76	41
Leermasse	[t]		13,2	12,5
Zulässiges Gesamtgewicht	[t]	18,0	18,0	
Investitionsbedarf				
Heute	[kEuro]	280	1.200	k. A.
2015	[kEuro]	280	311-363	462-515
2030	[kEuro]	280	287-333	349-405
Kosten für Wartung und Instandhaltung				
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,016	-	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	-
Schmierstoffkosten (ohne Ölwechsel)	[Euro/km]	0,008	-	-
Reparatur, Wartung, Pflege ohne Ölwechsel und Luftfilterwechsel	[Euro/km]	0,355	0,355	0,355
Reifen inkl. Montage	[Euro/km]	0,033	0,033	0,033
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	0,512-0,642 (2015) 0,226-0,368(2030)
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	0-0,030 (2015) 0 (2030)	-
Summe	[Euro/km]	0,412	0,389-0,420 (2015) 0,389 (2030)	0,900-1,030 (2015) 0,614-0,757 (2030)

Der „Citaro FuelCELL-Hybrid“ ist mit zwei Brennstoffzellen-Stacks des PKW-Modells „F-CELL“ mit je 80 kW_{el} ausgerüstet. Die Spitzenleistung wird für den Busbetrieb jedoch auf maximal 140 kW_{el} begrenzt, was bei der Berechnung des Investitionsbedarfs berücksichtigt wurde.

Heute wird eine Lebensdauer von 12.000 Betriebsstunden garantiert. Bei einer typischen mittleren Geschwindigkeit von 30 km/h und einer mittleren Jahresfahrleistung von 60.000 km pro Jahr würde dann alle sechs Jahre ein Wechsel des Brennstoffzellen-Stacks anfallen.

Stadtbusantriebe mit Automatikgetrieben liegen heute bei 125 bis 150 Euro pro kW mechanischer Leistung inklusive Kraftstoffspeicher [Hipp 2002].

Auch für die Stadtbusse wurden der Investitionsbedarf für ein Brennstoffzellen- und einen batterieelektrisches Demonstrationsfahrzeug in erster Näherung zusammengestellt, um eine Gespür für Kosten und Nutzbarkeit heute zu erhalten. Die Daten sind in Tabelle 48 zusammengetragen.

Tabelle 49: Vergleich der heutigen Investitionskosten eines brennstoffzellen- und eines batteriebetriebenen Stadtbus-Demofahrzeuges

Komponente	FCEV	BEV	Annahmen / Bemerkungen
Chassis	250.000	250.000 Euro	
E-Motor	5.000	5.000 Euro	inkl. Steuerung
H ₂ -Tank	30.000	-	35 kgH ₂ , > 250 km
BZ-System	250.000	-	2 * 80 kW _{el} Dauerleistung
Batterie FCEV	26.000	-	26 kWh, 1.000 Euro/kWh
Batterie BEV	-	535.000 Euro	250 km Reichweite, 2,1 kWh/km, Entladetiefe 70 % ⇒ 750 kWh, 700 Euro/kWh
Projektierung	?	?	Engineering, Fertigungsvorbereitung
Fahrzeug	> 561.000 Euro	> 790.000	ACHTUNG: Nicht zu vergleichen bzgl. Anzahl Passagiere (Batteriegewicht 5,900 kg !), Betankungsdauer, Lebenserwartung FCEV realisiert, BEV nicht realisiert

Es zeigt sich, dass derzeit beide Fahrzeuge im Vergleich zum Referenzfahrzeug noch sehr teuer sind. Darüber hinaus ist auch gut zu erkennen, dass bei einer Batteriemasse von 5,9 Tonnen die Nutzlast, d. h. Anzahl insgesamt zu transportierender Passagiere, insgesamt auf die Hälfte reduziert wird.

10.7.9 Szenario D: Passagierschiff

In Szenario D werden Passagierschiffe für die Binnenschifffahrt betrachtet.

Das konventionelle Passagierschiff ist mit einem dieselelektrischen Antrieb ausgerüstet. Der heutige Investitionsbedarf wurde aus [RWE 2009] entnommen. Für 2015 und 2030 wurden für Batterie und Brennstoffzellenantrieb die gleichen Annahmen bezüglich des spezifischen Investitionsbedarfs getroffen wie bei den PKW, Lieferfahrzeugen und

Bussen. Der Investitionsbedarf für die Ladestation wurde mit 1.000 bis 1.150 Euro auf Basis von [Fraunhofer ISI 2009] angenommen.



Bild: ATG 2008

Abbildung 45: Passagierschiff „Alstersonne“

Tabelle 50: Technische und ökonomische Daten Passagierschiff

	Einheit	Diesel	Brennstoffzelle (FCEV)	Batterie (BEV)
Technische Daten				
Kraftstoffverbrauch	[kWh/km]	11,14	12,5	2,0
Leistung Brennstoffzelle	[kW _e]	-	96	-
Antriebsleistung Elektromotor	[kW]	100	100	24
Investitionsbedarf				
Heute	[kEuro]	1.400	3.000	2.200
2015	[kEuro]	1.400	1.514-1.636	1.421-1437
2030	[kEuro]	1.400	1.480-1.613	1.390-1.403
Kosten für Wartung und Instandhaltung				
Ölwechsel mit Ölfilter	[Euro/km]	0,004	-	-
Luftfilter	[Euro/km]	0,001	0,001	-
Schmierstoffkosten (ohne Ölwechsel)	[Euro/km]	0,005	-	-
Austausch Batterie	[Euro/km]	-	-	0,479-0,653 (2015) 0,212-0,345 (2030)
Austausch Brennstoffzellen-Stack	[Euro/km]	-	0,880-1,701 (2015) 0,882-1,702 (2030)	-
Summe	[Euro/km]	0,010	0,882-1,702 (2015) 0,776-1,593 (2030)	0,479-0,653 (2015) 0,212-0,345 (2030)

Die Jahresfahrleistung der Passagierschiffe wurde wie bei den Stadtbussen mit 60.000 km pro Jahr angenommen.

10.7.10 Strom und Wärmeversorgung

Es werden verschiedene Varianten zur Bereitstellung von Wärme für Ein- und Mehrfamilienhäusern betrachtet.

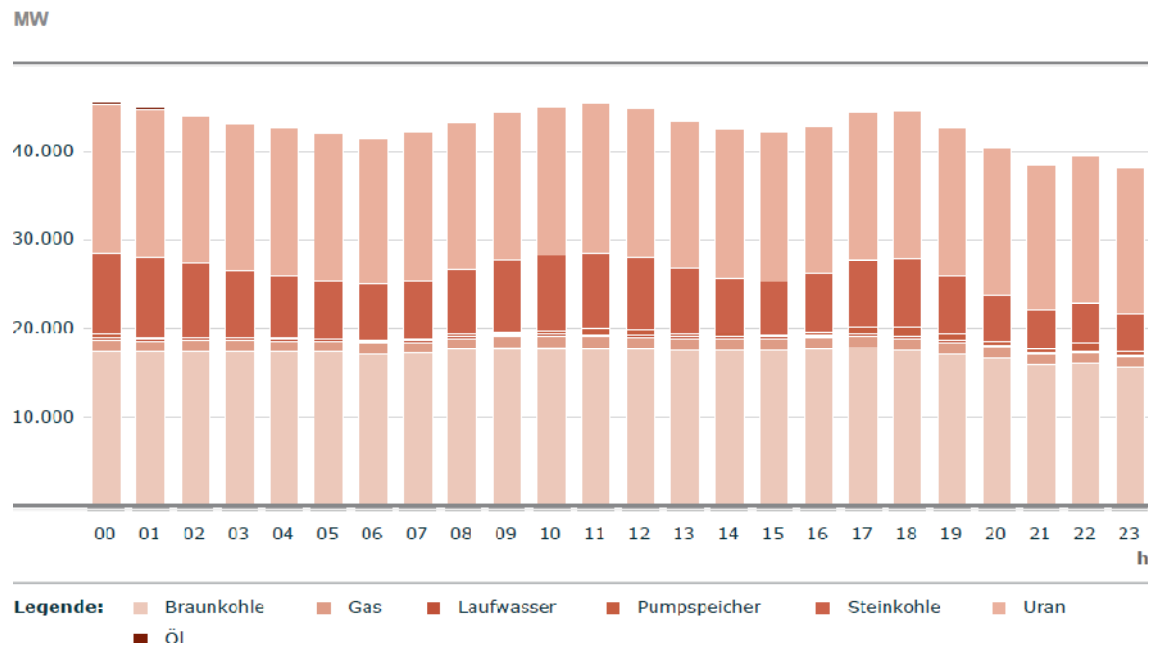
- Wärme aus Erdgas-BHKW
- Wärme aus mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen-BHKW (H₂-FC-BHKW), Wasserstoff aus Elektrolyse mit Windkraft-Strom, Anlieferung des Wasserstoffs über H₂-Pipeline
- Wärme aus mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen-BHKW (H₂-FC-BHKW), Wasserstoff aus Elektrolyse mit Strom aus dem deutschen Strommix, Anlieferung des Wasserstoffs über H₂-Pipeline
- Wärme aus Erdgas-Brennwert-Kessel (BWK)
- Wärme aus elektrisch betriebener Wärmepumpe (WP), Strom aus Windkraft
- Wärme aus elektrisch betriebener Wärmepumpe (WP), Strom aus Strommix Deutschland
- Stromheizung, Strom aus Windkraft
- Stromheizung, Strom aus Strommix Deutschland.

Tabelle 51: Technische Daten von Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme

	Einheit	Erdgas-BHKW	H ₂ -FC-BHKW	BWK	Elektro-WP	Elektro-Direktheizung
Elektr. Leistung	[kW _{el}]	5,5	1,50	-	-	-
Therm. Leistung	[kW _{th}]	14,8	1,17	9,0	9,0	9,0
Brennstoffleistung (Erdgas, H ₂)	[kW _{in}]	20,5	3,33	9,0	-	-
Input Strom	[kW _{in}]	-	-	0,14	2,7	9,0
Investitionsbedarf	[Euro]	13.312	6.860 (2015) 5.000 (2030)	4.500	13.916	250
Anteil selbst genutzter Strom	[%]	50	50	-	-	-
Kosten Strombezug (Strommix)	[Euro/kWh]	0,095 (2015) 0,156 (2030)	0,095 (2015) 0,156 (2030)	0,095 (2015) 0,156 (2030)	0,095 (2015) 0,156 (2030)	0,095 (2015) 0,156 (2030)
Vergütung eingespeister Strom	[Euro(kWh)]	0,084 (2015) 0,142 (2030)	0,084 (2015) 0,142 (2030)	-	-	-
Wartung und Instandhaltung	[Euro/a]	598	200	50	80	0

Für die Produktion von Wasserstoff mit Strom aus dem deutschen Strommix wurde angenommen, dass der Elektrolyseur in Zeiten niedriger Stromnachfrage und hohem Stromangebot in Betrieb ist. Der Strompreis wurde in diesem Fall daher mit 0,03 Euro pro kWh angenommen.

Aus Blockheizkraftwerken eingespeister Strom verdrängt Strom aus nichterneuerbaren Energiequellen. Zunächst werden mit Erdgas betriebene Kondensations-Kraftwerke abgeschaltet. Danach kommen Steinkohlekraftwerke. Der Anteil an mit Erdgas betriebenen Kondensationskraftwerken ist in Deutschland gering. Steinkohlekraftwerke werden lastabhängig betrieben (Abbildung 46). Daher wurde als Grenzkraftwerk ein mit Steinkohle betriebenes Kondensationskraftwerk angenommen.



Quelle: www.eex.com

Abbildung 46: Stromproduktion Kraftwerke am 16. Januar 2010

11 Annex B: Datengrundlage und Quelle und weiterführende Analysen zu den identifizierten Versorgungsketten (AP3)

11.1 Treibhausgasbilanzen

11.1.1 Datengrundlage: Treibhausgasemissionen inklusive der Herstellung von Anlagen und Fahrzeugen

In diesem Kapitel wird anhand eines Beispiels (Brennstoffzellenfahrzeug mit Wasserstoff aus Elektrolyse mit Strom aus Windkraft und batterieelektrisches Fahrzeug mit Strom aus Windkraft) der Einfluss der Herstellung von Anlagen und Fahrzeugen auf die gesamten Treibhausgasemissionen untersucht.

Für die Berechnung des Energieaufwands und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen wird beim konventionellen Fahrzeug auf Daten von [EMPA 2009] (oberer Wert) und [Schweimer 2000] (unterer Wert) zurückgegriffen. Beim Brennstoffzellenfahrzeug (FCEV) wurden Daten von [Schweimer 2000] (Karosserie, Fahrwerk, Innenausstattung) und Daten von Herstellern von Brennstoffzellenantrieben verwendet. Die Platinbelegung wurde nach [Gasteiger 2001] mit 28 g pro 100 kW_{el} angenommen, was bei dem hier betrachteten Fahrzeug (Kompaktklasse z. B. „VW Golf“) zu einer Platinbelegung von 22,4 g führt. Der Platinbedarf trägt jedoch nur mit etwa 4 g/km zu den Treibhausgasemissionen bei. Im Vergleich dazu trägt der im Wasserstoffdrucktank eingesetzte kohlefaserverstärkte Kunststoff mit etwa 9 g/km zu den Treibhausgasemissionen bei.

Der Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen für die Hybridbatterie (Li-Ionen-Batterie: 20 kg) basieren auf Angaben in [EMPA 2009]. Die Treibhausgasemissionen für die Herstellung des batterieelektrischen Fahrzeugs (BEV) wurden [EMPA 2009] entnommen.

Im Fall von [Schweimer 2000] als Datenquelle (verwendet für BEV und FCEV) wurden einzelne Energie- und Materialdaten mit den in dieser Studie verwendeten Ketten für die Bereitstellung von Strom und Wärme für das Jahr 2015 verknüpft. Darüber hinaus wurde als untere Variante für den Energieaufwand und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen angenommen, dass Sekundärkupfer, Sekundäraluminium und Sekundärblei (Blei hauptsächlich für die Starterbatterie) eingesetzt werden. Bei der oberen Variante der auf [Schweimer 2000] basierenden Daten wurde Primärkupfer, Primäraluminium und Primärblei verwendet. Bei der Bereitstellung von Stahl wurde der in [GEMIS 2002] angegebene Mix aus Schrott und frischem Eisenerz angenommen. Im

Fall von [EMPA 2009] wurden die darin enthaltenen Angaben für die kumulierten Treibhausgasemissionen für die Fahrzeugherstellung direkt übernommen.

11.2 Treibhausgasvermeidungskosten

11.2.1 Mobil

Die Mehrkosten gegenüber dem Benzinfahrzeug mit Verbrennungsmotor geteilt durch die Einsparung an Treibhausgasen gegenüber dem Benzinfahrzeug mit Verbrennungsmotor ergeben die sogenannten Treibhausgasvermeidungskosten (THG-Vermeidungskosten). Ein negativer Wert für die THG-Vermeidungskosten bedeutet, dass keine Mehrkosten entstehen und der Pfad in Bezug auf die Treibhausgasemissionen bereits wirtschaftlich ist.

Abbildung 47 bis 52 zeigen die THG-Vermeidungskosten für die verschiedenen Szenarien.

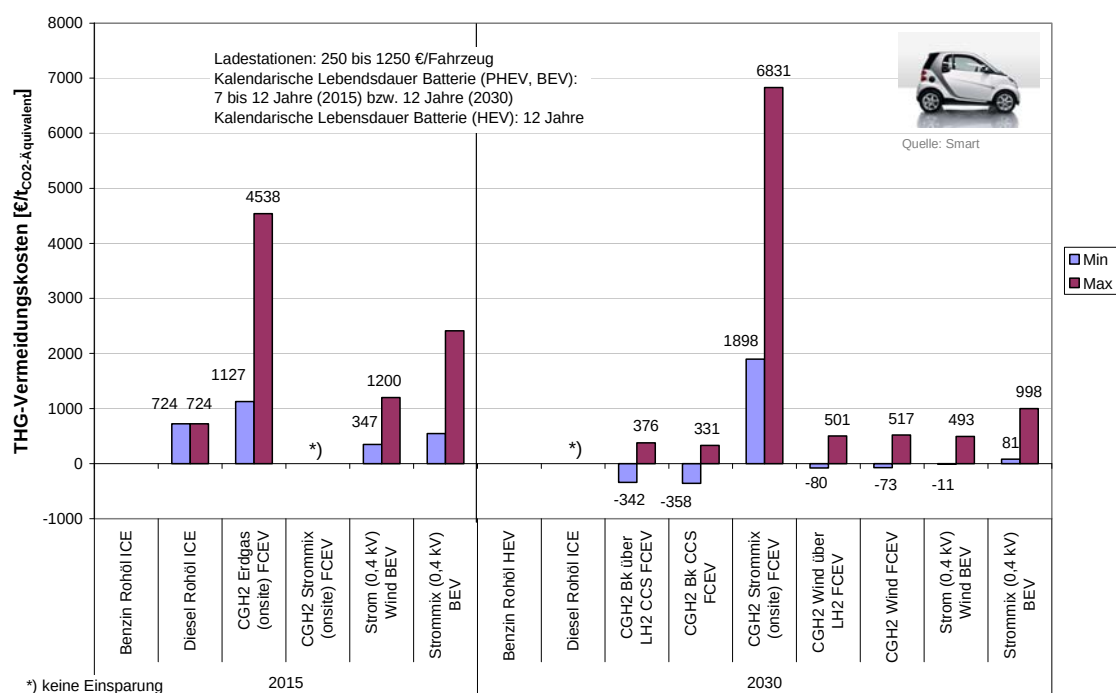


Abbildung 47: THG-Vermeidungskosten (Kleinwagen, Szenario A1)

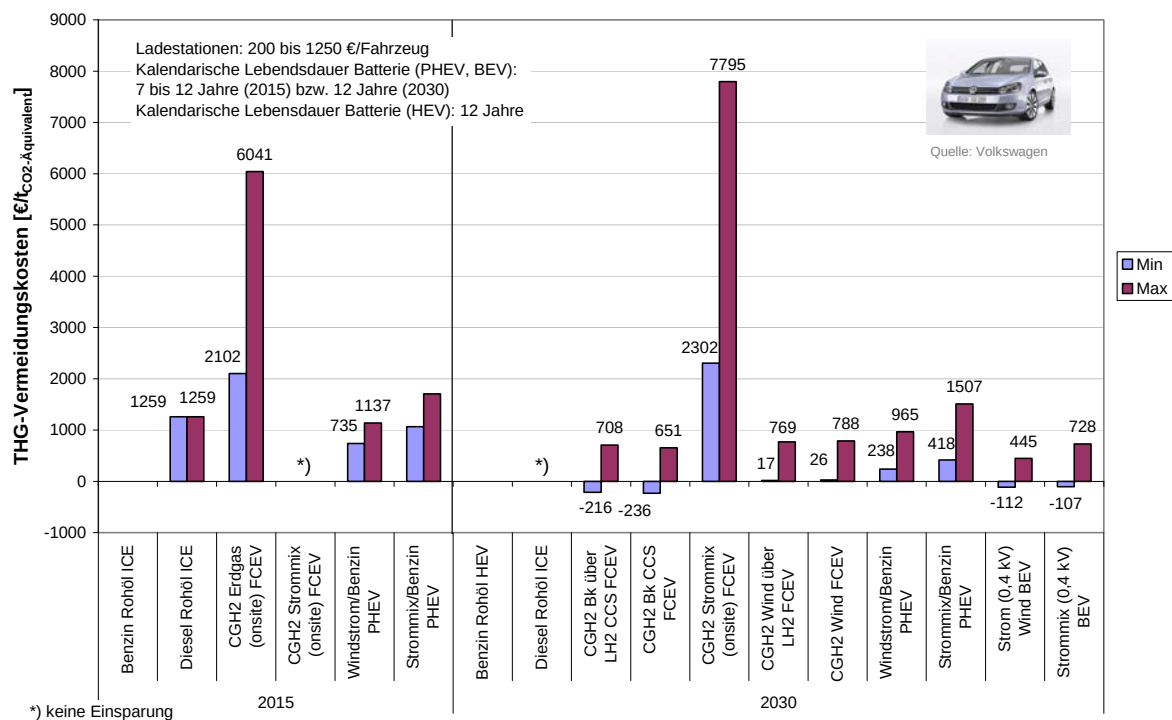


Abbildung 48: THG-Vermeidungskosten Szenario A2 (Mittelklasse, Szenario A2)

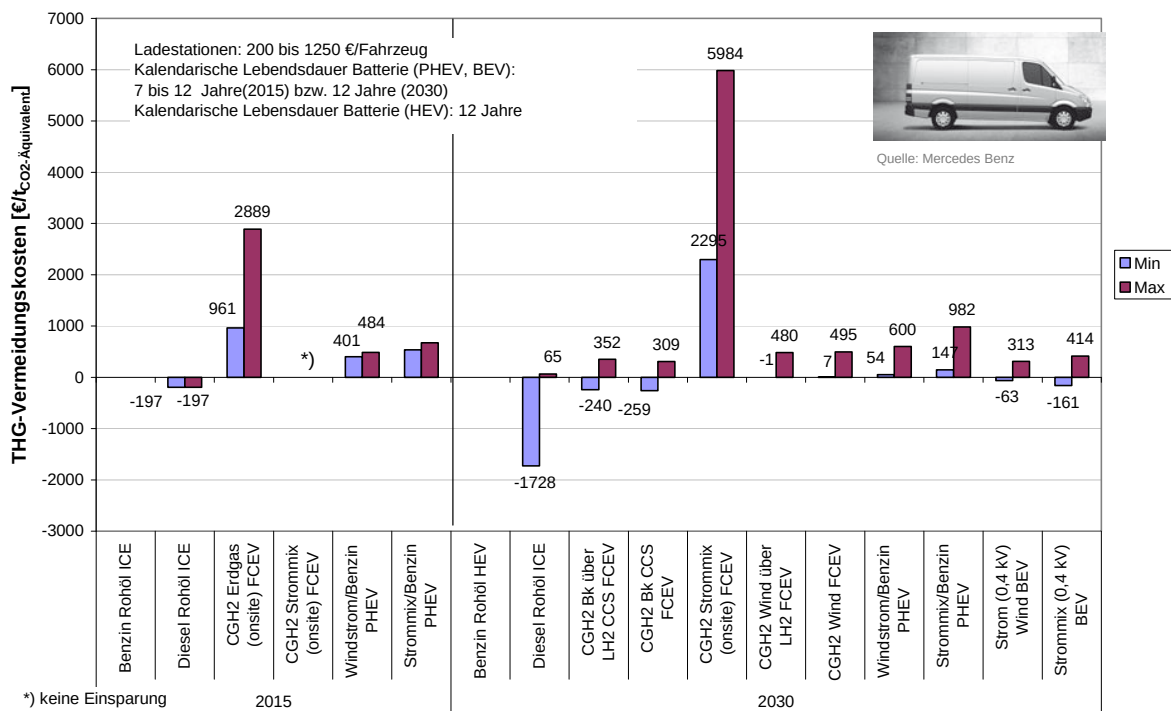


Abbildung 49: THG-Vermeidungskosten (Lieferfahrzeug, Szenario B)

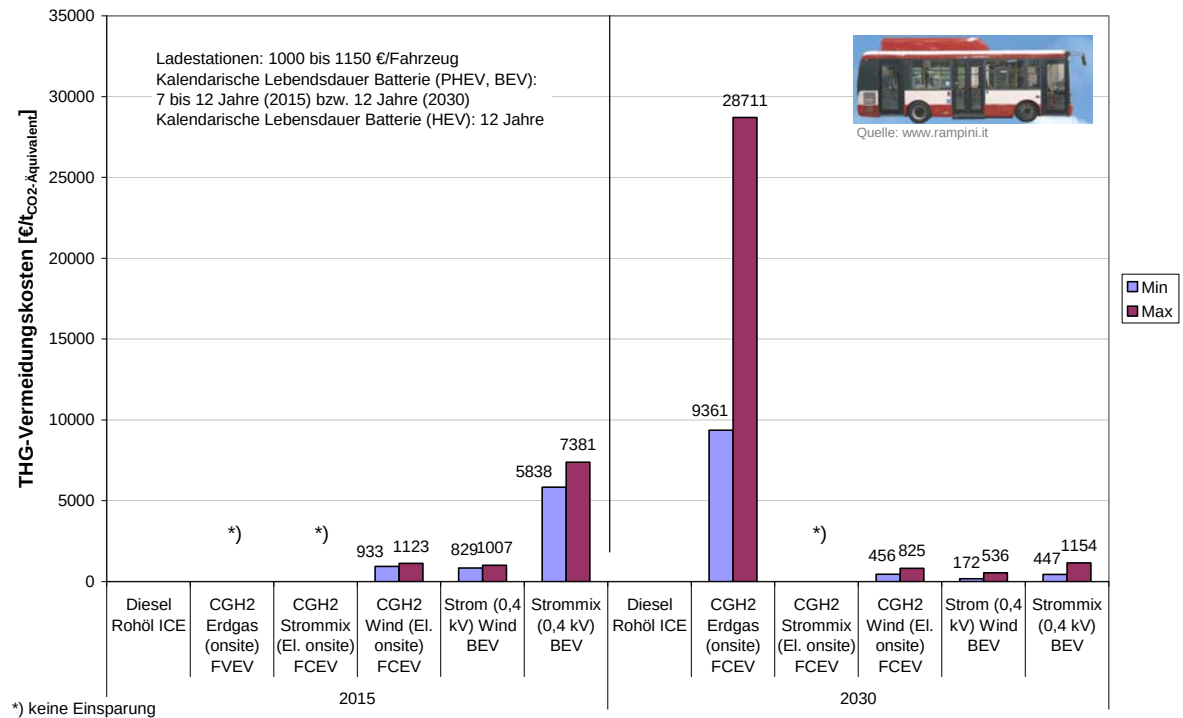


Abbildung 50: THG-Vermeidungskosten (Midi-Stadtbus, Szenario C1)

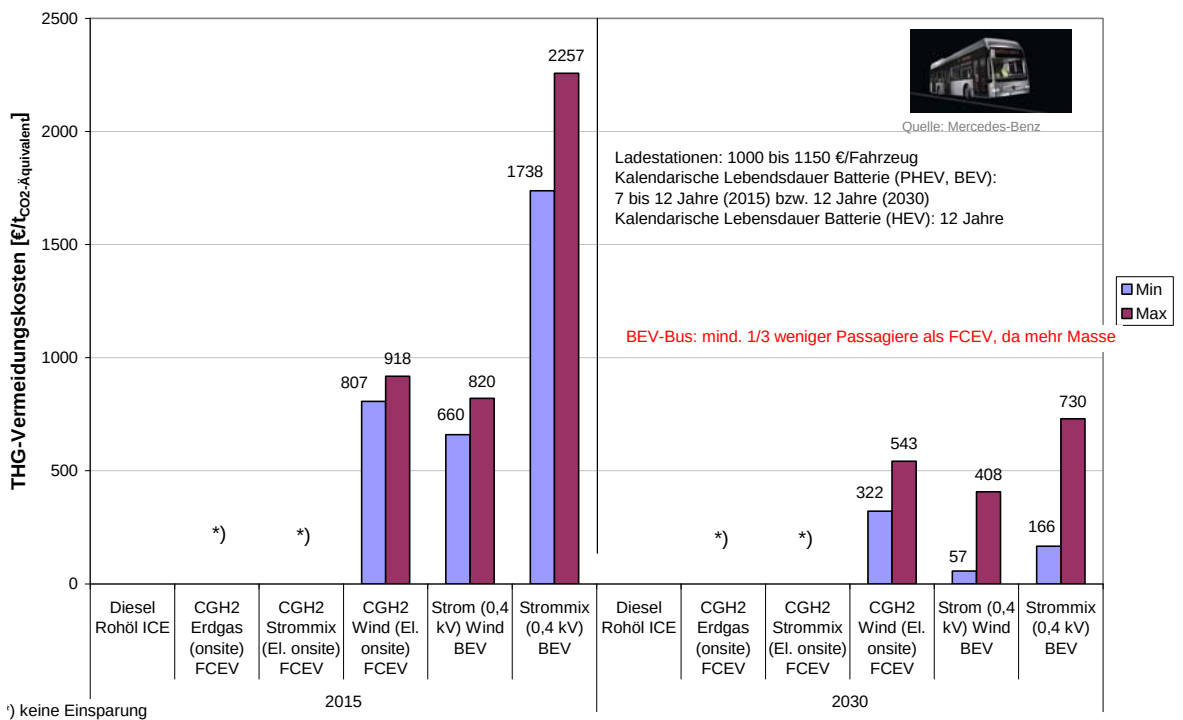


Abbildung 51: THG-Vermeidungskosten (Stadtbus, Szenario C2)

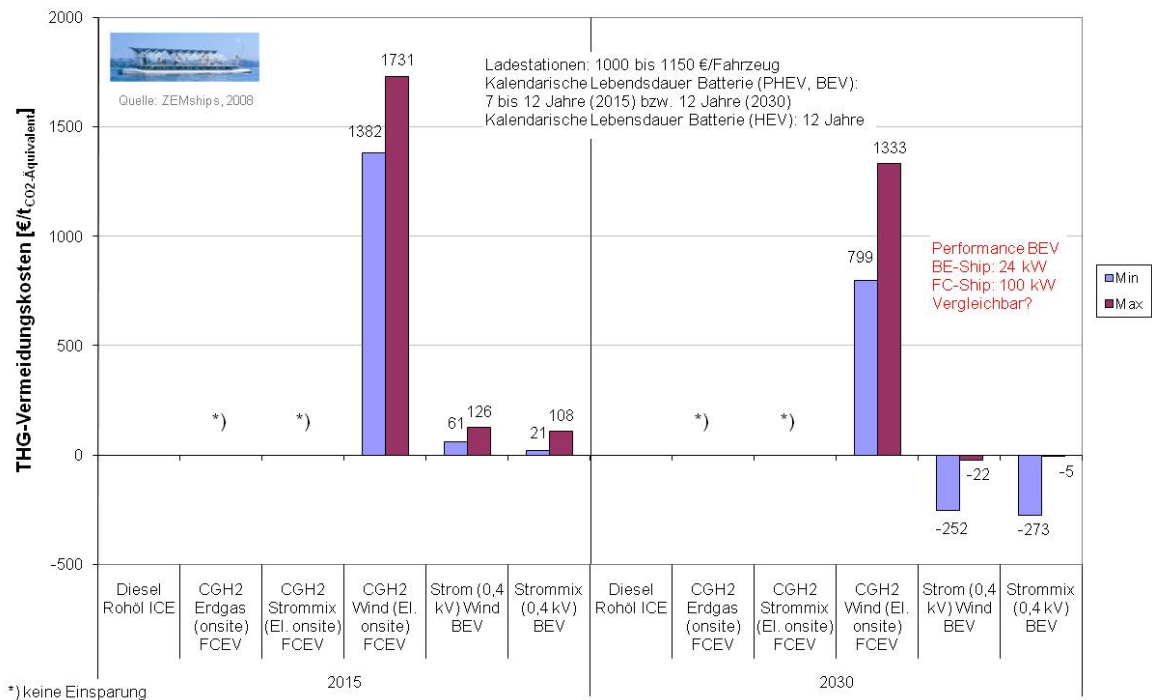


Abbildung 52: THG-Vermeidungskosten (Fahrgastschiff, Szenario D)

11.2.2 Strom- und Wärmeversorgung

Abbildung 53 zeigt die Treibhausgasvermeidungskosten für die Bereitstellung von Wärme über unterschiedliche Pfade.

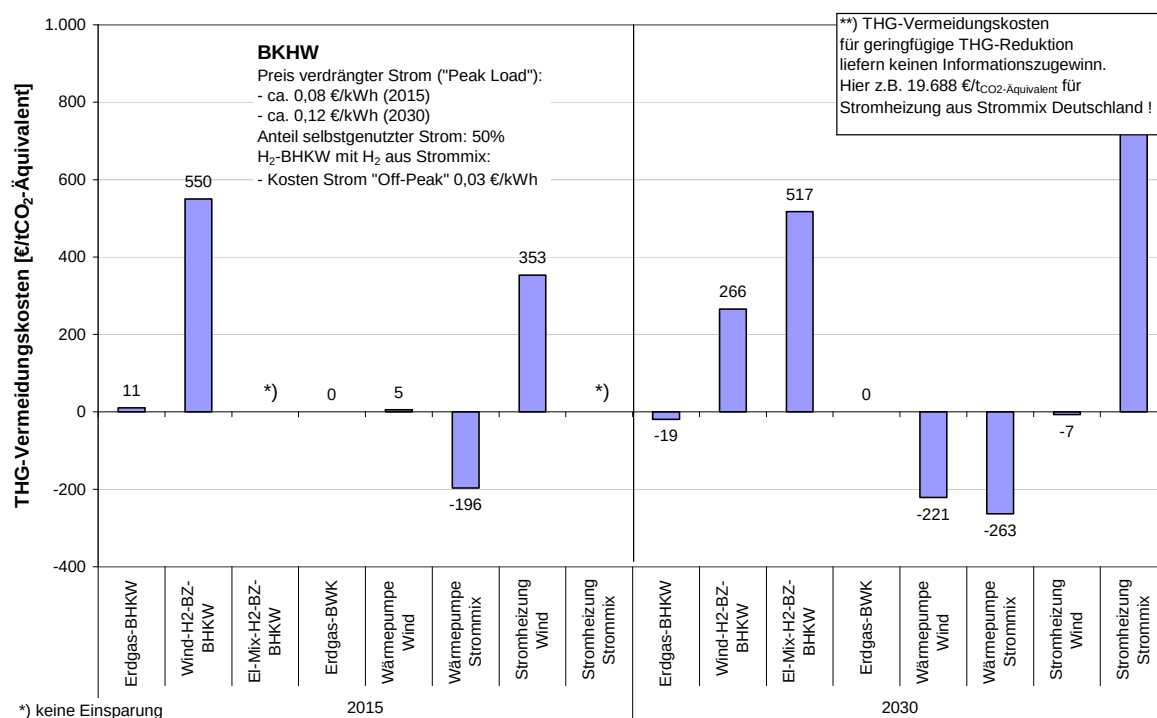


Abbildung 53: Treibhausgasvermeidungskosten für die Bereitstellung von Wärme über unterschiedliche Pfade

11.3 Vergleich FCEV mit BEV unter Einbeziehung zusätzlicher Pfade

In diesem Kapitel werden die Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) und die batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) unter der Annahme gegenübergestellt, dass in beiden Fällen jeweils die gleiche Primärenergiequelle zum Einsatz kommt. Bei Pfaden, die nicht in dieser Studie in den vorangestellten Kapiteln näher beschrieben sind, wird auf Pfade in [CONCAWE 2007] zurückgegriffen. Aufgrund dessen, dass sie erst zu einem späteren Zeitpunkt aufgenommen wurden, sind sie im Hauptteil nicht dokumentiert und mit den Ergebnissen dargestellt.

Folgende Pfade wurden für 2015 betrachtet:

- Benzin aus Rohöl, Verbrennungsmotor ohne hybrid („ICE gasoline“)
- Diesel aus Rohöl, Verbrennungsmotor ohne hybrid („ICE diesel“)
- Wasserstoff aus Dampfreformierung an der Tankstelle („NG SMR o-s“)
- Wasserstoff aus Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk („NG CCGT ely o-s“)
- Strom aus mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk („NG CCGT“)

- Wasserstoff aus Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Strommix Deutschland 2015 („Ger.-Mix ely o-s“)
- Strom aus Strommix Deutschland 2015 („Germ.-Mix“)
- Wasserstoff aus Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft („Wind ely o-s“)
- Strom aus Windkraft („Wind (offshore)“).

Folgende Pfade wurden für 2030 betrachtet:

- Benzin aus Rohöl, Verbrennungsmotor ohne hybrid („ICE gasoline“)
- Diesel aus Rohöl, Verbrennungsmotor ohne hybrid („ICE diesel“)
- Wasserstoff aus zentraler Dampfreformierung mit CCS („NG SMR CCS c. Pipe“)
- Wasserstoff aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk mit CCS („NG CCGT CCS ely c. Pipe“)
- Strom aus mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk mit CCS („NG CCGT CCS“)
- Wasserstoff aus Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Strommix Deutschland 2030 („Germ.-Mix ely o-s“)
- Strom aus Strommix Deutschland 2030 („Germ.-Mix“)
- Wasserstoff aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Windkraft („Wind ely c. Pipe“)
- Strom aus Windkraft („Wind (offshore)“)
- Wasserstoff aus zentraler Vergasung von Braunkohle mit CCS („Bk gasif. CGH2 CCS“)
- Wasserstoff aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung mit CCS („Bk IGCC CCS ely c. Pipe“)
- Strom aus Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung mit CCS („Bk IGCC CCS“).

Der Wirkungsgrad des mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks (GuD-Kraftwerks) wird analog zu [CONCAWE 2007] mit 55 % angenommen. Der Wirkungsgrad des Gas- und Dampfturbinenkraftwerks mit integrierter Kohlevergasung („Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)“) wird nach [RWE 2008] mit 40 % angesetzt.

Bei den Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEV) wird angenommen, dass 60 % der Fahrstrecke rein elektrisch und 40 % der Fahrstrecke im Benzinbetrieb erfolgt. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Benzinverbrauch eines PHEV dem Benzinverbrauch eines Hybridfahrzeugs (HEV) entspricht.

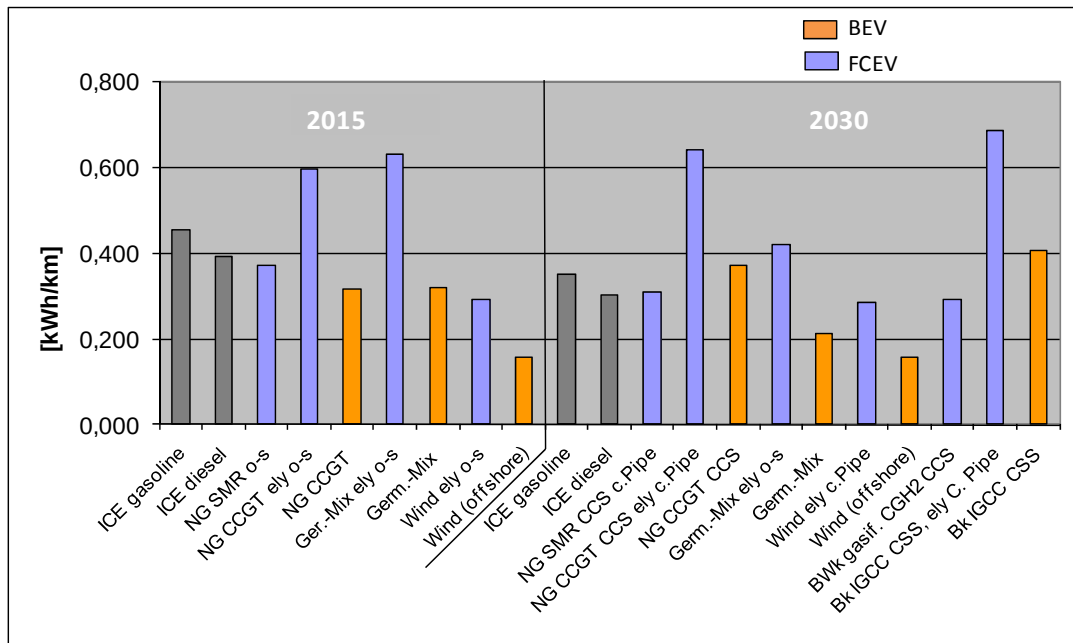


Abbildung 54: Energieeinsatz (Kleinwagen, Szenario A1)

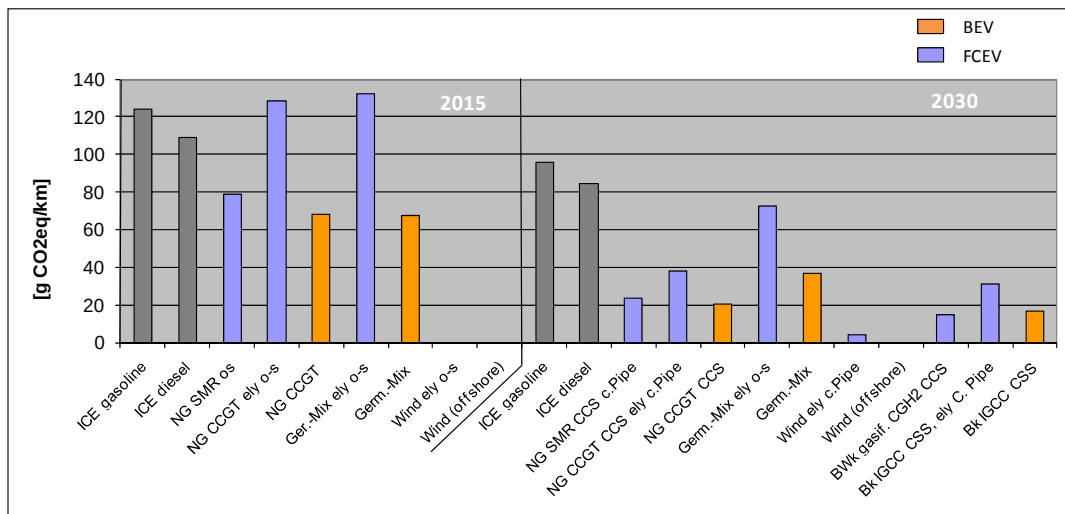


Abbildung 55: Treibhausgasemissionen (Kleinwagen, Szenario A1)

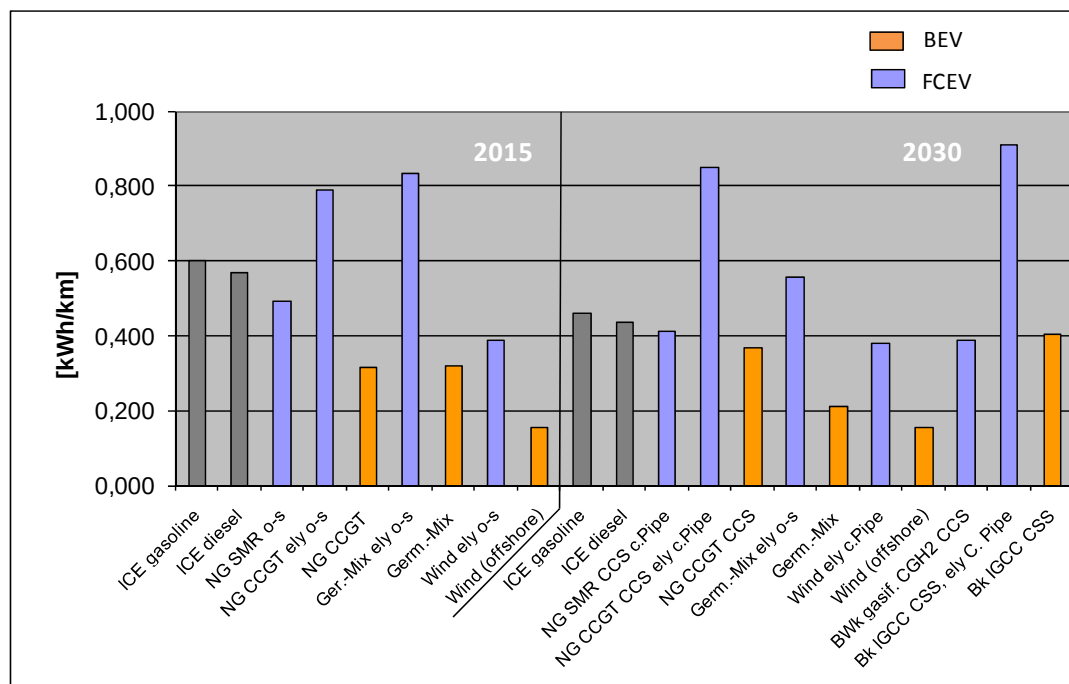


Abbildung 56: Energieeinsatz (Mittelklasse, Szenario A2) – FCEV im Vergleich zu BEV

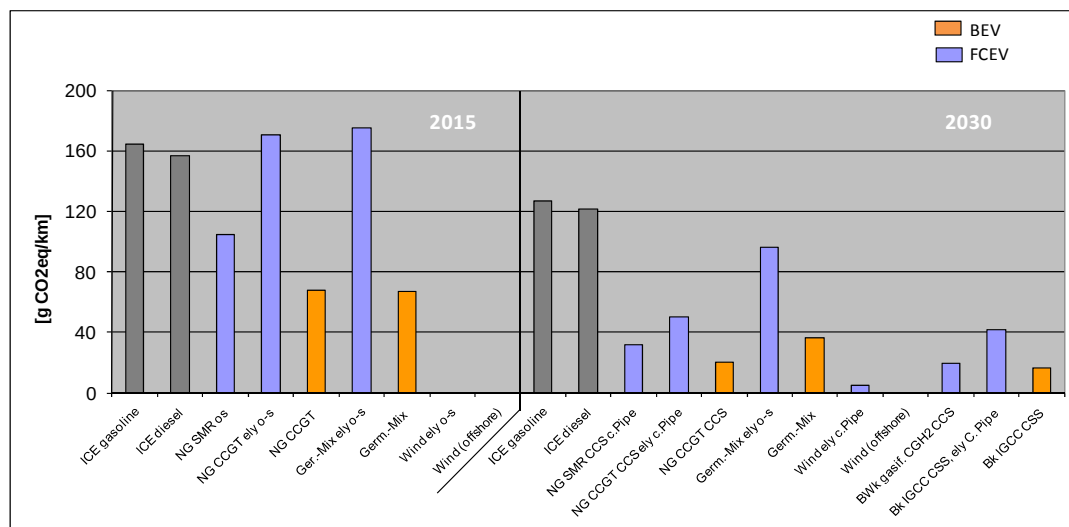


Abbildung 57: Treibhausgasemissionen (Mittelklasse A2) – FCEV im Vergleich zu BEV

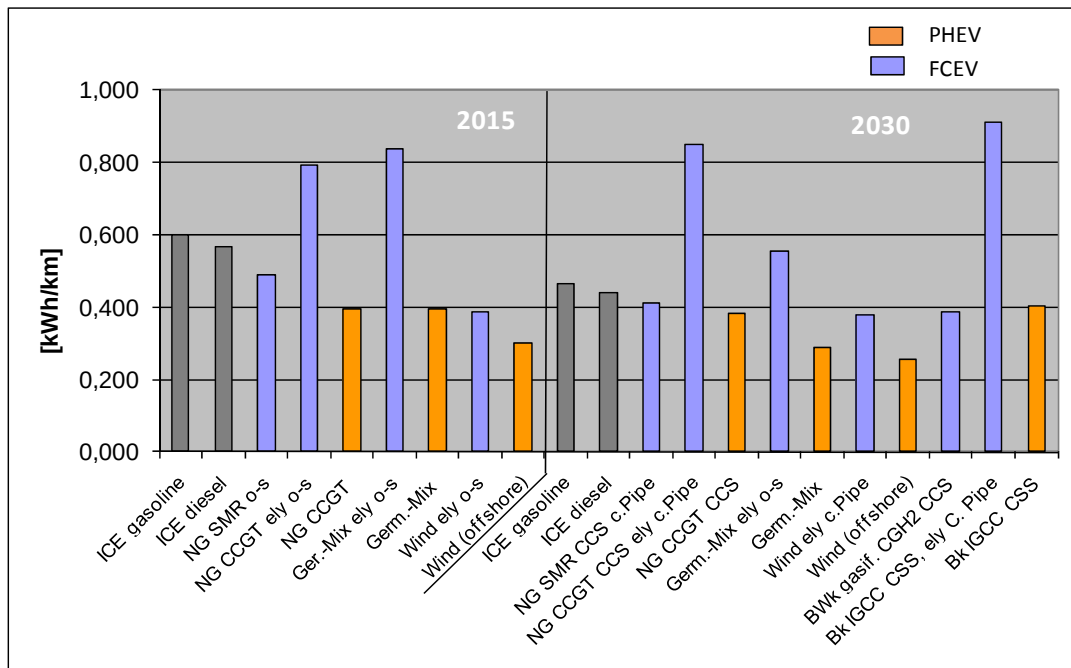


Abbildung 58: Energieeinsatz (Mittelklasse A2) – FCEV im Vergleich zu PHEV

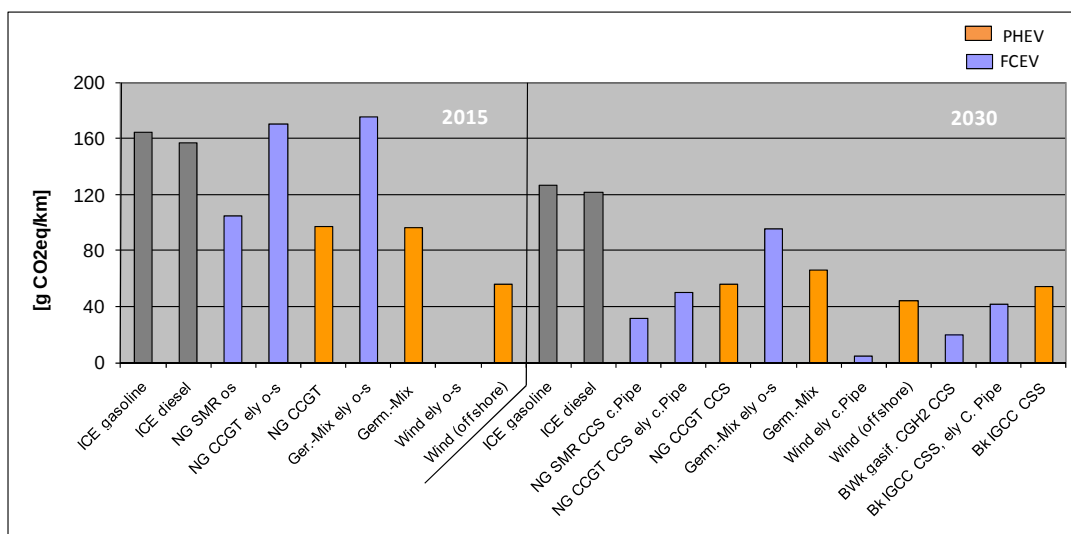


Abbildung 59: Treibhausgasemissionen Szenario A2 (Kompaktklasse z. B. „VW Golf“) – FCEV im Vergleich zu PHEV

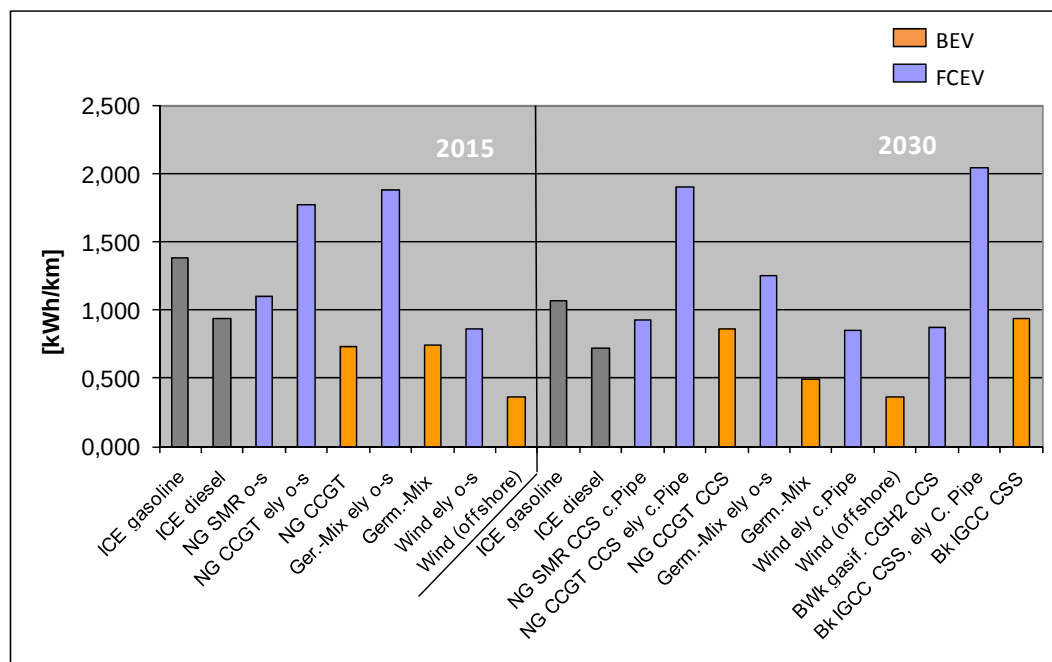


Abbildung 60: Energieeinsatz Szenario B (Lieferwagen z. B. „Mercedes Sprinter“) – FCEV im Vergleich zu BEV

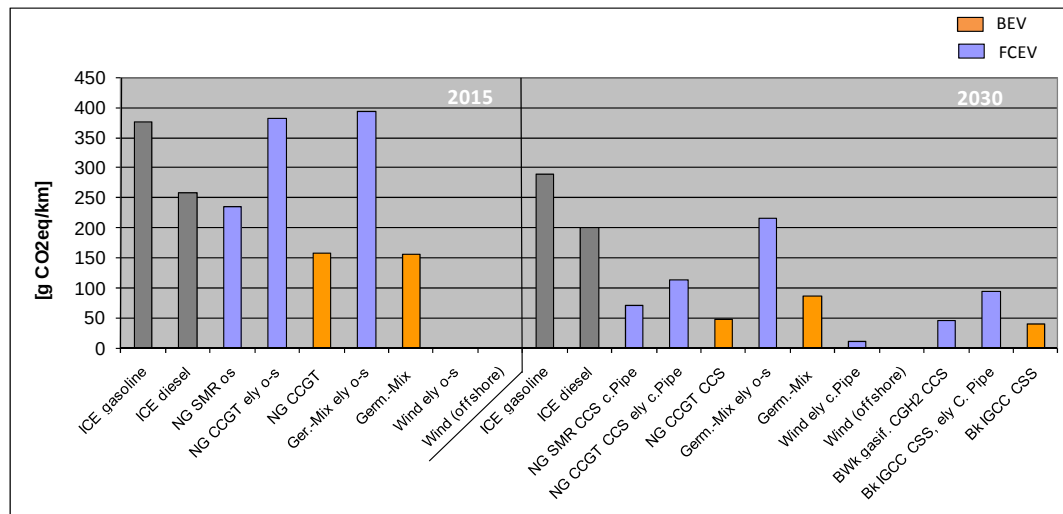


Abbildung 61: Treibhausgasemissionen (Lieferwagen, Szenario B) – FCEV im Vergleich zu BEV

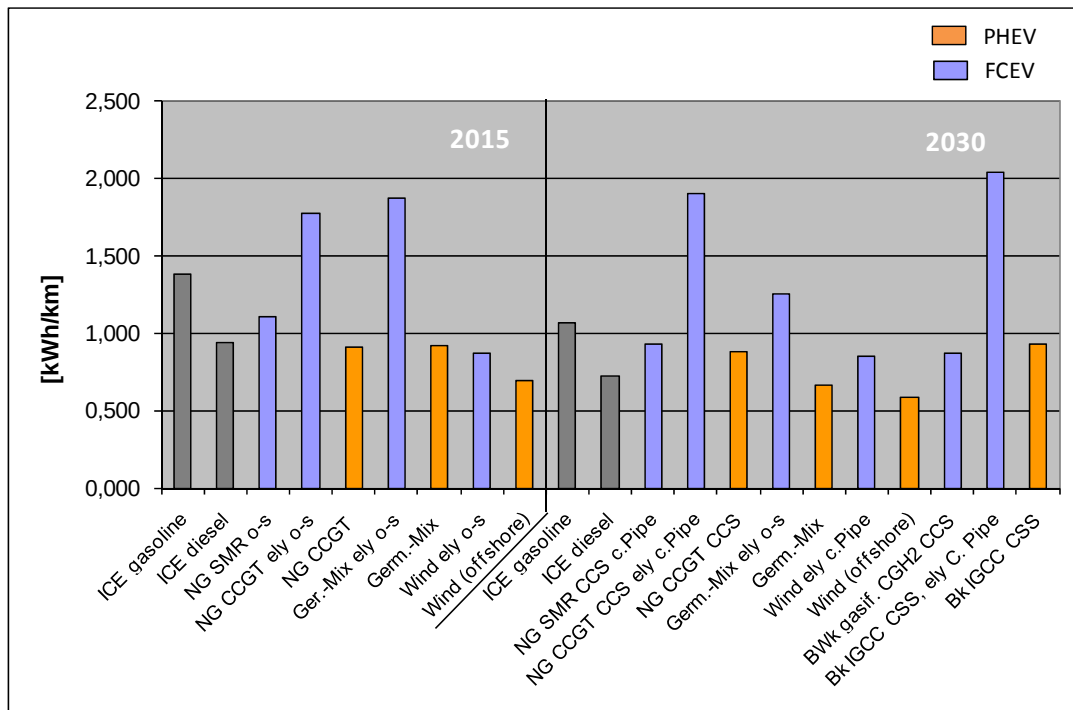


Abbildung 62: Energieeinsatz Szenario B (Lieferwagen z. B. „Mercedes Sprinter“) – FCEV im Vergleich zu PHEV

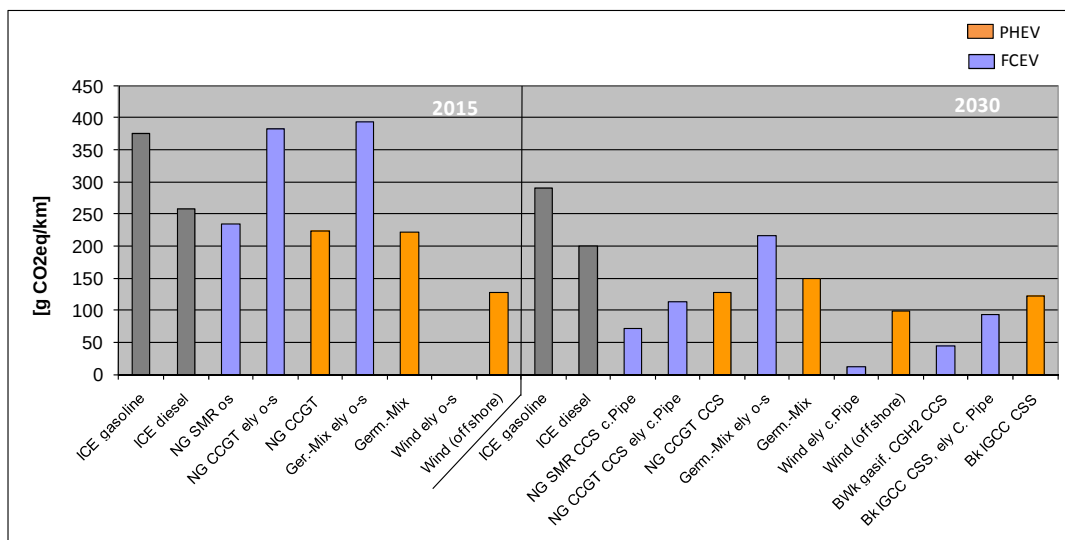


Abbildung 63: Treibhausgasemissionen (Lieferwagen, Szenario B) – FCEV im Vergleich zu PHEV

12 Annex C: Überblick über aktuell verfügbare BEV und PHEV-Fahrzeuge

Fahrzeug/ Hersteller/ Typ	Kaufpreis	Kosten eines ähnlichen konv. Fahrzeugs	Batterietyp	Batteriekapazi- tät/-leistung	Verfügbarkeit
Mitsubishi i-MiEV/ (EV)	34.000 €	Ca. 15.000 € (Mitsubishi i)	Li-Ionen	16 kWh	2009: Japan Deutschland bis Ende 2010
BYD E6 (EV)	27.000 €	Unter 13.500 € (BYD F6DM)	LiFePO ₄		China: Heute, USA: 2010, CH: Dez. 2010, Europa: 2011
BYD F3DM (PHEV)	16.000 €	11.000 € (Benzini- er)	Li-Ionen	13,2 kWh	China: Heute (einige hundert Fahrzeuge verkauft) Europa: 2010
Bolloré Pinifarina/ Blue Car (EV)	300 € / Monat (Lease)	-	Li-Metall- Polymer	30 kWh	Geplante Verkaufszahlen: 2010: 10.000 2011: 20.000 2012: 30.000
Tata Indica Vista EV (EV)	9.500 €	Unter 7.600 € (Tata Indica Vista 1st Anniv. Edition)	Li-Ionen	26,6 kWh	Indien: Ende 2010/Anfang 2011
Aixam Mega/Mega E-City	19.490 €	-	AGM Blei	38,8 kWh	Heute
Tesla Motors/ Roadster Sports car (EV)	74.300 €	-	Li-Ionen (Laptop- Batterie)	53 kWh	Heute
Tesla Roadster (EV)	74.300 €	-	Li-Ionen (Laptop- Batterie)	53 kWh	Heute
Tesla Model S (EV)	36.000 €	-	Li-Ionen	40 kWh (Stan- dard), 70 kWh bis 95 kWh (optional)	Ab Anfang 2012
Daimler/ Smart ED (EV)	unbekannt	24.444 (Smart ForTwo Coupé Brabus Exclusive)	Li-Ionen	14 kWh	Heute: Leasing (6 EU-Ländern) Ab 2012 Großserie
General Motors/ Volt (PHEV)	29.400 €	ab 22.000 €	Li-Ionen	16 kWh	US-Variante: Ende 2010/ EU-Variante Anfang 2011
Reva (EV)	6.600 €	-	Blei-Säure	9,6 kWh	Heute: (3.000 verkauft in 2008)
Reva (EV)	12.000€	-	Li-Ionen	9,6 kWh	2009: Norwegen, UK, F, Zy- pern, Griechenland, Spanien, Belgien Irland 2010: Europa
Renault Nissan Leaf (PHEV)	Ca. 20.000 € + Batte- rie-Leasing (2015: Zielpreis Batterie: 350 €/kWh)	16.900 € (Basispreis Re- nault Megane 1,6 Expression)	Li-Ionen	24 kWh	Ende 2010 in Japan, USA und Europa
Th!nk/ Think City (EV)	27.000 €	-	Na-Ni-Cl (Zebra), LiFePO ₄ , LiMn	28kWh, 19kWh, 26 kWh	Heute: Norwegen, Spanien, ausgewählte europäische Ballungszentren (z. B. London)