


**Fachveröffentlichung der  
Bundesanstalt für Straßenwesen**

**bast**



# **Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsberechnungs- modell TREMOD**

**Schlussbericht Teil II**

Wolfram Knörr (IFEU)  
Alexander Schacht (IFEU)  
Patrick R. Schmidt (LBST)  
Werner Weindorf (LBST)  
Julia Michaelis (Fraunhofer ISI)  
Martin Wietschel (Fraunhofer ISI)  
Frank Merten (Wuppertal Institut)  
Peter Viebahn (Wuppertal Institut)  
Hans Holdik (BAST)

**Heidelberg, August 2013 (Stand Dezember 2012)**

## **Kontaktdaten der beteiligten Institute**

BAST – Bundesanstalt für Straßenwesen  
Brüderstraße 53, D – 51427 Bergisch Gladbach  
Tel: +49 (0)2204 43-0, Fax: +49 (0)2204 43-694  
E-Mail: [info@bast.de](mailto:info@bast.de), Website: [www.bast.de](http://www.bast.de)

Ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH  
Wilckensstr. 3, D – 69120 Heidelberg  
Tel: +49 (0)6221 4767-0, Fax: +49 (0)6221 4767-19  
E-Mail: [ifeu@ifeu.de](mailto:ifeu@ifeu.de), Website: [www.ifeu.de](http://www.ifeu.de)

ISI – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung  
Breslauer Straße 48, D – 76139 Karlsruhe  
Tel: +49 (0)721 6809-0, Fax: +49 (0)721 689 152  
E-Mail: [presse@isi.fraunhofer.de](mailto:presse@isi.fraunhofer.de), Website: [www.isi.fraunhofer.de](http://www.isi.fraunhofer.de)

LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Daimlerstr. 15, D – 85521 München/Ottobrunn  
Tel: +49 (0)89 608 110-0, Fax: +49 (0)89 609 97 31  
E-Mail: [info@lbst.de](mailto:info@lbst.de), Website: [www.lbst.de](http://www.lbst.de)

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH  
Döppersberg 19, D – 42103 Wuppertal  
Tel: +49 (0)202 2492-0, Fax: +49 (0)202 2492 108  
E-Mail: [info@wupperinst.org](mailto:info@wupperinst.org), Website: [www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org)



### **Gefördert durch das**

Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und  
Brennstoffzellentechnologie (NIP)

### **Beauftragt vom**

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung  
(BMVBS)  
Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

### **In Abstimmung mit der**

Nationalen Organisation Wasserstoff- und  
Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH)  
Fasanenstraße 5, 10623 Berlin

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um die Zusammenfassung der Studienergebnisse. Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der Erarbeiter sowie der Auftraggeber.

# Inhalt

1	Zusammenfassung .....	1
1.1	Aufgabenstellung und Voraussetzungen.....	1
1.2	Planung und Ablauf des Vorhabens.....	1
1.3	Grundannahmen, Erkenntnisse und Aussagen.....	1
2	Hintergrund und Aufgabenstellung.....	5
2.1	Studie GermanHy.....	5
2.2	Überleitung von GermanHy nach TREMOD.....	7
3	Energieangebots- und Nachfrageszenarien für TREMOD .....	9
3.1	Fahrzeug- / Energienachfrageszenarien für TREMOD.....	9
3.1.1	Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“.....	9
3.1.2	Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“.....	12
3.2	Kraftstoffbereitstellungsszenarien für TREMOD .....	15
3.2.1	Szenario zur Wasserstoffbereitstellung für FCEVs.....	15
3.2.2	Szenario zur Strombereitstellung für BEVs.....	19
4	Vorkettenemissionen und Energieaufwände zur Bereitstellung von Wasserstoff und Strom im Verkehr .....	21
4.1	Bilanzmethodik .....	21
4.2	Wasserstoffbereitstellung für Brennstoffzellenfahrzeuge .....	22
4.2.1	Emissionsfaktoren für Wasserstoffpfade .....	22
4.2.2	Emissionsfaktoren für Wasserstoffmix .....	22
4.2.3	Energieeinsatz für Wasserstoffmix .....	24
4.3	Strombereitstellung für Batteriefahrzeuge .....	25
4.3.1	Bilanzmethode Strombereitstellung .....	25
4.3.2	Emissionsfaktoren für Strommix .....	26
4.3.3	Vergleich mit anderen Veröffentlichungen.....	28
4.3.4	Energieeinsatz für Strommix.....	28
5	Berechnung der Szenarien in TREMOD .....	31
5.1	Berechnungsablauf.....	31
5.1.1	Übersicht.....	31
5.1.2	Fahrzeugbestand und Fahrleistungsverteilung .....	31
5.1.3	Gesamte Jahresfahrleistung.....	33
5.1.4	Emissions- und Verbrauchsfaktoren .....	33
5.1.5	Emissionsfaktoren für die Energiebereitstellung .....	33
5.2	Erweiterung der TREMOD-Struktur.....	34
5.2.1	Segmentierung der Fahrzeuge.....	34
5.2.2	Integration der Fahrzeugkonzepte mit Elektro- und Wasserstoffantrieb.....	36
5.2.3	Annahmen zur Fahrzeugnutzung und -effizienz .....	36
5.2.3.1	Übersicht.....	36

5.2.3.2	Fahrzeugbestand und Fahrleistungsverteilung .....	37
5.2.3.3	Energieverbrauch und Entwicklung der Energieeffizienz.....	40
5.2.3.4	Zusammenfassung.....	43
5.3	Aufbereitung der Szenarienannahmen für TREMOD .....	44
5.3.1	Entwicklung der Gesamtfahrleistung und Aufteilung nach Straßenkategorien.....	44
5.3.2	Entwicklung Fahrzeugbestand und fahrzeugspezifische Fahrleistungen .....	44
5.3.2.1	Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ .....	44
5.3.2.2	Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ .....	46
5.4	Ergebnisse Energieverbrauch und Emissionen.....	49
5.4.1	Entwicklung des Energieverbrauchs .....	49
5.4.2	Entwicklung des Kohlendioxidemissionen .....	50
5.4.3	Entwicklung der Stickstoffoxidemissionen .....	52
5.4.4	Entwicklung der Abgaspartikelemissionen .....	53
5.5	Entwicklung der spezifischen Treibhausgasemissionen.....	53
5.6	Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse.....	54
6	Ausblick und offene Fragen .....	55
6.1	Einsatzmuster und Verbrauchswerte der Fahrzeuge.....	55
6.2	Energieszenarien und Kraftstoffvorketten .....	55
6.3	Emissionsmodell TREMOD.....	56
7	Literaturverzeichnis.....	57
8	Anhang.....	61
8.1	Tabellen zu „Well-to-Tank“ Emissionsfaktoren für Wasserstoffpfade .....	62
8.2	Beschreibung der Wasserstoffpfadkomponenten .....	75
8.2.1	H <sub>2</sub> -Produktion.....	75
8.2.2	H <sub>2</sub> -Speicherung in Salzkavernen .....	79
8.2.3	H <sub>2</sub> -Verflüssigung.....	79
8.2.4	H <sub>2</sub> -Verteilung .....	83
8.2.5	H <sub>2</sub> -Tankstellen.....	84
8.3	Beschreibung der Strompfade .....	86
8.3.1	Strom aus Biogas.....	86
8.3.2	Strom aus fester Biomasse.....	87
8.3.3	Strom aus Abfall.....	87
8.3.4	Strom aus Braunkohle .....	88
8.3.5	Strom aus Steinkohle.....	89
8.3.6	Strom aus Schweröl.....	90
8.3.7	Strom aus Erdgas.....	91
8.3.8	Strom aus Kernenergie .....	92
8.3.9	Stromtransport und Verteilung.....	92

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Übersicht über Marktstudien und Szenarien zu FCEV-Bestandentwicklungen.....	11
Tabelle 3-2:	Heutige, typische Eigenschaften der betrachteten Antriebssysteme (eigene Zusammenstellung, Mittelklasse-PKW) .....	13
Tabelle 3-3:	Marktdurchdringung verschiedener Antriebssysteme in Europa für verschiedene Szenarien (Zahlenquelle: [McKinsey 2011]).....	14
Tabelle 3-4:	Zuordnung der Fahrzeugklassen zu den Fahrzeugsegmenten in TREMOD.....	14
Tabelle 3-5:	Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ .....	17
Tabelle 3-6:	Strommix Deutschland entsprechend „Basisszenario 2011 A“, Quelle: [Leitstudie 2011] .....	20
Tabelle 4-1:	Emissionen aus Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ .....	24
Tabelle 4-2:	Energieeinsatz für die Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ .....	25
Tabelle 4-3:	Emissionen aus der Bereitstellung von Strom „Well-to-Tank“ .....	28
Tabelle 4-4:	CO <sub>2</sub> -Intensität der Stromerzeugung für Elektromobilität (mit/ohne zusätzlichen EE-Ausbau; mit/ohne Lademanagement (LM)) im Vergleich zur CO <sub>2</sub> -Intensität des deutschen Strommixes [OPTUM 2011, Tab. 18, S. 92].....	28
Tabelle 4-5:	Energieeinsatz für die Bereitstellung von Strom „Well-to-Tank“ .....	29
Tabelle 5-1:	Segmentierung der Pkw nach Größenklassen.....	35
Tabelle 5-2:	Ausgewählte Kennzahlen der Pkw-Neuzulassungen in Deutschland 2010 nach Größenklassen (Hubraum vs. Kaufsegment) [KBA 2010] .....	35
Tabelle 5-3:	Neue Antriebskonzepte in TREMOD .....	36
Tabelle 5-4:	Annahmen für die Entwicklung der Energieeffizienz der verschiedenen Pkw-Konzepte bis 2050 mit Bandbreiten aufgrund der Unterschiede für verschiedene Größenklassen und Straßenkategorien bezogen auf das Jahr 2010 .....	42
Tabelle 5-5:	Zusammenfassung Modellierung der neuen Antriebskonzepte.....	43
Tabelle 5-6:	Bestandsentwicklung der Pkw nach Antriebskonzepten im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ .....	46
Tabelle 5-7:	Bestandsentwicklung der neuen Antriebskonzepte .....	46
Tabelle 5-8:	Mittlere Jahresfahrleistungen der Pkw nach Fahrzeugkonzept im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ .....	48
Tabelle 8-1:	Treibhausgasemissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g CO <sub>2</sub> -Äquivalent/MJ].....	62
Tabelle 8-2:	NM VOC-Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ] .....	64
Tabelle 8-3:	NO <sub>x</sub> -Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ].....	66
Tabelle 8-4:	SO <sub>2</sub> -Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ].....	68
Tabelle 8-5:	CO-Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ].....	70
Tabelle 8-6:	Emissionen Staub und Partikel „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ] .....	72
Tabelle 8-7:	Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung 2020-2050 .....	76
Tabelle 8-8:	H <sub>2</sub> aus Vergasung von Steinkohle .....	77
Tabelle 8-9:	Energiebedarf für die Komprimierung des Wasserstoffs .....	78
Tabelle 8-10:	Wasserstoff aus Elektrolyse .....	79
Tabelle 8-11:	Elektrischer Energiebedarf für die Komprimierung des Wasserstoffs.....	85
Tabelle 8-12:	Strom aus Biogas .....	86
Tabelle 8-13:	Strom aus fester Biomasse (Holzhackschnitzel).....	87
Tabelle 8-14:	Strom aus Abfall.....	88
Tabelle 8-15:	Strom aus Braunkohle.....	89
Tabelle 8-16:	Strom aus Steinkohle .....	90
Tabelle 8-17:	Strom aus Schweröl .....	91
Tabelle 8-18:	Strom aus Erdgas.....	92
Tabelle 8-19:	Wirkungsgrade Stromtransport- und Verteilung in Deutschland .....	92

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	a) Pkw Fahrzeugneuzulassungen gemäß Ergebnissen der Studie TREMOD-GermanHy (linkes Teilbild) und Veränderungen im Fahrzeuggesamtbestand (rechtes Teilbild) differenziert nach unterschiedlichen Fahrzeugkonzepten (Benzin-, Diesel-, Brennstoffzellen-, Batterie- und Hybridfahrzeugen) und Segmenten („große“, „mittlere“, „kleine“ Fahrzeugklasse), Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ b) TREMOD-GermanHy Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ zur jährlichen Pkw-Fahrleistung, differenziert nach Antriebskonzepten c) TREMOD-GermanHy Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ für das Reduktionspotential für CO <sub>2</sub> aus Pkw im Straßenverkehr bis zum Jahr 2050 auf Basis der in a) und b) aufgezeigten Bestands- und Fahrleistungsszenarien. ....	3
Abbildung 2:	Szenarien und Annahmen im GermanHy-Projekt. Quelle: [GermanHy 2009] .....	5
Abbildung 3:	Anteile der Primärenergieträger an der Wasserstoffproduktion als Kraftstoff im Verkehr. Quelle: [GermanHy 2009].....	7
Abbildung 4:	Entwicklung des Pkw-Bestands in Deutschland für alternative Antriebe im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ .....	11
Abbildung 5:	Marktpenetration von Elektrofahrzeugen (BEVs; PHEVs) im zweiten Bericht der NPE bei entsprechenden Maßnahmen. Quelle: [NPE 2011a] .....	13
Abbildung 6:	Marktdurchdringung verschiedener Antriebsysteme in Europa unterteilt nach Fahrzeugklassen A, B, C, D, E, J, M. Zuordnung siehe folgende Tabelle 3-4 (Zahlenquelle [McKinsey 2011]).....	14
Abbildung 7:	Entwicklung des Pkw-Bestands in Deutschland für alternative Antriebe im Szenario „Elektromobilität“ .....	15
Abbildung 8:	Künftige Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse, Vergasung von Biomasse (50 % Stroh, 50 % Kurzumtrieb) und Kohle sowie Erdgas-Dampfreformierung in Deutschland entsprechend Szenario „KLI-CCS“ Quelle: [GermanHy 2009] .....	16
Abbildung 9:	Stromerzeugung in Deutschland entsprechend „Basisszenario A“ Quelle: [Leitstudie 2011]..	19
Abbildung 10:	Bestimmung des Mix-Emissionsfaktors (EF) für jeden Emissionstyp (k), Technologiepfad (i) und Zeitschritt (j) für Wasserstoff und Strom .....	22
Abbildung 11:	Emissionsfaktoren für CO <sub>2</sub> und CO <sub>2</sub> eq für Wasserstoffmix „Well-to-Tank“ .....	23
Abbildung 12:	Emissionsfaktoren von nicht-CO <sub>2</sub> -Treibhausgasen und Schadstoffen für Wasserstoffmix „Well-to-Tank“ .....	23
Abbildung 13:	Emissionsfaktoren für CO <sub>2</sub> und CO <sub>2</sub> eq für Strommix „Well-to-Tank“ .....	27
Abbildung 14:	Emissionsfaktoren von Nicht-CO <sub>2</sub> -Treibhausgasen und Schadstoffen für Strommix „Well-to-Tank“ .....	27
Abbildung 15:	Energieeinsatz für die Bereitstellung von Strom (Quelle: LBST auf Basis Strommix Leitstudie 2011 „Basisszenario A“) .....	29
Abbildung 16:	Berechnungsablauf Straßenverkehr in TREMOD.....	32
Abbildung 17:	Verwendete Überlebenskurven der konventionellen Pkw für die neuen Fahrzeugkonzepte... 38	38
Abbildung 18:	Fahrleistungsrelation der Segmente je Straßenkategorie (Benzin klein: 100 %).....	39
Abbildung 19:	Fahrleistungsrelation nach Fahrzeugalter (Neufahrzeuge=Jahr 0: 100 %) .....	39
Abbildung 20:	Anteile der Fahrleistung im Elektrobetrieb bei PHEVs 2010-2050.....	40
Abbildung 21:	Pkw-Fahrleistungen in verschiedenen Szenarien und Annahmen dieser Studie.....	44
Abbildung 22:	Neuzulassungen 2010-2050 im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ .....	45
Abbildung 23:	Neuzulassungen und Bestand 2010-2050 im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ .	45
Abbildung 24:	Bestand und Fahrleistung 2010-2050 im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ .....	46
Abbildung 25:	Neuzulassungen 2010-2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ .....	47
Abbildung 26:	Neuzulassungen und Bestand 2010-2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ .	47
Abbildung 27:	Bestand und Fahrleistung 2010-2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“.....	48
Abbildung 28:	Endenergieverbrauch 2010-2050 nach Antriebskonzept .....	50
Abbildung 29:	Endenergieverbrauch 2010-2050 nach Energieträger .....	50
Abbildung 30:	Kohlendioxidemissionen 2010-2050 nach Antriebskonzept .....	51
Abbildung 31:	Kohlendioxidemissionen 2010-2050 nach Energieträger .....	51
Abbildung 32:	Kohlendioxidemissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt .....	51
Abbildung 33:	Stickstoffoxidemissionen 2010-2050 nach Antriebskonzept .....	52
Abbildung 34:	Stickstoffoxidemissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt .....	52
Abbildung 35:	PM-Emissionen 2010-2050 nach Antriebskonzept .....	53
Abbildung 36:	PM-Emissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt .....	53

Abbildung 37: Spezifische CO <sub>2</sub> - und CO <sub>2</sub> eq-Emissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt.....	54
Abbildung 38: Druckwechselanlage mit 4 Adsorptionskolonnen [Knoll 1990].....	75
Abbildung 39: Einsatz des „Absorption Enhanced Reforming“ (AER) für die Produktion von reinem Wasserstoff.....	78
Abbildung 40: Verfahrensflussbild für eine H <sub>2</sub> -Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 10 t LH <sub>2</sub> pro Tag [Air Liquide 1996].....	81
Abbildung 41: H <sub>2</sub> -Verflüssigungsanlage in Leuna mit einer H <sub>2</sub> -Verflüssigungskapazität von 5 t LH <sub>2</sub> pro Tag (Bild: LBST 2010) .....	81
Abbildung 42: Elektrischer Energiebedarf von H <sub>2</sub> -Verflüssigungsanlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität (heutiger Stand der Technik) .....	82
Abbildung 43: LKW zum Transport von LH <sub>2</sub> (Bild: Linde, 2005).....	83
Abbildung 44: CGH <sub>2</sub> -Tankstelle mit Booster-Kompressor .....	84
Abbildung 45: CGH <sub>2</sub> mit Booster-Kompressor und H <sub>2</sub> -Anlieferung über CGH <sub>2</sub> -Trailer .....	84
Abbildung 46: CGH <sub>2</sub> -Tankstelle mit LH <sub>2</sub> -Anlieferung und CGH <sub>2</sub> -Vorkühlung (Quelle: LBST basierend auf Linde 2010 und BMW).....	85



## Abkürzungen und Begriffe

a	Jahr
bbl	Barrel ("blue barrel")
BEV	Battery Electric Vehicle (engl., Batterieauto)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
CCS	Carbon Capture and Storage bzw. Carbon Capture and Sequestration
CH <sub>4</sub>	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CONCAWE	The oil companies' European association for environment, health and safety in refining and distribution
COPERT	Compilation of Emissions from Road Transport, Software zur Berechnung der Emissionen aus dem Straßenverkehr, initiiert und gefördert durch die EU/ JRC
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DLR-ITT	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Institut für Technische Thermodynamik
eq	equivalent (engl., äquivalent, z.B. CO <sub>2</sub> -Äquivalente)
EUCAR	European Council for Automotive Research and Development, Industrieverband europäischer Automobilhersteller für Forschung und Entwicklung
EuroStat	Statistisches Amt der Europäischen Union
FC	Fuel Cell (engl., Brennstoffzelle)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (engl., Brennstoffzellenauto)
FhG-IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
H, H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HBEFA	Handbuch Emissionsfaktoren
HKW	Heizkraftwerk
ICE	Internal Combustion Engine, Fahrzeug mit Verbrennungsmotor
IEA	International Energy Agency, Internationale Energie Agentur
Ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IfnE	Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
JEC	JRC, EUCAR, CONCAWE
JRC	Joint Research Center, Forschungszentrum der Europäischen Union
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
LCA	Life-Cycle Assessment (engl., Lebenszyklusbilanz)
N, N <sub>2</sub>	Stickstoff
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid, Lachgas
NMVO	Non-Methane Volatile Organic Compounds (engl., nicht-flüchtige Kohlenwasserstoffe)
NO <sub>x</sub>	Stick(stoff)oxide
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (engl., Hybridauto mit Ladestromanschluss)
PM	Particulate Matter (engl., Partikel)
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
THG	Treibhausgase
TREM	Transport Emission Model, Software zur Berechnung der Emissionen aus dem Verkehr in Deutschland, initiiert und gefördert durch das BMU / BMVBS
TtW	Tank-to-Wheel
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
WtT	Well-to-Tank
WtW	Well-to-Wheel

# 1 Zusammenfassung

## 1.1 Aufgabenstellung und Voraussetzungen

Ziel des Vorhabens war es, TREMOD (Transport Emissions Modell), das Verkehrsemissionsmodell der Bundesregierung, um Szenarien zu erweitern, die Wasserstoff als Energieträger berücksichtigen. Als Datengrundlage für die TREMOD-Erweiterung waren die - teilweise aktualisierten - Ergebnisse der 2009 abgeschlossenen Metastudie „GermanHy“ zentral. Dabei wurden neben den direkten Emissionen und Kraftstoff- bzw. Energieverbräuchen auch die der gesamten Energiekette, d.h. die der Vorkette für die Energiebereitstellung, auf Grundlage der Arbeiten in GermanHy mit einbezogen.

Das Vorhaben wurde vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU), der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie und der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) durchgeführt.

## 1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Rahmen der vorliegenden Studie konnte TREMOD so überarbeitet werden, dass das Modell die zukünftige Verwendung von Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge im Verkehr angemessen darstellt. Dazu wurde die bestehende Datenbankstruktur, die die Fahrzeugschichten und verwendeten Kraftstoffarten abbildet, um Wasserstoff als Energieträger erweitert.

Die Ergebnisse aus den GermanHy-Szenarien wurden übertragen, wobei eine wesentliche Voraussetzung war, die Konsistenz der zu integrierenden GermanHy- und TREMOD-Szenarien z. B. in Bezug auf Interaktion mit anderen alternativen Antriebsarten sicherzustellen. Dazu wurde dasjenige Szenario aus GermanHy als Grundlage genommen, welches einen ambitionierten Klimaschutz unterstellt („Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“). Um ferner die aktuellen Fahrzeugentwicklungen bei Elektrofahrzeugen (hier als Batterie- und Hybridfahrzeuge definiert) angemessen abzubilden, wurde dieses Szenario aus GermanHy auf der Nachfrageseite um ein „Elektromobilität“-Szenario erweitert, das neben Pkw mit Brennstoffzelle auch batterieelektrische und Plug-in-Hybrid-Pkw als Konzepte berücksichtigt („Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“).

Der Energieeinsatz sowie die Faktoren für die direkten und indirekten Emissionen für Erzeugung und Verteilung des Wasserstoffs wurden aus den GermanHy-Daten teils übernommen, teils in aktualisierter Form abgeleitet und in das Modell implementiert. So waren beispielsweise aus GermanHy Daten zu den wesentlichen treibhausrelevanten Gasen (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O) verfügbar. Ergänzend wurden für die relevanten Prozesse auch die Emissionen von PM, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NMHC und CO recherchiert und implementiert.

Schließlich war für das TREMOD-Modell der Bestand der Fahrzeuge, seine Zusammensetzung nach Größenklassen, die erbrachte Fahrleistung sowie die Menge des verwendeten Wasserstoffs für die in den Szenarien abzubildenden Jahre zu definieren. Hierzu wurde die Wasserstoffnutzung in drei Fahrzeuggrößenklassen aufgefächert. Aufgrund der aktuellen Situation und der Einschätzung der GermanHy-Partner ist es hinreichend, nur mit komprimiertem Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Fahrzeuge abzubilden und Verbrennungsmotoren, die Wasserstoff als Kraftstoff verwenden, außen vor zu lassen.

Abschließend wurde das Modell mit Hilfe der beiden Szenarien „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ und „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 erfolgreich auf Funktionalität und Plausibilität getestet.

Mit dem Modell TREMOD ist es nun für alle Anwender möglich, Abgasemissionen und Energieverbräuche des Verkehrs unter Annahme unterschiedlicher Flottenzusammensetzungen und Anteile von Brennstoffzellenfahrzeugen in Abhängigkeit vom gewählten Energiemix zu berechnen.

## 1.3 Grundannahmen, Erkenntnisse und Aussagen

### Welche Szenarien zur Marktdurchdringung der neuen Antriebstechnologien wurden zugrunde gelegt?

- Das Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ mit hoher Marktdurchdringung aus GermanHy wird unter heutiger Sicht als zu optimistisch angesehen und der Markthochlauf für Brennstoffzellenfahrzeuge wurde entsprechend gesenkt. Es ergeben sich hieraus für 2020 0,5 Mio. FCEVs. Für 2030 erhöht sich der Anteil auf 5,6 Mio. FCEVs.

- Das Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ basiert auf den Vorgaben der Bundesregierung bzgl. der Anzahl an Elektrofahrzeugen und einer internationalen Studie von McKinsey bzgl. der Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen. Es ergeben sich hieraus für 2020 1 Mio. Elektrofahrzeuge (40 % BEVs und 60 % PHEVs) und 200.000 FCEVs. Für 2030 erhöht sich der Anteil auf 6 Mio. BEVs/PHEVs und 2 Mio. FCEVs.

### Wie entwickelt sich die Energieeffizienz der verschiedenen Fahrzeugkonzepte?

- Als Treiber für die Steigerung der Energieeffizienz der Fahrzeuge wurden die politischen Ziele für die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor angelegt. Diese unterstellen, dass der für die EU diskutierte Flottenzielwert von 95 g/km für 2020 erreicht wird [EU-KOM 2009].
- Da die konventionellen Pkw bis 2020 den wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung leisten müssen, nimmt deren spezifischer Energieverbrauch zwischen 2010 und 2020 um rund ein Viertel ab. Für die Jahre nach 2020 wird eine weitere jährliche Minderung von 1,2 %/Jahr angenommen. Bis zum Jahr 2050 halbiert sich dadurch der spezifische Energieverbrauch der konventionellen Fahrzeuge gegenüber 2010.
- Auch bei den Elektrofahrzeugen (Batterie- und Hybridfahrzeuge) und Brennstoffzellenfahrzeugen werden bis 2050 Effizienzsteigerungen angenommen, so dass deren spezifischer Energieverbrauch gegenüber aktuellen Fahrzeugen um ca. ein Drittel niedriger liegt.

### Welche Umweltwirkungen sind mit der Bereitstellung von Wasserstoff und Strom im Rahmen einer Energiewende im Verkehr verbunden?

- Für die Berechnung der Energievorketten wurde der Strommix nach [Leitstudie 2011] „Basiszenario A“ und der Wasserstoffmix nach [GermanHy 2009] „Klimaschutz mit CCS“ (KLI-CCS) angenommen. Das Wasserstoff-szenario KLI-CCS berücksichtigt zwar den Kernenergieausstieg, bedarf jedoch der Überarbeitung aufgrund neuerer energiepolitischer Entwicklungen, wie z.B. der stark umstrittenen Akzeptanz für CO<sub>2</sub>-Speicherung und Endlagerung (CCS) in Deutschland, steigender Energiepreise, etc.. Im Rahmen dieser Arbeit war eine neue Modellierung des H<sub>2</sub>-Szenarios nicht möglich, die Wasserstoffpfade konnten dessen ungeachtet um neue Entwicklungen beim Wasserstofftransport erweitert werden.
- Mit einem Lebenszyklusbilanzierungstool wurden Energieaufwand, Treibhausgasemissionen und Schadstoffemissionen für Einzelpfa-

de sowie die sich daraus ergebenden Energiemixe berechnet.

- Die Ergebnisse zeigen, dass mit weiteren Verbesserungen auf Seiten des Fahrzeugantriebs die Umweltwirkungen der Kraftstoffbereitstellung im Vergleich zu den Umweltwirkungen bei der Kraftstoffnutzung an Bedeutung gewinnen.
- Gegenläufige Entwicklungen in verschiedenen Umweltwirkungskategorien weisen darauf hin, dass ein einzelner Indikator (z.B. Treibhausgas) für eine robuste Bewertung von Energieketten alleine nicht ausreicht. Im Vergleich zum Einsatz erneuerbarer Energien für die Wasserstoffherzeugung führt die Nutzung von Steinkohle in Kombination mit CCS (CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung) zu signifikant höheren nicht-erneuerbaren Energieaufwendungen. Außerdem steigen die mit der Kohlegewinnung verbundenen Methan-, Schwefeldioxid- sowie Staub- / Partikelemissionen.
- Das GermanHy-Wasserstoff-szenario KLI-CCS bedarf dringend der Aktualisierung. Alternativ könnte das GermanHy-Szenario „begrenzte Energieressourcen“ (RES) angelegt werden. Um das RES-Szenario in TREMOD abbilden zu können, müssten jedoch die Szenarien für die Kraftstoffnachfrage angepasst werden. Über die aktuell berücksichtigten technischen Effizienzverbesserungen im Fahrzeug hinaus wäre auch die Berücksichtigung von Mobilitätsaspekten wie Verkehrsverlagerung (Modal Split) und Verkehrsvermeidung (Suffizienz) notwendig.

### Welche Reduktion der Klimagasemissionen lässt sich bis 2050 erreichen?

- Die folgenden Abbildungen zeigen beispielhaft für das Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ wesentliche Annahmen zur Markteinführung der neuen Fahrzeugkonzepte, die daraus resultierende Entwicklung der Fahrzeugbestände und Fahrleistungen, sowie als Ergebnis die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Konsequenz eines bis zum Jahr 2050 weitgehend auf Brennstoffzellen-, Plug-in-Hybrid- und batterieelektrischen Antrieb umgestellten Pkw-Verkehrs ist eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um mehr als 100 Mio t gegenüber dem heutigen Stand, was einem Rückgang von mehr als 80 % der durch Pkw erzeugten Treibhausgase entspricht. In dem an GermanHy angelehnten Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“, das nur Fahrzeuge mit Brennstoffzellen als Ersatz der konventionellen Fahrzeuge unterstellt, wird eine ähnliche Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht.

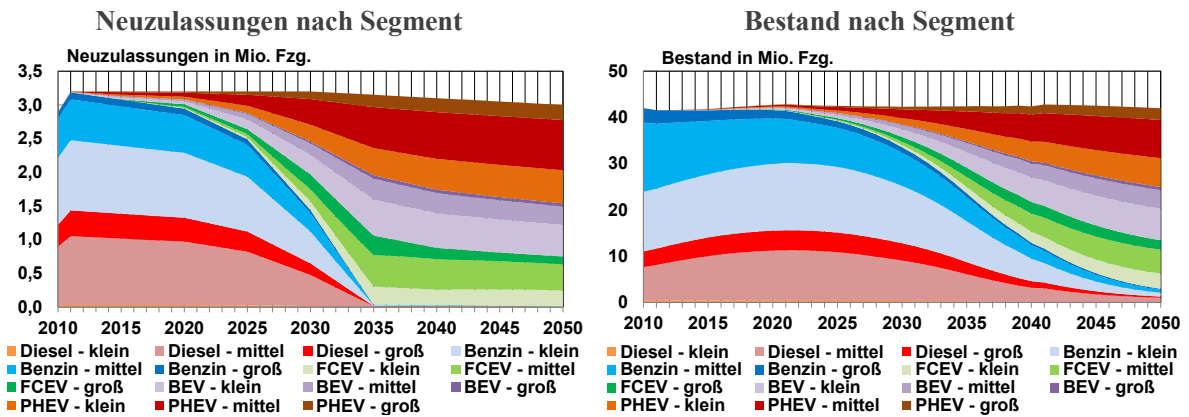


Abbildung 1a): Pkw Fahrzeugneuzulassungen gemäß Ergebnissen der Studie TREMOD-GermanHy (linkes Teilbild) und Veränderungen im Fahrzeuggesamtbestand (rechtes Teilbild) differenziert nach unterschiedlichen Fahrzeugkonzepten (Benzin-, Diesel-, Brennstoffzellen-, Batterie- und Hybridfahrzeugen) und Segmenten („große“, „mittlere“, „kleine“ Fahrzeugklasse), Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

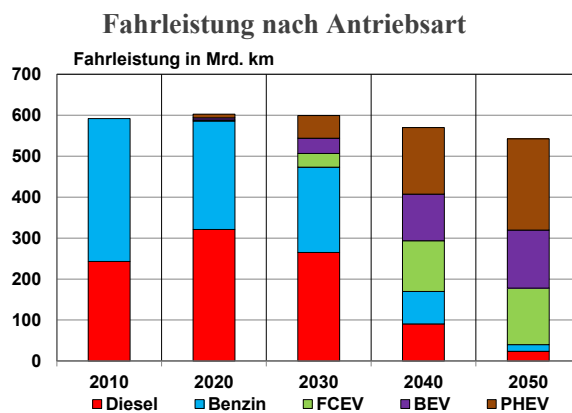


Abbildung 1b): TREMOD-GermanHy Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ zur jährlichen Pkw-Fahrleistung, differenziert nach Antriebskonzepten

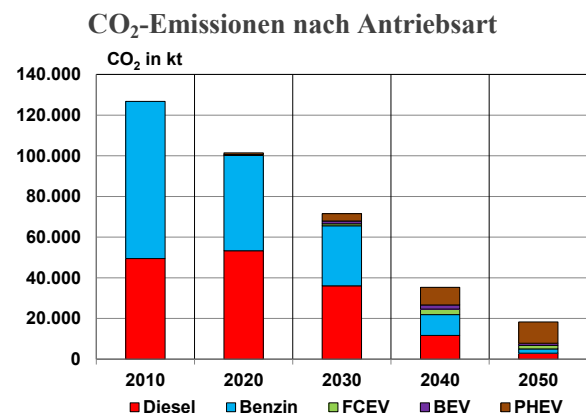


Abbildung 1c): TREMOD-GermanHy Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ für das Reduktionspotential für CO<sub>2</sub> aus Pkw im Straßenverkehr bis zum Jahr 2050 auf Basis der in a) und b) aufgezeigten Bestands- und Fahrleistungsszenarien

### Welche Aussagekraft haben die Szenarienergebnisse und welche Anforderungen ergeben sich an die weitere Szenarienmodellierung?

- Die Szenarienergebnisse zeigen, dass unter der Prämisse der getroffenen Annahmen für den Pkw-Verkehr in den beiden Szenarien zwischen 2010 und 2050 deutliche Minderungen beim Energieverbrauch, den Treibhausgasemissionen und wichtigen Luftschadstoffemissionen erreicht werden können. Die breite Markteinführung von Brennstoffzellen-, Plug-in-Hybrid- und batterieelektrischen Fahrzeugen ermöglicht die Umweltvorteile.
- Die Minderungspotenziale des Pkw-Verkehrs sind aus heutiger Sicht relativ hoch, da eine Vielzahl technischer Möglichkeiten bei den Antrieben und der Energieerzeugung zur Verfügung steht.
- In anderen Verkehrsbereichen, vor allem beim Straßengüterverkehr, beim Flugverkehr und der Schifffahrt sind die Möglichkeiten zur Umstellung auf regenerative Energien und Antriebe

aus heutiger Sicht beschränkter als beim Pkw.

- Es ist daher zu empfehlen, alle Verkehrsträger in die Szenarienrechnungen mit einzubeziehen, um die Minderungspotenziale und die Energiebedarfe des gesamten Verkehrs abschätzen zu können. Interaktionen zwischen den Sektoren Energie, Verkehr und den übrigen Verbrauchssektoren spielen zukünftig eine große Rolle und sollten bei der Entwicklung von Szenarien stets berücksichtigt werden. Wasserstoff kann sowohl als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge wie auch als stationärer Energiespeicher eingesetzt werden und somit eine zentrale Rolle spielen.



# 2 Hintergrund und - Aufgabenstellung

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und begleitet durch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) wurde 2007-2008 unter dem Titel „GermanHy“ von der Deutschen Energieagentur (DENA), dem Forschungszentrum Karlsruhe (FZK), dem FhG-ISI, der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) und dem Wuppertal Institut eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland erstellt. Im Jahr 2009 setzte die Bundesregierung im Rahmen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität das Ziel von 1 Million Elektrofahrzeuge bis 2020 in Deutschland.

Für die Abschätzung der zukünftigen Emissionen aus dem Fahrzeugmix in Deutschland sollte das von der Bundesregierung und weiteren Akteuren im Verkehrssektor verwendete Emissionsmodell TREMOD (Transport Emission Model) um Brennstoffzellenfahrzeuge erweitert werden. Zu diesem Zweck finanzierte das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) das Projekt „Überleitung der Ergebnisse aus GermanHy in das Emissionsrechenmodell TREMOD“. Hierbei waren die Basisdaten, Szenarien und Ergebnisse aus GermanHy für das TREMOD-Modell aufzubereiten und wo nötig zu ergänzen.

## 2.1 Studie GermanHy

Bei der Studie „GermanHy“ handelt es sich um eine Roadmap zur Bereitstellung von

Wasserstoff als Verkehrsträger in Deutschland.

Zur Beantwortung der Studienleitfrage „Woher kommt der Wasserstoff bis 2050?“ wurden drei verschiedene, in sich jeweils konsistente, Szenarien für den Zeitraum von 2000 bis 2050 gewählt: „Moderate Entwicklung“, „Klimaschutz“ und „Ressourcenverknappung“ (siehe hierzu und zum Folgenden [GermanHy 2009]).

Die Szenarien unterscheiden sich durch jeweils eigene Annahmen und Rahmensetzungen und bilden eine Bandbreite verschiedener Entwicklungstrends ab, die vor wenigen Jahren vorherrschend waren. Sie decken aber nicht alle der heutigen Entwicklungstrends, wie z. B. die Strategien zur Einführung von Elektrofahrzeugen in Deutschland ab. Die Daten und Annahmen für die Szenarien wurden aus vorliegenden anerkannten Studien übernommen, wo nötig angepasst und um eigene Daten und Annahmen ergänzt. Für die Szenarien „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ dienten die Analysen und Szenarien aus [EWI/prognos 2005] und [BMU 2007] als Basis. Das Szenario „Ressourcenverknappung“ (das heißt, die Verfügbarkeit von Primärenergie betreffend) basiert angebotsseitig auf Analysen der LBST [LBST 2007] und nachfrageseitig (das heißt die Endenergienachfrage betreffend) auf [Prognos 2007; WI 2006]. Einen zusammenfassenden Überblick über die zentralen Hintergründe und Annahmen der drei Szenarien gibt die folgende Abbildung.

Motivation	Konservative Trendfortschreibung	Ambitionierte Klimaschutzpolitik	Massive Knappheit fossiler Ressourcen
Energiepreise (Rohöl)	54 \$/bbl in 2020 111 \$/bbl in 2050	54 \$/bbl in 2020 111 \$/bbl in 2050	248 \$/bbl in 2020 202 \$/bbl in 2050
Treibhausgas-Minderungsziele	-20% bis 2020 -40% bis 2050	-40% bis 2020 -80% bis 2050	-20% bis 2020 -40% bis 2050
Mehrkosten Brennstoffzellen-Auto	Senkung der Antriebskosten des Brennstoffzellen-PKW/-NFZ auf das Niveau moderner Diesel-PKW/-NFZ		
Erneuerbare Energien	mindestens 20% Anteil am Primärenergieverbrauch bis 2020		

Abbildung 2: Szenarien und Annahmen im GermanHy-Projekt. Quelle: [GermanHy 2009]

Das Szenario „Moderate Entwicklung“ ist eine Fortschreibung längerfristiger, vergangener Entwicklungen im Sinne von „Business as usual“. Das Szenario „Moderate Entwicklung“ wurde aus dem Referenz-Szenario der BMU-Leitstudie [BMU 2007] abgeleitet, welches auf der Trendprognose des Energiereports IV [EWI/prognos 2005] aufbaut. Die Daten wurden im Rahmen von GermanHy geringfügig angepasst und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben; dabei wurden einige wesentliche Parameter an aktuelle Entwicklungen angepasst. Zum Beispiel wurde für das Jahr 2020 ein realer Ölpreis in Höhe von 54 \$/bbl unterstellt. Dies erscheint aus heutiger Sicht sehr niedrig und wenig realistisch. Die Annahme im GermanHy-Szenario folgte damit aber der unter manchen Experten vorherrschenden Meinung, dass sich das Ölpreisniveau wieder reduzieren würde, dass die aktuellen Preisentwicklungen teilweise spekulationsbedingt seien und bei höheren Preisen bisher nicht wirtschaftliche Ölvorkommen erschlossen würden. Zudem wurden konservative Mindestziele für die Reduktion von Treibhausgasen und die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch unterstellt. Das Szenario „Moderate Entwicklung“ ist demnach durch geringen Änderungsbeziehungsweise Handlungsdruck und leichte Steigerungen der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energien gekennzeichnet. Von allen drei Szenarien bietet es prinzipiell den größten Spielraum für die Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor.

Das Szenario „Klimaschutz“ ist gekennzeichnet durch schärfere Vorgaben bei der Reduzierung der Treibhausgasemissionen: bis 2020 müssen – so die getroffene Annahme – die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 40 Prozent reduziert werden, bis 2050 um 80 Prozent (Basisjahr 1990). Wesentliche Parameter wie zum Beispiel Energiepreise und Verkehrsleistungen entsprechen den Annahmen des Szenarios „Moderate Entwicklung“. Demnach besteht im Vergleich zum Szenario „Moderate Entwicklung“ ein größerer Handlungs- und Änderungsdruck in Richtung Klimaschutzmaßnahmen. Auf der Nachfrageseite werden in allen Sektoren deutlich mehr Anstrengungen und Erfolge bei der Steigerung der technischen Effizienz unterstellt. Auf der Angebotsseite wird ein stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien beziehungsweise eine breite Einführung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) für die CO<sub>2</sub>-arme Nutzung fossiler Brennstoffe zur Strom- und gegebenenfalls auch zur Wasserstoffpro-

duktion angenommen. Das Szenario „Klimaschutz“ wurde aus dem Leitszenario der BMU-Leitstudie [BMU 2007] abgeleitet und ebenfalls teilweise an aktuelle Entwicklungen sowie Anforderungen von GermanHy angepasst.

Das Szenario „Ressourcenverknappung“ geht von einer drastischen Reduktion der Primärenergieverfügbarkeit aus. Das bedeutet stark steigende Energiepreise und nicht steigerbare Ölfördermengen. Von einer vollständigen Deckung der wachsenden Nachfrage nach Energierohstoffen kann – im Gegensatz zu den beiden erstgenannten Szenarien – nicht mehr selbstverständlich ausgegangen werden. Die weitere Nutzung von fossilen Brennstoffen wird zunehmend stark eingeschränkt. So steht Erdöl in Deutschland ab 2030 nur noch sehr beschränkt zur Verfügung. Demzufolge wurden für dieses Szenario auf der Grundlage des aktuellen Preisniveaus schnell ansteigende Preise für fossile Primärenergieträger (zum Beispiel 248 \$/bbl in 2020 beim Erdöl) angenommen. Daraus folgt, dass erneuerbare Energien in diesem Szenario deutlich schneller konkurrenzfähig werden als im Szenario „Klimaschutz“ und daher intensiv ausgebaut werden. Zudem steigen die Anreize beziehungsweise Zwänge zur Umsetzung von Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, so dass parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer noch intensiveren Erschließung der technischen Einsparungspotenziale (früher und in größerem Umfang) gerechnet wird. Das Szenario „Ressourcenverknappung“ basiert auf Analysen zur Primärenergieverfügbarkeit von [LBST 2007]. Andere zentrale Szenarioannahmen wurden aus den vorgenannten Szenarien übernommen (zum Beispiel Mindestanforderungen an die CO<sub>2</sub>-Minderung aus dem Szenario „Moderate Entwicklung“).

Für alle Szenarien wurde exogen als Studienvorgabe gesetzt, dass mindestens 50 % der Wasserstoffproduktion auf erneuerbaren Energien basieren muss.

Abbildung 3 zeigt, welche Anteile von Wasserstoff auf welchen Primärenergien basieren. Für eine weiterführende Darstellung der Szenarien aus dem GermanHy-Projekt wird auf [GermanHy 2009] verwiesen.



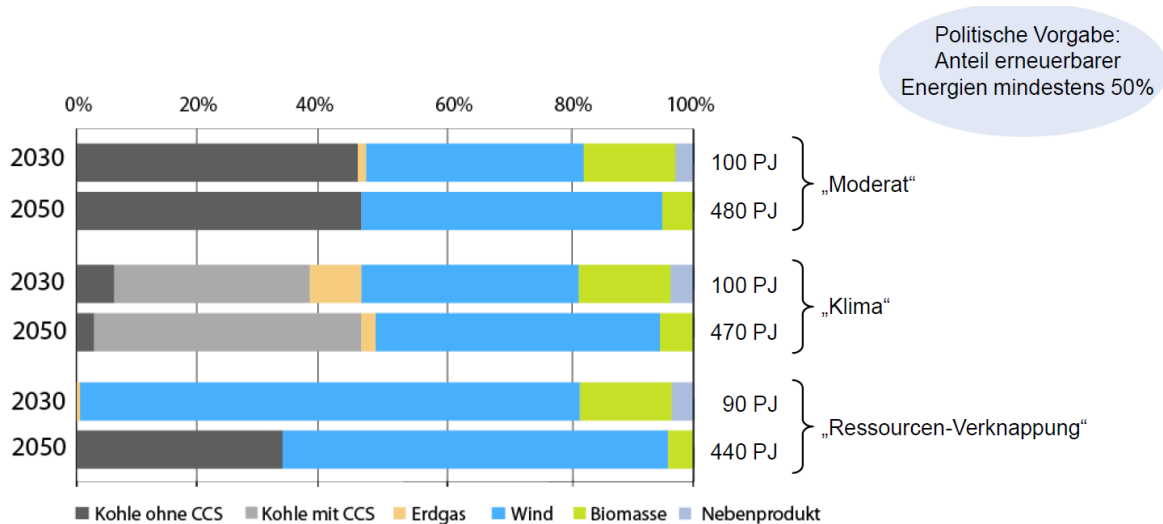


Abbildung 3: Anteile der Primärenergieträger an der Wasserstoffproduktion als Kraftstoff im Verkehr. Quelle: [GermanHy 2009]

## 2.2 Überleitung von GermanHy nach TREMOD

### Wasserstoff als Energieträger der Zukunft

Der Energieträger Wasserstoff und die Themen „Elektromobilität“ und „Bio-Kraftstoffe“ sind Teile eines ganzen Bündels von Handlungsoptionen, auf die die Bundesregierung beim Übergang zu einer klimaneutralen und nachhaltigen Mobilität setzt. Um einem undifferenzierten Nebeneinander unterschiedlicher Energieoptionen und Handlungsfelder entgegenzuwirken, hat das BMVBS unlängst das Projekt zur „Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie“ (MKS) gestartet. Ziel ist es, Fachexpertise umfassend zusammenzustellen, unterschiedliche Aktivitäten zu bündeln und Partner zielgerichtet einzubringen, um schließlich eine konsistente und nachhaltige Strategie für die Mobilität der Zukunft zu entwerfen. Die Treibstoff-Alternative „Wasserstoff“ wird speziell im „Entwicklungsplan Verkehr“ des „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ verfolgt. Im Zentrum des Interesses stehen technische Entwicklungen, die bei erfolgreicher Markteinführung einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit, zur Effizienzsteigerung und zur CO<sub>2</sub>-Reduktion leisten.

### Welche Einsparziele bei der CO<sub>2</sub> Reduktion im Verkehr sind erreichbar?

Die GermanHy-Studie hatte im Vorfeld Herstellung und Verteilerwege für Wasserstoff aufgezeigt und unterschiedliche Szenarien für die schrittweise Einführung des Energieträgers im Straßenverkehr vorgestellt. Allerdings konnte

GermanHy das Einstiegsszenario in das Wasserstoff-Zeitalter lediglich pauschal in Form eines Gesamtenergiebedarfs für den Straßenverkehr angeben, der im Kern auf den Prognosen zur Fahrleistungsentwicklung aus der Leitstudie 2010 [Leitstudie 2010] basiert. Doch welche konkreten Einführungsszenarien müsste man für Brennstoffzellenfahrzeuge für die nächsten Jahre fordern, mit welcher Dynamik würden sich die Fahrzeuge dann im Bestand entwickeln und wie sähe die Zusammensetzung der Fahrzeugflotte im Feld aus, um die Prognosen der GermanHy-Studie bis ins Jahr 2050 zu erfüllen? Und schließlich, kann man heute schon die zu erwartenden Einsparungen bei der CO<sub>2</sub>-Emission im Verkehrsbereich beziffern?

Hier setzt nun die vorliegende Untersuchung TREMOD-GermanHy an, um Antworten auf diese Fragen formulieren zu helfen. Das Verkehrsemissionsmodell TREMOD stellt die notwendigen simulationstechnischen Voraussetzungen zur Verfügung, um das Wasserstoff-Szenario auf Basis eines differenzierten Mengengerüsts von Brennstoffzellen-Fahrzeugen unterschiedlicher Segmente aufzustellen (Vergleiche Kap. 5).

TREMOD geht in seinen Ursprüngen auf eine im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) vom Heidelberger Ifeu Institut ausgeführte Programmentwicklung zurück. In seiner jeweils neuesten Version liefert TREMOD die Grundlage für die offizielle Emissionsberichterstattung der Bundesregierung (Nationales Emissionsinventar des UBA) und basiert in seinem Datenbestand unter anderem auf Datenbanken des Kraft-



fahrtbundesamtes (KBA) und der AG Energiebilanzen (AGEB), auf Untersuchungen wie z. B. „Mobilität in Deutschland“ [MiD 2008] und „Verkehr in Zahlen“ [ViZ 2012], auf den von der Bundesanstalt für Straßenwesen verantworteten Fahrleistungserhebungen [BAST 2002] und auf Daten der automatischen Dauerzählstellen auf Autobahnen. Als Datenbankexpertensystem stellt TREMOD seit mehr als 15 Jahren den Benchmark in Bezug auf die bilanzierende Verkehrsemissionsmodellierung in Deutschland dar.

In TREMOD ist nicht nur der gesamte deutsche Fahrzeugbestand nach Fahrzeugsegmenten und Klassen in Jahresscheiben unterteilt hinterlegt, sondern auch die spezifischen Fahrleistungen und Emissionen der Fahrzeuge, inklusive der bei der Treibstoffherstellung emittierten Emissionen (Vorkette). Darüber hinaus fließen bei der Berechnung der Fahrleistungen nach Segmenten auch empirische Erkenntnisse ein, sog. Fahrleistungsrelationen, die z.B. besagen, dass neue Pkw eine höhere jährliche Kilometerleistung aufweisen als ältere, Oberklasse-Pkw höhere als Fahrzeuge aus dem Kompaktsegment, Diesel-Fahrzeuge höhere als Ottofahrzeuge usw.. Emissionen und Verbräuche werden im Modell dergestalt ermittelt, dass je Fahrzeugsegment die jeweiligen Fahrleistungen nach Verkehrssituation, Straßenkategorie und Längsneigung differenziert behandelt und im Anschluss aggregiert werden.

Im Trendszenario werden Fahrzeugbestand und Fahrleistungen jahresfein fortgeschrieben. Hierbei wird der Bestand nach einem Umschichtungsmodell berechnet, worin die typischen Überlebenskurven der verschiedenen Fahrzeug-

segmente eingehen. Es lässt sich dadurch z. B. ein Verdrängungsvorgang abbilden, der das Ausschleusen von Altfahrzeugen durch Ersatz mit Fahrzeugen neuer Antriebstechnologie beschreibt.

Zentrale Aufgabe des Projektes TREMOD-GermanHy war es nun, das Wasserstoff-Verkehrsszenario aus der Vorstudie GermanHy in einen zwar fiktiven, aber hinsichtlich seiner spezifischen Fahrleistungen und Verbrauchsdaten konkreten, zukünftigen Fahrzeugbestand umzusetzen. TREMOD musste hierfür so überarbeitet werden, dass es die zukünftige Verwendung von Wasserstoff im Verkehr angemessen darstellen kann. Hierfür war es notwendig, die bestehende Struktur von Fahrzeugschichten und verwendeten Kraftstoffarten in Bezug auf Wasserstoff zu erweitern. Die bestehenden GermanHy-Szenarien-Ergebnisse wurden dann in TREMOD überführt.

Mit Hilfe einer Reihe plausibler Annahmen für die bei Brennstoffzellenfahrzeugen zu erwartenden Fahrzeugsegmente, deren technische Eigenschaften (Verbrauch, Überlebenskurven) sowie des zu erwartenden Halterverhaltens (Brennstoffzellenfahrzeuge als Ersatzbeschaffung für konventionelle Altfahrzeuge) ließ sich die neue Pkw-Fahrzeugflotte in Gestalt von 3 Segmenten („klein“, „mittel“, „groß“) sukzessive in den Bestand bringen (Vergleiche Kap. 5.2). Hierbei war es wichtig, die Konsistenz der zu integrierenden Szenarien z. B. in Bezug auf Interaktion mit anderen alternativen Antriebsarten, Primärenergieverfügbarkeit und ökonomische Grundannahmen sicherzustellen.

# 3 Energieangebots- und Nachfrageszenarien für TREMOD

Wie in Kapitel 2 ausgeführt, basieren die in der Studie GermanHy verwendeten Szenarien für die Nachfrage nach Energie und Kraftstoffen auf der Auswertung von Grundannahmen, Entwicklungspfaden und Parametern einschlägiger Studien. Ausführliche eigene Szenarien wurden in GermanHy insbesondere für die Angebotsseite von Primärenergien und Kraftstoffen entwickelt.

Die Überleitung der Annahmen und Ergebnisse von GermanHy nach TREMOD versucht so weit als möglich die in GermanHy verwendeten und entwickelten Szenarien zu übernehmen. Dabei wurden zum Teil – sofern im Rahmen dieser Arbeit machbar – Aktualisierungen vorgenommen bzw. waren Anpassungen an die Modellstruktur von TREMOD notwendig. Diese werden im Folgenden explizit benannt.

## 3.1 Fahrzeug- / Energienachfrageszenarien für TREMOD

Die angestrebten Ziele der Verringerung der Emissionen an Treibhausgasen insgesamt und der Effizienzsteigerung bzw. Primärenergieeinsparung im Verkehrssektor lassen sich rein technisch nur durch gegenüber heutigem Standard erheblich effizientere Kraftfahrzeuge erreichen. Neben optimierten konventionellen Antrieben und Fahrzeugen sind dazu neue Antriebs- und Fahrzeugkonzepte erforderlich, bei denen Elektromotoren mittels Brennstoffzelle (FCEV, Fuel Cell Electric Vehicle) oder Batterie- bzw. Hybridantrieben (BEV oder HEV/PHEV, Battery Electric Vehicle bzw. Hybrid/ Plugin-Hybrid Vehicle) betrieben werden. Die folgenden beiden Abschnitte erläutern die jeweils unterstellten Szenarien bezogen auf Markteinführung und -entwicklung. Die verwendeten Annahmen zu und resultierenden Entwicklungen von Neuzulassungen, Fahrleistungen und Verbräuchen werden in Kapitel 5.2.3 dargestellt.

### 3.1.1 Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“

Als Technologie für Pkw-Brennstoffzellenfahrzeuge kommen ausschließlich PEM<sup>1</sup>-Brennstoffzellensysteme zum Einsatz, die Gesamtwirkungsgrade (vom Tank bis zum Rad) von bis zu 56 % ermöglichen [McKinsey 2011]. Die höchsten Wirkungsgrade werden dabei im Teillastbetrieb erreicht, der innerorts die Fahrweise bestimmt. FCEVs sind trotz höherer Um-

wandlungsverluste in der Vorkette<sup>2</sup> insgesamt – von der Energiequelle bis zum Rad – deutlich effizienter als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Dies gilt besonders für die Betrachtung im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ). In realitätsnäheren Fahrzyklen ist der Vorteil jedoch wesentlich geringer ([LBST 2002]; [WI 2006]). Ein deutlich größerer Vorteil von FCEVs gegenüber konventionellen Fahrzeugen lässt sich im Hinblick auf die Verringerung von Treibhausgas-Emissionen erzielen, wenn für die Herstellung des Wasserstoffs Strom aus erneuerbaren Energien verwendet wird. Darüber hinaus werden durch FCEVs lokal keine Luftschadstoffe ausgestoßen.

Der Antrieb von FCEVs ist dagegen im Vergleich zu Verbrennungsmotoren technisch weniger ausgereift und vor allem noch erheblich teurer. Derzeit wird die Alltagstauglichkeit kleiner Flotten von Vorserienfahrzeugen verschiedener Automobilhersteller erprobt. Die Reichweite von FCEVs (vgl. Tabelle 3-2 auf S. 13) ist heute noch geringer als die konventioneller PKW.<sup>3</sup> Zudem fehlt es bislang an einer flächendeckenden Tankstelleninfrastruktur, die voraussichtlich erst im Zuge einer erfolgreichen Markteinführung aufgebaut wird.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, dass in vielen der für Verkehr und Energie entwickelten Szenarien der Einsatz von Wasserstoff und FCEVs keine oder nur eine sehr geringe Rolle spielt. In den letzten Jahren sind jedoch

<sup>1</sup> PEM: Polymerelektrolytmembran

<sup>2</sup> Wirkungsgrad von alkalischer Elektrolyse ca. 70% [Smolinka et al. 2011] bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff.

<sup>3</sup> Durch Ausstattung mit größeren Wasserstofftanks sind herkömmlichen Fahrzeugen vergleichbare Reichweiten jedoch durchaus realisierbar.

mehrere spezielle Studien über Wasserstoff als Kraftstoff veröffentlicht worden, die Wasserstoff langfristig eine relevante oder sogar bedeutende Rolle im Verkehrssektor zuweisen. Dazu gehören die Arbeiten der Internationalen Energieagentur (IEA) [IEA 2005], des im 6. Forschungs-Rahmenprogramms der Europäischen Union verankerten HyWays-Projektes zur Erarbeitung einer Roadmap für Wasserstoff [HyWays 2007] und die sogenannte ‚Coalition Study‘ von McKinsey „A portfolio of powertrains for Europe: a fact-based analysis – The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles“ [McKinsey 2011].

Diese Studien spannen eine große Bandbreite an möglichen Marktdurchdringungen mit Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEVs) auf (vgl. Tabelle 3-1). Voraussetzung ist dabei, dass die heutigen Differenzkosten zu konventionellen Fahrzeugen deutlich gesenkt werden können, z.B. durch Lernkurven- und Skaleneffekte.

Unter den für die Entwicklung von Wasserstofffahrzeugen positiven Annahmen ist nach den Analysen der oben genannten IEA-Studie in zwei von vier Szenarien mit einer signifikanten Marktdurchdringung von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen zu rechnen. Dabei werden in der Studie neben FCEVs auch verbrennungsmotorische Fahrzeuge, die Wasserstoff einsetzen, betrachtet. In Szenario B, in dem eine niedrigere Marktpenetration von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen unterstellt wird, werden im Jahre 2030 rund 3 % und im Jahre 2050 rund 10 % der Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben. Demgegenüber werden in Szenario D mit höheren Penetrationsraten weltweit rund 12 % im Jahre 2030 und gut 30 % im Jahre 2050 erreicht. Beide Szenarien gehen davon aus, dass zum einen die Kosten für die Wasserstoffherzeugung deutlich fallen (Reduktion um Faktor drei bis zehn, je nach Technologie) und zum anderen die Preise für Brennstoffzellen sinken (Reduktion um Faktor zehn) werden. Abhängig von den Preisen für fossile Brennstoffe wird außerdem eine Besteuerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 25 bis 50 US-Dollar pro Tonne angenommen.

Von einer noch schnelleren Marktdurchdringung geht das europäische Projekt HyWays in seinen Szenarien aus (vgl. Tabelle 3-1). Im Falle des Szenarios mit „sehr geringer politischer Unterstützung und langsamem technologischen Fort-

schritt“ kommt es in Europa zu einer Penetration von rund 2 % im Jahre 2030 und zu einem Anteil von rund 36 % im Jahr 2050. In dem bezüglich der Marktpenetration optimistischsten HyWays-Szenario mit der Grundannahme einer sehr hohen politischen Unterstützung für Wasserstoff und einer schnellen technologischen Entwicklung sind im Jahre 2030 schon gut 25 % aller Pkw-Fahrzeuge Wasserstofffahrzeuge (FCEVs und Verbrenner); im Jahre 2050 sind es sogar über 70 % der Fahrzeuge.

Für die weiter oben zitierten McKinsey ‚Coalition Study‘ haben sich mehr als 30 Unternehmen, Regierungs- und Nichtregierungsorganisationen zusammengefunden, um eine fachliche Bewertung der Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Leistung von FCEVs, aber auch von Batterie- und Plugin-Hybrid-Fahrzeugen sowie Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor (ICE, Internal Combustion Engines) entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis zum Jahr 2050 zu erarbeiten. Die Unternehmen stellten hierfür firmeninterne Daten u.a. zu Fahrzeugkosten, Betriebskosten, sowie Treibstoff- und Infrastrukturkosten zur Verfügung. Betrachtet werden nur diejenigen in Forschung und Entwicklung geprüften Fahrzeugtechnologien, die für den Scale-up sowie für die kommerzielle Einführung geeignet sind und die dazu beitragen können, die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele der EU bis 2050 zu erreichen. Die Studie definiert drei Szenarien für 2050 (vgl. Tabelle 3-1):

- „*World skewed towards ICE*“ (mit folgenden Bestandszahlen im Jahr 2050: 5 % FCEVs, 10 % BEVs, 25 % PHEVs, 60 % ICE),
- „*World skewed towards electric powertrains*“ (25 % FCEVs, 35 % BEVs, 35 % PHEVs, 5 % ICE) und
- „*World skewed towards FCEVs*“, (50 % FCEVs, 25 % BEVs, 20 % PHEVs, 5 % ICE).

Der Fokus der Studie liegt dabei auf dem zweiten Szenario, das eine ausgewogene Aufteilung zwischen den vier Antrieben vorsieht. Im Gegensatz zu einigen anderen Studien werden Fahrzeuge verschiedener Segmente mit unterschiedlichen Fahrzeuggrößen und jährlichen Fahrleistungen einbezogen, um zu untersuchen, für welches Segment welche Antriebsart am geeignetsten ist.

**Tabelle 3-1: Übersicht über Marktstudien und Szenarien zu FCEV-Bestandsentwicklungen**

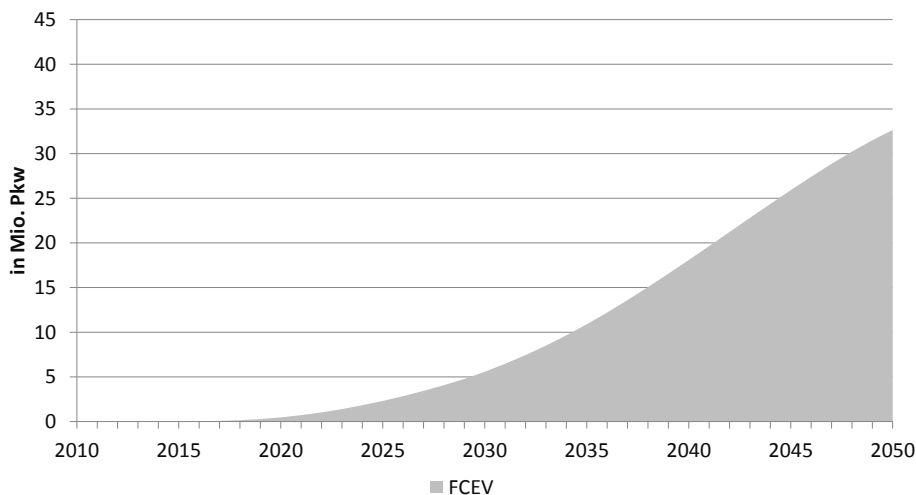
Studie, erschienen Markt u. Zeithorizont	Szenarien	Anteil im Bestand in 2050
IEA, 2005 Weltweit, bis 2050	<b>Szenario B:</b> Scharfe neue CO <sub>2</sub> -Auflagen in Kyoto-Ländern und schnelle technische Entwicklung	10 % *)
	<b>Szenario D:</b> Weltweite scharfe CO <sub>2</sub> -Auflagen mit schneller technischer Entwicklung	30 % *)
HyWays, 2007 Europa, 2013 – 2050	Sehr hoher politischer Druck, schnelles Lernen	75 %
	Hoher politischer Druck, schnelles Lernen, hoher politischer Druck, moderates Lernen	70 %
	Moderater politischer Druck, moderates Lernen	36 %
Coalition Study, 2011 Europa, bis 2050	Die Welt tendiert zu Verbrennungskraftmaschinen	5 %
	Die Welt tendiert zu elektrischen Antrieben	25 %
	Die Welt tendiert zu Brennstoffzellenantrieben	50 %

Bemerkung: \*) inkl. Wasserstoff-Verbrennungsmotoren

Quelle: Eigene Darstellung nach [IEA 2005; HyWays 2007 und McKinsey 2011]

Für das Klimaschutz-Szenario der Studie GermanHy wurde der Entwicklungspfad des HyWays Szenarios „Hoher politischer Druck, schnelles Lernen...“ ausgewählt, der bereits zu Beginn eine relativ hohe Penetrationsrate aufweist, da dies eine wichtige Voraussetzung für Investitionen in den Aufbau der Infrastruktur ist. Bei der Einführung der FCEVs wurde unterstellt, dass sie zunächst vor allem neue Benzin-PKW und später dann zunehmend auch neue

Diesel-PKW ersetzen (vgl. Kapitel 5.3.2.1). Die in GermanHy bestimmte Bestandsentwicklung wurde für die Überleitung nach TREMOD an die hier zugrundeliegenden differenzierteren Entwicklungen von Neuzulassungen angepasst. Die resultierende, künftig erwartete Entwicklung des FCEV-Bestandes in den Eckjahren 2020 bis 2050 ist in der folgenden Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4: Entwicklung des Pkw-Bestands in Deutschland für alternative Antriebe im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“**

### 3.1.2 Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

Neben Brennstoffzellenfahrzeugen werden in den letzten Jahren verstärkt reine Batteriefahrzeuge (BEVs) und Kombinationen aus Verbrennungs- und Elektromotor, sogenannte Hybridantriebe (HEVs, PHEVs) als wichtige alternative Antriebskonzepte zur Lösung der Klima- und Ressourcenproblematik diskutiert<sup>4</sup>. Im Weiteren sind für die vorliegende Studie nur solche Hybridarten relevant, bei denen die Batterie extern aufgeladen werden kann (sog. Plug-in Hybride oder PHEVs).

Auch die Bundesregierung sieht in der Elektromobilität ein wesentliches Element einer zukunftsfähigen Mobilität [Bundesregierung 2009, 2011] und setzt im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (NEP) in Abstimmung mit der Industrie als Zielmarke einen Bestand von mindestens einer Million Elektrofahrzeuge (BEVs, PHEVs) bis 2020 und mindestens sechs Millionen bis 2030 in Deutschland.

Im Folgenden wird ein sogenanntes Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ entwickelt, bei dem der Versuch unternommen wird, ein integriertes Szenario für die drei Antriebsarten FCEVs, BEVs und PHEVs für Deutschland bis zum Jahre 2030 zu entwerfen und somit das im vorangegangenen Kapitel 3.1.1 vorgestellte Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ aus der GermanHy-Studie um eine Prognose zu BEVs und PHEVs zu ergänzen.

In ihrem zweiten Bericht analysiert die NPE [NPE 2011a] die mögliche erwartete Marktentwicklung bis zum Jahr 2020. Während bei fehlenden Anreizen die erwartete Anzahl Elektrofahrzeuge im Jahr 2020 unter 500.000 bleibt, können aus Sicht der NPE bei entsprechenden Maßnahmen im Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge (BEVs, PHEVs) erreicht werden. Von diesen sind 45 % BEVs und 55 % PHEVs (50 % PHEV-Pkw und 5 % PHEV-Nutzfahrzeuge). Der avisierte zeitliche Verlauf der Zielerreichung ist in Abbildung 5 auf Seite 13 dargestellt. Im dritten Bericht der NPE werden die bisher ergriffenen Maßnahmen der Politik zur Förderung der Elektromobilität bewertet [NPE 2012]. Dabei kommt die NPE zu dem Schluss, dass die für 2020 erwartete Zahl Elektrofahrzeuge durch die bisherigen Maßnahmen ledig-

lich um 10–20 % steigt gegenüber der Zahl, welche ohne Anreizmaßnahmen erreicht werden würde (unter 500.000 Elektrofahrzeuge gemäß NPE [NPE 2011a]). Um das gesetzte Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen bis 2020 zu erreichen, müssten die Rahmenbedingungen verändert werden.

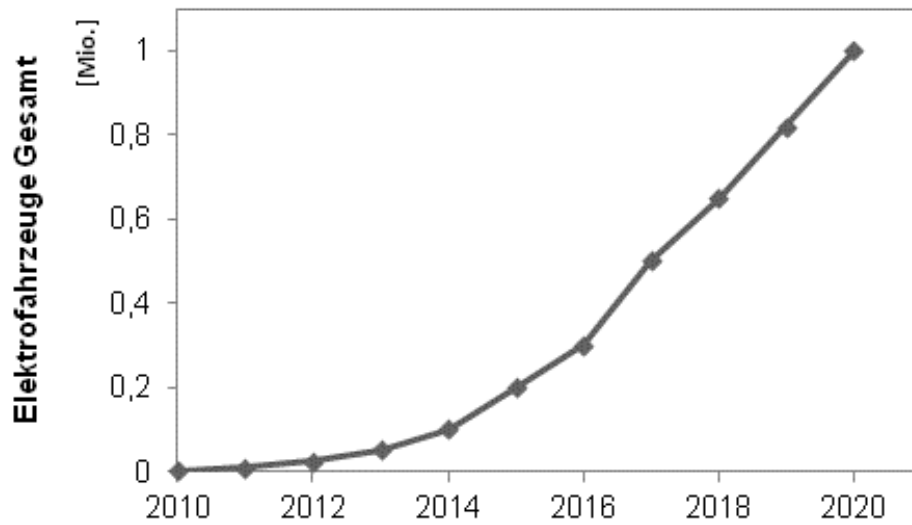
Trotz der etwas vorsichtigeren Einschätzung der NPE werden für das im Rahmen der hier vorliegenden Studie entwickelte Szenario „Elektromobilität“ die Entwicklung des PHEV- und BEV-Bestands gemäß den Vorgaben der Bundesregierung (1 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2020, 6 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2030) gewählt. Die Batterie- und Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge bilden dabei ein Verhältnis von 40:60 im Bestand. Die Herausforderung besteht allerdings darin, eine realistische Marktpenetration von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in diejenige von PHEVs und BEVs zu integrieren. Wenn man die FCEV-Entwicklungszahlen des Szenarios „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ übernehmen würde, käme man in der Summe von FCEVs, BEVs und PHEVs auf eine unrealistisch starke Zunahme von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben.

Aus technologischer Perspektive unterscheiden sich die Antriebsarten BEV, PHEV und FCEV. In Tabelle 3-2 sind die wesentlichen Eigenschaften der Antriebsysteme vergleichend dargestellt.

Während die BEV-Technologien aus technologischer Sicht eher für kürzere Reichweiten und kleinere Fahrzeuge geeignet sind, werden Brennstoffzellen für größere Fahrzeuge und lange Reichweiten langfristig die wohl besten technologischen Eigenschaften bieten. Hybrid-Technologien bieten die Chance über alle PKW-Kategorien hinweg Effizienzsteigerungspotenziale zu heben und als Übergangstechnologie zu gelten (zunehmende Elektrifizierung des Antriebs).

Brennstoffzellenfahrzeuge, die im weiteren Sinne auch zu den Elektrofahrzeugen zu zählen sind, kommen unter allen Elektrofahrzeugen (FCEVs, BEVs, PHEVs) den heutigen Kundenwünschen am nächsten. Bei BEVs spielt die begrenzte Reichweite für die Akzeptanz der Kunden eine Rolle, obwohl diese mittlerweile mehr als 100 Kilometer betragen kann. Mit neuen Batterietechnologien könnten Energiedichten erreicht werden, die deutlich größere Reichweiten ermöglichen. Fachleute rechnen jedoch frühestens 2025 mit einer Marktreife der Systeme (siehe [Thielmann et al. 2010, 2012]). Darüber hinaus gibt es offene Fragen zur kalendarischen Lebensdauer und Zyklenfestigkeit dieser neuen Batteriekonzepte [Thielmann et al. 2012, S. 13].

<sup>4</sup> Hybride Fahrzeugkonzepte können nach dem Aufbau des Antriebsstrangs unterschieden werden in parallele, serielle oder leistungsverzweigte Hybridantriebe. Für die Analysen im vorliegenden Bericht ist diese Unterscheidung jedoch nicht von Bedeutung.



**Abbildung 5:** Marktpenetration von Elektrofahrzeugen (BEVs; PHEVs) im zweiten Bericht der NPE bei entsprechenden Maßnahmen. Quelle: [NPE 2011a]

**Tabelle 3-2:** Heutige, typische Eigenschaften der betrachteten Antriebssysteme (eigene Zusammenstellung, Mittelklasse-PKW)

Eigenschaft	Benzinfahrzeug	Plug-in Hybrid	Batteriefahrzeug	Brennstoffzellenfahrzeuge
<b>Abkürzung</b>	<b>ICE</b>	<b>PHEV</b>	<b>BEV</b>	<b>FCEV</b>
Energieinhalt des Tanks (T) bzw. des Akkus (A)	445 kWh (T)	200 kWh (T)+ 10 kWh (A)	24 kWh (A)	140 kWh (T)
Bauvolumen Volumen (Tank)	50 Liter	25 Liter Tankvol+50 Liter Akkubauraum	90-170 Liter Akku- bauraum	120-180 Liter Gastank
Masse (,Inhalt' + ,Tank')	45 kg (Kraftstoff + Tank)	20 kg (T)+100 kg (A)	150 bis 250 kg (Zelle + System)	4+80 kg (Kraftstoff + System)
Reichweite	>700 km	50+600 km	<150 km	~400 km
Tank und/oder Ladehäufigkeit bei durchschnittlicher Nutzung von 38 km/Tag	alle 2 Wochen	jeden Tag laden und alle 2 Wochen be- tanken	jeden Tag 30 % la- den und alle 3 Tage vollständig aufladen	alle 1-2 Wochen be- tanken
Zeitaufwand für Tanken (T) bzw. Laden (L)	3 Minuten	3 Minuten (T)/ 2 Stunden (L)	0,5 -8 Stunden (L)	3 Minuten (T)

Bei Kleinfahrzeugen spielt die Reichweite eine eher untergeordnete Rolle, weshalb hier batterieelektrische Antriebe aus Effizienzgründen von Vorteil sind.

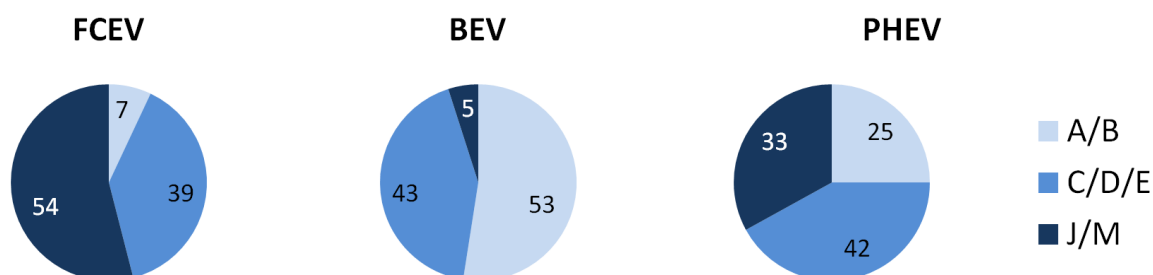
Neben den technologischen Parametern sprechen auch ökonomische Analysen auf der Basis von Total-Cost-of-Ownership-Ansätzen (TCO) für eine Differenzierung der Fahrzeugwahl in Abhängigkeit der Fahrzeuggröße und insbesondere der Reichweite. FCEVs werden auf absehbare Zeit gegenüber PHEVs teurer in der Anschaffung sein, sie können aber günstiger in den variablen Betriebskosten werden, insbesondere

dann, wenn der verbrennungsmotorische Anteil bei PHEVs groß ist (siehe [Michaelis et al. 2012, McKinsey 2011]). So bietet sich aus ökonomischen Gründen insbesondere das Oberklassen-Fahrzeugsegment bei hoher jährlicher Fahrleistung für die Einführung von FCEVs an.

Diesen Ansatz verfolgt auch die McKinsey ‚Coalition Study‘, die in Kapitel 3.1.1. bereits vorgestellt wurde. Tabelle 3-3 und Abbildung 6 zeigen die Ergebnisse der Studie bezüglich der Marktdurchdringung der alternativen Antriebssysteme für die drei Szenarien und differenziert nach Fahrzeugklassen.

**Tabelle 3-3: Marktdurchdringung verschiedener Antriebssysteme in Europa für verschiedene Szenarien (Zahlenquelle: [McKinsey 2011])**

Durchdringung der Antriebssysteme im europäischen Pkw-Bestand 2050				
Anteile in %	FCEV	BEV	PHEV	ICE
<b>Szenario 1:</b> Tendenz zu ICE	5	10	25	60
<b>Szenario 2:</b> Tendenz zu elektrischen Antriebssystemen	25	35	35	5
<b>Szenario 3:</b> Tendenz zu FCEVs	50	25	20	5



**Abbildung 6:** Marktdurchdringung verschiedener Antriebssysteme in Europa unterteilt nach Fahrzeugklassen A, B, C, D, E, J, M. Zuordnung siehe folgende Tabelle 3-4 (Zahlenquelle [McKinsey 2011])

**Tabelle 3-4: Zuordnung der Fahrzeugklassen zu den Fahrzeugsegmenten in TREMOD**

Coalition Study	Segmente in TREMOD	KBA-Bezeichnung
A, B	„klein“ - Kleinwagen-Klasse	Mini, Kleinwagen
C, D, M1	„mittel“ - Mittelklassefahrzeuge	Kompaktklasse, Mittelklasse, Mini-Vans
E, M2, J1, J2	„groß“ - Oberklassefahrzeuge	Obere Mittelklasse, Oberklasse, Geländewagen, Utilities, Wohnmobil, Sportwagen, Großraum-Vans

Werden die für Europa angegebenen Zahlen aus der ‚Coalition Study‘ von McKinsey anhand der Bestandszahlen vom Kraftfahrtbundesamt auf Deutschland herunter gerechnet, so erhält man für das Szenario 2 gut 11 Mio. BEV- und PHEV-Fahrzeuge und 2,5 Mio. FCEVs in 2030 im Bestand. Im dritten Szenario sind es knapp 8 Mio. BEVs und PHEVs (und somit Zahlen einer Größenordnung ähnlich der Zielsetzung der Bundesregierung) sowie 6 Mio. FCEVs.

Zum Aufbau eines integrierten Szenarios wird, wie oben bereits erwähnt, die Entwicklung des PHEV- und BEV-Bestands gemäß den Vorga-

ben der Bundesregierung gewählt. Demnach wird für das Jahr 2020 ein Bestand von rund 400.000 BEVs und 600.000 PHEVs angenommen. Wird diese Entwicklung fortgeschrieben, ergibt sich für das Jahr 2030 ein Bestand von 2,7 Mio. BEVs und 3,8 Mio. PHEVs, was den Zielen der Bundesregierung sehr nahe kommt. Für FCEVs wird die Entwicklung des Bestands nach Szenario 2 der McKinsey-Studie festgelegt.

Abbildung 7 zeigt die Bestandsentwicklung für alternative Antriebe in Deutschland bis zum Jahr 2050.

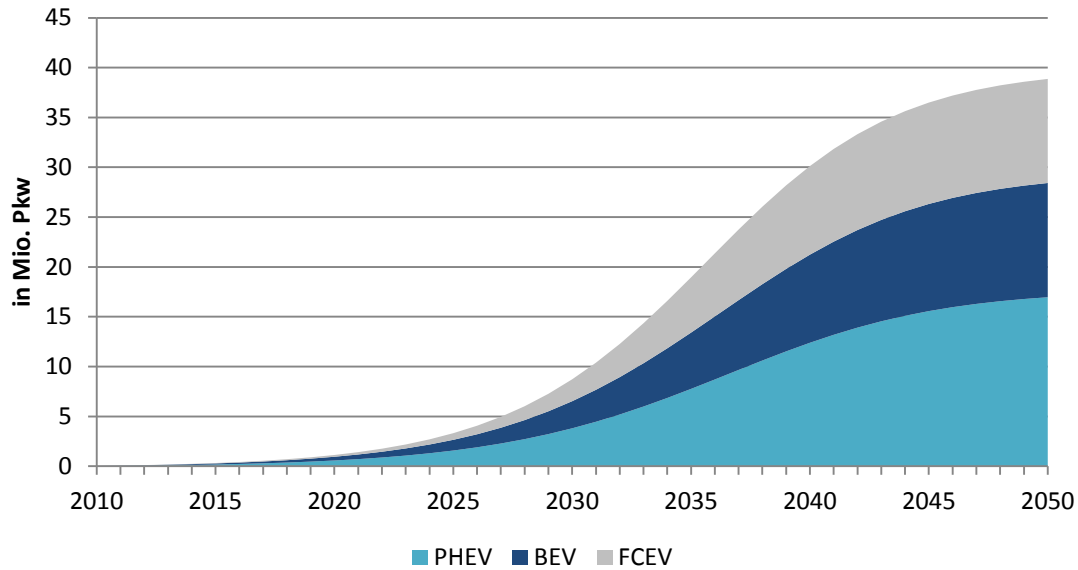


Abbildung 7: Entwicklung des Pkw-Bestands in Deutschland für alternative Antriebe im Szenario „Elektromobilität“

### 3.2 Kraftstoffbereitstellungsszenarien für TREMOD

Zur Deckung der zuvor dargestellten, entstehenden Nachfrage nach den neuen Kraftstoffen Wasserstoff und Strom durch die Markteinführung von FCEVs und BEVs werden die folgenden beiden Szenarien zu Grunde gelegt.

#### 3.2.1 Szenario zur Wasserstoffbereitstellung für FCEVs

Als Basisszenario für den Wasserstoffmix in TREMOD wird das Klimaszenario mit CCS-Technik („KLI-CCS“) von [GermanHy 2009] herangezogen. Von den am vorliegenden Projekt beteiligten Instituten wurde nach ausführlicher Diskussion beschlossen, trotz signifikanten Unsicherheiten weiterhin auf die CCS-Variante zurückzugreifen, da diese 2009 vordringlich kommuniziert wurde. Die im Zusammenhang mit der Abtrennung und unterirdischen Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) in der Fachöffentlichkeit kontrovers diskutierten kritischen Punkten, wie z.B.

- steigende Ressourcenverbräuche für Extraktion, Konditionierung, Transport und Verpressen des CO<sub>2</sub>,
- fehlende Akzeptanz von CO<sub>2</sub>-Pipelines und unterirdischen CO<sub>2</sub>-Endlagern,
- Sicherheitsfragen zur CO<sub>2</sub>-Endlagerung,

- regulatorische Entwicklungen, wie z. B. der Ländervorbehalt im CCS-Gesetz,
- fehlende strategische Relevanz für Einsatz in Deutschland (Zeitlinie Kommerzialisierung CCS vs. erneuerbare Energien),

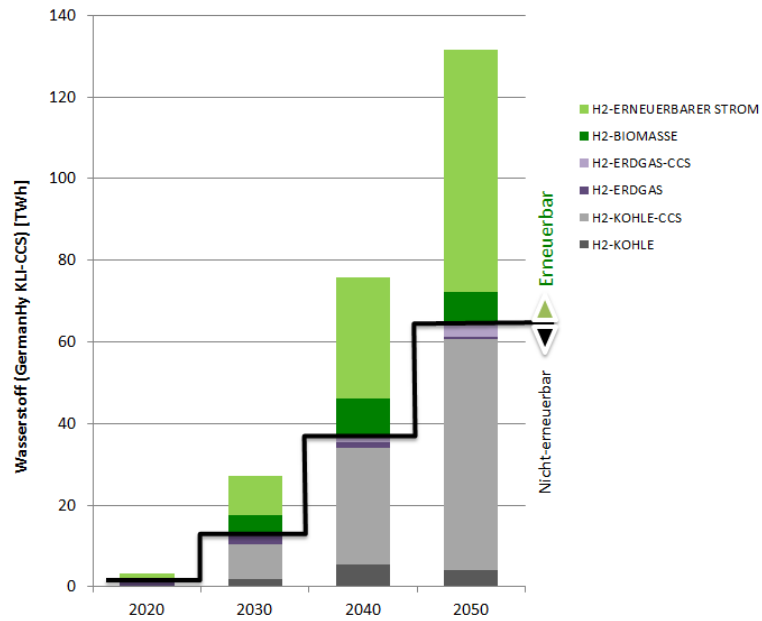
sind den Autoren bewusst. Eine Überarbeitung dieses H<sub>2</sub>-Bereitstellungsszenarios ist dringend angeraten, lag jedoch außerhalb des Untersuchungsrahmens für diese Studie.

Die meisten für TREMOD aufbereiteten H<sub>2</sub>-Pfade beinhalten kein CCS. Damit sind diese Pfade anschlussfähig an ggf. neue Szenarien ohne CCS.

Abbildung 8 zeigt für das GermanHy-Szenario „KLI-CCS“ auf welchen Ausgangsenergieformen das zukünftige H<sub>2</sub>-Portfolio beruht. Im Rahmen dieser Studie wurden die in [GermanHy 2009] angenommenen H<sub>2</sub>-Bereitstellungspfade auf neuere Entwicklungen hin überprüft, z. B. hinsichtlich neuer Komponenten. Als Ergebnis wurde eine neue Komponente ergänzt – der 50 MPa CGH<sub>2</sub>-Druckflaschentrailer – und in ihren Beiträgen durch LBST und ISI angepasst.

Tabelle 3-5 zeigt die Liste an berücksichtigten Pfaden sowie die für diese Studie angenommenen Beiträge zu den Wasserstoffmischen für Deutschland in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050.





**Abbildung 8:** Künftige Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse, Vergasung von Biomasse (50 % Stroh, 50 % Kurzumtrieb) und Kohle sowie Erdgas-Dampfreformierung in Deutschland entsprechend Szenario „KLI-CCS“  
Quelle: [GermanHy 2009]

Tabelle 3-5: Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	<b>12 %</b>	<b>6 %</b>	<b>3,0 %</b>	<b>3,0 %</b>
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	12 %	2 %	0,8 %	0,1 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	0 %	0,0 %	0,0 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	0 %	0,0 %	0,0 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0 %	0 %	0,0 %	0,0 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0 %	0 %	0,0 %	0,0 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	2 %	1,4 %	2,1 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0 %	2 %	0,9 %	0,9 %
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0 %	0 %	0,0 %	0,0 %
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>	<b>0 %</b>	<b>39 %</b>	<b>45 %</b>	<b>46 %</b>
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	4 %	4 %	2 %
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0 %	4 %	3 %	1 %
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0 %	0 %	0 %	0 %
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	16 %	23 %	30 %
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0 %	16 %	15 %	13 %
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0 %	0 %	0 %	0 %
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>	<b>32 %</b>	<b>5 %</b>	<b>1 %</b>	<b>0 %</b>
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	32 %	5 %	1 %	0 %

Fortsetzung Tabelle 3-5:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>16 %</b>	<b>14 %</b>	<b>12 %</b>	<b>6 %</b>
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	7 %	8 %	5 %
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	16 %	7 %	4 %	1 %
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>	<b>40 %</b>	<b>36 %</b>	<b>39 %</b>	<b>45 %</b>
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	40 %	18 %	14 %	9 %
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	7 %	15 %	29 %
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0 %	0 %	0 %	0 %
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0 %	11 %	10 %	7 %
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>	<b>0 %</b>	<b>0 %</b>	<b>0 %</b>	<b>0 %</b>
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	0 %	0 %	0 %	0 %
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	0 %	0 %	0 %	0 %
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0 %	0 %	0 %	0 %
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0 %	0 %	0 %	0 %

### 3.2.2 Szenario zur Strombereitstellung für BEVs

Als Bezugsszenario für die Bereitstellung von Strom wird die „Leitstudie 2011, Basisszenario 2011 A“ zugrunde gelegt [Leitstudie 2011], die vom DLR-ITT, FhG-IWES und IfnE im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt (BMU) erstellt und Ende März 2012 veröffentlicht wurde. Hierin werden bereits in gewissem Umfang Verbrauchernachfragemanagement sowie Stromspeicher zur Bereitstellung gesicherter Leistung berücksichtigt. In Abbildung 9 sind die ermittelten Stromerzeugungsmengen dargestellt.

Die Stromerzeugung aus Abbildung 9 ergibt die in Tabelle 3-6 angegebenen prozentualen Beiträge der verschiedenen Stromerzeugungspfade.

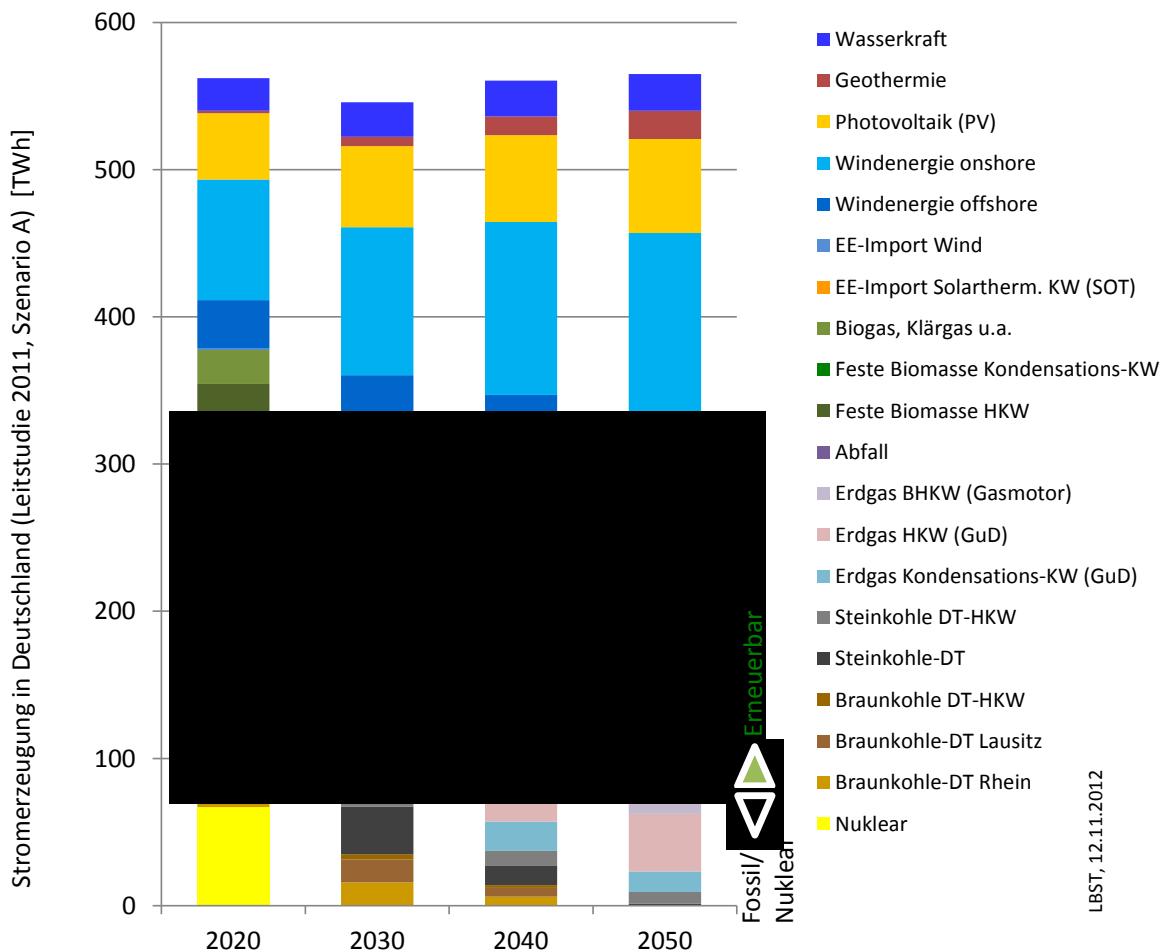


Abbildung 9: Stromerzeugung in Deutschland entsprechend „Basisszenario A“ Quelle: [Leitstudie 2011]

**Tabelle 3-6: Strommix Deutschland entsprechend „Basisszenario 2011 A“,  
Quelle: [Leitstudie 2011]**

<b>STROMPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Wasserkraft	3,9 %	4,3 %	4,4 %	4,4 %
Windenergie onshore	14,5 %	18,4 %	21,0 %	23,4 %
Windenergie offshore	5,9 %	16,4 %	20,5 %	22,7 %
Photovoltaik	8,0 %	10,1 %	10,5 %	11,3 %
Biogas, Klärgas u.a.	4,1 %	4,7 %	5,0 %	5,0 %
Feste Biomasse Kondensations-KW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Feste Biomasse HKW	3,7 %	4,6 %	4,5 %	4,5 %
Geothermie	0,3 %	1,2 %	2,2 %	3,4 %
Solarthermische Kraftwerke	0,0 %	1,3 %	5,6 %	7,4 %
Windenergie Import	0,2 %	2,2 %	2,7 %	3,5 %
Abfall*	1,2 %	1,3 %	1,2 %	1,2 %
Steinkohle-DT	9,2 %	5,9 %	2,3 %	0,2 %
Braunkohle-DT Lausitz	6,3 %	2,9 %	1,1 %	0,0 %
Braunkohle-DT Rhein	6,3 %	2,9 %	1,1 %	0,0 %
Steinkohle DT-HKW	2,8 %	2,2 %	1,8 %	1,4 %
Braunkohle DT-HKW	0,7 %	0,6 %	0,4 %	0,0 %
Schweröl Kondensations-KW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Erdgas Kondensations-KW (GuD)	5,8 %	6,6 %	3,6 %	2,5 %
Erdgas Kondensations-KW (GT)	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Erdgas Kondensations-KW (DT)	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Erdgas HKW (GuD)	10,8 %	10,1 %	8,3 %	6,9 %
Erdgas HKW (GT)	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Erdgas BHKW (Gasmotor)	4,3 %	4,4 %	3,8 %	2,2 %
Nuklear	11,9 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
<b>ERNEUERBARER STROM</b>	<b>41,6 %</b>	<b>64,2 %</b>	<b>77,4 %</b>	<b>86,5 %</b>
<b>NICHT-ERNEUERBARER STROM</b>	<b>58,4 %</b>	<b>35,8 %</b>	<b>22,6 %</b>	<b>13,5 %</b>

\* Abfall 80 % erneuerbar, Quelle: [GEMIS]

# 4 Vorkettenemissionen und - Energieaufwände zur Bereitstel- lung von Wasserstoff und Strom im Verkehr

Dieses Kapitel beschreibt die mit der Erzeugung und Bereitstellung von Wasserstoff (4.2) und Strom (4.3) verbundenen Energieaufwände und Emissionen. Der Fokus von GermanHy lag auf Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr. Im Rahmen dieser Arbeit wurden zusätzlich die Energieaufwände und Emissionen bei Strom für Batterieautos ermittelt.

## 4.1 Bilanzmethodik

Die Bilanzierung der Energie- und Stoffflüsse sowie der damit verbundenen Emissionen erfolgte entsprechend den nachfolgenden methodischen Festlegungen:

- Die Bilanzierung der Vorketten erfolgt nach Maßgabe der Basisnormen für Lebenszyklusbilanzen ISO 14040 und ISO 14044.
- Entsprechend dem Vorgehen internationaler Organisationen (IEA, EuroStat, ECE) und 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. Als Wirkungsgrad für die Erzeugung von Strom aus Kernenergie wird daher 33 % angenommen. Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, denen kein Heizwert beigemessen werden kann, wird formal ein „Wirkungsgrad“ von 100 % verwendet.
- Der Energieaufwand für den Bau von Anlagen und Fahrzeugen (sog. „graue Energien“) und die damit verbundenen Umweltwirkungen werden nicht berücksichtigt. Dies entspricht dem Vorgehen in vergleichbaren Vorhaben, wie z.B. den Well-to-Wheel Analysen von JRC/ EUCAR/ CONCAWE auf der europäischen Ebene [JEC 2011].
- „Graue Energien“ und die damit verbundenen Emissionen spielen bei der Strom- und Kraftstoffbereitstellung in der Regel nur eine untergeordnete Rolle. Durch zunehmende Anteile erneuerbaren Stroms im Strommix und erneuerbarer Wärme sinken die mit dem Bau von Kraftwerken, Infra-

strukturen und Fahrzeugen verbundenen energiebedingten Emissionen. Ausnahme könnten nicht energiebezogene Umweltwirkungen sein, wie sie z.B. beim Abbau von Rohmaterialien (Bergbau) entstehen.

- Zu den Treibhausgasen zählen CO<sub>2</sub>, Methan und Lachgas (N<sub>2</sub>O). Die Klimawirkung wird nach CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bewertet. Die jeweiligen Wichtungsfaktoren für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren sind nach Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC 2007]: CO<sub>2</sub> = 1 g/g, CH<sub>4</sub> = 25 g/g, N<sub>2</sub>O = 298 g/g.
- Es wird lediglich CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe berücksichtigt. Die Verbrennung von Biomasse ist CO<sub>2</sub>-neutral, da nur so viel CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, wie vorher beim Wachstum der Pflanze aus der Atmosphäre entzogen wurde.
- Es werden die Vorkettenemissionen der Strom- und Kraftstoffbereitstellung ‚Well-to-Tank‘ bilanziert, d.h. die Bilanzgrenze ‚nach oben‘ ist die Gewinnung der Primärenergie (Kohleförderung, Windstrom etc.) und die Bilanzgrenze ‚nach unten‘ ist der Übergabepunkt von Kraftstoff und Strom an der Zapfsäule (70 MPa) respektive Ladesteckdose (230 V~).
- Die funktionale Einheit für die Bilanzierung ist 1 MJ Kraftstoff bzw. Strom ex Übergabepunkt an das Fahrzeug.

Damit die Konsistenz der Technologiepfade gewährleistet ist, werden immer vollständige Pfade bilanziert. Dies ist insbesondere bei den Wasserstoffpfaden relevant, da hier ein enger Zusammenhang zwischen Wasserstoffproduktion und Wasserstoffinfrastruktur besteht, z.B. bei der Frage der Vordrücke, Aggregatzustand bei Anlieferung an die Tankstelle, usw..

Die Emissionsfaktoren werden für jeden Emissionstyp

$k \in [\text{CO}_2\text{eq} | \text{CO}_2 | \text{CH}_4 | \text{N}_2\text{O} | \text{CO} | \text{PM} | \text{NO}_x | \text{SO}_2 | \text{NMVOC}]$

aus den definierten Technologiepfaden

$i \in [1, 2, \dots, n]$

für jeden Zeitschritt

$j \in [2020 | 2030 | 2040 | 2050]$

ermittelt. Der Pfadmix ergibt sich dann für jeden Emissionstyp und Zeitschritt über die gewichtete Addition der einzelnen Pfadmmissionen entsprechend Abbildung 10.

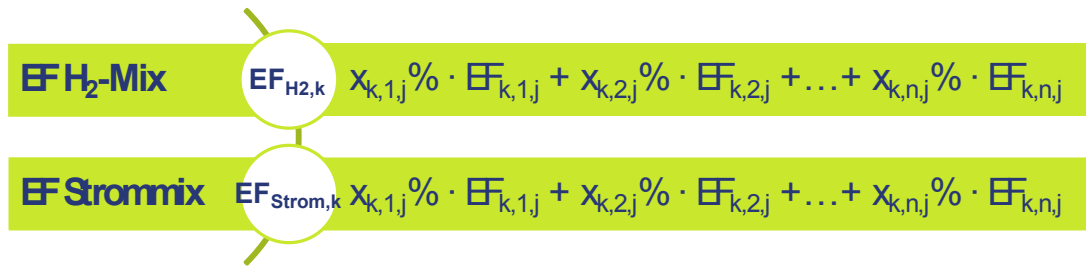


Abbildung 10: Bestimmung des Mix-Emissionsfaktors (EF) für jeden Emissionstyp (k), Technologiepfad (i) und Zeitschritt (j) für Wasserstoff und Strom

## 4.2 Wasserstoffbereitstellung für Brennstoffzellenfahrzeuge

Für eine ausführliche Beschreibung der Wasserstoffbereitstellungspfade sowie Annahmen technischer Parameter siehe Kapitel 8.2 im Anhang.

### 4.2.1 Emissionsfaktoren für Wasserstoffpfade

Tabellen zu „Well-to-Tank“ Emissionsfaktoren für Wasserstoffpfade finden sich im Anhang. In Tabelle 8-1 sind z. B. die Treibhausgasemissionen von der „Quelle bis zum Tank“ („Well-to-Tank“) für die Wasserstoffpfade entsprechend dem WasserstoffszENARIO, das in Kapitel 3.2.1

beschrieben ist, dargestellt. Negative Werte ergeben sich aus Gutschriften. Des Weiteren sind in den Tabellen 8-2 bis 8-6 entsprechend die Emissionsfaktoren für flüchtige Nichtmethanverbindungen (non-Methan volatile compounds: NMVOC),  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$  sowie für Staub und Partikel angegeben.

### 4.2.2 Emissionsfaktoren für Wasserstoffmix

Für den Wasserstoffmix ergeben sich entsprechend der in Tabelle 3-5 genannten Zusammensetzung die in Abbildung 11 und Abbildung 12 genannten Emissionsfaktoren „Well-to-Tank“. Die hierzu korrespondierenden Daten finden sich im Anschluss in Tabelle 4-1.

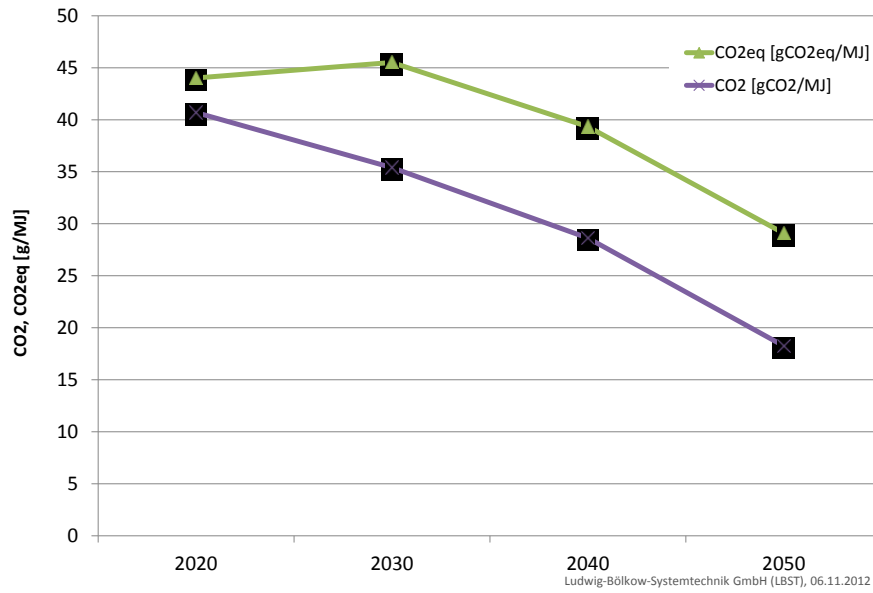


Abbildung 11: Emissionsfaktoren für CO<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>eq für Wasserstoffmix „Well-to-Tank“

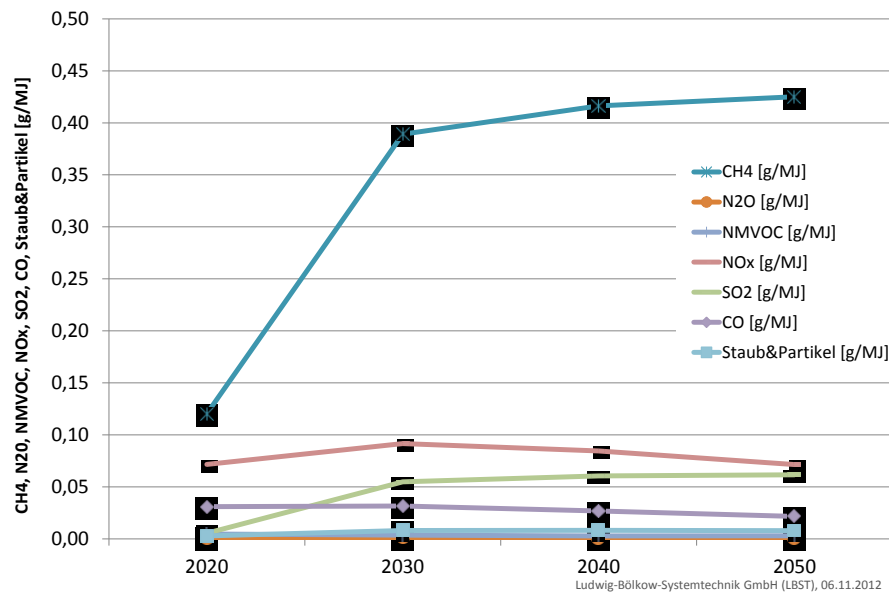


Abbildung 12: Emissionsfaktoren von nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasen und Schadstoffen für Wasserstoffmix „Well-to-Tank“



**Tabelle 4-1: Emissionen aus Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“**

[g/MJ]	2020	2030	2040	2050
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	40,7	35,4	28,6	18,3
Methan (CH <sub>4</sub> )	0,120	0,389	0,416	0,425
Lachgas (N <sub>2</sub> O)	0,0011	0,0013	0,0010	0,0007
Treibhausgase (CO <sub>2</sub> -Äquivalente)	44,0	45,5	39,3	29,1
Flüchtige Nichtmethanverbindungen (NMVOC)	0,0046	0,0035	0,0029	0,0030
Stickoxide (NO <sub>x</sub> )	0,0716	0,0916	0,0845	0,0715
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	0,0054	0,0549	0,0605	0,0617
Kohlenmonoxid (CO)	0,0310	0,0316	0,0268	0,0215
Staub und Partikel (u.a. PM)	0,0029	0,0081	0,0082	0,0078

Mit zunehmendem Anteil der Wasserstoffgewinnung durch Steinkohlevergasung mit CCS steigen auch die CH<sub>4</sub>-Emissionen. Sie sind relativ hoch und werden durch den in der Prozesskette vorgelagerten Steinkohleabbau verursacht. Aus dem gleichen Grund steigen auch die SO<sub>2</sub>-Emissionen an, die aus dem Betrieb von Kraftwerken zur Deckung des Energiebedarfs der Steinkohlebergwerke und auch aus der Vergasungsanlage selbst (SO<sub>2</sub>-Verluste aus der Claus-Anlage zur Behandlung des H<sub>2</sub>S-Stroms aus der Entschwefelung) resultieren. Mit dem Ausbau von H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen auf Basis der Steinkohlevergasung steigen bis 2030 auch die NO<sub>x</sub>-Emissionen. Nach 2030 führt der Ausbau erneuerbarer Energiequellen zu einer Reduktion der NO<sub>x</sub>-Emissionen und überkompensiert den Anteil von Wasserstoff aus Steinkohlevergasung.

#### 4.2.3 Energieeinsatz für Wasserstoffmix

Tabelle 4-2 zeigt den Energieeinsatz für die Bereitstellung von Wasserstoff, aufgeteilt auf die einzelnen Primärenergien. Der Energiegehalt des erzeugten Wasserstoffs wird im Energieeinsatz berücksichtigt. Der Gesamtenergieeinsatz entspricht dem Kehrwert des Bereitstellungsnutzungsgrades<sup>5</sup>.

Im GermanHy „KLI-CCS“-Szenario stammt der Wasserstoff im Jahr 2020 zu 32 % aus Quellen, bei denen der Wasserstoff als Nebenprodukt entlang einer chemischen Prozesskette anfällt (sog. Nebenproduktwasserstoff). Ab 2030 wird ein großer Teil des Wasserstoffs auf Basis von Steinkohle mit CCS hergestellt (32 %, 38 %, 43 % in den Jahren 2030, 2040, 2050 respektive). Die Bereitstellung von Wasserstoff aus der Vergasung von Steinkohle mit CCS ist mit einem hohen Energieeinsatz verbunden. Durch den zunehmenden Anteil von Wasserstoff aus Steinkohle steigt daher der spezifische Energieeinsatz erheblich an.

Zu beachten ist, dass der Einsatz von CCS aus heutiger Sicht nicht mehr als realistische Option betrachtet wird. Das GermanHy H<sub>2</sub>-Bereitstellungsszenario „KLI-CCS“ wurde 2009 jedoch vordringlich kommuniziert. Seither sind keine vergleichbaren Wasserstoff-Bereitstellungsszenarien mehr erstellt worden, so dass im Rahmen der vorliegenden Studie eine entsprechende Aktualisierung der H<sub>2</sub>-Bereitstellungsszenarien nicht möglich war. Allerdings wird mit der vorliegenden Studie erstmals die Voraussetzung geschaffen, im Rahmen von TREMOD zukünftig H<sub>2</sub>-Szenarien zu modellieren.

<sup>5</sup> Im Gegensatz dazu wird in einigen Studien (z.B. der JEC-Studie) als Energieeinsatz („expended energy“) nur der Energieverlust ausgewiesen, d.h. der Energieeinsatz abzüglich des Produkts. Die vorliegende Studie definiert Energieeinsatz als Quotient aus Energie-Input und -Output bzw. als Kehrwert des Bereitstellungsnutzungsgrades.

**Tabelle 4-2: Energieeinsatz für die Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“**

[MJ/MJ]	2020	2030	2040	2050
Fossil	0,68	1,21	1,22	1,22
Nuklear	0,03	0,01	0,01	0,01
Erneuerbar	1,03	0,89	0,89	0,89
Summe	1,74	2,11	2,12	2,13

### 4.3 Strombereitstellung für Batteriefahrzeuge

#### 4.3.1 Bilanzmethode Strombereitstellung

Für die Berechnung der Emissionsfaktoren von Strom als Kraftstoff werden aktuell verschiedene methodische Ansätze diskutiert. Der Einfluss der Ermittlungsmethode auf das Ergebnis ist derart sensitiv, dass mitunter gegensätzliche Schlussfolgerungen zur Bewertung der BEV-Elektromobilität richtig sein können:

- (1) Stromerzeugungsmix eines Jahres (Energiebilanz) – die im Rahmen dieser Studie bevorzugte Variante,
- (2) mittlerer Stromerzeugungsmix über einen definierten Zeitraum, z.B. stündlich oder viertelstündlich (Leistungsbilanz),
- (3) die marginale Leistungsbereitstellung (das ist die gerade notwendige Stromerzeugung, die zur Deckung des BEV-Ladens zusätzlich aktiviert werden muss), siehe z.B. [OPTUM 2011].

Als Variante hierzu können darüber hinaus die Beiträge der ‚Erneuerbaren‘ dadurch eingeschränkt werden, dass nur zusätzlich aufgebaute Kapazitäten an Erneuerbaren Energien bilanziell berücksichtigt werden („additionality“-Kriterium). Andernfalls, so das Argument, würde lediglich eine Verschiebung der Emissionsersparungen vom stationären Sektor in den Verkehr erfolgen, da die Nachfragedeckung im stationären Sektor weiter durch den konventionellen Kraftwerksmix erfolgt.

Sowohl die Leistungsbilanz (2) wie auch die marginale Leistungsbilanz (3) benötigen als Eingangsgröße ein repräsentatives Nutzungsprofil. Es gibt aber bisher weder eine ausreichende, empirische Datenbasis noch einen Methodenkonsens für ein repräsentatives, synthetisches Nutzungsprofil. Im Vergleich zu reinen Batteriefahrzeugen erhöht sich bei Plug-in Hybridfahrzeugen die Bilanzkomplexität zusätzlich da-

durch, dass mit Strom und Benzin/Diesel gleich zwei ‚Kraftstoffe getankt‘ werden.

Die Durchführung des Ladevorgangs im Rahmen eines Nachfragemanagements bringt weitere Komplexität mit sich<sup>6</sup>. Mit steigenden Anteilen von Ladelasten im Stromnetz und ähnlichem Verhalten der Akteure steigt der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor<sup>7</sup>. Zur Gewährleistung der Netzstabilität muss der Batterieladevorgang gesteuert erfolgen. Sind die technischen Voraussetzungen für Nachfragemanagement erst einmal gegeben, so kann der Strombezug, im Rahmen der für den Nutzer akzeptablen Bedingungen<sup>8</sup>, gezielt in Richtung emissionsarmen Stromerzeugungsoptionen gelenkt werden. Beispielsweise wird der Ladevorgang bei hoher Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom im Netz gestartet oder auch zeitweise unterbrochen, wenn das Angebot an regenerativ erzeugtem Strom gerade niedrig ist.

Eine hohe Nachfrage nach Ladeleistung erhöht den ‚Druck‘ auf die Verteilnetze, insbesondere in den Randbereichen (Stichleitungen, ländliche Region, etc.). Dem kann vergleichsweise einfach durch Netzausbau begegnet werden. Wegen

<sup>6</sup> Vielfach verwendete Fachbegriffe hierfür sind „Demand Side Management“ (DSM) und „Demand Response“ (DR).

<sup>7</sup> Auch „Bedarfsfaktor“ genannt. Die nachgefragte Verbraucherleistung ist in der Regel niedriger als die installierte Verbraucherleistung. Dementsprechend werden die Netzkapazitäten ausgelegt, z.B. für den Hausanschluss. Je ähnlicher die Betriebsweisen von Verbrauchern, desto mehr nähert sich die maximal benötigte Leistung ( $P_{max}$ ) der installierten Nachfrageleistung ( $P_{inst}$ ) an [VDE 1997, S. 106]. In Ortsnetzen stellt das Laden eines Batterieautos einen relativ hohen Einzelverbraucher dar. Bei einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor können die bestehenden Netzkapazitäten daher schnell erreicht werden.

<sup>8</sup> Beispiel: Gewünschter minimaler Füllstand der Batterie zu einem definierten Zeitpunkt.

der geringen äquivalenten Volllaststundenzahl über das Jahr ist dies nicht immer technisch und ökonomisch effektiv. Dezentrale Energiespeicher sind eine Alternative zum Netzausbau [LBST 2012]. Je mehr dezentrale Speicher und je näher diese an den Ladesteckdosen sind, desto geringer fällt der ‚Druck‘ auf das Stromnetz aus und desto unabhängiger wird der Ladevorgang vom aktuellen Angebot. Diese Pufferspeicher führen jedoch zu steigenden Energieverlusten in der Kette und die Gesamtenergiebilanz verschlechtert sich. Zudem erhöhen dezentrale Speicher die Bilanzkomplexität. Nichtsdestotrotz werden dezentrale, stationäre Stromspeicher eine zunehmende Rolle im Stromsystem spielen.

Eine zusätzliche, methodische Unsicherheit besteht mit der Einführung der sogenannten Schnellladung (engl. „fast charge“<sup>9</sup>). Diese wird aus Netzstabilitätsgründen kaum noch ohne lokalen Zwischenspeicher auskommen, der mit einem Zykluswirkungsgrad behaftet ist. Abhängig von der Ladespannung steigen bei der Schnellbeladung die Ladeverluste quadratisch mit dem Stromfluss ( $P_V \sim I^2$ ). Der Energieaufwand für die Strombereitstellung steigt damit insgesamt an. Annahmen über den Anteil von Schnellbeladung sowie mögliche Rückwirkungen auf die Strominfrastruktur sind noch in der Diskussion. Im Rahmen dieser Studie wurde für BEVs keine Schnellladung angenommen.

Ein Konsens über die – je nach Fragestellung – adäquate anzuwendende Bilanzmethode zur Berechnung des Strommixes für Batteriefahrzeuge steht noch aus. Mit Blick auf die zu betrachtenden Zeiträume bis 2050 und den damit verbundenen hohen Anteilen an Erneuerbaren im Strommix verliert zumindest das „additionality“ Kriterium an Signifikanz. Die Anwendungsrelevanz und Methodik von leistungsbilanziellen Verfahren sind noch unklar. Daher wird im Rahmen dieser Studie mit Ansatz (1) der energiebilanzielle Stromerzeugungsmix eines Jahres in Deutschland verfolgt.

#### 4.3.2 Emissionsfaktoren für Strommix

Für eine ausführliche Beschreibung der Strombereitstellungspfade sowie Annahmen zu technischen Parametern, siehe Kapitel 8.3 im Annex.

Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Emissionsergebnisse für den in Kapitel 1.1.1 dargestellten Strommix über die Zeit.

Die mit Abbildung 13 und Abbildung 14 korrespondierenden Daten sind in Tabelle 4-3 aufgeführt. Negative Emissionen ergeben sich aus Gutschriften.

---

<sup>9</sup> Siehe z.B. die Industrieinitiativen „CHAdEMO“ (<http://www.chademo.com>) sowie „Combined Charging System“ (IEC 62196) für Standards zur Schnellbeladung von Batterien mit Wechsel- und Gleichstrom.

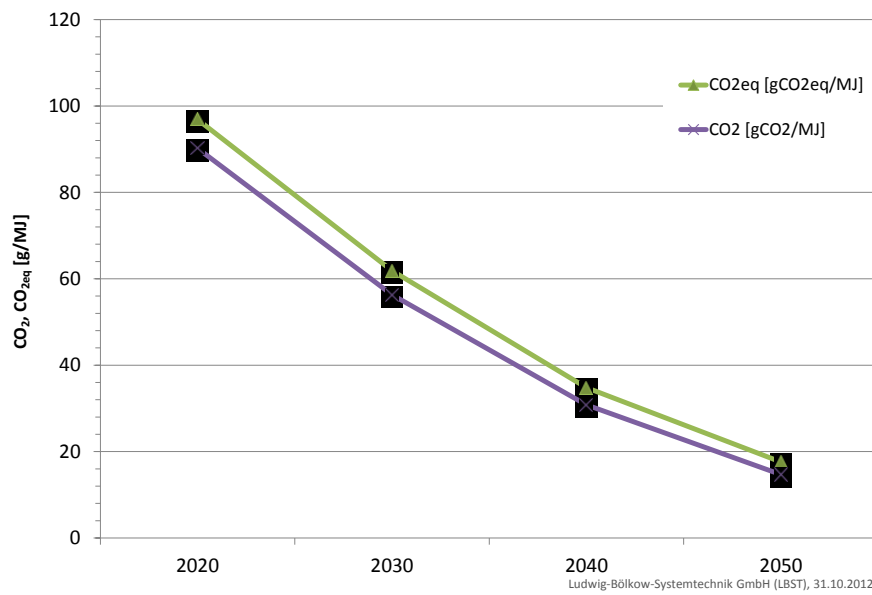


Abbildung 13: Emissionsfaktoren für CO<sub>2</sub> und CO<sub>2eq</sub> für Strommix „Well-to-Tank“

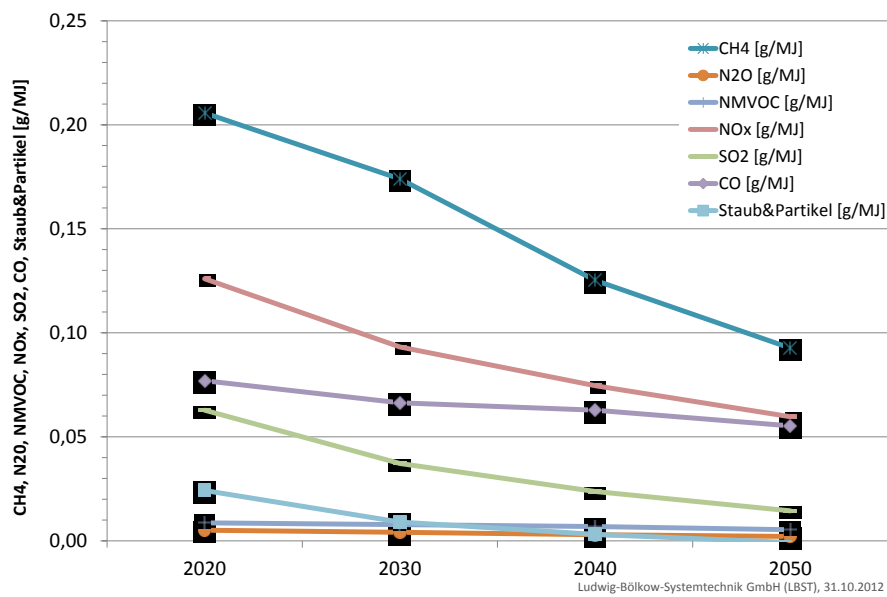


Abbildung 14: Emissionsfaktoren von Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasen und Schadstoffen für Strommix „Well-to-Tank“

**Tabelle 4-3: Emissionen aus der Bereitstellung von Strom „Well-to-Tank“**

[g/MJ]	2020	2030	2040	2050
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	90,2	56,3	30,8	14,7
Methan (CH <sub>4</sub> )	0,206	0,174	0,125	0,093
Lachgas (N <sub>2</sub> O)	0,0051	0,0041	0,0029	0,0021
Treibhausgase (CO <sub>2</sub> -Äquivalente)	96,9	61,8	34,8	17,6
Flüchtige Nichtmethanverbindungen (NMVOC)	0,0087	0,0078	0,0069	0,0053
Stickoxide (NO <sub>x</sub> )	0,1260	0,0932	0,0746	0,0596
Schwefeldioxid (SO <sub>2</sub> )	0,0628	0,0372	0,0237	0,0144
Kohlenmonoxid (CO)	0,0770	0,0663	0,0628	0,0552
Staub und Partikel (u.a. PM)	0,0242	0,0090	0,0031	-0,0008

**Tabelle 4-4: CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung für Elektromobilität (mit/ohne zusätzlichen EE-Ausbau; mit/ohne Lademanagement (LM)) im Vergleich zur CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommixes [OPTUM 2011, Tab. 18, S. 92]**

		ohne zusätzlichen EE-Ausbau		mit zusätzlichem EE-Ausbau (Wind)		Vergleich: deutscher Strommix *
		ohne LM	mit LM	ohne LM	mit LM	
2020	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	894	888	54	0	519
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>el</sub>	248	247	15	0	144
2030	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	713	752	62	17	490
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>el</sub>	198	209	17	5	136

\* inklusive des Energieaufwandes für den Bau der erneuerbaren Kraftwerke und der damit verbundenen Treibhausgasemissionen („graue Emissionen“)

### 4.3.3 Vergleich mit anderen Veröffentlichungen

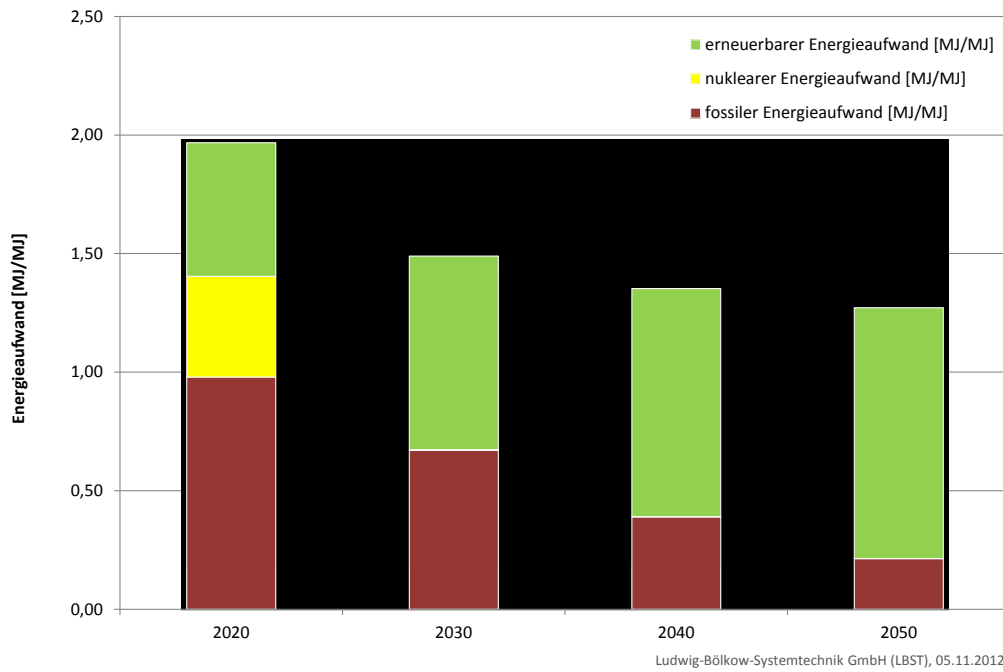
Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse dieser Studie mit anderen wissenschaftlichen Analysen zu ermöglichen, sind in Tabelle 4-4 die Ergebnisse des BMU-Projektes „OPTUM“ dargestellt. Der Grund für die im Vergleich zur vorliegenden Studie relativ hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen für Strom aus dem Strommix liegt hauptsächlich in den höheren Anteilen fossiler Stromerzeugung und speziell durch Kohlekraftwerke erzeugten Stroms. In [OPTUM 2011] wurden darüber hinaus der Energieaufwand und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Bau der erneuerbaren Kraftwerke mit einbezogen. Der Einfluss der Energieaufwände für den Bau der erneuerbaren Kraftwerke ist im Vergleich zum höheren Anteil fossiler Stromerzeugung von untergeordneter Bedeutung. In [OPTUM 2011] ist nicht klar, ob nur die CO<sub>2</sub>-Emissionen oder auch andere Treibhausgase berücksichtigt wurden. Die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstel-

lung der in den Kraftwerken eingesetzten Brennstoffe sind sowohl in [OPTUM 2011] als auch in dieser Studie berücksichtigt.

Im OPTUM-Projekt wurden zudem Sensitivitäten der Ergebnisse bezüglich unterschiedlichen Annahmen in der Bilanzmethodik untersucht, z.B. auch die gerade notwendige Stromerzeugung, die zur Deckung des BEV-Ladens zusätzlich aktiviert werden muss (marginale Leistungsbereitstellung), siehe Diskussion hierzu im Eingang zu diesem Kapitel 1 auf Seite 21.

### 4.3.4 Energieeinsatz für Strommix

Abbildung 15 zeigt den Energieeinsatz für die Bereitstellung von Strom, aufgeteilt auf die einzelnen Primärenergiequellen. Der Energiegehalt des erzeugten Stroms ist im Energieeinsatz enthalten. Der Gesamtenergieeinsatz entspricht dem Kehrwert des Bereitstellungsnutzungsgrades.



**Abbildung 15:** Energieeinsatz für die Bereitstellung von Strom (Quelle: LBST auf Basis Strommix Leitstudie 2011 „Basisszenario A“)

Die zu Abbildung 15 gehörenden Zahlen sind in der folgenden Tabelle 4-5 zusammengestellt.

**Tabelle 4-5:** Energieeinsatz für die Bereitstellung von Strom „Well-to-Tank“

[MJ/MJ]	2020	2030	2040	2050
Fossil	0,98	0,67	0,39	0,21
Nuklear	0,43	0,00	0,00	0,00
Erneuerbar	0,56	0,82	0,96	1,06
Summe	1,97	1,49	1,35	1,27



# 5 Berechnung der Szenarien in TREMOD

## 5.1 Berechnungsablauf

### 5.1.1 Übersicht

In TREMOD werden die Emissionen des Straßenverkehrs für jedes Bezugsjahr in folgenden Teilschritten berechnet:

- Aufbereitung des Fahrzeugbestands und dessen Fahrleistungsverteilung nach verbrauchs- und emissionsrelevanten Fahrzeugschichten und Fahrzeugalter für jede Fahrzeugkategorie.
- Aufteilung der Jahresfahrleistung auf die Straßenkategorien und Verkehrssituationen je Fahrzeugkategorie.
- Aufbereitung der Verbrauchs- und Emissionsfaktoren für jede relevante Fahrzeugschicht und Verkehrssituation.

Für die Berechnung von TREMOD-Ergebnissen werden weitere Datensätze verwendet:

- Emissionsfaktoren für die Bereitstellung der Energieträger zur Berechnung der Well-to-Wheel-Emissionen.
- Energiebilanz zum Abgleich der mit TREMOD berechneten Ergebnisse für den Inlandsverkehr; die mit der Energiebilanz abgestimmten Ergebnisse werden z.B. für den Nationalen Inventarbericht benötigt. In dieser Studie werden nur Inlandsergebnisse dargestellt.

Abschließend werden die Teilergebnisse verknüpft und der jährliche Energieverbrauch und die Emissionen für den Straßenverkehr insgesamt sowie für alle gewünschten Aufteilungen und Aggregationen berechnet.

Abbildung 16 gibt einen Überblick über den Ablauf der Berechnung. Nachfolgend sind die wichtigsten Zwischenschritte sowie die zur Berechnung benötigten Eingangsdaten näher erläutert.

### 5.1.2 Fahrzeugbestand und Fahrleistungsverteilung

Bei der Aufbereitung des Fahrzeugbestands wird zwischen zwei Modi unterschieden:

- **Realdaten:** Der statistisch erfasste Fahrzeugbestand wird direkt aus einer vom KBA bereitgestellten Datenbank in die TREMOD-Struktur überführt.
- **Szenarien:** Für die Szenarienrechnung wird der zukünftige Fahrzeugbestand in der TREMOD-Struktur auf Basis von Annahmen zur Anzahl der Neuzulassungen, jeweils unterteilt nach den relevanten Fahrzeugschichten, sowie geeigneten Überlebenskurven in einem Umschichtungsmodell berechnet.

Im Rahmen dieser Studie wird ausschließlich die Szenarienrechnung betrachtet, da die neuen Fahrzeugkonzepte noch nicht in relevanten Stückzahlen im aktuellen Fahrzeugbestand enthalten sind und daher noch nicht im TREMOD „Realbestand“ berücksichtigt werden.

Für die Szenarienrechnung werden folgende Informationen je Fahrzeugkategorie und Zulassungsjahr benötigt:

- Anzahl Neuzulassungen.
- Anteil der Fahrzeugsegmente (definiert durch die Antriebsart und Größenklasse) an den Neuzulassungen.
- Anteil der Emissionsstandards an den Neuzulassungen je Fahrzeugsegment.
- Überlebenskurve je Segment: Die Überlebenskurve gibt an, welcher Anteil der Neuzulassungen nach 1, 2, bis 30 Jahren noch im Bestand enthalten ist. Der Jahrgang 30 beinhaltet dabei auch alle älteren Fahrzeuge.

Für die TREMOD-Berechnung wird nicht der Absolutbestand verwendet, sondern die Bestandsverteilung nach Antrieb, Größenklasse, Emissionsstandard und Alter. Da für die Emissionen bzw. den Verbrauch nicht der Fahrzeugbestand, sondern dessen Fahrleistungen entscheidend sind, werden die differenzierten Bestandsanteile in Fahrleistungsanteile umgerechnet. Dabei werden verschiedene Gewichtungsfaktoren und –funktionen verwendet. Diese



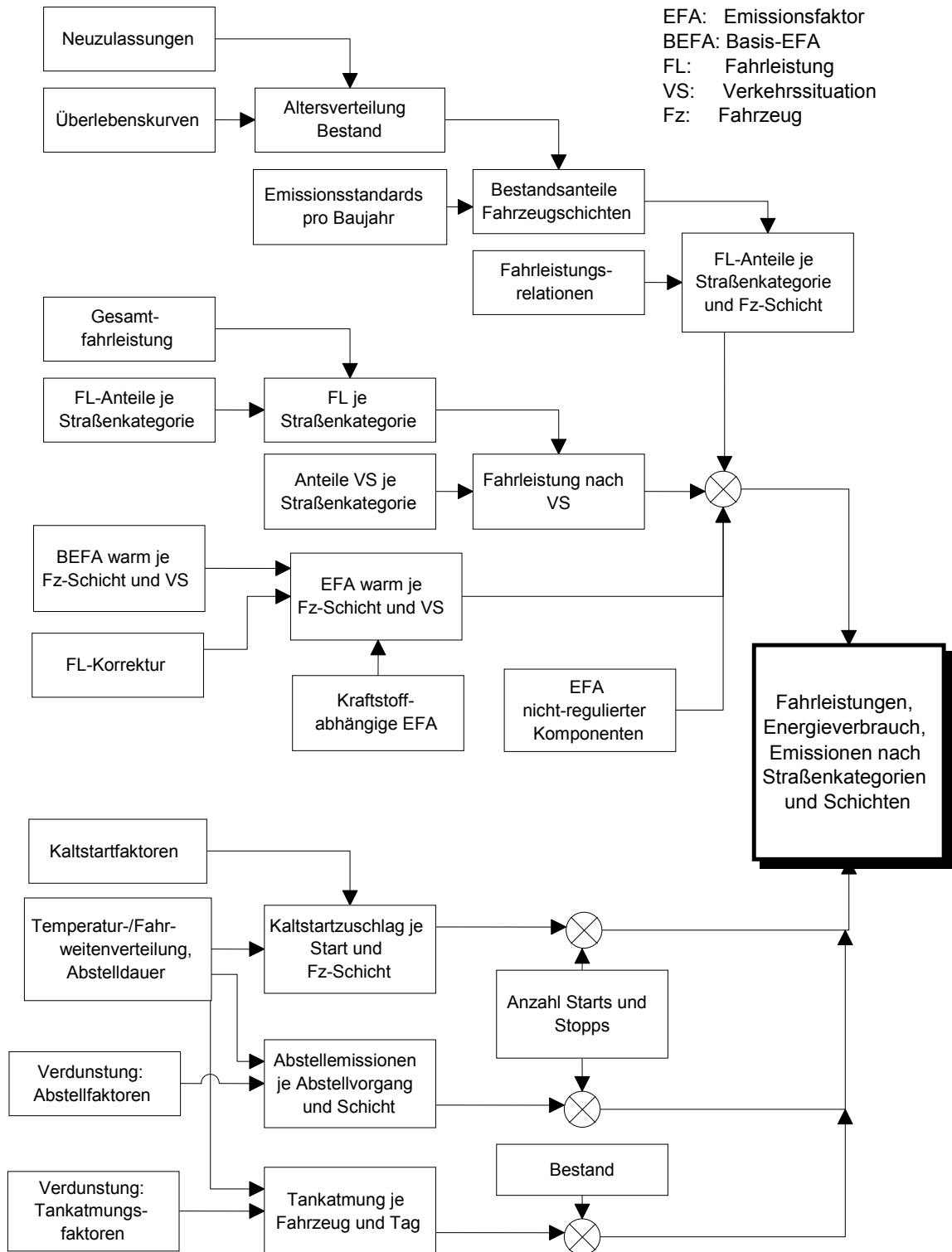


Abbildung 16: Berechnungsablauf Straßenverkehr in TREMOD

berücksichtigen, dass Fahrzeuge verschiedener Antriebsart, Größe und Alter unterschiedliche Jahresfahrleistungen sowohl insgesamt als auch auf verschiedenen Straßenkategorien haben.

Ein neues Element zur Fahrleistungsaufteilung, das im Rahmen dieser Studie in TREMOD implementiert wurde, ermöglicht die Differenzierung des Fahrleistungsanteils nach Kraftstoffart. Diese Differenzierung ist wichtig für alle Fahrzeuge mit verschiedenen Antriebsmöglichkeiten, z.B. CNG/Benzin oder – bei den neuen PHEV-Konzepten – Benzin/elektrisch.

Beispiele für die verwendeten Bestands- und Fahrleistungskennzahlen werden in Kapitel 5.2.3 dargestellt.

### 5.1.3 Gesamte Jahresfahrleistung

Die gesamte Jahresfahrleistung wird je Fahrzeugkategorie und Bezugsjahr in TREMOD vorgegeben. Zur Verknüpfung mit den Fahrleistungsanteilen (siehe voriges Kapitel) und den Verbrauchs- und Emissionsfaktoren (siehe nachfolgendes Kapitel) wird die Gesamtfahrleistung weiter aufgeteilt auf Straßenkategorien (Innerorts, Außerorts, Autobahn) und innerhalb jeder Straßenkategorie auf Verkehrssituationen (z.B. freier Verkehr, stop-and-go) sowie Längsneigungsklassen. Dieser Berechnungsteil verwendet demnach je Fahrzeugkategorie und Bezugsjahr

- die Gesamtfahrleistung,
- die Anteile der Straßenkategorien an der Gesamtfahrleistung,
- die Anteile der Verkehrssituationen und Längsneigungsklassen an der Fahrleistung je Straßenkategorie.

Die Gesamtfahrleistung je Fahrzeugkategorie ist im Modell unabhängig vom Fahrzeugbestand. Die sich aus der Gesamtfahrleistung und dem Bestand ergebende mittlere Jahresfahrleistung je Fahrzeugkategorie muss im Nachgang plausibilisiert und ggf. korrigiert werden. Eine exakte Anpassung des Fahrzeugbestands bzw. der mittleren Fahrleistung an eine gewünschte Vorgabe ist dabei nicht erforderlich, da die Emissionsergebnisse allein von der Höhe der Gesamtfahrleistung abhängen.

### 5.1.4 Emissions- und Verbrauchsfaktoren

Die Emissions- und Verbrauchsfaktoren werden vom Handbuch Emissionsfaktoren [HBEFA] geliefert. Sie sind differenziert nach:

- Fahrzeugkategorien:  
Die Emissionsfaktoren differenzieren i.d.R. nach Antrieb, Größenklasse und Emissionsstandard; bei einigen Fahrzeugschichten und Komponenten ist der Emissionsfaktor zusätzlich abhängig von der Laufleistung. Einige Komponenten, beispielsweise CO<sub>2</sub> und SO<sub>2</sub>, sind nicht vom Fahrzeugkonzept abhängig, sondern vom Kohlenstoff- und Schwefelgehalt im Kraftstoff. Andere Komponenten sind zwar vom Fahrzeugkonzept abhängig, werden aber mit Hilfe von Anteilsfaktoren, bezogen auf eine Leitkomponente, berechnet, z.B. alle Bestandteile der Kohlenwasserstoffe sowie NO<sub>2</sub>.
- Der Energieverbrauch wird differenziert nach Antriebsart, Größenklasse und Fahrzeugalter. Dazu wird für jedes Fahrzeugsegment ein Referenzfahrzeug eines bestimmten Zulassungsjahrs festgelegt. Die zeitliche Entwicklung wird über prozentuale Effizienzkurven abgebildet, die in den Szenarienrechnungen variiert werden können.
- Verkehrssituationen und Längsneigungsklasse:  
Alle Verbrauchs- und Emissionsfaktoren liegen für die relevanten Verkehrssituationen und Längsneigungsklassen vor. Aufgrund des hohen Rechenaufwands werden die Emissions- und Verbrauchsfaktoren bereits im HBEFA vor der Übernahme in TREMOD zu Werten je Straßenkategorie zusammengefasst.

Neben den kilometerabhängigen Verbrauchs- und Emissionsfaktoren werden bei Pkw die zusätzlichen Emissionen durch Kaltstart und Verdunstung berücksichtigt.

### 5.1.5 Emissionsfaktoren für die Energiebereitstellung

Die Emissionsfaktoren für die Energiebereitstellung sind in TREMOD für jeden Energieträger in der Einheit „g/MJ“ integriert. Verknüpft mit dem berechneten Endenergieverbrauch ergeben sich die WtW-Emissionen. Es ist in TREMOD möglich, verschiedene Bereitstellungsvarianten zu definieren und in den Szenarienrechnungen zu verwenden.

## 5.2 Erweiterung der TREMOD-Struktur

### 5.2.1 Segmentierung der Fahrzeuge

In TREMOD werden die Fahrzeugkategorien nach Antriebsart, Größenklasse, Emissionsstandard und Fahrzeugalter unterschieden. Bisher wurden beim Pkw drei Hubraumklassen unterschieden ( $HR < 1,4l$ ,  $1,4 \leq HR \leq 2l$ ,  $HR > 2l$ ). Diese Unterscheidung ist in der Historie der Modellierung begründet, da sich frühere Abgasgrenzwerte an diesen drei Hubraumklassen orientiert haben. Dementsprechend ist die Modellierung der Emissionen von Pkw in den europäischen Verkehrsemissionsmodellen (HBEFA, TREMOD, COPERT<sup>10</sup>) noch abgestimmt auf diese Unterscheidung.

Eine Differenzierung nach Hubraumklassen ist jedoch für neue Fahrzeugkonzepte nicht mehr sachgerecht, da ein Verbrennungsmotor entweder gar nicht vorhanden ist oder aber in einer Hybridkonfiguration völlig anders ausgelegt ist als in einem Fahrzeug mit reinem Verbrennungsmotor-Antrieb. Daher ist eine passende

Eigenschaft zur Beschreibung der Fahrzeuggröße gefordert.

Für eine Unterteilung der neuen Fahrzeugkonzepte in Größenklassen müssen statistisch verfügbare Kenngrößen verwendet werden. Hierzu bietet sich eine Unterteilung nach Marktsegmenten an, wie sie vom KBA und auch in anderen Studien verwendet wird, z.B. in der „Coalition Study“ [McKinsey 2011].

In der Regel wird nach mindestens sieben Marktsegmenten unterschieden mit zusätzlichen Unterteilungen (z.B. Minivans/Großraum-Vans) oder spezielle Fahrzeuggruppen (Sportwagen, Wohnmobile, Utilities). Für die Modellierung des Energieverbrauchs und der Emissionen von Pkw wurde vom Projektteam wie bisher eine Unterscheidung nach drei Größenklassen als ausreichend angesehen. Daher werden die Marktsegmente für die Modellierung zu den drei Größenklassen Kleinwagen (klein), Mittelklasse (mittel) und Oberklasse (groß) zusammengefasst. Grundlage sind die Unterteilung des KBA und die Kategorien der „Coalition Study“. Die Definition der Größenklassen in TREMOD ist in Tabelle 5-1 dargestellt (siehe auch Seite 14).

---

<sup>10</sup> COPERT – Computer Programme to calculate Emissions from Road Transport

**Tabelle 5-1: Segmentierung der Pkw nach Größenklassen**

Coalition Study	Größenklasse in TREMOD	KBA-Bezeichnung
A,B	„klein“ – Kleinwagen-Klasse	Mini, Kleinwagen
C, M1	„mittel“ – Mittelklassefahrzeuge	Kompaktklasse, Mittelklasse, Mini-Vans
D, E, M2, J1, J2, S	„groß“ – Oberklassefahrzeuge	Obere Mittelklasse, Oberklasse, Großraum-Vans, Utilities, Geländewagen, Sportwagen, Wohnmobile

Die Unterscheidung gilt für alle neuen Fahrzeugsegmente. Für die aktuell im Feld vertretenen Fahrzeugsegmente wird die alte Unterteilung nach Hubraumklassen beibehalten, da eine rückwirkende Umstellung im Modell sehr aufwändig wäre.

Eine Beibehaltung der bisherigen Hubraumklassen für den Altbestand wird dadurch er-

leichtert, dass wichtige mittlere Kenngrößen (Verbrauch, Leistung, Leergewicht) der definierten drei Größenklassen, entweder nach Hubraumklassen oder nach Kaufsegmenten des Altbestands, ähnlich sind. Dies zeigt eine aktuelle Auswertung von KBA-Daten für das Jahr 2010 (siehe Tabelle 5-2).

**Tabelle 5-2: Ausgewählte Kennzahlen der Pkw-Neuzulassungen in Deutschland 2010 nach Größenklassen (Hubraum vs. Kaufsegment) [KBA 2010]**

Kennzahl	Klein		Mittel		Groß	
	Benzin	Diesel	Benzin	Diesel	Benzin	Diesel
<b>Neuzulassungen</b>						
<b>in Mio. Fahrzeuge</b>						
Nach Hubraumklasse	0,99	0,03	0,58	0,87	0,10	0,31
Nach Kaufsegment	0,68	0,07	0,76	0,61	0,22	0,52
<b>Mittlere Leistung</b>						
<b>in kW</b>						
Nach Hubraumklasse	66	55	100	97	215	148
Nach Kaufsegment	59	66	94	101	140	125
<b>Mittleres Leergewicht</b>						
<b>in kg</b>						
Nach Hubraumklasse	1.171	1166	1.407	1.552	1.729	1.924
Nach Kaufsegment	1.082	1.195	1.378	1.518	1.586	1.840
<b>Mittlerer Verbrauch</b>						
<b>in l/100 km</b>						
Nach Hubraumklasse	5,8	4,1	7,1	5,6	9,8	7,1
Nach Kaufsegment	5,6	4,2	6,7	5,4	8,4	6,8

Entscheidend für die TREMOD-Modellierung ist der mittlere Kraftstoffverbrauch je Antriebsart und Segment. Bei konventionellen Fahrzeugen lag der Verbrauchsunterschied zwischen der Hubraum- und Kaufsegment-Klassifizierung im Jahr 2010 - mit Ausnahme der großen Benzin-Pkw - bei maximal 5 %.

Aufgrund dieser guten Übereinstimmung ist es

für die Modellierung der zukünftigen Entwicklung zulässig, den Altbestand nach Hubraumklassen fortzuführen und für die Modellierung der zukünftigen Fahrzeugbestände die neue Segmentierung zu verwenden.

Bei den übrigen Fahrzeugkategorien wird die bisherige Unterteilung nach Größenklassen auch für die neuen Fahrzeugkonzepte übernommen.

## 5.2.2 Integration der Fahrzeugkonzepte mit Elektro- und Wasserstoffantrieb

In GermanHy wurde der zukünftige Wasserstoffbedarf durch die Einführung von Fahrzeugen mit Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb bei den Fahrzeugkategorien Pkw, leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und Linienbusse abgeschätzt. Dementsprechend sind diese Antriebskonzepte bei den entsprechenden Fahrzeugkategorien in

TREMOD zu berücksichtigen. Zusätzlich wurde vom Projektteam beschlossen, ein weiteres Szenario zu berechnen, das die derzeitige wahrscheinliche Einführung von Fahrzeugen mit Elektroantrieb berücksichtigt. Im Gegenzug wurde darauf verzichtet, entsprechende Szenarien für LNF und Linienbusse innerhalb des Projektes zu erarbeiten. Dementsprechend beziehen sich die im Projekt berechneten Szenarien allein auf den Pkw-Verkehr.

**Tabelle 5-3: Neue Antriebskonzepte in TREMOD**

Fahrzeugkat.	Antriebskonzept	Weitere Merkmale
Pkw	Brennstoffzelle (FCEV)	Größenklassen klein, mittel, groß; weitere Unterteilung zur Modellierung der Substitution von Benzin- und Diesel-Pkw
	Elektromotor, batterieelektrisch (BEV)	Größenklassen klein, mittel, groß
	Plug-in Hybrid (PHEV)	Größenklassen klein, mittel, groß, Antriebsarten Benzin/elektrisch und Diesel/elektrisch
LNF	Brennstoffzelle (FCEV)	Drei Gewichtsklassen (Leergewicht gemäß Abgasgesetzgebung)
Linienbus	Brennstoffzelle (FCEV)	Drei Gewichtsklassen (Midi, Standard, Gelenkbus)

Weitere aktuelle Konzepte sind Pkw, LNF und Linienbusse, die mit Erdgas oder Flüssiggas betrieben werden, sowie Pkw mit Hybridantrieb Benzin/Elektro. Da diese Fahrzeuge nicht mit der den Szenarienrechnungen dieser Studie zugrunde liegenden TREMOD-Version modellierbar sind, werden sie hier nicht betrachtet.<sup>11</sup>

## 5.2.3 Annahmen zur Fahrzeugnutzung und -effizienz

### 5.2.3.1 Übersicht

In den Szenarien müssen alle Fahrzeugeigenschaften der neuen Fahrzeugkonzepte, die mit TREMOD abgebildet werden sollen, definiert werden. Damit sind alle für die Berechnung benötigten Parameter, die in Kapitel 1.1 beschrieben wurden, festzulegen.

Bisher gibt es wenige Informationen über die mögliche Markteinführung und Nutzung der hier betrachteten neuen Fahrzeugkonzepte. Verschiedene Studien beschäftigen sich mit den Potenzialen und beschreiben in Szenarien plausible

mögliche Entwicklungen unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen.

Auf der technischen Seite - hier interessiert insbesondere der spezifische Energieverbrauch in verschiedenen Einsatzmodi - liegen Angaben für verschiedene Prototypen vor, außerdem gibt es umfangreiche Untersuchungen zur weiteren Entwicklung der technischen Potenziale dieser Konzepte (z.B.: [JEC 2011]).

Im Rahmen dieser Studie wird auf vorliegenden Arbeiten und den dort formulierten Annahmen aufgebaut. Basis sind vor allem das bisherige TREMOD-Basiszenario [IFEU 2011] und weitere u.a. von den Projektpartnern erstellte Arbeiten ([GermanHy 2009], [IFEU 2010], [UBA 2006]).

Die Berechnung in TREMOD erfolgt auf Basis einer differenzierten Auflösung der Eingangsparameter in Antriebsarten, Größenklassen und Alter der Fahrzeuge sowie einer Verteilung der Fahrleistungen auf die verschiedenen Straßenkategorien mit entsprechend aufgelösten Energieverbrauchs- und Emissionsfaktoren. In dieser Detaillierung liegen bisher nur wenige Erfahrungswerte vor, so dass im Rahmen dieser Studie vereinfachte Annahmen für die Fahrzeugnutzung getroffen werden, die sich an die konventionellen Fahrzeugkonzepte anlehnen (Details siehe Kapitel 5.2.3.2):

<sup>11</sup> Erdgas und Flüssiggas werden ab TREMOD-Version 5.3 (Stand September 2012) berücksichtigt. Die Szenarienrechnungen im Rahmen dieser Studie basieren auf der Version 5.2 vom November 2011).

- FCEVs und PHEVs verhalten sich wie die Fahrzeuge, die sie ersetzen;
- BEVs: eigene Annahmen;
- fehlende Annahmen (Anteil elektrischer Fahrleistung bei PHEVs, spezifischer Verbrauch für alle Konzepte) werden anhand vorliegender Untersuchungen ergänzt.

Grundsätzlich erlaubt die so erweiterte TREMOD-Version eine Berechnung auf Basis sehr differenzierter Annahmen, die berücksichtigt werden können, falls belastbare Informationen vorliegen.

In diesem Kapitel werden alle in der Modellierung verwendeten Parameter beschrieben, die sich auf das einzelne Fahrzeug beziehen:

- Das Überlebensverhalten.
- Die mittlere Jahresfahrleistung in Abhängigkeit von Antriebsart, Größenklasse, Zulassungsjahr auf verschiedenen Straßenkategorien und – bei Hybridfahrzeugen in verschiedenen Antriebsmodi (z.B. Verbrennungs- vs. Elektrotrieb).
- Spezifischer Energieverbrauch und Emissionsfaktoren.

Alle Parameter und Annahmen zur gesamten Flottenentwicklung und Gesamtfahrleistung für die beiden Szenarien „Brennstoffzelle-Klima“ und „Elektromobilität“ werden in Kapitel 1.1 beschrieben.

### 5.2.3.2 Fahrzeugbestand und Fahrleistungsverteilung

Basis der Bestandsmodellierung sind die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen und das Überlebensverhalten der Fahrzeuge im Zeitverlauf. In TREMOD wird für jedes Fahrzeugsegment (beschrieben durch Antriebsart und Größenklasse) und jedes Zulassungsjahr das weitere Überlebensverhalten mit einer Überlebenskurve beschrieben, die für alle Folgejahre die im Bestand verbliebenen Fahrzeuge bezogen auf die Neuzulassungen beschreibt.

Die Überlebenskurven wurden in der Vergangenheit aus der KBA-Statistik für Benzin- und

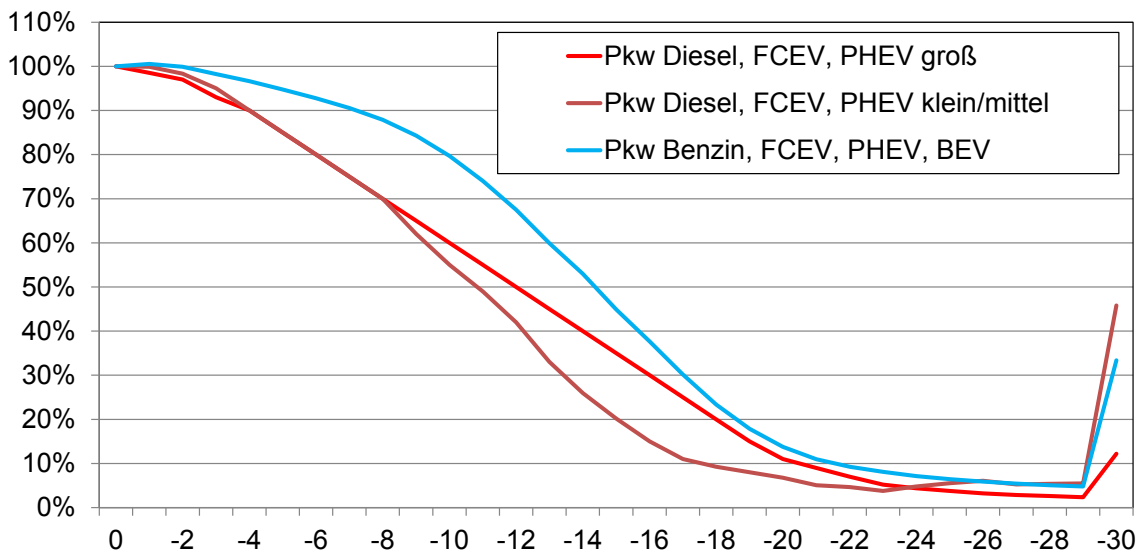
Diesel-Pkw der drei Größenklassen abgeleitet, indem über mehrere Jahre die Veränderung im Bestand beobachtet und daraus mittlere Überlebenswahrscheinlichkeiten abgeleitet wurden.

Statistische Änderungen (z.B. 2008 der Wegfall der vorübergehend abgemeldeten Fahrzeuge) und Sondereinflüsse (z.B. der Einfluss der Abwrackprämie in 2009) führen dazu, dass aus den aktuellen Zeitreihen keine repräsentativen Überlebenswahrscheinlichkeiten abgeleitet werden können. Daher wurden die aus den Bestandsentwicklungen 2001 bis 2006 abgeleiteten Überlebenskurven modifiziert, um die tendenziell zu beobachtende Verlängerung der Lebenszeit von Fahrzeugen abzubilden. Diese modifizierten Kurven aus dem TREMOD-Basiszenario werden auch hier verwendet.

Die abgeleiteten Kurven beschreiben, welcher Anteil der Fahrzeuge eines Zulassungsjahrgangs nach einem, zwei und allen folgenden Jahren noch im Fahrzeugbestand verbleibt.

Für die neuen Fahrzeugkonzepte gibt es bisher keine Anhaltspunkte für ihre mögliche Lebensdauer. Bisherige Studien beziehen sich meist auf einen angenommenen Fahrzeugbestand in einem bestimmten Jahr und treffen daher keine relevanten Aussagen. Es gibt auch keine belastbaren Informationen, welche die Ableitung eines deutlich unterschiedlichen Überlebensverhaltens der neuen Fahrzeugkonzepte ermöglichen könnten (z.B. Einfluss der Batterielebensdauer). Daher wird hier die Annahme getroffen, dass die neuen Fahrzeugkonzepte das gleiche Überlebensverhalten aufweisen wie die konventionellen Fahrzeuge, die sie ersetzen. Alle FCEVs und PHEVs werden daher mit den gleichen Überlebenskurven fortgeschrieben wie die ersetzten Benzin- und Dieselfahrzeuge der entsprechenden Größenklasse. Bei den BEVs wird angenommen, dass sie das Überlebensverhalten von mittleren Benzin-Pkw haben.

Die verwendeten Überlebenskurven (einschließlich der Zusammenfassung der Fahrzeuge mit einem Alter ab 30 Jahren im Altersjahrgang -30) sind in der folgenden Abbildung dargestellt.



**Abbildung 17: Verwendete Überlebenskurven der konventionellen Pkw für die neuen Fahrzeugkonzepte**

Die Fahrleistungsrelationen (FL-Relationen) berücksichtigen die unterschiedlichen mittleren Fahrleistungen der unterschiedlichen Fahrzeugsegmente und werden in TREMOD je Straßenkategorie angegeben. Bezogen werden sie auf kleine Benzin-Pkw (100 %). Fährt ein mittleres Fahrzeug eines anderen Segments (z.B. große Diesel Pkw) mehr als ein mittlerer kleiner Benzin-Pkw, ist der Relationswert für dieses Segment höher als 100 % (z.B. 380 % auf Autobahnen, d.h. die Fahrleistung eines mittleren großen Diesel-Pkws ist auf Autobahnen 3,8mal höher als die eines mittleren kleinen Benzin-Pkws (siehe Abbildung 18).

Eine weitere Relation beschreibt die Abhängigkeit der Fahrleistung vom Fahrzeugalter. Diese ist je Fahrzeugsegment und Straßenkategorie unterschiedlich.

Basis aller Relationen sind v.a. Fahrleistungserhebungen, die 1993 und 2002 durchgeführt wurden (siehe Beschreibung in [IFEU 2011]).

Im Wesentlichen werden dadurch die folgenden Fahrleistungseigenschaften abgebildet:

- Diesel-Pkw haben eine höhere Jahresfahrleistung als Benzin-Pkw;
- große Pkw haben eine höhere Jahresfahrleistung als kleine Pkw;
- neue Pkw haben eine höhere Jahresfahrleistung als ältere Pkw;
- Pkw mit einer höheren Jahresfahrleistung haben einen höheren Fahrleistungsanteil auf Autobahnen als andere.

Die bisher abgeleiteten Verteilungen für konventionelle Fahrzeuge werden auch für die neuartigen Konzepte mit prinzipiell ähnlichen Nutzungsmöglichkeiten (PHEVs und BZEVs) angenommen. Lediglich für BEVs werden die Annahmen modifiziert. Dabei werden die folgenden Randbedingungen der Nutzung zugrunde gelegt:

- BEVs werden aufgrund der hohen Fahrzeugkosten nur dann in größerer Stückzahl gekauft, wenn sie viel genutzt werden. Die mittlere Jahresfahrleistung der BEV sollte daher höher sein als die von konventionellen Benzin-Fahrzeugen.
- Aufgrund der eingeschränkten Reichweite erfolgt der Einsatz von BEV vor allem auf kurzen und mittleren Strecken und damit häufiger im städtischen Bereich und dessen Umgebung.

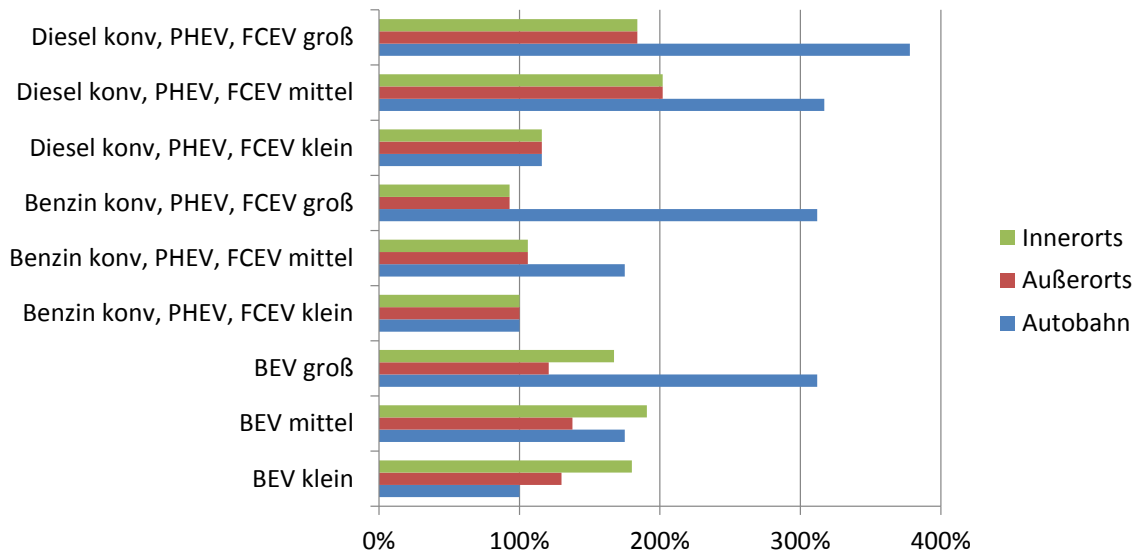
Um diese Annahmen abzubilden, werden folgende Fahrleistungsrelationen für BEVs definiert:

- die Innerortsfahrleistung eines BEVs ist um 80 % höher als die eines Benzin-Pkw gleicher Größe;
- die Außerortsfahrleistung ist um 30 % höher;
- die Autobahnfahrleistung ist gleich;
- die Fahrleistungs-Relationen nach Fahrzeugalter entsprechen denjenigen der Benzin-Pkw;

Mit diesen Annahmen werden die angenommenen mittleren Fahrleistungen in den Szenarien abgebildet (siehe Tabelle 5-8 auf Seite 48).

Die folgenden Abbildungen zeigen die angenommenen Fahrleistungsrelationen für alle

Fahrzeugsegmente in den Szenarien.



Lesebeispiel: Große Diesel-Pkw (bzw. große Neufahrzeuge, die konventionelle Diesel-Pkw ersetzen) haben auf Autobahnen die 3,8-fache Fahrleistung als kleine Benzin-Pkw

Abbildung 18: Fahrleistungsrelation der Segmente je Straßenkategorie (Benzin klein: 100 %)

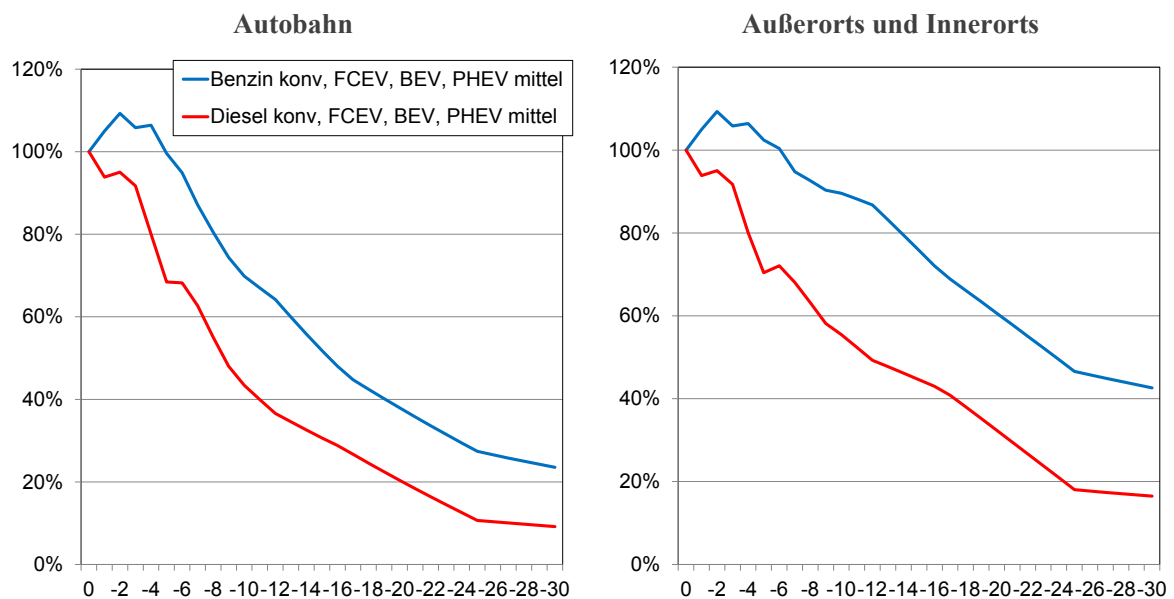


Abbildung 19: Fahrleistungsrelation nach Fahrzeugalter (Neufahrzeuge=Jahr 0: 100 %)

PHEV-Fahrzeuge können sowohl im Elektroals auch im Verbrennungsbetrieb gefahren werden. Zur Abschätzung des elektrischen Fahranteils werden Analysen von ISI-FHG verwendet [Kley 2011]. Es wird davon ausgegangen dass der elektrische Fahranteil hoch sein muss, damit die PHEVs wirtschaftlich sind. Wegen der noch

hohen Anschaffungskosten zu Beginn der Markteinführung werden nur solche Nutzer ein PHEV kaufen, die sehr günstige Fahrprofile und damit hohe elektrische Fahranteile realisieren können. Wenn die Anschaffungskosten später sinken, werden auch vermehrt Nutzer mit anderen Fahrprofilen dazu kommen. Dies bedeutet



also, dass Anfangs der Anteil im Elektrobetrieb höher ist als in späteren Jahren. Damit wird angenommen, dass der mittlere Anteil der Fahrleistung im Elektrobetrieb anfangs bei 80 % liegt und bis 2050 auf 60 % absinkt. Für die Modellierung in TREMOD werden diese Annahmen weiter nach Straßenkategorien aufge-

splittet, dabei ist der Anteil auf Innerortsstraßen am höchsten, auf Autobahnen am niedrigsten. Diese Anteile werden für alle Größenklassen und Antriebsarten (d.h. PHEVs, Benzin und Diesel) angenommen.

Die folgende Abbildung fasst die Annahmen zusammen.

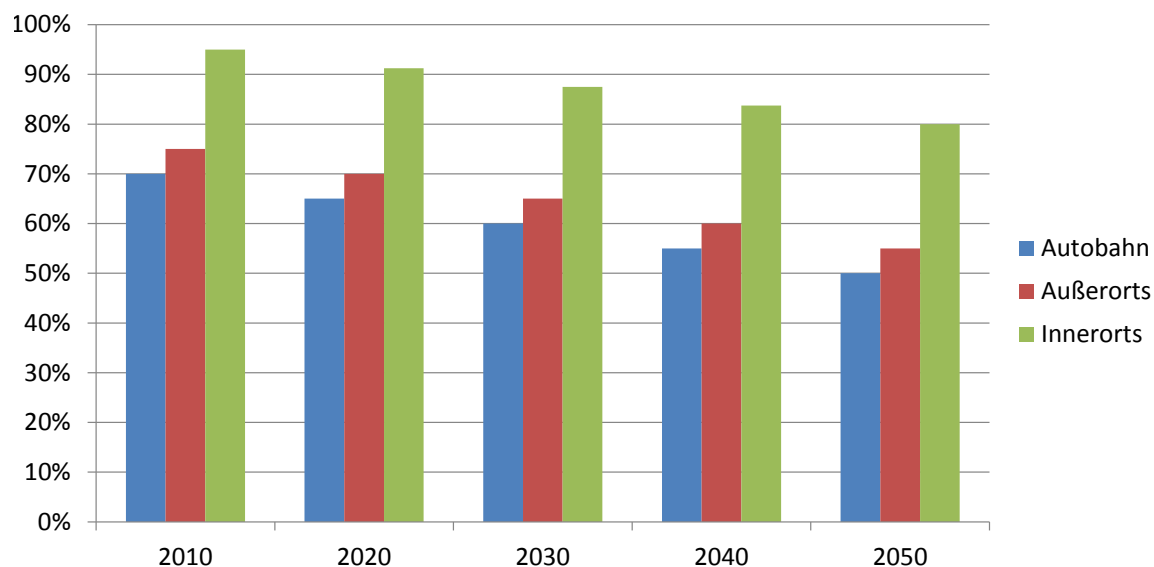


Abbildung 20: Anteile der Fahrleistung im Elektrobetrieb bei PHEVs 2010-2050

### 5.2.3.3 Energieverbrauch und Entwicklung der Energieeffizienz

In TREMOD sind Energieverbrauch und Emissionsfaktoren für jede Fahrzeugschicht nach Verkehrssituationen differenziert hinterlegt. Basis ist das HBEFA 3.1 [INFRAS 2010]. Die verwendeten Faktoren sollen den Verbrauch und die Emissionen im realen Fahrbetrieb abbilden. Sie werden auf Basis umfangreicher europaweiter Messprogramme in verschiedenen Fahrzyklen ermittelt. Dabei wird nicht nur der gesetzliche Typprüfzyklus verwendet, sondern auch weitere, auf Basis des realen Fahrverhaltens entwickelte Fahrzyklen.

Die Aufbereitung und Überführung der Messergebnisse in realistische und repräsentative Emissions- und Verbrauchsfaktoren je Verkehrssituation erfolgt mit dem Modell PHEM (Passenger Car and Heavy Duty Emission Model) der TU Graz [TU Graz 2009].

Die abgeleiteten Kennzahlen repräsentieren die durchschnittliche europäische Fahrzeugflotte. Beim Kraftstoffverbrauch der Pkw wirken sich jedoch länderspezifische Unterschiede in der Flottenzusammensetzung deutlich auf den mitt-

leren Kraftstoffverbrauch eines Fahrzeugsegments (z.B. Benzin, Größenklasse „mittel“) aus. Aus diesem Grund werden die Pkw-Verbrauchsfaktoren im HBEFA auf Basis des europäischen CO<sub>2</sub>-Monitorings [EEA 2012] länderspezifisch angepasst. Hierzu wird der NEFZ-Verbrauch der neuzugelassenen Fahrzeuge im Bezugsjahr 2002 für jedes Land mit dem Verbrauch der dem HBEFA zugrunde liegenden Fahrzeugflotte (Referenz: Euro-3 Fahrzeuge, Baujahr 2002) auf Ebene der Fahrzeugsegmente verglichen und korrigiert. Ausgehend von diesen korrigierten Basiswerten wird der zeitliche Verlauf der Verbrauchsentwicklung der Neufahrzeuge anhand der Ergebnisse des CO<sub>2</sub>-Monitoring für die einzelnen Länder als relative Entwicklung fortgeschrieben.

In TREMOD wird die zeitliche Entwicklung der neuzugelassenen Pkw anhand der neuesten Monitoring-Ergebnisse, die in Deutschland vom KBA aufbereitet werden, jährlich aktualisiert. Dabei wird nach den Antriebsarten, den drei Größenklassen und nach Straßenkategorien differenziert. Basis für die Fortschreibung in den hier entwickelten Szenarien waren die Monitoring-Ergebnisse bis zum Jahr 2010 [IFEU 2011].

Die Annahmen für die Entwicklung der Energieeffizienz der konventionellen Pkw in den Szenarien lehnen sich an das aktuelle Basisszenario von TREMOD an. Dieses unterstellt, dass der für die EU diskutierte Flottenzielwert von 95 g/km für 2020 erreicht wird [EU-KOM 2009]. Der mittlere Flottenwert der Neuzulassungen in Deutschland im NEFZ für das Jahr 2020 beträgt damit 108 g CO<sub>2</sub>/km. Für die Jahre nach 2020 wird eine weitere jährliche Minderung von 1,2 % / Jahr angenommen<sup>12</sup>.

Die Annahmen werden für die Szenarien in dieser Studie mit einer Änderung übernommen: Da das TREMOD-Basisszenario noch keine alternativen Antriebe berücksichtigt, wird angenommen, dass durch die Einführung von BEVs, PHEVs und FCEVs die Anforderungen an die Effizienzsteigerung bei konventionellen Pkw weniger anspruchsvoll sein müssen. Nimmt man für das Jahr 2020 einen Bestand von 1 Mio. BEVs und PHEVs an, die im Prüfzyklus mit deutlich geringeren bzw. Null CO<sub>2</sub>-Emissionen angerechnet werden, könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen der neue zugelassenen konventionellen Pkw im Jahr 2020 um 7 % höher liegen, während die Gesamtflotte trotzdem den Grenzwert einhält. Diese Annahme wird hier übernommen.

Für die BEVs übernehmen wir die vorläufigen Verbrauchswerte, die im Rahmen einer Voruntersuchung von IFEU [IFEU 2010] ermittelt wurden.

Für FCEV-Verbräuche liegen über GermanHy hinausgehend nur wenige, statistisch belastbare, neue Erkenntnisse vor (EU-Projekt „H2moves Scandinavia“ (H2mS)). Vorliegende Verbrauchswerte aus den Typprüfungen neuer FCEVs können nicht als repräsentativ für die weitere Entwicklung gelten. Wir übernehmen daher die Annahmen aus [UBA 2006], wie sie auch in [GermanHy 2009] verwendet wurden.

Für die PHEVs werden ebenfalls Verbrauchswerte abgeschätzt, die sich zum einen an die Werte der konventionellen Fahrzeuge und zum anderen an die der reinen BEVs anlehnen. Die Verbräuche der BEVs werden direkt für den Elektrobetrieb der PHEVs übernommen. Für

den Verbrennungsbetrieb werden die Verbräuche der konventionellen Verbrenner mit folgenden Korrekturfaktoren übernommen: Für den Innerortsverkehr wird ein um 10 % geringerer Verbrauch angenommen, für Autobahnen ein um 5 % höherer Wert. Außerorts wird der gleiche Verbrauch wie bei konventionellen Fahrzeugen unterstellt.

Die folgende Tabelle fasst die angenommene Effizienzentwicklung für die verschiedenen Fahrzeugkonzepte zusammen. Die Bandbreite ergibt sich durch die unterschiedlichen Annahmen für die verschiedenen Größenklassen und Straßenkategorien.

Die übrigen Emissionsfaktoren werden wie im TREMOD-Basisszenario auf Basis des HBEFA 3.1 übernommen. Dabei wird angenommen, dass die PHEVs im Verbrennungsbetrieb das gleiche Emissionsverhalten aufweisen wie die konventionellen Fahrzeuge mit gleichem Emissionsstandard. Die Emissionsstandards sind bisher bis zur Stufe Euro-6 berücksichtigt. Eine weitergehende spezifische Minderung der Emissionen nach 2014 wird hier nicht angenommen.

<sup>12</sup> Bei diesem Vorgehen wird angenommen, dass sich der Realverbrauch der Fahrzeuge so entwickelt wie der Verbrauch im Typprüfzyklus (NEFZ). Neuere Untersuchungen belegen, dass dies gerade für Fahrzeuge mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen im NEFZ nicht der Fall ist [EU2011]. Es ist daher geplant, diese Einflüsse in einer zukünftigen Version des HBEFA und damit TREMOD zu berücksichtigen.

**Tabelle 5-4: Annahmen für die Entwicklung der Energieeffizienz der verschiedenen Pkw-Konzepte bis 2050 mit Bandbreiten aufgrund der Unterschiede für verschiedene Größenklassen und Straßenkategorien bezogen auf das Jahr 2010**

	bis 2030	bis 2050
<b>Fahrzeugkonzept</b>	Bandbreite der Abnahme des spezifischen Kraftstoffverbrauches im Vergleich zum Jahr 2010	
BEV	16 - 21 %	31 - 36 %
Diesel	28 - 36 %	43 - 50 %
FCEV	19 - 30 %	26 - 36 %
Petrol 4stroke	30 - 42 %	45 - 55 %
PHEV Diesel/elektrisch*	26- 34 %	42 - 48 %
PHEV Benzin/elektrisch*	29 - 36 %	45 - 51 %

\*PHEV für Verbrennungsbetrieb; für elektrischen Betrieb gleiche Minderungsraten wie BEV

### 5.2.3.4 Zusammenfassung

Die Annahmen zur Modellierung der neuen Fahrzeugkonzepte in TREMOD sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

**Tabelle 5-5: Zusammenfassung Modellierung der neuen Antriebskonzepte**

Antriebskonzept	Merkmale der Fahrzeugschichten
Brennstoffzelle (FCEV)	<p><b>Fahrzeugbestand</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrzeuge haben das gleiche Überlebensverhalten wie die ersetzten konventionellen Fahrzeuge; Unterscheidung Benzin- und Diesel-Pkw.</li> </ul>
	<p><b>Fahrleistungsrelationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrzeuge haben die gleichen spezifischen Fahrleistungen wie die ersetzten konventionellen Fahrzeuge; Unterscheidung Benzin- und Diesel-Pkw.</li> </ul>
	<p><b>Energie- und Emissionsfaktoren</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine direkten Emissionen.</li> <li>– Energieeffizienz je Zulassungsjahr, Annahmen zur Entwicklung wie in der GermanHy-Studie.</li> </ul>
Elektromotor, batterieelektrisch (BEV)	<p><b>Fahrzeugbestand</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrzeuge haben das gleiche Überlebensverhalten wie konventionelle Benzin-Pkw.</li> </ul>
	<p><b>Fahrleistungsrelationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrzeuge haben auf Autobahnen die gleichen mittleren Fahrleistungen wie Benzin-Pkw, eine um 30 % erhöhte Fahrleistung auf Außerortsstraßen und eine um 80 % höhere Fahrleistung auf Innerortsstraßen.</li> </ul>
	<p><b>Energie- und Emissionsfaktoren</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine direkten Emissionen.</li> <li>– Energieeffizienz je Zulassungsjahr; Annahmen nach IFEU, VW Flottenversuch.</li> </ul>
Plug-in Hybrid (PHEV) Benzin/elektrisch Diesel/elektrisch	<p><b>Fahrzeugbestand</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrzeuge haben das gleiche Überlebensverhalten wie die ersetzten konventionellen Fahrzeuge; Unterscheidung Benzin- und Diesel-Pkw.</li> </ul>
	<p><b>Fahrleistungsrelationen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fahrzeuge haben die gleichen spezifischen Fahrleistungen wie die ersetzten konventionellen Fahrzeuge; Unterscheidung Benzin- und Diesel-Pkw.</li> </ul>
	<p><b>Fahrleistungsanteil Elektrobetrieb</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Der Anteil der Fahrleistung im Elektrobetrieb ist auf Autobahnen am geringsten und im Innerortsverkehr am höchsten.</li> <li>– Zu Beginn der Markteinführung von PHEV ist der Fahrleistungsanteil im Elektrobetrieb am höchsten, da Fahrzeuge hauptsächlich dann gekauft werden, wenn ein hoher Anteil im Elektrobetrieb erwartet wird.</li> <li>– Der Elektroanteil sinkt mit zunehmender Marktdurchdringung, da sich das Einsatzspektrum den konventionellen Fahrzeugen annähert.</li> </ul>
	<p><b>Energie- und Emissionsfaktoren</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Keine direkten Emissionen im Elektrobetrieb.</li> <li>– Emissionsstandards Euro-5 und Euro-6 im Verbrennungsbetrieb; gleiches Emissionsverhalten wie konventionelle Verbrennungsfahrzeuge.</li> <li>– Energieeffizienz je Zulassungsjahr für jeden Antriebsstrang; Energieverbrauch im Verbrennungsbetrieb angelehnt an die konventionellen Verbrennungsfahrzeuge (Korrekturfaktoren: Autobahn: +5 %, Innerorts: -10 %); Elektrobetrieb wie BEV.</li> </ul>

### 5.3 Aufbereitung der Szenarienannahmen für TREMOD

#### 5.3.1 Entwicklung der Gesamtfahrleistung und Aufteilung nach Straßenkategorien

Das Basisszenario von TREMOD stützt sich auf die angenommene Fahrleistungsentwicklung der Pkw aus der Verkehrsprognose 2025 [BMVBS 2007]. Neuere Untersuchungen, wie z. B. die beiden Leitstudien von 2010 und 2011 gehen von geringeren Zuwächsen bei der Pkw-

Fahrleistung und einem Rückgang ab 2030 aus [Leitstudie 2010, Leitstudie 2011].

Wir verwenden hier die Annahmen zur Fahrleistungsentwicklung aus der Leitstudie 2011 für beide Szenarien. Danach steigt die Pkw-Fahrleistung bis 2020 nur noch leicht an, bleibt dann konstant und geht nach 2030 zurück.

In TREMOD müssen zusätzliche Annahmen zur Aufteilung der Fahrleistung nach Straßenkategorien getroffen werden. Es wird unterstellt, dass die Innerortsfahrleistung nicht mehr ansteigt, so dass der Fahrleistungszuwachs bis 2020 auf den Autobahnen und Außerortsstraßen stattfindet. Der Rückgang ab 2020 vollzieht sich gleichmäßig in allen Straßenkategorien.

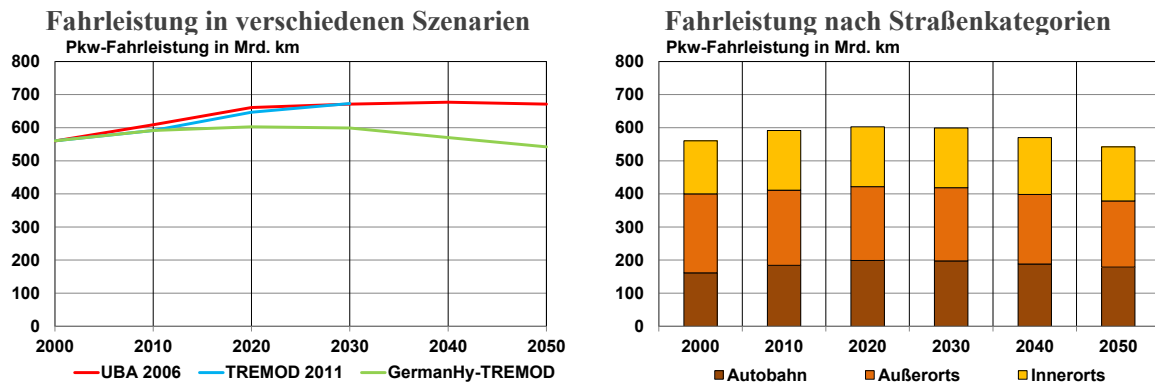


Abbildung 21: Pkw-Fahrleistungen in verschiedenen Szenarien und Annahmen dieser Studie

#### 5.3.2 Entwicklung Fahrzeugbestand und fahrzeugspezifische Fahrleistungen

Der Fahrzeugbestand wird in den Szenarien aufgrund der Annahmen zu den Neuzulassungen und dem Überlebensverhalten eines jeden Fahrzeugsegments und Zulassungsjahres berechnet. Mit den Annahmen zu den Fahrleistungsrelationen lassen sich schließlich die Fahrleistungsanteile nach Fahrzeugsegmenten und - durch Verknüpfung mit der Gesamtfahrleistung nach Straßenkategorien - die Fahrleistungen für jedes Segment nach Straßenkategorien berechnen.

Grundlage der Szenarienbildung in beiden Szenarien ist das Basisszenario von TREMOD, das von folgender Entwicklung bis 2030 ausgeht:

- Anzahl der Neuzulassungen nach 2010: 3,2 Mio. Fahrzeuge/Jahr;
- Neuzulassungsanteil Diesel-Pkw: 45 %, Rest: Benzin;
- Größenklassenverteilung entsprechend dem Trend der vergangenen Jahre.

Für die Fortschreibung nach 2030 wird die Annahme getroffen, dass die Anzahl der Neuzulas-

sungen aufgrund der sinkenden Verkehrsnachfrage bis 2050 auf 3 Mio. Kfz/Jahr zurückgeht.

Ausgehend von dieser Basis werden in den beiden Szenarien die konventionellen Fahrzeuge ab 2015 durch Fahrzeuge mit neuen Antrieben ersetzt.

##### 5.3.2.1 Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“

Das Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ knüpft an die Annahmen des Klimaszenarios von GermanHy an. Es werden ausschließlich Fahrzeuge mit Brennstoffzelle eingeführt. Folgende Entwicklung wird angenommen:

- Im Jahr 2015 kommen die ersten FCEVs in relevanter Stückzahl auf den Markt (Annahme: 10.000 Fahrzeuge). Die Anzahl der Neuzulassungen steigt bis 2030 auf über 1 Mio. Fahrzeuge an. Ab 2050 sind alle Neuzulassungen FCEVs.
- Bis 2030 ersetzen 70 % der FCEVs – bezogen auf den Referenzfall - Benzin-Pkw und die restlichen 30 % Diesel-Pkw. Bis 2050

- ändern sich die Anteile, so dass 2050 45 % Diesel-Pkw und 55 % Benzin-Pkw ersetzt werden.
- Die FCEVs ersetzen ab 2015 zunächst große Pkw und dringen dann allmählich von oben herab in die kleineren Segmente ein.

Die folgende Abbildung zeigt die Annahmen zu den Neuzulassungen für die relevanten Eckjahre. Die Werte für die Zwischenjahre werden zwischen den dargestellten Eckjahren interpoliert.

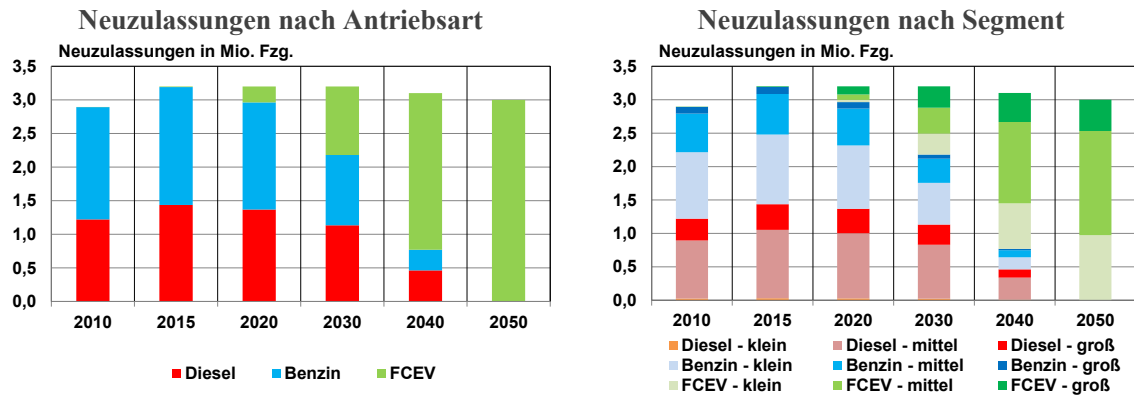


Abbildung 22: Neuzulassungen 2010-2050 im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“

Auf Basis der Annahmen zum Überlebensverhalten (siehe Kapitel 5.2.3.2) wird der jährliche Bestand berechnet.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Neuzulassungen von 2010 bis 2050 und den mit TREMOD berechneten Fahrzeugbestand.

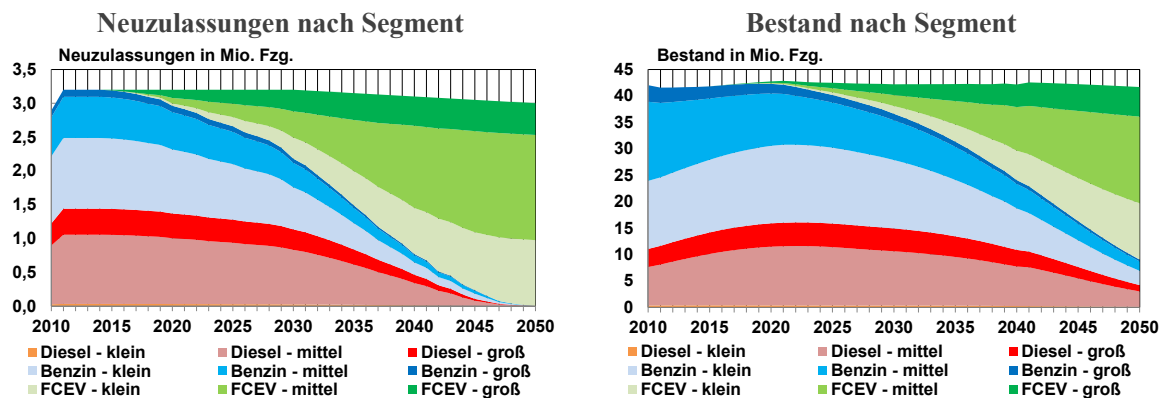


Abbildung 23: Neuzulassungen und Bestand 2010-2050 im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“

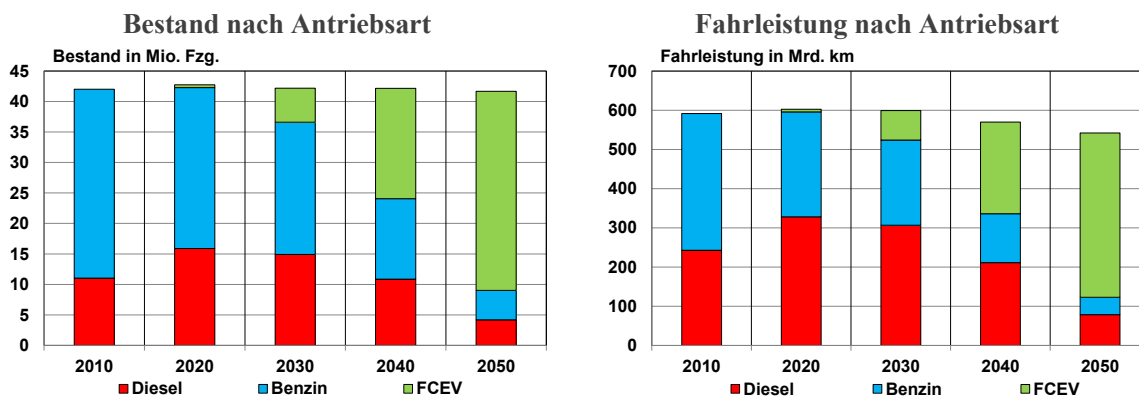
Der so berechnete Fahrzeugbestand wird für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 in der folgenden Tabelle differenziert nach Antriebskonzepten dargestellt.

Die folgenden Annahmen in Fahrleistungsanteile überführt. Die folgende Abbildung zeigt den so berechneten Verlauf der Fahrzeugbestände und der Fahrleistungen.

Schließlich werden die differenzierten Bestandszahlen mit den in Kapitel 5.2.3.2 be-

**Tabelle 5-6: Bestandsentwicklung der Pkw nach Antriebskonzepten im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ (Mio. Fz)**

	2020	2030	2040	2050
Benzin, konventionell	26,4	21,7	13,2	4,8
Diesel, konventionell	15,9	14,9	10,9	4,2
FCEV	0,5	5,6	18,1	32,7
<b>Gesamt</b>	<b>42,7</b>	<b>42,2</b>	<b>42,2</b>	<b>41,7</b>



**Abbildung 24: Bestand und Fahrleistung 2010-2050 im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“**

Die wichtigsten Ergebnisse der Bestands- und Fahrleistungsberechnung lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Der gesamte Pkw-Bestand nimmt bis 2020 noch leicht zu und geht danach langsam zurück. Da die Fahrleistung ab 2030 stärker zurückgeht, sinkt somit die mittlere Fahrleistung je Fahrzeug bis 2050 ab.
- Der Anteil der FCEVs am Fahrzeugbestand steigt ab 2020 deutlich an: über 13 % im Jahr 2030 auf 43 % im Jahr 2040 und 78 % im Jahr 2050. Der Anteil an der Fahrleistung entwickelt sich ähnlich.

### 5.3.2.2 Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

Im Szenario „Elektromobilität“ werden neben PHEVs auch BEVs und FCEVs als Ersatz kon-

ventioneller Fahrzeuge eingeführt. Die Entwicklung des FCEV-Bestandes richtet sich nach dem in der Coalition Study beschriebenen Szenario 2 („World skewed towards electric power-trains“ vergleiche 3.1.1 auf S. 9). Für die BEVs und PHEVs wurde angenommen, dass sich 2020 insgesamt 1 Mio. Pkw und 2030 insgesamt 6 Mio. Pkw im Bestand befinden. Bis 2050 wird in Anlehnung an Szenario 2 der Coalition Study angenommen, dass BEVs und PHEVs ca. 70 % des deutschen Pkw-Bestands ausmachen. Das Verhältnis von BEVs zu PHEVs beträgt 40:60, da aktuelle Wirtschaftlichkeits- und Akzeptanzstudien vermehrt darauf hinweisen, dass PHEVs einen relevanten Marktanteil gewinnen können.

Die angenommene Bestandsentwicklung ist in folgender Tabelle dargestellt.

**Tabelle 5-7: Bestandsentwicklung der neuen Antriebskonzepte**

	2020	2030	2035	2040	2050
PHEV	580.000	3,8 Mio.	7,8 Mio.	12,4 Mio.	17,0 Mio.
BEV	370.000	2,7 Mio.	5,6 Mio.	8,8 Mio.	11,5 Mio.
FCEV	180.000	2,2 Mio.	5,5 Mio.	8,9 Mio.	10,4 Mio.

Aus diesen Vorgaben werden für die TREMOD-Berechnung Annahmen zu den Neuzulassungen abgeleitet. Dazu ist ein iteratives Vorgehen not-

wendig, um die vorgegebenen Fahrzeugbestände in den Eckjahren (2020, 2030, 2035, 2040, 2050) korrekt wiederzugeben.

Für die Einführung von Fahrzeugen (Neuzulassungen) wird folgende Entwicklung angenommen:

- Ab 2011 steigt die Anzahl der neu zugelassenen BEVs und PHEVs von 13.000 Fahrzeugen/Jahr auf 116.000 in 2015 und 190.000 in 2020. Der Anteil der BEVs liegt bei 40 %. Mit dieser Annahme werden knapp 1 Mio. BEVs und PFEVs im Jahr 2020 im Bestand erreicht.
- Um die 6 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 und über 13 Mio. im Jahr 2035 zu erreichen, muss die jährliche Anzahl an Neuzulassungen zwischen 2020 und 2035 sehr stark zunehmen: Die jährliche Zulassungszahl steigt daher von 190.000 Fahrzeugen auf über 1,2 Mio. im Jahr 2030 und 2,1 Mio. im Jahr 2035 an. Dies entspricht einem Anteil von 40 % an allen Neuzulassungen im Jahr 2030 und 66 % im Jahr 2035. Ab 2036 nimmt der Anteil der BEVs und PHEVs nur noch langsam zu.

- FCEVs werden ab 2015 in relevanten Stückzahlen zugelassen. 2020 sind es 64.000 Fahrzeuge pro Jahr, 2030 bereits 528.000 Fahrzeuge und 2035 über eine Million Fahrzeuge. Danach nimmt die Anzahl der Neuzulassungen ab.
- Die Zulassungszahlen bei den konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen nehmen dementsprechend ab 2020 sehr schnell ab und liegen 2035 nur noch bei 36.000 Fahrzeugen pro Jahr mit weiter abnehmender Tendenz.

Abbildung 25 zeigt die Annahmen zu den Neuzulassungen.

Mit den Annahmen zum Überlebensverhalten (siehe Kapitel 5.2.3.2) wird der jährliche Bestand berechnet

Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der Neuzulassungen je Segment von 2010 bis 2050 und den daraus mit TREMOD berechneten Fahrzeugbestand.

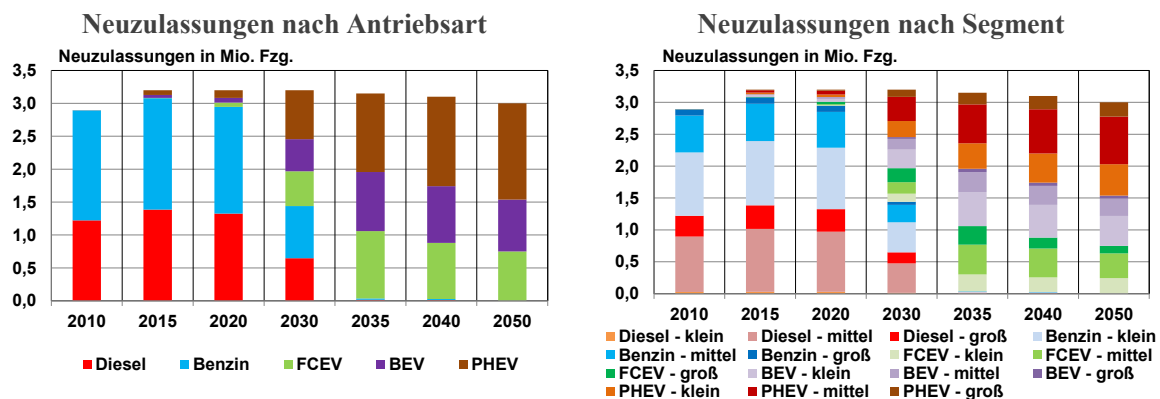


Abbildung 25: Neuzulassungen 2010-2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

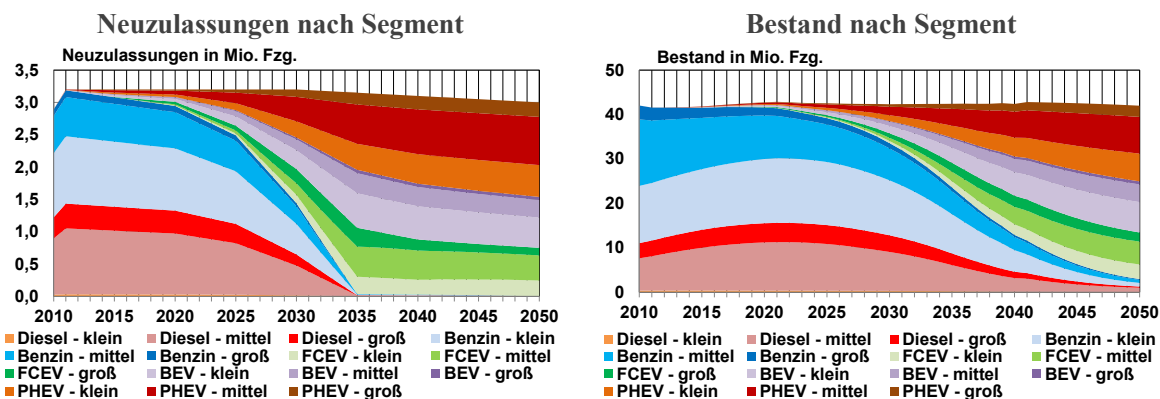


Abbildung 26: Neuzulassungen und Bestand 2010-2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

Schließlich werden die differenzierten Bestandszahlen mit den in Kapitel 5.2.3.2 beschriebenen Annahmen in Fahrleistungsanteile

überführt. Abbildung 27 zeigt den so berechneten Verlauf der Fahrzeugbestände und der Fahrleistungen.



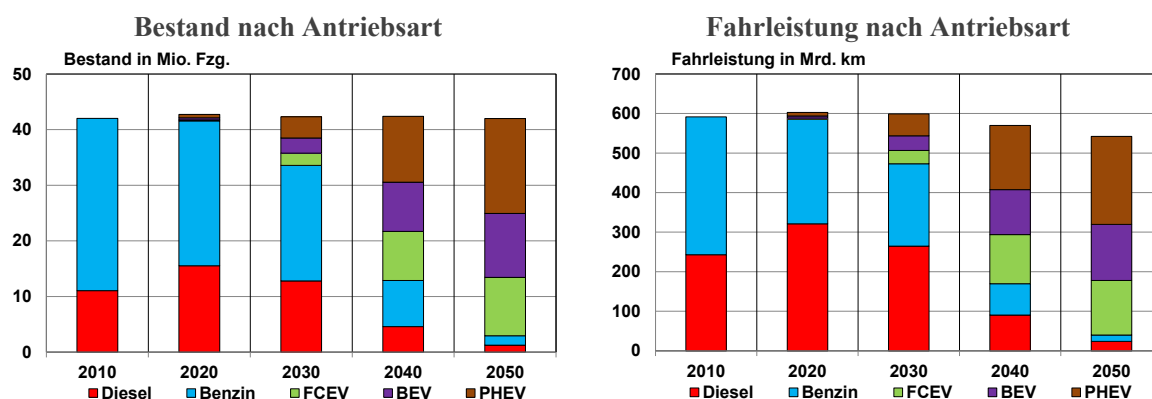


Abbildung 27: Bestand und Fahrleistung 2010-2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

Die berechneten differenzierten Bestände und Fahrleistungen können über die mittlere Fahrleistung plausibilisiert werden. Tabelle 5-8 zeigt

die resultierende Entwicklung der mittleren Fahrleistungen.

Tabelle 5-8: Mittlere Jahresfahrleistungen der Pkw nach Fahrzeugkonzept im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

Mittlere Fahrleistung je Pkw (1000km/a)	2010	2020	2030	2040	2050
BEV		13,7	13,7	12,9	12,3
Diesel	22,0	20,7	20,7	19,7	18,9
H <sub>2</sub> -FuelCell		15,8	15,1	14,0	13,2
Petrol 4stroke	11,3	10,2	10,0	9,6	9,5
PHEV diesel/electric		20,7	20,7	19,7	19,0
PHEV petrol/electric		10,1	10,0	9,5	9,2
<b>Mittlerer Pkw</b>	<b>14,1</b>	<b>14,1</b>	<b>14,2</b>	<b>13,4</b>	<b>12,9</b>

Die mittleren Fahrleistungen sind im Einklang mit den getroffenen Annahmen. Insbesondere spiegeln sich die folgenden Randbedingungen wider:

- Die Fahrleistungen der BEVs liegen über den Fahrleistungen der Benzin-Pkw. Trotz begrenzter Reichweite werden sie aufgrund der hohen Anschaffungskosten hauptsächlich dann gekauft, wenn ein häufiger Einsatz vorgesehen ist.
- FCEVs und PHEVs ersetzen sowohl Benzin als auch Diesel-Pkw und liegen daher mit der mittleren Jahresfahrleistung zwischen den beiden konventionellen Antriebsarten.
- Die mittlere Fahrleistung je Fahrzeug geht ab 2030 aufgrund der abnehmenden Gesamtfahrleistung zurück, da davon ausgegangen wird, dass der Fahrzeugbestand kaum zurückgeht.

Die wichtigsten Ergebnisse der Bestands- und Fahrleistungsberechnung lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Der gesamte Pkw-Bestand nimmt bis 2020 noch leicht zu und geht danach langsam zurück. Da die Fahrleistung ab 2030 stärker zurückgeht, sinkt somit die mittlere Fahrleistung je Fahrzeug bis 2050 ab.
- Der Anteil der alternativen Fahrzeugkonzepte am Fahrzeugbestand steigt ab 2020 deutlich an: von 3 % über 21 % im Jahr 2030 auf 70 % im Jahr 2040 und 93 % im Jahr 2050. Der Anteil der Fahrleistung aller neuen Konzepte entwickelt sich ähnlich.
- Bei den neuen Fahrzeugkonzepten haben die PHEVs höhere Anteile an Bestand und Fahrleistung als BEVs und FCEVs mit etwa gleichen Anteilen.

## 5.4 Ergebnisse Energieverbrauch und Emissionen

Mit den in den vorigen Kapiteln abgeleiteten Bestands- und Fahrleistungsentwicklungen werden in TREMOD der Energieverbrauch und die Emissionen berechnet. In diesem Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse dargestellt.

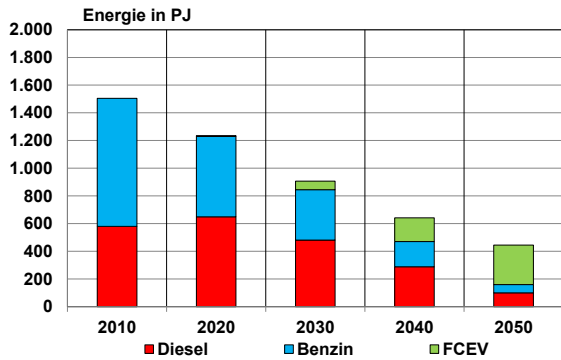
In den nachfolgenden Abbildungen werden für beide Szenarien dargestellt und beschrieben:

- Der Energieverbrauch nach Antriebsarten und Energieträger.
- Die Kohlendioxidemissionen nach Antriebsart, Energieträger und Prozessabschnitt (Tank-to-Wheel und Well-to-Wheel).
- Die Stickstoffoxid- und Partikelemissionen nach Antriebsart und Prozessabschnitt (Tank-to-Wheel und Well-to-Wheel).

### 5.4.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

In den folgenden Abbildungen ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Szenarien „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ und „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“, differenziert nach Antriebskonzepten (oben) und Energieträgern (unten), für die Jahre 2010 bis 2050 dargestellt.

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

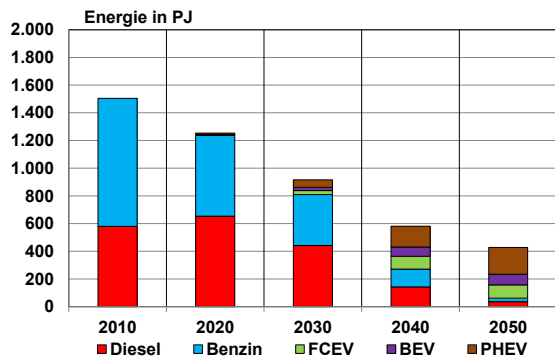
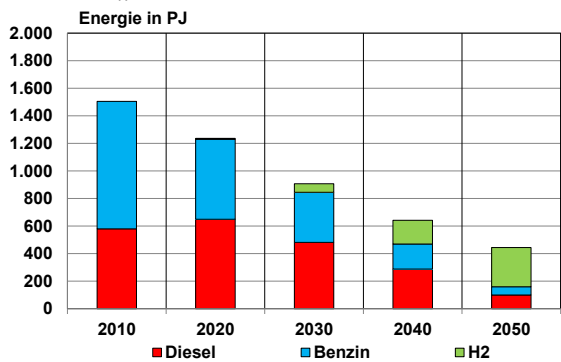


Abbildung 28: Endenergieverbrauch 2010-2050 nach Antriebskonzept

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

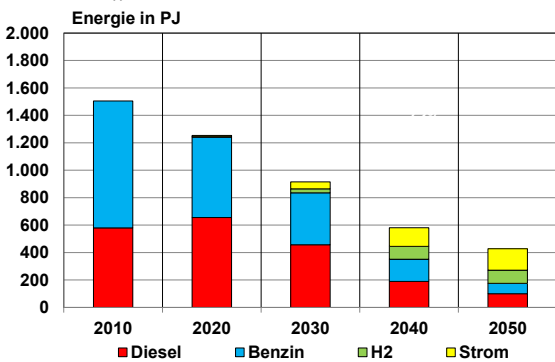


Abbildung 29: Endenergieverbrauch 2010-2050 nach Energieträger

Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten:

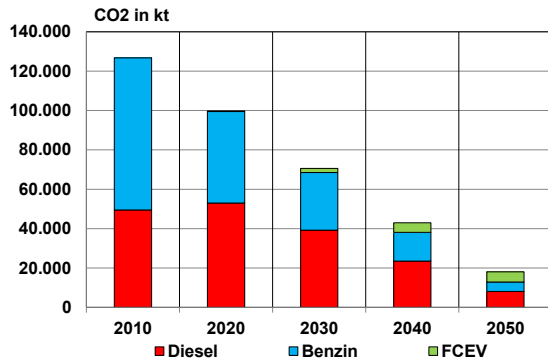
- In den Szenarien geht der Endenergieverbrauch von 2010 bis 2050 um 70 % (Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“) bzw. 72 % (Szenario „Elektromobilität“) zurück.
- Aufgrund der hohen Effizienzgewinne bei den konventionellen Fahrzeugen ab 2010 und der schnellen Einführung alternativer Konzepte nach 2015 werden die Minderungen in beiden Szenarien relativ gleichmäßig über den gesamten Zeitraum von 40 Jahren realisiert.
- Im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw Klimaschutz“ werden bis zum Jahr 2050 79 % der konventionellen Benzin- und Diesel-Pkw durch neue Antriebskonzepte ersetzt. Dadurch geht der Anteil von Benzin und Diesel (inkl. Biokraftstoffe) am Endenergieverbrauch bis 2050 auf 36 % zurück (konventioneller Anteil: 32 %).

- Im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ werden im Zeitverlauf nahezu alle konventionellen Fahrzeuge (93 %) durch neue Antriebskonzepte ersetzt. Aufgrund des hohen Anteils an PHEVs geht der Anteil an Benzin und Diesel (inkl. Biokraftstoffe) bis zum Jahr 2050 jedoch nur auf 41 % zurück (konventioneller Anteil: 36 %).

#### 5.4.2 Entwicklung des Kohlendioxidemissionen

In den folgenden Abbildungen ist die Entwicklung der Kohlendioxidemissionen für die Szenarien „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ und „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“, differenziert nach Antriebskonzepten (oben), Energieträgern (Mitte) und Prozessabschnitten (unten) für die Jahre 2010 bis 2050 dargestellt.

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

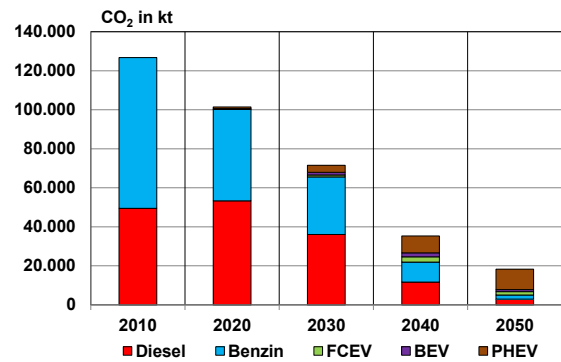
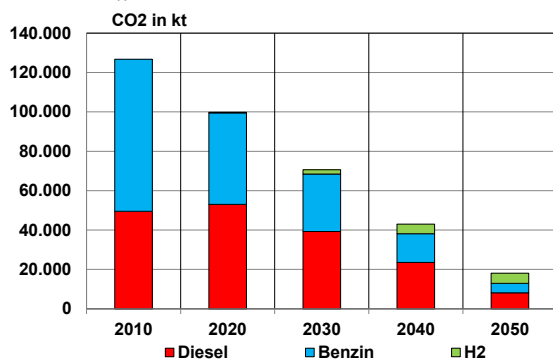


Abbildung 30: Kohlendioxidemissionen 2010-2050 nach Antriebskonzept

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

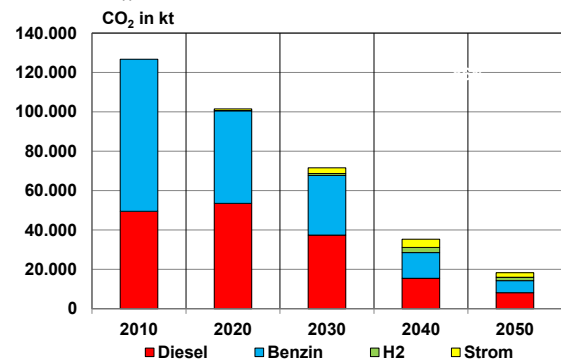
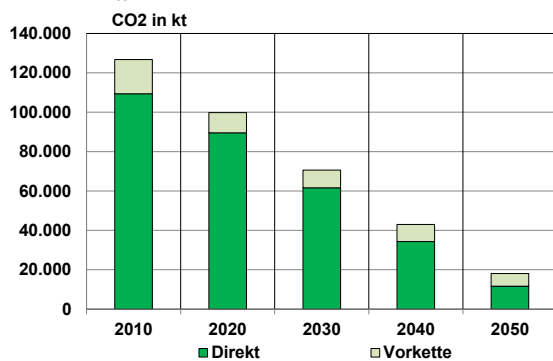


Abbildung 31: Kohlendioxidemissionen 2010-2050 nach Energieträger

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

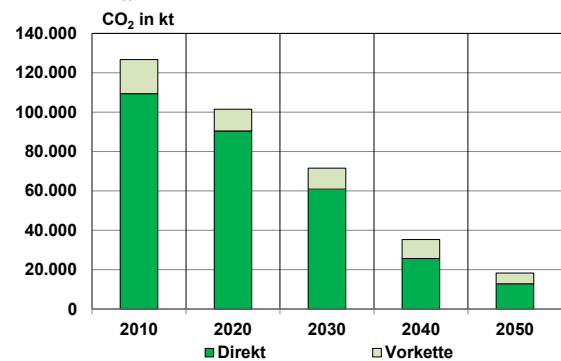


Abbildung 32: Kohlendioxidemissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt

Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten:

- In den Szenarien gehen die Kohlendioxidemissionen von 2010 bis 2050 um 86 % zurück.
- Aufgrund der hohen Effizienzgewinne bei den konventionellen Fahrzeugen ab 2010, der schnellen Einführung alternativer Konzepte und der Minderung in den Energieerzeugungsprozessen nach 2015 werden die Minderungen in beiden Szenarien relativ

gleichmäßig über den gesamten Zeitraum von 40 Jahren realisiert. Lediglich im Szenario „Elektromobilität“ kommt es aufgrund der schnellen Bestandsumschichtung zwischen 2030 und 2040 zu einer höheren Minderung, die sich jedoch bis 2050 wieder verlangsamt.

- Die spezifischen Kohlendioxidemissionen der konventionellen Kraftstoffe bleiben aufgrund des geringen Anteils an Biokraft-

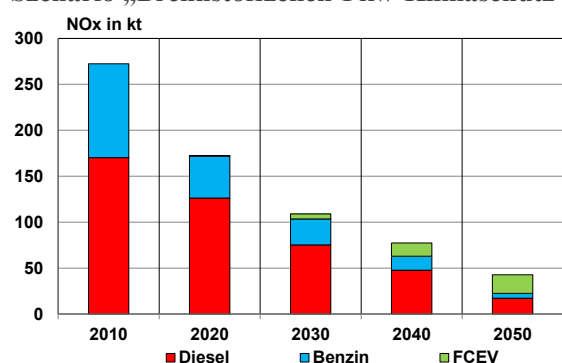
stoffen hoch. Daher tragen Benzin und Diesel auch im Jahr 2050 mit 71 % (Brennstoffzelle-Klima) bzw. 78 % (Elektromobilität) am meisten zu den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Pkw-Verkehrs bei.

- Durch den Übergang von konventionellen Kraftstoffen auf Wasserstoff und Strom verlagern sich die Kohlendioxidemissionen von der direkten Verbrennung (TtW) in die Energiebereitstellungskette (WtT). Bis 2050 nimmt der Anteil der Vorkette an den Gesamtemissionen von 14 % im Jahr 2010 auf 35 % (Brennstoffzelle-Klima) bzw. 30 % (Elektromobilität) zu.

### 5.4.3 Entwicklung der Stickstoffoxidemissionen

In den folgenden Abbildungen ist die Entwicklung der Stickstoffoxidemissionen für die Szenarien „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ und „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“, differenziert nach Antriebskonzepten (oben) und Prozessabschnitten (unten) für die Jahre 2010 bis 2050 dargestellt.

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

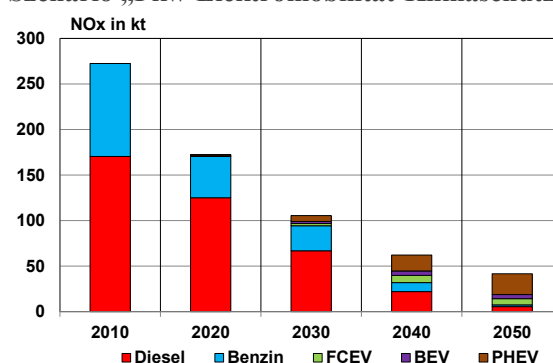
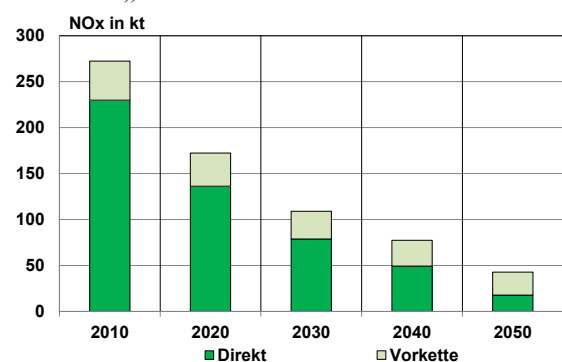


Abbildung 33: Stickstoffoxidemissionen 2010-2050 nach Antriebskonzept

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

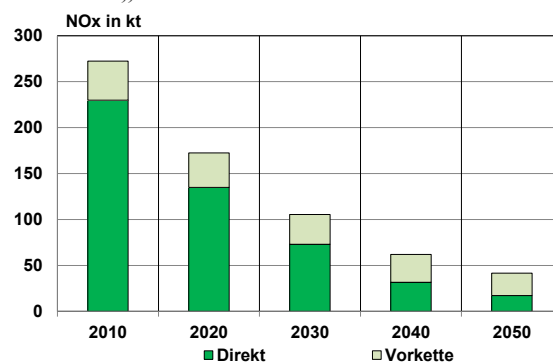


Abbildung 34: Stickstoffoxidemissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt

Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten:

- In den Szenarien gehen die Stickstoffoxidemissionen von 2010 bis 2050 um 84 % (Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“) bzw. 86 % (Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“) zurück.
- Die höchste Minderung (-37 % in beiden Szenarien) wird bereits bis 2020 erreicht, die nahezu ausschließlich auf weitere Verbesserungen bei den konventionellen Fahrzeugen (Euro-6) zurückzuführen ist. Dennoch liegt der Anteil der durch die konventionellen Fahr-

zeuge verursachten Emissionen auch im Jahr 2050 noch bei über 50 %.

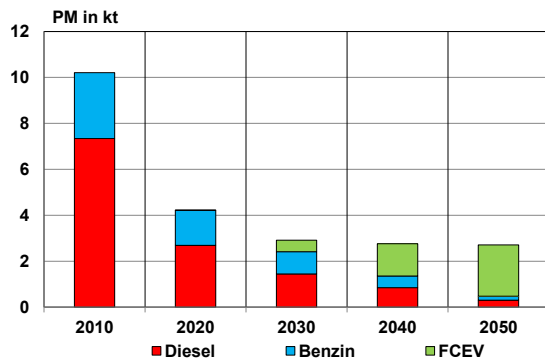
- Durch den Übergang von konventionellen Kraftstoffen auf Wasserstoff und Strom verlagern sich die Stickoxidemissionen von der direkten Verbrennung (Tank-to-Wheel) in die Energiebereitstellungskette (Well-to-Tank). Bis 2050 nimmt der Anteil der Vorkette an den Gesamtemissionen von 16 % im Jahr 2010 auf 58 % (Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“) bzw. 55 % (Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“) zu.

### 5.4.4 Entwicklung der Abgaspartikelemissionen

In den folgenden Abbildungen ist die Entwicklung der Partikelemissionen für die Szenarien

„Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ und „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“, differenziert nach Antriebskonzepten (oben) und Prozessabschnitten (unten) für die Jahre 2010 bis 2050 dargestellt.

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

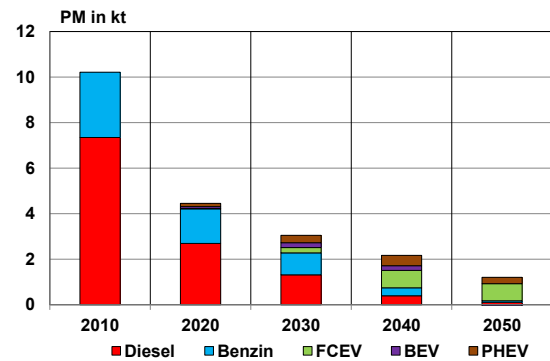
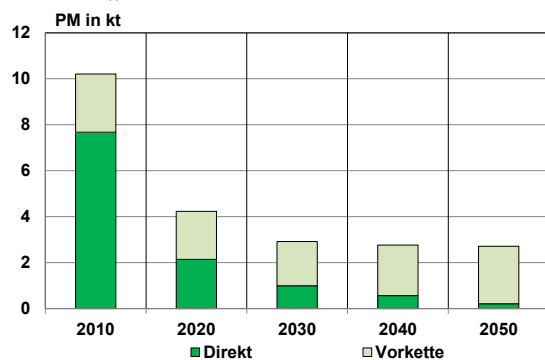


Abbildung 35: PM-Emissionen 2010-2050 nach Antriebskonzept

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

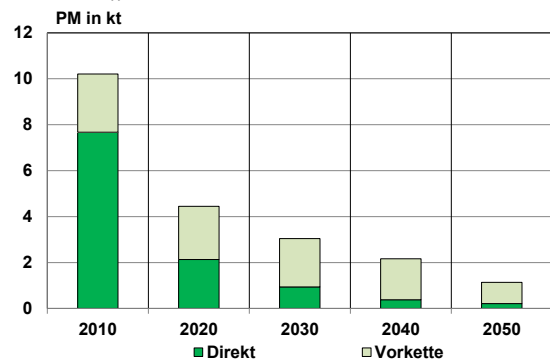


Abbildung 36: PM-Emissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt

Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten:

- In den Szenarien gehen die Partikelemissionen von 2010 bis 2050 um 73 % (Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“) bzw. 88 % (Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“) zurück.
- Die höchste Minderung (-59 % bzw. -56 %) wird bereits bis 2020 erreicht, die nahezu ausschließlich auf weitere Verbesserungen bei den konventionellen Fahrzeugen (Euro-6) zurückzuführen ist.

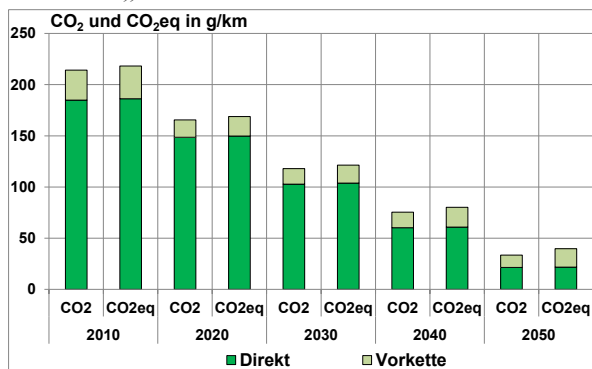
- Durch den Übergang von konventionellen Kraftstoffen auf Wasserstoff und Strom verlagern sich die Partikelemissionen von der direkten Verbrennung (Tank-to-Wheel) in die Energiebereitstellungskette (Well-to-Tank). Bis 2050 nimmt der Anteil der Vorkette an den Gesamtemissionen von 25 % im Jahr 2010 auf 92 % (Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“) bzw. 77 % (Szenario „Elektromobilität“) zu.

### 5.5 Entwicklung der spezifischen Treibhausgasemissionen

In den folgenden Abbildungen ist die Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>- und Treibhausgasemissionen (als CO<sub>2</sub>-Äquivalente) je Fahrzeugkilometer für die Szenarien „Brennstoffzelle-Klima“ und „Elektromobilität“, differenziert nach Prozessabschnitten, für die Jahre 2010 bis

2050 dargestellt. Diese Werte beziehen sich auf die gesamte Fahrzeugflotte im Bestand.

Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“



Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“

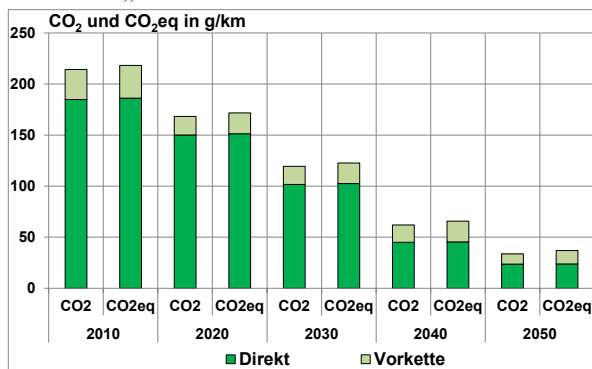


Abbildung 37: Spezifische CO<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>eq-Emissionen 2010-2050 nach Prozessabschnitt

Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten:

- In den Szenarien gehen die spezifischen Kohlendioxidemissionen von 2010 bis 2050 um 84 % zurück. Betrachtet man nur die direkten Emissionen, liegt der Rückgang sogar bei 87-88 %. Dies belegt den zunehmenden Anteil der Vorketten an den Gesamtemissionen.
- Die gesamten Treibhausgasemissionen nehmen demgegenüber etwas weniger ab, da, bedingt durch den höheren Anteil der Vorketten, die N<sub>2</sub>O- und CH<sub>4</sub>-Emissionen zukünftig einen größeren Beitrag zum Treibhausgasemissionsleistung leisten.
- Aufgrund der hohen Effizienzgewinne bei den konventionellen Fahrzeugen ab 2010, der schnellen Einführung alternativer Konzepte und der Minderung in den Energieerzeugungsprozessen nach 2015 werden die Minderungen in beiden Szenarien relativ gleichmäßig über den gesamten Zeitraum von 40 Jahren realisiert. Lediglich im Szenario „Elektromobilität“ kommt es aufgrund der schnellen Bestandumschichtung zwischen 2030 und 2040 zu einer höheren Minderung, die sich jedoch bis 2050 wieder verlangsamt.
- Die direkten spezifischen Kohlendioxidemissionen der gesamten Pkw-Flotte liegen auch im Jahr 2030 in beiden Szenarien noch über 100 g CO<sub>2</sub>/km, inklusive der Vorketten sind das knapp 120 g CO<sub>2</sub>/km bzw. - bei zusätzlicher Berücksichtigung der übrigen Treibhausgase – knapp über 120 g CO<sub>2</sub>eq/km. Erst bis 2050 erfolgen deutliche Rückgänge bei den direkten Emissionen auf bis zu 22 g CO<sub>2</sub>/km. Bezieht man allerdings die Vorketten und die übrigen Treibhausgase mit ein, liegt der niedrigste Wert im Jahr 2050 im Szenario „Pkw-Elektromobilität-Klimaschutz“ mit 37 g CO<sub>2</sub>eq/km.

## 5.6 Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse

Die in den vorigen Kapiteln dargestellten Ergebnisse der mit TREMOD berechneten Szenarien beruhen auf zahlreichen Annahmen zur Entwicklung des Fahrzeugparks, der Fahrleistungen, der Energieeffizienz sowie der Herkunft und Herstellung der Energieträger. Mit den getroffenen Annahmen werden für den Pkw-Verkehr zwischen 2010 und 2050 deutliche Minderungen beim Energieverbrauch, den Treibhausgasemissionen und wichtigen Luftschadstoffemissionen erreicht.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass eine Beschränkung allein auf Energie und Kohlendioxid nicht ausreicht, um die Auswirkungen der deutlichen Änderungen im Fahrzeugpark und bei der Energieerzeugung abzubilden. So tragen alle Antriebskonzepte mit Verbrennungsmotoren bis 2050 überdurchschnittlich zu den direkten Kohlendioxid- und Schadstoffemissionen bei. Bei den Vorketten ist es insbesondere der Anteil der Steinkohle an der Erzeugung von Strom und Wasserstoff, der überdurchschnittlich zu den Treibhausgasemissionen (insbesondere auch Methan) und PM-Emissionen beiträgt. Dies wird etwa im Szenario „Brennstoffzellen-Pkw-Klimaschutz“ deutlich.

Die Minderungspotenziale des Pkw-Verkehrs sind aus heutiger Sicht relativ hoch, da eine Vielzahl technischer Möglichkeiten bei den Antrieben und der Energieerzeugung zur Verfügung steht. In anderen Verkehrsbereichen, vor allem beim Straßengüterverkehr, beim Flugverkehr und der Schifffahrt sind die Möglichkeiten zur Umstellung auf regenerative Energien und Antriebe aus heutiger Sicht beschränkter als beim Pkw. Es ist daher notwendig, diese Verkehrsträger in die Szenarienrechnungen mit einzubeziehen, um die Minderungspotenziale des gesamten Verkehrs aufgrund geeigneter Strategien abzubilden.

# 6 Ausblick und offene Fragen

Im Rahmen dieser Studie wurden umfangreiche Arbeiten durchgeführt. Diese umfassen die Aktualisierung und Überführung der Ergebnisse aus GermanHy sowie über GermanHy hinausgehende Analysen in den Bereichen

- Fahrzeugverbrauchswerte (BEVs, PHEVs),
- Kraftstoffe (Strombereitstellung),
- Infrastruktur (CGH<sub>2</sub>-Trailer 50 MPa) und
- Energiebilanzen der Vorketten.

Weitere relevante Fragestellungen und Anschließthemen wurden identifiziert, konnten im Rahmen dieser Studie jedoch nicht adressiert werden. Der Forschungsbedarf wird im Folgenden dargestellt.

## 6.1 Einsatzmuster und Verbrauchswerte der Fahrzeuge

Bei den Fahrzeugen wurden in dieser Studie keine eigenen Recherchen zu den möglichen Einsatzmustern der verschiedenen Konzepte und dem damit verbundenen Verbrauchsverhalten durchgeführt. Die aus aktuellen Arbeiten abgeleiteten Kennzahlen beruhen überwiegend auf Modellen für Referenzfahrzeuge mit Abschätzungen des Energieverbrauchs für den Referenzzyklus NEFZ. Für viele neue Fahrzeugkonzepte existieren erst wenige Prototypen, für die keine Erfahrungen zum realen Verbrauchsverhalten und zu den Einsatzmustern vorliegen. Bei solchen Fahrzeugen, die bereits in Kleinserien gefertigt und umfangreich untersucht worden sind, liegen die Daten bei den Herstellern und sind gegenwärtig nicht öffentlich zugänglich. Auch wurden in unserer Studie keine speziellen Strategien (z.B. Einführung der Fahrzeuge in bestimmten Flotten und Einsatzbereichen) unterstellt. Die Ermittlung von realen Verbrauchswerten für Fahrzeuge verschiedener Größenklassen in Abhängigkeit bestimmter Einsatzmuster ist jedoch eine wichtige Randbedingung, um belastbare Szenarien zu modellieren und zu berechnen und muss einer nachfolgenden Studie vorbehalten bleiben.

## 6.2 Energieszenarien und Kraftstoffvorketten

Seit Fertigstellung der GermanHy-Szenarien haben sich wesentliche Veränderungen im energiewirtschaftlichen Rahmen ergeben (Stichwort „Energiewende“), wie z. B.

- Ausstieg aus der Atomenergie;
- Carbon Capture & Storage (CCS) wird nicht weiter verfolgt;

- Kostenanstieg bei fossilen Energien;
- Kostendegression von Neuanlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms;
- Zunahme von erneuerbarem Strom im Mix;
- Fortschritte in der Batterietechnik;
- Nutzung von Wasserstoff als Energiespeicher für fluktuierenden, erneuerbaren Strom und für die Bereitstellung von gesicherter Leistung;
- aktuelle Diskussion zur Nutzung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> zur Synthese von Gas- und Flüssigkraftstoffen (Strom-zu-Gas bzw. Strom-zu-Flüssigkraftstoff).

Daher besteht Aktualisierungsbedarf der Szenarien für die zukünftige Bereitstellung von Wasserstoff. Idealerweise erfolgt diese Analyse unter Einbezug der Strombereitstellung für Plug-in Hybride und Batteriefahrzeuge. In jedem Fall hat sich die Rückkopplung der im Verkehr nachgefragten Energien in das Gesamtenergiesystem Deutschlands (siehe GermanHy) bewährt.

Der fossile Vergleichspfad (Benzin- und Dieselherstellung) wird konstant angenommen. Durch verstärkten Einsatz fossiler Kraftstoffe aus unkonventionellen sowie anderen schwer zugänglichen Vorkommen (Tiefsee, Schweröl, Ölschiefer, Teersand etc.) können sich die Vorkettenemissionen in der Zukunft verändern.

Bei der Strombereitstellung für Plug-in Hybride und Batteriefahrzeuge sind im Rahmen dieser Studie keine zusätzlichen Strombereitstellungsverluste berücksichtigt, wie sie beispielsweise durch

- höhere Ladeströme bei der Schnellbeladung sowie
- lokale Zwischenspeicherung bei Schnellbeladung und bei ungesteuerter Ladung



zu erwarten sind. Hier besteht Methodenentwicklungs- und Harmonisierungsbedarf.

Sogenannte „graue Emissionen“ – d.h. Emissionen, die mit dem Bau von Kraftwerken, Infrastruktur und Fahrzeugen verbunden sind – wurden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Hierzu bedarf es weiterer Untersuchungen und ggf. Anpassung in TREMOD, insbesondere bei

- Leichtbaumaterialien von Fahrzeugen;
- Antriebsstrang von Elektrofahrzeugen, insbesondere Batterien, Brennstoffzellen, H<sub>2</sub>-Speicher, Elektromotor;
- Photovoltaik-Kraftwerke, denn die schnellen Entwicklungsfortschritte bei PV führen zu einem Aktualisierungsbedarf der Lebenszyklusbilanz von PV-Herstellung.

Zu beachten ist beim Thema „graue Emissionen“, dass bei international breitem Ausbau von erneuerbaren Energien auch die mit dem Bau von Kraftwerken, Infrastrukturen und Fahrzeugen verbundenen entsprechend Emissionen sinken. Ausnahme könnten nicht energiebezogene Umweltwirkungen sein, wie z.B. beim Abbau von Rohmaterialien (Bergbau). Beim Thema „graue Emissionen“ empfiehlt sich eine regelmäßige Prüfung und ggf. Aktualisierung der Datenbasis.

Die aktuell berücksichtigten Umweltwirkungen umfassen Energieeinsatz, Treibhausgasemissionen sowie Schadstoffemissionen. Mit zunehmendem Einsatz von Biomasse, Teersanden und Schiefergas im Kraftstoffmix werden weitere Umweltwirkungen relevant, wie z.B. die Wasserintensität oder der Flächenverbrauch. Die Umweltbilanzierung sollte daher um ausgewählte Umweltindikatoren erweitert werden. Ein einzelner Umweltindikator, wie er beispielsweise mit Treibhausgasemissionen in Politik, Wissenschaft und Gesellschaft gerne herangezogen wird, ist zwar mathematisch gesprochen „notwendig“, jedoch nicht „hinreichend“ aufgrund des Risikos von Kollateralschäden in anderen Umweltsektoren.

Der Bedarf an seltenen/kritischen Materialressourcen in zukünftigen Kraftstoffkonzepten, Antriebssystemen und Fahrzeugplattformen (Kraftstoffproduktion, Infrastruktur, Chassis, Antrieb) ist ein potenziell kritisches Thema mit Blick auf ihre physikalische Verfügbarkeit (Ressourcen) und Marktverfügbarkeit (Angebot vs. Nachfrage; unternehmerische und geopolitische Angebotskonzentration). Eine Bilanzierung der Bedarfe an ausgewählten Materialressourcen (z.B. Platin, Neodym, Kupfer, etc.) kann kritische Entwicklungspfade aufzeigen.

### 6.3 Emissionsmodell TREMOD

Im diesem Vorhaben wurde das Emissionsmodell TREMOD so erweitert, dass Szenarien zur Entwicklung des antriebsbedingten Energieverbrauchs und der Emissionen des Straßenverkehrs bis 2050 für die Prozessschritte Well-to-Tank und Tank-to-Wheel unter Berücksichtigung alternativer Antriebe (BEVs, PHEVs und FCEVs) berechnet werden können. Für die Berechnung können prinzipiell sehr differenzierte Annahmen zur Markteinführung und Lebensdauer der Fahrzeuge, zum Einsatzspektrum, Fahrverhalten, zur Fahrleistung sowie zur Effizienzentwicklung modelliert werden, wenn entsprechende Informationen vorliegen oder begründete Annahmen abgeleitet werden können.

Nicht in TREMOD integriert wurden bisher neue Antriebskonzepte für den Güterverkehr mit schweren Nutzfahrzeugen und für die, gemessen an ihrem Beitrag zu den Klimagasemissionen, weniger relevanten motorisierte Zweiräder. Da für deutliche Minderungen im Straßengüterverkehr andere Strategien entwickelt werden müssen als bei den Pkw, leichten Nutzfahrzeugen und Bussen, sollte diesem Sektor zukünftig erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden, damit belastbare Annahmen in TREMOD integriert und Szenarien für den gesamten Straßenverkehr berechnet werden können. Als weiterer Schritt sollten auch die übrigen Verkehrsträger einbezogen werden.

# 7 Literaturverzeichnis

- [Air Liquide 1996] Air Liquide, September 1996.
- [Air Liquide 2009] Air Liquide: Air Liquide acquires innovative hydrogen generation technology in the U.S.; press release, December 2, 2009.  
<http://www.us.airliquide.com/file/otherelement/pj/h2genpr57729.pdf>
- [BASt 2002] Fahrleistungserhebung 2002 - Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko, BASt-Schriftenreihe "Verkehrstechnik" BASt V 121.
- [BMU 2007] BMU (Hrsg.): Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050; Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Stuttgart/Berlin; Februar 2007.
- [BMVBS 2007] ITP/BVU: Prognose der bundesweiten Verkehrsverflechtungen 2025; im Auftrag des BMVBS; FE-Nr. 96.0857/2005; München/Freiburg 2007.
- [Bundesregierung 2009] Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin 2009.
- [Bundesregierung 2010] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010. Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin 2010.
- [Bundesregierung 2011] Regierungsprogramm Elektromobilität. Berlin 2011.
- [Chiesa et al. 2005] Chiesa, P.; Consonni, St.; Dipartimento die Energetica, Politecnico di Milano, Italy; Kreutz, Th.; Williams, R.; Princeton Environmental Institute, Princeton University, USA: Co-production of hydrogen, electricity and CO<sub>2</sub> from coal with commercially ready technology. Part A: Performance and emissions; International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005), 747-767.
- [Clean Air Task Force] Clean Air Task Force: Coal Gasification: Background Information; May 1, 2008.  
[http://www.deq.state.va.us/export/sites/default/info/pdf/vchec/Attachment\\_2\\_C ATF\\_Presentation.pdf](http://www.deq.state.va.us/export/sites/default/info/pdf/vchec/Attachment_2_C ATF_Presentation.pdf)
- [Ecoinvent 2007] Faist-Emmenegger, M., ESU-services Ltd., Uster; Heck, Th., Paul Scherrer Institut, Villigen; Jungbluth, N., ESI-services Ltd., Uster: Ecoinvent Data v2.0 (2007); ecoinvent report No. 6; Villigen, Dezember 2007.
- [EEA 2012] Monitoring of CO<sub>2</sub> emissions from passenger cars – Regulation 443/2009.  
<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission>.
- [Elwatec 2001] Wenske, M., Elwatec, 14. June 2001.
- [EQHHP 1991] Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project, Phase II Feasibility Study, Final Report, March 1991.
- [EU 2011] G. Mellios, S. Hausberger, M. Keller, C. Samaras, L. Ntziachristos: Parameterisation of fuel consumption and CO<sub>2</sub> emissions of passenger cars and light commercial vehicles for modelling purposes; European Union, 2011.
- [EU-KOM 2009] Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments.
- [EWI/prognos 2005] Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose (Schlussbericht); Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWi); Berlin/Köln/ Basel; März 2005.

- [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.
- [GEMIS 2002] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.1.3.2; 2002. <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [GEMIS 2011] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), version 4.7, 2011. <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/index.htm>
- [GermanHy 2009] Deutsche Energie-Agentur (dena), Forschungszentrum Karlsruhe (FZK), Fraunhofer ISI, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) und Wuppertal Institut: GermanHy – Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff bis 2050?“ – Endbericht; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), August 2009.
- [HBEFA] Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs, Infras AG Zürich und Bern. <http://www.hbefa.net>
- [Hydrogenics 2011] Hydrogenics, Oevel, Belgium: HYSTAT Hydrogen Generators; Industrial Brochure, November 2011. [http://www.hydrogenics.com/assets/pdfs/Industrial%20brochure\\_English.pdf](http://www.hydrogenics.com/assets/pdfs/Industrial%20brochure_English.pdf)
- [Hyways 2007] HyWays – The European Hydrogen Energy Roadmap. [www.hyways.de](http://www.hyways.de)
- [IEA 2005] D. Gielen, G. Simbolotti: Prospects for Hydrogen and Fuel Cells, Bericht der OECD/IEA, IEA Publication Office, Paris 2005.
- [IFEU 2010] Helms, H., Hanusch, J., IFEU: Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen – Grundlagendaten und Ergebnisse; Internes Arbeitspapier; Arbeiten im Rahmen der ökologischen Begleitforschung zum „VW Flottenversuch Elektromobilität“; Heidelberg, März 2010.
- [IFEU 2011] Knörr, W. et al, IFEU: Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030 (TREMODO, Version 5.2) für die Emissionsberichterstattung 2012 (Berichtsperiode 1990-2010); im Auftrag des Umweltbundesamtes FKZ 363 01 370; Heidelberg, 30.11.2011.
- [INFAS 2010] Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs, Version 3.1. <http://www.hbefa.net>; Bern, Februar 2010; Dokumentation in Vorbereitung.
- [Iven 2006] Iven, F-W., Bezirksregierung Köln: Presentation and Discussion of the BREF on Large Combustion Plants; Deutsch-Rumänische Zusammenarbeit im Umweltrecht, Gemeinsamer LCP-BREF Workshop, Teil IV Kohlekraftwerke; Sinaia, 13.-17.11.2006.
- [JEC 2011] JRC, EUCAR, CONCAWE (JEC): Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context – WELL-to-TANK Report – Version 3c; Juli 2011.
- [Kreutz et al. 2005] Kreutz, Th.; Williams, R.; Princeton Environmental Institute, Princeton University, USA; Consonni, St.; Chiesa, P.; Dipartimento die Energetica, Politecnico di Milano, Italy: Co-production of hydrogen, electricity and CO<sub>2</sub> from coal with commercially ready technology. Part B: Economic analysis; International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005), 769-784.
- [LBST 2002] Vergleich verschiedener Antriebskonzepte im Individualverkehr im Hinblick auf Energie- und Kraftstoffeinsparung – Endbericht. Ottobrunn, April 2002.
- [LBST 2007] Zittel, W. und Schindler, J. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH – LBST): Alternative World Energy Outlook 2006, A possible path towards a sustainable future; In: Yogi Goswami D (Hrsg.); Advances in Solar Energy, Vol. 17; S. 1 – 44; Earthscan; UK, USA; 2007.
- [LBST 2010] Schmidt, P.; Stiller, C.; Weindorf, W. et al. (LBST): CNG and LPG for

- Transport in Germany – Environmental Performance and Potentials for GHG Emission Reductions Until 2020; September 2010.
- [LBST 2012] Zerhusen, J. und Schmidt, P. (LBST): Megawattspeicher für den ländlichen Raum – Verteilnetz wird zum Sammelnetz; in: energie wirtschaft (ew), Dossier „Smart Energy“, Nr. 11, Jg. 111 (2012), S. 38-41.
- [Leitstudie 2010] DLR, IWES, IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global („Leitstudie 2010“); BMU, FKZ 03MAP146, Dezember 2010.
- [Leitstudie 2011] DLR, IWES, IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global („Leitstudie 2011“); BMU, FKZ 03MAP146, 29. März 2012.
- [LfU 2007] Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU): Effizienzsteigerung, Emissionsminderung und CO<sub>2</sub>-Einsparung durch optimierte Motoreinstellung bei Biogas-Blockheizkraftwerken zur dezentralen Stromversorgung; Dezember 2007. [http://uok.bayern.de/portal/internalfile/download/EULV26\\_Endbericht\\_BHKW-Emis\\_1227178761128.pdf](http://uok.bayern.de/portal/internalfile/download/EULV26_Endbericht_BHKW-Emis_1227178761128.pdf)
- [Linde 1992] Scholz, W., Verfahren zur großtechnischen Erzeugung von Wasserstoff und ihre Umweltproblematik, Berichte aus Technik und Wissenschaft 67/1992, Linde; S. 13 – 21.
- [McKinsey 2011] A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis – The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles. [www.zeroemissionvehicles.eu/](http://www.zeroemissionvehicles.eu/); abgerufen am 12.12.11
- [Michaelis et.al. 2012] Michaelis, J., Plötz, P., Gnann, T., Wietschel, M.: Vergleich alternativer Antriebstechnologien Batterie-, Plug-in Hybrid- und Brennstoffzellenfahrzeug, erscheint im Tagesband des Workshop: Alternative Antriebskonzepte bei sich wandelnden Mobilitätsstilen, 2012.
- [MiD 2008] Mobilität in Deutschland (MiD), Infas Institut, DLR. Studie im Auftrag des BMVBS, 2008. <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de>
- [NHEG 1992] Andreassen, K. et al., Norsk Hydro a.s., Bünger 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.
- [NPE 2010a] Die deutsche Normungs-Roadmap. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin. [www.elektromobilitaet.din.de/~sixcms\\_upload/-media/~3310/~Normung-Roadmap\\_~Elektromobilitaet.pdf](http://www.elektromobilitaet.din.de/~sixcms_upload/-media/~3310/~Normung-Roadmap_~Elektromobilitaet.pdf); abgerufen am 28.04.11.
- [NPE 2010b] Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2010.
- [NPE 2011a] Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2011.
- [NPE 2011b] Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität – Anhang. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2011.
- [NPE 2012] Dritter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, 2012.
- [Omnibus 2011] Lastauto Omnibus Katalog 2012; ETM EuroTransportMedia Verlags- und Ver-

- anstellungs-GmbH, Stand August 2011.
- [OPTUM 2011] Florian Hacker et al. (Öko-Institut e.V.): Marktpotenziale und CO<sub>2</sub>-Bilanz von Elektromobilität – Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens „OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen“ – Anhang zum Schlussbericht; Oktober 2011.
- [Prognos 2007] Seefeldt et al.: Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen, Endbericht 18/06; im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Basel/ Berlin; August 2007.
- [Quack 2001] Quack, H.: Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft; Wissenschaftliche Zeitschrift Universität Dresden, 50 (2001) Heft 5/6; S. 112-117.
- [RED 2009] European Union (EU): Renewable Energy Directive (RED) 2009/28/EC; Brüssel, 05.06.2009.
- [Smolinka et al. 2011] Smolinka, T., Günther, M., Garche, J.: „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien – NOW Studie (Kurzfassung des Abschlussberichts); Fraunhofer-ISE, FCBAT; 05.07.2011.
- [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, 12. August 2004.
- [TAB 1999] Nitsch, J.; Pehnt, M.; Dienhart, H.; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Schwerpunkt Energietechnik, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Versorgung; 1- Entwurf; Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Stuttgart, Juni 1999.
- [Thielmann et al. 2010] Thielmann, A., Isenmann, R., Wietschel, M.: Technologie-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030, Karlsruhe, 2010.
- [Thielmann et al. 2012] Thielmann, A., Sauer, A., Isenmann, R., Wietschel, M.: Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030, Karlsruhe, 2012.
- [TU Graz 2009] Hausberger, S. et al., TU Graz : Emission Factors from the Model PHEM for the HBEFA Version 3, funded by: Umweltbundesamt GmbH Österreich, Lebensministerium Österreich, BMVIT Österreich, Joint Research Centre and ERMES members; Report Nr. I-20/2009 Haus-Em 33/08/679 from 07.12.2009.
- [UBA 2006] Arbeitsgemeinschaft Wuppertal Institut, DLR Stuttgart und IFEU Heidelberg: Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Kraftstoff für den mobilen Bereich; Forschungsvorhaben im Rahmen des UFOPLAN des Umweltbundesamtes (FKZ 203 45 118), 2006.
- [VDE 1997] G. Kiefer: VDE 0100 und die Praxis; VDE-Verlag, 8. Auflage, 1997.

# 8 Anhang

## 8.1 Tabellen zu „Well-to-Tank“ Emissionsfaktoren für Wasserstoffpfade

Tabelle 8-1: Treibhausgasemissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/MJ]

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	[g CO <sub>2</sub> -Äq./MJ]			
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	121	113	108	104
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	107	103	101	99
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	100	97	95	94
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	124	112	100	96
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	106	102	99	97
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	39	36	34	32
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	64	52	40	36
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	44	41	38	36
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	234	231	228	227
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	256	244	232	227
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	239	235	232	230
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	52	49	47	45
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	77	65	53	48
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	57	53	51	49
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	87	82	78	75

Fortsetzung Tabelle 8-1, Einheit: [g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/MJ]:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>[g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	11	8	6	4
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	11	10	8	7
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	0	0	0	0
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	8	5	3	1
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	6	4	3	2
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	12	9	6	5
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	170	98	55	28
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	147	94	53	26
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	171	109	59	30
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	150	97	56	30



Tabelle 8-2: NMVOC-Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ]

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	0,020	0,020	0,020	0,019
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,045	0,044	0,044	0,044
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,013	0,013	0,013	0,013
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,015	0,015	0,014	0,014
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,015	0,015	0,015	0,015
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,014	0,014	0,013	0,013
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,016	0,016	0,015	0,014
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,016	0,016	0,016	0,015
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,005	0,005	0,005	0,004
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,007	0,007	0,006	0,006
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,007	0,007	0,007	0,007
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,006	0,005	0,005	0,005
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,008	0,008	0,007	0,007
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,008	0,008	0,008	0,007
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,011	0,011	0,011	0,011

**Fortsetzung**

Tabelle 8-2, Einheit: [g/MJ]:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	-0,004	-0,004	-0,004	-0,005
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	0,000	0,000	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,001	0,001	0,001	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,001	0,001	0,001	0,001
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,003	0,003	0,003	0,002
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	0,014	0,011	0,010	0,008
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,012	0,011	0,010	0,008
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,015	0,013	0,011	0,009
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,014	0,013	0,012	0,010

Tabelle 8-3: NO<sub>x</sub>-Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ]

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	0,105	0,098	0,094	0,091
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,093	0,090	0,089	0,087
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,092	0,089	0,088	0,086
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,127	0,115	0,103	0,099
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,109	0,105	0,103	0,102
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,094	0,091	0,090	0,088
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,129	0,118	0,105	0,101
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,111	0,107	0,105	0,104
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,105	0,102	0,100	0,099
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,139	0,128	0,115	0,111
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,121	0,118	0,116	0,114
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,122	0,119	0,117	0,116
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,156	0,145	0,132	0,128
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,138	0,135	0,133	0,131
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,064	0,059	0,057	0,055

**Fortsetzung**

Tabelle 8-3, Einheit: [g/MJ]:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,182	0,179	0,177	0,176
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,241	0,239	0,238	0,237
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	0,000	0,000	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,011	0,008	0,007	0,005
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,010	0,008	0,008	0,007
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,025	0,022	0,021	0,020
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	0,223	0,150	0,120	0,097
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,193	0,143	0,115	0,093
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,226	0,169	0,130	0,106
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,207	0,157	0,130	0,107

Tabelle 8-4: SO<sub>2</sub>-Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ]

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	0,015	0,010	0,007	0,005
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,008	0,005	0,004	0,003
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,007	0,005	0,004	0,003
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,024	0,015	0,008	0,006
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,010	0,007	0,006	0,005
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,007	0,005	0,004	0,003
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,024	0,015	0,008	0,006
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,010	0,007	0,006	0,005
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,119	0,116	0,115	0,114
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,133	0,124	0,118	0,115
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,121	0,118	0,117	0,116
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,138	0,136	0,135	0,134
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,152	0,143	0,137	0,134
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,140	0,137	0,136	0,135
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,010	0,007	0,005	0,004

## Fortsetzung

Tabelle 8-4, Einheit: [g/MJ]:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,005	0,003	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,002	0,000	-0,001	-0,001
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	0,000	0,000	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,005	0,003	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,004	0,002	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,007	0,004	0,003	0,002
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	0,111	0,059	0,038	0,023
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,096	0,056	0,036	0,022
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,111	0,065	0,040	0,024
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,097	0,057	0,037	0,023

Tabelle 8-5: CO-Emissionen „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ]

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	0,050	0,048	0,047	0,045
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,045	0,044	0,044	0,043
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,056	0,055	0,054	0,054
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,077	0,073	0,066	0,064
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,063	0,062	0,061	0,061
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,057	0,056	0,055	0,055
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,077	0,074	0,067	0,065
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,064	0,063	0,062	0,062
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,025	0,024	0,024	0,023
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,046	0,043	0,036	0,034
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,033	0,031	0,031	0,030
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,029	0,028	0,027	0,027
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,050	0,046	0,039	0,037
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,036	0,035	0,034	0,034
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,032	0,031	0,030	0,029

## Fortsetzung

Tabelle 8-5, Einheit: [g/MJ]:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,063	0,062	0,061	0,061
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,092	0,091	0,091	0,091
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	0,000	0,000	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,007	0,006	0,006	0,005
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,006	0,005	0,005	0,004
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,013	0,012	0,012	0,011
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	0,140	0,108	0,102	0,091
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,121	0,104	0,098	0,087
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,141	0,121	0,109	0,097
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,126	0,109	0,104	0,093



Tabelle 8-6: Emissionen Staub und Partikel „Well-to-Tank“ Wasserstoffproduktion, Verteilung und Tankstelle „Well-to-Tank“ [g/MJ]

WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD	2020	2030	2040	2050
<b>H<sub>2</sub>-ERDGAS</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas über Dampfreformierung an der Tankstelle (onsite)	0,006	0,003	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer dezentralen (15 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,004	0,002	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,003	0,002	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,010	0,004	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,004	0,002	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,003	0,002	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,010	0,004	0,002	0,001
CGH <sub>2</sub> aus Erdgas in einer zentralen (300 MWH <sub>2</sub> ) Dampfreformierungsanlage mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,004	0,002	0,002	0,001
<b>H<sub>2</sub>-KOHLE</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,016	0,015	0,015	0,014
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,022	0,017	0,015	0,014
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,017	0,015	0,015	0,014
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,019	0,017	0,017	0,017
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,025	0,020	0,017	0,016
CGH <sub>2</sub> aus Steinkohlevergasung mit CCS via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,019	0,018	0,017	0,017
<b>H<sub>2</sub>-NEBENPRODUKT</b>				
CGH <sub>2</sub> aus Nebenprodukt-H <sub>2</sub> via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,004	0,002	0,001	0,001

**Fortsetzung**

Tabelle 8-6, Einheit: [g/MJ]:

<b>WASSERSTOFFPRODUKTIONSPFAD</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>H<sub>2</sub>-BIOMASSE</b>	<b>[g /MJ]</b>			
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,006	0,005	0,005	0,004
CGH <sub>2</sub> aus Stroh (50 %) und Kurzumtrieb (50 %) via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,004	0,003	0,003	0,003
<b>H<sub>2</sub>-ERNEUERBARER STROM</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse an der Tankstelle mit Strom aus Windkraft	0,000	0,000	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,002	0,001	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,001	0,001	0,000	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strom aus Offshore Windparks via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,002	0,001	0,000	0,000
<b>H<sub>2</sub>-STROMMIX</b>				
CGH <sub>2</sub> aus onsite Elektrolyse mit Strommix Deutschland	0,043	0,014	0,005	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via H <sub>2</sub> -Pipeline	0,037	0,014	0,005	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via LH <sub>2</sub> -Tanklastzug	0,043	0,016	0,006	0,000
CGH <sub>2</sub> aus zentraler Elektrolyse mit Strommix Deutschland via CGH <sub>2</sub> -Druckflaschentrailer 50 MPa	0,037	0,014	0,005	0,000



## 8.2 Beschreibung der Wasserstoffpfadkomponenten

Im Folgenden werden die der Untersuchung zu Grunde gelegten Technologien zur Wasserstoffherzeugung (Elektrolyse, Reformierung, Vergasung), Konditionierung (Komprimierung, Verflüssigung), Transport und Abgabe (Lkw, Pipeline, Tankstelle) beschrieben. Neben den betrachteten Technologieoptionen stehen noch andere, nicht in die Untersuchung einbezogene Alternativen zur Verfügung.

### 8.2.1 H<sub>2</sub>-Produktion

#### Nebenprodukt-H<sub>2</sub>

Bei verschiedenen chemischen Prozessen wie z.B. der Chloralkali-Elektrolyse oder in einigen Prozessen in der Erdölraffinerie fällt Wasserstoff als Nebenprodukt an. Heute wird der als Nebenprodukt anfallende Wasserstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt und ersetzt damit Erdgas. Wenn der Wasserstoff für andere Zwecke eingesetzt wird wie hier als Kraftstoff für Fahrzeuge muss für die stationäre Nutzung Erdgas bezogen werden. Somit kann die Bereitstellung von Wasserstoff aus der Produktion von Wasserstoff als Nebenprodukt ähnlich wie die Bereitstellung von Erdgas bilanziert werden.

Für den Einsatz als Kraftstoff muss der Wasserstoff in der Regel gereinigt werden. Für die Aufbereitung von Wasserstoff auf eine Reinheit von mehr als 99,99 % wird in der Regel eine Druckwechseladsorptionsanlage („Pressure Swing Adsorption“ (PSA)) verwendet.

Eine Druckwechseladsorptionsanlage besteht aus mehreren Adsorptionskolonnen, die zeitlich versetzt regeneriert werden. Die Adsorption erfolgt bei hohem Druck (typischerweise 1 bis 2 MPa), die Desorption (Regenerierung) bei niedrigem Druck (0.1 MPa).

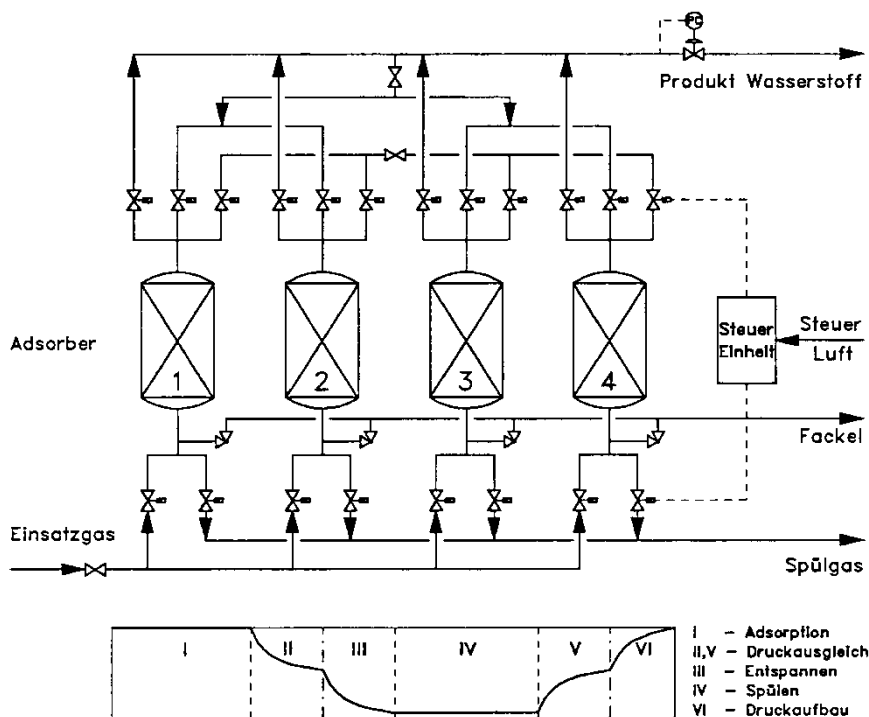


Abbildung 38: Druckwechselanlage mit 4 Adsorptionskolonnen [Knoll 1990]

Bei der Regenerierung werden die absorbierten Gasbestandteile (z.B. H<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>) mit Wasserstoff ausgespült. Das Spülgas enthält daher neben den abzutrennenden unerwünschten Gasbestandteilen auch geringe Mengen an Wasserstoff. Die H<sub>2</sub>-Ausbeute hängt dabei von der Art der abzutrennenden Gasbestandteile, vom Druck und von der H<sub>2</sub>-Konzentration im Rohgas ab. Je niedriger die H<sub>2</sub>-Konzentration im Rohgas, desto niedriger ist die H<sub>2</sub>-Ausbeute. Als Adsorbentien werden unter anderem zeolithische Molekularsiebe oder Kohlenstoffmolekularsiebe eingesetzt.

Fällt der Nebenprodukt-Wasserstoff bei einem niedrigeren Druck an als für die Druckwechseladsorption nötig, ist eine Kompression erforderlich. Es wird angenommen, dass der Wasserstoff von 0,13 MPa auf

2 MPa komprimiert wird. Der daraus resultierende Energiebedarf beträgt 0,054 MJ pro MJ gereinigtem Wasserstoff. Der Wasserstoff stammt aus der Chloralkali-Elektrolyse und weist daher einen hohen Anteil am Rohgas auf. Die H<sub>2</sub>-Ausbeute beträgt etwa 95 %. Der Rest befindet sich im Spülgas und wird abgefackelt.

Der Strombedarf für die Druckwechseladsorptionsanlage wird durch Strom aus dem Strommix Deutschland gedeckt (0,4 kV-Ebene).

### Dampfreformierung von Erdgas

Große Dampfreformieranlagen sind Stand der Technik. Eine weitere Kostenreduktion in der Zukunft ist nicht zu erwarten. Große Dampfreformieranlagen werden heute hauptsächlich in Erdölraffinerien eingesetzt und dienen dort zur Deckung des H<sub>2</sub>-Bedarfs für die Entschwefelung und Hydrierung.

In [Foster Wheeler 1996] wurde eine typische große Dampfreformieranlage ohne und mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und –Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) beschrieben. Die Anlage besteht aus drei Einheiten mit einer H<sub>2</sub>-Produktionskapazität von je 93.771 Nm<sup>3</sup>/h (281.313 MW<sub>H<sub>2</sub></sub> bezogen auf den unteren Heizwert). In [Linde 1992] wurde eine typische große Dampfreformieranlage mit einer H<sub>2</sub>-Produktionskapazität von 100.000 Nm<sup>3</sup>/h beschrieben, die einen ähnlichen Wirkungsgrad aufweist.

Kleine Dampfreformieranlagen für die H<sub>2</sub>-Produktion „vor Ort“ an der Tankstelle („onsite“) sind seit mehr als 15 Jahren in der Entwicklung. Bisher wurden kleine Dampfreformierungsanlagen für die Produktion von Wasserstoff für industrielle Prozesse – z. B. in der Halbleiterindustrie - eingesetzt. Kleine Dampfreformierungsanlagen für den Einsatz an H<sub>2</sub>-Tankstellen wurden unter anderen von H<sub>2</sub>Gen (inzwischen von Air Liquide übernommen) entwickelt [Air Liquide 2009].

**Tabelle 8-7: Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung 2020-2050**

	Einheit	„Vor Ort“	15 MW	≥300 MW ohne CCS	≥300 MW mit CCS
Leistung	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,667	15	844	844
Input Erdgas	MJ/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	1,450	1,396	1,315	1,365
Input Strom	MJ/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,094	0,006	0	0
Emissionen					
CO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	79,8	76,8	72,3	11,9
CH <sub>4</sub>	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,00039	0,016	0,016	0,016
N <sub>2</sub> O	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,00021			
NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,015	0,02	0,023	0,023
NMVOC	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,00025	0,03		
CO	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,0048	0,01	0,022	0,022

Große Dampfreformieranlagen zur Wasserstoffproduktion für den industriellen Einsatz sind ausgereifte Technologien. Hier sind keine Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten. Bei der dezentralen Reformierung „vor Ort“ an der Tankstelle besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Der Erdgasinput wird mit den vorgelagerten Prozessen zur Bereitstellung von Erdgas verknüpft. Für den Energieeinsatz und die Emissionen für die Erdgasbereitstellung wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2011].

Der Strombedarf für die Dampfreformieranlage für die Varianten mit H<sub>2</sub>-Produktion „vor Ort“ wird durch Strom aus dem Strommix Deutschland gedeckt. Die Tankstelle ist an das Niederspannungsnetz (0,4 kV-Ebene) angeschlossen.

### Vergasung von Steinkohle

Anlagen zur Vergasung von Steinkohle zur Produktion von Synthesegas für die nachgeschaltete Fischer-Tropsch-Synthese existieren in Südafrika.

In [Foster Wheeler 1996] wird die Produktion von reinem Wasserstoff mittels Erdgasdampfpreformierung und der Vergasung von Steinkohle ohne und mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) untersucht. Die Vergasung erfolgt auf Basis einer von Texaco entwickelten Flugstromvergasung. Die Schadstoffemissionen resultieren aus der Verbrennung von Kohlegas in einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk und wurden mit Ausnahme von SO<sub>2</sub> aus [TAB 1999] abgeleitet. Die SO<sub>2</sub>-Emission wurden aus [Clean Air Task Force 2008] entnommen.

**Tabelle 8-8: H<sub>2</sub> aus Vergasung von Steinkohle**

	Einheit	ohne CCS	mit CCS
Leistung (3 Einheiten)	MW <sub>H<sub>2</sub></sub>	845	845
Steinkohleverbrauch	MJ/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	1,967	2,303
Wirkungsgrad		50,8 %	43,4 %
Emissionen			
CO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	189,2	5,6
SO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,013	0,015
NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,0030	0,0046
Staub	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,0001	0,0001
NM VOC	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,0002	0,0003
CO	g/MJ <sub>H<sub>2</sub></sub>	0,0010	0,0015

Die in [Foster Wheeler 1996] beschriebene Anlage weist einen sehr hohen CO<sub>2</sub>-Abscheidewirkungsgrad auf, der zu sehr niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen von etwa 5,6 g pro MJ Wasserstoff führt. Das führt allerdings zu einem im Vergleich zu anderen Konzepten<sup>13</sup> sehr niedrigem Wirkungsgrad von etwa 43,4 %. Ohne CCS wird ein Wirkungsgrad von 50,8 % erreicht. Sämtliche Hilfsenergie für den Betrieb von Nebenaggregaten (Pumpen, Gebläse, Verdichter, Brennstoffzuführung, etc.) wird innerhalb der Anlage erzeugt. Es wird kein Strom extern bezogen und es fällt kein Überschussstrom an.

Der Steinkohleinput wird mit den vorgelagerten Prozessen zur Bereitstellung von Steinkohle verknüpft. Für den Energieeinsatz und die Emissionen für die Bereitstellung von Steinkohle wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2011].

### Vergasung von Biomasse

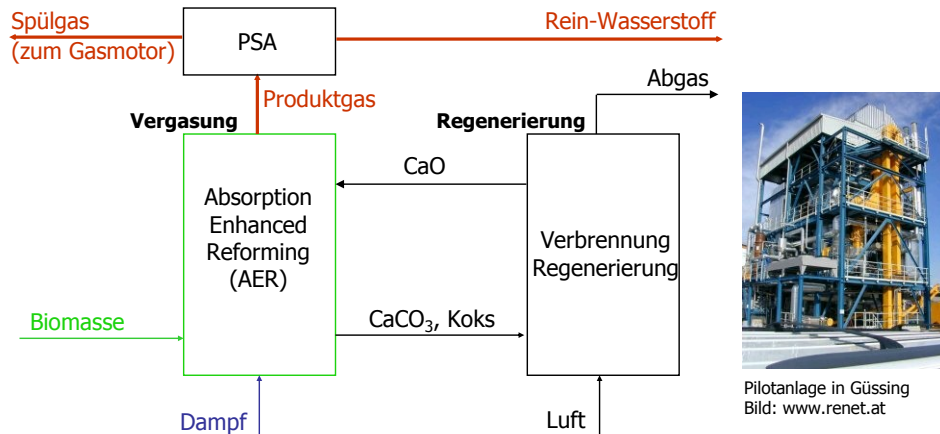
Als Einsatzmaterial zur Biomassevergasung für die Wasserstoffherstellung eignet sich lignocellulosehaltige Biomasse wie z.B. Holzhackschnitzel und Stroh.

In der ersten Stufe der Biomassevergasung fallen Koks, Methanol und Primärgase an, in der zweiten entsteht durch die Reaktion mit (Luft-)Sauerstoff und/oder Wasserdampf zunächst ein Gasgemisch aus H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und (bei Vergasung mit Luft: N<sub>2</sub>). Dabei wird zwischen autothermer Vergasung und allothermer Vergasung unterschieden. Bei der autothermen Vergasung wird Luft oder Sauerstoff als Vergasungsmittel eingesetzt. Der Wärmebedarf der endothermen Vergasungsreaktionen erfolgt durch parallel im Vergasungsprozess ablaufende exotherme Reaktionen mit dem zugeführten Sauerstoff. Bei der allothermen Vergasung wird Wasserdampf als Vergasungsmittel eingesetzt. Der Wärmebedarf für die endothermen Vergasungsreaktionen wird über einen Wärmeträger von außen in den Prozess eingekoppelt.

<sup>13</sup> Vgl. [Chiesa et al. 2005] und [Kreutz et al. 2005] mit 14 g CO<sub>2</sub>/MJ H<sub>2</sub> und 57% Wirkungsgrad.

Bei der Vergasung mit Luft kommt es zu einem sehr hohen Anteil an Stickstoff von mehr als 50 % im Produktgas. Für die Produktion von reinem Wasserstoff kommt nur die Vergasung mit reinem Sauerstoff oder die allotherme Vergasung mit Wasserdampf in Frage, wobei die allotherme Vergasung mit Wasserdampf bevorzugt eingesetzt wird (höherer H<sub>2</sub>-Anteil im Produktgas, keine Luftzerlegungsanlage erforderlich).

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) entwickelte in Zusammenarbeit mit anderen Instituten und Firmen das sogenannte „Absorption Enhanced Reforming“ (AER-Verfahren). Abbildung 39 zeigt das Prinzip des AER-Verfahrens. Vergasung und Verbrennung erfolgen in der Wirbelschicht wie in der existierenden Anlage zur Produktion von Strom und Wärme in Güssing.



**Abbildung 39:** Einsatz des „Absorption Enhanced Reforming“ (AER) für die Produktion von reinem Wasserstoff

In der in [ZSW 2008] beschriebenen Konfiguration werden dabei 3,4 MW reiner Wasserstoff, 1,16 MW Strom (netto) und 3,1 MW nutzbare Wärme erzeugt bei einem Biomasseinput von 10 MW.

**Tabelle 8-9:** Energiebedarf für die Komprimierung des Wasserstoffs

	I/O	Einheit	
Holzhackschnitzel	Input	MW	7,50
Stroh	Input	MW	2,50
H <sub>2</sub>	Output	MW	3,40
Strom	Output	MW	1,16
Wärme	Output	MW	3,10
Emissionen			
NO <sub>x</sub>	-	g/MJ <sub>H2</sub>	0,514
Staub	-	g/MJ <sub>H2</sub>	0,011
NMVO	-	g/MJ <sub>H2</sub>	0,004
CO	-	g/MJ <sub>H2</sub>	0,266

Der Überschussstrom wird gegen ein mit Holzhackschnitzeln betriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) mit integrierter Biomassevergasung auf Basis der gleichen Vergasungstechnologie bilanziert. Die Wärme wird gegen ein mit Holzhackschnitzel betriebenes Heizwerk mit einem Wirkungsgrad von 85 % bilanziert.

### Elektrolyse

Elektrolyseanlagen werden von mehreren Herstellern vor allem im kleineren Leistungsbereich angeboten. Hydrogenics (früher Stuart Energy) ist eine der Firmen, welche Elektrolyseanlagen für den Einsatz an H<sub>2</sub>-Tankstellen (Elektrolyse „onsite“) anbietet. Der Energiebedarf einer Elektrolyseanlage inklusive aller Nebenaggregate (Gleichrichter, Pumpen, Lüfter, etc.) mit einer H<sub>2</sub>-Produktionskapazität von 120

$\text{Nm}^3/\text{h}$  ( $360 \text{ kW}_{\text{H}_2}$ ) beträgt  $4,80 \text{ kWh}$  pro  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff ( $1,60 \text{ MJ}$  pro  $\text{MJ H}_2$  bezogen auf den unteren Heizwert). Zusätzlich wird noch Strom für die Feinreinigung des Wasserstoffs mit einem „Deoxo Drier“ auf eine Reinheit von mehr als  $99,995 \%$  benötigt ( $0,0139 \text{ MJ}$  pro  $\text{MJ H}_2$  bezogen auf den unteren Heizwert). Ein Teil des produzierten Wasserstoffs wird dabei oxidiert. Der  $\text{H}_2$ -Verlust beträgt daher etwa  $4 \%$ . [Stuart Energy 2004]. Hydrogenics gibt in ihrem Prospekt einen Energiebedarf von etwa  $5,2 \text{ kWh}$  pro  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff ( $1,733 \text{ MJ}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$ ) bei Volllast an [Hydrogenics 2011], was nahe bei den in Tabelle 8-10 für 2020 angenommenen Werten liegt. Im Teillastbereich ist der spezifische Energiebedarf bei Elektrolyseuren in der Regel niedriger als bei Volllast.

Die technischen und ökonomischen Daten für die zentrale Elektrolyse basieren auf einer Anlage mit einer  $\text{H}_2$ -Produktionskapazität von  $20.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  ( $60 \text{ MW}_{\text{H}_2}$ ), bestehend aus 25 Modulen mit je  $800 \text{ Nm}^3/\text{h}$ . Der Energiebedarf wird mit  $4,3 \text{ kWh}$  pro  $\text{Nm}^3$  Wasserstoff ( $1,433 \text{ MJ}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$ ) angegeben [Elwatec 2001]<sup>14</sup> Für größere Leistungen werden mehr Module installiert und mehr Gebäude errichtet. Der Wirkungsgrad bleibt dabei gleich. Für die zentrale Elektrolyse wird angenommen, dass die Gasreinigung über „DeOxo Drier“ in den  $4,3 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$  bereits enthalten ist.

Für 2030 wird angenommen, dass der Energiebedarf der dezentralen Elektrolyse ohne Gasreinigung von heute  $1,600 \text{ MJ}$  pro  $\text{MJ}$  Wasserstoff auf etwa  $1,433 \text{ MJ}$  pro  $\text{MJ}$  sinkt bzw. der Wirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert von  $62,5$  auf etwa  $69,8 \%$  ansteigt (inklusive „DeOxo-Drier“:  $59 \%$  auf  $66 \%$ ).

**Tabelle 8-10: Wasserstoff aus Elektrolyse**

	Einheit	„Vor Ort“		Zentral	
		2020	2030-2050	2020	2030-2050
Typische Leistung	$\text{MW}_{\text{H}_2}$	0,36	0,36	60	60
Elektrischer Energiebedarf					
Elektrolyse	$\text{MJ}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$	1,667	1,493	k.A.	k.A.
Feinreinigung auf $99,995 \%$	$\text{MJ}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$	0,014	0,014	k.A.	k.A.
Summe	$\text{MJ}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$	1,681	1,507	1,433	1,433

### 8.2.2 $\text{H}_2$ -Speicherung in Salzkavernen

Für zentrale Elektrolyseanlagen mit Strom aus Wind wurde angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff in einer Salzkaverne zwischengespeichert wird. Der Wasserstoff wird von einem Druck von  $3 \text{ MPa}$  (Ausgang Elektrolyse) auf  $19,8 \text{ MPa}$  komprimiert. Der Energiebedarf der Kompressoren beträgt etwa  $0,034 \text{ MJ}$  pro  $\text{MJ}$  Wasserstoff. Die  $\text{H}_2$ -Verluste aus der Salzkaverne sind vernachlässigbar, wie reale Anlagen in Teesside (UK) und dem ConocoPhillips Clemens Dome (Texas, USA,  $2.520 \text{ t H}_2$ -Speicherkapazität) zeigen, die seit mehreren Jahrzehnten zur Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen verwendet werden.

Das Verhalten von Wasserstoff in Porenspeichern ist derzeit Gegenstand von Untersuchungen und wird daher nicht im Rahmen dieser Studie berücksichtigt.

Der gespeicherte Wasserstoff wird für den Transport und die Verteilung dann entweder verflüssigt oder in ein  $\text{H}_2$ -Pipelinennetz eingespeist.

### 8.2.3 $\text{H}_2$ -Verflüssigung

Bei Umgebungsdruck wird Wasserstoff bei einer Temperatur von  $20,3 \text{ K}$  ( $-252,85^\circ\text{C}$ ) flüssig. Ein Liter flüssiger Wasserstoff („liquefied hydrogen“ –  $\text{LH}_2$ ) hat einen Energiegehalt von etwa  $8,49 \text{ MJ}$  bezogen auf den unteren Heizwert. Das Prinzip der  $\text{H}_2$ -Verflüssigung beruht auf der isentropen Entspannung mit Entspannungsturbinen und der Entspannung unter Ausnutzung des Joule-Thomson Effekts.

<sup>14</sup> Elwatec wurde später von Stuart Energy übernommen. Stuart Energy wurde inzwischen von Hydrogenics übernommen.



Die Entspannung eines Gases durch eine adiabate Öffnung reduziert den Druck und erhöht oder senkt dessen Temperatur, abhängig vom Gas und dessen Temperatur. Das heißt, der Joule-Thomson-Koeffizient eines realen Gases kann sowohl positiv als auch negativ sein. Ist der Joule-Thomson-Koeffizient positiv, kühlt sich das Gas beim Ausströmen aus einem Ventil ab. Ist der Joule-Thomson-Koeffizient negativ, erwärmt sich das Gas beim Ausströmen aus einem Ventil. Da bei Wasserstoff der Joule-Thomson Koeffizient bei Umgebungstemperaturen negativ ist, muss dieser zunächst unter eine bestimmte Temperatur, die so genannte Inversionstemperatur abgekühlt werden. In heutigen kommerziellen H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen werden isentrope Entspannung und Entspannung durch Ausnutzung des Joule-Thomson-Effekts kombiniert. Zusätzlich erfolgt noch eine weitere Vorkühlung mit flüssigem Stickstoff.

Das heute am häufigsten verwendete großtechnische Kälte-Verfahren ist der Claude-Zyklus. Dabei wird der eingesetzte Wasserstoff auch im Kreislauf geführt und dient somit gleichzeitig als Kältemittel. Der Wasserstoff wird mit Hilfe von flüssigem Stickstoff zunächst von Umgebungstemperatur auf 80 K (-193,15°C) abgekühlt. Anschließend wird der Wasserstoff durch wiederholtes Verdichten und Entspannen durch Entspannungsturbinen von 80 K auf 30 K (-243,15°C) weiter abgekühlt. Die Entspannungsturbinen werden im Druckbereich zwischen 2,2 und 0,3 MPa betrieben. Die weitere Abkühlung von 30 auf 20,3 K (-252,85°C) erfolgt schließlich über das Joule-Thomson-Ventil durch Entspannen von 2,1 MPa auf 0,12 MPa. Die größte bisher jemals gebaute Verflüssigungsanlage stand in Sacramento in den USA und wies eine Kapazität von 54 t LH<sub>2</sub> pro Tag auf. Die Anlage wurde 1964 errichtet und ist inzwischen nicht mehr in Betrieb.

Abbildung 40 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage. Der Katalysator dient zur Beschleunigung der Ortho-Para-Umwandlung. Wasserstoff kommt in der Natur in zwei verschiedenen Modifikationen bezüglich der Richtung des Kernspins vor. Bei Ortho-Wasserstoff haben die Kernspins eine parallele Richtung. Bei Para-Wasserstoff sind die Kernspins beider Atome entgegengesetzt. Bei Raumtemperatur liegt eine Mischung aus 75 % Ortho- und 25 % Para-Wasserstoff vor, während bei sehr tiefen Temperaturen reiner Para-Wasserstoff die energetisch günstigere Modifikation darstellt. Da die Umwandlung von Ortho- in Para-Wasserstoff ein relativ langsamer Prozess ist, müssen in H<sub>2</sub>-Verflüssigern Katalysatoren eingesetzt werden, um die Umwandlung schon während der Abkühlung und Verflüssigung des Wasserstoffs durchzuführen (gleitende Umwandlung). Dadurch wird vermieden, dass die bei der Umwandlung frei werdende Reaktionswärme zu einer erhöhten Verdampfung bei der Speicherung des flüssigen Wasserstoffs führt.

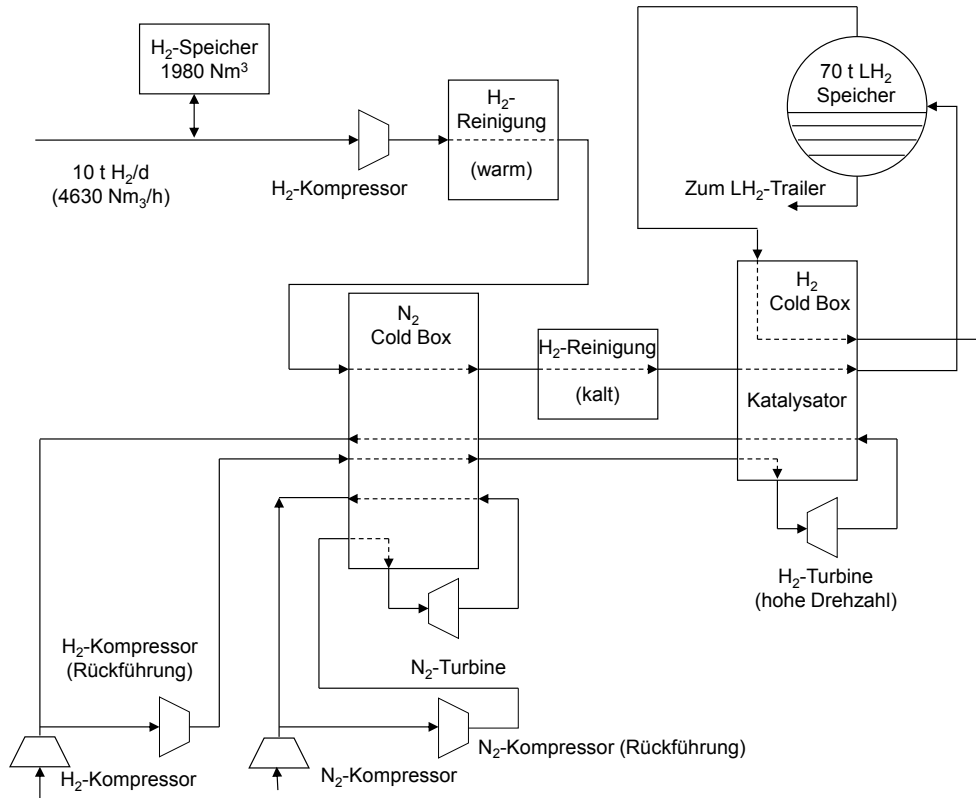


Abbildung 40: Verfahrensflussbild für eine H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 10 t LH<sub>2</sub> pro Tag [Air Liquide 1996].

Die „Cold Box“ kann stehend und liegend ausgeführt werden. Bei der H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage in Leuna befindet sich die „Cold Box“ in der Halle und ist liegend ausgeführt.

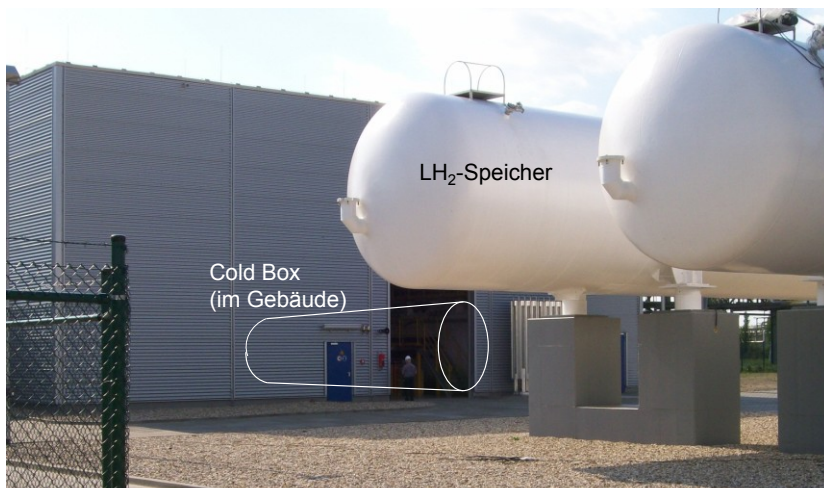
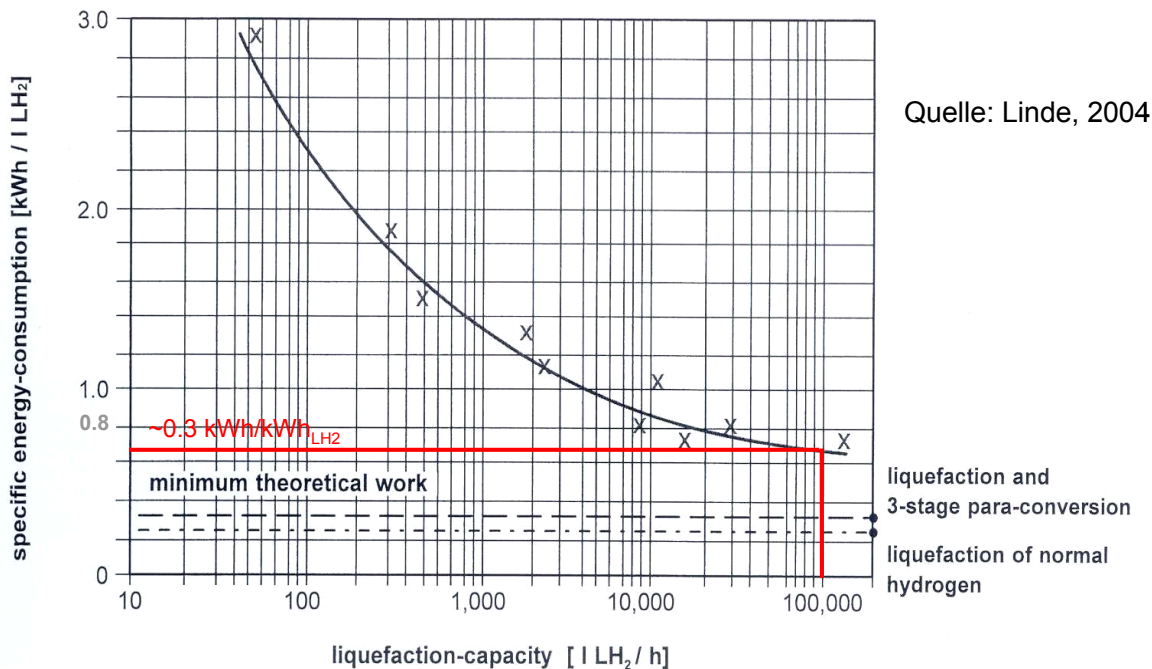


Abbildung 41: H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage in Leuna mit einer H<sub>2</sub>-Verflüssigungskapazität von 5 t LH<sub>2</sub> pro Tag (Bild: LBST 2010)

Die theoretisch minimale Arbeit für die Verflüssigung von Wasserstoff bei einem Eingangsdruck von 0,1 MPa beträgt 3,92 kWh pro kg LH<sub>2</sub> (ca. 0,12 MJ pro MJ LH<sub>2</sub> bezogen auf den unteren Heizwert). Der Energiebedarf einer H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage hängt vom Eingangsdruck ab. Je höher der Eingangsdruck, desto niedriger der spezifische Energiebedarf.

In der Praxis ist der Energieaufwand höher. Bei den bisher realisierten Anlagen liegt er nicht unter 12 kWh pro kg LH<sub>2</sub> (ca. 0,36 MJ pro MJ Wasserstoff). Zum Beispiel beträgt der Energiebedarf der H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage in Magog in Kanada mit einer Produktionskapazität von etwa 13,6 t LH<sub>2</sub> pro Tag (8.000 l LH<sub>2</sub>/h bzw. 18,9 MW<sub>LH2</sub>) etwa 0,37 MJ pro MJ LH<sub>2</sub>. Die Anlage befindet sich seit 1990 in Betrieb. Detaillierte Studien [EQHHPP 1991] und [NHEG 1992], die unter anderem Auslegungsdaten von H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen des Anlagenherstellers Air Liquide verwenden (Produktionskapazität ca. 40 t LH<sub>2</sub>/d), ergaben einen Energiebedarf von etwa 0,48 MJ pro MJ LH<sub>2</sub> bei einem Vordruck von 0,1 MPa und 0,40 kWh pro kWh LH<sub>2</sub> bei einem Vordruck von 2,1 MPa.

Neben dem Vordruck, hängt der Energiebedarf von H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen erheblich von der Größe der Anlage ab. Je größer die Anlage, desto niedriger ist der spezifische Energiebedarf (Abbildung 42). Mit der heute eingesetzten Technologie auf Basis des „Claude Cycle“ kann konservativ bei großen Anlagen (>170 t LH<sub>2</sub>/d bzw. > 240 MW<sub>LH2</sub>) mit einem Energiebedarf von etwa 0,30 MJ pro MJ LH<sub>2</sub> gerechnet werden.



**Abbildung 42: Elektrischer Energiebedarf von H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen in Abhängigkeit von der Produktionskapazität**

Heutige H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen sind nicht auf niedrigen Energiebedarf optimiert. [Quack 2001] hat das Potenzial für die Reduzierung des elektrischen Energieeinsatzes von H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen ermittelt. Mit Hilfe des „Brayton Cycle“ ist es möglich, bei einem Vordruck von 0,1 MPa (Umgebungsdruck) den Energieeinsatz für die H<sub>2</sub>-Verflüssigung auf 7 kWh pro kg LH<sub>2</sub> (0,21 MJ pro MJ LH<sub>2</sub>) zu reduzieren bei einem Enddruck des Produkts (LH<sub>2</sub>) 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 LH<sub>2</sub> (0,16 MJ pro MJ LH<sub>2</sub>). In [Stiller 2001] wurde ein Energiebedarf von etwa 0,21 MJ pro MJ LH<sub>2</sub> bei einem Vordruck von 4 MPa ermittelt für eine Anlage mit einer H<sub>2</sub>-Verflüssigungskapazität von 173 t LH<sub>2</sub> pro Tag (240 MW<sub>LH2</sub>).

In dieser Studie wurde für 2020 und 2030 ein Energiebedarf von 0,30 MJ pro MJ LH<sub>2</sub> und für 2040 und 2050 ein Energiebedarf von 0,21 MJ pro MJ LH<sub>2</sub> angenommen.

Bei fossil erzeugtem Wasserstoff (Dampfpreformierung, Kohlevergasung) wird der für die H<sub>2</sub>-Verflüssigung benötigte Strom aus dem Strommix Deutschland bezogen (Hochspannungsebene, ≥110 kV). Bei Wasserstoff aus erneuerbarem Strom wird für die H<sub>2</sub>-Verflüssigung ebenfalls erneuerbarer Strom verwendet.

## 8.2.4 H<sub>2</sub>-Verteilung

### Pipeline

Bei der Verteilung von Wasserstoff tritt lediglich ein Druckverlust auf. Es gibt keine stofflichen Verluste. Eine Zwischenverdichtung ist nicht erforderlich. Es wurde angenommen, dass der Eingangsdruck an den H<sub>2</sub>-Tankstellen 2 MPa beträgt.

### LH<sub>2</sub>-Tanklastzug

Der produzierte Flüssigwasserstoff wird mit einem LKW mit einer Transportkapazität von 3,5 t LH<sub>2</sub> über eine Entfernung von 150 km (einfach) zur Tankstelle transportiert.



Abbildung 43: LKW zum Transport von LH<sub>2</sub> (Bild: Linde, 2005)

Der H<sub>2</sub>-Verlust aufgrund von Umfüllvorgängen wird mit 0,5 % angenommen.

Der Sattelaufleger wird von einer Zugmaschine gezogen. Das maximal zulässige Gesamtgewicht des Sattelzugs beträgt 40 t.

### CGH<sub>2</sub>-Druckflaschen-Tanklastzug (50 MPa)

Druckflaschen-Tanklastzüge (engl. „trailer“) mit einem nominalen H<sub>2</sub>-Speicherdruck von 50 MPa werden derzeit als neues Transportkonzept zur Versorgung von Verbrauchern mit Wasserstoff in der frühen Infrastrukturphase entwickelt.

Das EU-Projekt „European Eureka Eurostar Project for H<sub>2</sub> trailer of 500 bars“ hat zum Ziel einen Sattelaufleger zu entwickeln, der mit CGH<sub>2</sub>-Druckflaschen bestückt ist, die über einen nominalen Speicherdruck von 50 MPa verfügen. Der Projektstart erfolgte im September 2011. Technologielieferant ist die Firma Calvera Maquinaria e Instalaciones S.L. aus dem spanischen Epila.

In dieser Studie wurde angenommen, dass Druckflaschentrailer mit einem maximalen Druck von 50 MPa und einer daraus resultierenden Transportkapazität von etwa 0,95 t CGH<sub>2</sub> (netto) demnächst, also deutlich vor 2020 zur Verfügung stehen. Der Druckflaschentrailer wird mit der gleichen Sattelzugmaschine gezogen wie der LH<sub>2</sub>-Trailer.

Der Sattelaufleger wird von einer Zugmaschine gezogen. Das maximal zulässige Gesamtgewicht des Sattelzugs beträgt 40 t.

### Zugmaschine

In [Omnibus 2011] wird der Kraftstoffverbrauch von Sattelzugmaschinen mit 33 bis 35 l Diesel pro 100 km angegeben. In dieser Studie wird analog zu [JEC 2011] der Kraftstoffverbrauch des LKW mit Sattelaufleger und einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t mit 35 l Diesel pro 100 km angenommen.

### 8.2.5 H<sub>2</sub>-Tankstellen

#### CGH<sub>2</sub>-Tankstelle (70 MPa, Booster-Konzept)

CGH<sub>2</sub>-Tankstellen werden in Verbindung mit der Erzeugung von Wasserstoff vor Ort („onsite“) sowie in Verbindung mit einer H<sub>2</sub>-Pipeline oder der Anlieferung über Druckflaschentrailer verwendet. CGH<sub>2</sub>-Tankstellen können nach dem „Mehr-Bank-System“ oder dem „Booster-Konzept“ ausgeführt werden.

In dieser Studie wird angenommen, dass die Tankstellen nach dem „Booster-Konzept“ betrieben werden. Das Druckniveau des stationären H<sub>2</sub>-Speichers beträgt maximal 30 MPa. Bei der Betankung eines Fahrzeugs wird mit Hilfe eines Booster-Kompressors das Druckniveau auf den erforderlichen Druck angehoben.

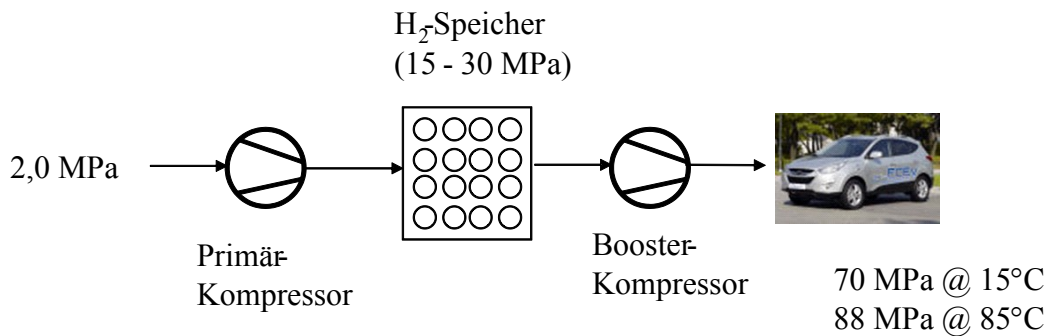
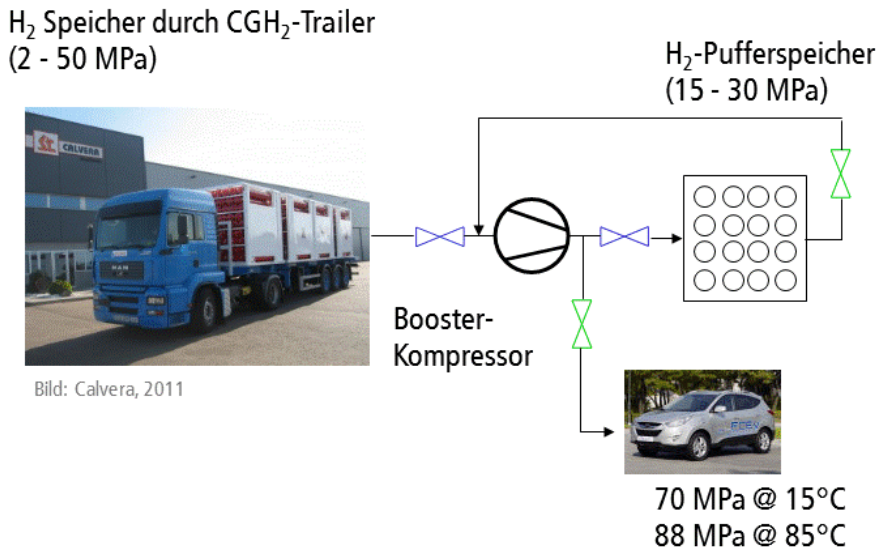


Abbildung 44: CGH<sub>2</sub>-Tankstelle mit Booster-Kompressor

Im Fall einer H<sub>2</sub>-Anlieferung über Druckflaschen-Trailer (CGH<sub>2</sub>-Trailer) kann auf einen Primärkompressor verzichtet werden.



⊗ Offen beim Speicherladebetrieb, geschlossen beim Booster-Betrieb (Fahrzeugbetankung)

⊗ Offen beim Booster-Betrieb (Fahrzeugbefüllung), geschlossen beim Speicherladebetrieb

Abbildung 45: CGH<sub>2</sub> mit Booster-Kompressor und H<sub>2</sub>-Anlieferung über CGH<sub>2</sub>-Trailer

Der Energiebedarf für die Komprimierung des Wasserstoffs hängt vom Ausgangs- und Enddruck des Wasserstoffs sowie der Notwendigkeit einer Vorkühlung ab. Alle CGH<sub>2</sub>-Tankstellen sind mit Vorküh-

lung ausgerüstet. Der Wasserstoff wird auf einen Druck von 88 MPa verdichtet, um in jedem Fall einen vollen Fahrzeugtank (70 MPa bei 15°C) zu garantieren.

**Tabelle 8-11: Elektrischer Energiebedarf für die Komprimierung des Wasserstoffs**

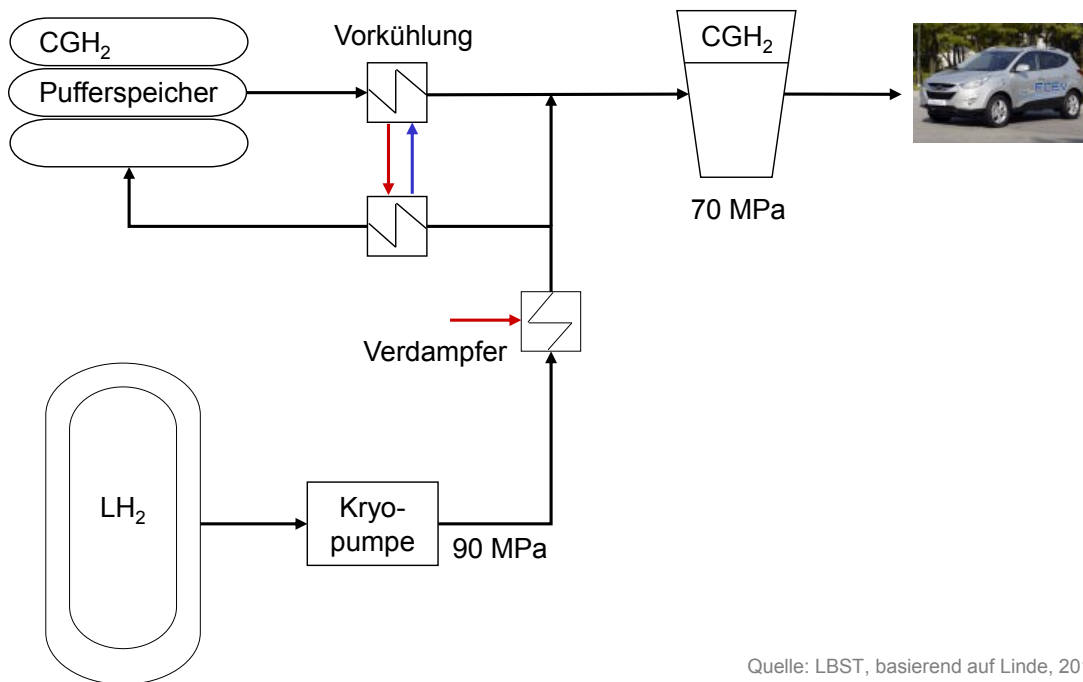
	Einheit	„Vor Ort“	Pipeline	Trailer
Ausgangsdruck	MPa	1	2	10
Enddruck	MPa	88	88	88
Max. Druck Fahrzeugtank @ 15°C	MPa	70	70	70
Elektrischer Energiebedarf	MJ/MJ <sub>CGH<sub>2</sub></sub>	0,101	0,086	0,053

Beim Vordruck für die Variante mit Anlieferung über Druckflaschen-Trailer handelt es sich um den mittleren Vordruck.

Der Strombedarf der Tankstellen wird mit Ausnahme der Variante mit H<sub>2</sub>-Produktion „vor Ort“ über Elektrolyse wird durch Strom aus dem Stromnetz (0,4 kV) gedeckt. Bei der Variante mit H<sub>2</sub>-Produktion „vor Ort“ über Elektrolyse ist die Tankstelle zusammen mit dem Elektrolyseur an das Mittelspannungsnetz (10.20 kV) angeschlossen. Erfolgt die Elektrolyse mit erneuerbarem Strom, wird auch der Strombedarf der Tankstelle mit erneuerbarem Strom gedeckt.

**LCGH<sub>2</sub>-Tankstelle (70 MPa, CGH<sub>2</sub> über Anlieferung von LH<sub>2</sub> und Verdampfung)**

Die CGH<sub>2</sub>-Tankstellen sind für die Befüllung von 70 MPa-Fahrzeugtanks ausgelegt und mit einer Anlage zur Vorkühlung ausgerüstet. Bei CGH<sub>2</sub>-Tankstellen, die mit LH<sub>2</sub> beliefert werden, erfolgt die Vorkühlung des CGH<sub>2</sub> aus dem Zwischenspeicher mittels der Kälte aus dem LH<sub>2</sub>-Verdampfer.



Quelle: LBST, basierend auf Linde, 2010

**Abbildung 46: CGH<sub>2</sub>-Tankstelle mit LH<sub>2</sub>-Anlieferung und CGH<sub>2</sub>-Vorkühlung (Quelle: LBST basierend auf Linde 2010 und BMW)**

Hierzu wird eine Kryohochdruckpumpe eingesetzt, da beim Betanken eines H<sub>2</sub>-Fahrzeugs mit 70 MPa-Fahrzeugtank gegen den Restdruck von theoretisch bis zu 70 MPa bei 15°C angepumpt werden muss.



Analog zu [JEC 2011] wird angenommen, dass die Verdampfung über einen elektrisch betriebenen Wärmeerzeuger erfolgt. Der Energiebedarf der Kryopumpe und des Verdampfers beträgt etwa 0,051 MJ pro MJ Wasserstoff bezogen auf den unteren Heizwert.

Der Strombedarf der Tankstellen wird durch Strom aus dem Stromnetz (0,4 kV) gedeckt.

### 8.3 Beschreibung der Strompfade

Im Rahmen dieses Kapitels werden die Annahmen für die einzelnen Stromerzeugungstechnologien und Pfade beschrieben.

Entsprechend der Bilanzkonvention wird erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft, Wind und Photovoltaik (PV) mit dem Wirkungsgrad 100 % definiert.

Der Energieaufwand und die damit verbundenen Emissionen aus dem Bau von Anlagen und Fahrzeugen (z.B. für den Transport von Energieträgern) werden nicht berücksichtigt. Strom aus Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Geothermie weist daher keine Emissionen auf.

#### 8.3.1 Strom aus Biogas

In Biogasanlagen werden in der Regel  $\lambda$ -geregelt Magermixmotoren eingesetzt. Der Methanschluß ist relativ hoch. Mit Ausnahme von SO<sub>2</sub> und Staub/Partikel basieren die Emissionen auf Messungen an einem Gasmotor (GE Jenbacher J 312 GS-C221) in [LfU 2007]. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt etwa 38 %. Die Emission von Staub, Partikeln und SO<sub>2</sub> wurde aus [GEMIS 2011] entnommen.

**Tabelle 8-12: Strom aus Biogas**

	I/O	Einheit	Wert
Leistung	-	kW <sub>el</sub>	526
Biogas	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	2,611
Strom	Output	MJ	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ <sub>el</sub>	1,191
Emissionen			
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0 (CO <sub>2</sub> -netral)
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,569
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,004
NMVOG		g/MJ <sub>el</sub>	0,063
NOx		g/MJ <sub>el</sub>	0,798
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,065
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,861
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,004

Ein Teil der Wärme aus dem Gasmotor wird zur Deckung des Wärmebedarfs des Fermenters eingesetzt. Die Überschusswärme wird zur Bereitstellung von Wärme für Heizung und Warmwasser eingesetzt. Für die Berechnung des Energieeinsatzes und der Emissionen wird die Überschusswärme gegen einen mit Biogas betriebenen Wärmeerzeuger mit einem Wirkungsgrad von 90 % bilanziert. Der Strombedarf des Fermenters wird durch Strom aus dem Gasmotor gedeckt.

Es wird ein Mix von 50 % Biogas aus dem Anbau von Energiepflanzen und 50 % aus Reststoffen (Mist, Gülle) angenommen.

### 8.3.2 Strom aus fester Biomasse

Für die Berechnung des Energieeinsatzes und der Emissionen wurde angenommen, dass Holzhackschnitzel aus Waldenergieholz und Restholz zum Einsatz kommt. Die Stromerzeugung erfolgte in Dampfturbinen-Kraftwerken, die im Kondensationsbetrieb und im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb (KWK-Betrieb) gefahren werden. Das im Kondensationsbetrieb gefahrene Kraftwerk basiert auf eine Anlage mit Wirbelschichtfeuerung in Altenstadt in Bayern. Die KWK-Anlage basiert auf eine Anlage mit Rostfeuerung in Oberpfaffenhofen/Ilm in Bayern.

Mit Ausnahme von N<sub>2</sub>O wurden die Emissionen für das Kondensationskraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung aus [GEMIS 2011] entnommen. Für N<sub>2</sub>O werden in [GEMIS 2011] extrem hohe N<sub>2</sub>O-Emissionen angegeben. Messungen an existierenden Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung bestätigen diese hohen N<sub>2</sub>O-Emissionswerte nicht. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen wurden daher aus Messungen an existierenden Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung in [Vitovec 1999] entnommen.

Die NO<sub>x</sub>, CO- und Staub-Emissionen für die KWK-Anlage wurden aus Angaben des Betreibers entnommen. Die CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O- und NMVOC-Emissionen für die KWK-Anlage wurden aus GEMIS entnommen.

**Tabelle 8-13: Strom aus fester Biomasse (Holzhackschnitzel)**

	I/O	Einheit	Kondensations-DT	KWK-DT
Leistung	-	MW <sub>el</sub>	11,5	6
Holzhackschnitzel	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	3,125	4,45
Strom	Output	MJ	1,000	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ <sub>el</sub>	-	2,500
Emissionen				
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0 (CO <sub>2</sub> -neutral)	0 (CO <sub>2</sub> -neutral)
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,083	0,010
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,00625	0,00372
NMVOC		g/MJ <sub>el</sub>	0,020	0,102
NO <sub>x</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,497	0,194
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,090	0,152
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,298	0,194
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,040	0,003

Die Wärme wird gegen ein mit Holzhackschnitzel betriebenes Heizwerk mit einem Wirkungsgrad von 85 % bilanziert.

### 8.3.3 Strom aus Abfall

Für die Energie- und Emissionsbilanz von Müllverbrennungsanlagen wurde auf Angaben in [GEMIS 2011] für Müllverbrennungsanlagen für den Zeithorizont 2020 zurückgegriffen. Es wird angenommen, dass es keine weiteren Verbesserungen bis 2050 gibt. In [GEMIS 2011] wird für die CO<sub>2</sub>-Emissionen davon ausgegangen, dass energetisch 80 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist.



**Tabelle 8-14: Strom aus Abfall**

	I/O	Einheit	Wert
Leistung	-	MW <sub>el</sub>	10
Abfall	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	5,498
Strom	Output	MJ	1,000
Emissionen			
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	109,9
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,009
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,003
NMVOC		g/MJ <sub>el</sub>	0,031
NO <sub>x</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,236
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,016
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,063
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,004

### 8.3.4 Strom aus Braunkohle

Der Braunkohleeinsatz und die Emissionen für die Braunkohlekraftwerke für den Zeithorizont bis 2020 wurden [GEMIS 2002] und [GEMIS 2011] entnommen. Die technischen Daten für das mit Braunkohle betriebene Heizkraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung wurden [GEMIS 2002] entnommen. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen für das Heizkraftwerk mit Wirbelschichtfeuerung erscheinen sehr hoch (0,546 g N<sub>2</sub>O/kWh<sub>el</sub>). Daher wurde auf Daten im [Vitovec 1999] zurückgegriffen (14 g/GJ Braunkohle bzw. 0,187 g N<sub>2</sub>O/kWh Strom), die auf Messungen in existierenden Anlagen basieren. Der Anteil der Braunkohle-HKW am gesamten Strommix ist jedoch gering.

Die technischen Daten für das Braunkohlekraftwerk für den Zeithorizont ab 2030 wurden aus Angaben für das BoA Niederaußem in [Iven 2006] entnommen. Der CaCO<sub>3</sub>-Bedarf und die aus der Entschwefelung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden aus Daten in [Ecoinvent 2007] abgeleitet. Die Zusammensetzung der Braunkohle wurde aus [GEMIS 2011] entnommen.

**Tabelle 8-15: Strom aus Braunkohle**

	I/O	Einheit	Rhein 2020	Rhein 2030+	Lausitz 2020	Lausitz 2030+	HKW
Leistung	-	MW <sub>el</sub>	600	980	800	980	50
Braunkohle	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	2,646	2,217	2,439	2,217	3,704
CaCO <sub>3</sub>	Input	kg/MJ <sub>el</sub>		0,00544		0,00187	
Strom	Output	MJ	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ <sub>el</sub>	-	-	-	-	2,222
Emissionen							
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	306,3	256,0	278,9	257,6	345,8
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,004		0,004		0,006
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,008	0,008	0,008	0,008	0,052
NMVOC		g/MJ <sub>el</sub>	0,004		0,004		0,006
NOx		g/MJ <sub>el</sub>	0,213	0,132	0,196	0,132	0,322
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,116	0,098	0,197	0,098	0,283
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,055	0,015	0,051	0,015	0,214
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,028	0,010	0,025	0,010	0,027

Der Braunkohleinput wird mit den vorgelagerten Prozessen zur Bereitstellung von Braunkohle verknüpft.

Die Wärme aus dem Heizkraftwerk (HKW) wird gegen ein mit Erdgas betriebenes Heizwerk mit einem Wirkungsgrad von 90 % bilanziert.

### 8.3.5 Strom aus Steinkohle

Der Energieeinsatz und die Emissionen für das Steinkohlekraftwerk wurden aus [JEC 2011] entnommen. Der Energieeinsatz für das mit Steinkohle betriebene Heizkraftwerk (HKW) wurde aus [TAB 1999] entnommen, die Emissionen aus [GEMIS 2011].

**Tabelle 8-16: Strom aus Steinkohle**

	I/O	Einheit	KW	HKW
Leistung	-	MW <sub>el</sub>	600	120
Steinkohle	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	2,229	3,030
Strom	Output	MJ	1,000	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ <sub>el</sub>	-	1,606
Emissionen				
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	220,8	282,8
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,004	0,005
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,011	0,015
NMVOC		g/MJ <sub>el</sub>	0,004	0,005
NO <sub>x</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,109	0,097
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,084	0,187
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,041	0,054
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,004	0,007

Der Steinkohleinput wird mit den vorgelagerten Prozessen zur Bereitstellung von Steinkohle verknüpft. Für den Energieeinsatz und die Emissionen für die Bereitstellung von Steinkohle wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2011].

Die Wärme aus dem Heizkraftwerk (HKW) wird gegen ein mit Erdgas betriebenes Heizwerk mit einem Wirkungsgrad von 90 % bilanziert.

### 8.3.6 Strom aus Schweröl

Der Energieeinsatz und die Emissionen für das mit Schweröl betriebene Kraftwerk wurden [GEMIS 2002] entnommen. Schwerölkraftwerke werden nicht mehr gebaut. Daher ist auch keine Verbesserung beim Wirkungsgrad und den Emissionen zu erwarten.

**Tabelle 8-17: Strom aus Schweröl**

	I/O	Einheit	Wert
Leistung	-	MW <sub>el</sub>	450
Schweröl	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	2,399
Strom	Output	MJ	1,000
Emissionen			
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	187,9
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,007
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,007
NMVOC		g/MJ <sub>el</sub>	0,007
NOx		g/MJ <sub>el</sub>	0,104
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,212
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,069
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,010

Der Schwerölinput wird mit den vorgelagerten Prozessen zur Bereitstellung von Schweröl verknüpft. Für den Energieeinsatz und die Emissionen für die Bereitstellung von Schweröl wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2011].

### 8.3.7 Strom aus Erdgas

Neu errichtete große Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerken) erreichen einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu etwa 60 %. Der mittlere elektrische Wirkungsgrad aller GuD-Kraftwerke, die in Betrieb sind, dürfte aber darunter liegen. Für den Energieeinsatz und die Emissionen für den Mix aus GuD-Kraftwerken in 2020 wurde auf Daten in [GEMIS 2012] zurückgegriffen. Der elektrische Wirkungsgrad wurde mit 55 % angenommen. Für den Zeithorizont ab 2030 wurde ein mittlerer Wirkungsgrad von 58,5 % angenommen auf Basis von Angaben in [TAB 1999].

Beim Gasturbinen-Kraftwerk (GT-Kraftwerk) und mit Erdgas betriebenen Dampfturbinenkraftwerk (DT-Kraftwerk) wurde auf Daten in [GEMIS 2011] zurückgegriffen. Die technischen Daten für das GuD- und GT-Heizkraftwerk sowie das BHKW (mit  $\lambda$ -1 geregelter 3-Wege-Katalysator) wurden [TAB 1999] entnommen. Die CH<sub>4</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen für das GuD-Heizkraftwerk und das BHKW wurden [GEMIS 2011] entnommen.

Der Erdgasinput wird mit den vorgelagerten Prozessen zur Bereitstellung von Erdgas verknüpft. Für den Energieeinsatz und die Emissionen für die Erdgasbereitstellung wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [JEC 2011].

Die Wärme aus den Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird gegen ein mit Erdgas betriebenes Heizwerk mit einem Wirkungsgrad von 90 % bilanziert.

**Tabelle 8-18: Strom aus Erdgas**

	I/O	Einheit	GuD 2020	GuD 2030+	GT	DT	GuD- HKW	GT- HKW	BHKW
Leistung	-	MW <sub>el</sub>	450	600	150	450	87	5	0,4
Erdgas	Input	MJ/MJ <sub>el</sub>	1,818	1,709	3,030	2,353	2,247	3,448	2,740
Strom	Output	MJ	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Wärme	Output	MJ/MJ <sub>el</sub>	-	-	-	-	0,978	1,880	1,397
Emissionen									
CO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	102,5	96,4	166,7	129,8	124,7	189,7	152,2
CH <sub>4</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,008	0,007	0,025	0,006	0,009		0,009
N <sub>2</sub> O		g/MJ <sub>el</sub>	0,005	0,004	0,008	0,003	0,006		0,003
NMVOC		g/MJ <sub>el</sub>	0,008	0,004	0,127	0,006	0,005	0,001	0,066
NO <sub>x</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,153	0,051	1,272	0,132	0,153	0,434	0,216
SO <sub>2</sub>		g/MJ <sub>el</sub>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,001
CO		g/MJ <sub>el</sub>	0,153	0,017	0,203	0,033	0,022	0,145	0,279
Staub, Partikel		g/MJ <sub>el</sub>	0,001	0,000	0,013	0,000	0,001	0,001	0,004

### 8.3.8 Strom aus Kernenergie

Der elektrische Wirkungsgrad des Kernkraftwerks beträgt 33 % bezogen auf der durch die Kernspaltung freigesetzten Wärme. Zusätzlich werden nach [GEMIS 2011] noch etwa 0,001 MJ mechanische Arbeit pro MJ Strom benötigt, die durch einen Dieselmotor mit einem Wirkungsgrad von 30 % bereitgestellt wird (vermutlich für den Betrieb von Pumpen während Wartungsarbeiten und Betriebsstörungen).

Die Bereitstellung des Kernbrennstoffs beinhaltet die Urangewinnung (Förderung und Erzaufbereitung), den Transport des U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> nach Europa, die Konversion zu UF<sub>6</sub>, die Anreicherung und die Brennelementefertigung. Für die Bereitstellung des Kernbrennstoffs wurde auf Daten in [GEMIS 2011] zurückgegriffen.

### 8.3.9 Stromtransport und Verteilung

Tabelle 8-19 zeigt die Wirkungsgrade für Stromtransport und -verteilung über die verschiedenen Spannungsebenen. Die Daten stammen von Betreibern von Übertragungs- und Verteilnetzen.

**Tabelle 8-19: Wirkungsgrade Stromtransport- und Verteilung in Deutschland**

	Jeweilige Netzebene [%]	Kumuliert [%]
Höchst- und Hochspannungsnetz (≥110 kV)	99,5	99,5
Mittelspannungsnetz (10-20 kV)	98,8	98,3
Niederspannungsnetz (0,4 kV)	96,8	95,2

Batterieelektrische Fahrzeuge werden auf Niederspannungsebene aufgeladen. Das gilt auch für die Schnellladung (z.B. innerhalb von 15 Minuten) mit speziellen Ladegeräten, die eine Leistungsaufnahme von bis zu 100 kW aufweisen.



