Publikationen des Umweltbundesamtes

Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs

Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes
FuE-Vorhaben
Förderkennzeichen 203 45 118

Stephan Ramesoh
Manfred Fischedick
Karin Arnold
Frank Merten
Joachim Nitsch
Stephan Schmid
Peter Viebahn
Martin Pehnt
Wolfram Knörr
Sven Gärtner
Guido Reinhardt

März 2006

Umwelt Bundes Amt
Für Mensch und Umwelt

Wissenschaftszentrum
Nordrhein-Westfalen
Institut Arbeit
und Technik

Kulturwissenschaftliches
Institut
Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie
GmbH

DLR

ifeu

Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs

Endbericht

Endbericht

Forschungsvorhaben im Rahmen des UFOPLAN des Umweltbundesamtes
(FKZ 203 45 118)

Arbeitsgemeinschaft

Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie
Stephan Ramesohl
Manfred Fischedick
Karin Arnold
Frank Merten

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Joachim Nitsch (ITT)
Stephan Schmid (IFK)
Peter Viebahn (ITT)

Institut für Energie und Umweltforschung
Martin Pehnt
Wolfram Knörr
Sven Gärtner
Guido Reinhardt

März 2006

NRW

Inhaltsverzeichnis

1 EINLEITUNG 16

1.1 Ausgangslage 16

1.2 Untersuchungsziele 18

2 METHODEN UND ANSATZ 21

2.1 Verkehrsmodell TREMOD 22

2.2 Energiesystemmodell ARES und WI Modellinstrumentarium 24

2.3 Modellierung der PKW-Verbrauchsentwicklung 26

2.4 Verknüpfung der Teilmodelle und Vorgehensweise 28

3 ALTERNATIVE KRAFTSTOFFPFADE UND FAHRZEUGKONZEPTE 30

3.1 Übersicht zu den Optionen alternativer Kraftstoffe und aktuelle Entwicklungen .. 30

3.1.1 Kraftstoffe auf Basis von Erdgas 30

3.1.2 Kraftstoffe auf Biomasse-Basis 31

3.1.3 Wasserstoff auf Basis unterschiedlicher Energieträger 34

3.2 Gesamtbetrachtung 37

3.2.1 Klimaschutzwirkung und -effizienz der Biokraftstoffe 39

3.2.2 Klimaschutzwirkung und -effizienz der Wasserstoff-Optionen 42

4 RAHMENBEDINGUNGEN UND REFERENZENTWICKLUNG ..... DES ENERGIESYSTEMS 45

4.1 Basisdaten des Analyserasters zur Bevölkerung und Wirtschaftsleistung 45

4.2 Zukünftige Preisentwicklung fossiler Energieträger 46

4.3 Analyseraster für das Referenzszenario im Verkehrssektor 50

4.3.1 Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr 50

4.3.2 Entwicklung der Transportleistungen im Güterverkehr 51

4.3.3 Entwicklung der Fahrzeugbestände im Straßenverkehr 52

4.3.3.1 Pkw 52

4.3.3.2 Übrige Fahrzeugkategorien 53

4.3.4 Entwicklung der Fahrleistungen im Straßenverkehr 53

4.3.5 Entwicklung der Energieeffizienz im Straßenverkehr 55

4.3.5.1 Pkw und Leichte Nutzfahrzeuge 55

4.3.5.2 Schwere Nutzfahrzeuge 56

4.3.6 Entwicklung der Energieeffizienz der übrigen Verkehrträger 57

4.3.7 Annahmen zum Energieträgermix 58

4.3.8 Entwicklung des Energieverbrauchs im Referenzszenario 58

4.4 Gesamtes Referenzszenario 59

5 HANDLUNGSOPTIONEN ZUR ERREICHUNG DES KLIMASCHUTZZIELS 61

5.1 Der Ausgangspunkt: das Szenario Naturschutz Plus mit ..... Referenzentwicklung im Verkehr (NatPlus-REFV) 62

5.2 Option 1 A: Weitere Verminderung der Energienachfrage und ..... weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien im stationären Bereich 68

5.2.1 Zusätzliche Beiträge der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung: . 68

5.2.2 Zusätzliche Beiträge der erneuerbaren Energien zur ..... Niedertemperatur-Wärme und Einsparungen beim Wärmebedarf 69

5.3 Option 1 B: Emissionsminderung durch Steigerung der ..... Fahrzeugeffizienz im PKW-Bereich 71

5.4 Option 2: Klimaschutz durch Einführung von Biokraftstoffen ..... im Straßenverkehr 72

5.4.1 Verfügbare Flächen für den Anbau von ..... Energiepflanzen zur Biokraftstoffproduktion 73

5.4.2 Flächenspezifische Energieerträge 74

5.4.3 Unterschiedliche Handlungsoptionen zur Verwendung ..... der Biomasse als Kraftstoff 75

5.4.3.1 Option 2A: Ausbau flüssiger Biokraftstoffe 76

5.4.3.2 Option 2B: Ausbau gasförmiger Biokraftstoffe 77

5.4.3.3 Option 2C: Import von Biokraftstoffen 77

5.5 Option 3: Einführung von Wasserstoff auf Basis Erneuerbarer Energien ..... als Kraftstoff im Straßenverkehr 80

5.5.1 Option 3A: H_2 auf Basis EE-Strom 81

5.5.2 Option 3B: Nutzung der heimischen Biomasse zur H_2-Erzeugung 82

6 VERGLEICH DER STRATEGIEN ZUR ERREICHUNG DES KLIMASCHUTZZIELS 84

6.1 Bewertung der Beiträge der einzelnen Handlungsoptionen 84

6.2 Rolle der alternativen Kraftstoffe im Strategiemix und Vergleich der Szenariovarianten 88

6.3 Bewertung der Szenarioalternativen aus volkswirtschaftlicher Sicht (Differenzkostenanalyse) 97

7 INFRASTRUKTURASPEKTE DER EINFÜHRUNG ALTERNATIVER KRAFTSTOFFE 100

7.1 Infrastrukturaspekte der Nutzung von Biogas und Biomethan als Kraftstoff 100

7.1.1 Einspeisung ins Erdgasnetz als Voraussetzung für die Nutzung von Biogas und Biomethan (SNG) als Kraftstoff 100

7.1.2 Mögliche Synergien zwischen Erdgas und Biogas als Kraftstoff und der Nutzung von Wasserstoff 104

7.2 Infrastrukturaspekte der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff 105

7.2.1 Aufbau von H_2-Infrastrukturen im Verkehrsbereich 105

7.2.2 Aspekte der H_2-Erzeugung auf Basis Kohlevergasung 108

7.2.3 Strategische Kippmomente einer Einführung von H_2 als Kraftstoff 110

7.2.3.1 Batterieelektrische Fahrzeuge 110

7.2.3.2 Biowasserstoff 112

8 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN 114

9 ANHANG 123

9.1 Alternative Kraftstoffe und ihre Primärenergiebasis (Prozesskettenanalyse) 123

9.1.1 Auswahl der Kraftstoffpfade für die Prozeskettenanalyse 123

9.1.2 Vorgehensweise und Methodik 124

9.1.3 Annahmen und Einschränkungen 125

9.1.4 Beschreibung der verwendeten Module für alternative Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien 126

9.1.4.1 Primärenergie-Bereitstellung 126

9.1.4.2 Umwandlung 129

9.1.4.3 Verteilung / Infrastruktur 135

9.1.5 Kraftstoffe aus Basis fossiler Energien 141

9.1.5.1 Primärenergie 141

9.1.5.2 Umwandlung 146

9.1.5.3 Vergasung von Kohle zu Wasserstoff (CH2, LH2) 152
9.1.5.4 Verteilung/Infrastruktur 155
9.1.6 Herstellung synthetischer Biokraftstoffe ... 157
9.1.6.1 Synthesegaserzeugung 158
9.1.6.2 Fischer-Tropsch-Synthese 160
9.1.6.3 Mögliche Weiterentwicklung 162
9.1.7 Auswahl der Kraftstoffpfade für die Szenarioanalyse ... 165
9.1.7.1 Wasserstoff, regenerativ 166
9.1.7.2 Biokraftstoffe 168
9.2 Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche und CO_2-Emissionen in der PKW-Flotte ... 171
9.2.1 Zielsetzung, Aufbau und Vorgehensweise ... 171
9.2.2 Technischer Stand und Entwicklungspotenziale ... 174
9.2.2.1 Fahrwiderstand 174
9.2.2.2 Konventionelle Fahrzeugkonzepte und Antriebskomponenten 182
9.2.2.3 Fahrzeugkonzepte mit alternativen Antrieben 188
9.2.2.4 Fahrzeugkonzepte mit alternativen Bauweisen 193
9.2.2.5 Zusammenfassung der verwendeten Kostendaten 195
9.2.3 Fahrzeuge für das Referenzszenario ... 197
9.2.4 Fahrzeuge für alternative Kraftstoffszenarien ... 202
9.2.5 Fahrzeuge für das Effizienzszenario ... 205
9.3 Datenanhang zur Übersicht der Szenariovarianten ... 207
9.4 Abschätzung eines Mengengerüsts für Biokraftstoff-Importe nach Deutschland ... 217
9.4.1 Mengengerüst zur Bestimmung der Import- Exportmengen auf dem EU 25 Markt ... 218
9.4.2 Zuteilung der deutschen Importmenge ... 221
9.5 Ansatzpunkte und Instrumente zur Förderung alternativer Kraftstoffe ... 221
9.5.1 Mengenziele ... 222
9.5.2 Ordnungsrechtliche Vorgaben ... 222
9.5.3 Steuerlichrechtliche Maßnahmen ... 222
9.5.4 Gezielte Technologieförderung ... 224
9.6 Ausgewählte internationale Langfristförderprogramme im Bereich alternativer Kraftstoffe ... 224

9.6.1 Ethanol und Erdgas (CNG) in Brasilien 224

9.6.2 Erdgas (CNG) in Argentinien 226

9.6.3 Erdgas (CNG) in Indien (Delhi) 227

9.6.4 Ergebnisse der „IEA Bioenergy Task 27“ 228

10 LITERATUR 229

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Berechnungsschema Straßenverkehr in TREMOD 24

Abbildung 2-2: Vorgehensweise und Berechnungsschema für EE-Technologien im Modell ARES und ihre Einbindung in das Gesamtenergiesystem. 25

Abbildung 2-3: Übersicht der Modellstruktur und Vorgehensweise 29

Abbildung 3-1: Herstellungspfade alternativer Kraftstoffe 30

Abbildung 3-2: Umwandlungsketten für Wasserstoff und konkurrierender Sekundärenergieträger aus regenerativen und erschöpflichen Primärenergiequellen bis zur Wandlung in Nutzenergie. 34

Abbildung 3-3: Übersicht der spezifischen THG-Emissionen und Kosten alternativer Kraftstoffpfade im Vergleich zu Benzin und Diesel 38

Abbildung 3-4: Spezifische THG-Vermeidungskosten von Biokraftstoffen 40

Abbildung 3-5: Darstellung der Mehrkosten von H_2-Fahrzeugen gegenüber der Referenzentwicklung 43

Abbildung 3-6: Spezifische THG-Vermeidungskosten der Wasserstoff-Optionen (inkl. der Fahrzeugmehrkosten) 44

Abbildung 4-1: Entwicklung des Grenzübergangpreisen von Rohöl ($€_{2000}$/GJ) bis 2005 und Annahmen für den zukünftigen Verlauf 47

Abbildung 4-2 Entwicklung der CO_2-Emissionen der neuzugelassenen Pkw im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) in Deutschland und im europäischen Durchschnitt sowie Szenarienannahmen bis 2020. 56

Abbildung 4-3: Energiebedingte CO_2-Emissionen in Deutschland in verschiedenen Referenzentwicklungen und der aus Klimaschutzsicht anzustrebende Reduktionspfad bis 2050 60

Abbildung 5-1: Entwicklung der Energienachfrage im Wärmebereich für Raumheizung, Prozesswärme und Warmwasser im Szenario NatPlus-REFV und zusätzliche Minderung gegenüber der Referenzentwicklung (Werte für 2000 und 2003 sind Temperatur bereinigt) 63

Abbildung 5-2: Entwicklung der Stromnachfrage (Endenergie) im Szenario NatPlus-REFV und zusätzliche Minderung gegenüber der Referenzentwicklung 65

Abbildung 5-3: Strukturelle Veränderung des Stromsektors im Referenzszenario REF bis 2050 66

Abbildung 5-4: Strukturelle Veränderungen des Stromsektors im Szenario NatPlus-REFV bis 2050 66

Abbildung 5-5: Reduktion der CO_2-Emissionen durch den Einsatz von Restholz je nach Nutzungsform 73

Abbildung 5-6: Spezifische Energieerträge von Biokraftstoffptionen mit Ertragssteigerungsmöglichkeiten bis 2050. 75

Abbildung 5-7: Potenzialkurven der Biomasse in Deutschland im Jahr 2050 für unterschiedliche Erträge und Kombinationen von stationärer und mobiler Verwendung sowie Szenariopfade ihres Einsatzes in Zehnjahresschritten (ohne Importanteil) 80

Abbildung 6-1: Übersicht der Kostenpotenzialkurven für die Jahre 2020 und 2050 für über das Szenario NatPlus-REFV hinausgehende Maßnahmen zur Minderung von CO_2-Emissionen. 86

Abbildung 6-2: Übersicht der Minderungswirkung von Biokraftstoffen in Kombination mit H_2-Pfaden 89

Abbildung 6-3: Übersicht der Szenariovarianten zur Erreichung des 80%-igen Klimaschutzziels im Jahr 2050 91

Abbildung 6-4: Darstellung des Verlaufs der Gesamt-CO_2-Emissionen der Szenariovarianten bis zum Jahr 2050 92

Abbildung 6-5: Primärenergieeinsatz und –struktur in den Szenariooptionen und Szenariovarianten im Jahr 2050 im Vergleich zum Istzustand 2004. 93

Abbildung 6-6: Struktur der Bruttostromerzeugung des Jahres 2050 in den Szenariovarianten im Vergleich zum Istzustand 2004. 94

Abbildung 6-7: Kraftstoffbereitstellungsstrukturen des Jahres 2050 in den Szenariovarianten und Vergleich mit dem Istzustand 2004. 95

Abbildung 6-8: Der Beitrag von Wasserstoff zur CO_2-Reduktion in der deutschen Energieversorgung in verschiedenen Untersuchungen seit 1989 in Anteilen am gesamten Endenergieverbrauch. 96

Abbildung 6-9: Darstellung der Differenzkosten der Szenariovarianten der Einführung alternativer Kraftstoffe (vgl. zur Referenzentwicklung, nominal) 97

Abbildung 7-1: Abschätzung der Erreichbarkeit des Gasnetzes am Beispiel einer dünnbesiedelten Region in Mecklenburg-Vorpommern 102

Abbildung 7-2: Ausbaupfade für H_2 als Kraftstoff im Studienvergleich 106

Abbildung 7-3: Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO_2-armen Anlagen auf der Basis Erdgas und Steinkohle und elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind- bzw. Solarstrom 109

Abbildung 9-1: Zusammensetzung der spezifischen Gestehungskosten für Wasserstoff aus Kohle (links) und der Kosten für die CO_2-Abtrennung und Speicherung (rechts) für die betrachtete Anlage im Jahr 2020 (untere Preisvariante für Kohle) 155

Abbildung 9-2: Systemaufbau zur Kraftstoffbereitstellung durch Vergasung und Synthese 158

Abbildung 9-3: Zentrale und dezentrale Systemkonzepte der Brennstoffveredlung 163

Abbildung 9-4 Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch eines Fahrzeugs während der Fahrt 174

Abbildung 9-5: Darstellung der Leichtbaustrategie 178

Abbildung 9-6: Qualitativer Zusammenhang zwischen Leichtbaugrad, Groß- und Kleinserien, und dem Kostenaufwand je eingesparter Masse 182

Abbildung 9-8: Schematische Darstellung eines Freikolbenlineargenerators (Prinzip DLR IFK). 193

Abbildung 9-9: Vorgehensweise zur Berechnungen des Energieverbrauchs der Pkw-Neuwagenflotte sowie der mittleren Zusatzkosten je Fahrzeug gegenüber dem Referenzfahrzeug 2003. 198

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: „Optimistisches Entwicklungsszenario“ für alternative Kraftstoffe 17

Tabelle 3-1: Übersicht der spezifischen Kraftstoffdaten für die Szenarioanalyse 37

Tabelle 4-1: Die wesentlichen demografischen und ökonomischen Eckdaten des Referenzszenarios der deutschen Energieversorgung bis 2050. 46

Tabelle 4-2: Grenzübergangspreise (Jahresmittelwerte) fossiler Energieträger real (Geldwert 2000) und nominal 2000 bis 2050 ohne und mit CO_2-Aufschlag 48

Tabelle 4-3: Verbraucherpreise (Industrie, Kraftwerke, Haushalte) mit Steuern und Mehrwertsteuersatz des Jahres 2004 mit und ohne CO_2-Aufschlag. 49

Tabelle 4-4 Abschätzung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr bis 2050 51

Tabelle 4-5 Abschätzung der Transportleistungen bis 2050 52

Tabelle 4-6 Annahmen für die Fortschreibung der Fahrleistungen im Güterverkehr 54

Tabelle 4-7 Annahmen für die Fortschreibung der Fahrleistungen im Straßenverkehr 55

Tabelle 4-8 Anteile der Betriebsarten an der Betriebsleistung bei der DB AG 2004 und im Basisszenario bis 2050 57

Tabelle 4-9 Energieverbrauch des Verkehrs im Referenzszenario bis 2050 58

Tabelle 4-10 Entwicklung von Primär-, Endenergieverbrauch und CO_2-Emissionen des Referenzszenarios sowie einiger spezifischer Kenngrößen bis 2050 60

Tabelle 5-1: Zusätzlich mobilisierbare Potenziale erneuerbarer Energien im Bereich der Strom- und Wärmebereitstellung über NatPlus-REFRV hinaus 70

Tabelle 5-2: Energieverbrauch des Verkehrs im Effizienzszenario bis 2050 72

Tabelle 5-3: Ergebnisdaten für zusätzliche CO_2-Minderungen durch Effizienzfahrzeuge 72

Tabelle 5-4: Übersicht des Flächenangebots für Biokraftstoffe (1000 ha) 74

Tabelle 5-5: Zusammenfassung der Eckdaten zu den Strategieelementen Biokraftstoffe 79

Tabelle 5-6: Eckdaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien 82

Tabelle 5-7: Die H_2-Optionen im Überblick 83

Tabelle 6-1: Übersicht der zusätzlichen Handlungsoptionen zur Erreichung des Klimaschutzziels über den Beitrag des Szenarios NatPlus-REFV hinaus 87

Tabelle 6-2: Übersicht der gesamten Differenzkosten und Emissionsminderungen der Szenarioalternativen im Zeitverlauf 98

Tabelle 9-1: Auswahl der Kraftstoffpfade für die Prozesskettenanalyse 123

Tabelle 9-2: Bewertungsraster Well-to-Tank 124

Tabelle 9-3: Daten der zukünftigen Entwicklung des *Referenz-Strommixes* 126

Tabelle 9-4: Daten und zukünftige Entwicklung *Windstrom* 127

Tabelle 9-5: Daten und zukünftige Entwicklung *Windstrom offshore, küstennah* 127

Tabelle 9-6: Daten und zukünftige Entwicklung *Solarthermisch erzeugter Strom* 128

Tabelle 9-7: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzhackschnitzel, Restholz* 128

Tabelle 9-8: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzhackschnitzel, Anbauholz* 129

Tabelle 9-9: Daten und zukünftige Entwicklung *Elektrolyse, zentral/regional* 130

Tabelle 9-10: Daten und zukünftige Entwicklung *Elektrolyse, dezentral* 130

Tabelle 9-11: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzvergasung, regional* 131

Tabelle 9-12: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzvergasung, dezentral* 131

Tabelle 9-13: Zukünftige Effizienzsteigerung *Vergasung Biomasse zu Biomethan* 132

Tabelle 9-14: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Verflüssigung, regional* 132

Tabelle 9-15: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Verflüssigung, dezentral* 133

Tabelle 9-16: Zukünftige Entwicklung des Anteils an Biokraftstoffen 134

Tabelle 9-17: Effizienzsteigerung der N-Düngerproduktion 134

Tabelle 9-18: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Pipeline 50 km* 135

Tabelle 9-19: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Pipeline 3.100 km* 136

Tabelle 9-20: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Pipelinesystem Deutschland* 137

Tabelle 9-21: Daten und zukünftige Entwicklung *HGÜ, 3.100 km* 137

Tabelle 9-22: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Tankstellen (gas-to-gas, large)* 138

Tabelle 9-23: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Tankstellen (liquid-to-gas, large)* 138

Tabelle 9-24: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Tankstellen (liquid-to-liquid, large)* 139

Tabelle 9-25: Daten und zukünftige Entwicklung *LH_2-Transport LKW 50 km* 139

Tabelle 9-26: Daten und zukünftige Entwicklung *CH_2-Transport LKW 50 km* 140

Tabelle 9-27: Daten und zukünftige Entwicklung *Kompressor 3 auf 16 MPa bzw. 10 auf 16 MPa* 140

Tabelle 9-28: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzhackschnitzel-Transport LKW 12 km* 141

Tabelle 9-29: Daten zur zugrunde gelegten Rohölversorgung der EU-15 für den Betrachtungszeitraum (Jahr 2000 bis 2050) 142

Tabelle 9-30: Zusammensetzung des EU Gas-Mixes im Jahr 2000 und unterstellte Veränderung bis 2050 143

Tabelle 9-31: Daten zum Erdgasbezug für CNG im Betrachtungszeitraum (2000 bis 2050) 145

Tabelle 9-32: Daten zur Bereitstellung von Kohle für die EU 146

Tabelle 9-33: Daten zu Erdöl-Raffinerien in Europa 147

Tabelle 9-34: Daten für die Verflüssigung von Erdgas zu LNG im Betrachtungszeitraum 148

Tabelle 9-35: Daten zu *„Gas-to-Liquid“* Anlagen für FT-Diesel (2000 bis 2050) 149

Tabelle 9-36: Daten und zukünftige Entwicklung der zentralen Dampfreformierung 150

Tabelle 9-37: Daten und zukünftige Entwicklung des verwendeten dezentralen Reformers 151

Tabelle 9-38: Kenndaten eines kompakten und eines industriellen Reformers 152

Tabelle 9-39: Verwendete Kenndaten für die Wasserstofferzeugung mittels Kohlevergasung (IGCC) und anschließender CO_2 Abtrennung im Vergleich 153

Tabelle 9-40: Daten zur Wasserstoffgewinnung aus Steinkohle via Vergasung (C-IGCC) und anschließender CO_2-Abtrennung und Speicherung (CCS) im Betrachtungszeitraum 154

Tabelle 9-41: Daten zur Verteilung von Benzin und Diesel (im europäischen Durchschnitt) 156

Tabelle 9-42: Daten und zukünftige Entwicklung der Erdgastankstelle (inkl. Anlieferung) 157

Tabelle 9-43: Energiedichte fester und flüssiger biogener Brennstoffe und deren Veredlungsprodukte [Hartmann et al. 1999], [Hartmann u. Strehler 2003], [Netz 1991], [Foerst 1957] 164

Tabelle 9-44: Verbrauchsabsenkung und Mehrkosten durch rollwiderstandsarme Reifen 175

Tabelle 9-45: Luftwiderstandsbeiwerte und effektive Frontfläche ausgewählter Fahrzeuge 176

Tabelle 9-46: Verbrauchsabsenkung und Mehrkosten durch Senkung des Luftwiderstands 177

Tabelle 9-47: Koeffizient C für den Kraftstoffminderverbrauch in Liter pro 100 kg und 100 km aus verschiedenen ausgewählten Quellen 180

Tabelle 9-48: Kraftstoffminderverbrauch durch Senkung der Fahrzeugmasse in Liter pro 100 km und 100 kg 181

Tabelle 9-49: Daten und zukünftige Entwicklung zur Reduktion mechanischer Verluste im Motor 183

Tabelle 9-50: Verbrauchsabsenkung durch GDI Motoren, Downsizing und Aufladung. 184

Tabelle 9-51: Kraftstoff-Einsparungspotential durch Getriebeoptimierung aus verschiedenen ausgewählten Quellen 186

Tabelle 9-52: Annahmen zur Kostenabschätzung von Brennstoffzellensystemen. 191

Tabelle 9-53 Referenzfahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb: Verfügbarkeit am Markt in größeren Stückzahlen, Energieverbrauch und Zusatzkosten. 191

Tabelle 9-54 Energieverbrauch von Erdgasfahrzeugen mit verschiedenen Antriebstechnologien 192

Tabelle 9-55: Gewichtsreduktion je Bauteil des Fahrzeugkonzepts Revolution 194

Tabelle 9-56: Energieverbrauch- und Kostenabschätzung des Fahrzeugkonzepts Revolution mit Ottomotor, Otto-Hybrid- und BZ-Hybrid-Antrieb. 195

Tabelle 9-57: Zusammenfassung der verwendeten Kostensätze 196

Tabelle 9-58: Zusammensetzung und Entwicklung der Mehrkosten für Erdgasfahrzeuge (Segment CD, Bifuel) 196

Tabelle 9-59: Kostenentwicklung für Leichtbaufahrzeuge mit verschiedenen Antriebssystemen (Segment CD). 196

Tabelle 9-60: Zusammenfassung der verwendeten Kostensätze für Brennstoffzellensysteme 196

Tabelle 9-61: Kostenentwicklung für Wasserstoffspeichersysteme €/kWh 196

Tabelle 9-62: Berechnung der Zusatzkosten für ein Wasserstoff-BZ-Hybrid-Fahrzeug mit 50 kW Stapel 197

Tabelle 9-63: Entwicklung des Energieverbrauchs der Flottenneuzulassungen je Fahrzeugsegment im Referenzszenario (2003 Ausgangswerte nach IFEU/KBA). 200

Tabelle 9-64: Zusammenfassung der Zusatzkosten je Fahrzeug getrennt nach Otto- und Dieselfahrzeuge und nach 3 Fahrzeugsegmenten für das Referenzszenario. 201

Tabelle 9-65: Entwicklung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge mit Erdgasantrieb (CNG) 202

Tabelle 9-66: Zusatzkosten für Fahrzeuge mit Erdgas-Verbrennungsmotor und weiteren Verbrauchsminderungstechnologien gegenüber einem Referenzfahrzeug des Jahres 2003. 203

Tabelle 9-67: Entwicklung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor (CH_2 und LH_2). 203

Tabelle 9-68: Zusatzkosten für Fahrzeuge mit Wasserstoffverbrennungsmotor (Druckwasserstoff CH_2 und Flüssigwasserstoff LH_2) und weiteren Verbrauchsminderungstechnologien gegenüber einem Referenzfahrzeug des Jahres 2003. 203

Tabelle 9-69: Entwicklung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge mit Direkt-Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb (CH_2 und LH_2). 204

Tabelle 9-70: Zusatzkosten für Fahrzeuge mit Direkt-Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb (Druckwasserstoff CH_2 und Flüssigwasserstoff LH_2) und weiteren Verbrauchsminderungstechnologien gegenüber einem Referenzfahrzeug des Jahres 2003. 204

Tabelle 9-71: Entwicklung der Fahrzeugmasse, des Luft- und Rollwiderstands der Effizienzfahrzeuge über der Zeit. 205

Tabelle 9-72: Entwicklung des Energieverbrauchs der Effizienzfahrzeuge 206

Tabelle 9-73: Kostenentwicklung der Effizienzfahrzeuge in $€_{2000}$ (Zusatzkosten gg. Ref-Fahrzeug 2003). 206

Tabelle 9-74: Bruttostromerzeugung im Referenzszenario, gegliedert nach Kondensationskraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplung (einschl. Biomasse) und erneuerbaren Energien (REG) 207

Tabelle 9-75: Endenergiestruktur, gegliedert nach Strom, erneuerbaren Energien, KWK-Wärme und übrigen fossilen Energieträgern sowie Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Referenzszenario 208

Tabelle 9-76: Bruttostromerzeugung im Szenario NatPlus-REFV, gegliedert nach Kondensationskraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplung (einschl. Biomasse) und erneuerbaren Energien (REG) 209

Tabelle 9-77: Endenergiestruktur, gegliedert nach Strom, erneuerbaren Energien, KWK-Wärme und übrigen fossilen Energieträgern sowie Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus-REFV 210

Tabelle 9-78: Stromstruktur im Szenario NatPlus –ZUS 1: stationäre Zusatzmaßnahmen bei Strom, Wärme und Gebäudedämmung, Zusatzmaßnahmen Effizienz im Verkehr (Stromstruktur NatPlus – ZUS 2 identisch) 211

Tabelle 9-79: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus –ZUS 1 212

Tabelle 9-80: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus –ZUS 2 (= Szenario NatPlus- ZUS 1 + Option ZUS 2B: Biogas/SNG; Stromstruktur wie in NatPLus-ZUS 1) 213

Tabelle 9-81: Stromstruktur im Szenario NatPlus –ZUS 3: wie NatPlus – ZUS 2, zusätzlich 63 TWh/a Strom aus erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherstellung. 214

Tabelle 9-82: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus –ZUS 3 (= Szenario NatPlus- ZUS 1 + Optionen ZUS 2A: BTL, ZUS 2C:Bio- Import; ZUS 3A: H2 aus EE) 215

Tabelle 9-83: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus –ZUS 4 (= Szenario NatPlus- ZUS 1 + Optionen ZUS 2C:Bio-Import; ZUS 3A: H_2 aus EE; ZUS 3B: H_2 aus Biomasse; Stromstruktur wie Nat-Plus-ZUS 3) 216

Tabelle 9-84: Gesamter Kraftstoffbedarf für den Straßenverkehr und benötigte Menge sowie Potenzial an Biokraftstoffen für die EU 25 218

Tabelle 9-85: Mengen an Biokraftstoffen zum Im- bzw. Export innerhalb der EU 25 220

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

In den vergangenen Jahren hat ein bemerkenswerter Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland stattgefunden. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung ist seit 1996 bis Ende 2004 um 5 Prozentpunkte auf 9,3% gewachsen und steigt weiterhin auf voraussichtlich bis zu 11 % in 2005. In der Wärmeversorgung wurden 2004 3,9 % aus erneuerbaren Energien gedeckt. Der Kraftstoffsektor kann auf mehr als 2 % des Kraftstoffbedarfs des Straßenverkehrs in Form von Biokraftstoffen zurückgreifen. Das Potenzial für einen darüber hinausgehenden Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland ist vorhanden, auch wenn wir eine strenge Messlatte in Bezug auf Naturschutz anlegen und andere Nachhaltigkeitsziele, wie den Ausbau des Ökolandbaus oder die Vermehrung der Biotopflächen, berücksichtigen (DLR, IFEU, WI 2004).

Die Nutzung dieses Potenzials ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele und für eine weniger vom Import limitierter fossiler Energieträger abhängige Energieversorgung, insbesondere wenn der Ausstieg aus der Atomenergie beibehalten wird. Die Notwendigkeit eines signifikanten Klima- und Ressourcenschutzes erfordert Maßnahmen in allen Sektoren. Auch und gerade der Verkehrsbereich darf davon nicht ausgenommen werden. So heißt es im „Nationalen Klimaschutzprogramm 2005“:

> „Der Verkehrsbereich wird seinen Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen nur dann erbringen können, wenn sich der Trend zu effizienteren Motoren, innovativen Antriebstechnologien sowie alternativen und verbesserten Kraftstoffen verstetigt. Eine moderne Verkehrspolitik zeichnet sich dadurch aus, dass die Transportintensität verringert, die Energieeffizienz gesteigert und die Verknüpfung der verschiedenen Verkehrsträger optimiert wird.“ (BMU 2005)

Vor diesem Hintergrund ist der Verkehrssektor zur Zeit von ambivalenten Entwicklungstendenzen gekennzeichnet (IFEU 2005):

- Die erwünschte sektorale Entkopplung von Transportleistungen und Wirtschaftswachstum hat noch nicht stattgefunden. Die Transportleistungen in Deutschland, insbesondere im Güterverkehr, wachsen weiter. Im Personenverkehr ist eine gewisse Entkopplung festzustellen.
- Die Treibhausgas-Emissionen des Verkehrssektors sind leicht gesunken, insbesondere im Straßenverkehr. Wachsende Verkehrsaufkommen und eine Zunahme der Emissionen insbesondere im Luftverkehr mindern allerdings die Reduktionserfolge.
- Der Anteil der umweltfreundlichen Verkehrsmittel Bahn, Bus, Rad und Binnenschiff an den Transportleistungen sinkt weiter.

- Durch die Befreiung von der Mineralölsteuer ist der Anteil der Biokraftstoffe, insbesondere Biodiesel, auf mehr als 2 % des Kraftstoffverbrauchs im Straßenverkehr gestiegen.

Um den vom Verkehrssektor im Rahmen engagierter Klimaschutzziele zu erbringenden Reduktionsbetrag an Treibhausgasemissionen zu erreichen, sind zwei Handlungsstränge von herausragender Bedeutung:

- Zum einen ist es erforderlich, die technisch verfügbaren **Effizienzpotenziale** bei den vorhandenen und zumindest mittelfristig dominierenden konventionellen Fahrzeugen auf Basis von Benzin und Diesel konsequent zu mobilisieren und sie ökonomisch verträglich im Markt umzusetzen.
- Zum zweiten ist jedoch absehbar, dass die erforderlichen Emissionsminderungen in der nötigen Höhe nur durch die längerfristige Umstellung der Kraftstoffversorgung auf eine weitgehend regenerative Energiebasis erreichbar sein werden. **Alternative Kraftstoffe** sind daher von herausragender Bedeutung für die Entwicklung des Energiesystems, insbesondere gilt dies für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele.

Vor diesem Hintergrund hat das Grünbuch der Kommission „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ das Ziel formuliert, im Straßenverkehrssektor 20 % der herkömmlichen Kraftstoffe durch alternative Kraftstoffe zu ersetzen (EU Kommission 2001). Im Vorschlag für eine Biokraftstoffrichtlinie, die im Mai 2003 verabschiedet wurde, stellte die EU Kommission ein „optimistisches Entwicklungsszenario“ dar, wie der Anteil von 20 % für alternative Kraftstoffe bis 2020 erreicht werden kann (Tabelle 1-1) (EU 2003).

Tabelle 1-1: „Optimistisches Entwicklungsszenario“ für alternative Kraftstoffe

Jahr	Biokraftstoffe in %	Erdgas In %	Wasserstoff in %	Gesamt in %
2005	2			2
2010	6	2		8
2015	(7)	5	2	14
2020	(8)	10	5	(23)

Quelle: EU Kommission (EU 2001)

Neben dieser politischen Rückendeckung für den Ausbau von Biokraftstoffen gibt es eine Reihe technischer Entwicklungstrends, die den Bereich der alternativen Kraftstoffe charakterisieren, beispielsweise

- der Ausbau der Biodiesel-Produktionskapazitäten in Deutschland, der sich innerhalb von sieben Jahren von nahezu Null auf erwartete knapp 2 Mio. t Jahresproduktionskapazität in 2005 erhöht hat, und der Bioethanol-Kapazitäten auf ca. 500.000 t/a Produktionskapazität;
- die Errichtung von Pilotanlagen zur Nutzung zellulosehaltiger Biomasse, z. B. Holz und Stroh, zur Herstellung von Bioethanol oder synthetischer Flüssigkraftstoffe BTL (Biomass-to-liquid);

- die Fortentwicklung der Antriebstechnologien, die neue Anforderungen an die Kraftstoffqualität und –nutzung zur Folge haben (beispielsweise Dieselfahrzeuge mit Partikelfiltern);
- der Ausbau der Biogas-Anlagen für die stationäre Nutzung, die über die Biogaseinspeisung in das Gasnetz auch für den Kraftstoffsektor sind;
- Pilotversuche mit wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen in Einzelfahrzeugen oder Kleinflotten.

Allerdings ist ein solcher Ausbau alternativer Kraftstoffe von vielen Faktoren und Entwicklungen abhängig. Als besonders wichtig erweist sich die optimale Allokation begrenzter Biomasse-Ressourcen und anderer erneuerbarer Energieträger auf die Sektoren. Hier sind sowohl Nutzungskonkurrenzen zu berücksichtigen, also der Einsatz im Strom-, Wärme- oder Verkehrssektor bzw. die stoffliche Verwendung, als auch die Konkurrenz um Flächen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe beispielsweise durch die Ausweitung des Ökolandbaus im Rahmen einer Agrarwende oder für diverse Naturschutzbelange wie einem überregionalen Biotopverbund (DLR, IFEU, WI 2004; Reinhardt, Gärtner et al. 2005).

Auch aus verkehrswissenschaftlicher Perspektive ist die Frage nach dem Einsatz alternativer Kraftstoffe kein einfaches Problem. Neben den Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen des Verkehrssektors – Bevölkerungsentwicklung, Fahrleistungen, Modal Split, etc. – erschwert auch die Fülle der heute diskutierten Antriebsoptionen (Verbesserung konventioneller Fahrzeuge; Einführung von Fahrzeugen mit neuartigen Antrieben und Kraftstoffen), der für sie notwendigen infrastrukturellen Maßnahmen und verfügbaren Primärenergiequellen die Festlegung einer optimalen Kraftstoffstrategie.

Der zweckmäßigste Aufbau einer umweltverträglichen und klimaeffizienten Kraftstoffversorgung für den Verkehr kann dementsprechend nur unter Beachtung der engen Verknüpfung mit der Weiterentwicklung der Strom- und Wärmeversorgung in Richtung einer regenerativer Energienutzung abgeleitet werden. Daraus entsteht ein komplexes **Entscheidungsproblem** nicht nur innerhalb des Verkehrssektors, sondern für die gesamte Energieversorgung und Volkswirtschaft. Für die Energieversorgung insgesamt ist von Bedeutung, mit welcher Intensität sektorale Strategien – hier also im Verkehr – vorangetrieben werden sollten oder dürfen, damit sich in der Gesamtheit aller Optionen volkswirtschaftlich ein möglichst günstiger Pfad der Ressourcenschonung und Emissionsminderung ergibt. Von Bedeutung ist weiterhin, wie weit alle antriebsneutralen fahrzeugtechnischen Verbesserungen, die mittelbar auch neuen Antriebsystemen zugute kommen, eine gemeinsame Basis für alle Strategieüberlegungen im Straßenverkehr sein können.

1.2 Untersuchungsziele

Eine bewährte Vorgehensweise zur Unterstützung derartiger Entscheidungssituationen ist die Systemanalyse, die eine Untersuchung der Wechselwirkungen im Gesamtkontext erlaubt und dabei die Entwicklungsmöglichkeiten der Randbedingungen im Rahmen einer Szenarioanalyse abbildet.

In diesem Kontext steht das Projekt „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien“ (DLR, IFEU, WI 2004), in dem gesellschaftliche Strategien zur Erreichung des ambitionierten Klimaschutzzieles „Reduktion der CO_2-Emissionen bis 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990“ unter Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes untersucht wurden, die trotz des Ausstieges aus der Kernenergie und ohne CO_2-Entsorgung zu realisieren sind. Verschiedene Strategieelemente mussten hierzu überprüft und quantifiziert werden, insbesondere im Bereich der Energieeffizienz, des Energiesparens und der erneuerbaren Energien, die sich als wesentliche Säulen des Klima- und zugleich Ressourcenschutzes erwiesen. Um diese Quantifizierung belastbar vornehmen zu können, wurde auf das Modellinstrumentarium der drei beteiligten Institute zurückgegriffen. Detailliert wurden hierzu nicht nur die Potenziale und Kosten der Erneuerbaren Energieträger erfasst, sondern auch die strukturellen Entwicklungen im Gebäudebereich sowie im Stromsektor modelliert.

Die Ergebnisse des Projekts liefern eine umfassende Analyse der stationären Optionen zur Klimagasminderung vor allem in den Strom- und Wärmemärkten. Allerdings ist der Verkehrsbereich ebenfalls ein wesentlicher Verbrauchssektor, der mit dem stationären Sektor um erneuerbare Energieressourcen konkurriert. Der Verkehrsbereich konnte im Rahmen jenes Projektes allerdings nur mit einem vergleichsweise einfachen Gerüst bestehend aus Fahrleistungsannahmen, Modal Split und Effizienzentwicklung abgebildet werden.

Auf Grundlage der Vorarbeiten im Ausbau-Projekt erschien eine Kopplung des stationären Modellinstrumentariums aus (DLR, IFEU, WI 2004) mit einem detaillierten Verkehrsmodell somit wünschenswert und erforderlich, um diese Konkurrenzsituation und den möglichen sektorbezogenen Beitrag zum Klimaschutz mit den damit assoziierten Kosten auch im Verkehrsbereich hinreichend genau quantifizieren zu können. Die vorliegende Studie geht auf diesen Untersuchungsbedarf ein und analysiert die Rahmenbedingungen für die Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe im Straßenverkehr.

Die Untersuchung orientiert sich hierbei in der Kontinuität der Vorläuferuntersuchungen an den langfristigen Zielsetzungen zur Reduktion der CO_2-Emissionen des deutschen Energiesystems um 80% bis zum Jahr 2050 (gemessen an den Ausgangswert in 1990). In diesem Kontext soll diskutiert werden, welchen Beitrag zur Realisierung dieses Minderungsziels alternative Kraftstoffe und insbesondere regenerativ erzeugter Wasserstoff als Kraftstoff in Zukunft leisten können.

Die Untersuchung der vorliegenden Studie konzentrieren sich auf den Straßenverkehr und hier vor allem auf den Bereich der Pkw-Nutzung, der im Jahr 2004 mit knapp 1500 PJ über 2/3 des Energieverbrauchs im Straßenverkehr verursachte. Ungeachtet der Bedeutung und Wachstumsdynamik des Güter- und Luftverkehrs werden diese Sektoren hier nicht explizit als Handlungsfeld analysiert, sondern lediglich in der Referenzentwicklung spezifiziert.

Die Leitfragen der Untersuchung waren:

Welche Optionen an alternativen Kraftstoffen und Antrieben stehen für die Deckung des Energiebedarfs im Verkehr zukünftig zur Verfügung? Wie werden sich die konventionellen Benzin/Diesel-Antriebe im Pkw-Markt weiterentwickeln? Welche spezifischen Minderungen des fossilen Energieverbrauchs und der Emission von Klimagasen ist mit diesen Kraftstoffpfaden bzw. Fahrzeugkonzepten verbunden?	⇨	Prozesskettenanalyse der alternativen Kraftstoffpfade und Modellierung der Effizienzsteigerungen bei den Fahrzeugen (Kapitel 3)
Was sind die Rahmenbedingungen für die künftige Entwicklung des Energie- und Verkehrssystems? Wie werden sich die den Kraftstoffverbrauch bestimmenden Parameter verändern?	⇨	Spezifikation der Rahmenbedingungen und Abschätzung der Referenzentwicklung des Energie- und Verkehrssystems (Kapitel 4)
Welche einzelnen Handlungsoptionen zur Senkung der CO_2-Emissionen im Energie- und Verkehrssystem können bis zum Jahr 2050 mobilisiert werden? Wie groß sind deren Potenziale, welche quantitative Minderung kann mit den einzelnen Maßnahmen erreicht werden, welche Kosten sind hiermit verbunden?	⇨	Quantitative Beschreibung der unterschiedlichen Handlungsoptionen zur Erreichung des Klimaschutzziels (Kapitel 5)
Wie lassen sich die einzelnen Handlungsoption im Vergleich bewerten, welche Prioritäten lassen sich ableiten? Durch welche Maßnahmenkombinationen kann das Minderungsziel im Jahr 2050 erreicht werden? Welche Rolle spielen die unterschiedlichen alternativen Kraftstoffoptionen dabei, welche Szenarien zur Einführung alternativer Kraftstoffe lassen sich identifizieren?	⇨	Vergleich der unterschiedlichen Szenarien zur Einführung alternativer Kraftstoffe als Mittel zur Erreichung der Reduktionsziele (Kapitel 6)
Welche Schlussfolgerungen ergeben sich aus den Szenariovarianten - für den Aufbau von Infrastrukturen? - für die Schwerpunkte der Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik?	⇨	Diskussion der Infrastrukturaspekte und Rolle alternativer Kraftstoffpfade (insbesondere H_2) im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Erreichung des langfristigen Klimaschutzziels (Kapitel 7 und 8)

2 Methoden und Ansatz

In Fortsetzung der Arbeiten im Rahmen des Projektes zum ökologisch optimierten Ausbau der erneuerbaren Energien (DLR, IFEU, WI 2004) setzt diese Untersuchung genau an der Schnittstelle zwischen Energie- und Verkehrsbereich an:

- Es koppelt das vielfach erprobte Modellinstrumentarium der Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI im stationären Bereich mit dem Modell TREMOD (IFEU 2005), das seit vielen Jahren zur Modellierung der Stoffströme und Umweltwirkungen des Verkehrssektors eingesetzt wird (Kapitel 2.1), sowie mit einer Prozesskettenanalyse zur Vorauswahl der Kraftstoffoptionen. Durch diese Kopplung wird einerseits eine systematische Abbildung der Entwicklungsmöglichkeiten des Verkehrssystems und andererseits eine technologie- und stoffflussorientierte Abbildung des Energiesystems ermöglicht (bottom up Szenariotechnik).
- Für erneuerbare Energien (Strom-, Wärme- und Wasserstoffbereitstellung) steht zusätzlich ein nach zahlreichen Technologien gegliedertes Modell zur Verfügung (ARES), welches insbesondere die dynamische Kostenentwicklung der Technologien auf der Basis von Lernkurven abbildet (Kapitel 2.2).
- Hinzu kommt eine detaillierte Modellierung der Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche und CO_2-Emissionen der PKW in Deutschland, die es erlaubt, die Effekte nicht-kraftstoffbezogener Optimierungen (Verbesserung konventioneller Antriebe, Einführung von Hybridfahrzeugen, Leichtbau etc.) detailiert zu quantifizieren und den zusätzlichen Beitrag der alternativen Kraftstoffe im Bezug auf die ohnehin statfindenden Entwicklungen zu spezifizieren (Kapitel 2.3).

Das Projekt-Instrumentarium basiert auf einem Simulationsansatz, so dass zwar im mathematischen Sinne keine optimale Lösung generiert werden kann, durch die gesteuerte Festlegung der Marktanteile der einzelnen Technologien aber eine stärker maßnahmen- und damit politik- und praxisorientierte Vorgehensweise möglich ist. Der methodische Ansatz ermöglicht im Unterschied zu klassischen Optimierungsmodellen auch, dass Aspekte, die jenseits der „quantitativen Optimierung“ stehen, die aber i. allg. für die Entscheidungsfindung in Politik und Wirtschaft von großer Bedeutung sind, in den Analysen berücksichtigt werden. Hierfür können neben Kosten- und Energiebilanzen auch qualitative Aspekte als Entscheidungskriterium (z.B. zur Erfassung von Technologieentwicklungs- und Exportaspekten, Akteursinteressen, Akzeptanzfragen) einbezogen werden.

Im Einzelnen verfolgt das Projekt folgende methodische Neuerungen:

- Hochdifferenzierte Betrachtung des Verkehrssektors für die Szenariorechnungen durch die Kopplung von TREMOD (IFEU) und WI/DLR-Energiesystemmodell
- Aktualisierung des Szenariomodells auf die Entwicklung 2002-2004, insbesondere Anpassung des Strombedarfs, Anpassung an neue Bevölkerungsprognosen und Angleichung mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Energiereport IV (EWI/Prognos 2005)

- Erstellung eines detaillierten Analyserasters für die einzelnen Kraftstoffoptionen inklusive „Well-to-Wheel“-Emissionen und Kosten unter besonderer Berücksichtigung der langfristigen Entwicklungsdynamik durch Fortschreibung wesentlicher Eingangsparameter (z.B. Ausbeuten oder Wirkungsgrade der Kraftstoffbereitstellung). Dieses Analyseraster dient einer Vorauswahl der Kraftstoffoptionen und geht in die Berechnungen des Gesamtmodells ein.
- Vergleich und Vorauswahl der CO_2-Minderungsoptionen in den verschiedenen Szenarien auf Basis von Kosten-Potenzial-Kurven
- Detaillierte Modellierung der zukünftigen Effizienzentwicklung im Verkehrssektor durch Hinterlegung der Verbrauchs-Trendextrapolationen mit bottom-up-modellierten fahrzeugseitigen Maßnahmen und deren Kosten
- Identifikation und quantiative Analyse der möglichen Handlungsoptionen zur Einführung alternativer Kraftstoffe im Straßenverkehr unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit erneuerbarer Energieressourcen im Rahmen der Konkurrenzbeziehungen zwischen stationären und mobilen Nutzungen.

Mit dieser Modellkopplung wird ein Instrumentarium zur Verfügung gestellt, das Fragen bezüglich verschiedener Klimaschutzstrategien auf mehreren Ebenen auswerten kann:

- **Intersektorale Ebene**, beispielsweise: Wie werden die Biomasse-Ressourcen hinsichtlich ihrer Klimaschutzwirkung am kosteneffizientesten auf die Sektoren (Verkehr, Strom, Wärme, stoffliche Nutzung) verteilt?
- **Intrasektorale Ebene**, beispielsweise: Welchen Klimaschutz-Beitrag zu welchen Kosten können Effizienzmaßnahmen bei Fahrzeugen beisteuern und wann werden sie im Gesamtsystem auf Grund ihrer Marktdurchdringung wirksam? Welche Infrastruktur-Konsequenzen hat ein Ausbauszenario für den Sektor?
- **Maßnahmen-Ebene,** beispielsweise: Welches Maßnahmenbündel ist erforderlich, um ein gegebenes Klimaschutzziel zu erreichen, und welche Differenzkosten zeitigt dies?

Die einzelnen Teilmodelle bzw. Vorgehensweisen werden im Folgenden kurz beschrieben.

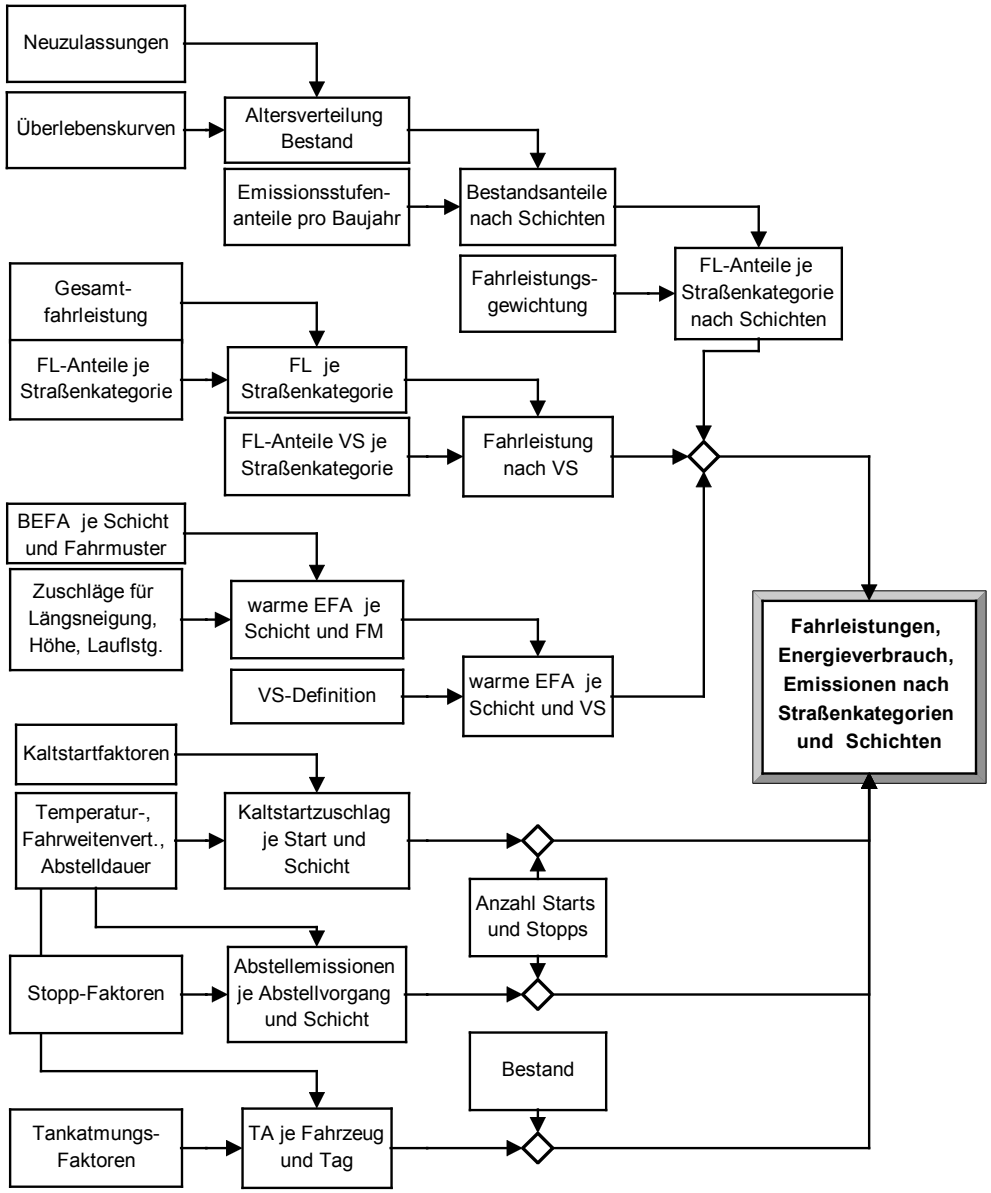
2.1 Verkehrsmodell TREMOD

TREMOD (Transport Emission Model) ist das am IFEU entwickelte und vom Umweltbundesamt, den Bundesministerien, dem Verband der Deutschen Automobilindustrie, dem Mineralölwirtschaftsverband sowie der Deutschen Bahn AG genutzte Experten-Modell zur Berechnung der Luftschadstoffemissionen aus dem motorisierten Verkehr in Deutschland. Es wird für zahlreiche Aufgabenstellungen verwendet, z.B. für die offizielle Emissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes, zur Abschätzung der Wirksamkeit von technischen und nichttechnischen Maßnahmen, als Datenbasis für Umweltkennzahlen aus dem Verkehrsbereich, z.B. für Ökobilanzen oder verkehrliche Umweltvergleiche.

In TREMOD werden alle in Deutschland betriebenen Personenverkehrsträger (Pkw, motorisierte Zweiräder, Busse, Bahnen, Flugzeuge) und Güterverkehrsträger (Lkw, Bahnen, Schiffe, Flugzeuge) ab dem Basisjahr 1960 in Jahresschritten bis zum Jahr 2030 erfasst. Die Basisdaten reichen von Fahr-, Verkehrsleistungen und Auslastungsgraden bis zu den spezifischen Energieverbräuchen und den Emissionsfaktoren. Als Emissionen werden Stickstoffoxide, Kohlenwasserstoffe, differenziert nach Methan und Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen sowie Benzol, Kohlenmonoxid, Partikel, Ammoniak, Distickstoffoxid, Kohlendioxid und Schwefeldioxid erfasst. Ergebnisse von TREMOD sind Endenergie- und Primärenergieverbrauch sowie die direkten Emissionen und die Gesamtemissionen einschließlich der energetischen Vorketten (d.h. TTW und WTW-Ergebnisse).

TREMOD wird regelmäßig aktualisiert und berücksichtigt dabei die jeweils aktuellen Erkenntnisse und Daten zu Emissionsfaktoren, zu Fahrzeugbeständen, Verkehrs- und Fahrleistungen sowie zu neuen Trends, die die zukünftige Entwicklung beeinflussen können. Die aktuelle Version 4 liegt seit November 2005 vor.

Um die verschiedenen Anforderung erfüllen zu können, werden sehr differenzierte Basisdaten verwendet. So werden beispielsweise beim Straßenverkehr verschiedene Fahrzeugkategorien betrachtet, die jeweils weiter differenziert sind nach Antriebsarten, Größenklassen, Fahrzeugalter und Emissionsstandard (sogenannte Fahrzeugschichten). Um die zukünftige Entwicklung möglichst realistisch abschätzen zu können, wird ein Umschichtungsmodell verwendet, das den zukünftigen Fahrzeugbestand aus Neuzulassungen und Überlebenskurven berechnet. Die Fahrleistung und damit auch der Energieverbrauch und die Emissionen werden differenziert nach Straßenkategorien und Verkehrssituationen unter Berücksichtigung der Längsneigung ermittelt. Darüber hinaus werden die Unterschiede in der durchschnittlichen Jahresfahrleistung für jede Fahrzeugschicht abgeleitet, so dass z.B. berücksichtigt wird, dass große Pkw eine höhere Jahresfahrleistung haben als kleine oder dass Neufahrzeuge eine höhere Jahresfahrleistung haben als ältere. Die folgende Abbildung 2-1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Berechnungsparameter im Bereich Straßenverkehr.



Anmerkungen: FL = Fahrleistung, FM = Fahrmuster, VS = Verkehrssituation, BEFA = Basisemissionsfaktoren, EFA = Emissionsfaktoren, TA = Tankatmung

Abbildung 2-1: Berechnungsschema Straßenverkehr in TREMOD

2.2 Energiesystemmodell ARES und WI Modellinstrumentarium

ARES (Ausbau regenerativer Energiesysteme) ist ein mit LOTUS 1-2-3 bzw. EXCEL formuliertes Rechenmodell zur Beschreibung des Ausbaus erneuerbarer Energietechnologien (EE) innerhalb zukünftiger Energiesysteme unter besonderer Berücksichtigung der zukünftigen technischen und ökonomischen Entwicklungsdynamik aller relevanten EE-Technologien. Es greift auf eine Datenbank REF-TECH zurück (Abbildung 2-2), in der die wesentlichen technischen und ökonomischen Kenngrößen der EE-Einzel–

technologien (ca. 6-8 Varianten je Energieart bzw. Energiewandlungsverfahren) für die Zeit–punkte 2000 (2004), 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 niedergelegt sind. Die Zukunfts–entwicklung speziell der spezifischen Technologiekosten als der wichtigsten ökonomischen Einflussgröße wird mittels Lernkurven mit dem Lernfaktor als Parameter abgebildet. Im speziellen kann es daher zur Simulation von EE-Ausbaupfaden unter den Bedingungen spezieller Förderinstrumente eingesetzt werden. Zur Zeit werden in ARES berücksichtigt: Wasserkraft; Windenergie, Photovoltaik, Kollektoren, Erdwärme (Strom, Wärme), Feste Biomassen (Strom, Wärme), Biogase (Strom, Wärme), Solarthermische Kraftwerke (inklusive Ferntransport), Import anderer EE (Strom), Nahwärmenetze und Wasserstoff. Für die Gesamtbilanz der EE werden nachrichtlich auch Biokraftstoffe berücksichtigt.

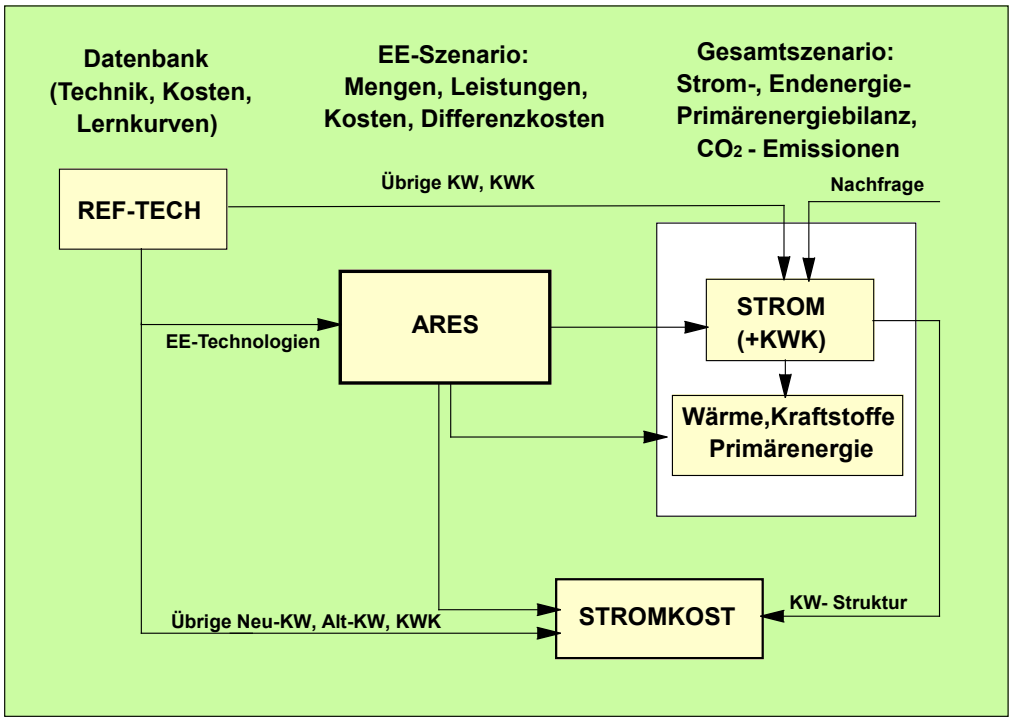


Abbildung 2-2: Vorgehensweise und Berechnungsschema für EE-Technologien im Modell ARES und ihre Einbindung in das Gesamtenergiesystem.

In ARES wird die Marktentwicklung der einzelnen EE in Jahres- bzw. Zehnjahresschritten entsprechend exogen formulierter Szenarioannahmen bestimmt. Mittels der Daten in REF-TECH liegen damit auch die entsprechenden zeitabhängigen Investitionskosten fest. Entsprechend der Altersstruktur der einzelnen EE-Technologien wird auch der Ersatzbedarf (Altanlagen ab 1990) berücksichtigt. Neben den resultierenden Leistungen und Energie–mengen bis 2050 werden die jährlichen und kumulierten Investitionen, die Energiege–stehungskosten (jeweilige Neuanlagen, Mittelwert für jeweiligen Bestand) und die gesamten Jahreskosten berechnet. Annahmen zu den jeweiligen anlegbaren Preisen für einzelne Technologiegruppen (z. B. Einspeisung auf Mittelspannungsebene, Wärmepreise bei Nahwärmeversorgung u. ä.) erlauben die Ermittlung der gesamten Differenzkosten des jeweiligen EE-Zubauszenarios im Vergleich zu vorgegeben Energiepreisszenarien. Die in ARES ermittelten Eckdaten von EE-Ausbauszenarien werden zur Ermittlung von Szenarien des gesamten Energiesystem mit anderen Simulationsmodellen gekoppelt. Dafür steht ein weiteres Modul zur Verfügung, das mit besonderer Differenzierung der KWK den

Stromsektor abbildet, den Wärme- und Kraftstoffsektor modelliert und die Primärenergie- und CO_2-Bilanz erstellt (Abbildung 2-2).

ARES kann auch mit dem Simulationsmodell MESAP/PlaNet, einem kommerziellen Simulationsmodell zur Modellierung von Energie- und Stoffströmen und zur Kostenrechnung in einem Energiesystem, gekoppelt werden. Die am DLR erweiterte Konfiguration dieses Modells erlaubt insbesondere eine detaillierte Darstellung der Wärme- und Stromnachfrage, disaggregiert nach Verbrauchssektoren (Industrie, Haushalte, Handel/Gewerbe/ Dienstleistungen, Verkehr), und der Erzeugung (öffentliche und private Erzeugung). Darüber hinaus sind Schnittstellen mit anderen Modellen möglich. So wurde im Rahmen der Vorläuferarbeiten für dieses Vorhaben die Nachfrageseite mit detaillierten Submodellen (u.a. Gebäudemodell, das auf der Betrachtung von mehr als 40 Gebäudetypen basiert und eine komponentenbezogene Abbildung von Sanierungsmaßnahmen zulässt) aus dem WI-Modellinstrumentatrium bestimmt.

2.3 Modellierung der PKW-Verbrauchsentwicklung

Für die strategischen Überlegungen zur Erreichung von CO_2-Minderungszielen im Verkehrssektor sind die technischen Effizienzoptionen, deren mengenmäßiger Einsatz und die damit verbundenen Zusatzkosten für den motorisierten Individualverkehr von wesentlicher Bedeutung. Diese Einflussfaktoren werden mit Hilfe eines ‚bottom-up' Fahrzeugkonzept-Modells detailliert untersucht, das am Institut für Fahrzeugkonzepte des DLR Stuttgart aufgebaut wurde. Das Modell bildet sowohl die technischen Einzel–maßnahmen, die Durchdringung der Neuwagenflotte sowie die mittleren Zusatzkosten in der Flotte gegenüber einem Referenzfahrzeug ab. Betrachtet werden Verbesserungen konven–tioneller Fahrzeugkonzepte und Antriebskomponenten, Fahrzeuge mit alternativen Antrieben und so genannte „supereffiziente" Fahrzeugkonzepte, die insbesondere auf eine drastische Gewichtsreduktion zielen, welche mit alternativen Antrieben kombiniert werden können. Diese spezifische Berücksichtigung der unterschiedlichen Ansatzpunkte zur Senkung des Pkw-Energieverbrauchs zeichnet diese Untersuchung aus und ermöglicht eine fundierte Abgrenzung der zusätzlichen Emissionsminderungen der alternativen Optionen gegenüber dem sich auch im Trend kontinuierlich verbessernden konventionellen Fahrzeugbestand.

Folgende wesentliche Arbeitsschwerpunkte/Szenariobausteine sind zu nennen:

- **Fahrzeugtechnik:** Die heute verfügbaren sowie die aus heutiger Sicht zukünftig verfügbaren Fahrzeugtechnologien zur Minderung des Kraftstoff–verbrauchs werden in einer Übersicht dargestellt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der zusammenfassenden quantitativen Analyse des Potenzials über der Zeit. Dabei werden Techniken auf der Antriebsseite zur Erhöhung des Systemwirkungsgrades und zur Senkung des Fahrwiderstandes gleichermaßen betrachtet.
- **Kosten der Technikkomponenten:** Die Kosten unter heutigen Aspekten basieren auf Literaturangaben und Expertenwissen. Zukünftige Kosten werden unter der Annahme kumulierter Produktionsmengen mittels Lernkurven abgeschätzt, wobei sie durch die Analyse minimaler Kosten nach unten abgesichert werden.

- **Fahrzeugszenarien:** Die einzelnen Technikbausteine werden unter kostenoptimalen Gesichtspunkten und zeitlich je nach ihrer Verfügbarkeit eingesetzt. Zudem wird eine mit der Zeit zunehmende Durchdringung der Neuwagenflotte mit diesen Techniken angenommen. Beispielsweise tritt eine neue Technologie zunächst nur in einem geringen Teil der Neuwagen auf und wird dann schrittweise in allen Fahrzeugen eingesetzt. Der Verbrauchsmittelwert der Neuwagen berücksichtigt daher, dass sich eine Fahrzeugflotte sowohl aus Hochverbrauchs- und Niedrigverbrauchsfahrzeugen zusammensetzt. Weiterhin wird, wo notwendig, einer evolutionären Technikentwicklung Rechnung getragen. Insgesamt werden so viele der verfügbaren Technikbausteine eingesetzt und wenn möglich kombiniert, bis der vorgegebene CO_2-Zielwert für die Neuwagenflotte je Referenzjahr mit konventionellen Kraftstoffen erreicht wird. In dieser Weise wird sowohl für die Abschätzung der Trendentwicklung (Referenzszenario) als auch für die Abbildung der weitergehenden, zusätzlichen Effizienzmaßnahmen (Effizienzszenario) vorgegangen. In Abstimmung mit der Klassifizierung in TREMOD wurden drei Fahrzeugsegmente differenziert: Mini und Kleinwagen (AB), Kompakt- und Mittelklasse (CD) sowie größere Fahrzeuge (EFG).
- **Fahrzeug-Referenzszenario:** In der Weiterführung des Trends wurde nach Abstimmung mit dem Auftraggeber eine kontinuierliche Abnahme der CO_2-Emssionen auf 73 g CO_2/km (NEFZ) in der Neuwagenflotte im Jahr 2050 unterstellt. Hierzu wird eine stetige Abnahme des Fahrwiderstandes sowie eine Reduktion der Fahrzeugmasse in Kombination mit der schrittweißen Effizienzsteigerung des Antriebsstranges bis zum Parallelhybridantrieb angenommen. Es kommen nur konventionelle Kraftstoffe (Diesel und Benzin) zum Einsatz. Das Szenario dient als Bezugspunkt zur Bestimmung der zusätzlichen Minderungen durch den Einsatz alternativer Kraftstoffe.
- **Fahrzeug-Effizienzszenario:** Als Eckpunkte einer forcierten Effizienzstrategie im PKW-Sektor wurde nach Abstimmung mit dem Auftraggeber eine Zielvorgabe von 48 g CO_2/km (NEFZ) in der Neuwagenflotte im Jahr 2050 definiert. Mit konventionellem Kraftstoff werden sehr ambitionierte Absenkungen des Luftwiderstands, des Rollwiderstands und der Fahrzeugmasse in Kombination mit einem hocheffizienten Freikolbenlineargenerator als Energiewandler angenommen. Diese Fahrzeugspezifikation stellt aus heutiger Sicht unter den angenommenen Randbedingungen eine „Effizienzgrenze“ dar.
- **Fahrzeuge mit alternativen Kraftstoffen/alternativen Antrieben:** Für die Modellierung alternativer Kraftstoffstrategien werden Referenzfahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor, Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb, und Erdgasfahrzeuge untersucht. Hierbei wird über die Stützjahre ebenfalls eine zeitliche Effizienz- und Kostenentwicklung angenommen. Um eine Vergleichbarkeit im Energieverbrauch zu Referenz- und Effizienzszenario zu gewährleisten, wird auch bei den alternativen Kraftstoffen/alternativen Antrieben die Senkung des Fahrwiderstands durch Leichtbau usw. berücksichtigt. Dies beeinflusst somit ebenfalls die Kosten zukünftiger Fahrzeugkonzepte.

2.4 Verknüpfung der Teilmodelle und Vorgehensweise

Auf der Grundlage der skizzierten Teilmodelle können im Folgenden die Beiträge alternativer Kraftstoffe zur Erreichung des langfristigen Klimaschutzziels analysiert werden. Hierzu wird eine gestufte Szenarioanalyse durchgeführt (Abbildung 2-3):

- Das Analyseraster umfasst die Basisdaten zur Entwicklung der Bevölkerung des Wirtschaftswachstums (BIP), etc. Es ist bis zum Jahr 2030 an den Energiereport IV (EWI/prognos 2005) angepasst und danach fortgeschrieben worden (Kapitel 4.1 und 4.2).
- Das Fahrzeugmodell bildet die Referenzfahrzeuge und deren Energieverbräuche ab (Kapitel 9.2). Auf dieser Grundlage liefert TREMOD in Verbindung mit den Basisdaten des Analyserasters und mit dem UBA abgestimmten Annahmen z.B. zu Fahrleistungen die Referenzentwicklung im Verkehr (Kapitel 4.3).
- Angelehnt an den Energiereport IV werden die Referenzdaten für den stationären Bereich beschrieben und zum gesamten Referenzszenario verbunden (Kapitel 4.4).
- In der Vorläuferstudie zum optimierten Ausbau erneuerbarer Energien wurde ein kostenoptimales Zielszenario als robuste Strategie zur Erreichung des Minderungsziel identifiziert. Die darin enthaltenen Maßnahmen im stationären Bereich werden als Startpunkt der Szenarioanalyse gewählt, während im Verkehr zunächst keine zusätzlichen Maßnahmen gegenüber der Referenzentwicklung berücksichtigt werden (Szenario NatPlus-REFV, Kapitel 5.1).
- Vor diesem Hintergrund können nun zusätzliche Handlungsoptionen bzgl. ihres Minderungsbeitrages miteinander verglichen werden (Kapitel 5.2 bis 5.5). Dies sind weitere stationäre Maßnahmen, eine Steigerung der Energieeffizienz der Pkw sowie die Einführung von Biokraftstoffen bzw. Wasserstoff als alternative Kraftstoffe, letztere im Rahmen der Potenzialabschätzungen des Energiesystemmodells. Die technologie-spezifischen Daten zu den Kraftstoffketten liefert die Prozesskettenanalyse in Kapitel 3.

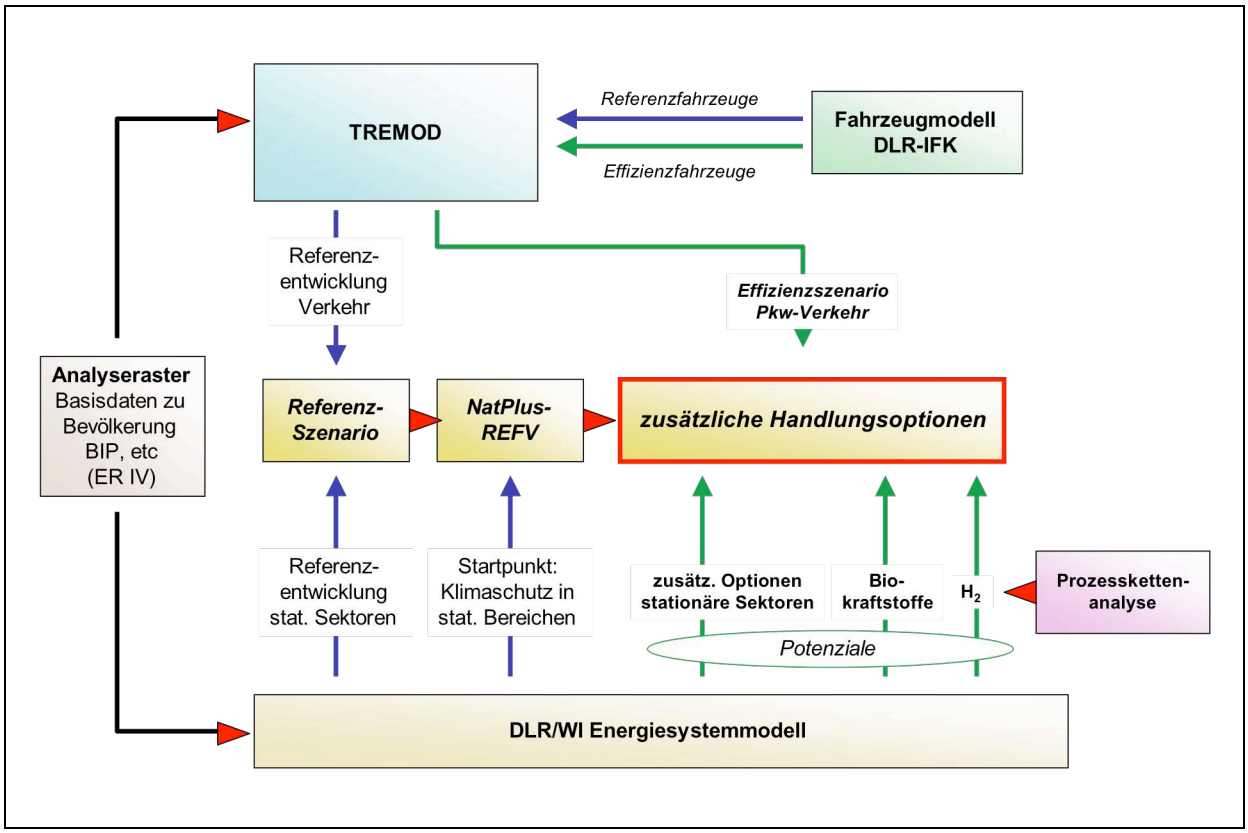


Abbildung 2-3: Übersicht der Modellstruktur und Vorgehensweise

3 Alternative Kraftstoffpfade und Fahrzeugkonzepte

3.1 Übersicht zu den Optionen alternativer Kraftstoffe und aktuelle Entwicklungen

Nachfolgend werden die alternativen Kraftstoffe in Kürze vorgestellt, die einen wesentlichen Beitrag zur verstärkten Einführung alternativer Kraftstoffe leisten können (Abbildung 3-1).

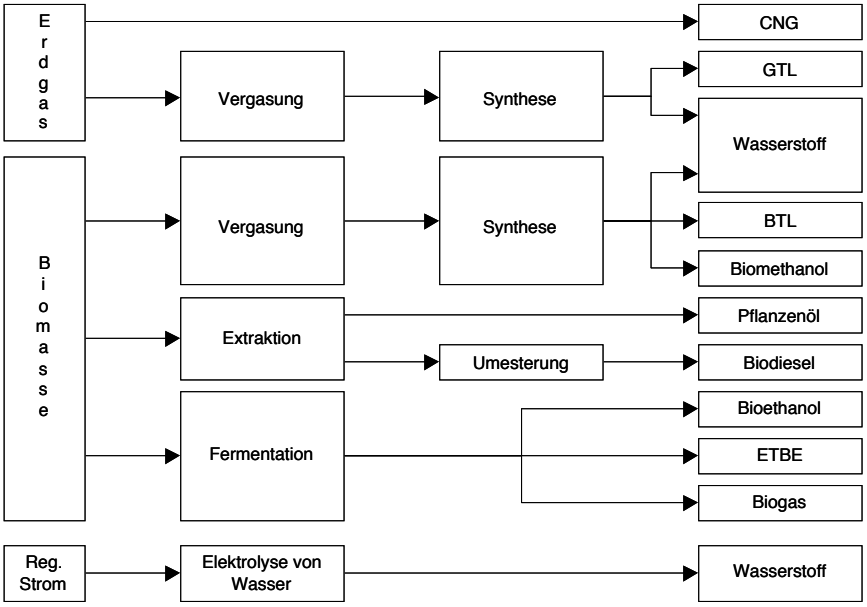


Abbildung 3-1: Herstellungspfade alternativer Kraftstoffe

3.1.1 Kraftstoffe auf Basis von Erdgas

CNG und LNG

Erdgas kann in komprimierter (CNG) oder in flüssiger Form (LNG) direkt als Kraftstoff eingesetzt werden. In Deutschland hat man sich bis auf wenige Ausnahmen (wie z.B. an einer Tankstelle in München, an der erste Erfahrungen mit LNG gesammelt werden) auf die Bereitstellung von CNG konzentriert, das aufgrund seiner hohen Oktanzahl für entsprechend ausgerichtete Ottomotoren geeignet ist. Im Vergleich zu herkömmlichen Pkw sind bei erdgasbetriebenen Fahrzeugen spezielle Speicher- und Einspritzsysteme erforderlich.

Weltweit gibt es über 2,5 Millionen Erdgasfahrzeuge, davon allein ca. 1 Mio in Argentinien und jeweils ca. 0,4 Mio in Italien, Brasilien und Pakistan. In Deutschland stieg die Anzahl der erdgasbetriebenen Kraftfahrzeuge von 90 im Jahr 1992 auf nahezu 40.000 Ende 2005 kontinuierlich an. Erdgasfahrzeuge können in Deutschland derzeit an rund 600 Erdgastankstellen betankt werden[1].

GTL

Gas-to-Liquid (GTL)-Kraftstoffe sind synthetische Kraftstoffe auf Erdgasbasis, die vor allem in Dieselmotoren eingesetzt werden. Die Synthesegaserzeugung aus Erdgas mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese ist heute bereits Stand der Technik und wird großtechnisch von Firmen wie Shell und Sasol angewandt. Kommerzielle GTL-Anlagen werden bisher in Südafrika und in Malaysia betrieben, weitere Großanlagen sind vor allem in Qatar geplant. Synergien existieren zum Einsatz von anderen Rohstoffen zur Synthesegaserzeugung, wie etwa bei Biomasse (Biomass-to-Liquid, BTL) und Kohle (Coal-to-Liquid, CTL).

Die Vorteile von synthetischem Dieselkraftstoff liegen vor allem in der hohen Cetanzahl und der Aromaten- und Schwefelfreiheit. Darüber hinaus weisen GTL-Kraftstoffe im Vergleich zu herkömmlichem Dieselkraftstoff geringere NO_X- und Partikelemissionen auf. Die Kraftstoffe können sehr genau auf ein bestimmtes Motorkonzept in ihrer Zusammensetzung abgestimmt werden und besitzen ein Potenzial zur Verbesserung der motorischen Brennverfahren (Steiger 2002) und zur Weiterentwicklung der Motortechnik (Verschmelzung von Diesel- und Ottoprinzip). Die Kosten des Endproduktes GTL werden stark von den Kosten des eingesetzten Gases beeinflusst und weisen daher eine hohe Bandbreite auf.

3.1.2 Kraftstoffe auf Biomasse-Basis

Biogene Kraftstoffe lassen sich chemisch in vier Gruppen unterteilen, nämlich in Kraftstoffe auf Pflanzenölbasis, Alkohole, Synthetische Kraftstoffe sowie Wasserstoff. Aufgrund der besonderen Bedeutung von Wasserstoff wird dieser gesondert im folgenden Abschnitt behandelt.

Biodiesel und Pflanzenöl

Aus Ölsaaten extrahierte Pflanzenöle können entweder direkt als Kraftstoff genutzt werden, oder, neben Altspeiseölen und –fetten, das Ausgangsmaterial für die Produktion von Biodiesel stellen. Biodiesel und Pflanzenöl werden vor allem in Europa und hier überwiegend aus Raps und in deutlich geringem Umfang auch aus Sonnenblumen produziert, in Nordamerika vor allem aus Sojabohnen und in Südostasien aus Palmöl und Jatropha.

Reines Pflanzenöl kann ohne weitere Behandlungsschritte nur in modifizierten Motoren eingesetzt werden und ist daher von untergeordneter Bedeutung. Durch Umesterung werden die Pflanzenöle so verändert, dass der erzeugte Biodiesel den Eigenschaften von konventionellem Dieselkraftstoff ähnlich genug wird, um in nicht modifizierten Motoren eingesetzt werden zu können.

Ein Nebenprodukt des Verfahrens ist Glycerin, das in der chemischen Industrie eingesetzt werden kann und durch die entstehende Gutschrift wesentlich zu der ökologischen und ökonomischen Bilanz der Produktion von Biodiesel beiträgt. Biodiesel wird derzeit in Reinform (wie etwa in Deutschland, Österreich und Schweden) oder als Beimischung von bis zu 5% zu herkömmlichen Dieselkraftstoffen verwendet. Der Vorteil beider Biokraftstoffe gegenüber fossilem Diesel ist, dass sie CO_2-Emissionen vermeiden und nicht als boden- oder wassergefährdend klassifiziert sind.

---

[1] www.erdgasfahrzeuge.de

Die Kosten für die Herstellung von Biodiesel aus Raps setzen sich hauptsächlich aus den Kosten für den Rapsanbau, sowie den Transport- und Konversionskosten zusammen. Die Bereitstellungskosten besitzen wie alle spezifischen Kenndaten des Produktionsprozesses hohe Bandbreiten, die neben der Variabilität der Rohstoffkosten entscheidend von der Prozessführung bestimmt werden.

Ethanol und ETBE

Ethanol ist ein Alkohol, der aus zucker-, stärke- und cellulosehaltigen Pflanzen hergestellt werden kann. Dabei ist der Produktionsprozess aus Zucker am wenigsten komplex, da die Stärke bzw. Cellulose nicht erst in diesen umgewandelt werden muss, bevor die Vergärung zu Alkohol stattfindet. Für den Kraftstoffsektor wird Ethanol weltweit vor allem in Brasilien aus Zuckerrohr und in den USA aus Mais produziert, in Deutschland sind Zuckerrüben, Kartoffeln und Weizen die eingesetzten Rohstoffe. Die Produktion aus Zucker- und Stärkepflanzen ist derzeit Stand der Technik, während die Umwandlung von Cellulose noch in der Demonstrationsphase ist.

Ethanol kann in reiner Form nur in speziellen Motoren eingesetzt werden. Die so genannten Flexi-Fuel-Vehicle können mit jeder beliebigen Mischung von bis zu 85% Ethanol betrieben werden. Erste Flotten sind in Europa in Schweden im Aufbau. Ob sie sich auf dem deutschen Markt behaupten können, bleibt noch abzuwarten. Ein direkter Zusatz von Ethanol zu Ottokraftstoff ist aufgrund der höheren Wasserempfindlichkeit der Gemische und der Dampfdruckanomalie nicht möglich. Ethanol kann auch zu dem Additiv ETBE (Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether) weiterverarbeitet werden, indem 47 % Ethanol mit 53 % Isobuten versetzt wird, welches aus der Zerlegung von Erdöl oder Erdgas gewonnen wird. ETBE ersetzt den fossilen Zusatz MTBE mit gleichen Eigenschaften, jedoch Vorteilen in Bezug auf die Wassertoxizität.

Die Kosten für die Herstellung von Bioethanol variieren analog zu allen anderen Biokraftstoffen vor allem in Abhängigkeit der Prozessführung, der Rohstoffbasis und damit verbunden auch in Abhängigkeit des Produktionsortes. So liegen die Kosten für die Bioethanolproduktion in Brasilien bei etwa einem Drittel der europäischen Preise. Die Verfahren zur Ethanolproduktion aus cellulosehaltigen Rohstoffen sind noch sehr kostenintensiv, während die Rohstoffkosten gering sind, da cellulosehaltige Rest- und Abfallstoffe wie ungenutztes Stroh verwendet werden können.

Fischer-Tropsch Diesel aus Biomasse (BTL)

Durch die Vergasung von fester Biomasse (Holz, Stroh) kann ebenfalls ein Synthesegas erzeugt werden, das analog zum GTL über eine Fischer-Tropsch-Synthese zu synthetischem Diesel umgewandelt werden kann (BTL, Biomass-to-liquid). Im Gegensatz zu GTL verursacht die Gaszusammensetzung beim Einsatz von Biomasse größere – und teilweise noch ungelöste – Probleme bei der Gasreinigung.

Der erzeugte Kraftstoff BTL hat die gleiche hohe Qualität wie synthetisch hergestellte Kraftstoffe aus Erdgas und kann gleichermaßen eingesetzt werden. Mit Blick auf den Anbau von Energiepflanzen sind die erwarteten Hektarerträge für BTL weit höher als für Biodiesel und Ethanol. Außerdem ist die Palette der einsetzbaren Rohstoffe größer, womit BTL eine effizientere Option zum Einsatz von Biokraftstoffen darstellt. Voraussetzung hierfür ist, dass das Produktspektrum der FT-Synthese, das neben dem Dieselanteil (ca. 50%) noch

erhebliche Mengen benzin- und kerosinnahe Fraktionen enthält, möglichst umfassend als Kraftstoff genutzt werden kann.

Eine großmaßstäbliche Biomassevergasung steht derzeit jedoch noch nicht zur Verfügung. Verschiedene Verfahren befinden sich in der Demonstrationsphase, darunter die Aktivitäten von Choren Industries in Freiberg und Shell mit Unterstützung von VW, DaimlerChrysler. Es muss abgewartet werden, ob die Probleme hinsichtlich Gasreinigung, Prozesstabilität und Kosten bis zu einem erwarteten Markteintritt um 2010 gelöst werden können.

Biogas

Biogas wird durch die anaerobe Fermentation von Biomasse bzw. Abfällen hergestellt. Es erhält durch eine Aufbereitung und Reinigung die Qualität von Erdgas und kann analog zu CNG in erdgastauglichen Fahrzeugen eingesetzt werden. Zur Distribution kann die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden.

Als Substrate für die Fermentation kommen generell alle organischen Stoffe infrage, wie tierische Exkremente (Gülle und Mist) und andere landwirtschaftliche und organische Abfälle, aber auch kultivierte Energiepflanzen. Die Palette der möglichen Einsatzstoffe und damit das Potenzial zur Kraftstofferzeugung sind somit ausgesprochen groß. Bei der Nutzung von Reststoffen fallen keine Rohstoffkosten an. Außerdem kann durch die vermiedene Entsorgung vor allem beim Gülleeinsatz eine ökologische und ökonomische Gutschrift erreicht werden. Die anaerobe Vergärung verschiedenster Einsatzstoffe zu Biogas entspricht dem Stand der Technik. Für die Aufbereitung des erzeugten Gases kann zum Teil auf bekannte Technik zurückgegriffen werden.

In der Schweiz und in Schweden wird Biogas in Modellversuchen als Kraftstoff eingesetzt, während diese Option in Deutschland bislang eher vernachlässigt wird. Allerdings laufen mehrere Projekte zur Einführung von Biogas als Kraftstoff, die teilweise mit der Möglichkeit zur Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz verbunden sind. Neueste Untersuchungen zeigen das hohe Potenzial der Biogaserzeugung in Deutschland und die gaswirtschaftlichen Möglichkeiten zur Einspeisung und bilden die Basis für eine verstärkte Kooperation von Gaswirtschaft und Bioenergiebranche in diesem Gebiet (WI, IEL, IUSE, GWI 2006).

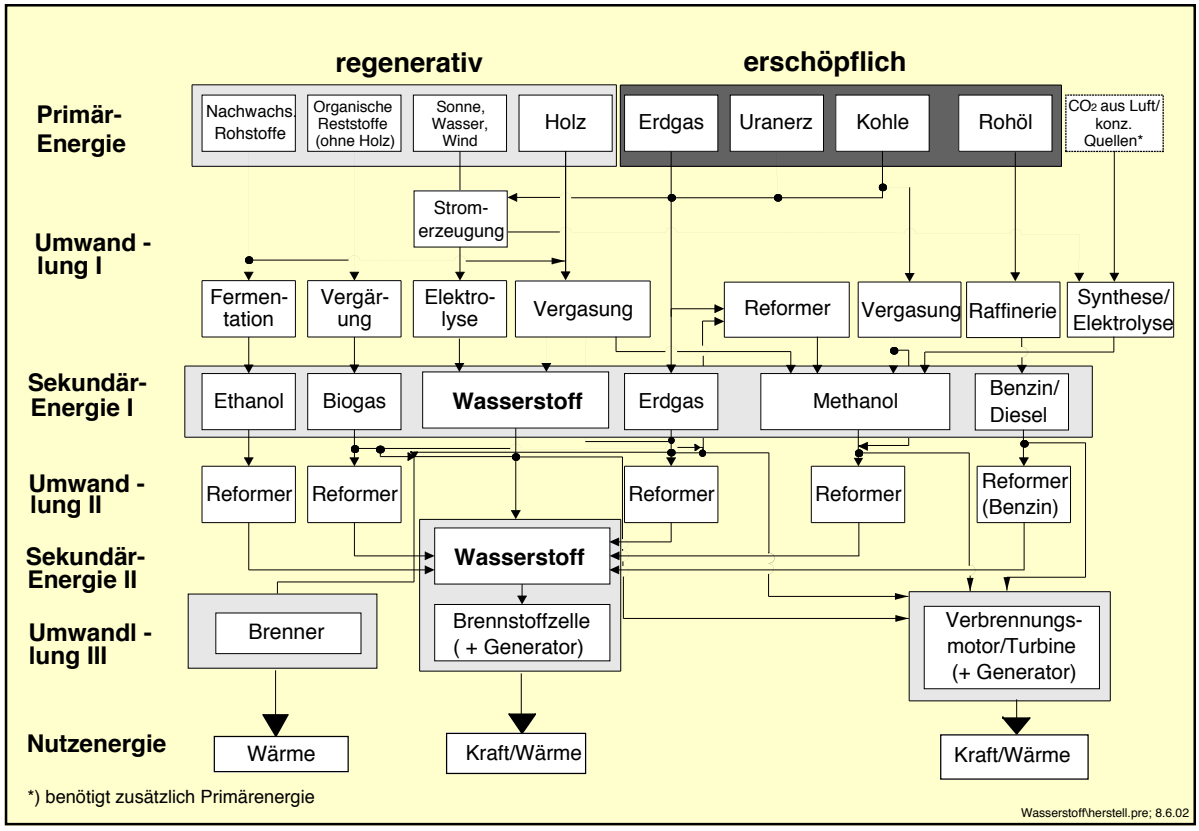
Biomethan (SNG) aus Biomassevergasung

Von Biomethan oder SNG (substitute natural gas) spricht man bei der Produktion von erdgaskompatiblen Methan durch Biomassevergasung, das ins Gasnetz eingespeist und dann wie Biogas in Erdgasfahrzeugen genutzt werden kann. Analog zur BTL-Produktion stellen lignocellulosehaltige Materialien wie Holz oder Stroh auch bei der Biomethanproduktion durch thermochemische Vergasung die Rohstoffbasis dar. BTL und Biomethan stehen damit in direkter Nutzungskonkurrenz. Wie BTL wird Biomethan/SNG derzeit noch nicht kommerziell durch thermochemische Vergasung hergestellt, aber verschiedenste Vergasungsverfahren mit Ziel Methanisierung sind derzeit in Entwicklung, u.a. auch in der Schweiz und Österreich.

Neuere Untersuchungen illustrieren die Potenziale der Feststoffvergasung zur Biomethangewinnung, wobei Kosten vergleichbar zur Biogasproduktion erwartet werden können (WI, IEL, IUSE, GWI 2006). Insbesondere die geringeren Verfahrensaufwendungen bei der Methananreicherung im Vergleich zur Fischer-Tropsch-Synthese (z.B. geringerer Prozessdruck) lässt eine Wirtschaftlichkeit bei kleineren Anlagengrößen erwarten, was sich u.a. günstig auf die Biomasselogistik auswirken würde.

3.1.3 Wasserstoff auf Basis unterschiedlicher Energieträger

Wasserstoff kann prinzipiell unter Aufwendung von Energie aus allen wasserstoffhaltigen Substanzen gewonnen werden, beispielsweise aus Kohlenwasserstoffen oder (mittels Elektrolyse) aus Wasser (Abbildung 3-2). Die Unterscheidung der Rohstoffbasis nach erschöpflichen (fossilen, nuklearen) und unerschöpflichen (regenerativen) Primärenergien ist von zentraler Bedeutung bei der Beurteilung der Zweckmäßigkeit von Wasserstoff als Energieträger. Es werden an dieser Stelle nur die Verfahren betrachtet, die in absehbarer Zeit großtechnisch zur Verfügung stehen. Weitere Verfahren, wie etwa die direkte einstufige Wasserspaltung mittels Sonnenlicht durch katalytische Photolyse, die Photoelektrolyse und die Biophotolyse befinden sich alle noch im Stadium der Grundlagenforschung und werden daher hier nicht weiter untersucht.



Quelle: nach Pehnt (2002)

Abbildung 3-2: Umwandlungsketten für Wasserstoff und konkurrierender Sekundärenergieträger aus regenerativen und erschöpflichen Primärenergiequellen bis zur Wandlung in Nutzenergie.

Wasserstoff wird wie Erdgas komprimiert oder verflüssigt und in entsprechenden Flüssiggas- und Druckbehältern gespeichert und in kleineren Mengen in diesen Behältern auch

transportiert. Insbesondere für den mobilen Einsatz sind neben der Verflüssigung – die rund ein Drittel des Energieinhalts des Wasserstoffs benötigt – insbesondere Verbundstoff-Hochdruckbehälter mit Drücken bis zu 700 bar von Interesse (Dreier/Wagner 2000, NRW/DLR 2001). Damit werden einschließlich Behältermasse Energiedichten erreicht, die bei 10% bis 15% des Wertes für flüssige Kohlenwasserstoffe liegen und damit nahe an die Energiedichte der Speicherung als Flüssigwasserstoff (LH_2) herankommen.

H_2 aus Erdgas / Kohle

Für die Bereitstellung aus fossilen Energierohstoffen wird der in den Kohlenwasserstoffen enthaltene Wasserstoff abgetrennt, indem Wasserdampf mit Kohlenstoff oder kohlenstoffhaltigen Energieträgern katalytisch zu Wasserstoff reduziert wird (Dampfreformierung). Durch die Oxidation der Kohlenstoffatome entsteht dabei Kohlendioxid (Konvertierung). Die notwendige Wärme für die hohen Reaktionstemperaturen zwischen 850 und 2 000 °C wird durch teilweise Verbrennung der fossilen Rohstoffe gewonnen. Etwa 60% (Kohle) bis etwa 70 – 75% (Erdgas, Schweröl) der eingesetzten Energie kann als chemische Energie im Wasserstoff gespeichert werden. Die heute großtechnisch durchgeführten Verfahren mit fossilen Rohstoffen sind die **Erdgasreformierung** und die **Partielle Oxidation von Schweröl,** (Pehnt 2002; Dreier/Wagner 2001; NRW/DLR 2001). Ein neues Verfahren ist das **Plasmareforming (Kvaerner-Verfahren)**, bei dem Erdgas oder andere Kohlenwasserstoffe in einem elektrischen Plasma bei 1600 °C in Wasserstoff und hochreine Aktivkohle bzw. Ruß gespalten wird (Pehnt 2002). Auch die **Kohlevergasung** zum Zwecke der Wasserstoffgewinnung (früher Erzeugung von „Stadtgas“) wurde in den letzten Jahrzehnten in kleintechnischem Maßstab weiterentwickelt und erprobt. Die Vergasung von Kohle mit spezifischen Klimagasemissionen von 170 g CO_2-Äquiv./MJ (Hu) ist aus der Sicht des Klimaschutzes allerdings extrem ungünstig, wenn nicht Vorkehrungen zur Rückhaltung des CO_2 getroffen werden (WBGU 2002). Von den Verfahren mit fossilen Einsatzstoffen ist aus energetischer, emissionsseitiger und ökonomischer Sicht die Erdgasreformierung die günstigste. Wasserstoff wird heute nahezu ausschließlich aus wasserstoffhaltigen fossilen Rohstoffen hergestellt wird. Etwa die Hälfte des in Deutschland eingesetzten Wasserstoffs (ca. 20 Mrd. Nm³/a (NRW 2001)) wird mittels Dampfreformierung aus Erdgas und Naphta erzeugt.

H_2 aus Biomasse

Zur **Vergasung fester Biomasse (Holz)** wird die allotherme Wasserdampfvergasung eingesetzt, bei der die Reaktionswärme von außen bereit gestellt wird, da damit die höchsten Wasserstoffkonzentrationen im Synthesegas erreicht werden. Für flüssige bzw. nasse Biomassen eignet sich prinzipiell auch die Vergärung (Biogas, s.o.) mit anschließender Reformierung des Biogases zur Wasserstoffherstellung.

H_2 aus der Elektrolyse (Strom)

Die **alkalische Wasserelektrolyse** ist das einzige derzeit verfügbare kommerzielle Verfahren, um Wasserstoff mittels elektrischen Stromes und damit aus erneuerbaren, nicht-biogenen Energieträgern herzustellen. Alle derartigen Primärenergien – also Sonnenenergie, Windenergie, Wasserkraft, Wellenenergie, Meereswärme, Gezeitenenergien, auch Erdwärme –, die in Form von Elektrizität nutzbar gemacht werden können, sind damit auch in Wasserstoff umwandelbar.

Ein besonderer Vorteil der Wasserelektrolyse in Verbindung mit regenerativ erzeugter Elektrizität ist ihre Fähigkeit, auch ein intermittierendes Stromangebot verarbeiten zu können, da die elektrochemischen Vorgänge auch bei schnellen Lastwechseln mit ausreichender Geschwindigkeit ablaufen. Die dazu erforderlichen Anpassungen und Weiterentwicklungen wurden bereits in verschiedenen Pilotprojekten durchgeführt und in den letzten fünfzehn Jahren auch in Gesamtsystemen zusammen mit der solaren Stromerzeugung demonstriert und optimiert (Hysolar 1989; Szyszka 1993; NRW/DLR 2001). Von Interesse ist auch die **Hochtemperaturelektrolyse** mit Arbeitstemperaturen um 900 °C, bei der ein Teil der notwendigen Reaktionsenthalpie als Wärme eingekoppelt werden kann, so dass der Strombedarf sinkt und damit der primärenergetische Wirkungsgrad gegenüber der wässrigen, alkalischen Elektrolyse steigt. Die elektrolytische Wasserspaltung wird derzeit insbesondere zur Erzeugung hochreinen Wasserstoffs eingesetzt und ist mengenmäßig mit rund 5% Anteil an der Gesamtmenge gering.

3.2 Gesamtbetrachtung

Um die mögliche Rolle der alternativen Kraftstoffe im Rahmen einer Gesamtstrategie bewerten zu können, müssen die spezifischen Emissionsminderungen und die damit verbundenen Kosten mit den konventionellen Kraftstoffpfaden Benzin und Diesel verglichen werden.

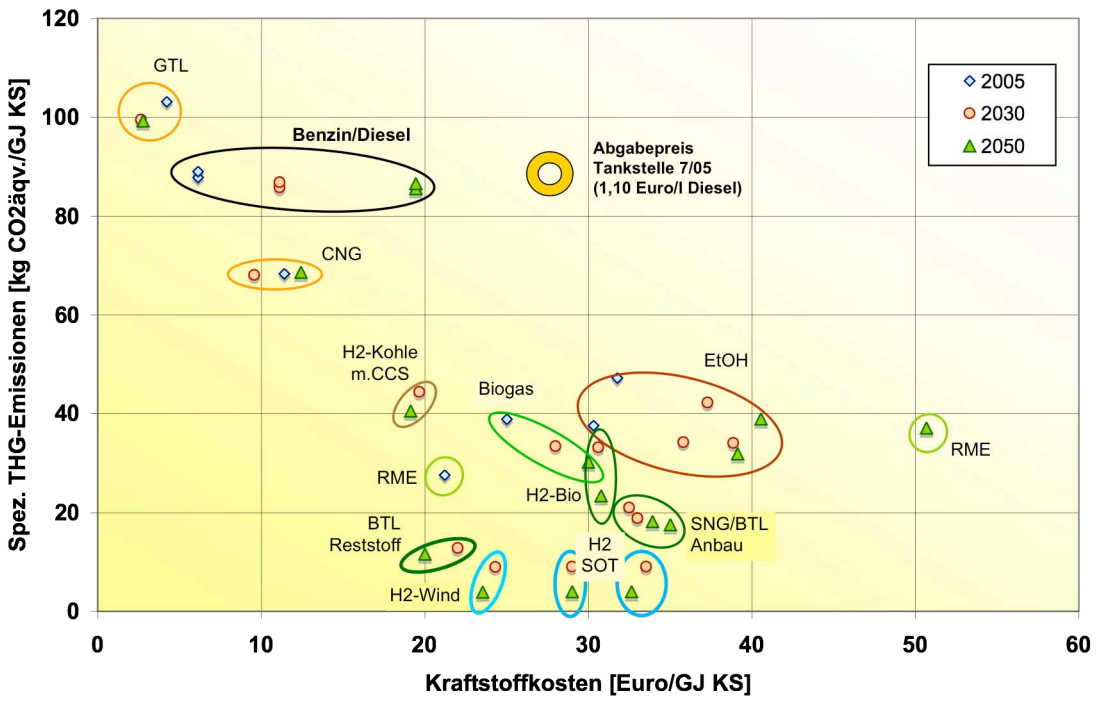
Im Datenanhang 9.1 sind die beschriebenen Pfade und Eingabedaten ausführlicher dokumentiert. Die verschiedenen Optionen unterscheiden sich teilweise deutlich von einander hinsichtlich der Kosten, aber auch der Treibhausgasemissionen (Tabelle 3-1 und Abbildung 3-3).

Tabelle 3-1: Übersicht der spezifischen Kraftstoffdaten für die Szenarioanalyse

THG-Kraftstoffe		***2005***	***2010***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
Benzin	*gCO2äqv/MJ*	87,8	87,7	86,8	85,9	85,7	85,6
Diesel	*gCO2äqv/MJ*	89,0	88,9	87,9	86,9	86,7	86,6
Biogas (Anbau)	*gCO2äqv/MJ*	38,9	37,0	35,2	33,5	31,8	30,3
Biomethan (SNG, Anbau)	*gCO2äqv/MJ*		23,3	22,4	21,0	19,3	18,2
Biodiesel (RME)	*gCO2äqv/MJ*	27,6	30,2	32,3	34,1	35,6	37,1
EtOH-1 (Zuckerrübe)	*gCO2äqv/MJ*	37,6	36,7	35,3	34,3	33,2	31,9
EtOH-2 (Weizen)	*gCO2äqv/MJ*	47,3	45,7	43,9	42,3	40,6	39,0
BTL (Reststoff)	*gCO2äqv/MJ*		14,3	13,5	12,9	12,2	11,6
BTL (Anbau)	*gCO2äqv/MJ*		20,3	19,5	18,9	18,2	17,6
H2 (CGH2, SOT, Pipeline)	*gCO2äqv/MJ*			11,5	9,0	6,0	4,0
H2 (CGH2, Wind)	*gCO2äqv/MJ*		12,7	11,4	9,0	5,9	3,9
H2 (CHG2, Biomassevergas.-Anbau)	*gCO2äqv/MJ*		41,4	37,9	33,2	27,2	23,4
H2 (CGH2, Kohlevergas.-CCS)	*gCO2äqv/MJ*			46,7	44,5	42,1	40,6

Kosten-Kraftstoffe		***2005***	***2010***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
Benzin	*EUR 2000/MJ*	0,0061	0,0083	0,0098	0,0111	0,0151	0,0194
Diesel	*EUR 2000/MJ*	0,0061	0,0083	0,0098	0,0111	0,0151	0,0194
Biogas (Anbau)	*EUR 2000/MJ*	0,0250	0,0260	0,0270	0,0280	0,0290	0,0300
Biomethan (SNG, Anbau)	*EUR 2000/MJ*		0,0305	0,0316	0,0325	0,0333	0,0339
Biodiesel (RME)	*EUR 2000/MJ*	0,0212	0,0271	0,0329	0,0389	0,0448	0,0507
EtOH-1 (Zuckerrübe)	*EUR 2000/MJ*	0,0303	0,0324	0,0342	0,0358	0,0375	0,0391
EtOH-2 (Weizen)	*EUR 2000/MJ*	0,0318	0,0338	0,0356	0,0373	0,0389	0,0406
BTL (Reststoff)	*EUR 2000/MJ*		0,0240	0,0230	0,0220	0,0210	0,0200
BTL (Anbau)	*EUR 2000/MJ*		0,0310	0,0320	0,0330	0,0340	0,0350
H2 (CGH2, SOT, Pipeline)	*EUR 2000/MJ*			0,0362	0,0335	0,0332	0,0326
H2 (CGH2, SOT, Pipeline, m. Bonus)	*EUR 2000/MJ*			0,0296	0,0290	0,0290	0,0290
H2 (CGH2, Wind)	*EUR 2000/MJ*		0,0372	0,0257	0,0243	0,0236	0,0235
H2 (CHG2, Biomassevergas.-Anbau)	*EUR 2000/MJ*		0,0338	0,0307	0,0306	0,0307	0,0308
H2 (CGH2, Kohlevergas.-CCS)	*EUR 2000/MJ*			0,0204	0,0197	0,0193	0,0191

H2 aus solartherm. Stromerzeugung (SOT) ohne und mit Gutschrift (Bonus) für Meerwasserentsalzung



Darstellung nach Höhlein 2004, eigene Berechnungen

Abbildung 3-3: Übersicht der spezifischen THG-Emissionen und Kosten alternativer Kraftstoffpfade im Vergleich zu Benzin und Diesel

Gemäß dem Untersuchungsauftrag wird in der folgenden Analyse der Schwerpunkt auf die alternativen Kraftstoffe auf Basis der erneuerbaren Energien gelegt. Die erdgasbasierten Routen (CNG und GTL) werden deshalb ebenso wie die Wasserstoffproduktion aus Kohle nicht explizit weiterverfolgt:

- Im Fall der synthetischen Kraftstoffe auf Basis Erdgas (GTL) ist in Abbildung 3-3 deutlich zu erkennen, dass höhere spezifische THG-Emissionen als bei Benzin und DIesel auftreten. GTL kann somit keinen Beitrag zu der zugrundegelegten Klimaschutzstrategie leisten. Die aktuellen Entwicklungen im internationalen Raum zeigen allerdings, dass in Abhängigkeit von günstigen Erdgaskosten und steigenden Rohölpreisen die Produktion von GTL eine ökonomisch interessante Perspektive bieten kann. In den nächsten Jahren ist deshalb mit einem steigenden Angebot von GTL auf dem Weltmarkt zu rechnen.
- Die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff (CNG) bietet einen kraftstoffbezogenen Klimaschutzvorteil gegenüber Benzin und Diesel. Eine besondere Rolle kann CNG jedoch vor allem für die Einführung von Biogas bzw. Biomethan aus der Holzvergasung spielen. Der Ausbau der CNG-Nutzung im Straßenverkehr schafft die fahrzeugtechnischen und infrastrukturellen Voraussetzungen für die Erschließung signifikanter Biokraftstoffpotenziale durch den Anbau geeigneter Energiepflanzen. Die CNG Route wird deshalb im Folgenden vor allem im Zuge einer Biogas/Biomethan-Strategie diskutiert (vgl. 5.4.3.2).

- Angesichts der offenen Forschungsfragen hinsichtlich der technischen Machbarkeit, der Wirtschaftlichkeit und vor allem der ökologischen Tragfähigkeit einer großmaßstäblichen H_2-Erzeugung aus Kohle mit CO_2-Abscheidung und -Lagerung wurde diese Route nicht in den Analyserahmen einbezogen. Im Rahmen der Diskussion der künftigen Rolle von Wasserstoff als Kraftstoff in Kapitel 7 wird dieser Pfad jedoch nochmals exkursorisch aufgegriffen.

Ausgehend von den in Tabelle 3-1 genannten spezifischen Emissions- und Kostendaten der alternativen Kraftstoffpfade lassen sich die spezifischen THG-Vermeidungskosten ableiten. Sie beschreiben die Kosteneffizienz der Klimaschutzmaßnahme durch das Verhältnis zwischen

- den **Differenzemissionen**, d.h. dem Unterschied der THG-Emissionen zwischen konventioneller und alternativer Route über die vollständige Prozesskette der Kraftstoffbereitstellung und Nutzung im Fahrzeug und
- den **Differenzkosten**, d.h. den Mehrkosten bzw. Kosteneinsparungen der alternativen Kraftstoffnutzung und Antriebstechnik gegenüber dem konventionellen Vergleichsfall.

Aufgrund der sensiblen Wechselwirkungen der getroffenen Annahmen lassen sich die absoluten Werte der Vermeidungskostenrechnungen insbesondere zwischen verschiedenen Studien nur schwer vergleichen. Dies gilt insbesondere auch für die zeitliche Langfristprojektionen. Hinzu kommen große Unsicherheiten bzgl. der Ausgangsdaten und getroffenen Annahmen zu Technologie- und Kostenentwicklungen, vor allem hinsichtlich der synthetischen Biokraftstoffe BTL und SNG.

Im Rahmen des internen Vergleichs alternativer Kraftstoffpfade dieser Studie können jedoch Hinweise zu relativen Vorteilen der Optionen abgeleitet werden, diese tragen zur Strategie–bildung in Kapitel 6 bei und werden dort hinsichtlich der Robustheit der Aussagen diskutiert.

3.2.1 Klimaschutzwirkung und -effizienz der Biokraftstoffe

Die spezifischen THG-Vermeidungskosten der Biokraftstoffe sind in Abbildung 3-4 im Zeitverlauf abgebildet. Dabei ist zu beachten, dass Biokraftstoffe, obwohl sie eine erneuerbare Primärenergiequelle nutzen, im Zuge der Prozesskette teilweise erhebliche Treibhausgasemissionen verursachen. Vor allem beim Energiepflanzenanbau werden durch die landwirtschaftliche Vorkette und den Hilfsenergieeinsatz der Kraftstoffumwandlung THG-Emissionen zwischen 20 bis 50 kg CO_2 äqv./GJ Kraftstoff freigesetzt. Diese Emissionen reduzieren entsprechend die Netto-Klimaschutzwirkung der Substitution der fossilen Kraftstoffe um bis zu 50%.

Für den Energiepflanzenanbau wurden bei allen Unsicherheiten über den künftigen Preisverlauf steigende Rohstoffkosten angenommen und die Gestehungskosten der Biokraftstoffe somit eher konservativ abgeschätzt (vgl. Tabelle 3-1). Ungeachtet der künftigen Ölpreisentwicklung bleibt die Senkung der Rohstoffkosten damit eine Schlüsselvoraussetzung für die Wettbewerbsposition der heimischen Biokraftstoffe.

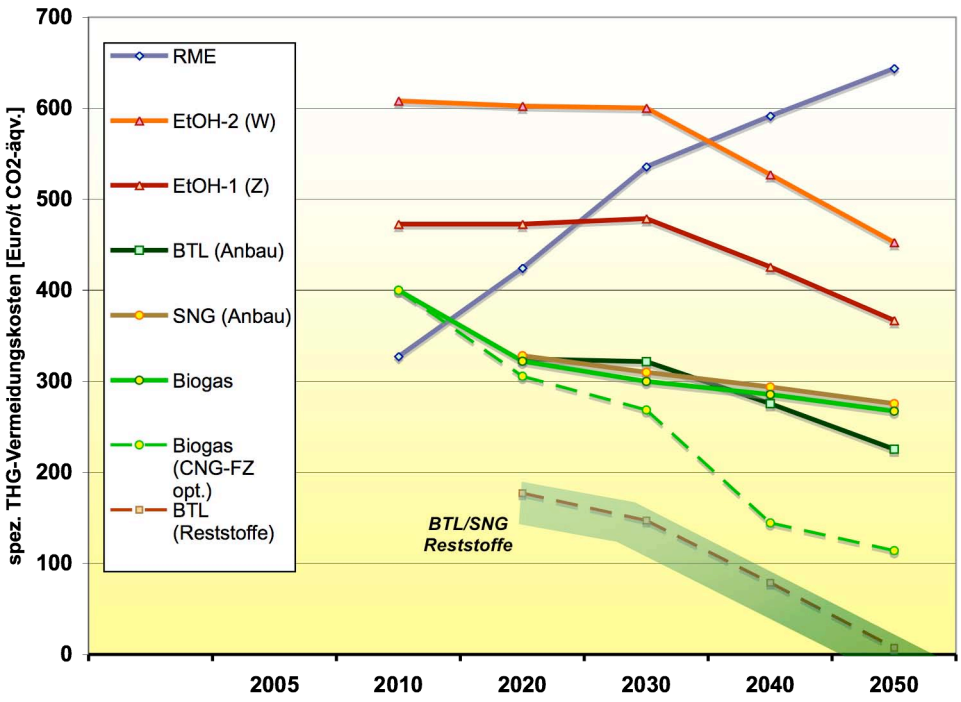


Abbildung 3-4: Spezifische THG-Vermeidungskosten von Biokraftstoffen

Zusammen mit der Übersicht in Abbildung 3-3 lassen sich hieraus folgende Aussagen zu den Biokraftstoffpfaden ableiten:

- Biodiesel (RME) weist aufgrund der unterstellten Produktionskosten mittlere Vermeidungskosten auf, die u.a. stark von den erzielbaren Erlösen für Nebenprodukte (Glyzerin, Rapsschrot) und den zukünftigen Rapskosten abhängig sind. Hier wurde bereits von sinkenden Erlösen für Glyzerin ausgegangen. Trotz vergleichsweise niedriger Flächenerträge (s. 5.4.1) kann beim Einsatz von RME eine Klimaschutzminderung zu zunächst vergleichsweise geringen Kosten erzielt werden. Die gegenwärtige Diskussion um eine Anpassung der Steuerbefreiung von RME zur Vermeidung einer Überkompensation angesichts steigender Ölpreise weist in ebenfalls in diese Richtung. Damit wird allerdings zunächst keine Aussage über das Erzeugungspotenzial in Deutschland getroffen, das von weiteren Faktoren (Hektarerträge, Kompatibilität mit landwirtschaftlichen Fruchtfolgen, Flächenverfügbarkeit etc.) abhängt. Durch sinkende Gutschriften und steigende Rapskosten steigen die CO_2-Vermeidungskosten, solange nicht auf Import-Raps zurückgegriffen wird.
- Synthetischer Diesel auf Basis Biomasse (BTL) ist durch eine deutliche Degression der THG-Vermeidungskosten gekennzeichnet, wozu neben der Ölpreisentwicklung auch Prozessverbesserungen entsprechend den Erwartungen der Anlagenbauer beitragen. Im Fall der Nutzung von Reststoffen kann aufgrund der günstgen Rohstoffkosten mittel- bis langfristig mit THG-Vermeidungskosten unter 100 Euro/t CO_2 äqv. gerechnet werden. Diese Reststoffpotenziale stehen aber in direkter Nutzungskonkurrenz zu

stationären Anwendungen, in denen teilweise deutlich höhere absolute Minderungen mit niedrigeren Kosten erzielt werden können (vgl. Kapitel 5.1). Entsprechend dieser Priorität wird in der folgenden Szenarioanalyse angenommen, dass die Reststoffmengen den stationären Verwendungen zugeführt werden (vgl. Kapitel 5.4). Grundsätzlich muss berücksichtigt werden, dass sich die BTL-Technologie noch in der F&E-Phase befindet und derzeit noch völlig offen ist, ob eine für unterschiedliche Biomasseressourcen kommerziell einsetzbare Großtechnik verfügbar gemacht werden kann. Analog zu anderen alternativen Kraftstoffen wird auch beim BTL jedoch im Folgenden von einer positiven Technologieentwicklung ausgegangen und ein Einsatz ab 2010 angenommen.

- Da die Reststoffmengen die realistisch einsetzbaren Biomassepotenziale in stationären Anwendungen fast vollständig decken, sind für eine alternative Kraftstoffstrategie somit vor allem die BTL-Potenziale des Energiepflanzenanbaus (Holz, Energiegräser, Energieweizen) auf freien Ackerflächen relevant (vgl. Biomasseallokation in Kapitel 5.4). Die Erzeugungs- und Rohstoffkosten sind in diesen Fällen deutlich höher als bei der Reststoffnutzung, was langfristig zu THG-Vermeidungskosten von knapp unter 300 Euro/t CO_2 äqv. führt.
- Unter den flüssigen Biokraftstoffen verursacht der Einsatz von Ethanol zunächst die mit Abstand höchsten THG-Vermeidungskosten im Bereich von 500-600 Euro/t CO_2 äqv., die sich unter den getroffenen Annahmen in Zukunft auf 400-500 Euro/t CO_2 äqv. reduzieren. Unter deutschen Produktionsbedingungen ist somit die Klimaschutzeffizienz einer vor allem kurzfristigen Ethanolstrategie auf Basis der heutigen Verfahren (Weizen und Zuckerrüben) kritisch zu hinterfragen. Neue Prozesse zur Nutzung lignocellulosehaltiger Biomasse und Importe von Bioethanol aus Regionen mit günstigen Rohstoffkosten bieten bei entsprechenden F&E-Fortschritten in Zukunft zusätzliche Perspektiven.
- Die Nutzung von Energiepflanzen zur Erzeugung von Biogas (via Fermentation) oder Biomethan (SNG durch Vergasung) weist dagegen signifikant niedrigere spez. THG-Vermeidungskosten auf, die von anfänglich 400 Euro/t CO_2 äqv. langfristig unter 300 Euro/t CO_2 äqv. sinken können. Biogas und Biomethan bieten sich somit neben BTL als langfristige Kraftstoff–optionen an und sollten verstärkt in die Diskussion einbezogen werden.
- Für die betrachteten flüssigen Biokraftstoffe muss nur die Prozesskette der Kraftstoffbereitstellung berücksichtigt werden, da sie in konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen eingesetzt werden können. Im Gegensatz dazu müssen bei Biogas und Biomethan die Mehrkosten und Wirkungsgradunterschiede der CNG-Fahrzeuge mit bilanziert werden. Ebenso sind zusätzliche Infrastrukturaufwendungen zu berücksichtigen. In einer Sensitivitätsbetrachtung wurde unterstelt, dass analog zum H_2-Motor die Mehrkosten zum konventionellen Antrieb eliminiert werden können (vgl. Abbildung 3-5). Es wird deutlich, dass die Fahrzeugkosten einen wesentlichen Einfluss auf die THG-Vermeidungskosten. haben. Dies unterstreicht die Notwendigkeit der gezielten Optimierung von CNG-Fahrzeugen.

3.2.2 Klimaschutzwirkung und -effizienz der Wasserstoff-Optionen

Analog zu den Biokraftstoffen können die spezifischen THG-Vermeidungskosten der Wasserstoff-Optionen bestimmt werden (Abbildung 3-6). Die Kostendegression im Zeitverlauf fällt hier noch deutlicher aus, da sich die Kostensenkungen bei der H_2-Erzeugung, die steigenden Referenzpreise für Benzin und Diesel sowie der technische Fortschritt bei den Fahrzeugkosten gegenseitig verstärken.

Folgende Ergebnisse sind abzuleiten:

- Bei den H_2-Fahrzeugen ist der Einfluss der Fahrzeugkosten wie im CNG/Biogas-Fall stark ausgeprägt. In Abbildung 3-5 ist zu erkennen, dass im Fall der in Anhang 9.2.2.3 beschriebenen gegenwärtig vorherrschenden Zielprojektion der Brennstoffzellenentwicklung (BZ-Systemkosten 108 €/kW) signifikante Mehrkosten bis zum Jahr 2050 erhalten bleiben. Bei optimistischer Einschätzung der Kostendegressionen bei Brennstoffzellenfahrzeugen (BZ-Systemkosten 50 €/kW) können die Mehrkosten gegenüber den konventionellen Referenzfahrzeugen langfristig eliminiert werden. Eine vergleichbare Entwicklung ist für Konzepte auf Basis H_2-Motor (H_2-ICE) unterstellt worden. In den folgenden Analysen wird dieser Situation Rechnung getragen, in dem zwei Kostenverläufe betrachtet werden. Als Eckpunkte des möglichen Spektrums wird einerseits der als Entwicklungsziel definierte Kostenverlauf der Brennstoffzellenfahrzeugen (H_2-FZ F&E-Ziel) ausgewiesen und zweitens das H_2-ICE Konzept als Platzhalter für eine Entwicklung mit sehr niedrigen Mehrkosten berücksichtigt werden (H_2-FZ optimistisch).
- Die Kostenentwicklung der H_2-Fahrzeuge ist somit eine Schlüsselgröße für die strategische Rolle von Wasserstoff als alternativer Kraftstoff. Insbesondere Fahrzeugkonzepte auf Basis des H_2-Verbrennungsmotors können dabei von der Tatsache profitieren, dass im Zuge der ohnehin stattfindenen Fahrzeugoptimierung (Leichtbau, Hybridisierung etc.), der zusätzliche Effizienzgewinn der Brennstoffzellenfahrzeuge begrenzt ist und die Mehrkosten u.U. nicht kompensiert. Hinzu kommt, dass PKW im Schnitt 2/3 der Zeit außerorts betrieben werden. In diesen Fahrsituationen ist der Effizienzgewinn der Brennstoffzelle gegenüber den Motoren geringer, was den Anreiz zum Einsatz der teureren Technik mindert..
- Für Fahrzeugkonzepte, die ab 2030 nur noch geringe Mehrkosten zu konventionellen Fahrzeugen aufweisen, können schon ab 2020 deutlich niedrigere THG-Vermeidungskosten im Bereich von 200 Euro/t CO_2 äqv. (Wind) bis 400 Euro/t CO_2 äqv. (Vergasung von Anbaubiomasse) erreicht werden (Abbildung 3-6). Langfristig könnten unter diesen Annahmen die Kosten unter 100 Euro/t CO_2 äqv. sinken, womit aus reiner Kostensicht die H_2-Optionen den Biokraftstoffen vorzuziehen wären. In dieser Situation würde eine Nutzung der verfügbaren Anbaubiomasse zur H_2-Herstellung (via Vergasung) sinnvoll werden, wodurch im Jahr 2050 das H_2-Potenzial um gut 550 PJ/a erweitert würde.

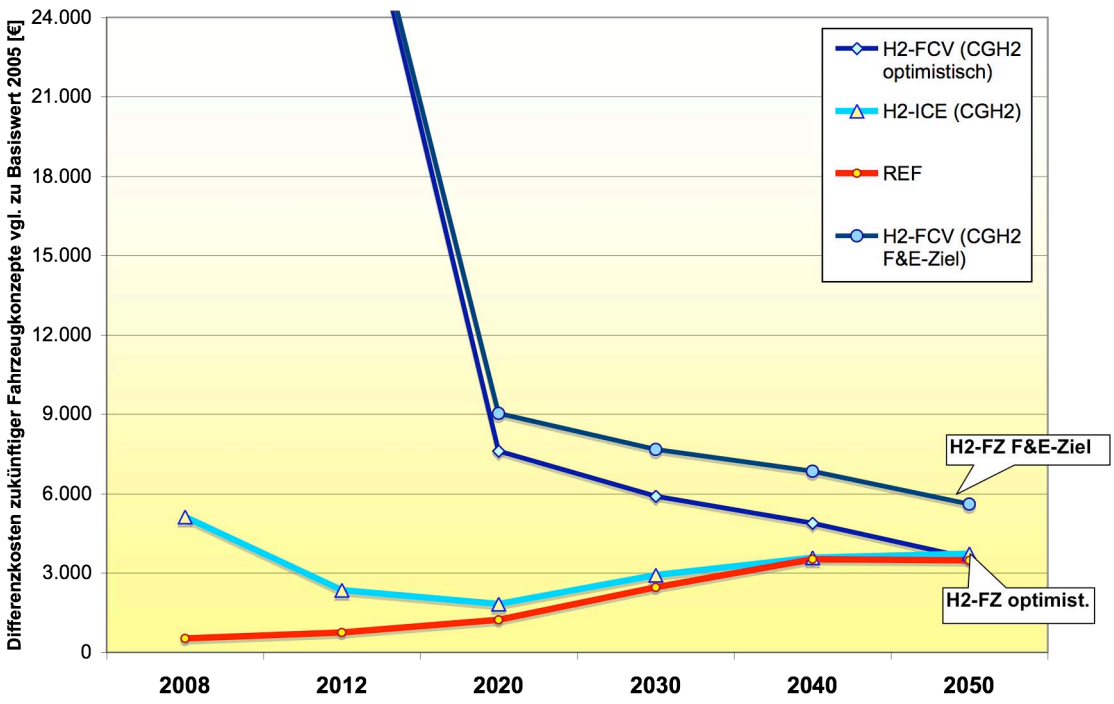


Abbildung 3-5: Darstellung der Mehrkosten von H_2-Fahrzeugen gegenüber der Referenzentwicklung

- Die Nutzung von H_2 in Brennstoffzellen-Fahrzeugen (H2-FZ F&E-Ziel) ist unter konservativen Annahmen zur Kostenentwicklung eine aufwendige Option, die anfänglich zu vergleichsweise hohen THG-Vermeidungskosten führt. Unter den getroffenen Annahmen liegen die Werte zu Beginn zwischen 500 Euro/t CO2 äqv. (Windstrom) und knapp 700 Euro/t CO2 äqv. (Vergasung von Anbaubiomasse). Erst langfristig können bei einer Kostendegression Werte zwischen 250 und 350 Euro/t CO2 äqv. erreicht werden, die mit den Biogas/SNG und BTL-Optionen vergleichbar sind (s.o.). Im Fall einer raschen Technologieverbesserung sind hingegen entsprechend wie bei den optimistischen Annahmen (H_2 FZ optimist.) im Jahr 2050 Vermeidungskosten zwischen 50 und 180 Euro/t CO_2 äqv. zu erreichen.
- Im Fall der Erzeugung durch Strom aus solarthermischen Kraftwerken macht sich bei der Kombination der Stromerzeugung mit Meerwasserentsalzung der Bonus für Trinkwasser deutlich bemerkbar, die THG-Vermeidungskosten liegen dann im Schnitt um gut 10% niedriger.

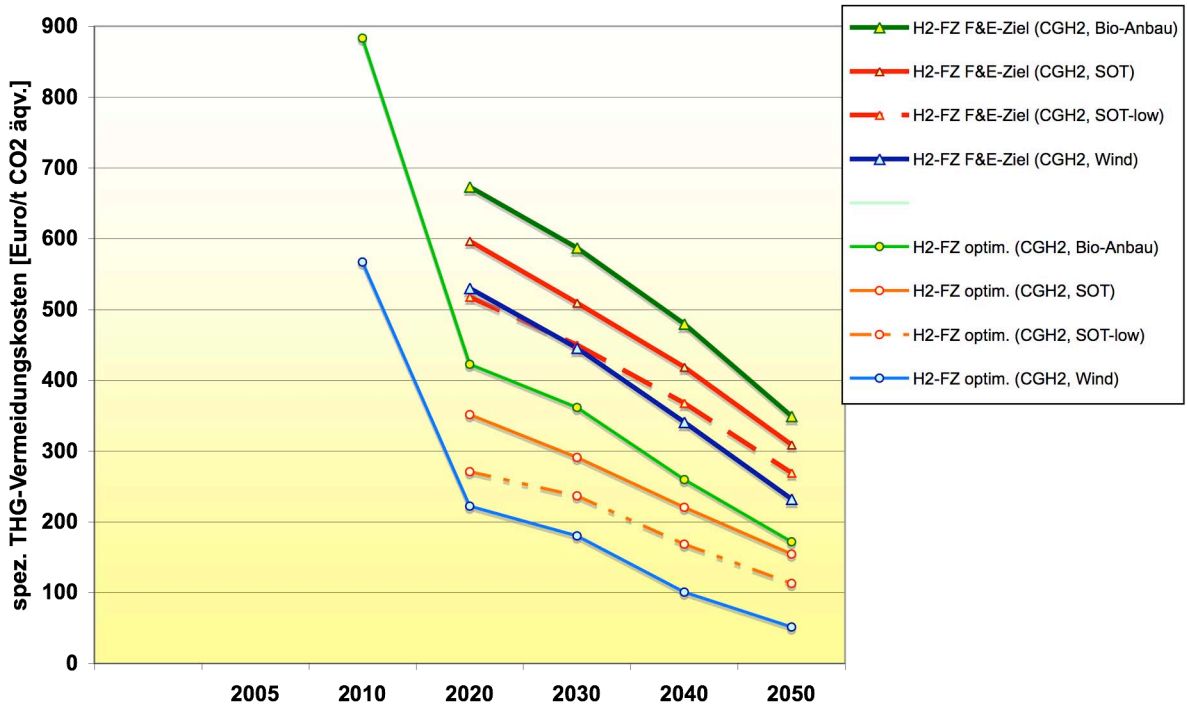


Abbildung 3-6: Spezifische THG-Vermeidungskosten der Wasserstoff-Optionen (inkl. der Fahrzeugmehrkosten)

Aufgrund der Umwandlungsverluste der Verflüssigung bei -250°C ist für die Option Flüssigwasserstoff (LH_2) im Vergleich zur Hochdruckspeicherung (CGH_2) ein höherer Energieaufwand erforderlich. Bei fossiler Erzeugung werden dadurch für die gleiche Menge Kraftstoff mehr Treibhausgase freigesetzt, im Fall der Basis erneuerbare Energien steigt der Bedarf nach klimaverträglichen Primärenergieressourcen. Aus energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Sicht entstehen in beiden Fällen tendenziell Nachteile für die LH_2-Option verglichen zur CGH_2-Route, wobei die Alternativen über die volle Bereitstellungskette bilanziert werden müssen. Hier werden von einigen Marktakteuren vor allem ökonomische Vorteile für LH_2 in der Speichertechnik und der Logistik gesehen und die entsprechende F&E intensiv vorangetrieben.

Mit Blick auf die klimapolitische Zielsetzung dieser Untersuchung wird in den folgenden Betrachtungen aus den genannten Gründen und um die Zahl der Varianten zu begrenzen durchgängig von Druckwasserstoff ausgegangen und der Aspekt in Kapitel 7.2 nochmals aufgegriffen.

4 Rahmenbedingungen und Referenzentwicklung des Energiesystems

In Kapitel 2 wurde die Aufgabe beschrieben, die vorhandenen Energiesystem- und Verkehrsszenarien des Umweltbundesamts zu verbinden und somit einen integrierten Ansatz für die Bewertung der Bedeutung alternativer Kraftstoffe für die Umsetzung einer langfristigen Klimaschutzstrategie zu schaffen.

Als Grundlage hierfür mussten die vorhandenen Eckdaten, die den UBA-Langfristszenarien zugrunde liegen, an aktualisierte Rahmenbedingungen angepasst und mit den Annahmen für die Referenzentwicklung im Verkehr verknüpft werden. Im folgenden werden die Basisdaten des Analyserasters zur Bevölkerung und Wirtschaftsleistung dargestellt (4.1), die unterstellte Preisentwicklung der Energieträger beschrieben (4.2) und die Rahmendaten der Referenzentwicklung im Verkehrssektor vorgestellt (4.3). Als Abschluss werden in Kapitel 4.4 die Eckdaten des resultierenden Referenzszenarios aufgeführt.

4.1 Basisdaten des Analyserasters zur Bevölkerung und Wirtschaftsleistung

Um Konsistenz und Vergleichbarkeit mit anderen Untersuchungen zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten, wurden für die den Energiebedarf bestimmenden wesentlichen Eckdaten der deutschen Volkswirtschaft weitgehend auf die Daten des Energiereport IV (EWI, Prognos 2005) zurückgegriffen. Die dort bis 2030 vorliegenden Daten wurden auf der Basis anderer Untersuchungen (DLR, IFEU, WI 2004 u.a.) und weiterer eigener Berechnungen auf 2050 fortgeschrieben. Die Daten haben sich gegenüber der für die Untersuchungen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ (Enquete 2002) benutzten Daten insbesondere hinsichtlich der Bevölkerungsentwicklung und der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts merklich geändert. Während die Bevölkerung jetzt deutlich weniger stark abnimmt (2050: 75,1 statt 67,8 Mio. Menschen) steigt das BIP schwächer auf 3.600 Mrd. €(2000) in 2050 gegenüber 4.100 Mrd. €(2000) in (Enquete 2002).

Die Nachfrage nach Verkehrsleistung wurde aus eigenen Untersuchungen (siehe 4.3) in Abstimmung mit dem Auftraggeber abgeleitet. Die wesentlichen demografischen und ökonomischen Basiswerte sind in Tabelle 4-1 zusammengestellt.

Tabelle 4-1: Die wesentlichen demografischen und ökonomischen Eckdaten des Referenzszenarios der deutschen Energieversorgung bis 2050.

Demographische und ökonomische Eckdaten
Bis 2030: nach EWI/Prognos 2005; eigene Fortschreibung bis 2050
Anzahl PKW und Verkehrsleistung nach IFEU/UBA

Eckdaten	1996	1998	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio)	81,94	82,11	82,21	82,41	82,41	82,41	81,39	79,42	77,30	75,12
Erwerbstätige (Mio)	37,27	37,62	38,75	38,67	38,76	38,92	38,95	37,50	37,00	35,80
Haushalte (Mio)	37,30	37,60	38,15	38,76	39,15	39,67	40,02	39,72	39,20	38,50
Wohnungen (Mio)	36,10	36,80	37,06	37,27	37,60	38,20	39,80	40,85	39,50	38,50
Wohnfläche (Mio m?)	3080	3200	3281	3347	3450	3615	4010	4406	4560	4510
Beheizte Nutzfläche (Mio m?)	1310	1385	1458	1465	1485	1514	1539	1500	1480	1432
BIP (Mrd.EUR, 2000)	1870	1934	2030	2050	2110	2306	2691	3050	3355	3600
Anzahl PKW (Mio)	41,00	41,70	42,84	44,52	44,83	46,96	50,60	51,90	52,10	52,05
Personenverkehr (Mrd Pkm)			1169	1186	1220	1285	1433	1511	1560	1536
Güterverkehr (Mrd. tkm)			490	496	535	607	748	843	918	980
Spezifische Werte										
Pers./Haushalt	2,20	2,18	2,15	2,13	2,11	2,08	2,03	2,00	1,97	1,95
Wohnfl/Kopf (m?)	37,6	39,0	39,9	40,6	41,9	43,9	49,3	55,5	59,0	60,0
Wohnfl/Wohn. (m?)	85,3	87,0	88,5	89,8	91,8	94,6	100,7	107,9	115,4	117,1
PKW/Haushalt	1,10	1,11	1,12	1,15	1,15	1,18	1,26	1,31	1,33	1,35
Nutzfl./Beschäft. (m?)	35,1	36,8	37,6	37,9	38,3	38,9	39,5	40,0	40,0	40,0
BIP/Kopf (EUR, 2000)	22822	23554	24692	24875	25603	27982	33062	38403	43402	47923
Pers. verkehr/Kopf (Pkm)			14219	14391	14804	15593	17606	19025	20181	20447
Güterverkehr/Kopf. (tkm)			5960	6018	6492	7366	9190	10614	11876	13046
Index (2000 = 100)										
Bevölkerung	99,7	99,9	100,0	100,2	100,2	100,2	99,0	96,6	94,0	91,4
Beschäftigte	96,2	97,1	100,0	99,8	100,0	100,4	100,5	96,8	95,5	92,4
Haushalte	97,8	98,6	100,0	101,6	102,6	104,0	104,9	104,1	102,8	100,9
Wohnungen	97,4	99,3	100,0	100,6	101,5	103,1	107,4	110,2	106,6	103,9
Wohnfläche	93,9	97,5	100,0	102,0	105,2	110,2	122,2	134,3	139,0	137,5
Beheizte Nutzfläche	89,8	95,0	100,0	100,5	101,9	103,8	105,6	102,9	101,5	98,2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	92,1	95,3	100,0	101,0	103,9	113,6	132,6	150,2	165,3	177,3
Anzahl PKW	95,7	97,3	100,0	103,9	104,6	109,6	118,1	121,1	121,6	121,5
Personenverkehr	0,0	0,0	100,0	101,5	104,4	109,9	122,6	129,3	133,4	131,4
Güterverkehr	0,0	0,0	100,0	101,2	109,2	123,9	152,7	172,0	187,3	200,0
BIP-Wachstum %/a		1,68	2,42	0,49	0,96	1,78	1,54	1,25	0,95	0,70

UBA/Eckdat; 30.11.05

4.2 Zukünftige Preisentwicklung fossiler Energieträger

Für die Beurteilung von Klimaschutzmaßnahmen, die im Verlauf von Jahrzehnten ihre Wirkung entfalten, ist die zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energieträger ein entscheidendes Kriterium. Sie wird wesentlich beeinflusst durch die Verfügbarkeit und Reichweite der betreffenden Rohstoffe und zusätzlich wirkende Klimaschutzinstrumente, von denen insbesondere der begonnene Handel mit CO_2-Zertifikaten zu nennen ist. Beide Mechanismen führen über längere Zeiträume zu stetig steigenden Energiepreisen. Überlagert wird dieser Trend von eher kurzfristig wirkenden Preisausschlägen, die u. a. auf aktuelle geopolitische Ereignisse zurückzuführen sind und die in der Vergangenheit vielfach zu außergewöhnlichen Preistiefständen oder –spitzen geführt haben. So folgten den Preisspitzen der Ölpreiskrisen 1973 und 1980 mit Preisen um 70 $/b (Geldwert 2000) in den

90er Jahren sehr niedrige Werte um 10 $/b. Derzeitige Spitzenwerte erreichten wieder die 70 $/b-Marke. Ob das derzeitige Hochpreisniveau wieder dauerhaft abschmilzt ist allerdings umstritten. Zum einen erhärten sich die Angaben über das Überschreiten des Fördermaximums konventionellen Rohöls im Zeitraum 2010 – 2015. Zum andern ist derzeit eine stark steigende Nachfrage aufstrebender Schwellenländer zu verzeichnen. Der daraus resultierende Preisdruck dürfte nur zum Teil durch zusätzliche Förderanstrengungen oder unkonventionelle Ressourcen ausgeglichen werden können.

Mit der hier gewählten Preisentwicklung, die beispielhaft für Rohöl in Abbildung 4-1 dargestellt ist, (Details siehe Tabelle 4-2) bewegt sich die Untersuchung eher am unteren Rand des zu erwartenden Preiskorridors. Die Preissteigerungen der Jahre 2004 und 2005 wurden nicht berücksichtigt. Vielmehr lehnt sich die in Abbildung 4-1 als BASIS bezeichnete Preisentwicklung an diejenige aus (DLR, IFEU, WI 2004) an, die gleichzeitig weitgehend mit derjenigen aus (EWI/Prognos 2005) übereinstimmt. Das derzeit von der IEA bis zum Jahr 2030 benutzte Preisszenario (IEA 2004) liegt nur geringfügig unter diesen Werten.

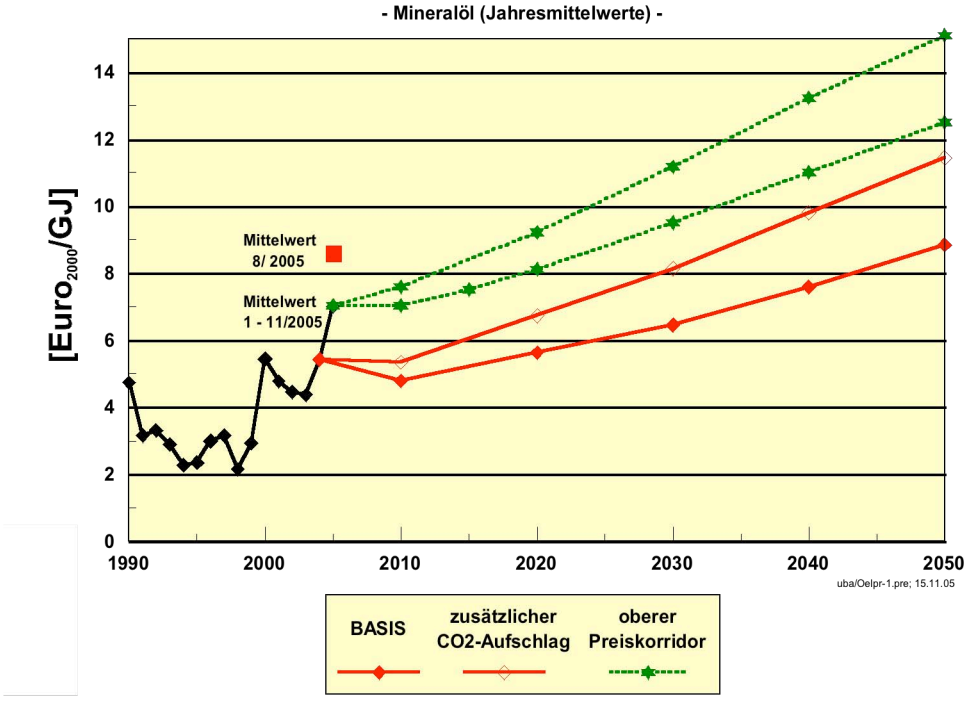


Abbildung 4-1: Entwicklung des Grenzübergangpreisen von Rohöl ($€_{2000}$/GJ) bis 2005 und Annahmen für den zukünftigen Verlauf

Danach verharrt das (reale) Preisniveau bis etwa 2020 auf dem Niveau des Jahres 2000 und erreicht erst langfristig mit rund 50 $/b bzw. 8,8 €/GJ wieder die Spitzenwerte des Jahres 2005. Ein CO_2-Aufschlag, der, beginnend in 2010 mit 7,5 €/t bis 2050 auf 35 €/t steigt, berücksichtigt den sich entwickelnden Handel mit CO_2-Zertifikaten und unterstellt eine Weiterentwicklung dieses Klimaschutzinstruments. Die Höhe des Aufschlags kann ebenfalls als relativ gering bezeichnet werden.

Insgesamt kann der in diesem Preiskorridor gewählte Anstieg als zurückhaltend bezeichnet werden, die im folgenden ermittelten CO_2-Vermeidungskosten stellen daher eher eine

Obergrenze dar. In Abbildung 4-1 ist nachrichtlich ein weiterer Preiskorridor eingetragen, der sich einstellen kann, wenn davon ausgegangen wird, dass das derzeitige Preisniveau nicht wieder abgebaut wird und sich die zukünftigen Preisanstiege in etwa parallel zu dem oben gewählten Trend bewegen. Der Ölpreis wären dann in 2020 um ca. 40% höher als in der gewählten Variante und erreichte in 2050 eine Höhe von 75 $€_{2000}$/b.

Die folgende Tabelle 4-2 zeigt die Grenzübergangs- bzw. Importpreise für alle Rohöl, Erdgas und Steinkohle und zusätzlich den Braunkohlepreis frei Kraftwerk. Die ersteren sind zusätzlich in nominalen Werten angegeben. Danach überschreitet der nominale Ölpreis zwischen 2040 und 2050 die 100$/b- Marke. Der CO_2-Aufschlag verteuert die Energieträger entsprechend ihres Kohlenstoffgehalts (Tabelle 4-2 unten), was z. B. bei Braunkohle bis zu 3,9 €/GJ in 2050 führt, dem Vierfachen des derzeitigen Braunkohlepreises.

Tabelle 4-2: Grenzübergangspreise (Jahresmittelwerte) fossiler Energieträger real (Geldwert 2000) und nominal 2000 bis 2050 ohne und mit CO_2-Aufschlag

Entwicklung der Importpreise für Primärenergieträger (ohne Abgaben u. Steuern **ohne** CO2-Aufschlag)
ohne Berücksichtigung des Preisanstiegs in 2004/2005; Werte 2010 bis 2030 nach EWI/Prognos

REAL 2000	**2000**	2001	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050	2005 Jan-Nov.
Rohöl fob in $2000/b	**27,6**	22,5	23,5	26,6	35,2	28,0	32,0	37,0	43,0	50,0	**48,65**
Rohöl Importpreis in $€_{2000}$/GJ	**5,43**	4,76	4,45	4,36	5,41	4,78	5,62	6,45	7,58	8,85	**7,30**
Rohöl Importpreis in $€_{2000}$/t	**227,3**	199,3	186,3	182,5	226,5	200,1	235,3	270,0	317,4	370,5	**305,6**
Erdgas Importpreis in $€_{2000}$/GJ	**2,88**	3,73	3,15	3,28	3,15	3,08	3,55	3,98	4,68	5,50	**3,84**
Erdgas Importpreis in cts_{2000}/kWh	**1,04**	1,34	1,13	1,18	1,13	1,11	1,28	1,43	1,68	1,98	**1,38**
Steinkohle Importpreis in $€_{2000}$/GJ	**1,42**	1,80	1,48	1,30	1,76	1,57	1,64	1,71	1,85	2,10	**1,97**
Steinkohle Importpreis in $€_{2000}$/t	**41,6**	52,8	43,4	38,1	51,6	46,0	48,1	50,1	54,2	61,5	**57,6**
Braunkohle (KW), $€_{2000}$/GJ	**0,95**	0,96	0,97	0,98	0,99	1,05	1,15	1,25	1,35	1,45	

NOMINAL	**2000**	2001	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050	**2005**
Rohöl fob in $/b	**27,55**	23,10	24,32	28,18	38,00	33,99	45,98	63,01	86,00	112,50	**54,00**
Rohöl Importpreis in €/GJ	**5,43**	4,82	4,58	4,54	5,71	5,43	7,58	10,35	14,02	18,14	**7,80**
Rohöl Importpreis in €/t	**227,3**	201,9	191,7	190,2	239,2	227,1	317,4	433,2	587,1	759,6	**326,6**
Erdgas Importpreis in €/GJ	**2,88**	3,78	3,24	3,42	3,33	3,50	4,79	6,38	8,66	11,28	**4,10**
Erdgas Importpreis in cts/kWh	**1,04**	1,36	1,17	1,23	1,20	1,26	1,72	2,30	3,12	4,06	**1,48**
Steinkohle Importpreis in €/GJ	**1,42**	1,82	1,52	1,35	1,86	1,78	2,21	2,74	3,42	4,31	**2,10**
Steinkohle Importpreis in €/t	**41,6**	53,4	44,6	39,7	54,5	52,2	64,8	80,4	100,3	126,2	**61,5**

CO2 - Aufschläge €/t	0	0	0	0	0	**7,5**	**15,0**	**22,5**	**30,0**	**35,0**
Steinkohle, €/GJ						0,695	1,389	2,084	2,778	3,241
Erdgas, €/GJ						0,423	0,846	1,269	1,692	1,974
Braunkohle, €/GJ						0,836	1,671	2,507	3,342	3,899
Mineralöl, €/GJ						0,555	1,110	1,665	2,220	2,590

Grenzübergangspreise einschl. CO2-Aufschlag

REAL 2000	2000	2002	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in $€_{2000}$/GJ	5,43	4,76	4,45	4,36	5,41	5,34	6,73	8,12	9,80	11,44
Erdgas Importpreis in $€_{2000}$/GJ	2,88	3,73	3,15	3,28	3,15	3,50	4,40	5,25	6,37	7,47
Steinkohle Importpreis in $€_{2000}$/GJ	1,42	1,80	1,48	1,30	1,76	2,26	3,03	3,79	4,63	5,34
Braunkohle (KW), $€_{2000}$/GJ	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,89	2,82	3,76	4,69	5,35

Tabelle 4-3: Verbraucherpreise (Industrie, Kraftwerke, Haushalte) mit Steuern und Mehrwertsteuersatz des Jahres 2004 mit und ohne CO_2-Aufschlag.

Großhandelspreise (ohne MWSt., mit Steuern; mit CO2-Aufschlag)

REAL 2000	**2000**	2001	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Heizöl leicht in $€_{2000}$/t	**381,5**	354,8	319,2	319,6	430,0	371,4	439,2	508,4	591,0	668,7
Heizöl schwer in $€_{2000}$/t	**188,9**	166,4	179,2	179,8	239,7	186,8	227,2	265,9	316,0	368,7
Erdgas (Industrie) in cts_{2000}/kWh	**1,71**	2,11	1,85	2,16	2,15	1,91	2,21	2,49	2,95	3,45
Steinkohle (Industrie), $€_{2000}$/t	**42,7**	53,5	45,0	37,0	52,1	63,8	85,0	104,6	125,1	143,9
Erdgas (Kraftwerke) in cts_{2000}/kWh	**1,21**	1,51	1,30	1,35	1,30	1,43	1,75	2,06	2,46	2,86
- in $€_{2000}$/GJ	**3,35**	4,20	3,62	3,75	3,62	3,97	4,87	5,72	6,84	7,94
Steinkohle (Kraftwerke) in $€_{2000}$/t	**46,0**	57,2	47,8	42,5	56,0	70,8	93,8	115,6	140,0	160,9
- in cts_{2000}/kWh	**0,57**	0,70	0,59	0,52	0,69	0,87	1,15	1,42	1,72	1,98
- in $€_{2000}$/GJ	**1,57**	1,95	1,63	1,45	1,91	2,41	3,20	3,94	4,78	5,49
Braunkohle in cts_{2000}/kWh	**0,34**	0,35	0,35	0,35	0,36	0,68	1,02	1,35	1,69	1,93
- in $€_{2000}$/GJ	**0,95**	0,96	0,97	0,98	0,99	1,89	2,82	3,76	4,69	5,35

Haushalte (mit Steuern, mit MWSt. mit CO2-Aufschlag) (konst. Steuern: Benzin 0,654 €/l; Diesel 0,47 €/l; MwSt 16%)

REAL 2000	**2000**	2001	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Heizöl leicht in cts_{2000}/l	**40,8**	38,0	34,2	34,7	44,0	39,3	46,5	53,7	62,7	73,3
Erdgas in cts_{2000}/kWh	**3,66**	4,51	4,68	4,65	5,04	4,15	4,80	5,55	6,50	7,55
Benzin $€_{2000}$/l	**0,99**	0,99	1,00	1,03	1,18	1,09	1,16	1,23	1,38	1,60
Diesel $€_{2000}$/l	**0,80**	0,81	0,82	0,85	1,03	0,91	0,98	1,06	1,22	1,43

Großhandelspreise (ohne MWSt., mit Steuern; ohne CO2-Aufschlag)

REAL 2000	**2000**	2001	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Heizöl leicht in $€_{2000}$/t	**381,5**	354,8	319,2	319,6	430,0	348,2	392,7	438,7	498,7	560,7
Heizöl schwer in $€_{2000}$/t	**188,9**	166,4	179,2	179,8	239,7	163,6	180,7	196,2	223,1	260,7
Erdgas (Industrie) in cts_{2000}/kWh	**1,71**	2,11	1,85	2,16	2,15	1,76	1,91	2,04	2,34	2,74
Steinkohle (Industrie), $€_{2000}$/t	**42,7**	53,5	45,0	37,0	52,1	43,5	44,3	43,6	44,1	49,0

Haushalte (mit Steuern, mit MWSt. ohne CO2-Aufschlag) (konst. Steuern: Benzin 0,654 €/l; Diesel 0,47 €/l; MwSt 16%)

REAL 2000	**2000**	2001	2002	2003	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Heizöl leicht in cts_{2000}/l	**40,8**	38,0	34,2	34,7	44,0	37,3	42,5	47,7	54,7	64,0
Erdgas in cts_{2000}/kWh	**3,66**	4,51	4,68	4,65	5,04	4,00	4,50	5,10	5,89	6,84
Benzin $€_{2000}$/l	**0,99**	0,99	1,00	1,03	1,18	1,07	1,13	1,18	1,31	1,52
Diesel $€_{2000}$/l	**0,80**	0,81	0,82	0,85	1,03	0,89	0,94	1,00	1,14	1,34

Kraftwerke, ohne CO2-Aufschlag										
Erdgas, €/GJ	**3,35**	4,20	3,62	3,75	3,62	3,55	4,02	4,45	5,15	5,97
Steinkohle, €/GJ	**1,57**	1,95	1,63	1,45	1,91	1,72	1,79	1,86	2,00	2,25
Braunkohle, €GJ	**0,95**	0,96	0,97	0,98	0,99	1,05	1,15	1,25	1,35	1,45

Entsprechend der gewählten Preisentwicklung steigen auch die Verbraucherpreise (Steuern gegenüber 2004 unverändert) relativ gering und liegen für längere Zeit unter dem derzeitigen Niveau. So liegt der Benzinpreis in 2010 bei 1,1 €/l und erreicht erst in 2040 wieder das derzeitige Preisniveau. Bis 2050 steigt der Benzinpreis danach auf 1,5 bis 1,6 €/l. Der CO_2-Aufschlag wirkt sich hierbei relativ gering aus.

4.3 Analyseraster für das Referenzszenario im Verkehrssektor

Für den Verkehrsbereich lagen Anfang 2005 keine neuen Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Fahr- und Verkehrsleistungen vor. Daher wurden Annahmen bis 2020 aufgrund derzeit aktueller Verkehrleistungsszenarien auf Basis von (INTRAPLAN 2003a) festgelegt. Für die Entwicklung bis 2050 wurden vorliegende Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung und zum Bruttoinlandsprodukt zugrunde gelegt und Annahmen zum Mobilitätsverhalten und zur Transportintensität getroffen. Die Entwicklung der Pkw-Bestände und Fahrleistungen wurden vom Umweltbundesamt abgeleitet (UBA 2005a). Die Verkehrsleistungen für die übrigen Verkehrsträger wurden von IFEU in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt abgeschätzt.

Im Sommer 2005 erschien der Energiereport IV der Arbeitsgemeinschaft EWI/Prognos (EWI-Prognos 2005). Bis zum Jahr 2030 wird dort ein ähnlicher Verlauf für den Gesamtenergieverbrauch des Verkehrs prognostiziert wie er sich aus den im folgenden näher erläuterten Annahmen in dieser Arbeit ergibt. Allerdings ergibt sich diese Ähnlichkeit aus gegenläufigen Einschätzungen der zukünftigen Entwicklung: Sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr geht der Energiereport IV von geringeren Verkehrsleistungszunahmen aus. Dafür werden auch geringere Reduktionsraten bei den spezifischen Energieverbräuchen angenommen als in dieser Arbeit.

Im Folgenden werden die Annahmen des Referenzszenarios für den Verkehr im Einzelnen dargestellt. Die grundlegende Entwicklung von Bevölkerung und Wirtschaftswachstum (BIP) ist in 4.1 beschrieben.

4.3.1 Entwicklung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr

Die Verkehrsleistungen des Personenverkehrs wurden aufgrund der Entwicklung der Bevölkerung entsprechend den in Kapitel 4.1 angeführten Eckdaten abgeschätzt. Für den Pkw-Verkehr wurde vom Umweltbundesamt eine Entwicklung der Pkw-Bestände und Fahrleistungen bis 2050 unter Berücksichtigung der sich ändernden Bevölkerungsstruktur abgeleitet. Für den Schienenverkehr wurden die Verkehrsleistungen bis 2020 aufgrund der Mobilitätsrate (Verkehrsleistung je Einwohner und Jahr) nach (DIW 2001a) abgeschätzt. Danach wurde für den Nahverkehr eine konstante, beim Fernverkehr eine leicht ansteigende Mobilitätsrate unterstellt (+3% alle 10 Jahre). Der sonstige öffentliche Verkehr wurde gegenüber 2020 konstant angenommen.

Für den von Deutschland abgehenden Flugverkehr wird eine Abschätzung des Umweltbundesamtes, basierend auf verschiedenen Verkehrsleistungsprognosen, angesetzt (UBA 2004a). Der grenzüberschreitende Personenflugverkehr steigt danach bis 2020 um 3,5% pro Jahr an, der Inlandsverkehr um 1,5%. Für die Jahre nach 2020 nehmen wir an, dass sich die Verkehrsleistungszunahme kontinuierlich abschwächt und sich nach 2040 negativ entwickelt.

Die aus diesen Annahmen resultierenden Verkehrsleistungen sind in Tabelle 4-4 dargestellt.

Tabelle 4-4 Abschätzung der Verkehrsleistungen im Personenverkehr bis 2050

	2000	2002	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Straße – MIV	855	884	893	914	974	966	973	963
Straße – Bus	84	83	84	87	89	90	90	90
Straße – gesamt	**939**	**967**	**977**	**1.001**	**1.063**	**1.056**	**1.063**	**1.053**
Schiene – SSU-Bahnen	13	13	13	13	12	12	12	12
Schiene – PNV	39	38	39	38	36	36	35	33
Schiene – PFV	36	33	32	41	52	52	52	51
Schiene – gesamt	**88**	**84**	**84**	**91**	**100**	**100**	**99**	**96**
Flugverkehr - Inland	9,5	8,7	9,3	10	12	13	13	12
Flugverkehr – grenzüb. Abgang*	132	126	149	183	259	342	385	376
Flugverkehr – Inland+Abgang*	**142**	**135**	**158**	**193**	**270**	**355**	**398**	**387**

*Die Verkehrsleistung des Flugverkehrs enthält bei den Flügen ins Ausland die gesamte Teilstrecke bis zu ersten Zwischenlandung. Diese Abgrenzung korreliert mit den Angaben der Energiebilanz (auf inländischen Flughäfen getankter Kraftstoff), die den Szenarien in dieser Untersuchung zugrunde liegen.

Quellen: DIW, Umweltbundesamt, INTRAPLAN, Statistisches Bundesamt, Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“, IFEU-Annahmen

4.3.2 Entwicklung der Transportleistungen im Güterverkehr

Die zukünftige Verkehrsnachfrage wurde von IFEU nach (INTRAPLAN 2003a) abgeschätzt. Danach kann bis 2020 die voraus geschätzte Entwicklung nach der Verkehrsprognose 2015 (BMVBW 2001) bzw. (DIW 2001a) weiterhin angesetzt werden.

Nach 2020 wird in Abstimmung mit dem UBA eine Entwicklung vorgeschlagen, die sich aus der angenommenen Entwicklung des BIP, einer leicht rückläufigen Transportintensität und einem konstanten Modal Split ergibt.

Die Annahmen im Einzelnen:

Die zukünftige Entwicklung des BIP als wichtigen Einflussparameter auf die Höhe der Verkehrsleistung ist in Tabelle 4-1 dargestellt. Sie entspricht bis 2030 derjenigen des Energiereports IV (EWI/Prognos 2005).

Zwischen BIP und der Gütertransportleistung besteht ein Zusammenhang, Transportintensität (tkm/1000 € BIP) genannt. Die Transportintensität für das Jahr 2020 wurde aus der Verkehrsleistung für das Jahr 2020 der DIW-Emissionsprognose 2001 (DIW 2001a) und dem angenommenen BIP abgeleitet. Ab 2020 wird ein jährlicher Rückgang der Transportintensität von 0,1 % unterstellt. Die sektorale Struktur des BIP wurde in (INTRAPLAN 2003a) nicht untersucht. Ein Wandel der sektoralen Struktur kann aber z.B. bei Rückgang/Wegfall sehr transportintensiver Branchen (z.B. Montanindustrie) großen Einfluss auf die Entwicklung der Güterverkehrsleistung nehmen. Ein möglicher Wandel wird auch hier nicht berücksichtigt.

Der Modal Split wurde bis 2020 ebenfalls aus der Emissionsprognose 2001 des DIW übernommen. Für die Jahre 2030-2050 wird der Modal Split als konstant angenommen.

Beim Flugverkehr wurde bis 2020 eine jährliche Zuwachsrate von 7% unterstellt. Diese geht in den Folgejahren kontinuierlich zurück. Ab 2040 bleibt die Transportleistung konstant.

Mit diesen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 4-5 dargestellten Transportleistungen.

Tabelle 4-5 Abschätzung der Transportleistungen bis 2050

Jahr	2002	2010	2020	2030	2040	2050
Inländischer Verkehr (Straße, Schiene, Binnenschiff)						
Transportintensität in tkm/1000 € BIP	239	259	271	267	264	263
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)	490	597	728	813	886	948
Modal Split						
Straße	72,2%	73,1%	74,3%	74,3%	74,3%	74,3%
Schiene	14,8%	14,0%	13,1%	13,1%	13,1%	13,1%
Binnenschiff	13,2%	13,0%	12,8%	12,8%	12,8%	12,8%
Verkehrsleistungen (Mrd. tkm)						
Straße	354	437	540	604	658	704
Schiene	73	84	95	106	116	124
Binnenschiff	65	78	93	104	113	121
Luftverkehr						
Verkehrsleistung – Abgang* (Mrd. tkm)	**6,0**	**10**	**20**	**30**	**32**	**32**

*von Deutschland abgehender Flugverkehr bis zur ersten Zwischenlandung

Quellen: DIW, Umweltbundesamt, INTRAPLAN, EWI/Prognos 2005, IFEU-Annahmen

4.3.3 Entwicklung der Fahrzeugbestände im Straßenverkehr

Die Fortschreibung der Fahrzeugbestände bis 2030 erfolgt auf Basis von Annahmen zu den zukünftigen Neuzulassungen von Fahrzeugen und deren „Überlebensverhalten“. Damit lässt sich der zukünftige Bestand nach Fahrzeugkategorien, Antriebsarten, Größenklassen und Alter bestimmen.

Für die Berechnung zukünftiger Bestände wurden Überlebensraten aus den Bestandsdaten 2001 bis 2003 abgeleitet (KBA 2004). Die Überlebensraten beschreiben die Bestandsänderung jedes Altersjahrgangs von einem ins nächste Bezugsjahr. Aus den Überlebensraten werden anschließend Überlebenskurven berechnet, die für jeden Altersjahrgang den Anteil der ursprünglichen Neuzulassungen angeben.

4.3.3.1 Pkw

In den Jahren 1994 bis 2000 stieg die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen im Mittel an. Von 2000 bis 2003 ist eine Abnahme der jährlichen Neuzulassungen auf unter 3,5 Mio. Pkw zu beobachten. Es wird angenommen, dass die Anschaffung eines Pkws von vielen Haushalten aufgrund der konjunkturellen Lage zeitlich verschoben wurde, in den kommenden Jahren jedoch nachgeholt wird. Unterstellt wurde daher, dass sich die Anzahl der Neuzulassungen von 2005 bis zum Jahr 2008 auf 4,2 Mio. Fahrzeuge erhöht. Längerfristig wird angenommen, dass dieses Niveau an Neuzulassungen bis 2020 gehalten wird und erst ab 2021 aufgrund des demografischen Wandels eine leichte Abnahme der Neuzulassungen einsetzt.

Weiterhin konnte in den letzten Jahren eine Zunahme des Anteils neuzugelassener Diesel-Pkw beobachtet werden. Bis 2010 wird von einem weiteren Anstieg des Dieselanteils auf bis zu 50 % ausgegangen. Danach bleibt der Anteil konstant. Die detaillierten Annahmen können der aktuellen TREMOD-Dokumentation entnommen werden (IFEU 2005a).

Mittels des TREMOD-Umschichtungsmodells, das sowohl in den Bestand hinzukommende als auch aus dem Bestand ausscheidende Pkw betrachtet, ergibt sich die dargestellte Bestandsentwicklung. Zunächst kommt es bis 2018 zu einem Anstieg des Bestandes auf ca. 50 Mio. Pkw. Aufgrund des verbesserten Überlebensverhalten und des nur leichten Rückganges von neu zugelassenen Pkw ab 2021 steigt der Bestand auch danach weiter auf ca. 52 Mio. Pkw im Jahr 2030 und bleibt danach nahezu konstant. Trotz eines Dieselanteils von 50 % bei den Neuzulassungen kommt es im Bestand längerfristig nur zu einer Durchdringung mit Diesel-Pkw von ca. 43 % Anteil.

4.3.3.2 Übrige Fahrzeugkategorien

Bei den übrigen Fahrzeugkategorien werden die Trends der Vergangenheit fortgeschrieben: Der Bestand an leichten Nutzfahrzeugen und Sattelzügen nimmt weiterhin zu, während die schweren Lkw weitgehend konstant bleiben. Die Neufahrzeuge sind fast ausschließlich mit Dieselmotor ausgestattet.

4.3.4 Entwicklung der Fahrleistungen im Straßenverkehr

Die Annahmen der Fahrleistungsentwicklung der **Pkw** bis 2050 wurden vom Umweltbundesamt abgeschätzt. Das UBA geht aufgrund der Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung und zur Entwicklung der Bevölkerungsstruktur gegenüber 2004 von einer Zunahme der Pkw-Fahrleistung bis 2020 von 14%, bis 2030 von 16%, bis 2040 von 18% aus. Bis 2050 sinkt die Fahrleistung und liegt dann wieder 16% über dem Wert von 2004 (siehe Tabelle 4-7).

Beim **Güterverkehr** ist die angenommene Entwicklung der Transportleistungen nur ein grobes Eckdatum für die Fahrleistungsentwicklung, da die notwendige Fahrleistung zur Erbringung einer vorgegebenen Transportleistung abhängig ist von verschiedenen Parametern wie

- die Flottenzusammensetzung nach Fahrzeuggrößen und
- die Entwicklung der mittleren Beladung.

Die Annahmen für die Fahrleistungen orientieren sich am Trend der Vergangenheit, d.h.

- Stärkere Zunahme der Fahrleistung bei Leichten Nutzfahrzeugen und Sattelzügen
- Geringe Zunahme der Fahrleistungen bei Lkw>3,5t und Lastzügen
- Logistische und technische Verbesserungen führen zu einer Zunahme des mittleren Ladungsgewichts

Im Einzelnen werden folgende Annahmen für die Entwicklung der Fahrleistungen getroffen:

Bis 2020 wird die Fahrleistungszunahme für den Güterverkehr wie in (DIW 2001a) angenommen. Zunächst wird die Zunahme der Fahrleistungen des gesamten Güterverkehrs als Eckdatum ermittelt und als Teilmenge davon die Fahrleistungszunahme der „Lkw“ (Lkw>3,5t, Lastzüge, LNF). Die Differenz aus der Gesamtfahrleistung und der „Lkw“-Fahrleistung ist die Fahrleistung der Sattelzüge. Die Fahrleistungen der Lkw>3,5, der Lastzüge und LNF werden als Anteil an der „Lkw“-Fahrleistung berechnet. Dabei wird

angenommen, dass der Anteil der LNF weiter zunimmt. Die Fahrleistung des Güterverkehrs nimmt danach von 1997 bis 2020 insgesamt um 41 % zu. Die Verkehrsleistung wächst mit +79 % fast doppelt so stark.

Für die Entwicklung bis 2050 nehmen wir an, dass die Fahrleistungen weiter etwas geringer ansteigen als die Verkehrsleistung: Von 2020 bis 2050 schätzen wir daher einen Zuwachs der Fahrleistungen um 18 % bei einer Verkehrsleistungszunahme von 30 %. Dabei steigen die Fahrleistungen der „Lkw“ etwas geringer bei weiter zunehmendem Anteil der LNF.

Die Annahmen sind in der folgenden Tabelle 4-6 dargestellt.

Tabelle 4-6 Annahmen für die Fortschreibung der Fahrleistungen im Güterverkehr

	Verkehrsleistung*		Fahrl. Änderung		Fahrl. (Mrd. km)		
	Mrd. tkm	Änderung	"Lkw"	"Lkw+Szm"	"Lkw"	Szm	"Lkw+Szm"
1997	302,1	100%	100%	100%	57,3	16,6	74,0
2004	380,4	126%	117%	122%	67,3	22,0	90,0
2020	539,5	179%	130%	141%	74,3	30,1	104,3
2030	603,7	200%	137%	151%	78,7	32,9	111,6
2040	658,5	218%	142%	159%	81,7	36,2	117,9
2050	704,3	233%	149%	166%	85,4	37,7	123,1

	Fahrleistungsanteile "Lkw“			Fahrleistungen "Lkw" (Mrd. km)			
	Lkw>3,5t	Lastzug	LNF	Lkw>3,5t	Lastzug	LNF	Gesamt
1997	31%	25%	44%	17,8	14,4	25,1	57,3
2004	26%	21%	53%	17,6	13,7	36,0	67,3
2020	24%	19%	57%	17,8	14,1	42,3	74,3
2030	23%	19%	58%	18,4	14,7	45,7	78,7
2040	23%	18%	59%	18,5	15,0	48,2	81,7
2050	22%	18%	60%	18,8	15,4	51,2	85,4

Anmerkungen: *Verkehrsleistung der schweren Nutzfahrzeuge (Lkw>3,5t, Lastzüge, Sattelzüge)
„Lkw“: in der DIW-Abgrenzung Summe aus leichten Nutzfahrzeugen (LNF), Lkw>3,5t und Lastzügen;
Szm: Sattelzüge
Quelle: DIW, Intraplan, IFEU-Annahmen

Insgesamt steigen die Verkehrsleistungen von 2004 bis 2050 um 85%. Diese zusätzliche Verkehrsleistung wird hauptsächlich von den Sattelzügen erbracht werden, deren Fahrleistungen im gleichen Zeitraum um 66% ansteigen. Einen kleineren Teil der zusätzlichen Transportleistung nehmen die Lastzüge und Solo-Lkw auf, deren Fahrleistung um 12% (Lastzüge) bzw. 7% (Solo-Lkw >3,5t) ansteigen. Zusätzlich erhöht sich die durchschnittliche Zuladung je Fahrzeug von 2004 bis 2050 um 26%. Neben möglichen logistischen Optimierungen ist hierbei auch berücksichtigt, dass sich die mögliche Zuladung durch Absenkung des spezifischen Fahrzeuggewichts erhöht.

Die Fahrleistung der leichten Nutzfahrzeuge (LNF), deren Transportleistung nicht statistisch erfasst wird, steigt zwischen 2004 und 2050 um 42%.

Die Entwicklung der Fahrleistungen für den Straßenverkehr insgesamt ist in folgender Tabelle 4-7 zusammengefasst.

Tabelle 4-7 Annahmen für die Fortschreibung der Fahrleistungen im Straßenverkehr

Mrd. Fahrzeug-km	2000	2002	2004	2010	2020	2030	2040	2050
PKW	560	579	588	609	661	671	677	671
MZR	15	16	16	19	25	25	25	26
BUS	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
LNF	31	35	36	39	42	46	48	51
SNF	53	54	54	59	62	66	70	72
Sonstige Kfz	7,5	7,6	7,7	8,7	11	11	12	12

Anmerkungen: MZR: motorisierte Zweiräder, LNF: leichte Nutzfahrzeuge, Lkw <3,5t; SNF: schwere Nutzfahrzeuge: Lkw>3,5t, Lastzüge, Sattelzüge
Quelle,: DIW, INTRAPLAN, Umweltbundesamt, IFEU-Annahmen

4.3.5 Entwicklung der Energieeffizienz im Straßenverkehr

Die Eckdaten der Entwicklung der Energieeffizienz im Straßenverkehr wurden mit dem Auftraggeber UBA abgestimmt und beruhen auf einer detaillierten Analyse und Quantifizierung der technischen Maßnahmen, mit denen die Energieeffizienz verbessert werden kann. Die Entwicklung der Energieeffizienz im Straßenverkehr ist in Kapitel 9.2 dargestellt.

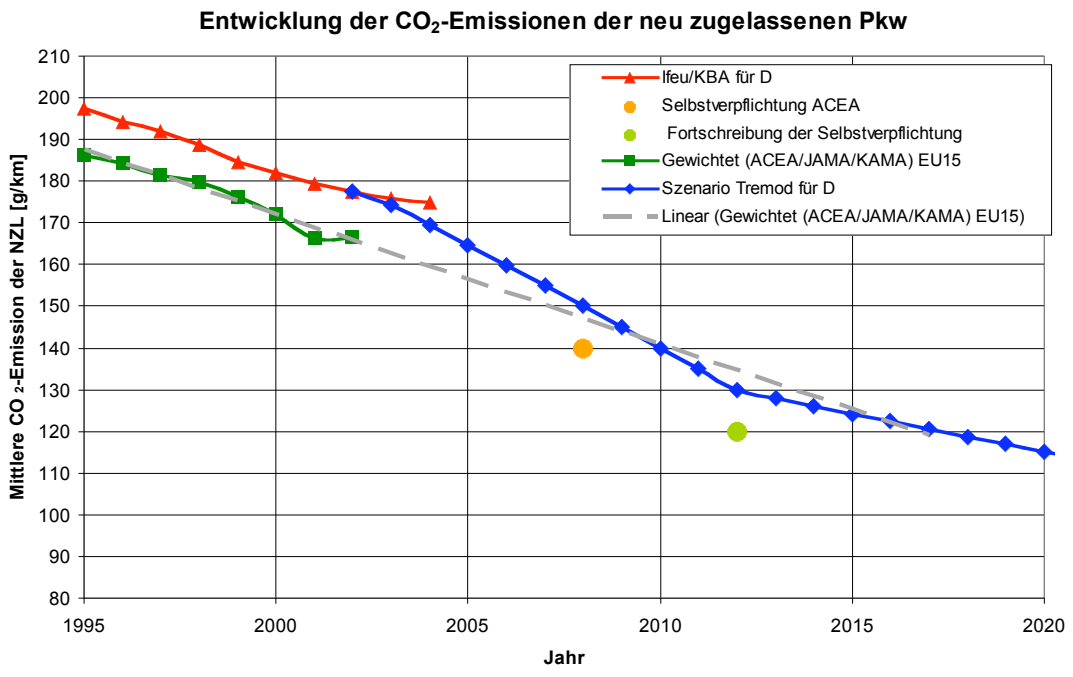
4.3.5.1 Pkw und Leichte Nutzfahrzeuge

Für die Entwicklung der Energieeffizienz bei Pkw wird unterstellt, dass die von ACEA zugesagten Minderungsziele erreicht werden. Da das Niveau der CO_2-Emissionen der in Deutschland zugelassenen Flotte um ca. 10g höher liegt als im europäischen Durchschnitt, wird angenommen, dass in Deutschland im Jahr 2008 ein Wert von 150g CO_2/km und im Jahr 2012 ein Wert von 130 g/km erreicht wird.

Für die Folgejahre wird eine Minderung von 1,5%/Jahr unterstellt. Damit werden bis 2050 folgende mittlere CO_2-Emissionen der neu zugelassenen Pkw-Flotte erreicht:

2020: 115 g/km
2030: 99 g/km
2040 85 g/km
2050 73 g/km

Für die leichten Nutzfahrzeuge wurden die gleichen Minderungsraten wie bei Pkw unterstellt. Die folgende Abbildung 4-2 zeigt die Entwicklung der mittleren CO_2-Emissionen der neuzugelassenen Pkw-Flotte bis 2004 in Deutschland (rote Linie) bzw. bis 2002 im europäischen Durchschnitt (grüne Linie). Sowie die unterstellten Minderungen bis 2020 (blaue Linie).



Quellen: KBA, ACEA, JAMA, KAMA , Abstimmung mit dem Umweltbundesamt

Abbildung 4-2 Entwicklung der CO_2-Emissionen der neuzugelassenen Pkw im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) in Deutschland und im europäischen Durchschnitt sowie Szenarienannahmen bis 2020.

Diese spezifischen Minderungen werden durch sehr ambitionierte technische Maßnahmen erreicht, die im Detail in Kapitel 9.2 erläutert sind.

4.3.5.2 Schwere Nutzfahrzeuge

Für die Abschätzung der Effizientsteigerung bei den schweren Nutzfahrzeugen wurden v.a. folgende Informationen berücksichtigt (UBA 2005b):

- Zielvorgaben eines japanischen F&E-Programms für umweltfreundliche LKW. Hauptziel des Programms sind Minderungen von Schadstoffemissionen, jedoch bei gleichzeitiger Optimierung der Kraftstoffeffizienz. Für eine "Super Clean Diesel Engine" wird ein um 10% reduzierter Verbrauch gegenüber aktuellen konventionellen Motoren angestrebt.
- Angaben von Nutzfahrzeugherstellern zu Verbrauchentwicklungen von LKW unter besonderer Berücksichtigung zukünftiger Abgasgrenzwerte. Die Gesamtheit der Angaben weist ein erhebliche Bandbreite zwischen Verbrauchserhöhung (Begründung bzw. Ursache: zusätzliche Aggregate und Eigenverbräuche) und -reduktion (Begründung bzw. Ursache: Verbrauchsoptimierung des Motors, wenn ohnehin Abgasnachbehandlung unvermeidbar sind) auf.

Für das Basisszenario wurden aufgrund dieser Informationen vom Umweltbundesamt folgende Minderungen für schwere Nutzfahrzeuge angenommen (jeweils gegenüber Fahrzeugen der EURO3-Norm/Bezugsjahr 2002):

EURO 4 (Bezugsjahr 2006): -3%
EURO5 (Bezugsjahr 2010): -10%
bis 2050 weitere Absenkung, insgesamt -39% gegenüber den Neuzulassungen 2002.

4.3.6 Entwicklung der Energieeffizienz der übrigen Verkehrträger

Neben den beschriebenen Annahmen zur Verkehrsleistungsentwicklung werden für die Verkehrträger Schiene, Binnenschiff und Flugzeug weitere Annahmen getroffen, die im folgenden dokumentiert sind:

Schienenverkehr

Beim Eisenbahnpersonenverkehr wird bis zum Jahr 2020 eine Erhöhung der Auslastung entsprechend den Zielen der DB AG unterstellt: im Personennahverkehr eine Auslastung von 24% (2004: 21%) und im Personenfernverkehr von 50% (2004: 43%) (DB 2005a). Diese Auslastung wird in den Folgejahren als konstant angenommen.

Bei den Anteilen der Betriebsarten Diesel- und Elektrotraktion wurde unterstellt, dass sich die Tendenz zur Zunahme des Anteils elektrisch betriebener Züge fortsetzt. Neben der Elektrifizierung bzw. des Neubaus weiterer Strecken spielt hierbei auch die Bündelung der Verkehrsleistungen auf den Hauptverkehrsstrecken eine Rolle. Die Annahmen sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 4-8 Anteile der Betriebsarten an der Betriebsleistung bei der DB AG 2004 und im Basisszenario bis 2050

Zuggattung	Betriebsart	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Güterverkehr	Diesel	7,2%	6,0%	5,0%	4,0%	3,2%	3,0%
	Elektrisch	92,8%	94,0%	95,0%	96,0%	96,8%	97,0%
Personenfern verkehr	Diesel	2,4%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
	Elektrisch	97,6%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%
Personennah verkehr	Diesel	22,9%	20,0%	18,0%	16,0%	14,0%	12,0%
	Elektrisch	77,1%	80,0%	82,0%	84,0%	86,0%	88,0%
Quelle: DB AG, IFEU-Annahmen							

Beim spezifischen Energieverbrauch je Platz-km bzw. angebotenem Tonnen-km werden nur geringe Minderungspotenziale unterstellt: Eine Minderung um 1% alle 5 Jahre für alle Zuggattungen und Betriebsarten, was bis 2050 eine Minderung von insgesamt 9% ergibt.

Binnenschifffahrt

Bei der Binnenschifffahrt werden keine Veränderungen in der Energieeffizienz je Tonnenkilometer bis 2050 angenommen. Die Entwicklung der CO_2-Emissionen folgt damit direkt der Verkehrsleistungsentwicklung.

Flugverkehr

Beim Flugverkehr wird im Basisszenario von konstanten Auslastungsgraden ausgegangen. Die Energieeffizienz nimmt nach Abschätzungen des Umweltbundesamtes weiter zu: es wurde unterstellt eine jährliche Abnahme des spezifischen Energieverbrauchs von 1%. Bis 2050 entspricht dies einer Minderung von 36% gegenüber 2004.

4.3.7 Annahmen zum Energieträgermix

Im Referenzszenario wird angenommen, dass im Straßenverkehr der Anteil der regenerativ erzeugten Kraftstoffe bis 2010 auf einen Anteil von 5% bezogen auf Dieselkraftstoff zunimmt und diese Quote dann konstant bleibt.

4.3.8 Entwicklung des Energieverbrauchs im Referenzszenario

Basierend auf den aufgeführten Annahmen wurde der Energieverbrauch für den Verkehr im Referenzszenario mit TREMOD berechnet. Die nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 4-9 Energieverbrauch des Verkehrs im Referenzszenario bis 2050

		2000	2002	2004	2010	2020	2030	2040	2050
Straße Pkw	Dieselkraftstoff	294	361	433	581	654	599	519	452
	Biokraftstoffe	2	7	12	26	30	27	23	20
	Ottokraftstoff	1.202	1.132	1.042	760	522	435	396	358
	Summe	1.498	1.500	1.488	1.367	1.206	1.061	939	831
Straße Sonstige	Dieselkraftstoff	815	745	687	711	697	678	652	615
	Biokraftstoffe	7	14	20	32	32	31	30	28
	Ottokraftstoff	35	34	32	30	33	31	31	30
	Summe	858	793	739	774	762	741	713	674
Straße Summe	Dieselkraftstoff	1.109	1.106	1.120	1.292	1.351	1.277	1.171	1.068
	Biokraftstoffe	9	20	32	59	61	58	53	48
	Ottokraftstoff	1.237	1.166	1.074	791	555	466	427	388
	Summe	2.356	2.293	2.227	2.142	1.968	1.801	1.651	1.505
Bahn	Dieselkraftstoff	24	22	21	19	17	17	16	15
	Strom	44	41	41	40	40	41	41	41
Schiff	Dieselkraftstoff	12	10	12	13	16	18	20	21
Flugzeug	Kerosin	297	287	300	368	517	659	605	550
	Flugbenzin	1	1	1	1	1	1	1	1
Verkehr Summe	Dieselkraftstoff	1.145	1.138	1.153	1.324	1.384	1.312	1.206	1.104
	Biokraftstoffe	9	20	32	59	61	58	53	48
	Ottokraftstoff	1.237	1.166	1.074	791	555	466	427	388
	Kerosin	297	287	300	368	517	659	605	550
	Flugbenzin	1	1	1	1	1	1	1	1
	Strom	44	41	41	40	40	41	41	41
Summe	**Alle**	2.734	2.654	2.602	2.583	2.559	2.537	2.334	2.133

Anmerkung: Summen inclusive Petroleum und Flüssiggas aus dem Straßenverkehr

Quelle: Berechnungen mit TREMOD (Ifeu 2005)

4.4 Gesamtes Referenzszenario

Für die Energienachfrage resultieren aus den in Kapitel 4.1 beschriebenen Trends der Bevölkerungsentwicklung und des Wirtschaftswachstums gegenläufige Einflüsse. In der Gesamtbilanz bewirken sie eine Verringerung des Primärenergieverbrauchs nach 2020 von rund 5% gegenüber der „alten“ Referenzentwicklung nach (Enquete 2002), die ebenfalls schon von einer leicht sinkenden Primärenergienachfrage gekennzeichnet war. Entsprechend verringern sich auch die CO_2-Emissionen deutlicher als dies noch in der Referenzentwicklung nach (Enquete 2002) der Fall war.

Die Nachfrage nach Verkehrsleistung wurde wie in Kapitel 4.3 beschrieben, in Abstimmung mit dem Auftraggeber abgeleitet. Sie zeigt insbesondere im Güterverkehr noch deutliche Wachstumsraten. Im Endergebnis resultieren daraus bei End- und Primärenergieverbrauch, sowie bei den CO_2-Emissionen im vorliegenden Referenzszenario geringe Unterschiede zu den Daten des Energiereport IV. Die resultierenden Energieverbräuche und CO_2-Emissionen des Referenzszenarios nebst einiger spezifischer Kenngrößen fasst Tabelle 4-10 zusammen.

Bereits in der Referenzentwicklung sinken die Energieverbräuche nach 2010 merklich und liegen im Jahr 2030 bei 85% und im Jahr 2050 bei 72% des heutigen Wertes. Nur der Stromverbrauch zeigt bis 2020 noch eine leicht steigende Tendenz. Die Entwicklung der Energieintensitäten weist darauf hin, dass bereits in der Trendentwicklung mit merklichen Effizienzsteigerungen beim Energieeinsatz und –nutzung zu rechnen ist, welche das bis etwa 2030 noch vorhandene Wachstum der wesentlichen verbrauchsverursachenden Größen (Wohnflächen, beheizte Nutzflächen, Verkehrsleistung) überkompensieren. So liegt die Primärenergieintensität im Jahr 2050 noch bei 40% des Wertes von 2000 und die für Strom bei 58%. Ebenfalls sinken die CO_2-Emissionen und erreichen mit 570 Mio. t/a in 2050 rund 58% des Bezugswerts von 1990. Der Beitrag der erneuerbaren Energien steigt von 3,1% in 2000 auf 9 % in 2030 und 12,2 % in 2050, was primärenergetisch einer Verdreifachung des Wertes von 2000 entspricht. Die aktuelle Referenzentwicklung berücksichtigt also auch die derzeitige bestehende Marktdynamik der erneuerbaren Energien und die durch den Handel mit CO_2-Zertifikaten bewirkten Maßnahmen zur Treibhausgasreduktion und schreibt sie tendenziell fort. Sie bringt damit auch zum Ausdruck, dass bestehende Fördermechanismen auf absehbare Zeit bestehen bleiben, weiter entwickelt werden oder durch ähnlich wirksame ersetzt werden.

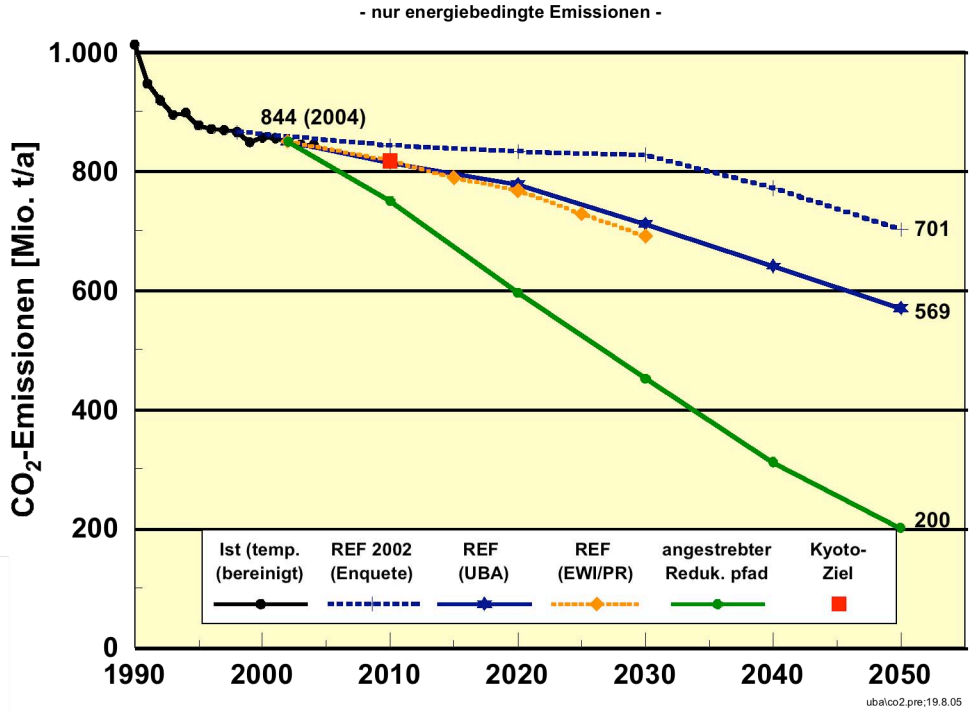
Aus Klimaschutzgründen ist anzustreben, die energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland bis 2050 auf 20% des Wertes von 1990, also auf 200 Mio. t/a zu senken (Abbildung 4-3) Die in der Referenzentwicklung unterstellte Dynamik des Wandels in der Energieversorgung kann in der Fortschreibung bis 2050 bereits zu einer Reduktion auf ca. 570 Mio. t/a führen, was gegenüber dem derzeitigen (temperaturbereinigten) Wert von 844 Mio. t/a immerhin eine Verringerung um 275 Mio. t/a bedeutet. Gegenüber der „alten“ weniger dynamischen Referenzentwicklung sind dies zusätzliche 130 Mio. t/a. Auch das Reduktionsziel der Kyoto-Vereinbarung (820 Mio. t CO_2/a bis 2008—2012) dürfte damit erfüllt werden. Das angestrebte längerfristige Ziel einer 80%igen Reduktion gegenüber 1990 wird jedoch weit verfehlt, es verbleibt eine Minderungslücke von weiteren 370 Mio. t CO_2/a, die zusätzlich bis 2050 zu erbringen ist. Es sind also weitere Maßnahmen zu ergreifen, die insgesamt diese zusätzliche Reduktion der CO_2-Emissionen bis 2050 bewirken müssen. Diese Maßnahmen werden im folgenden erläutert und in verschiedenen Szenarienschritten beschrieben.

Tabelle 4-10 Entwicklung von Primär-, Endenergieverbrauch und CO_2-Emissionen des Referenzszenarios sowie einiger spezifischer Kenngrößen bis 2050

Resultierende Primär- und Endenergie; CO2-Emissionen

Referenzszenario REF	**1996**	**1998**	**2000**	**2002**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Primärenergie (PJ/a)	14746	14521	14356	14306	14250	14131	12954	12045	11136	10325
Endenergie (PJ/a)	9688	9449	9241	9225	9220	9187	8799	8403	7860	7309
- davon Strom (PJ/a)	1676	1699	1738	1781	1808	1854	1883	1856	1814	1782
CO2-Emissionen (Mio t/a)	900	860	835	841	835	813	777	711	640	569
PEV/BIP (GJ/1000 EUR)	7,886	7,508	7,072	6,979	6,754	6,128	4,814	3,949	3,319	2,868
END/BIP (GJ/1000 EUR)	5,181	4,886	4,552	4,500	4,370	3,984	3,270	2,755	2,343	2,030
STROM/BIP (GJ/1000 EUR)	0,896	0,878	0,856	0,869	0,857	0,804	0,700	0,609	0,541	0,495
PEV/BIP (2000 = 100)	111,5	106,2	100,0	98,7	95,5	86,7	68,1	55,8	46,9	40,6
END/BIP (2000 = 100)	113,8	107,3	100,0	98,9	96,0	87,5	71,8	60,5	51,5	44,6
STROM/BIP (2000 = 100)	104,7	102,6	100,0	101,5	100,1	93,9	81,7	71,1	63,2	57,8
CO2 (1990 = 100; 989 Mio t)	91,0	87,0	84,4	85,0	84,4	82,2	78,6	71,9	64,7	57,5
PEV/Kopf (GJ/a)	180,0	176,8	174,6	173,6	172,9	171,5	159,2	151,7	144,1	137,4
END/Kopf (GJ/a)	118,2	115,1	112,4	111,9	111,9	111,5	108,1	105,8	101,7	97,3
STROM/Kopf (GJ/a)	20,5	20,7	21,1	21,6	21,9	22,5	23,1	23,4	23,5	23,7
CO2/Kopf (t/a)	11,0	10,5	10,2	10,2	10,1	9,9	9,5	9,0	8,3	7,6
Anteil Erneuerbare Energien an PEV (%)	2,0	2,3	2,8	3,1	3,8	5,5	7,2	8,9	10,5	12,2

UBA/Eckdat; 15.11.05



Quelle Ist: DIW--Bericht 10/2004

Abbildung 4-3: Energiebedingte CO_2-Emissionen in Deutschland in verschiedenen Referenzentwicklungen und der aus Klimaschutzsicht anzustrebende Reduktionspfad bis 2050

5 Handlungsoptionen zur Erreichung des Klimaschutzziels

Das wesentliche Kriterium für die folgenden Szenarioschritte ist die Umgestaltung der derzeitigen Energieversorgung hin zu einer unter Klimaschutz- und Ressourcengesichtspunkten langfristig tragfähigen („nachhaltigen“) Energieversorgung. Als Nebenbedingungen sind weitere Leitlinien einer nachhaltigen Energieversorgung – sofern sie nicht per se durch das Hauptziel abgedeckt sind – einzuhalten, wie „angemessene gesamtwirtschaftliche Kosten“ unter Einbeziehung externer bzw. sozialer Kosten, „jederzeit bedarfsgerechte Nutzungsmöglichkeit und eine dauerhafte Versorgungssicherheit“ oder „Risikoarmut und Fehlertoleranz“ (BMU 2003).

Konkret lautet die wichtigste **Zielsetzung eine 80%-ige Reduktion von Treibhausgasen (gegenüber 1990) bis zum Jahr 2050** bei Orientierung an den vereinbarten bzw. energiepolitisch diskutierten Zwischenzielen. Dazu gehört auch der Rückbau der Kernenergie entsprechend der vorliegenden Vereinbarungen bis zum Jahre 2023.

Zur Erfüllung der Reduktionszielsetzung werden in den folgenden „Ausbauszenarien“ zwei wesentliche Strategieelemente miteinander verknüpft:

1. **„Effizienz“:** Eine deutliche Steigerung der Energieproduktivität durch eine gegenüber der Referenzentwicklung beschleunigte Einführung moderner Energienutzungs–technologien bzw. unnötigen Energieverbrauch vermeidende Technologien (d.h. u.a. Wärmedämmung) in allen Verbrauchssektoren. Konsequenterweise wird im Umwandlungsbereich – neben einer effizienteren Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken – von einer verstärkten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ausgegangen. Diese äußert sich in der Modernisierung der bestehenden Heizkraftwerke zur (großen) Fernwärmeversorgung und in einen deutlichen Ausbau der KWK im dezentralen Bereich mittels Nahwärmeversorgungen und einer vielfältigen Objektversorgung.
2. **„Erneuerbare Energien“:** Der beständige Auf- und Ausbau aller zweckmäßigen Nutzungstechnologien für erneuerbare Energien unter Berücksichtigung ihrer Entwicklungspotenziale (insbesondere Lernkurveneffekte). Dieser geschieht auf der Basis einer ausgewogenen und zeitlich aufeinander abgestimmten Mobilisierung der technisch–strukturellen bzw. ökologisch „zulässigen“ Potenziale sowohl der Nutzungsmöglichkeiten im Inland als auch unter Berücksichtigung ergiebiger Potenziale im gesamten Europa und dem Mittelmeerraum.

Beide Strategieelemente sind eng miteinander verknüpft, sowohl was ihren zweckmäßigen Einsatzzeitpunkt betrifft als auch hinsichtlich ihrer gegenseitigen strukturellen Abhängigkeit (z.B. dezentrale KWK-Strukturen und effiziente Nutzung der Biomasse). Für jeden der Nutzungsbereiche (Strom, Wärme, Mobilität) stellt sich die optimale Verknüpfung von Effizienz und erneuerbaren Energien anders dar, zusätzlich bestehen zwischen den Nutzungsbereichen Konkurrenzbeziehungen. Generell gilt jedoch ein zeitlicher Vorrang von Effizienzstrategien, der sich aus beträchtlichen kostengünstigen Potenzialen einer generellen Effizienzsteigerung ableiten lässt.

In zwei Vorläuferstudien (UBA 2002; DLR, IFEU, WI 2004) wurde die stationäre Energienutzung, also der Strom- und Nutzwärmesektor, dieser Analyse unterzogen. Die dortigen Ergebnisse, insbesondere die Szenarien NaturschutzPlus I und II (NatPlus I und II) aus DLR, IFEU, WI (2004) dienen in ihrer aktualisierten Form als Grundlage für die hier

erarbeiteten weiteren Schritte, die den Verkehrssektor in diesen Optimierungsprozess einbeziehen und seinen möglichen bzw. sinnvollen Beitrag zur erforderlichen Treibhausgasreduktion herausarbeiten.

Auf dieser Grundlage können dann die im Untersuchungsprogramm angeführten Leitfragen zur Rolle der alternativen Kraftstoffe (Biokraftstoffe und Wasserstoff) im Vergleich zu zusätzlichen Maßnahmen im stationären Bereich sowie einer forcierten Effizienzentwicklung im PKW-Verkehr analysiert werden. Die damit verbundenen Handlungsoptionen zur Senkung der CO_2-Emissionen werden im Anschluss kurz beschrieben und in Kapitel 6 in ihrer Klimaschutzwirkung einander gegenübergestellt.

Die Zieldefinition bezieht sich dabei wie im Vorläuferprojekt auf die 80%-ige Minderung der energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland. Die Treibhausgasemissionen, die im Laufe der Vorkette auftreten, sind hierbei zunächst nicht berücksichtigt. Im Fall der Klimaschutzmaßnahmen im Bereich Effizienzsteigerung und Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind diese Emissionen jedoch von nachrangiger Bedeutung und werden entsprechend auch in den folgenden diesbezüglichen Handlungsoptionen nicht betrachtet.

Im Gegensatz dazu werden allerdings beim gezielten landwirtschaftlichen Anbau von Biomasse THG-Emissionen in relevanter Höhe freigesetzt (vgl. Kapitel 3.2.1). Für die Handlungsoptionen der Biokraftstoffe müssen deshalb diese Vorketten mit berücksichtigt werden und gegenüber der Vorkette der fossilen Kraftstoffe als Nettoeffekt der THG-Minderung bilanziert werden. Im Folgenden wird deshalb bei den Biokraftstoffen (inkl. H_2 aus Biomasse) der Nettoeffekt explizit mit ausgewiesen und bei der Szenariodiskussion berücksichtigt.

5.1 Der Ausgangspunkt: das Szenario Naturschutz Plus mit Referenzentwicklung im Verkehr (NatPlus-REFV)

In DLR, IFEU, WI (2004) wurden in der Teilstrategie „Effizienz“, die vorhandenen technisch-strukturellen Effizienzpotenziale im Betrachtungszeitraum größtenteils ausgeschöpft. Im Mittelpunkt standen dabei die Reduktionspotenziale infolge einer effizienteren Stromnutzung, der Sanierung des Gebäudebestands und eines Ausbaus der KWK. Der Ausschöpfungsgrad der Reduktionspotenziale beruht auf Energiepreisszenarien, die im Wesentlichen auch für die vorliegende Studie gelten (vgl.4.2), die sich aber aus heutiger Sicht eher am unteren Rand einer zukünftigen Preisentwicklung bewegen.

Das modifizierte Szenario **NatPlus-REFV** übernimmt im stationären Bereich alle Klimaschutz-Maßnahmen dieser ursprünglichen Szenarien NaturschutzPlus, wobei einige Anpassungen und Aktualisierungen aufgrund der oben angesprochenen neuen Eckdaten aus dem Energiereport IV erforderlich waren. Zusätzlich wurden aktuelle Daten bis 2004 aufgenommen, insbesondere auch der rasche Zuwachs bei erneuerbaren Energien. Auch ist beim Stromverbrauch zwischen 2000 bis 2004 ein weiteres Wachstum eingetreten, das für die Fortschreibung berücksichtigt wurde.

Die Entwicklung des Wärmebedarfs (Abbildung 5-1) spiegelt die Erkenntnis wider, dass vor allem im Bereich der Gebäudesanierung große Potenziale für Effizienzmaßnahmen vorliegen. Es wird davon ausgegangen, dass der Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 weitgehend saniert wird, wobei die energetischen Sanierungsmaßnahmen ab dem Jahr 2020

deutlich über die Anforderungen der heutigen Energieeinsparverordnung (EnEV) hinausgehen. Allerdings wird ein Teil der durch die Altbausanierung erreichbaren Energieeinsparung durch die noch zunehmenden Wohn- und Nutzflächen kompensiert.

Für eine vollständige energetische Sanierung bis zur Mitte des Jahrhunderts ist eine Aufhebung des Sanierungsstaus im Altbaubestand notwendig. Zwar werden heute rund 3% aller Gebäude jährlich gebäudetechnisch saniert, allerdings wird nur etwa jedes dritte bis vierte Haus zeitgleich auch energetisch saniert. Im Rahmen von NatPlus-REFV wurde deshalb eine Anhebung der durchschnittlichen energetischen Sanierungsrate auf rund 2%/a unterstellt. Außerdem wird von einer Forcierung der Passivhaus-Bauweise bei Neubauten ausgegangen. Neben den gebäudetechnischen Maßnahmen führt auch eine Verbesserung der Heizungs- und Prozesswärmeanlagen zu einer Senkung des Energiebedarfs. Durch die verschiedenen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung lässt sich in NatPlus-REFV der Wärmebedarf zwischen 2000 und 2050 um 47% (bezogen auf den Temperatur bereinigten Wert aus dem Jahr 2000) reduzieren und beträgt dann noch 2.960 PJ/a. Diese Minderung wird vor allem durch die überproportionale Reduktion des Raumwärmebedarfs (58%) erreicht.

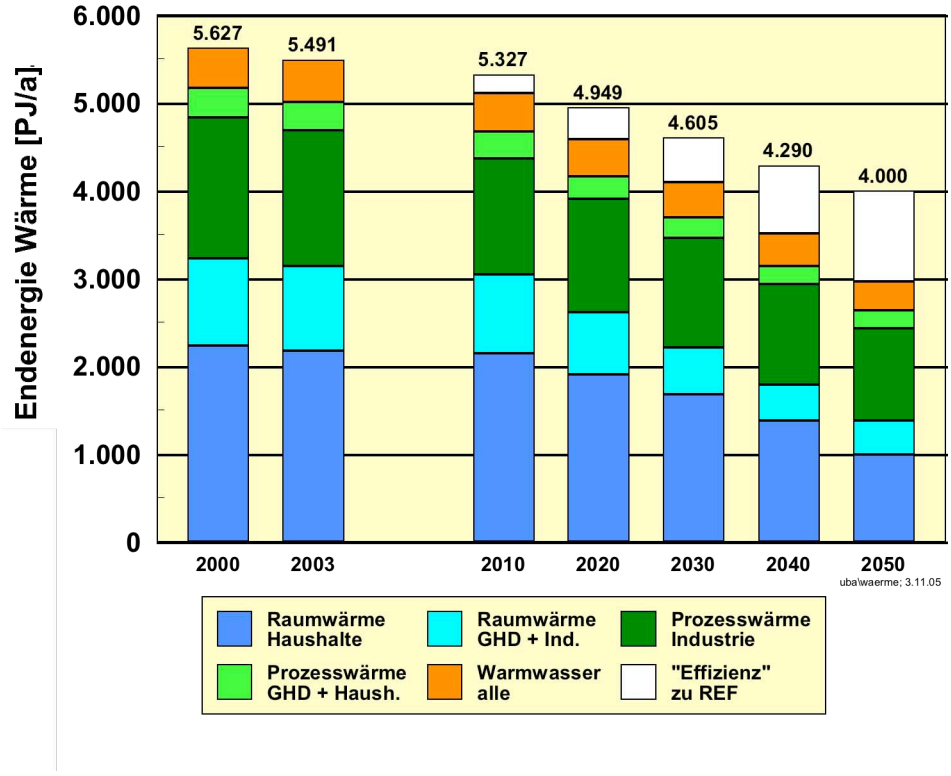


Abbildung 5-1: Entwicklung der Energienachfrage im Wärmebereich für Raumheizung, Prozesswärme und Warmwasser im Szenario NatPlus-REFV und zusätzliche Minderung gegenüber der Referenzentwicklung (Werte für 2000 und 2003 sind Temperatur bereinigt)

Bereits im Referenzszenario geht die Wärmenachfrage bis 2050 um 29% auf 4.000 PJ/a zurück. Im Wesentlichen resultiert der Unterschied in einer geringeren energetischen Sanierungsrate des Gebäudebestands, während sich die Zielgrößen der spezifischen

Bedarfe sanierter Gebäude kaum unterscheiden. Die Maßnahmen zur Effizienzsteigerung im Wärmebereich kumulieren in Nat-Plus-REFV bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 1.040 PJ/a im Vergleich zur Referenzentwicklung, was einer zusätzlichen Reduktion um 26% bzw. bezogen auf den (temperaturbereinigten) Verbrauch des Jahres 2000 von 18% entspricht. Die zwischen 2000 und 2003 zu beobachtende Entwicklungstendenz der Nachfrage nach Nutzwärme fügt sich passend in den vom Szenario vorgegebenen Trend.

Im Referenzszenario steigt die Bedeutung des Stroms als Endenergieträger weiter an (Abbildung 5-2). Bis 2020 wächst die Endenergienachfrage noch auf 1.880 PJ/a (522 TWh/a), was mit Zuwachsraten von rund 0,4% pro Jahr einem etwa halb so schnellen Anstieg wie in den vergangenen 20 Jahren entspricht. Die größten Zuwächse entfallen dabei auf Privathaushalte (0,56%/a) und Industrie (0,51%/a). Bis 2050 geht die Stromnachfrage praktisch wieder auf das heutige Niveau zurück.

Neben der deutlichen Reduktion des Wärmebedarfs ist jedoch das Absenken der Nachfrage nach Strom eines der wesentlichen Schlüsselelemente für eine nachhaltige Energieversorgung. Deshalb werden in NatPlus-REFV neben einer weitgehenden Umsetzung der bereits einzelwirtschaftlich rentablen Stromeinsparpotenziale auch die volkswirtschaftlich lohnenden Einsparpotenziale ausgeschöpft. Der derzeitige Wachstumstrend des Stromverbrauchs kann durch diese engagierte Stromeinsparstrategie umgekehrt werden, bis 2020 sinkt der Stromverbrauch um durchschnittlich 0,45% pro Jahr auf 1.590 PJ/a. Die angenommene verstärkte Effizienzsteigerung führt bis 2050 insgesamt zu einer Reduktion des Stromverbrauchs um 420 PJ/a gegenüber der Referenzentwicklung, dies entspricht 24% des Stromverbrauchs von 2000. Hierzu tragen insbesondere deutliche Einsparungen im Bereich der Haushalte aber auch bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und der Industrie bei. Der Stromverbrauch im Verkehr entspricht derjenigen der Referenzentwicklung. Er bleibt mit rund 55- 60 PJ/a [2] relativ konstant und wirkt sich auf den Gesamtverbrauch nur wenig aus. Die gegenwärtige Entwicklung (2000 bis 2003) zeigt eine eindeutige Tendenz zum weiteren Stromanstieg, eine zeitgerechte Umsetzung der Szenarioannahmen erfordert also zusätzlich wirksame Anreize zur Verringerung der Stromnachfrage.

Eine weitere zentrale Maßnahme im Szenario NatPlus-REFV ist der deutliche Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) parallel und teilweise direkt in Verbindung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien (Biomasse-KWK). Dadurch verändert sich die Struktur des Stromerzeugungssektors im Betrachtungszeitraum grundsätzlich. Ausgehend von der vorliegenden Alterstruktur des derzeitigen Kraftwerksparks bildet das Szenario NatPlus-REFV eine Vorrangstrategie für (dezentrale) KWK und erneuerbare Energien ab. Für KWK wird dabei eine prinzipielle Wirtschaftlichkeit bei Neuanlagen unterstellt, gestützt durch weitere Maßnahmen wie dem (weiter entwickelten) KWK-Gesetz, für erneuerbare Energien stellt das EEG (und ggf. Nachfolgemaßnahmen) den Gestaltungsrahmen dar.

[2] Zu dem in 4.3.8 genannten Stromverbrauch von 41 PJ/a (2004) kommen noch ca. 15 PJ/a hinzu, die in der Energiebilanz unter Verkehr verbucht sind (stationärer Verbrauch).

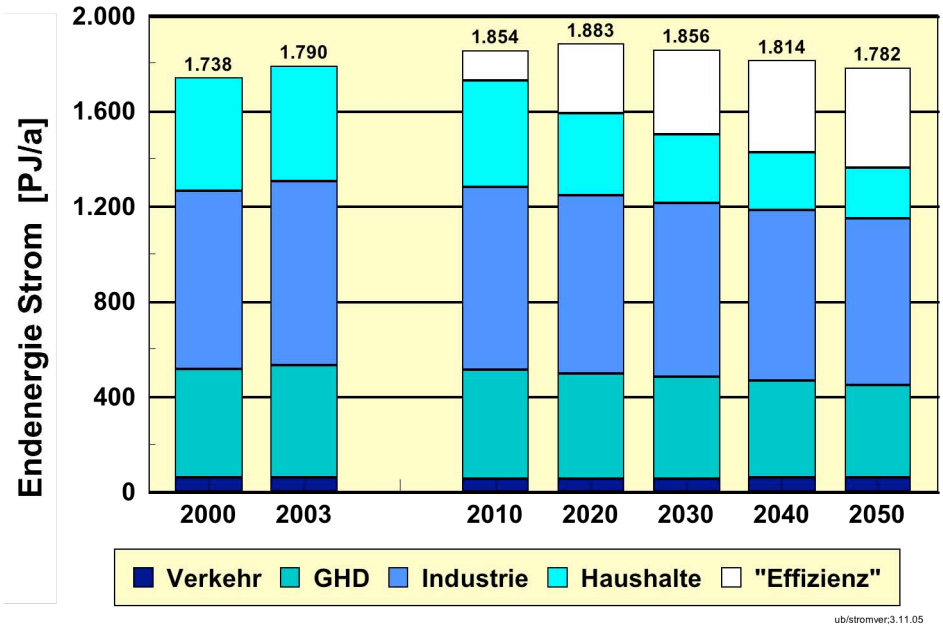


Abbildung 5-2: Entwicklung der Stromnachfrage (Endenergie) im Szenario NatPlus-REFV und zusätzliche Minderung gegenüber der Referenzentwicklung

Der verstärkte Ausbau der KWK bewirkt eine drastische Verringerung der Umwandlungsverluste der Strombereitstellung, die derzeit infolge des hohen Anteils von Kondensationskraftwerken mit 3.200 PJ/a immerhin 22% des gesamten Primärenergieverbrauchs entsprechen. Der Beitrag der Stromerzeugung in KWK belief sich im Jahr 2000 mit 75 TWh/a auf 13% der gesamten Stromerzeugung. Bei einer mittleren Stromkennzahl von 0,42 wurden gleichzeitig 168 TWh/a (= 605 PJ/a) KWK-Wärme bereitgestellt, dies entspricht rund 12% des gesamten Wärmebedarfs. Die KWK-Stromerzeugung kann unter Berücksichtigung der strukturellen Veränderungen im Wärmesektor, der hohen Einsparpotenziale im Raumwärmebereich und des Einsatzes effizienter Technologien im Betrachtungszeitraum auf 190 TWh/a anwachsen. Dieser Anstieg wird ermöglicht durch den Einsatz moderner KWK-Technologien mit hohen Stromkennzahlen, insbesondere im dezentralen Bereich der Versorgung von Einzelobjekten und von Nahwärmenetzen bis hinunter zu Leistungen von 2-5 kW_{el}. Während die KWK-Wärme insgesamt nur noch geringfügig auf maximal 210 TWh/a (= 720 PJ/a) in 2030 wächst – jedoch wegen der hohen Einsparung im Wärmesektor dennoch ihren Anteil deutlich steigern kann – bewirkt die kontinuierliche Erhöhung der mittleren Stromkennzahl auf 1,02 im Jahr 2050 die genannte Steigerung der KWK-Stromproduktion, womit im Jahr 2050 rund 44% der Bruttostromproduktion bereitgestellt werden kann. Die verbleibenden Verluste der (thermischen) Stromerzeugung sind infolge des hohen KWK-Anteils, aber auch wegen hoher Wirkungsgrade der verbleibenden Kondensationskraftwerke, auf rund 200 PJ/a gesunken. Diese Werte sind – obwohl sie ehrgeizigen Ausbauzielen entsprechen – noch nicht die strukturelle Obergrenze eines möglichen Ausbaus der KWK, wie in (Krewitt u.a. 2004) dargelegt wurde.

Die mit dieser Strategie verbundenen strukturellen Veränderungen des Stromsektors zeigen in einer Gegenüberstellung von Referenzszenario (Abbildung 5-3) und NatPlus-REFV-Szenario (Abbildung 5-4), dass konventionelle Kondensationskraftwerke im Jahr 2050 nur noch Aufgaben der Reserve- und Regelstrombereitstellung übernehmen. Die „Grundlast“ im herkömmlichen Sinne wird weitgehend durch die Vernetzung einer Vielzahl mittelgroßer und

kleinerer Anlagen mit und ohne KWK in Verknüpfung mit einem intelligenten Lastmanagement übernommen. Erneuerbare Energien haben im Jahr 2050 einen Anteil von 62,4% an der Stromerzeugung, fluktuierende Quellen machen dann einen Anteil von 37% aus. Beachtlich ist, dass auch in der Referenzentwicklung – im Gegensatz zu früheren Trendanalysen – eine bemerkenswerte Entwicklung hin zu erneuerbaren Energien unterstellt wird, die bis 2050 zu einem Anteil von über 30% an der Strombereitstellung führt. Sie wird insbesondere von der Windenergie getragen.

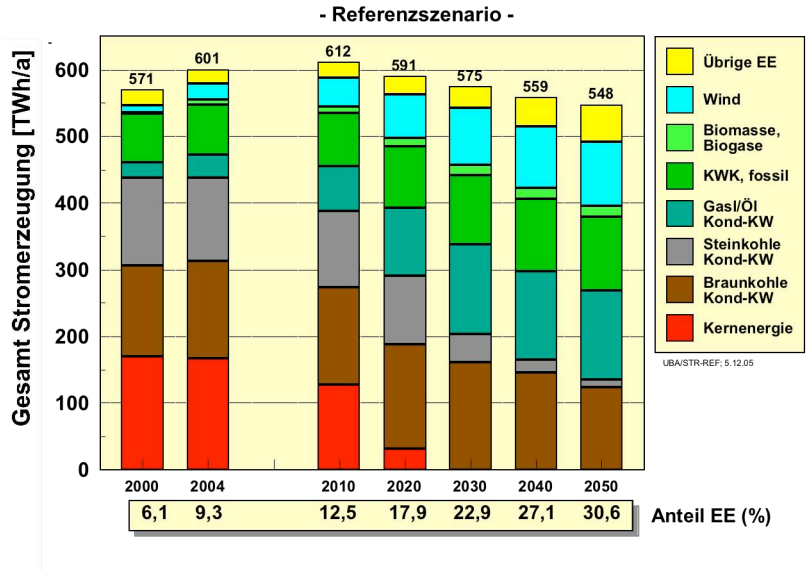


Abbildung 5-3: Strukturelle Veränderung des Stromsektors im Referenzszenario REF bis 2050

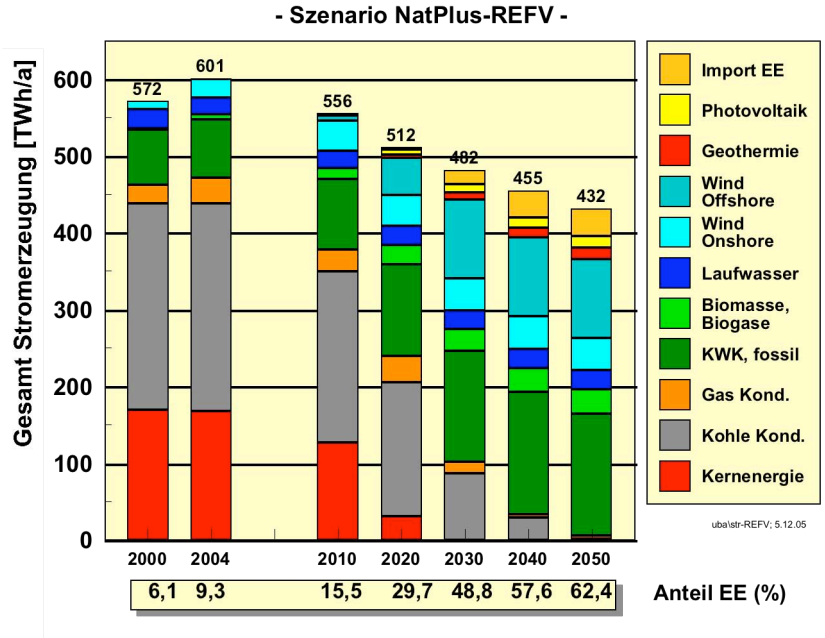


Abbildung 5-4: Strukturelle Veränderungen des Stromsektors im Szenario NatPlus-REFV bis 2050

Zu beachten ist, dass das Szenario NatPlus-REFV im Verkehr die in 4.3 beschriebene Referenzentwicklung abbildet (deshalb Zusatz REFV). Die sich in den Ergebnissen ergebenden Differenzen gegenüber dem Referenzszenario[3] zeigen also die Wirkung der bisher in NatPlus-REFV ergriffenen Maßnahmen hinsichtlich Effizienzsteigerung und Ausbau erneuerbarer Energien ausschließlich im **stationären Bereich**, während im Verkehr noch keine Maßnahmen über den Trend hinaus ergriffen wurden. Hierdurch ist es möglich, die Reduktionseffekte der im Folgenden dargestellten zusätzlichen Handlungsoptionen hinsichtlich weiteren Effizienzsteigerungen im Verkehr und zu alternativen Kraftstoffe sowie zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien im stationären Bereich zu isolieren und schrittweise abzubilden.

Die wesentlichen Ergebnisdaten des Szenarios NatPlus-REFV im Vergleich zum Referenzszenario können aus Tabelle 9-74 bis Tabelle 9-77 abgelesen werden. Im Szenario NatPlus-REFV können durch die genannten stationären Maßnahmen die Emissionen gegenüber REF um weitere 256 Mio. t CO_2/a auf 313 Mio. t CO_2/a im Jahr 2050 gesenkt werden (also auf -68% gegenüber 1990). Der Endenergieverbrauch geht bis zum Jahr 2050 auf 6119 PJ zurück (Referenz: 7309 PJ in 2050). Der Deckungsanteil der erneuerbaren Energien am gesamten Primärenergieverbrauch beläuft sich im Jahr 2050 auf 28% und bezüglich des Endenergieverbrauchs auf gut 31%. Am höchsten ist er im Stromsektor (Endenergie) mit 66,1% gefolgt vom Wärmebereich mit 36,4%. Aufgrund der unterstellten Referenzentwickung im Verkehrssektor decken die erneuerbaren Energien dort nur einen geringen Sockel von 2,3% des Endenergiebedarfs.

[3] Das Referenzszenario wird als REF-UBA bezeichnet, um auf die Unterschiede zur Referenzentwicklung hinsichtlich des Verkehrssektors im Energiereport IV hinzuweisen.

5.2 Option 1 A: Weitere Verminderung der Energienachfrage und weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien im stationären Bereich

Die Ausführungen im vorherigen Abschnitt zum Szenario NatPlus-REFV machen deutlich, dass schon erhebliche Anstrengungen zur Senkung der Nachfrage nach Strom und Nutzwärme unterstellt worden sind. Auch werden ehrgeizige Annahmen zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung unterstellt. Diese Elemente bilden die unverzichtbare Basis für ein zukunftsfähiges Energiesystem.

Vor diesem Hintergrund ist zunächst zu fragen, ob im Bereich der Strom- und Wärmebereitstellung weitere, noch nicht ausgeschöpfte Potenziale bestehen, die eine konsequente Fortsetzung der in NatPlus-REFV beschriebenen Strategien erlauben. Der Handlungsspielraum ist aus grundsätzlichen strukturellen Gründen jedoch angesichts der schon realisierten Maßnahmen begrenzt. Durch die nachfolgend angesprochenen Maßnahmen können bis 2050 maximal **50 Mio. t** zusätzliche CO_2-Minderung realisiert werden. Die Emissionen des Gesamtsystem sinken damit in der Option 1A auf 263 Mio. t CO_2/a, was einer Minderung um -73% gegenüber dem Jahr 1990 entspricht.

5.2.1 Zusätzliche Beiträge der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung:

Als prinzipiell substituierbar kann auf die Heizkraftwerke der großen KWK (HKW für Fernwärme) zurückgegriffen werden, ebenso auf einen Teil der fossil betriebenen dezentralen KWK. Der fossile Sockel an Kondensationskraftwerken kann wegen der erforderlichen Reserve- und Regelleistung nicht substituiert werden. Die Option 1A geht somit von einem im Vergleich zu NatPlus-REFV geringeren Ausbau der (fossilen) KWK bis 2050 aus. Diese wächst nur noch bis zum Jahr 2020, danach werden „Altanlagen“ teilweise durch erneuerbare Energien ersetzt. In 2050 ist so der Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung um 39 TWh/a höher als im Szenario NatPlus-REFV.

Die Potenziale der stationären Nutzung von Biomasse und Biogasen wurden in DLR, IFEU, WI (2004) vorwiegend aus der Nutzung aller Reststoffe in KWK-Anlagen und Heizungen definiert. Zusammen mit einem relativ geringen Anteil von 360 000 ha Anbaufläche (2050) für Pflanzen zur stationären energetischen Nutzung beläuft sich das so definierte „stationäre“ Biomasse-Potenzial auf insgesamt 785 PJ/a (Heizwert; vgl. auch Tabelle 5-4). Dieses Potenzial sowie das der Wasserkraft und der Windkraftnutzung auf Land sind in NatPlus-REFV bereits ausgeschöpft worden.

Bei Wind wird in der Option 1A die Offshore-Leistung noch um weitere 3.000 MW auf dann 31.000 MW gesteigert. Mit diesen zusätzlichen 11 TWh/a und zusätzlichen 2.500 MW Photovoltaik (2,4 TWh/a) ist die Grenze für die Aufnahme von fluktuierendem Strom (**40%** von gesamter Stromerzeugung) erreicht, wenn keine wesentlichen, nicht mehr nutzbaren Überschüsse enstehen sollen (Brischke 2005). Eine weitere Steigerung dieses fluktuierenden Anteils erfordert große Speichersysteme bzw. die Bereitstellung von Wasserstoff. Geothermie-Strom ersetzt einen Teil der fossilen KWK-Stromerzeugung. Die Menge wird von der noch sinnvoll nutzbaren KWK-Wärme vorgegeben. Insgesamt erhält man 1.900 MW zusätzliche Geothermie-Leistung. Solarthermische Kraftwerke (mit

thermischem Speicher) können in einem europäischen Stromverbund weitere Leistungen bereitstellen. In Verknüpfung mit dem geringeren KWK-Ausbau wird hier von 2.000 MW zusätzlicher Leistung gegenüber NatPlus-REFV ausgegangen. Als Grenze für die gesamte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien ohne wesentliche Überschüsse bzw. einer größeren Wasserstoffproduktion (aber einschließlich großräumiger Vernetzung und intelligentem Lastmanagement) kann von einem Wert von **70%** ausgegangen werden. Dieser Wert wird hier erreicht.

Insgesamt ergibt sich ein zusätzliches Substitutionspotenzial durch weitere direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien von **38,5 TWh/a Strom** bzw. von **22,3 Mio. t CO_2/a bis 2050.**

5.2.2 Zusätzliche Beiträge der erneuerbaren Energien zur Niedertemperatur-Wärme und Einsparungen beim Wärmebedarf

Da die „stationären" Biomassepotenziale bereits ausgeschöpft sind, kommen nur Kollektor- und Geothermieanlagen für eine weitere Substitution fossil erzeugter Wärme infrage, also Anlagen, die Raumwärme, Warmwasser und teilweise Niedertemperatur-Prozesswärme bereitstellen können. Die Anlagen sind vorwiegend als Nahwärmeversorgung ausgeführt, um das Raumwärmesegment zu erreichen. Die noch möglichen Beiträge sind relativ gering, weil die Bereitstellung fossiler Niedertemperaturwärme im Ausgangsszenario NatPlus-REFV schon ziemlich stark zurückgegangen ist. Damit ergeben sich hier eindeutige strukturelle Grenzen. Zwar können theoretisch noch rund 600 PJ/a fossiler Niedertemperaturwärme in 2050 substituiert werden, aber die Verknüpfung mit der KWK aus Geothermie (vgl. 5.2.1) und erforderliche Spitzenkessel u.ä. schränken die Substitutionsmöglichkeiten ein. Weitere **200 PJ/a** kumulierter Solarwärme in 2050 und **150 PJ/a** kumulierter Geothermiewärme ermöglichen eine zusätzliche Vermeidung von. **23,9 Mio. t CO_2/a bis 2050.** Insgesamt werden dann 50% des gesamten Wärmebedarfs (also einschließlich industrieller Prozesswärme) in 2050 aus erneuerbaren Energien bereitgestellt, weitere 30% stellt die verbleibende fossile KWK zur Verfügung.

Auch bei der Gebäudesanierung ist eine weitere Forcierung der energetischen Sanierung möglich. Die deutlich steigenden Vermeidungskosten einer Erhöhung von Dämmmaßnahmen über NatPlus-REFV hinaus setzen hier aber enge Grenzen. Es wurden weitere **125 PJ/a** Nachfrageverminderung nach Raumwärme (knapp 10% des technischen Einsparpotenzial) als zusätzlich sinnvolle Maßnahme identifiziert. Damit können bis 2050 noch weitere **4 Mio. t CO_2/a** Minderung erreicht werden. Während die bereits in NatPlus-REFV mobilisierten Wärmedämmmaßnahmen CO_2-Vermeidungskosten von maximal 120 €/t CO_2 erreichen (wobei über 80% unter 100 €/t liegen), steigen die Vermeidungskosten dieser zusätzlichen Dämmmaßnahmen bis zu rund 250 €/t CO_2.

In Tabelle 5-1 sind die Eckdaten der zusätzlichen Mobilisierung erneuerbarer Energien zusammengestellt. Die CO_2-Vermeidungskosten sind hier mit der Energiepreisvariante ohne CO_2-Aufschlag ermittelt worden, stellen also eine Kostenobergrenze dar. Infolge der Gegenläufigkeit der Gestehungskosten und der anlegbaren Energiepreise sinken die Vermeidungskosten nach anfänglich (im Jahr 2010) hohen Werten deutlich und erreichen in der letzten Dekade teilweise negative Werte. Unter Berücksichtigung des CO_2-Aufschlags (vgl. 4.2), der für einen effektiven Klimaschutz unerlässlich ist, sind die CO_2-Vermeidungskosten deutlich geringer und gelangen bis auf wenige Ausnahmen (Photovoltaik, kleine Kollektoranlagen) bereits um 2030 in den negativen Bereich.

Tabelle 5-1: Zusätzlich mobilisierbare Potenziale erneuerbarer Energien im Bereich der Strom- und Wärmebereitstellung über NatPlus-REFRV hinaus

A) Stromerzeugung für Direktnutzung,						
Preise ohne CO2-Aufschlag	2010	2020	2030	2040	2050	Kumuliert b 2050 bzw. Mittelwert
	zusätzlich in der jeweiligen Dekade					
Wind- Offshore (frei Küste)						
- Leistung, MW	0	500	1000	1000	500	3000
- Stromerzeug., TWh/a	0	1,8	3,6	3,7	1,9	11,0
- Stromkosten, ct/kWh	8,3	5,0	4,8	4,7	4,6	4,8
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	65,7	20,5	15,4	4,6	-13,8	7,6
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	1,25	2,42	2,20	0,92	**6,8**
Photovoltaik						
- Leistung, MW	0	0	500	1000	1000	2500
- Stromerzeug., TWh/a	0	0	0,45	0,95	0,97	2,4
- Stromkosten, ct/kWh	38,7	19,3	15,1	12,0	9,9	11,7
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	457	208	151	107	71	101
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,00	0,30	0,57	0,47	**1,3**
Geothermie (KWK-Nutzung)						
- Leistung, MW	0	200	500	700	500	1900
- Stromerzeug., TWh/a	0	1,3	3,3	4,6	3,3	12,5
- Stromkosten, ct/kWh	16,9	6,9	5,8	4,9	4,2	5,2
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	89,2	22,8	14,3	3,6	-8,8	5,1
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,91	2,22	2,74	1,60	**7,5**
Solartherm. Kraftwerke (frei Grenze)						
- Leistung, MW	0	0	200	500	1300	2000
- Stromerzeug., TWh/a	0	0	1,1	3	8,5	12,6
- Stromkosten, ct/kWh	10	6,8	5,9	5,7	5,5	5,6
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	88,4	46,4	31,7	21,5	4,7	11,1
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,00	0,74	1,79	4,13	**6,7**
Gesamte EE-Erzeugung						
- Leistung, MW		700	2200	3200	3300	9400
- Stromerzeug., TWh/a		3,1	8,5	12,3	14,7	38,5
- Mittl. Stromkosten, ct/kWh		5,8	5,9	5,6	5,4	5,6
- Mittlere CO2-Vermeid.kosten		**21,5**	**24,3**	**16,3**	**3,7**	**13,7**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a		**2,16**	**5,69**	**7,29**	**7,13**	**22,3**
B) Niedertemperatur-Wärmeerzeugung						
Kollektoren Heiz. + WW						
- Wärmeerzeugung, PJ	3	20	22	0	0	45
- Wärmekosten, ct/kWh th	20,5	14,5	10,5	9,8	9,0	12,9
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**695**	**262**	**154**	**97**	**33**	**238**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,21	1,44	1,51	0,00	0,00	**3,2**
Kollektoren, Nahwärme						
- Wärmeerzeugung, PJ	0	12	28	45	70	155
- Wärmekosten, ct/kWh th	22,1	12,9	7,1	6,9	6,9	7,4
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**431**	**203**	**49,6**	**35,1**	**20,3**	**44**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,86	1,92	3,09	4,63	**10,5**
Geothermie, Nahwärme						
- Wärmeerzeugung, PJ	2	15	28	45	60	150
- Wärmekosten, ct/kWh th	7,9	4,7	4,5	4,4	4,3	4,5
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**87**	**26,9**	**2,5**	**-12,5**	**-27,9**	**-11**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,14	1,08	1,92	3,09	3,97	**10,2**
Gesamte EE-Erzeugung						
- Wärmeerzeugung, PJ	5	47	78	90	130	350
- Wärmekosten, ct/kWh th	15,5	11,0	7,1	5,7	5,7	6,9
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**451,8**	**171,9**	**62,1**	**11,3**	**-1,9**	**46**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	**0,35**	**3,38**	**5,35**	**6,18**	**8,59**	**23,8**

5.3 Option 1 B: Emissionsminderung durch Steigerung der Fahrzeugeffizienz im PKW-Bereich

Prinzipiell ist eine weitere Steigerung der Energieeffizienz über die im Referenzszenario getroffenen Annahmen hinaus möglich. Zur Abschätzung solcher Möglichkeiten wurde in einer weiteren Szenarienberechnung die Einführung von Pkw mit dem in Kapitel 9.2.5 beschrieben Konzept für verbrauchsoptimierte Effizienzfahrzeuge angenommen.

Der Ansatz kombiniert einen innovativen Benzin/Diesel-Antrieb auf Basis eines Freikolbenlineargenerator (FKLG) mit weitergehenden Leichtbaustrategien. Die Verbrauchsrechnung wurde mit einem Modell für einen 50 kW Freikolbenlineargenerator durchgeführt, also ein seriellen Hybrid. Dieses Konzept erzeugt aus der Kolbenbewegung direkt Strom und läuft durch den variablen Hub immer im Bestpunkt. Der FKLG könnte prinzipiell mit verschiedenen Kraftstoffen betrieben werden, wurde hier aber mit Diesel simuliert. Im Szenario werden die hier simulierten Effizienzsteigerungen auch für Otto-Pkw angenommen

Der FKLG-Antrieb könnte nach Einschätzung des Instituts für Fahrzeugkonzepte des DLR frühestens im Jahr 2015 verfügbar sein, aber er ist zumindest technisch sehr wahrscheinlich machbar, wenn auch noch einiges an Entwicklungsaufwand notwendig ist. Die Absenkung der weiteren verbrauchsrelevanten Parameter der Fahrzeuge ergibt sich durch folgende Maßnahmen:

- Reduktion des Gewichts auch schon mittelfristig und etwas über die Ziele im Referenz-Szenario hinaus.
- Reduktion des Luftwiderstands um 30% bis 35% (SUV) gegenüber heute.
- Reduktion des Rollwiderstands um 35% gegenüber heute.

Damit kommt man im Jahr 2050 auf eine weitere Verbrauchseinsparung von ca. 25% gegenüber den Dieselfahrzeugen im Referenzszenario.

Als Einführungsszenario wurde folgender Verlauf angenommen: Beginn 2015 (1% Anteil an den Neuzulassungen), danach ansteigend bis 2020 (5%), 2030 (20%), 2040 (60%) und 2050 (80%), Durchdringung in allen Fahrzeugsegmenten gleich.

Insgesamt wird durch diese Maßnahme im Jahr 2020 eine weitere Absenkung des Energieverbrauchs im Pkw-Verkehr von 20% erreicht. Daraus ergibt sich eine Absenkung im Straßenverkehr von 11% und im Gesamtverkehr von 8%. Die folgende Tabelle 5-2 fasst die Ergebnisse zusammen (vgl. hierzu die Energiebilanz im Referenzszenario). Gegenüber dem Referenzverbrauch werden somit in 2050 rund 160 PJ/a weniger Kraftstoffe verbraucht.

Unter den getroffenen Annahmen können damit bis zum Jahr 2050 knapp **12 Mio. t CO_2/a** zusätzlich zur Referenzentwicklung vermieden werden. Die damit verbundenen spezifischen Vermeidungskosten betragen zunächst zwischen 108 und 166 €/t CO_2. Im Laufe der Zeit kann aufgrund der mit den Referenzfahrzeugen vergleichbaren Fertigungstechnik mit einer Angleichung der Herstellkosten gerechnet werden (vgl. Kapitel 9.2.5), so dass in Summe mit den vermiedenen Kraftstoffkosten sogar Kosteneinsparungen erwartet werden.

Voraussetzung für das Erreichen von "negativen" Kosten, d.h. Einsparungen gegenüber der Referenzentwicklung ist jedoch, dass rechtzeitig mit massiven F&E-Anstrengungen das beschriebene Fahrzeugkonzept zur kommerziellen Serienreife entwickelt wird. Obwohl langfristig ein Vorteil erzielt werden könnte, ist damit im Rahmen einer Trendentwicklung

nicht zu rechnen, sondern erfordern entsprechende Anreize und Rahmenbedingungen. Auf Grund dessen sind diese Maßnahmen nicht im Referenzszenario berücksichtigt.

Tabelle 5-2: Energieverbrauch des Verkehrs im Effizienzszenario bis 2050

		2004	2010	2020	2030	2040	2050	Diff. zu Ref. in 2050
Straße Pkw	Dieselkraftstoff	433	581	649	571	457	375	-17%
	Biokraftstoffe	12	26	29	26	21	17	-17%
	Ottokraftstoff	1.042	760	519	418	344	277	-23%
	Summe	**1.488**	**1.367**	**1.198**	**1.015**	**822**	**669**	**-20%**
Straße Summe	Dieselkraftstoff	1.120	1.292	1.346	1.250	1.109	990	
	Biokraftstoffe	32	59	61	57	50	45	
	Ottokraftstoff	1.074	791	552	449	375	307	
	Summe	**2.227**	**2.142**	**1.960**	**1.756**	**1.535**	**1.343**	**-11%**
Verkehr Summe	Dieselkraftstoff	1.153	1.324	1.380	1.284	1.144	1.026	
	Biokraftstoffe	32	59	61	57	50	45	
	Ottokraftstoff	1.074	791	552	449	375	307	
	Kerosin	300	368	517	659	605	550	
	Flugbenzin	1	1	1	1	1	1	
	Strom	41	40	40	41	41	41	
Summe	**Alle**	**2.602**	**2.583**	**2.552**	**2.491**	**2.217**	**1.971**	**-8%**

Anmerkung: Summen inklusive Petroleum und Flüssiggas aus dem Straßenverkehr

Quelle: Berechnungen mit TREMOD 2005

Tabelle 5-3: Ergebnisdaten für zusätzliche CO_2-Minderungen durch Effizienzfahrzeuge

		2005	2010	2020	2030	2040	2050
Kraftstoff-Einsparung ggü. REF	PJ/a	0	0	8	46	117	162
Emissionsminderung	Mio. t CO2/a	0	0	0,6	3,3	8,5	11,8
spez. THG-Vermeidungskosten	Euro/t CO2 äqv.		108	166	105	-23	-3

5.4 Option 2: Klimaschutz durch Einführung von Biokraftstoffen im Straßenverkehr

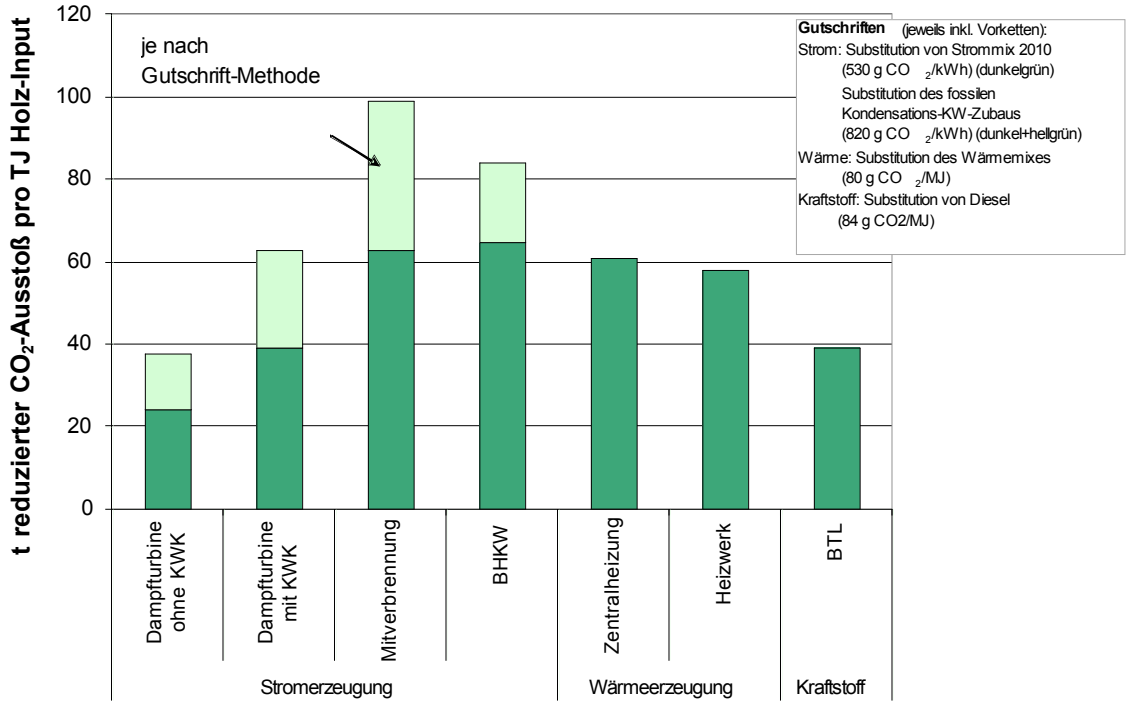
Biomasse kann zukünftig wichtige Beiträge zur Energieversorgung leisten. Die Bestimmung der Rolle von Biokraftstoffen innerhalb der Gesamtstrategie orientiert sich hierbei an den Ergebnissen und Rahmendaten der voran gegangenen Szenarioanalysen zu den Möglichkeiten eines ökologisch optimierten Ausbaus der erneuerbaren Energie in Deutschland (DLR, IFEU, WI 2004).

Unter Berücksichtigung der dort abgeleiteten Empfehlungen des Naturschutzes als einer Leitlinie einer umweltverträglichen Nutzung der Biomasse, hat die Nutzung der Reststoffe die

größte Bedeutung, da – abgesehen von der Anbaubiomasse auf erosionsgefährdeten Standorten - erst ab etwa 2020 größere Flächen für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehen werden. Dies hat Einfluss auf den Zeitpfad der Biomassenutzung und die zweckmäßigste Zuordnung zu Nutzungsbereichen.

Es zeigt sich aus den Analysen, dass ein vorrangiger Einsatz biogener Reststoffe im stationären Bereich zu bevorzugen ist, da hier signifikant höhere Ausbeuten an Nutzenergie und THG-Minderungen erzielt werden können als im Verkehrsbereich (durch Ausnutzung des Heizwerts mit rund 90% sowohl in KWK-Anlagen wie in modernen Heizungen und Heizwerken; Abbildung 5-5).

Die Bestimmung des Biokraftstoffpotenzials orientiert sich deshalb an den Erzeugungsmöglichkeiten des Energiepflanzenanbaus und ist damit direkt an das Flächenangebot gekoppelt.



Quelle: DLR, IFEU, WI 2004

Abbildung 5-5: Reduktion der CO_2-Emissionen durch den Einsatz von Restholz je nach Nutzungsform

5.4.1 Verfügbare Flächen für den Anbau von Energiepflanzen zur Biokraftstoffproduktion

Die Abschätzung berücksichtigt die mittel- bis langfristigen Projektionen zu den freien Anbauflächen, die bei Einhaltung der Naturschutz-Kriterien sowie einem Ausbau ökologischer Landwirtschaft im Zeitablauf verfügbar sind (DLR, IFEU, WI 2004). Sie belaufen sich auf 0,22 Mio. ha im Jahre 2010; 1,1 Mio. ha in 2020 und dann steigend bis auf 4,15 Mio. ha in 2050. Nach dem Jahre 2030 wird hiervon noch ein geringer Anteil (0,36 Mio. ha in

2050) für die stationäre Nutzung eingesetzt (vgl. Kapitel 5.1), der weitaus größte Teil steht jedoch zur Kraftstoffproduktion zur Verfügung.

Kurz- bis mittelfristig sind jedoch Abweichungen von diesem Ausbaupfad zu erwarten, da schon heute größere Flächen zur Biokraftstoffproduktion eingesetzt werden, u.a. aufgrund des Handlungsdruck zur Erreichung des Ziels der EU-Biokraftstoffrichtlinie, bis zum Jahr 2010 einen Biokraftstoffanteil von 5,75% zu erreichen und die durch die Mineralöl–steuerbefreiung ausgelösten Wachstumsdynamik. Die angenommene Flächenverfügbarkeit für die Kraftstoffproduktion und die Verwendung der Flächen sind in Tabelle 5-4 dargestellt.

Unter den getroffenen Annahmen, das keine zusätzliche stoffliche Nutzung zu berücksichtigen ist, stehen die angenommen Flächen vollständig für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung und können rein nach Klimaschutzaspekten verwendet werden. Aspekte wie Biodiversität und Artenschutz sind schon im Zuge der Naturschutzkriterien z.B. hinsichtlich des Biotopverbunds, der Ackerrandbegrünung usw. abgedeckt, so dass auch die Konzentration auf wenige Anbauformen ökologisch akzeptabel ist. Einschränkungen für den Ausbau von Energiepflanzen können sich dagegen ergeben, wenn das Landschaftsbild nachhaltig durch höherwachsende Pflanzen (> 3m) beeinflusst wird. Hieraus können ggf. Akzeptanzprobleme z.B. für Kurzumtriebsplantagen resultieren.

Tabelle 5-4: Übersicht des Flächenangebots für Biokraftstoffe (1000 ha)

	2004	2010	2020	2030	2040	2050
freie Fläche unter Naturschutzkriterien	0	220	1.100	2.000	3.100	4.150
Nutzung für stationäre Anwendungen (Szenario NatPlus-REFV, zusätzlich zu Reststoffen)	0	0	0	150	280	360
Verfügbare Fläche für Biokraftstoffe unter Naturschutzkriterien	0	220	1.100	1.850	2.820	3.790
Zusätzlich Flächenutzung für Biokraftstoffe	780	1.000	400	400	400	400
Fläche für Biokraftstoffe gesamt	**780**	**1.220**	**1.500**	**2.250**	**3.220**	**4.190**
Anbaufläche insgesamt	**780**	**1,220**	**1.500**	**2.400**	**3.500**	**4.550**

Quelle: DLR, IFEU, WI 2004, eigene Berechnungen

5.4.2 Flächenspezifische Energieerträge

Welche Klimaschutzwirkung durch die verschiedenen Biokraftstoffpfade erreicht werden kann, hängt zum einen von den in Kapitel 3.2.1 beschriebenen spezifischen Emissionen der Prozesskette ab. Gleichzeitig ist es von Bedeutung, welche Gesamtmengen an Kraftstoff verfügbar werden, d.h. welcher Energieertrag pro Anbaufläche erzielt werden kann. Hier zeigen sich teilweise substantielle Unterschiede zwischen den Biokraftstoffoptionen (Abbildung 5-6). Ungeachtet der möglichen Ertragssteigerungen durch Verbesserung von Anbaumethoden und Umwandlungsverfahren wird deutlich, dass gerade die zur Zeit massiv

beworbenen flüssigen Biokraftstoffe der ersten Generation (Biodiesel und Bioethanol) vergleichsweise niedrige Energieerträge liefern. Im Gegensatz dazu ist zu erkennen, dass die Vergärung von Energiepflanzen zu Biogas aufgrund der Ganzpflanzennutzung einen deutlich höheren Kraftstoffertrag ermöglicht. Hinzu kommen die Möglichkeiten für 2-Fruchtfolgen sowie die Potenziale, die aus einer Optimierung der bisher auf Fruchtertrag gezüchteten Nutzpflanzen hinsichtlich des Biomasseertrags generiert werden können, wodurch weitere Steigerungen zu erwarten sind.

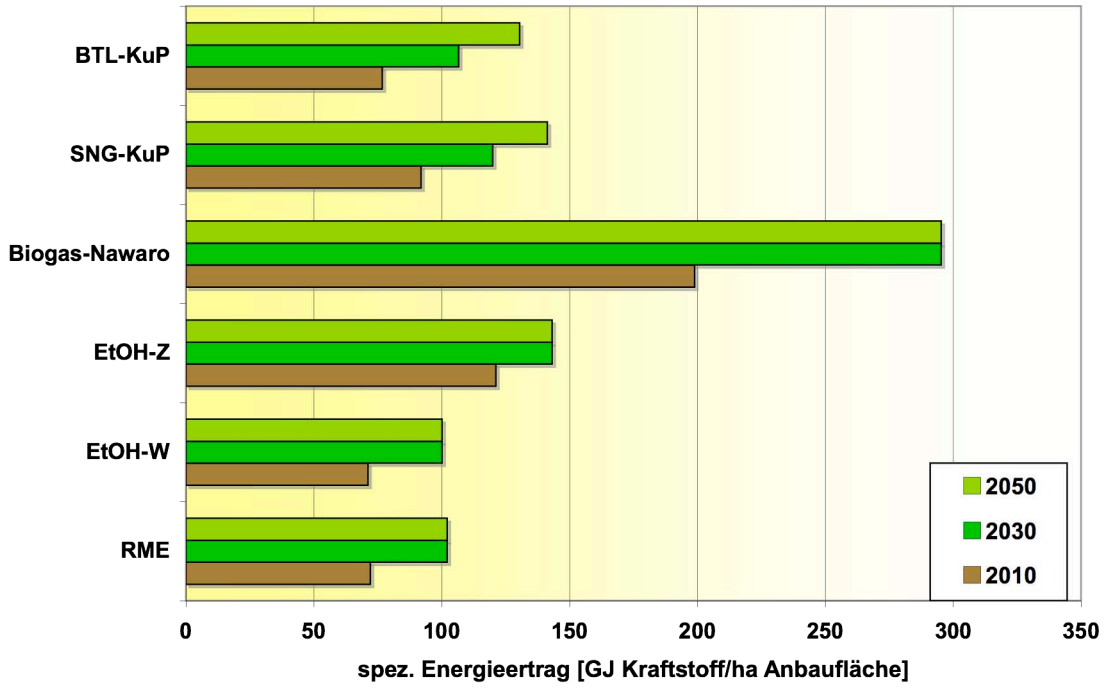


Abbildung 5-6: Spezifische Energieerträge von Biokraftstoffptionen mit Ertragssteigerungsmöglichkeiten bis 2050.

5.4.3 Unterschiedliche Handlungsoptionen zur Verwendung der Biomasse als Kraftstoff

Vor dem skizzierten Hintergrund wird deutlich, dass die Nutzung der Biomasse angesichts der verschiedenen Verfahrensrouten von besonderen Konkurrenzbeziehungen geprägt ist. Um das Spektrum der alternativen Kraftstoffe möglichst breit abzudecken, wurden die im Folgenden beschriebenen drei Varianten für die Nutzung der Anbaubiomasse als Biokraftstoff definiert:

- **Option 2A** geht von den gegenwärtigen Strukturen aus und schreibt den Ausbau flüssiger Biokraftstoffe auf Basis heimischer Ressourcen fort.
- **Option 2B** legt den Schwerpunkt auf die Maximierung des flächenspezifischen Energieertrags und fokussiert deshalb auf den Ausbau von Biogas und SNG als Biokraftstoffe auf Basis heimischer Ressourcen, wofür die Fortsetzung des laufenden Ausbaus der Erdgastankstelleninfrastruktur Voraussetzung ist.

- **Option 2C** steht für den Import von flüssigen Biokraftstoffen aus der EU 25 nach Deutschland.

Alternativ zur Produktion von Biokraftstoffen kann die verfügbare heimische Biomasse auch zur Wasserstofferzeugung durch Vergasung eingesetzt werden. Dieser Pfad ist damit ein Strategieelement zur Ausweitung der Wasserstoffpotenziale und wird in Kapitel 5.5.2 beschrieben.

5.4.3.1 Option 2A: Ausbau flüssiger Biokraftstoffe

Diese Variante schreibt den Referenzfall fort und spiegelt den gegenwärtigen Schwerpunkt auf die Förderung von flüssigen Biokraftstoffen wider. Folgende Annahmen liegen der Potenzialabschätzung zugrunde:

- Kurzfristig wird Biodiesel u.a. aufgrund der gegenwärtig günstigen Kosten eine dominierende Rolle spielen und maßgeblich den schon im Referenzfall enthaltenen Biokraftstoffanteil abdecken. Mittel- bis langfristig sind jedoch Kostensteigerungen sowie Probleme beim Einsatz in neuen, schadstoffoptimierten Motorkonzepten zu erwarten, so dass nach 2020 ein Rückgang unterstellt wird.
- Der Einsatz von Ethanol wird durch die vergleichsweise hohen Kosten der heimischen Produktion behindert. Aufgrund des aktuellen Handlungsdrucks und den derzeit im Aufbau befindlichen Kapazitäten wird ein begrenzter Ausbau von Ethanol bis 2030 angenommen, zum größten Teil dabei aus Weizen. Die Produktion auf Basis Zuckerrübe liefert zwar deutlich höhere Erträge, ist jedoch von höheren Kosten gekennzeichnet, was auch nach der Reform der EU-Zuckermarktordnung die Wachstumschancen begrenzt. Insbesondere beim Ethanol stellt sich die Frage nach der Rolle von kostengünstigeren Importen z.B. aus Brasilien. Dieser Aspekt wird hier jedoch nicht betrachtet und in Anhang 9.4 kurz angesprochen.
- Beginnend ab 2010 steigt der Anteil von BTL aus Anbaubiomasse kontinuierlich an, da dieser Pfad höhere Flächenerträge und im Vergleich zu Ethanol deutlich geringere THG-Vermeidungskosten aufweist. Weiterhin ermöglicht der Prozess der Dieselsynthese eine gezielte Beeinflussung der Kraftstoffeigenschaften, was aus Sicht der Automobilindustrie als Vorteil für die Entwicklung emissionsarmer Motoren angesehen wird.
- Neben BTL aus holzartiger Anbaubiomasse sind weitere Verfahren zur Nutzung lignocellulosehaltiger Biomassen in der Entwicklung, die in Zukunft das Spektrum erweitern können. Angesichts der Unsicherheiten und offenen F&E-Fragen konnten diese Optionen jedoch nicht explizit berücksichtigt werden. In erster Näherung wird deshalb davon ausgegangen, dass sich Erträge und Minderungspotenziale z.B. beim Einsatz von Energieweizen als Ganzpflanze in der Vergasung nicht wesentlich von BTL auf Holzbasis unterscheiden werden, so dass BTL an dieser Stelle quasi als Stellvertreteroption für weitere "flüssige Biokraftstoffe der zweiten Generation" anzusehen ist.

In der Summe ist dadurch unter den getroffenen Annahmen bis zum Jahr 2050 eine Kraftstoffmenge von insgesamt rund **530 PJ** zu erreichen, davon gut 480 PJ zusätzlich zum Referenzfall. Dies entspricht knapp einem Drittel des Kraftstoffverbrauchs im Straßenverkehr von 1.505 PJ in 2050 bzw. 1.343 PJ im Effizienzszenario.

Bezogen auf die direkten, energiebedingten CO_2-Emissionen ergibt sich hieraus eine Minderung um **35 Mio. t CO_2**. (d.h. Substitution des Kohlenstoffgehalts des Kraftstoffs Benzin und Diesel im Tank von 73 g CO_2/MJ).

Berücksichtigt man die gesamten THG-Emissionen der Vorkette, so reduziert sich der Minderungsbeitrag auf netto **33 Mio. t CO_2äqv**. Hierzu werden die Produktionsketten der Biokraftstoffe vollständig bilanziert und mit der kompletten Prozesskette von Benzin und Diesel verglichen (Wert 2005: Benzin 87,8 bzw. Diesel 89 g CO_2äqv. /MJ).

5.4.3.2 Option 2B: Ausbau gasförmiger Biokraftstoffe

In Abbildung 5-6 wird deutlich, dass der Anbau von Energiepflanzen als Substrat für die Biogaserzeugung einen signifikant höheren spezifischen Energieertrag pro Anbaufläche zulässt als die Herstellung von Biodiesel oder Ethanol. Die Herstellung von Biomethan durch Holzvergasung ist dagegen mit der BTL-Route hinsichtlich der Erträge vergleichbar. Als zweite Variante wird deshalb angenommmen, dass neben dem schon in Variante 1 unterstellten RME-Sockel die gesamte Anbaufläche zur Biogas- und Biomethanproduktion verwendet wird. Das biogene Gas wird dabei aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist und darüber verteilt.

Aufgrund der höheren Flächeneffizienz sind unter den getroffenen Annahmen über den Gaspfad deutlich höhere Kraftstoffmengen zu erreichen. In der Summe können bis zum Jahr 2050 **856 PJ** bereitgestellt werden, das sind nach Abzug des Biokraftstoffsockels im Referenzfall mit gut 800 PJ zusätzlich mehr als die Hälfte des Kraftstoffbedarfs im Straßenverkehrs in 2050.

Die Emissionsminderung der direkten, energiebedingten CO_2-Emissionen beträgt dann **59 Mio. t CO_2**, der Nettoeffekt unter Berücksichtigung der THG-Emissionen der Vorkette beläuft sich auf knapp **49 Mio. t CO_2 äqv**. und liegt damit um fast 50% höher als bei dem Flüssigpfad der Option 2A.

Biogas und Biomethan können damit einen großen Beitrag zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr leisten. Der gegenwärtig stattfindende Aufbau eines flächendeckenden Netzes von CNG-Tankstellen und die Ausweitung des Angebots an CNG-Fahrzeugen bietet somit die strategische Schlüsselvoraussetzung für die Nutzung dieser Option.

5.4.3.3 Option 2C: Import von Biokraftstoffen

Die bisherigen Überlegungen gehen von einer Deckung des Biokraftstoffbedarfs durch heimische Ressourcen aus. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich die heute schon zu beobachtenden grenzüberschreitenden Handelsströme ausweiten werden und der Import von Biokraftstoffen nach Deutschland zunehmen wird.

Ein fundierte Analyse dieses Themas konnte im Rahmen dieser Studie nicht geleistet werden. Um einen ersten Anhaltspunkt zu den Mengeneffekten zu erhalten, wurde deshalb ungeachtet aller Schwierigkeiten der Abwägung zukünftiger technischer, ökonomischer und politischer Rahmenbedingungen in Anhang 9.4 ein möglicher Importbeitrag abgeschätzt. Die Ableitung berücksichtigt dabei die Potenzialsituation in der EU 25 sowie die Nachfragestrukturen vor dem Hintergrund der EU-weit geltenden Zielsetzungen zum Ausbau der Biokraftstoffe.

Im Ergebnis wird davon ausgegangen, dass nur ein Anteil der Potenziale für Deutschland verfügbar ist. Als Zuteilungsschlüssel wurde der Anteil des nationalen Kraftstoffbedarfs am europäischen Bedarf gewählt. Dieser Schlüssel ist notwendigerweise willkürlich, in der Praxis wird sich die Allokation natürlich als Ergebnis von Kosten- und Preisrelationen am Markt herausbilden. Die unterstellte Importmenge steigt dabei von 5 PJ in 2010 über 80 PJ (2030) auf 176 PJ in 2050. Aus technisch-logistischer Sicht wird vereinfachend ein Mix flüssiger Biokraftstoffe unterstellt, der in seiner Struktur und bezüglich seiner Kosten der deutschen Produktion entspricht. In dieser Vereinfachung kann der Import quasi als "Verlängerung" der deutschen Potenziale angesehen werden. Wichtige volkswirtschaftliche Aspekte bzgl. der Effizienz nationaler Strategien und insbesondere der Rolle von Weltmärkten werden hierdurch ausgeblendet. Die erreichbaren Emissionsminderungen betragen für das Jahr 2050 rund **13 Mio. t CO_2** an energiebedingten direkten Emissionen sowie netto **12 Mio.t CO_2 äqv**. (bei Annahme deutscher Produktionsverhältnisse).

In Tabelle 5-5 sind die Eckdaten der drei Biokraftstoff-Strategieelemente zusammengefasst.

Tabelle 5-5: Zusammenfassung der Eckdaten zu den Strategieelementen Biokraftstoffe

Option 2a (flüssige BKS)		***2005***	***2010***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
Kraftstoffmenge							
RME	PJ	35	65	86	52	21	0
EtOH-W	PJ	0	16	34	39	26	0
EtOH-Z	PJ	0	0	7	6	0	0
Biogas (Anbau)	PJ	0	0	0	0	0	0
SNG (Anbau)	PJ	0	0	0	0	0	0
BTL (Anbau)	PJ	0	0	5	138	319	532
Summe	PJ	35	81	132	235	366	532
davon in Referenz	PJ	35	59	61	58	53	48
zusätzlicher Beitrag	PJ	0	22	71	177	313	484
spez. THG-Vermeidungskosten im Mix	Euro/tCO2äqv		382	470	420	312	225
Reduktion direkt (nur CO2)	Mio. t CO2		1,6	5,1	12,9	22,9	35,3
Reduktion ges. (inkl. THG-Vorkette)	Mio. t CO2 äqv.		1,2	3,7	10,6	20,5	33,2
Option 2b (gasförm. BKS)		***2005***	***2010***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
Kraftstoffmenge							
RME	PJ	35	65	86	52	21	0
EtOH-W	PJ	0	0	0	0	0	0
EtOH-Z	PJ	0	0	0	0	0	0
Biogas (Anbau)	PJ	0	44	97	300	464	545
SNG (Anbau)	PJ	0	0	10	82	176	311
BTL (Anbau)	PJ	0	0	0	0	0	0
Summe	PJ	35	109	193	434	661	856
davon in Referenz	PJ	35	59	61	58	53	48
zusätzlicher Beitrag	PJ	0	50	132	376	608	808
spez. THG-Vermeidungskosten im Mix	Euro/tCO2äqv		357	368	330	298	270
Reduktion direkt (nur CO2)	Mio. t CO2		3,6	9,7	27,4	44,4	59,0
Reduktion ges. (inkl. THG-Vorkette)	Mio. t CO2 äqv.		2,8	7,2	20,7	35,0	48,7
Option 2c: Import flüss. Biokraftstoffe		***2005***	***2010***	***2020***	***2030***	***2040***	***2050***
Verfügbarkeit	PJ		5	20	80	140	176
spez. THG-Vermeidungskosten im Mix	Euro/tCO2äqv		382	470	420	312	225
Reduktion direkt (nur CO2)	Mio. t CO2		0,4	1,5	5,8	10,2	12,8
Reduktion ges. (inkl. THG-Vorkette)	Mio. t CO2 äqv.		0,3	1,0	4,8	9,2	12,1
Kraftstoffbedarf im Straßenverkehr							
- Referenzszenario	PJ	2.227	2.142	1.968	1.801	1.651	1.505
- Effizienzszenario	PJ	2.227	2.142	1.960	1.756	1.535	1.343

Die folgende Abbildung 5-7 ordnet die energetische Nutzung der Biomasse in NatPlus-REFV und in den Kraftstoffoptionen 2A und 2B in das Gesamtbild der Verfügbarkeit von Biomasse (Reststoffe und Anbauflächen in 2050) in Deutschland ein. Ausgangspunkt sind Reststoffpotenziale (feste Biomasse + Biogase) in Höhe von 725 PJ/a nach DLR,IFEU,WI (2004) und die in Tabelle 5-4 erläuterten Anbauflächen des Jahres 2050. Die Eckpunkte an Ordinate und Abszisse ergeben sich bei ausschließlicher mobiler oder stationärer Nutzung aller verfügbaren Biomassen. Dies sind für 100% stationäre Nutzung einmal 1.500 PJ/a (spezifischer Flächenertrag 170 GJ/ha,a; ausgezogenen Potenziallinie) und 1.725 PJ/a bei einer 30%-igen Ertragssteigerung bis 2050 (220 GJ/ha,a; gestrichelte Potenziallinie). Für eine jeweils 100%-ige mobile Nutzung erhält man entsprechend 940 PJ/a (Option 2A) bzw. 1.300 PJ/a (Option 2B), wenn für den Einsatz von Reststoffen zur Herstellung von Biokraftstoffen pauschal von einen Nutzungsgrad von 50% ausgegangen wird. Die

beschriebenen Optionen nutzen das Gesamtpotenzial etwa zur Hälfte je für den stationären und den mobilen Einsatz. Das stationäre Nutzungspotenzial in den Szenarien wurde auf 785 PJ/a festgesetzt (NatPlus-REFV), die Optionen 2A und 2B fügen 530 PJ/a bzw. 855 PJ/a Biokraftstoffe hinzu. Grundsätzlich sind, wie in DLR, IFEU, WI (2004) beschrieben auch andere Endpunkte auf den Potenziallinien möglich. Ein deutlich höherer Einsatz im stationären Bereich würde aber die möglichen Biokraftstoffbeiträge deutlich reduzieren und gleichzeitig für die Ausweitung solarer und geothermer Wärme weniger Spielräume lassen.

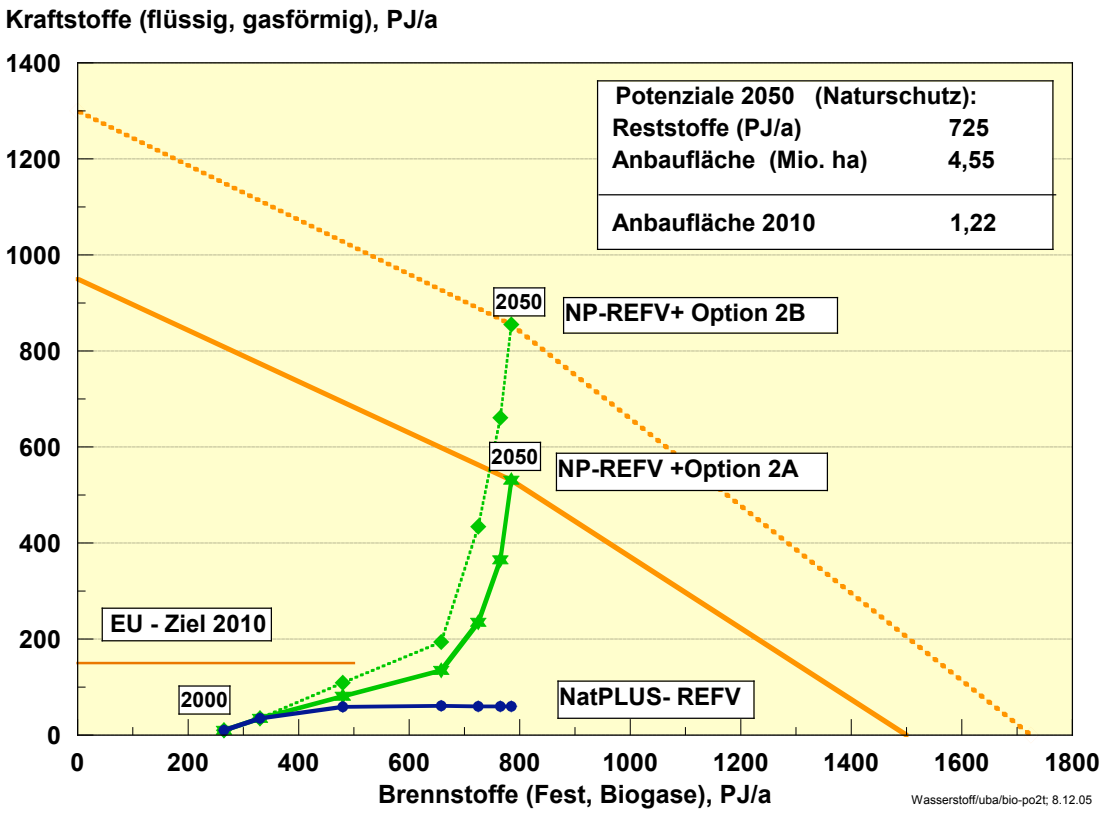


Abbildung 5-7: Potenzialkurven der Biomasse in Deutschland im Jahr 2050 für unterschiedliche Erträge und Kombinationen von stationärer und mobiler Verwendung sowie Szenariopfade ihres Einsatzes in Zehnjahresschritten (ohne Importanteil)

5.5 Option 3: Einführung von Wasserstoff auf Basis Erneuerbarer Energien als Kraftstoff im Straßenverkehr

Neben den Biokraftstoffen wird vor allem Wasserstoff als alternativer Energieträger diskutiert, der die Nutzung erneuerbarer Energien im Straßenverkehr ermöglicht. Für den Untersuchungszeitraum bis zum Jahr 2050 sind mit der Elektrolyse von Strom aus erneuerbaren Energien sowie der Biomasse-Vergasung zwei Varianten als H_2-Quelle denkbar.

5.5.1 Option 3A: H_2 auf Basis EE-Strom

Eine weitere Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromversorgung über den in Option 1A genannten Anteil von rund 70% hinaus wäre bei direkter Nutzung des Strom angesichts des hohen Anteils fluktuierender Quellen mit wachsenden, nicht unmittelbar nutzbaren Überschüssen verbunden. Als zusätzliche Handlungsoption bietet sich daher die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse an, um die Stromüberschüsse einer sinnvollen Verwendung zuzuführen. Zu diesem Zeitpunkt sind auch die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien bereits vergleichsweise niedrig, so dass die elektrolytische Bereitstellung von Wasserstoff auch aus ökonomischer Sicht in den Bereich sinnvoller Optionen rückt. Langfristig kann Wasserstoff vom technischen Potenzial her in "beliebigen" Mengen bereitgestellt werden (z.B. mittels solarthermischer Kraftwerke oder Windenergie an sehr ertragsreichen Standorten). Grenzen für den sinnvollen Ausbausgradienten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Verlauf der CO_2-Minderungskosten machen Wasserstoff aber generell zu einer "späten" Option. Gewählt sind zwei Bereitstellungspfade:

(1) Solarthermisches Kraftwerk (Nordafrika) + HGÜ nach D, Stromnetz + regionale Elektrolyse + H_2-Unterverteilung + Tankstelle (CH_2-SOT-2)

(2) Wind-Offshore, zentrale Elektrolyse an Küste, Hochdruckverteilung + Unterverteilung + Tankstelle (CH_2-Wind-1)

Bei dem Pfad 1 sind zwei Varianten berücksichtigt. In Variante 1a gehen die Stromgestehungskosten ohne Gutschrift für Abwärme aus dem solaren Kraftwerk ein (die für die Entsalzung von Wasser dienen kann), in Variante 1b werden Stromgestehungskosten einschließlich dieser Gutschrift zugrunde gelegt (Trieb 2005).

In der Kraftstoffoption wird Wasserstoff gasförmig bei der Tankstelle abgeliefert und dort gespeichert. Bei Abtrennung des letzten Schritts kann Wasserstoff als gasförmiger Energieträger für jeden großen bzw. mittleren Verbraucher betrachtet werden (stationäre Nutzung). Der Konditionierungsschritt an der Tankstelle kostet rund 5 €/GJ.

Der hier angenommene Beitrag von elektrolytischem Wasserstoff ist so gewählt worden, dass er bis 2050 einen merklichen Beitrag zur CO_2-Minderung liefert. Er stellt keine technische oder strukturelle Obergrenze dar. Der Beitrag von 170 PJ/a Wasserstoff fordert eine zusätzliche Erzeugung von **63 TWh/a** Strom aus Wind und/oder solarthermischen Kraftwerken (zuzüglich zu der schon unterstellten Erzeugung von 276 TWh/a für die direkte Nutzung in NatPlus-REFV). Damit käme dann auf die gesamte Stromerzeugung bezogen (NatPlus-REFV + Option 3A) ein Anteil von 75% aus erneuerbaren Energien. Wasserstoff besitzt bei Verdrängung von Benzin/Diesel ein CO_2-Minderungspotenzial von **12 Mio. t CO_2/a in 2050** (Tabelle 5-6), THG-Emissionen in der Vorkette können praktisch vernachlässigt werden.

Ersichtlich sind die relativ hohen CO_2-Vermeidungskosten in den nächsten zwei bis drei Dekaden. Nach 2030 erreichen diese aber ein deutlich geringeres Niveau, wobei die unterstellen anlegbaren Preise lediglich von einer Verdopplung der derzeitigen Herstellungs- und Verteilungskosten von Benzin/Diesel bis 2050 ausgehen. Damit dürften die CO_2-Vermeidungskosten eher überschätzt sein.

Tabelle 5-6: Eckdaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien

Anlegbarer Preis mit CO2-Aufschlag	2010	2020	2030	2040	2050	Kumuliert bis 2050 bzw. Mittelwert
	zusätzlich in der jeweiligen Dekade					
1 a SOT + HGÜ + regionale Elektrolyse in D + Unterverteilung+ Tankstelle Strom ohne Gutschrift für Meerwasserentsalzung						
- Stromerzeugung, TWh/a	0	0	2	5,7	32,3	40
- Stromkosten frei Elektrolyse, ct/kW	8,9	7,4	6,8	6,7	6,6	6,6
- H2 anTankstelle PJ/a (Hu)	0,0	0,0	5,5	15,8	89,5	111
- H2-Kosten, Tankstelle EUR/GJ (Hu)	44,2	36,2	33,5	33,1	32,6	32,7
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**487**	**349**	**288**	**221**	**146**	**164**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,00	0,40	1,15	6,52	**8,1**
1 b SOT + HGÜ + regionale Elektrolyse in D + Unterverteilung+ Tankstelle Strom mit Gutschrift für Meerwasserentsalzung						
- Stromerzeugung, TWh/a	0	0	2	5,7	32,3	40
- Stromkosten frei Elektrolyse, ct/kW	7,8	5,7	5,6	5,6	5,6	5,6
- H2 anTankstelle PJ/a (Hu)	0,0	0,0	5,5	15,8	89,5	111
- H2-Kosten, Tankstelle EUR/GJ (Hu)	39,5	29,6	29,0	29,0	29,0	29,0
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**422**	**259**	**226**	**165**	**97**	**113**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,00	0,40	1,15	6,52	**8,1**
2 Wind Offshore + Elektrolyse Küste+ Hochdrucknetz+Unterverteilung +Tankstelle						
- Stromerzeugung, TWh/a	0	1	5,5	8,5	8	23
- Stromkosten frei Elektrolyse, ct/kW	6,2	3,8	3,7	3,6	3,6	3,6
- H2 anTankstelle PJ/a (Hu)	0,0	2,5	14,5	22,6	21,3	61
- H2-Kosten, Tankstelle EUR/GJ (Hu)	37,2	25,7	24,3	23,6	23,5	23,8
- CO2-Vermeid.kosten, EUR/t CO2	**391**	**205**	**162**	**91**	**21**	**88**
- vermeidb. CO2-Menge, Mio. t/a	0,00	0,18	1,05	1,65	1,55	**4,4**

UBA/CO2-ZUS; 23.9.05

5.5.2 Option 3B: Nutzung der heimischen Biomasse zur H_2-Erzeugung

Im Zuge einer früheren Einführung von Wasserstoff kann das heimische Biomassepotenzial auch von Beginn an für die H_2-Erzeugung verwendet werden. In Ergänzung zu den oben genannten (beispielhaften) Möglichkeiten der Bereitstellung aus EE-Strom ergibt sich für das Jahr 2050 eine zusätzliche H_2-Kraftstoffmenge von rund **550 PJ/a**.

Damit kann eine Minderung der direkten CO_2-Emissionen von **41 Mio. t CO_2** erreicht werden, durch Berücksichtigung der indirekten THG-Emissionen der Biomassevorkette reduziert sich der Klimaschutzeffekt auf **34 Mio. t CO_2 äqv**. Werden im Rahmen einer H_2-Maximalstrategie beide Optionen kombiniert, so stehen in 2050 rund 720 PJ/a Wasserstoff zur Verfügung, die ein CO_2-Vermeidungspotenzial von 53 Mio. t CO_2 bzw. von 47 Mio. t CO_2 äqv. repräsentieren (Tabelle 5-7).

Die Option einer früheren Einführung von Wasserstoff ist vor allem dann interessant, wenn die Kosten für die H_2-Fahrzeuge schnell sinken und Fahrzeuge ab 2020 in großem Maßstab verfügbar werden (H_2-FZ optimist.). Tabelle 5-7 gibt einen Überblick über die Eckdaten der H_2-Optionen und das resultierende Potenzial einer möglichen H_2-Maximalstrategie, die beide Optionen vereint. Die Vermeidungskosten schließen hier die entsprechenden Fahrzeuge mit ein.

Tabelle 5-7: Die H_2-Optionen im Überblick

Option 3a: H2 aus EE-Strom		*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
H2-Erzeugung	PJ/a		1	22	59	169
REG-Strombedarf	TWh/a					
Wind			1	6,5	15	23
Import Solartherm.				2	7,7	40
CO2-Reduktion	Mio.t CO2/a		0,1	1,6	4,3	12,3
spez. Vermeidungskosten						
H2-FZ F&E-Ziel	Euro/t CO2		530	461	367	281
H2-FZ optimist.	Euro/t CO2		222	206	141	117
Option 3b: H2 aus Biomasse (Anbau)		*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kraftstoffmenge						
flüss. Biokraftstoffe (BKS)	PJ/a	65	86	81,6	61,2	51
Bio-H2 (Anbau)	PJ/a	24	62	197	374	554
Summe	PJ/a	89	148	279	436	605
davon in Referenz	PJ/a	59	61	58	53	48
zusätzlicher Beitrag	PJ/a	30	87	221	383	557
Reduktion direkt (nur CO2)	Mio.t CO2/a	2	6	16	28	41
Reduktion ges. (inkl. THG-Vorkette)	Mio. t CO2 äqv.	2	5	12	22	34
spez. THG-Vermeidungskosten						
H2_FZ optimistisch	Euro/tCO2äqv	883	423	361	259	172
spez. THG-Vermeidungskosten						
H2_FZ optim. im Mix mit BKS	Euro/tCO2äqv	477	424	412	306	212
spez. THG-Vermeidungskosten						
H2_FZ F&E-Ziel	Euro/tCO2äqv		673	587	480	349
spez. THG-Vermeidungskosten						
H2_FZ F&E-Ziel im Mix mit BKS	Euro/tCO2äqv		528	572	496	374
H2-Maximalstrategie		*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
ges. H2-Kraftstoffmenge	PJ/a	24	63	219	433	723
ges. Reduktion direkt (nur CO2)	Mio.t CO2/a	2	6	18	32	53
ges. Reduktion (inkl. THG-Vorkette)	Mio. t CO2 äqv.	2	5	13	26	47
spez. THG-Vermeidungskosten im Mix (H2-FZ optim.)	Euro/t CO2	477	421	392	284	189
spez. THG-Vermeidungskosten im Mix (H2-FZ F&E-Ziel)	Euro/t CO2		528	561	478	352
Kraftstoffbedarf im Straßenverkehr						
- Referenzszenario	PJ	2142	1968	1801	1651	1505
- Effizienzszenario	PJ	2142	1960	1756	1535	1343

6 Vergleich der Strategien zur Erreichung des Klimaschutzziels

Im Kapitel 5 wurden unterschiedliche Handlungsoptionen vorgestellt, die einen zusätzlichen Beitrag zur Senkung der Klimagasemissionen in Deutschland leisten können. Ausgehend von dem in Kapitel 4.4 skizzierten Referenzszenario und dem darauf aufbauenden „Basisszenario“ NatPlus-REFV wird im Jahr 2050 gegenüber dem Bezugsjahr 1990 bereits eine Minderung der energiebedingten direkten CO_2-Emissionen in Deutschland um -68% auf 313 Mio. t CO_2/a. erreicht. Zur Realisierung der Zielvorgabe einer -80%-Minderung auf 200 Mio. t CO_2/a ist demnach bis zum Jahr 2050 ein zusätzlicher Reduktionsbeitrag in Höhe von 113 Mio.t CO_2/a erforderlich.

6.1 Bewertung der Beiträge der einzelnen Handlungsoptionen

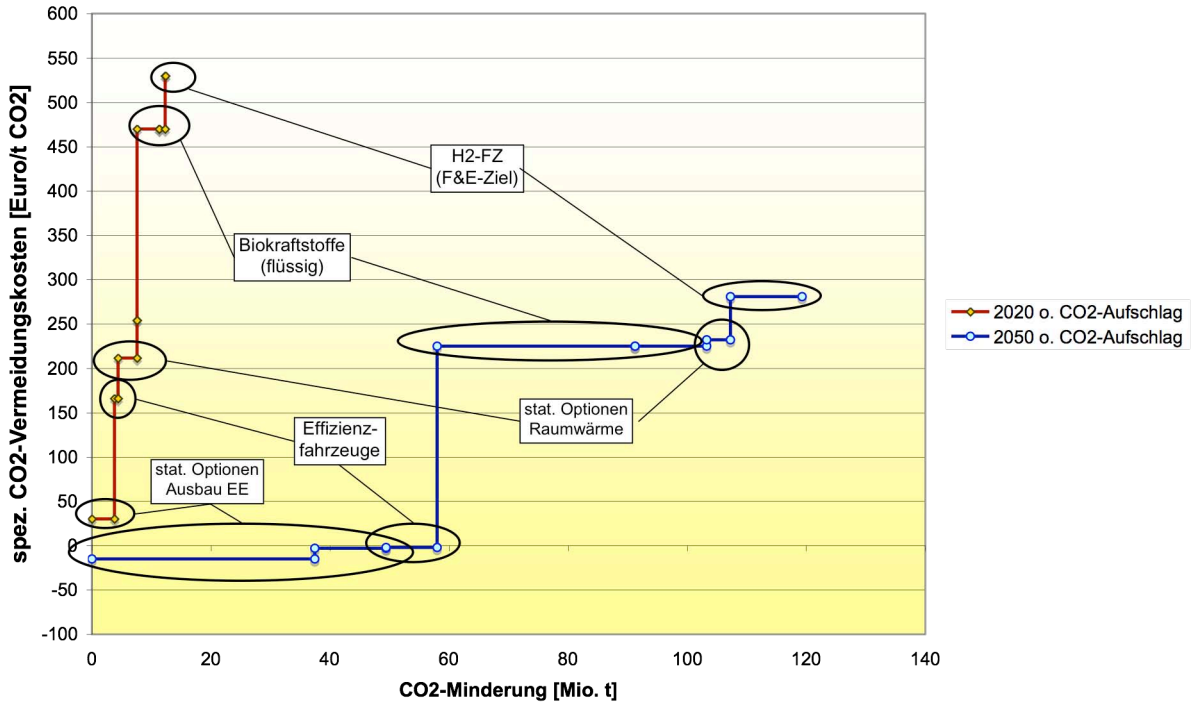
Die Zusammenstellung der in Kapitel 5 vorgestellten Handlungsoptionen macht deutlich, dass keiner dieser Ansatzpunkte alleine ausreicht, die Deckungslücke zu schließen (Tabelle 6-1). Es ist somit in jedem Fall ein Mix von Handlungsoptionen erforderlich, die nur gemeinsam eine entsprechende Klimaschutzwirkung entfalten. Dies gilt insbesondere, wenn im Fall der Biokraftstoffe die vollständigen THG-Emissionen der Vorkette mit berücksichtigt werden, was die Klimaschutzwirkung im Vergleich zu der direkten Substitution der CO_2-Emissionen des Kraftstoffs im Endenergiemix reduziert (Nettoeffekt).

Folgende Schlussfolgerungen ergeben sich aus diesen Ergebnissen:

- Zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen im stationären Bereich über die in NatPlus-REFV bereits durchgeführten Maßnahmen können einen Minderungsbeitrag von 50 Mio. t CO_2/a im Jahr 2050 liefern. Selbst die vollständige Ausschöpfung aller sinnvollen Effizienzpotenziale und eine sehr weitgehende Durchdringung erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt reichen also **allein** nicht aus, um das Klimaschutzziel bei den hier unterstellten Eckdaten der energieverursachenden Größen (vgl. Tabelle 4-1) zu realisieren. Der Verkehrsektor muss somit über den Trend hinaus ebenfalls zusätzliche Minderungsanstrengungen unternehmen.
- Im Gegenzug gilt jedoch gleichermaßen, dass unter den getroffenen Annahmen einer noch deutlich wachsenden Verkehrsleistung auch forcierte Einsparmaßnahmen bei den PKW in Verbindung mit der Einführung alternativer Kraftstoffe alleine ebenso wenig ausreichen, um die notwendige Minderung von 113 Mio. t CO_2/a bis zum Jahr 2050 zu gewährleisten. Eine ambitionierte Klimaschutzpolitik muss somit in allen Sektoren gleichzeitig ansetzen.
- Der Vergleich der spezifischen Vermeidungskosten der Handlungsoptionen bestätigt die Ausgangshypothese, dass Maßnahmen im stationären Bereich unter den getroffenen Annahmen einer optimistischen Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien besonders effiziente Ansatzpunkte zur Emissionsminderung bieten. Wie aus Abbildung 6-1 ersichtlich liegen die spezifischen Vermeidungskosten der Einführung von Biokraftstoffen und

Wasserstoff signifikant über denjenigen einer sehr weitgehenden Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen und Potenzialen der direkten Nutzung erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich. Eine Ausnahme sind die letzten Optionen der Wärmeeinsparung, die zusätzlich zum ohnehin schon sehr engagierten Effizienzpfad aufgesattelt werden und dabei dann geringfügig unter der H_2-Option liegen. Zur Effizienzstrategie zählt auch die Steigerung der Fahrzeugeffizienz im PKW-Sektor, was langfristig im Vergleich zur Referenz ebenfalls zu Einsparungen führen kann (vgl. Tabelle 5-3). Aus klimapolitischer Sicht ist die damit verbundene Strategie somit eine robuste Handlungsoption mit erster Priorität.

- In der Darstellung von Abbildung 6-1 wurde die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff für ein Brennstoffzellenfahrzeug mit konservativen Annahmen zur Kostendegression abgebildet. Wie in 3.2.2 diskutiert, sind auch optimistische Kostenverläufe denkbar, die zu deutlich niedrigeren spezifischen Vermeidungskosten führen können. Im Ergebnis beeinflusst dies allerdings in erster Linie die Rangfolge zwischen Biokraftstoffen und Wasserstoff, die abgeleitete Priorität für eine Strategie „Effizienz + EE-Direktnutzung“ wird hiervon nicht berührt. Ihr Kostenvorteil ist auch noch im Jahr 2050 evident.
- Grundsätzlich gilt für das Konzept der spezifischen Vermeidungskosten, dass die Ergebnisse sehr sensitiv hinsichtlich der hinterlegten Annahmen zur Vermeidungsoption wie auch der Referenztechnik sind. In Kapitel 3.2 wurden die Datenunsicherheiten bei der Ableitung der spezifischen THG-Vermeidungskosten der alternativen Kraftstoffe angesprochen, die entsprechend auch für die Darstellung in Abbildung 6-1 gelten, so dass z.B. eine exakte Verrechnung der Vorteilhaftigkeit zwischen den verschiedenen H_2- und Biokraftstoffpfaden und Varianten wenig zielführend ist, sondern in erster Linie die oben getroffenen robusten Aussagen in die Bewertung einfließen sollten. Auch sind die Vermeidungskosten als ökonomisches Kriterium alleine nicht hinreichend, um eine strategische Auswahl von Politikoptionen zu begründen, sondern es müssen weitere Aspekte und Zieldimensionen einbezogen werdens. In Kapitel 7 wird auf einige Aspekte nochmals eingegangen.
- Gleichzeitig ist im Kurvenverlauf von Abbildung 6-1 ersichtlich, dass im Jahr 2020 nur relativ geringe zusätzliche Minderungspotenziale zur Verfügung stehen. Zum einen ist der Zeitraum für eine umfassende Mobilisierung zu kurz, zum anderen sind die bis dahin sinnvoll mobilisierbaren Maßnahmen im stationären Bereich weitgehend schon im NatPlus-REFV durchgeführt worden. Die Realisierung von zusätzlichen Potenzialen ist nur längerfristig möglich und setzt die in NatPlus-REFV unterstellten Vorleistungen und frühzeitigen Weichenstellungen voraus, inkl. der schon im Referenzfall realisierten deutlichen Verbauchssenkung bei den PKW. Nur bei diesen Anstrengungen kommen dann die angenommen Kostendegressionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in dem hier genannten Ausmaß zum Tragen. Diese frühen Maßnahmen sind auch Voraussetzung für eine längerfristig volkswirtschaftlich attraktive Bereitstellung von EE-Wasserstoff.



Biokraftstoffe wurden mit den THG-Minderungen bilanziert (Nettoeffekt)

Abbildung 6-1: Übersicht der Kostenpotenzialkurven für die Jahre 2020 und 2050 für über das Szenario NatPlus-REFV hinausgehende Maßnahmen zur Minderung von CO_2-Emissionen.

Tabelle 6-1: Übersicht der zusätzlichen Handlungsoptionen zur Erreichung des Klimaschutzziels über den Beitrag des Szenarios NatPlus-REFV hinaus

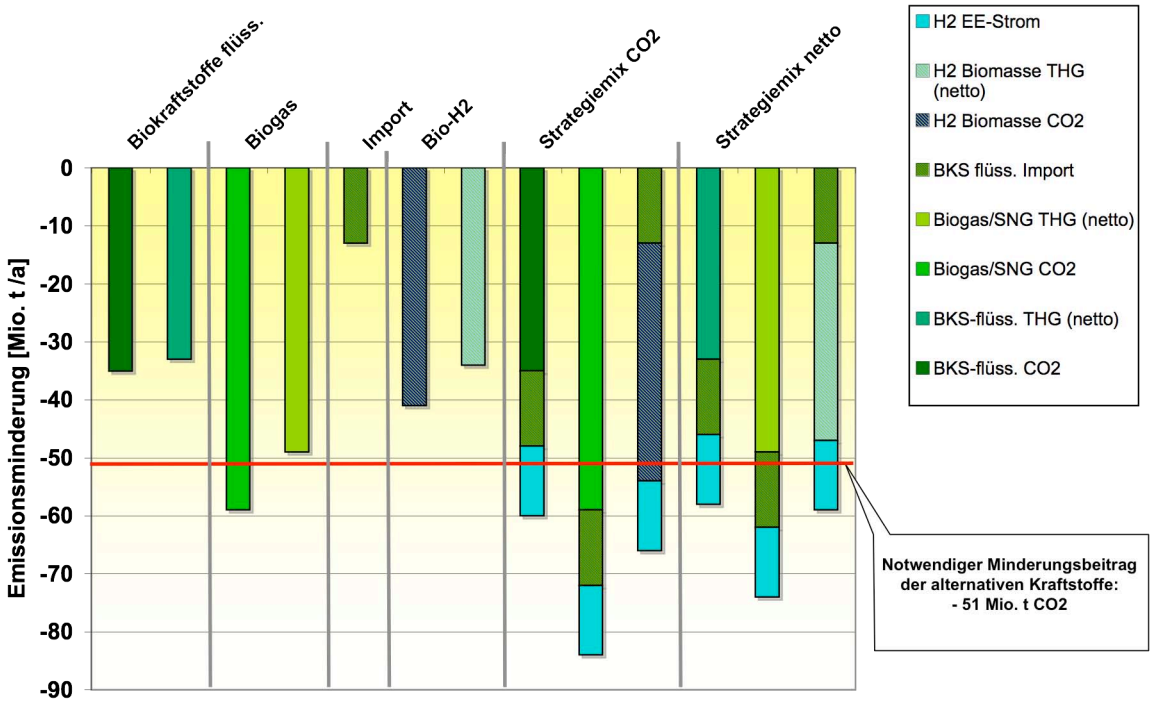
Handlungsoption		2010	2020	2030	2040	2050
Option 1a: Ausschöpfung REN/EE-Potenziale in stationären Anwendungen						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]	1	7	23	36	50
spez. CO2-Vermeidungskosten	[Euro/t CO2]	57	35	20	4	-8
Differenzkosten zu Referenzfall	[Mrd. Euro/a]	0,1	0,2	0,5	0,1	-0,4
Option 1b: Ausschöpfung REN-Potenziale im Straßenverkehr						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]		1	3	9	12
spez. CO2-Vermeidungskosten	[Euro/t CO2]		166	105	-23	-3
Differenzkosten zu Referenzfall	[Mrd. Euro/a]		0,1	0,3	-0,2	0,0
Option 2a: Ausschöpfung heimische Biokraftstoffpotenziale (flüssig)						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]	2	5	13	23	35
Minderungsbeitrag THG-Emissionen	[Mio. t CO2äqv/a]	1	4	11	20	33
spez. THG-Vermeidungskosten	[Euro/t CO2äqv]	382	470	420	312	225
Differenzkosten zu Referenzfall	[Mrd. Euro/a]	0,5	1,7	4,6	6,2	7,4
Option 2b: Ausschöpfung heimische Biokraftstoffpotenziale (gasförm.)						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]	4	10	27	44	59
Minderungsbeitrag THG-Emissionen	[Mio. t CO2äqv/a]	3	7	21	35	49
spez. THG-Vermeidungskosten	[Euro/t CO2äqv]	357	368	330	298	270
Differenzkosten zu Referenzfall	[Mrd. Euro/a]	1,0	2,6	6,9	10,4	13,2
Option 2c: Import Biokraftstoffe (flüssig)						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]	0,4	1,5	5,8	10,2	12,8
Minderungsbeitrag THG-Emissionen	[Mio. t CO2äqv/a]	0,3	1	4,8	9,2	12,1
spez. THG-Vermeidungskosten	[Euro/t CO2äqv]	382	470	420	312	225
Differenzkosten zu Referenzfall	[Mrd. Euro/a]	0,1	0,5	2,0	2,9	2,7
Option 3a: H2 aus EE-Strom						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]		0,1	2	4	12
spez. CO2-Vermeidungskosten (H2 FZ optimist.)	[Euro/t CO2]		222	206	141	117
spez. CO2-Vermeidungskosten (H2 FZ F&E-Ziel)	[Euro/t CO2]		530	461	367	281
Differenzkosten zu Referenzfall (H2 FZ optimist.)	[Mrd. Euro/a]		0,0	0,4	0,6	1,4
Differenzkosten zu Referenzfall (H2 FZ F&E-Ziel)	[Mrd. Euro/a]		0,1	0,9	1,5	3,4
Option 3b: H2 aus Biomasse						
Minderungsbeitrag CO2-Emissionen	[Mio. t CO2/a]	2	6	16	28	41
Minderungsbeitrag THG-Emissionen	[Mio. t CO2äqv/a]	2	5	12	22	34
spez. THG-Vermeidungskosten H2 FZ optim. im Mix mit RME	Euro/tCO2äqv	477	424	412	306	212
spez. THG-Vermeidungskosten H2 FZ F&E-Ziel im Mix mit RME	Euro/tCO2äqv		528	572	496	374
Differenzkosten zu Referenzfall (H2 FZ optimist.)	[Mrd. Euro/a]	0,8	1,9	4,8	6,8	7,3
Differenzkosten zu Referenzfall (H2 FZ F&E-Ziel)	[Mrd. Euro/a]		2,4	6,7	11,0	12,8

6.2 Rolle der alternativen Kraftstoffe im Strategiemix und Vergleich der Szenariovarianten

Mit Blick auf die Umsetzungskosten einer langfristigen Klimaschutzstrategie legen die Ergebnisse somit nahe, als ersten, robusten Schritt die stationären Maßnahmen (Option 1A) in Verbindung mit weiteren Effizienzsteigerung in der PKW-FLotte zu realisieren (Option 1B). Ausgehend vom Basiswert von NatPlus-REFV von 313 Mio. t CO_2 können die direkten CO_2-Emissionen dadurch um weitere 62 Mio. t CO_2 auf 251 Mio. t CO_2 im Jahr 2050 gesenkt werden (-75% gegenüber 1990, -66% gegenüber Referenzszenario in 2050). Es verbleibt damit für das Zieljahr ein Restbedarf zur Emissionsminderung in Höhe von 51 Mio. t CO_2. Hierfür stehen nach Ausschöpfung der stationären Optionen und Effizienzstrategien im Verkehr nur noch die Einführung alternativer Kraftstoffe zur Verfügung. Biokraftstoffe und Wasserstoff können hierbei in unterschiedlichen Varianten miteinander kombiniert werden, wobei sich aufgrund der Nutzungskonkurrenz um die verfügbare Anbaufläche die Pfade teilweise gegenseitig ausschließen.

In Abbildung 6-2 sind die möglichen Minderungsbeiträge der verschiedenen Biokraftstoffoptionen alleine und in Kombination mit den H_2-Routen zusammengestellt. In Kapitel 5.4.3 wurde darauf hingewiesen, dass für die Biokraftstoffe die Reduktion der direkten CO_2-Emissionen alleine wenig aussagekräftig ist, da beim Anbau von Biomasse selbst THG-Emissionen in relevanter Größe verursacht werden. Im Gegensatz zu den anderen Handlungsoptionen ist dieser Effekt bei den biogenen Kraftstoffen (Option 2A-2B und Option 3B) besonders ausgeprägt und wird deshalb als "Nettoeffekt" ausgewiesen und explizit berücksichtigt.

Abbildung 6-2 zeigt dazu die Kombinationsmöglichkeiten von Biokraftstoffen und Wasserstoff. Die H_2-Option auf Basis EE-Strom liefert unter den getroffenen Annahmen einen Minderungsbeitrag von 12 Mio. t CO_2 im Jahr 2050 und wird somit auch bei möglichen Abweichungen nach oben in der Größenordnung alleine nicht ausreichen, um die Lücke von 51 Mio. t CO_2 zu schließen. Aus Tabelle 5-6 ist abzulesen, dass Potenziale für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Strom aus erneuerbaren Energien (Option 3A) in Höhe von 170 PJ/a für das Jahr 2050 angenommen wurden. Dies entspricht einer zusätzlichen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien von 63 TWh/a. Im Prinzip kann der dafür erforderliche Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum weiter gesteigert werden, in der Menge ist dieses solare Erzeugungspotenzial quasi nicht begrenzt. Trotzdem erscheint es unplausibel, zusätzlich zu den schon im System vorhandenen solarthermischen Stromimporten von 76 TWh/a im Jahr 2050 für eine direkte Nutzung diese Größenordnung noch signifikant zu steigern, da Grenzen zur Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit erreicht werden.



BKS: Biokraftstoffe
Nettoeffekt: Berücksichtigung der THG-Emissionen der Vorkette beim Energiepflanzenanbau

Abbildung 6-2: Übersicht der Minderungswirkung von Biokraftstoffen in Kombination mit H_2-Pfaden

Folgende Aussagen lassen sich ableiten:

- Die Nutzung der heimischen Biomasse zur Produktion von flüssigen Biokraftstoffen mit Schwerpunkt auf BTL (Option 2A) liefert in Verbindung mit dem Import flüssiger Biokraftstoffe (Option 2C) einen Beitrag zur Reduktion der direkten CO_2-Emissionen von ca. 48 Mio. t CO_2. Berücksichtigt man jedoch die Nettoeffekte der THG-Emissionsminderung, so kann unter den getroffenen Annahmen nur eine Minderung von 33 Mio. t CO_2 äqv., welche alleine nicht zur Zielerreichung ausreichen würde.
- Die Nutzung der heimischen Biomasse als flüssiger Biokraftstoff ermöglicht damit nur in Verbindung mit dem Biokraftstoffimport und der Einführung von H_2 aus der Elektrolyse von EE-Strom die Erfüllung der Zielvorgabe. Alle drei Optionen zusammen erlauben eine Reduktion der direkten CO_2-Emissionen um 60 Mio. t CO_2, als Nettoeffekt werden nach Abzug der THG-Emissionen der Biokraftstoffvorketten immerhin noch 58 Mio. t CO_2äqv. erreicht.
- Die Nutzung der heimischen Biomasse zur Erzeugung von gasförmigen Biokraftstoffen (Option 2B mit Fokus Biogas und SNG) bietet höhere Kraftstoffpotenziale und damit auch Klimaschutzbeiträge. Die vollständige Ausschöpfung der verfügbaren Fläche in Deutschland führt zu einem Kraftstoffangebot von gut 800 PJ zusätzlich zur Referenzentwicklung. Dies entspricht im Jahr 2050 einer Reduktion der direkten CO_2-Emissionen um 59 Mio. t CO_2 und selbst unter Berücksichtigung der THG-Emissionen der

Vorkette kann als Nettoeffekt eine Minderung von 49 Mio. t CO_2 äqv. erreicht werden, womit das Minderungsziel nur knapp verfehlt wird. Die Biogas/SNG-Route ist dadurch der einzige Pfad, der unter den getroffenen Annahmen alleine durch heimische Biomasse und ohne den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff einen hinreichenden Reduktionsbeitrag bereitstellt. In Ergänzung zur Biogas/SNG-Erzeugung kann natürlich zusätzlich Biokraftstoff aus dem Ausland importiert werden, was den Druck zur vollständigen Ausnutzung der Flächenpotenziale senken würde. Angesichts der zu erwartenden Preisrelationen erscheint dies auf den europäischen Kraftstoffmärkten ohnehin realistisch.

- Als dritte Möglichkeit zur Erreichung der Zielvorgabe kann die heimische Biomasse zur Erzeugung von H_2 eingesetzt werden (Option 3B). In Verbindung mit dem Import flüssiger Biokraftstoffe und den H_2-Potenzialen auf Basis EE-Strom kann hiermit eine Reduktion der direkten CO_2-Emissionen um 66 Mio. t CO_2 realisiert werden, bei Berücksichtigung der THG-Vorkette beträgt der Netto-Minderungseffekt im Jahr 2050 59 Mio.t CO_2 äqv., welcher ebenfalls noch eine Zielerreichung ermöglicht.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Umsetzung des langfristigen Klimaschutzziels einer 80%-igen Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland durch eine Einbeziehung der alternativen Kraftstoffe in unterschiedlichen Varianten (gestufte Szenarioanalyse) abgebildet werden kann.

Die zentralen Schritte der aus heutiger Sicht sinnvollen Pfade sind (Abbildung 6-3):

Ausgangspunkt: Referenzszenario (**REF- UBA**)

Schritt 1: Ausschöpfung der stationären Maßnahmen gemäß dem Basisszenario **NatPlus-REFV** (Sockel Biokraftstoffe in 2050 (RME+BTL) = 48 PJ/a)

Schritt 2: Robuste Handlungsoptionen für zusätzliche Minderungen durch zusätzliche Maßnahmen:

NatPlus-ZUS 1A = zusätzlich weitere stationäre Maßnahme (bis 2050): Maximal möglicher zusätzlicher Strom und zusätzliche Wärme aus erneuerbaren Energien sowie weitere 125 PJ/a Einsparung bei Raumwärme durch verbesserte Wärmedämmung.

NatPlus-ZUS 1B = zusätzlich zu ZUS 1A weitere Effizienzsteigerungen im Verkehr (-160 PJ in 2050).

Schritt 3: Zusätzliche Strategien bei alternativen Kraftstoffen zur Erreichung der Zielvorgabe:

NatPlus-ZUS 2 = zusätzlich zu Schritt 2 in 2050 Biokraftstoffe mit Schwerpunkt Biogas/SNG mit insgesamt 855 PJ/a in 2050 (Option 2B).

NatPlus-ZUS 3 = zusätzlich zu Schritt 2 in 2050 weitere Biokraftstoffe (Schwerpunkt BTL) mit insgesamt 531 PJ/a (Option 2A), dazu 176 PJ/a BTL-Importe (Option 2C) und zusätzlich 170 PJ/a EE-Wasserstoff in 2050 (Option 3A).

NatPlus-ZUS 4 = zusätzlich zu Schritt 2 in 2050 176 PJ/a BTL-Importe (Option 2C) und 170 PJ/a Wasserstoff aus EE-Strom (Option 3A) sowie zusätzlich 554 PJ/a H_2 aus Biomasse (Option 3B).

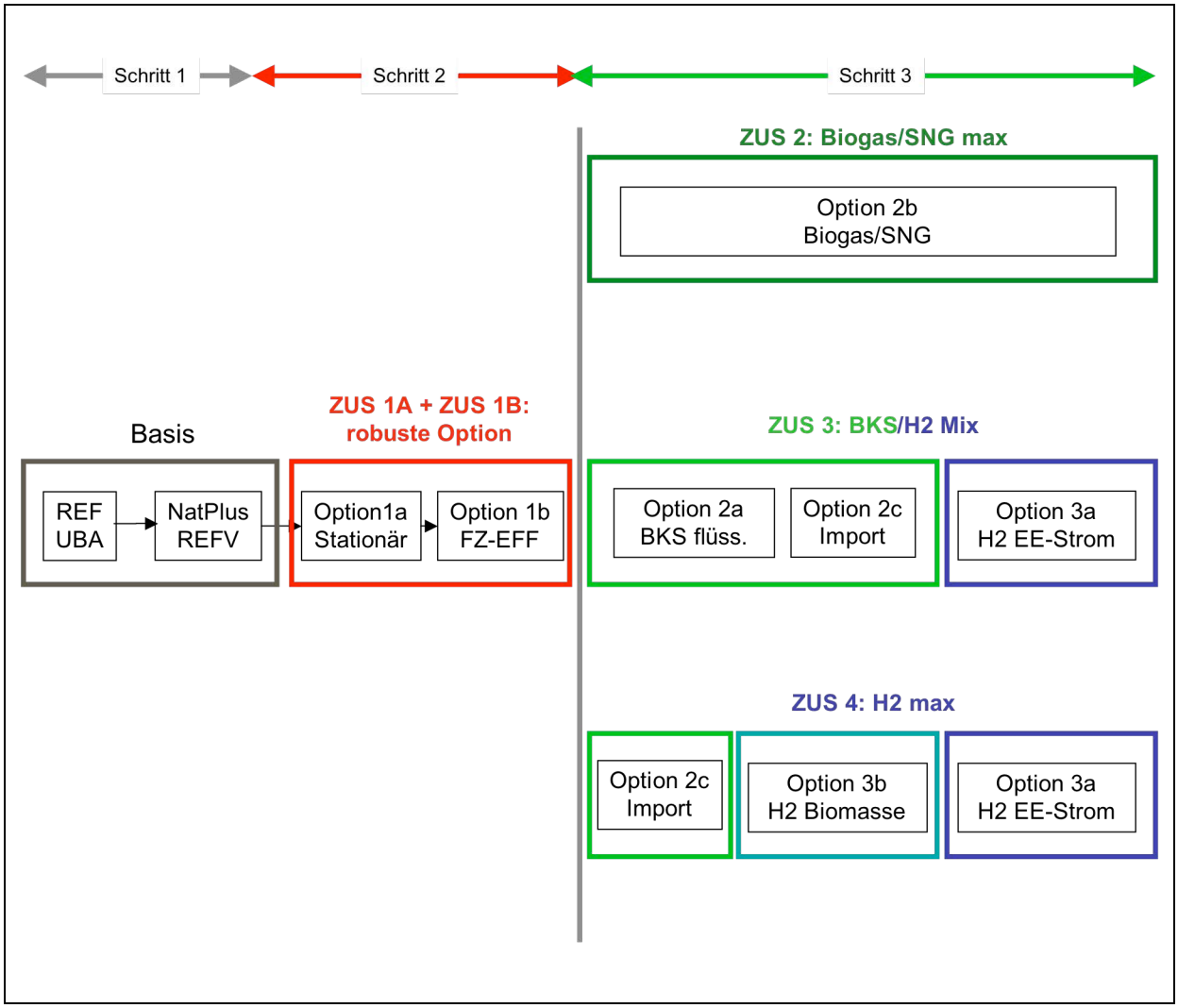


Abbildung 6-3: Übersicht der Szenariovarianten zur Erreichung des 80%-igen Klimaschutzziels im Jahr 2050

Der Verlauf der direkten CO_2-Emissionen dieser Szenariovarianten ist in Abbildung 6-4 dargestellt, wobei in der grafischen Darstellung die unterschiedlichen Kraftstoffstrategien zusammengefasst sind. Bei aller Schritte liegen die direkten CO_2-Emissionen im Jahr 2050 je nach Variante zwischen 193 Mio. t CO_2/a (ZUS 2) und 186 Mio. t CO_2/a (ZUS 4). Wesentliche Eckdaten zu den einzelnen Szenariovarianten finden sich in Anhang 9.3.

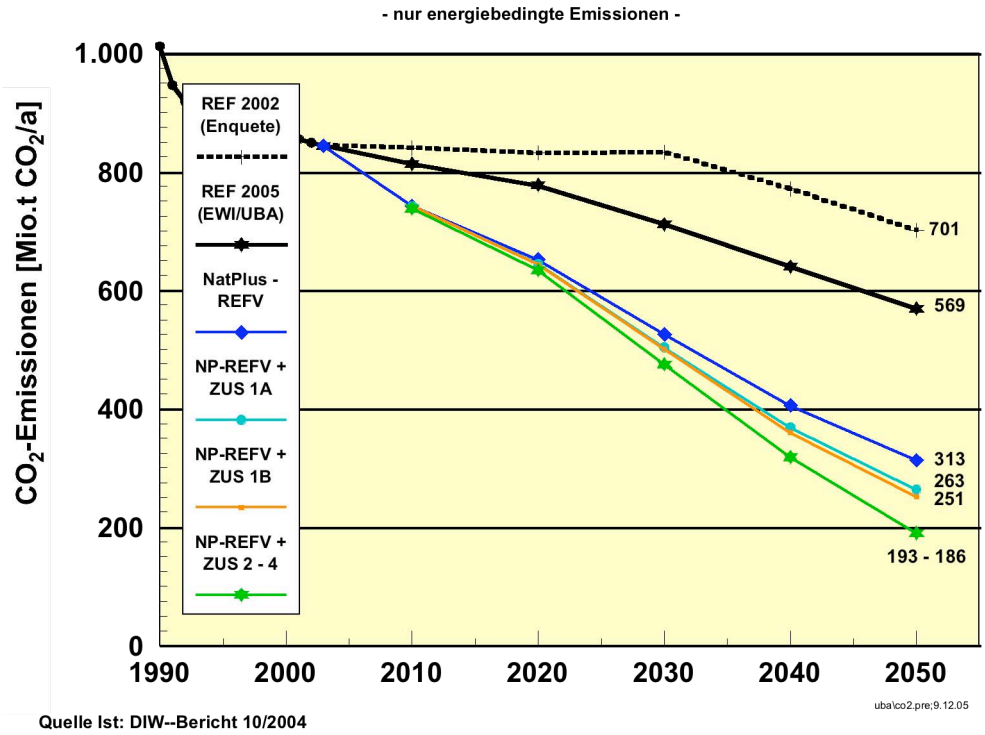


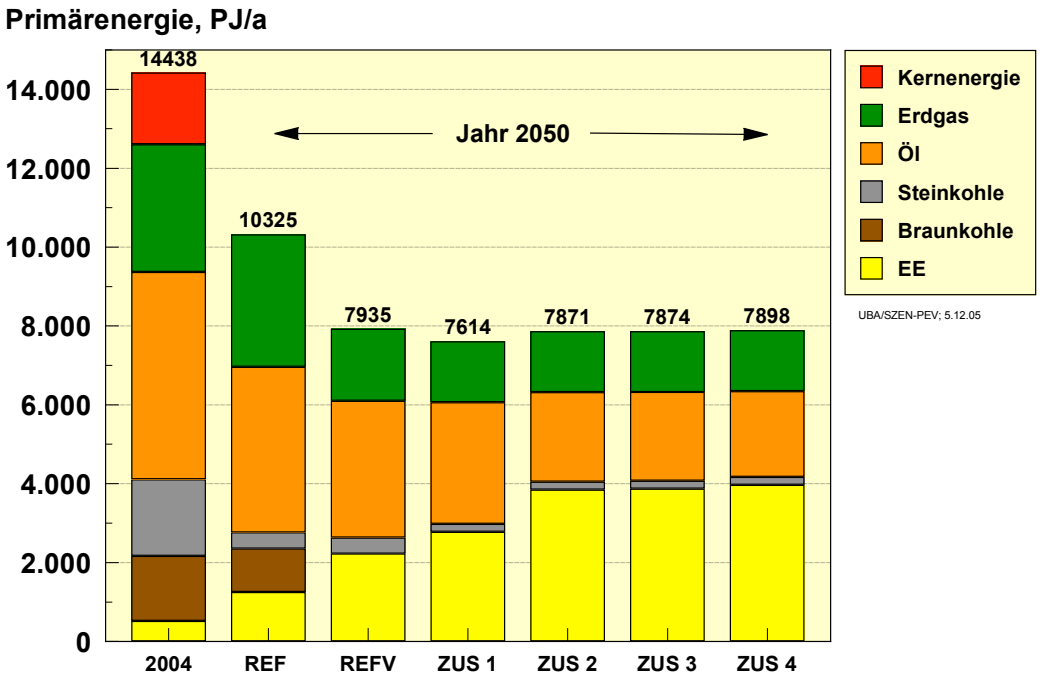
Abbildung 6-4: Darstellung des Verlaufs der Gesamt-CO_2-Emissionen der Szenariovarianten bis zum Jahr 2050

Einen Überblick über die strukturellen Wirkungen der Einzeloptionen und schließlich der Szenariovarianten ZUS 2, ZUS 3 und ZUS 4 kann man sich in den folgenden Abbildungen verschaffen. Bis zum Schritt ZUS 1, der das Ziel einer 80%igen Reduktion von CO_2 bis 2050 noch nicht erreicht, dominiert in der Primärenergiestruktur noch das Mineralöl mit einem Anteil von 42% (vgl. Datenanhang 9.3). Erneuerbare Energien decken 36,5%[4] des Primärenergieeinsatzes bzw. 40% der Endenergie. An der Strom- und Wärmebereitstellung sind sie mit hohen Anteilen beteiligt, Im Verkehr entsprechend der Referenzannahmen noch unwesentlich. Zusammen mit den in ZUS 1 getätigten Effizienzschritten im Gebäudebereich und beim Verkehr beläuft sich der Primärenergieverbrauch noch auf 74% des Referenzszenarios .

Mit den Optionen ZUS 2 bis ZUS 4 werden erneuerbare Energien mit rund 50% Primärenergieanteil (bzw. 54 bis 56% an der Endenergie) zur dominierenden Energiequelle des Jahres 2050. Mit 44 bis 49% Anteil am Kraftstoffverbrauch tragen sie jetzt auch erheblich zur Bedarfsdeckung im Verkehr bei. Der gesamte Primärenergieeinsatz steigt wegen der Umwandlungsverluste der Biokraftstoff- und Wasserstoffbereitstellung wieder etwas an, liegt aber mit 76% deutlich unter dem der Referenzentwicklung.

[4] Alle Primärenergieangaben zu erneuerbaren Energien sind mit der Wirkungsgradmethode ermittelt.

Bei der Stromerzeugung dominieren Erneuerbare Energien bereits in der Varianten NATPLUS-REFV mit 62,4 % Anteil. Die Nachfrage nach Strom ist um 21% geringer als im Referenzszenario (Abbildung 6-6). NP-ZUS 1 und 2 charakterisieren den Grenzfall der direkten Nutzung erneuerbarer Energien ohne größere, nicht nutzbare Überschüsse mit 71% Anteil; der Beitrag der Steinkohle, der bereits im Referenzszenario stark zurückging, verliert weiter an Bedeutung, Braunkohle wird überhaupt nicht mehr eingesetzt.



	2004	REF	REFV	ZUS 1	ZUS 2	ZUS 3	ZUS 4
PEV gesamt :	3,6	12,3	28,1	36,5	48,9	49,2	50,3
END gesamt:	5,1	14,0	31,1	40,0	53,8	54,9	56,2
END Strom:	9,3	32,2	66,1	75,5	75,5	78,8	78,8
END Wärme:	4,2	11,6	36,4	50,0	50,0	50,0	50,0
END Kraftstoffe:	1,6	2,3	2,3	2,5	44,3	45,4	49,2

Anteile Erneuerbarer Energien (%)

Abbildung 6-5: Primärenergieeinsatz und –struktur in den Szenariooptionen und Szenariovarianten im Jahr 2050 im Vergleich zum Istzustand 2004.

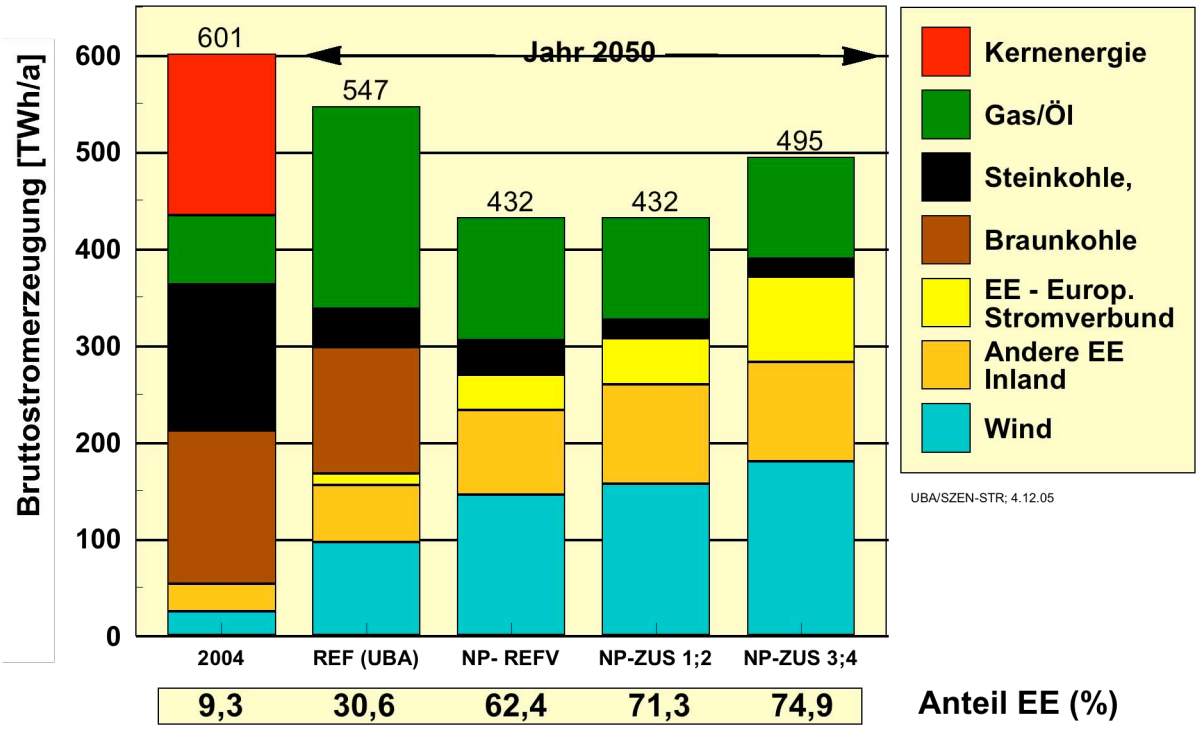


Abbildung 6-6: Struktur der Bruttostromerzeugung des Jahres 2050 in den Szenariovarianten im Vergleich zum Istzustand 2004.

Die elektrolytische Wasserstofferzeugung mit Strom aus erneuerbaren Energien in NP-ZUS 3 und 4 führt zu einem wieder wachsenden Stromeinsatz auf 495 TWh/a, der Anteil erneuerbarer Energien steigt auf 75%.

Die Veränderungen in der Kraftstoffbereitstellungsstruktur im Jahr 2050 macht Abbildung 6-7 deutlich. Während der Beitrag von Benzin bereits in der Referenzentwicklung und in NP-ZUS 1 deutlich zurückgeht, lässt sich der Dieselbeitrag erst mit den Szenariovarianten NP-ZUS 2 bis 4 deutlich senken. Kerosin liefert dann den größten fossilen Deckungsbeitrag. Der Beitrag der erneuerbaren Energien wird in ZUS 2 (44%) zu 100% durch Biokraftstoffe erbracht, in ZUS 3 (45%) zu 80% und in ZUS 4 (49%) noch zu 24%.

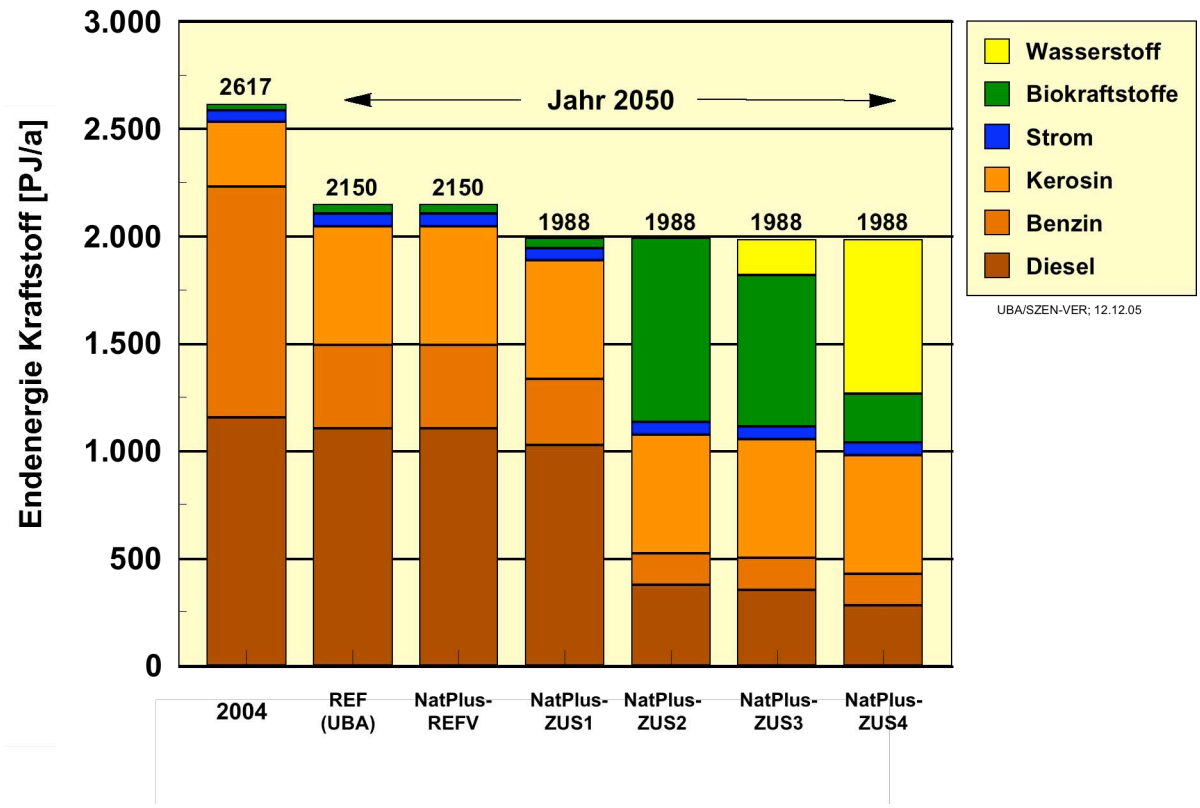


Abbildung 6-7: Kraftstoffbereitstellungsstrukturen des Jahres 2050 in den Szenariovarianten und Vergleich mit dem Istzustand 2004.

Von Interesse ist ein Vergleich der hier vorgestellten Kraftstoffpfade mit früheren Untersuchungen, welche speziell zur Rolle von Wasserstoff in einer zukünftigen Energieversorgung Berechungen durchgeführt haben. Davon gibt es gerade in Deutschland eine größere Anzahl. Bereits Ende der 80iger Jahre wurde hierzu detaillierte Überlegungen angestellt (Abbildung 6-8). Die früheren Untersuchungen haben den Eintritt von Wasserstoff in die Energieversorgung relativ früh gesehen, beginnend bei einer CO_2-Reduktion > 40%, was einem Zeitpunkt um 2020 entspricht. Bei sehr hohen Effizienzanstrengungen (Traube 1991) oder weitergehenden Überlegungen zum Lastmanagement im Strombereich (DLR,ISE 1997; UBA 2002; Szenario Nachhaltigkeit) verschiebt sich der früheste Einsatzzeitpunkt zu einer CO_2-Minderung von > 60% bzw. auf einen Zeitpunkt nach 2030.

Die Szenariovarianten ZUS 2 bis ZUS 4 fügen sich gut in dieses Gesamtbild. ZUS 2 mit einem sehr hohen Biomassepotenzial kommt - ähnlich wie die Untersuchung von (Traube 1991) mit hohem Effizienzpotenzial - bis zu einer Minderung von -80% CO_2 völlig ohne Wasserstoff aus. ZUS 3 entspricht den in (UBA 2002; Szenario NACHH) und vergleichbar in (DLR,IFEU, WI 2004) angestellten Überlegungen zur Notwendigkeit der Einführung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff bei sehr hohen Anteilen von EE-Strom. Der frühe Einführungspfad von Wasserstoff in ZUS 4 bis zu einem Anteil von 12,5% am Endenergieverbrauch in 2050 ist durch die angenommene vollständige Umwandlung der Biomasse in Wasserstoff „erzwungen“, stellt also eher eine infrastrukturelle Variante dar und ist nicht durch die Notwendigkeit bedingt, Wasserstoff aus Gründen eines sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien in eine speicherbare chemische Form überzuführen. Er ist daher mit den in Abbildung 6-8 dargestellten Angaben nicht direkt vergleichbar.

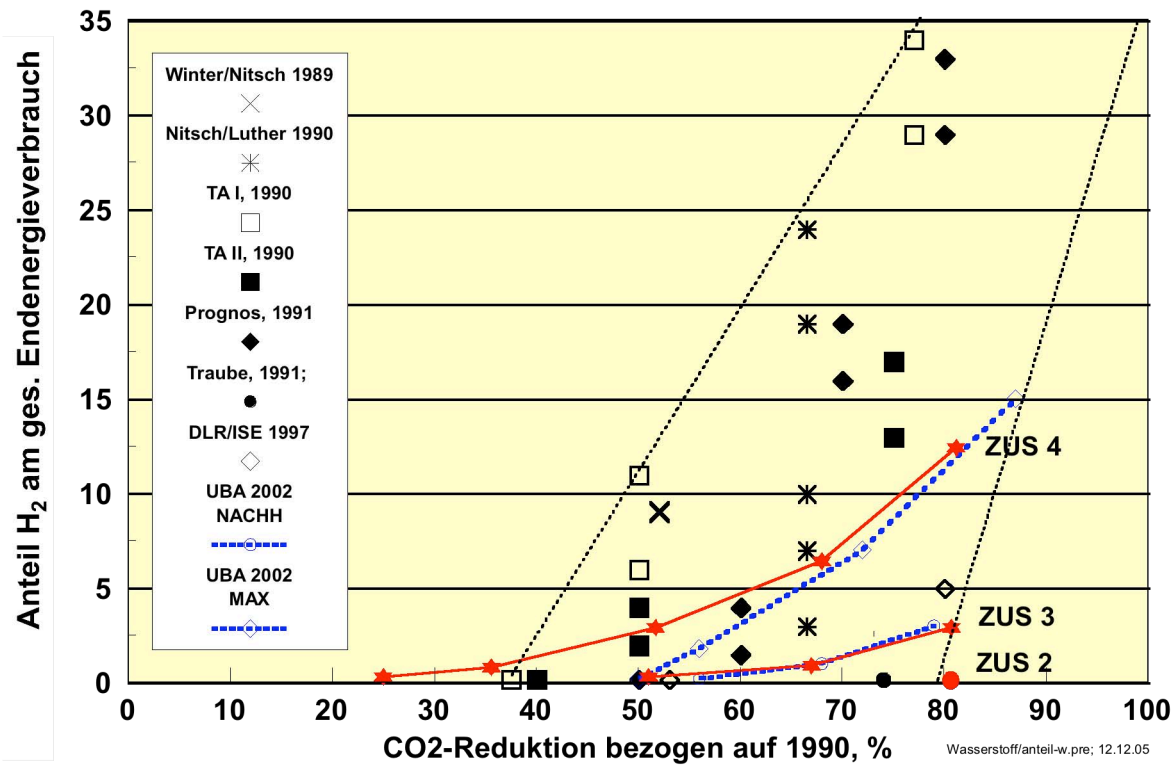


Abbildung 6-8: Der Beitrag von Wasserstoff zur CO_2-Reduktion in der deutschen Energieversorgung in verschiedenen Untersuchungen seit 1989 in Anteilen am gesamten Endenergieverbrauch.

Als Fazit kann bestätigt werden, dass die Einführung von Wasserstoff als Energieträger von der Höhe der erzielbaren Effizienzerfolge und dem verfügbaren Beitrag der Biomasse abhängt. Lässt man „Extremannahmen“ hinsichtlich dieser beiden Parameter außer acht, so stellt die Szenariovariante ZUS 3 (bzw. NACHH in UBA 2002) eine brauchbare Referenz für eine Wasserstoffeinführungspfad dar. Danach wird Wasserstoff erst nach 2030 und in energiewirtschaftlich relevantem Umfang erst nach 2050 benötigt. Damit verfolgt man im Verkehrssektors einen konservativen Weg hinsichtlich der Infrastrukturerfordernisse. Will man dagegen gezielt auf eine Gasinfrastruktur auch im mobilen Bereich hinwirken, so lässt sich dies mit der Strategie der Szenariovariante ZUS 4 bewerkstelligen. Auf einen bereits kurzfristig wachsenden Anteil von Erdgas setzt Wasserstoff aus Biomasse auf, der dann nach 2030/2040 durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff ergänzt wird. Aber auch dann wird ein Wasserstoffanteil von 5% erst deutlich nach 2030 erreicht.

6.3 Bewertung der Szenarioalternativen aus volkswirtschaftlicher Sicht (Differenzkostenanalyse)

Die in Kapitel 3.2 beschriebenen spezifischen Vermeidungskosten der unterschiedlichen alternativen Kraftstoffoptionen lassen erwarten, dass die Realisierung der drei Szenariovarianten ZUS 2, ZUS 3 und ZUS 4 unterschiedliche Gesamtkosten verursacht. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es von Interesse zu bewerten, welche zusätzlichen Aufwendungen die Umsetzung der identifzierten Strategien erfordern, d.h. welche Differenzkosten im Vergleich zur Referenzentwicklung auftreten.

Eine vollständige Bewertung würde in diesem Zusammenhang auch eine Bilanzierung der externen Effekte der verschiedenen Kraftstoffrouten erfordern, d.h. die monetarisierte Bewertung von ökologischen und sozialen Auswirkungen der Kraftstoffherstellung und -Nutzung. Diese Kategorien wurden aber in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt, so dass sich die Angaben nur auf die rohstoff-, technologie- und infrastrukturbezogenen Kosten der Kraftstoffbereitstellung und Nutzung im Fahrzeug beziehen.

Der Verlauf der gesamten Differenzkosten der einzelnen Varianten ist in Abbildung 6-9 für den Zeitraum von 2010 bis 2050 dargestellt. Die Abbildung illustriert die Dekadenmittelwerte in realen Kosten auf Basis der Daten aus Tabelle 6-1. Alle abgebildeten alternativen Kraftstoffpfade bauen auf den robusten Handlungsoptionen im stationären Bereich sowie der Steigerung der Fahrzeugeffizienz und beinhalten deshalb auch die Differenzkosten der Szenariomodule ZUS1A und ZUS1B (vgl. Optionen 1A und 1B in Abbildung 6-3).

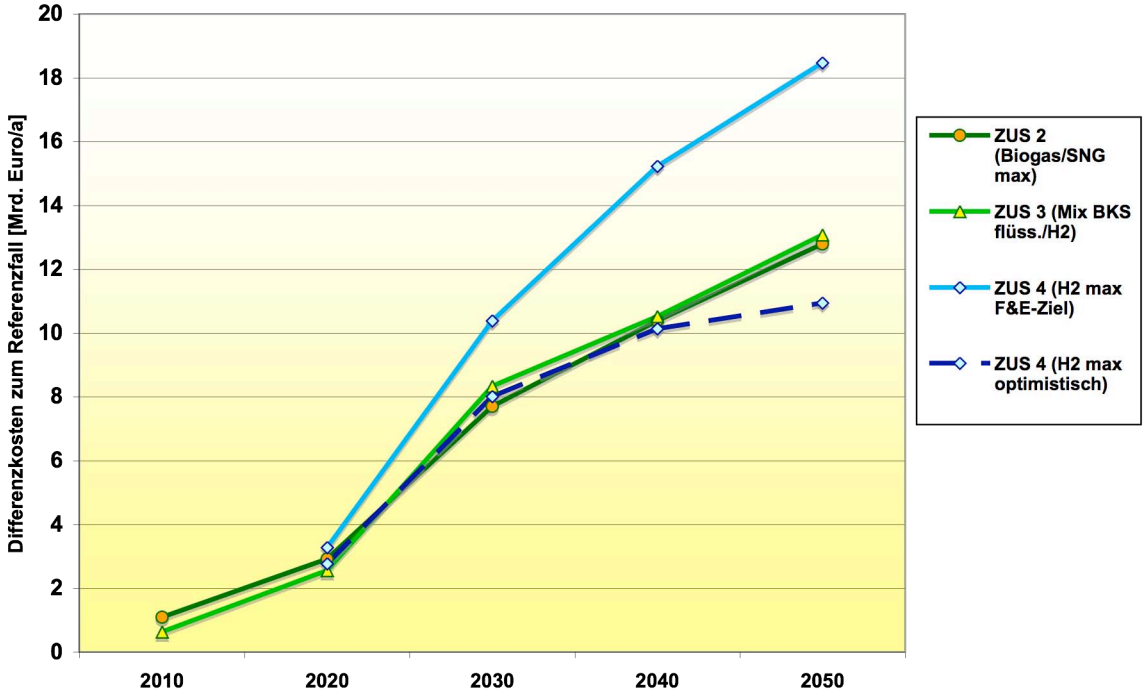


Abbildung 6-9: Darstellung der Differenzkosten der Szenariovarianten der Einführung alternativer Kraftstoffe (vgl. zur Referenzentwicklung, nominal)

Tabelle 6-2: Übersicht der gesamten Differenzkosten und Emissionsminderungen der Szenarioalternativen im Zeitverlauf

Mrd.Euro/a (nominal)	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
ZUS 2 (Biogas/SNG max)	1	3	8	10	13
ZUS 3 (Mix BKS flüss./H2)	0,6	2,6	8,3	10,5	13,1
ZUS 4 (H2 max optimistisch)		2,8	8,0	10,1	10,9
ZUS 4 (H2 max F&E-Ziel)		3,3	10,4	15,2	18,5
Mrd.Euro/a (real 2005)	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
ZUS 2 (Biogas/SNG max)	0,8	2,2	5,8	7,8	9,6
ZUS 3 (Mix BKS flüss./H2)	0,5	1,9	6,2	7,9	9,8
ZUS 4 (H2 max optimistisch)		2,1	6,0	7,6	8,2
ZUS 4 (H2 max F&E-Ziel)		2,4	7,8	11,4	13,8
Mio.t THG/a	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
ZUS 2 (Biogas/SNG max)	4	15	47	80	111
ZUS 3 (Mix BKS flüss./H2)	3	12	44	78	119
ZUS 4 (H2 max)		12	40	71	108

Die wesentlichen Schlussfolgerungen zur Entwicklung der Differenzkosten sind:

- Die Einführung alternativer Kraftstoffe ist aufgrund der höheren Gesamtkosten, d.h. Summe aus Kraftstoffbereitstellung und Fahrzeugmehrkosten, für alle Varianten im Vergleich mit der Referenzentwicklung mit Zusatzkosten verbunden.
- Die beiden Alternativen Biogas/SNG (ZUS 2) versus flüssige Biokraftstoffe und H_2 aus EE-Strom (ZUS 3) führen im Ergebnis zu quasi identischen Differenzkostenpfaden. Im Fall des Biogas-Pfades muss allerdings berücksichtigt werden, dass hier in den Zwischenjahren 2020-2040 schon 15-25% höhere Emissionsminderungen als beim Mix ZUS 3 erreicht werden können. Bei gleichem Emissionsverlauf lägen die Systemkosten der Biogas/SNG-Route entsprechend niedriger. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind die Varianten daher mit Blick auf eine mehr oder minder vergleichbare Zielerfüllung im Zieljahr 2050 als tendenziell gleichrangig einzuordnen, was die Plausibilität eines ausgewogenen Kraftstoffmixes unterstreicht und Spielräume für Diversifizierung der Strukturen schafft.

- Die Gesamtkosten der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr werden maßgeblich durch die Entwicklung der Fahrzeugkosten bestimmt. Dies wird im Fall der H_2-Max Strategie (Szenario ZUS 4) deutlich. Während in den Anfangsjahren bis 2030 die hohen Fahrzeugkosten zu höheren Differenzkosten als bei den Biokraftstoffvarianten führen, kann im Fall einer optimistischen Kostenentwicklung in den folgenden Dekaden eine deutlich Senkung der Differenzkosten erreicht werden. Im Fall der konservativen Abschätzung der Kostendegression verursacht die H_2-Einführung hingegen konstant höhere Differenzkosten.

Die betrachteten Kostenaspekte sind allerdings nur ein Kriterium zur Bewertung der Strategien. Es muss ebenso geprüft werden, welche Infastrukturanforderungen mit der Kraftstoffwahl verbunden sind. Können die entsprechenden Voraussetzungen im Zeitverlauf realistischerweise geschaffen werden, fügen sich die damit verbunden Investitionen sinnvoll in eine robuste Langfriststrategie ein? Hierauf wird im folgenden Kapitel 7 eingegangen.

Weitere Kriterien betreffen die politische Umsetzbarkeit von Kraftstoffoptionen und die dafür notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung. Auch muss berücksichtigt werden, dass die abgeleiteten Kostengrößen von Datenunsicherheiten und Bandbreiten der Einschätzung geprägt sind, die angesichts der relativ geringen Unterschiede im Ergebnis eine eindeutige kostenbasierte Entscheidung erschweren.

7 Infrastrukturaspekte der Einführung alternativer Kraftstoffe

Alternative Kraftstoffe – so eine Schlussfolgerung der Szenarioanalyse – sind ein Strategieelement zur Erreichung des Klimaschutzziels, das mittel- bis langfristig aktiviert werden muss. Je nach Variante der Biomassenutzung werden hierfür Anteile des Kraftstoffbedarfs durch flüssige Biokraftstoffe, Biogas/Biomethan und/oder durch Wasserstoff zu decken sein.

In Ergänzung der Beiträge der biogenen Flüssigkraftstoffe, die in den konventionellen Kraftstoffstrukturen verteilt werden können, ist für die beiden anderen Varianten der Aufbau neuer Infrastrukturen für Kraftstofferzeugung, -transport und –verteilung erforderlich. Zusätzlich zu den Kosten, die in den vorangegangenen Überlegungen auf Basis der Kraftstoffketten schon berücksichtigt wurden (Kapitel 9.1), müssen weitere technisch-strukturelle Aspekte der Transformation des Kraftstoffsystems diskutiert werden. Im Folgenden erfolgt dies für die Nutzung von Biogas und Biomethan (Kapitel 7.1) sowie den Aufbau einer H_2-Infrastruktur (Kapitel 7.2).

7.1 Infrastrukturaspekte der Nutzung von Biogas und Biomethan als Kraftstoff

Die Nutzung von Biogas und Biomethan aus der Biomassevergasung als Kraftstoff im Straßenverkehr knüpft technologisch an die vorhandenen Erdgastechnologien und Infrastrukturen (CNG) an. Angesichts der identifizierten erheblichen Potenziale der gasförmigen Biokraftstoffe ist der gegenwärtige Aufbau der CNG-Infrastruktur somit eine robuste Zukunftsoption und sollte entsprechend in der Gesamtstrategie berücksichtigt werden.

Zusätzlich zu dem Aufbau eines CNG-Tankstellennetzes müssen beim Biogas jedoch die Voraussetzungen für die Gasnetzeinspeisung der eher dezentralen Biomassenutzung geschaffen werden und die einzuspeisenden Mengen im Rahmen der Gasnetzkapazitäten auch aufzunehmen sein (Kap. 7.1.1).

Weitere Infrastrukturaspekte betreffen die möglichen Synergien der Erdgas/Biogas-Kraftstoffpfade mit der Einführung von Wasserstoff, der nach den vorangegangenen Analysen ebenfalls einen Beitrag zur Erreichung des langfristigen Klimaschutzziels leisten kann. Dies wird in Abschnitt 7.1.2 skizziert.

7.1.1 Einspeisung ins Erdgasnetz als Voraussetzung für die Nutzung von Biogas und Biomethan (SNG) als Kraftstoff

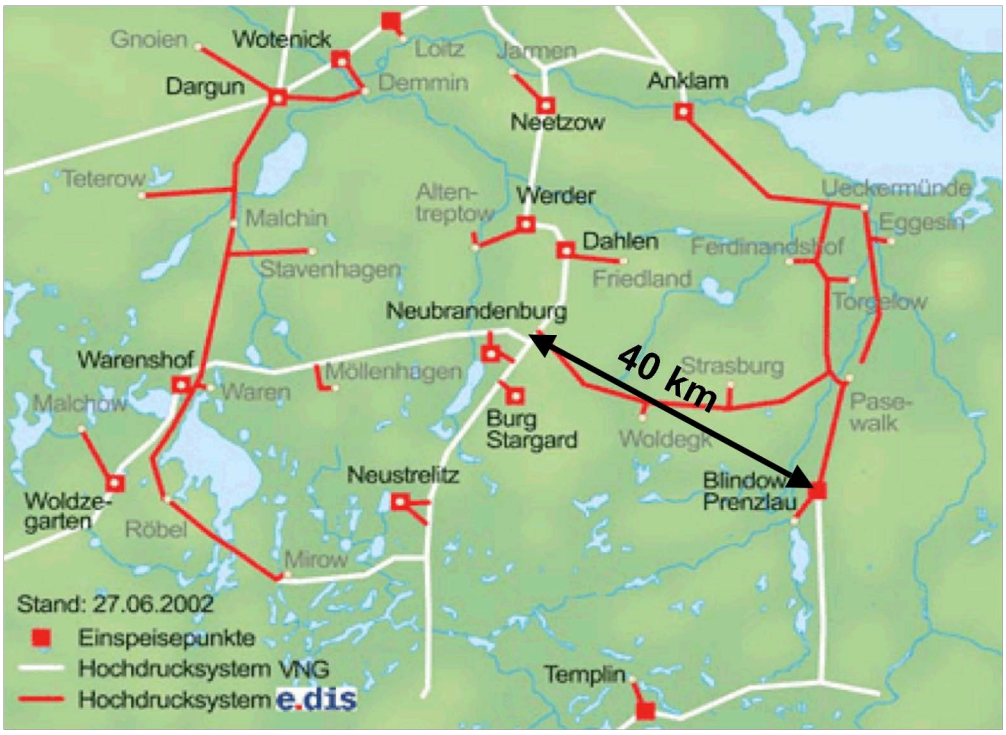
Im Gegensatz zur eher zentral organisierten Vergasung von fester Biomasse für die Biomethanerzeugung (SNG), wird die Vergärung von Energiepflanzen zur Biogasproduktion dezentral stattfinden. Die Technologien zur Biogasaufbereitung und –einspeisung sind marktverfügbar, so dass ein Produktgas in Erdgasqualität erzeugt werden kann, das problemlos in CNG-Fahrzeugen einsetzbar ist. Grundsätzlich kann damit am Ort der Biogasanlage eine CNG-Tankstelle errichtet werden, die den lokalen Kraftstoffbedarf abdeckt. In der Praxis dürfte dies Option jedoch eher die Ausnahme darstellen. Die Erschließung der identifizierten Biogas/Biomethanpotenziale erfordert vielmehr die

großmaßstäbliche, bundesweite Verteilung der gasförmigen Biokraftsoffe auch in den Ballungsräumen. Dies kann nur über die Einspeisung und Verteilung über das existierende Erdgasnetz erfolgen.

Durch die hohe Feuchtigkeit der Biomasse liegen allerdings die wirtschaftlichen Transportentfernungen für das Substrat im Bereich von 10-20 km. Es stellt sich damit die Frage, ob gerade im ländlichen Raum geeignete Erdgasnetzstrukturen vorliegen, um den Anschluss von Biogasanlagen vor Ort ans Netz zu ermöglichen. Weiterhin ist zu prüfen, ob die eingespeisten Mengen im Rahmen der Kapazitätsgrenzen der Ortsverteilnetze aufgenommen und den Endverbrauchern zugeführt werden können. Beide Fragen wurden im Rahmen einer aktuellen Untersuchung im Auftrag der Gaswirtschaft (BGW und DVGW) in Kooperation mit dem Deutschen Bauernverband und dem Fachverband Biogas analysiert (WI, IEL, FhG-IUSE, GWI 2006).

Die wesentlichen Ergebnisse sind:

- Bei der dichten Erdgasnetzstruktur in Deutschland ist der Abstand der Hochdruck-/Mitteldruck-Leitungen nicht größer als 40 km, woraus sich maximale Entfernungen von 15-20 km ableiten. Dies ist im Bereich der noch wirtschaftlichen Transportentfernungen für Nawaro-Substrate. Selbst in dünn besiedelten Gebieten wie Mecklenburg-Vorpommern ergeben sich hiermit keine signifikanten Zugangsrestriktionen für Biogasanlagen auf Basis Nawaro und industriellen sowie kommunalen Reststoffen (Abbildung 7-1).
- Die Einspeisung in das Erdgasnetz ist nur möglich, wenn die Anforderungen des Regelwerks hinsichtlich der Gasbeschaffenheit erfüllt sind. Das DVGW-Regelwerk stellt den störungsfreien und zuverlässigen Betrieb der Gasanwendungen beim Endkunden sicher und garantiert dadurch die Qualität und Versorgungssicherheit der deutschen Gasversorgung. Es stehen technische Lösungen für die Qualitätsmessung und –sicherung der Biogaseinspeisung zur Verfügung, die Anlagenbestandteile des Einspeisepunktes sind in den abgeschätzten Kosten für Biogas enthalten.
- Mit Blick auf die Gasbeschaffenheit liegen bei Aufbereitung auf Erdgasqualität keine wesentlichen Restriktionen für die Einspeisung von Biogas und Biomethan (SNG) vor, was allerdings Restriktionen aufgrund der individuellen Situation vor Ort nicht ausschließt.



Quelle: WI, IEL, IUSE, GWI 2006

Abbildung 7-1: Abschätzung der Erreichbarkeit des Gasnetzes am Beispiel einer dünnbesiedelten Region in Mecklenburg-Vorpommern

Für die Bewertung des in Kapitel 5.4.3.2 definierten maximalen Biogas/Biomethanpotenzials von insgesamt rund 800 PJ (222 Mrd. kWh) im Jahr 2050 ist vor allem auch die quantitative Obergrenze der absatzbezogenen Aufnahmekapazität von Bedeutung. Die Ableitung eines Orientierungswertes in der BGW/DVGW-Studie geht hierbei von folgenden Eckpunkten aus.

- Ausgangspunkt ist die Gesamtabgabe im bundesdeutschen Gasnetz von rd. 900 Mrd. kWh/a. Davon steht die Abgabe an Sonderkunden auf Hochdruckebene in der Regel nicht zur Verfügung, da hier spezifische Kriterien der Gaslieferung und –qualität erfüllt sein müssen. Die Nutzung von Biogas und Synthesegas kann nur nach Einzelfallprüfung bewertet werden.
- Die resultierende Menge der Verteilung durch die Ortsverteilungsunternehmen (OVU) beträgt 676 Mrd. kWh/a (2003) und stellt die Bezugsgröße für die Biogaseinspeisung dar. Von diesem Gasabsatz stehen allerdings nur die Sommergrundlast in Höhe von 331 Mrd. kWh/a als Referenzgröße für einen kontinuierlichen Betrieb der Biogas- und Vergaseranlagen zur Verfügung.
- Die Analyse der deutschen OVU nach den prototypischen Absatzcharakteristiken führt zur Bestimmung der minimalen Last im Netz als Einspeisegrenze (Nachttal). Es handelt sich damit bundesweit in der Summe um eine **theoretische, durch Gasabsatz gedeckte Aufnahmekapazität von Biogas in Erdgasqualität in Höhe von 212 Mrd. kWh/a oder 763 PJ** (31% des OVU-Absatzes).

- Aus regionaler Perspektive können sich in Flächenländern mit hohem Biogaspotenzial und schwachem Gasabsatz in Verteilnetzen mit großen Tageslastschwankungen lokale Einspeiserestriktionen ergeben. Im Einzelfall können derartige Engpässe z.B. durch Zwischenspeicher temporär überbrückt werden.
- Aufgrund der Struktur des bundesdeutschen Gasnetzes bestehen Restriktionen beim Austausch von Gasmengen zwischen Regionen bzw. Verbrauchsschwerpunkten. Hierin besteht z.B. ein fundamentaler Unterschied zur Elektrizitätsversorgung, der vor allem in den Agrarländern mit einer hohen Diskrepanz zwischen Biogasaufkommen und Gasabsatz zu Einspeiserestriktionen führen kann.

Die hier durchgeführte Betrachtung liefert nur einen ersten theoretischen Orientierungswert, der jedoch, abhängig von den lokalen und regionalen Einspeiserestriktionen, noch keinen Rückschluss auf die tatsächliche Einspeisemenge zulässt. Auf Ebene der Bundesländer können daher durchaus signifikante Mengenrestriktionen auftreten, die durch die oben genannten strukturellen Merkmale des deutschen Gasnetzes verschärft werden.

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Das maximale theoretische Kraftstoffpotenzial aus Biogas und Biomethan (SNG) im Jahr 2050 in Höhe von rund 800 PJ/a übersteigt die derzeitige absatzbezogene Aufnahmekapazität des Gasnetzes in Deutschland, die in der BGW/DVGW-Studie (WI, IEL, FhG-IUSE, GWI 2006) auf ca. 760 PJ (212 Mrd. kWh/a) abgeschätzt wurde. Da für das Kraftstoffpotenzial allerdings die vollständige Flächennutzung für den Biogaspfad unterstellt wurde, beschreibt der Wert einen analytischen Extremfall. Selbst im Rahmen einer forcierten Biogas/SNG-Strategie ist unter realistischen Bedingungen im Ergebnis somit von geringeren Kraftstoffmengen auszugehen.
- Die absatzbezogene Aufnahmekapazität beschreibt die gegenwärtigen Strukturen der Gaswirtschaft in Deutschland. Angesichts der signifikanten Strukturveränderungen, die im Zuge der Klimaschutzszenarien in allen Verbrauchssektoren eingeleitet werden, wird auch der Gasverbrauch deutlich zurückgehen (1.534 PJ in 2050 gegenüber 3.354 PJ im Referenzszenario). Dies schafft neue Spielräume durch freiwerdende Netzkapazitäten, die im Zuge dieser Untersuchung jedoch nicht detaillierter analysiert werden konnten. Hinzu kommt, dass die gasförmigen Biokraftstoffe nicht alleine eine zusätzliche Gasquelle, sondern gleichzeitig auch ein neuen Nachfragebereich in das Erdgassystem einbringen. Die Nutzung als Kraftstoff bietet zudem aus gaswirtschafticher Sicht den Vorteil eines relativ konstanten Nachfrageverlaufs, der gegenüber der Nachfrage der privaten Haushalte von deutlich geringeren saisonalen Schwankungen bestimmt wird.
- Die Erschließung des Biogas/SNG-Potenzials wird schrittweise erfolgen. Mit der langfristigen Perspektive einer robusten Nachfrage besteht dadurch die Möglichkeit, eventuelle (über)regionale Engpässe durch Netzverstärkung und –ausbau im Zuge der mittel-/langfristigen Netzplanung zu beseitigen.

7.1.2 Mögliche Synergien zwischen Erdgas und Biogas als Kraftstoff und der Nutzung von Wasserstoff

Mit Biogas bzw. Biomethan (SNG) wie auch Wasserstoff werden gasförmige bzw. im Fall von Flüssig-H_2 tiefkalte Kraftstoffe in den Straßenverkehr eingeführt, die einen fundamentalen Unterschied zu den traditionellen Marktstrukturen auf Basis von Benzin und Diesel darstellen. Vor allem zwischen den CNG-basierten Technologien und dem Druckwasserstoff (CGH_2) bestehen eine Reihe von Beziehungen, die eine positive Wirkung der kurz-/mittelfristigen Etablierung von CNG auf die spätere Einführung von CGH_2 erwarten lassen. Auch wenn die stofflichen Eigenschaften teilweise deutliche Unterschiede aufweisen sind folgende Synergien möglich:

- Technische Lösungen und Erfahrungen aus der CNG-Technik lassen sich teilweise für CGH_2 nutzen. Auch bietet CNG die Möglichkeit, durch kurzfristig zu erwartende größere Serien zusätzliche Anreize zu setzen, Druckgastechnik bei der Fahrzeugkonzeption zu berücksichtigen (z.B. raumsparende Integration der Drucktanks beim Plattformdesign). Die früheren Märkte für CNG/Biogas können es weiterhin Zuliefern und Komponentenherstellern ermöglichen, Know-How zu nutzen und eine Refinanzierung der Wasserstoffforschung zu erreichen[5].
- In der Einstiegsphase in eine flächendeckende H_2-Versorgung können dezentrale Reformer auf Basis Erdgas bzw. Biogas eine Rolle übernehmen. Der Anschluss von Tankstellen ans Erdgasnetz im Zuge der CNG-Infrastrukturen bietet hierfür die Voraussetzung. Ebenso ist denkbar, die Anbindung ans Erdgasnetz im Übergang für die Verteilung von Erdgas-Waserstoffgemischen zu nutzen. Die technisch-wirtschaftlichen Randbedingungen und Restriktionen hierfür müssen jedoch sorgfältig analysiert werden, einen Beitrag dazu kann vom gegenwärtig laufende EU-Projekt Naturalhy erwartet werden[6].
- Auch mit Blick auf sozio-ökonomische Aspekte der Wasserstoffeinführung können Synergien mit der CNG/Biogasroute entstehen. Als eine wichtige Voraussetzung für den Markterfolg ist die Akzeptanz der Endkunden für das neue Kraftstoffmedium Druckgas herzustellen. Durch eine vorauslaufende Einführung von CNG-Fahrzeugen, die damit verbundene Gewöhnung im Straßenbild, Medien und Presse sowie an die Tankvorgänge können entsprechende Hemmnisse gemindert werden. Auch kann sich ein derartiger Gewöhnungseffekt bei Behörden, technischen Prüfstellen und sonstigen Institutionen positiv auf die H_2-Einführung auswirken.

---

5 Ein Beispiel hierfür ist die Fa. Dynetek aus Ratingen, die als ein Technologieführer im Bereich der 700bar H_2-Speichertechnik das Kerngeschäft im Segment der CNG-Drucktanks betreibt.

6 www.naturalhy.net

7.2 Infrastrukturaspekte der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff

Die Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff erfordert den Aufbau einer neuen Infrastruktur für die Erzeugung, Transport und die Verteilung des neuen Energieträgers. Insbesondere im Zuge der Übergangsphase stellen sich dabei eine Reihe von Fragen hinsichtlich der Möglichkeiten für einen schrittweisen Aufbau bzw. Ausbau der H_2-Infrastrukturen. Im Folgenden werden einige Infrastrukturaspekte der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff diskutiert (Abschnitt 7.2.1).

In den bisherigen Überlegungen wurde ausschließlich Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien berücksichtigt. Mit Blick auf die Option der Kohlevergasung mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (vgl. Kapitel 9.1.5.3) werden in Abschnitt 7.2.2 die wesentlichen Implikationen kurz angesprochen.

Voraussetzung für die gesamte Analyse von Wasserstoff als alternativer Kraftstoff ist die Grundannahme, dass keine konkurrierenden Entwicklungen eine Einführung von H_2 blockieren. In Abschnitt 7.2.3 wird auf derartige strategische Kippmomente eingegangen.

7.2.1 Aufbau von H_2-Infrastrukturen im Verkehrsbereich

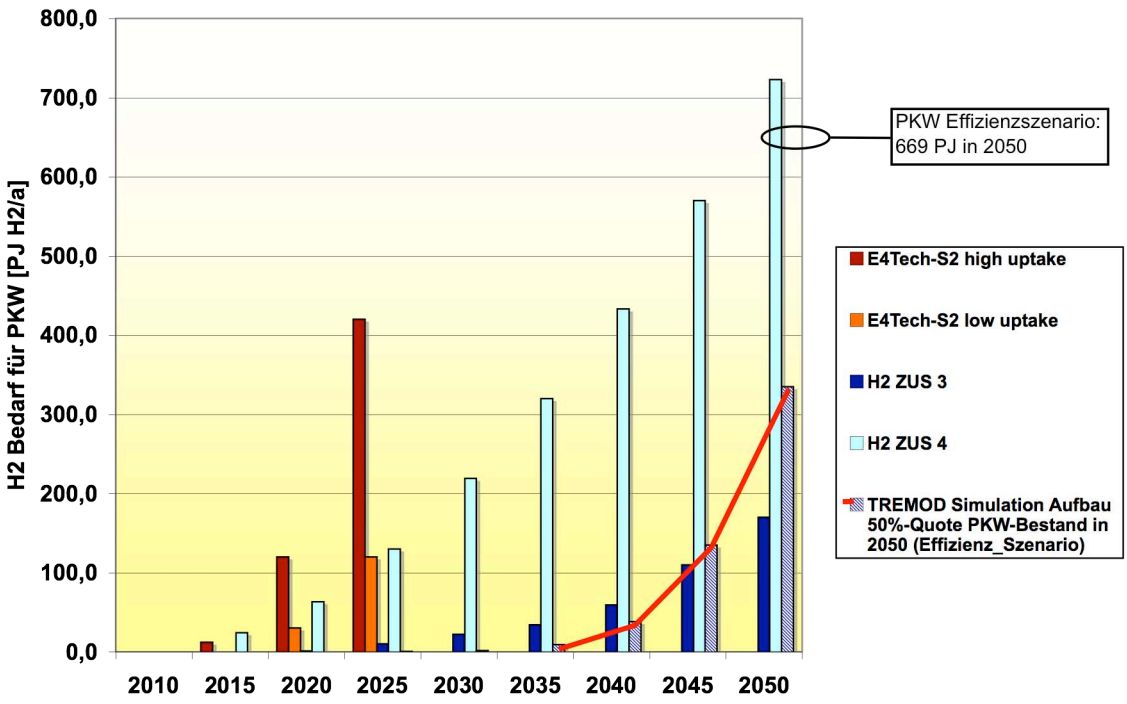
Für die Phase der Transition des konventionellen Kraftstoffsystems in eine zukünftige Struktur mit signifikanten Anteilen von H_2 am Gesamtbedarf stellen sich eine Reihe von Fragen bzgl. der zeitlichen Gestaltung des Tankstellenaufbaus, der räumlichen Verteilung/Cluster, der verwendeten Technologien und Erzeugungsoptionen usw.

Eine detailliertere Analyse des Spektrums möglicher Ausbaupfade war im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht möglich. Im Folgenden erfolgt deshalb eine Plausibilitätsprüfung der beiden H_2-Pfade dieser Studie aus den Szenarien ZUS 3 und ZUS 4 hinsichtlich der Fragen, ob

- die untere Variante eine hinreichende Nachfrageentwicklung aufweist, so dass im Sinne einer "kritischen Masse" der kommerzielle Einstieg in den neuen Infrastrukturpfad machbar erscheint;
- die obere Variante im Rahmen einer realistischen Wachstumsdynamik umgesetzt werden kann.

Für einen ersten Vergleich der Mengengerüste wurde auf eine neuere Infrastrukturanalyse im Auftrag der Linde AG zurückgegriffen, die im Februar 2005 erschien und unterschiedliche Szenariovarianten des Infrastrukturaufbaus in Europa und Deutschland analysierte (E4Tech 2005)[7].

[7] Die Ergebnisse der deutschen Infrastrukturanalysen des europäischen Wasserstoff-Roadmap-Projekts HyWays standen zum Bearbeitungszeitpunkt noch nicht zu Verfügung, vgl. www.hyways.net.



Quelle: E4Tech 2005, eigene Berechnungen

Abbildung 7-2: Ausbaupfade für H_2 als Kraftstoff im Studienvergleich

Die wesentlichen Ergebnisse dieser Plausibilitätsprüfung sind:

- Die Annahmen des E4Tech-Szeanrios gehen von einer Führungsrolle Deutschlands bei der Einführung von H_2-Fahrzeugen in Europa aus, mit der Konsequenz eines konzentrierten Infrastrukturaufbaus, wobei in der Gesamtaussage die prinzipiell betriebswirtschaftliche Realisierbarkeit einer solchen Transformationsstrategie abgeleitet wird. Beginnend in 2010 führt die Penetrationskurve in der unteren Variante (low uptake) im Endjahr 2025 zu einem Fahrzeugbestand von 6 Mio. H_2-Fahrzeugen, in der oberen Variante (high uptake) werden 20 Mio. H_2-Fahrzeuge erreicht. Im Kraftstoffbedarf entspricht dies für das Jahr 2025 120 PJ bzw. 420 PJ (1,0 bzw. 3,5 Mio.t H_2) (Abbildung 7-2).
- Aus Sicht dieser Studie geht das E4Tech-Szenario damit von extrem optimistischen Annahmen zur Einführung von H_2-Fahrzeugen aus. Weiterhin kann zu diesem frühen Zeitpunkt der resultierende H_2-Bedarf nur in der unteren Variante bei einer vollen Ausschöpfung der Potenziale der Biomassevergasung durch erneuerbare Energien gedeckt werden, für die obere Variante stehen erneuerbare Energien dagegen nicht in ausreichender Menge zur Verfügung.
  Ein derartig forcierter Einstieg ließe sich nur mit hohen fossilen Deckungsanteilen realisieren, die zu diesem Zeitpunkt nicht klimaverträglich bereitgestellt werden können. Unbestritten ist, dass gerade zu Beginn der H_2-

Einführung Wasserstoff aus fossiler Erzeugung und industriellen Quellen eine wesentliche Rolle zur Deckung der Nachfrage übernehmen können. Aufgrund der anfänglich geringen Mengen sind die Implikationen aus energie–wirtschaftlicher und klimapolitischer Sicht nachrangig. Die in den E4Tech-Szenarien abgebildeten Mengen gehen allerdings über den H_2-Bedarf von Flottenversuchen und den Einstiegsmärkten weit hinaus, so dass mit Blick auf die zugrundeliegende Klimaschutzstrategie die Primärenergiebasis nicht länger vernachlässigt werden kann.

- Die Einführung von H_2 auf Basis der erneuerbaren Energien im Szenario ZUS3 führt im Endausbau im Jahr 2050 zu einem Mengengerüst, das mit der unteren E4Tech-Variante vergleichbar ist – nur zeitlich um gut 25 Jahre verschoben und damit kompatibel mit einem klimapolitisch tragfähigen und ökonomisch sinnvollen Ausbau der H_2-Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Eine kritische Masse für den Infrastrukuraufbau scheint also auch unter diesen Annahmen erreichbar.
- Die maximale Ausschöpfung der Potenziale zur regenerativen H_2-Erzeugung (EE-Strom und Biomassevergasung) führt zu einer kontinuierlichen Ausweitung des Kraftstoffangebots auf über 720 PJ im Jahr 2050. Für den Infrastrukturaufbau stände bei diesem Verlauf grundsätzlich eine hinreichende Dynamik zur Finanzierung des Marktwachstums zur Verfügung. Es ist allerdings zu beachten, dass die Gesamtmenge im Jahr 2050 den Gesamtbedarf des PKW-Verkehr von 669 PJ übersteigt und mit gut 720 PJ über 50% des Kraftstoffbedarfs im gesamten Straßenverkehr decken würde. Der Einsatz dieser H_2-Menge setzt damit eine weitreichende Durchdringung der H_2-Antriebstechnik nicht nur im PKW-Bereich voraus.
- Der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur ist somit nur ein Aspekt der Marktausweitung. Hinzu kommt der Aufbau der entsprechenden Fahrzeugflotte, der sich im Rahmen der normalen Bestandsumschichtung vollzieht. Auf der Basis des detaillierten PKW-Bestandmodells von TREMOD konnte die Einführung von H_2-Fahrzeugen simuliert werden. Unter Annahme eines Anteils der H_2-Fahrzeuge an den Neuzulassungen im Jahr 2050 von 80% (1% in 2020, 10% in 2030, 30% in 2040) wird im Ergebnis im Jahr 2050 die Hälfte des PKW-Kraftstoffverbrauchs durch H_2 abgedeckt. Vor diesem Hintergund scheinen höhere Anteile der H_2-Fahrzeuge nur durch äußerst optimistische Annahmen zur wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit und Beiträgen zur Bestandsumschichtung erzielbar zu sein. Mit Blick auf die angenommenen Fahrzeugkosten (vgl. Kapitel 3.2.2) dürfte deshalb die Potenzialausschöpfung von ZUS4 im Verlauf deutlich überschätzt sein, auch diejenige von ZUS 3 stößt insbesondere in den ersten Dekaden an nachfragebedingte Grenzen.

Zum Abschluss wird nochmals darauf hingewiesen, dass die bisherigen Betrachtungen implizit von Druckwasserstoff (CGH_2) ausgegangen sind (vgl. Kapitel 3.2.2). Angesichts der Umwandlungsverluste und dem daraus resultierenden höheren Primärenergiebedarf ist der potenzielle Beitrag von Flüssigwasserstoff (LH_2) zur Senkung der Klimagasemissionen im Verkehr geringer als im Fall von CGH_2. Solange dieser Wirkungsgradunterschied bestehen bleibt, ist aus Sicht der dieser Studie zugrunde liegenden Klimaschutzstrategie ein

Druckwasserstoffpfad vorzuziehen. Ungeachtet dessen sehen einige Marktakteure technische und wirtschaftliche Vorteile in der LH_2-Option als Speicher im Fahrzeug wie auch insbesondere für die Logistik während der Aufbauphase des H_2-Kraftstoffmarkts. Es ist somit noch offen, welche Rolle LH_2 im Verhältnis zu CGH_2 im künftigen Kraftfstoffmarkt spielen wird, insbesondere wenn technologische Verbesserungen den Wirkungsgradnachteil verringern. Die energiewirtschaftlichen und ökologischen Implikationen des Primärenergiebedarfs für die jeweiligen LH_2- und CGH_2-Routen sollten jedoch bei der Diskussion politischer Rahmenbedingungen unbedingt mit betrachtet werden.

7.2.2 Aspekte der H_2-Erzeugung auf Basis Kohlevergasung

Wasserstoff wird heute bereits in großem Umfang mittels *Dampfreformierung von Erdgas* hergestellt. Dabei handelt es sich um Großanlagen mit mehreren 100 MW Wasserstoff–produktionsleistung. Heutige H_2-Gestehungskosten (frei Anlage, bezogen auf unteren Heizwert Hu) liegen bei 6,5 – 7 €/GJ (Gaspreis 4 €/GJ). Im Rahmen von Untersuchungen zur Rückhaltung von CO_2 sind Anlagen mit einem fortgeschrittenen Technologiestatus 2020, sowohl für die Dampfreformierung von Erdgas als auch für die Kohlevergasung beschrieben und verglichen worden (WI, DLR, ZSW, PIK 2004), wobei Anlagen zur *Kohlevergasung* noch relativ große Bandbreiten hinsichtlich ihrer H_2-Gestehungskosten aufweisen.

Diese Bandbreiten vergrößern sich, wenn die erforderlichen Rückhaltetechniken für CO_2 mitbetrachtet werden. Betrachtet man die in (WI, DLR, ZSW, PIK 2004) definierten repräsentativen Referenztechnologien, so ist Wasserstoff aus Steinkohle im Jahr 2020 ohne Rückhaltung von CO_2 für ca. 10 €/GJ bereitstellbar (Kohlepreis = 2 €/GJ) bzw. für ca. 12,5 €/GJ (Kohlepreis = 3,7 €/GJ, Aufschlag 15 €/t CO_2); mit heutigen Kohlepreisen (1,6 €/GJ) würden sich die Gestehungskosten auf rund 9 €/GJ belaufen. Wasserstoff aus der Erdgasreformierung ist zu diesem Zeitpunkt für ca. 8,3 – 10 €/GJ verfügbar (bei Erdgaspreisen zwischen 4,8 und 6,8 €/GJ). Wasserstoff aus Kohle ist also noch auf absehbare Zeit teurer als Wasserstoff aus der Erdgasreformierung. Wegen der deutlich höheren Kapitalaufwendungen im Falle der Steinkohlevergasung ist jedoch die Abhängigkeit vom Brennstoffpreis deutlich geringer als für Wasserstoff aus Erdgas.

Nach heute vorliegenden Abschätzungen (zusammengestellt u. a. in WI, DLR, ZSW, PIK 2004) schlagen Rückhaltung, Verdichtung, Transport und Endlagerung von CO_2 (CCS) mit Mehrkosten von 2,5 bis 3 €/GJ zu Buche, wenn unterstellt wird, dass entsprechende Großanlagen um 2020 kommerziell zur Verfügung stehen. Bei der Dampfreformierung fallen rund 0,05 t CO_2 je GJ Wasserstoff an, bei der Kohlevergasung sind es rund 0,1 t CO_2 je GJ. Davon werden rund 85% zurückgehalten. Der entstehende Wasserstoff aus CCS-Anlagen ist damit zwar mit deutlich weniger CO_2-Emissionen behaftet als bei der konventionellen Bereitstellung, er kann aber nicht als „CO_2-frei“ bezeichnet werden.

Von Interesse ist die potenzielle Konkurrenzsituation von CO_2-armen CCS-Wasserstoff und CO_2-freiem elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Quellen. Wegen der Gegenläufigkeit von Kostendegressionspotenzialen bei den Technologien (auch für CCS-Anlagen kann von gewissen Kostendegressionen ausgegangen werden) einerseits und Brennstoffkosten und CO_2-Zertifikatspreisen anderseits, ist diese unter einer längeren zeitlichen Perspektive zu sehen (Abbildung 7-3). Im Jahr 2020, dem frühest möglichen Zeitpunkt einer H_2-Bereitstellung aus CCS-Anlagen in großem Umfang, ist demnach CCS-Wasserstoff mit 12 – 15 €/GJ deutlich kostengünstiger als EE-Wasserstoff, dessen Gestehungskosten zu diesem Zeitpunkt noch zwischen 18,5 und 24 €/GJ liegen. Eine Kostengleichheit mit Wasserstoff aus Windstrom stellt sich erst langfristig nach 2040 ein,

Wasserstoff aus solarthermischen Kraftwerken ist dann mit 22 €/GJ immer noch deutlich teurer. Die Situation stellt sich hier anders dar als beim Vergleich von Stromgestehungskosten auf CCS- bzw. EE-Basis. Während beim Stromvergleich kein Kostenvorteil für die fossile Option erkennbar ist, ergeben sich für die Wasserstoffbereitstellung zumindest mittelfristig kostengünstigere Perspektiven, sofern die derzeit abgeschätzten Kosten entsprechender Anlagen einschließlich der Rückhaltung und sicheren Endlagerung von CO_2 sich auch verwirklichen lassen.

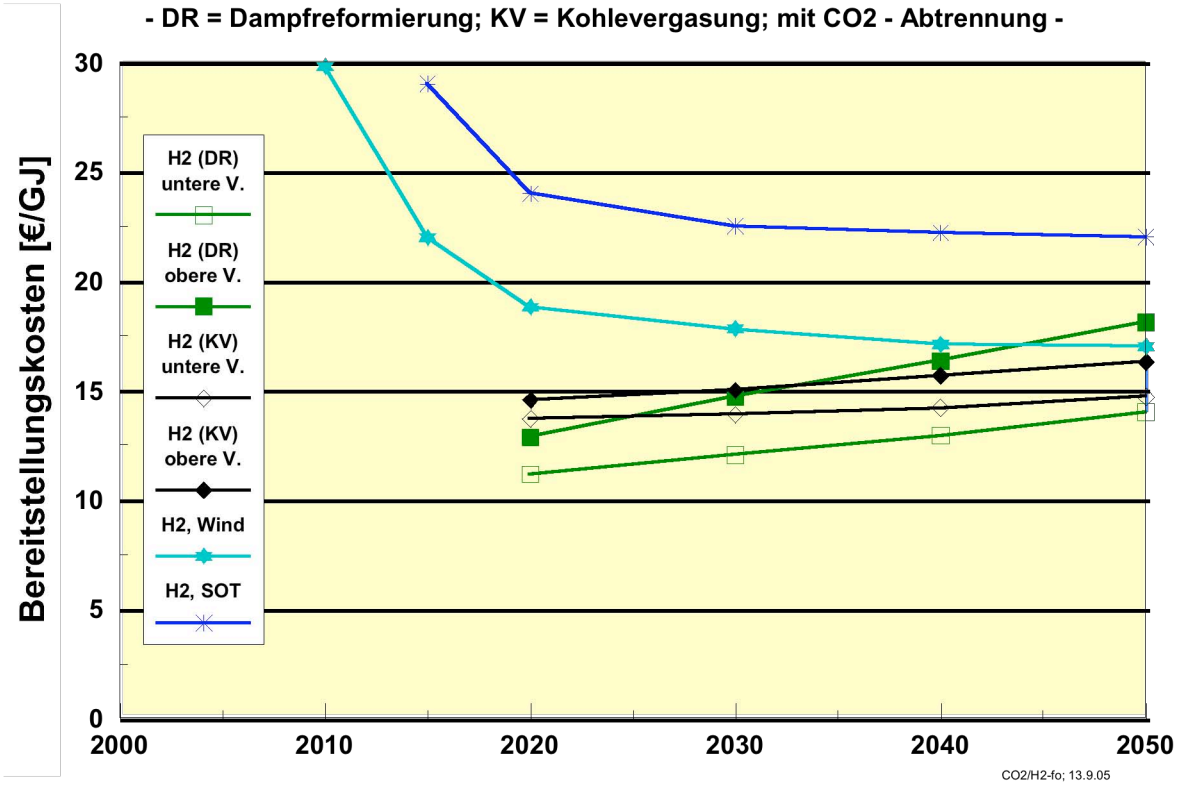


Abbildung 7-3: Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO_2-armen Anlagen auf der Basis Erdgas und Steinkohle und elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind- bzw. Solarstrom

Wird diese Erkenntnis mit den Einführungsstrategien für Wasserstoff verknüpft, so wäre CCS-Wasserstoff bei einer forcierten Einführungsstrategie eine mögliche Option. Strategisch wäre sie also mit dem Pfad ZUS 4, der Gewinnung von H_2 aus Biomasse zu verknüpfen. Das ist auch insofern nahe liegend, als hier die gleiche Basistechnologie der Vergasung von Feststoffen eingesetzt wird. Wird dagegen eher die Strategie einer Einführung von Wasserstoff entsprechend Pfad ZUS 3 verfolgt, so fällt der energiewirtschaftlich relevante Bedarf an Wasserstoff erst nach 2040 an. Zu diesem Zeitpunkt sind aus heutiger Sicht die Kostenunterschiede zwischen CCS-Wasserstoff und EE-Wasserstoff sehr viel kleiner. Da EE-Wasserstoff danach aber in eine stabiles Kostenniveau hineinläuft, CCS-Wasserstoff aber eine stetig steigende Kostentendenz besitzt, spricht dies aus heutiger Sicht eher für einen strategischen Vorteil von EE-Wasserstoff.

Wasserstoff auf Basis der erneuerbaren Energien ist noch aus einem anderen Grund langfristig vorteilhaft gegenüber Wasserstoff aus Kohlevergasung. Bei der Einlagerung von

CO_2 kann zwar davon ausgegangen werden, dass die geologischen Speicher-Formationen auf höchste Dichtigkeit geprüft sind. Dennoch kann eine Leckage nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Leckageraten << 0,1 %/a, in der Größenordnung zwischen 0,001 %/a und 0,01 %/a, werden derzeit als machbar bezeichnet, wobei dies experimentell noch nicht überprüft wurde und eines intensiven Monitorings bedarf. Das bedeutet, dass in einer sehr langfristigen Betrachtungsweise das CO_2 wieder in die Atmosphäre gelangt. Auch weitere Umweltwirkungen, wie die Diffusion von CO_2 in die umgrenzenden Boden- oder wasserführenden Schichten, können nicht ausgeschlossen werden.

Die infrastrukturelle Einbindung von CCS-Wasserstoff (aus Kohle) kann dagegen relativ problemlos stattfinden, sofern generell von einer Wasserstoffverteilungsstruktur auf der Basis der heutigen Erdgasstruktur ausgegangen wird. Bei CCS-Anlagen zur Wasserstofferzeugung wird es sich um relativ wenige, große zentrale Anlagen handeln. Für potentielle Standorte gelten also ähnliche Kriterien wie für heutige Kohlekraftwerke bzw. eventuelle zukünftige CCS-Kraftwerke, also schiffbare Flüsse für die Kohleanlieferung und wegen der Notwendigkeit der Deponierung des CO_2 vertretbare Entfernungen zu geeigneten Lagerstätten. Gleichzeitig ist die Nähe einer Erdgas-Transportpipeline erforderlich.

7.2.3 Strategische Kippmomente einer Einführung von H_2 als Kraftstoff

Die zeitliche Entwicklung des Einsatzes von Wasserstoff und anderen alternativen Kraftstoffen im Verkehrssektor wird von einer Reihe von Einflussfaktoren bestimmt. Diese Einflussfaktoren können sich kontinuierlich entwickeln und im Rahmen von Szenarien abzubilden sein, wie beispielsweise der Verlauf der Rohölförderung, die Effizienz konventioneller Fahrzeugantriebe oder die Nachfrage nach Mobilitätsdienstleistungen. Sie können aber auch durch radikale Innovationen, sprunghafte Entwicklungen o.a. einen unerwarteten Einfluss auf den Kraftstoffsektor nehmen.

Es liegt in der Natur der Sache, dass diese Entwicklungen nicht prognostiziert werden können. Dennoch wird im folgenden Exkurs beispielhaft der Versuch unternommen, zwei dieser „strategischen Kippmomente“ zu erfassen und einer vorläufigen Bewertung zu unterziehen. Dabei geht es sowohl um strategische Kippmomente, die die Einführung von Wasserstoff befördern als auch bedrohen.

7.2.3.1 Batterieelektrische Fahrzeuge

Seit einer Reihe von Jahren werden Elektroautos untersucht, die wegen der lokalen Emissionsfreiheit, der Geräuschearmut, der Möglichkeit der einfachen Bremsenergierückgewinnung und weiterer, sicherheits- und komfortbezogener Vorteile eine Berechtigung haben. Sollten sich Elektroautos kosten- und energieeffizient realisieren lassen, so stünden sie in deutlicher Konkurrenz zum Brennstoffzellenfahrzeug, insbesondere, wenn der Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge aus (regenerativem) Strom gewonnen wird, weil in diesem Fall der Umwandlungswirkungsgrad beim Brennstoffzellenfahrzeug von Strom zu mechanischer Energie durch die mehrfachen Umwandlungsschritte (Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff, Wasserstoff durch Brennstoffzelle in Strom, Strom durch Motor in mechanische Energie) ca. einen Faktor 2 niedriger liegt als bei batterieelektrischen Fahrzeugen. Auch aus Sicht des Lastmanagements von Strom könnten Batterien für Elektrofahrzeuge die Rolle eines Puffers von Überschussstrom übernehmen.

Daher wurde im Jahr 2004 eine Kurz-Umfrage bei verschiedenen Automobil- und Batterie-Herstellern durchgeführt. Das Bild, das sich bei dieser Umfrage ergab, ist eindeutig.

Sowohl Kraftfahrzeug-Hersteller als auch Batterie-Produzenten sehen in batterieelektrischen Fahrzeugen „bestenfalls einen Nischenmarkt“ (Kümpers, 2004), der finanziell gefördert in ausgewählten Anwendungen (Kurbetrieb, Messe, Pendeldienste) funktionieren kann. Die großen Automobilhersteller haben ihre diesbezüglichen Forschungsanstrengungen deutlich gekürzt und ausgelagert (z.B. Global Electric Motorcars für DaimlerChrysler).

Ausschlaggebend für diese nüchterne Einschätzung insbesondere von Seiten der Batteriehersteller sind verschiedene Aspekte:

- Aus technischer Sicht erweisen sich die Energiedichten der Batterien und damit Gewicht bzw. erzielbare Reichweite als problematisch. Sie ist vor allem durch die schweren Batterien begrenzt. Neuartige Batteriesysteme erreichen zwar Energiedichten bis zu 125 Wh/kg; aus Sicherheitsgründen werden eher 100 Wh/kg empfohlen. Dies reicht jedoch nicht aus, um auf nennenswerte Reichweiten zu kommen. Dabei erreichen Lithium-Ionen-Batterien bessere Kennwerte als Natrium-Nickelmetallhydrid (NiMH)-Batterien.
- Für reine batterieelektrische Fahrzeuge, die Batteriekapazitäten von mindestens 40 kWh haben sollten, sind marktkonforme Kosten nicht in absehbarer Zeit erreichbar. Die vor wenigen Jahren beispielsweise von Varta formulierten Zielkosten von 150 Euro/kWh wurden nicht erreicht, obwohl selbst diese für eine 40 kWh-Batterie Kosten von 6.000 Euro bedeutet hätten. Derzeit werden vielmehr Kosten zwischen 10.000 € und 20.000 € pro 40 kWh-System bei mittleren bis größeren Stückzahlen angegeben (Kümpers, 2004). Neben der absoluten Höhe des Preises wird auch das Preis/Leistungsverhältnis in Frage gestellt (Karden, 2004).
- Zudem ergibt sich ein Konflikt zwischen der Kompaktheit und den strengen Gewichtsanforderungen auf der einen und Sicherheitsanforderungen auf der anderen Seite. Der organische Elektrolyt von Lithium-Ionen-Batterien ist brennbar und somit insbesondere bei Defekt der Ladekontrolle (Überladung) anfällig. Auch die Kurzschlusssicherheit ist bei derart hohen Energiedichten strengstens zu gewährleisten.

Diese verschiedenen Problemfelder haben dazu geführt, dass kein großer Automobil-Hersteller mehr die Route zu reinen batterieelektrischen Fahrzeugen verfolgt. Der Fokus liegt vielmehr verstärkt auf der Entwicklung von Hybrid-Fahrzeugen (insbesondere für den außerdeutschen Markt), wo die Batterie eine Größenordnung kleiner ausgelegt werden kann, einer internen Ladekontrolle unterworfen ist und zudem nicht die Energie-, sondern die Leistungsdichte ausschlaggebend sind.

Die Einschätzung zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist damit, dass in absehbarer Zeit keine technologischen Quantensprünge zu erwarten sind, die die Bewertung batterieelektrischer Fahrzeuge grundsätzlich ändern würden.

7.2.3.2 Biowasserstoff

Eine zeitnahe Erschließung anderer, möglicherweise kostengünstiger Wasserstoff-Erzeugungspfade könnte die Einsatzwahrscheinlichkeit von Wasserstoff erheblich steigern. Während die konventionellen Reformierungspfade bereits durch die Energieträgerkosten gewisse minimale Kosten nicht unterschreiten werden und die Elektrolysepfade durch die Stromkosten begrenzt sind, wird verschiedenen anderen Erzeugungspfaden ein gewisses Entwicklungspotenzial zugetraut. Insbesondere „**Biowasserstoff**“ wird hier aufgrund kostengünstig und weitflächig verfügbarer Ausgangsstoffe genannt („Wasserstoff aus Algen“).

Die Erzeugung von Wasserstoff durch Nutzung der natürlichen Stoffwechselprozesse von Mikroorganismen wird schon seit einigen Jahrzehnten verfolgt, in den letzten Jahren auch in Europa. Es existieren im Wesentlichen zwei Verfahren der Wasserstofferzeugung: die Biophotolyse und die dunkle Wasserstoff-Fermentation.

Biophotolyse

Biophotolyse ist die Erzeugung von Wasserstoff durch Mikroorganismen, wobei der Energiebedarf durch Lichtenergie gedeckt wird. Es existieren zwei Prinzipien der Wasserstofferzeugung, die ihre spezifischen Vor- und Nachteile haben.

Bei der **photoautotrophen Wasserstofferzeugung** nutzen Mikroalgen und Cyanobakterien die Energie des Sonnenlichts, um Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten. Der Katalysator hierfür ist eine Hydrogenase, ein Enzym, das extrem empfindlich auf Sauerstoff reagiert. Hier wird sofort das Hauptproblem deutlich: Bei dem Prozess wird Sauerstoff erzeugt, der wiederum den Prozess behindert. Es gibt verschiedene Ansätze, um dieses Problem zu überwinden (sofortiges Entfernen des Sauerstoffs, Einsatz von Sauerstoff-Absorbern, genetisch veränderte Mikroorganismen mit höheren Sauerstofftoleranzen). Alle diese Verfahren sind entweder sehr teuer in der Umsetzung oder durch sehr geringe Effizienzen gekennzeichnet.

Eine Alternative zu dieser 'direkten' Biophotolyse ist die 'indirekte' Biophotolyse. Hier wird die photosynthetische Spaltung von Wasser räumlich oder zeitlich getrennt von der Produktion von gasförmigem Wasserstoff, so dass die Sauerstoffentstehung kein Problem mehr darstellt. Dies wird entweder durch Nutzung von speziellen Mikroorganismen oder durch eine technische Aufspaltung der Vorgänge in zwei Prozesse erreicht. Diese Prozesse können bislang nicht in kommerziellen Größenordnungen dargestellt werden (Akkerman 2003).

Die **photoheterotrophe Wasserstofferzeugung** (Photofermentation) geschieht durch eine andere Sorte Enzym, die Nitrogenase. Photoheterotrophe Mikroorganismen produzieren mit Hilfe dieses Enzyms Wasserstoff aus organischem Substrat unter Nutzung von Lichtenergie. Da bei diesem Prozess kein Sauerstoff entsteht, ist die Sauerstoff-Empfindlichkeit des Enzyms kein Problem. Der Prozess benötigt jedoch mehr Energie als der photoautotrophe Prozess, dies stellt potenziell ein Effizienzproblem dar.

Welcher dieser Prozesse die größten Chancen für eine zukünftige großskalige Produktion bietet, ist umstritten. In zwei unabhängigen Abschätzungen ergab sich ein ähnliches Bild (Benemann 1998; Akkerman et al. 2003): Die Autoren sind sich einig, dass eine Effizienz[8] von 10% oder mehr bei großskaliger Produktion erreichbar ist, wobei allerdings noch einige Entwicklungsarbeit vorausgesetzt wird und günstige Annahmen (z.B. die erfolgreiche

[8] Effizienz bedeutet hier Lichteffizienz, also erzeugter Wasserstoff pro absorbiertem Licht

genetische Anpassung der Mikroorganismen) getroffen wurden. Neben der Effizienz ist in einigen wenigen Studien (u.a. in Benemann 1998) auch das wirtschaftliche Potenzial abgeschätzt worden; diese werden in (Akkerman et al. 2003) zusammengestellt. Die geschätzten Kosten der Wasserstoffproduktion bewegen sich dabei im Bereich von 10 bis 20 US$/GJ, und liegen damit im üblichen Kostenrahmen für regenerative Wasserstoffproduktion. Auch hier sind Abschätzungen sehr vorläufiger Natur und es wurden sehr günstige Annahmen getroffen.

Dunkle Fermentation

Die zweite Möglichkeit, Wasserstoff mit Hilfe von Mikroorganismen herzustellen, ist die dunkle Fermentation. Hierbei wird kein Licht benötigt; das Substrat stellt vielmehr selbst die Energie zur Verfügung. Beim Abbau des Substrats durch die Mikroorganismen wird unter anaeroben Bedingungen (also unter Sauerstoffabschluss) Wasserstoff als Nebenprodukt erzeugt. Als weiteres Produkt erhält man organische Säuren, die wiederum weiter zu Wasserstoff und Kohlendioxid zerlegt werden können. Zum Beispiel können sie als Substrat für die heterotrophe Biophotolyse (Photofermentation) dienen. Auf diese Art wird das Potenzial des Substrats vollständig ausgenutzt.

Das Substrat für den Prozess ist eine organische Substanz. De Vrije und Claassen gehen davon aus, dass die meisten Kohlenhydrate als Substrat geeignet sind, so zum Beispiel feste oder flüssige organische Abfälle, aber auch Synthesegas. Bei einigen Substraten, so z.B. bei schwer abbaubarer Lignozellulose, wird jedoch eine Aufbereitung nötig sein. Hier ist noch weitere Entwicklungsarbeit nötig, um Substrat möglichst kostengünstig vorbehandeln und sich so eine möglichst breite Rohstoffpalette erschließen zu können.

Vom ökonomischen Gesichtspunkt ist es nicht sinnvoll, den Prozess der dunklen Wasserstoff-Fermentation allein ablaufen zu lassen, da die Wasserstoffausbeute zu gering ist, um die Investitions- und Betriebskosten zu decken (de Vrije und Claassen). Unter der Voraussetzung eines gekoppelten Prozesses (dunkle Wasserstoff-Fermentation mit anschließender Photofermentation) kommen de Vrije und Claassen zu Kosten von rund 19 EUR/GJ. Hierbei sind dem organischen Substrat aufgrund seines über die Zeit sehr stark schwankenden Preises keine Kosten zugeordnet.

Zusammenfassung

Die Erzeugung von Biowasserstoff ist bislang noch nicht in kommerziellem Maßstab realisiert worden. International existieren verschiedene Programme zu Forschung und Entwicklung: In den USA liegt der Fokus auf der Entwicklung der photoautotrophen Wasserstofferzeugung, während in Japan hauptsächlich die photoheterotrophen Prozesse weiterentwickelt werden. In Europa ist die Forschungs – und Entwicklungsarbeit erst in den letzten Jahren in Gang gekommen, mit relativ starker Betonung auf photoheterotropher Wasserstofferzeugung und dunkler Wasserstofffermentation, zum Beispiel in Programmen wie dem EU Biohydrogen-Projekt. Eine zeitnahe Verfügbarkeit ist dennoch nicht gegeben. Zum gegenwärtigen Stand der Diskussion wird nicht davon ausgegangen, dass in einem Zeitrahmen bis 2050 Biowasserstoff ökonomisch so vorteilhaft ist, dass er sich gegenüber anderen Varianten der erneuerbaren Wasserstoff-Produktion auf großtechnischem Niveau wird durchsetzen können.

8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die vorliegende Untersuchung verfolgt das Ziel, Wege und Möglichkeiten zur Umsetzung des langfristigen Klimaschutzziels einer Minderung der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80% gegenüber 1990 aufzuzeigen. Auf der Grundlage der Vorläuferstudie zum "Ökologisch optimierten Ausbau erneuerbarer Energien" (DLR, WI, IFEU 2004) wurden vor allem Maßnahmen im Verkehr und dort in erster Linie im Bereich des Pkw-Straßenverkehrs analysiert. Ein Schwerpunkt lag dabei auf der Bewertung der klimapolitischen Rolle alternativer Kraftstoffe und insbesondere von regenerativ erzeugtem Wasserstoff.

Die Aktualisierung der Szenarien, die detaillierte kraftstoff- und fahrzeugseitige Modellierung des Verkehrssektors und die Analyse zusätzlicher Strategieoptionen erlaubt damit eine fundierte Einschätzung der Sinnhaftigkeit verschiedener Klimaschutzstrategien und –elemente. Durch die Kopplung des WI/DLR-Szenarioinstrumentariums mit dem IFEU-Tremod-Modell können auch zukünftig unterschiedliche Strategien sektorübergreifend untersucht werden.

Die szenarienbasierte Untersuchung erlaubt Schlussfolgerung auf verschiedenen Ebenen: Aussagen über die prinzipielle Erreichbarkeit und Kosten von Klimaschutzzielen auf verschiedenen Pfaden, sektorspezifische Aspekte wie beispielsweise Aussagen zu der Kompatibilität einzelner Maßnahmen im Verkehrsbereich mit der Gesamtstrategie, aber auch die Identifikation robuster Strategieelemente für eine Umwelt-, Klima-, Energie- und Verkehrspolitik der nächsten Jahre.

Dabei ist die Wahl eines derart langen Untersuchungszeitraums unverzichtbar und stellt zugleich eine Herausforderung dar. Das Projekt hat nicht den Anspruch verfolgt, einen *wahrscheinlichen* Entwicklungspfad zu finden. Es ist ausdrücklich *kein Prognoseprojekt*, sondern – ausgehend vom 80 %-Klimaschutzziel – versucht es in Form von Zielszenarien, machbare und *notwendige Entwicklungspfade zu identifizieren*. Insbesondere auf Nachfrageseite sind die untersuchten Optionen nicht so radikal definiert, dass grundsätzliche Strukturbrüche – etwa die verstärkte Abkehr vom motorisierten Individualverkehr oder ausgeprägte Verzichtstrategien – vorausgesetzt werden müssen. Auf der Angebotsseite erfordern die betrachteten Optionen hingegen eine dynamische Umsetzung bereits vorhandener und bekannter Technologie- und Strategieelemente insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien und der Effizienzsteigerung.

Wichtige Schlussfolgerungen sind:

(1) Neue Prognosen über die Bevölkerungsentwicklung sowie die Entwicklung der Stromnachfrage führen dazu, dass das -80 %-Klimaschutzziel schwieriger zu erreichen ist als in (DLR, IFEU, WI 2004) angenommen wurde. Die Realisierung des langfristigen Klimaschutzziels erfordert daher weitreichende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energien in allen Anwendungsbereichen.

Die Aktualisierung des Szenariogerüstes führt dazu, dass die sich im Business-as-usual-Fall ergebenden Entwicklungen stärker vom Klimaschutzziel entfernt sind als noch in (DLR, IFEU, WI 2004) antizipiert wurde. Zwar haben sich in neueren Studien die Vorhersagen über die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes verhaltener gezeigt und damit der industrielle Energieverbrauch ebenfalls, aber die Vorhersage über die zukünftige Bevölkerungsentwicklung geht von einer deutlich weniger starken Abnahme aus (2050: 75,1

statt 67,8 Mio. Menschen wie in (Enquete 2002) vorhergesagt, die der Vorläuferstudie zu Grunde lag). Diese Anpassung in der Bevölkerungsentwicklung hat deutliche Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs und der Verkehrsleistungen und macht die Erreichung des – 80 %-Ziels schwieriger. Hinzu kommt, dass in den Jahren 2002-2004 der Strombedarf insgesamt weiter gestiegen ist, die erforderliche Wende in der Verbrauchsentwicklung also bislang nicht stattgefunden hat.

Diese Anpassung macht die Gestaltungsspielräume für Klimaschutzmaßnahmen kleiner. Bei Aufrechterhaltung des –80%-Ziels als Leitlinie der Szenarioentwicklung geht es daher weniger um eine "klimapolitische Punktlandung". Ziel war vielmehr, Erkenntnisse zu gewinnen, *wie die für effektiven Klimaschutz erforderlichen drastischen Emissionsminderungen erreicht und die dazu erforderlichen Maßnahmen am klimawirksamsten kombiniert und gestaltet werden können.*

(2) Auch im Verkehr (vor allem im Straßenverkehr) ist eine signifikante Senkung des Kraftstoffbedarfs bei gleichzeitiger Einführung alternativer, klimaschonender Kraftstoffe zur Erreichung des Klimaschutzziels unverzichtbar.

Da der definierte Zielpfad erhebliche Anstrengungen zur Neuausrichtung sowohl des stationären Energieversorgungssystems als auch des Verkehrssystems erfordert, ist ein langfristig ausgerichtetes zielorientiertes Handeln und ein weitgehender Hemmnisabbau in allen Handlungsfeldern notwendig. Nur im Kontext einer derartigen Grundausrichtung stellen die in den analysierten Szenarien unterstellten technischen Gestaltungsmöglichkeiten, Entwicklungspotenziale und Umsetzungspfade realistische und zeitgerecht umsetzbare Handlungsoptionen dar.

(3) Die vorrangige Ausschöpfung der Effizienzpotenziale im Straßenverkehr ist eine robuste und kosteneffiziente Voraussetzung für das Erreichen hoher Anteile alternativer Kraftstoffe am Gesamtkraftstoffbedarf wie auch für die Erreichung des Klimaschutzziels insgesamt.

Um hohe Deckungsanteile der alternativen Kraftstoffe im Straßenverkehr zu erreichen, muss der zugrundeliegende Kraftstoffbedarf durch Effizienzmaßnahmen deutlich reduziert werden.

Für die weitere Entwicklung der konventionellen Fahrzeuge sind technische Maßnahmen möglich, die bei konsequenter Umsetzung schon im Referenzfall bis zum Jahr 2050 eine Senkung des spezifischen Energieverbrauchs der PKW-Neuwagenflotte im Durchschnitt auf 3 Liter/100 km zulassen, was einer Reduktion der spezifischen THG-Emissionen auf 70 g CO_2/km entspricht (-58% gegenüber 2004). Die Techniken zur Reduktion des Energieverbrauchs sind weitgehend vorhanden oder stellen sich als in Zukunft sehr wahrscheinlich realisierbar dar. Eine erhebliche Absenkung der Fahrzeugmasse zusammen mit sekundären Leichtbaueffekten und weiterentwickelten Verbrennungsmotoren und deren Einsatz im Elektrohybrid gestatten einen entsprechend niedrigen Energieverbrauch im Fahrzyklus.

Durch weitergehende Anstrengungen (neues Antriebskonzept und zusätzlichen Anforderungen an Fahrzeuggewicht, Luft- und Rollwiderstand), kann darüber hinaus in einem Effizienzszenario ein Durchschnittsverbrauch von rund 2 Liter/100km erzielt werden, was die CO_2-Emissionen im Schnitt auf rd. 50 g CO_2/km senken könnte. Vor dem Hintergrund steigender Ölpreise und geringer Mehrkosten gegenüber dem Referenzfahrzeug

können langfristig mit dieser Effizienzstrategie in Summe Kosteneinsparungen ereicht werden. Diese Maßnahmen verursachen im Vergleich zur Bereitstellung alternativer Kraftstoffe unter den getroffenen Annahmen niedrigere Vermeidungskosten und sind somit eine robuste Handlungsoption, die in jedem Fall umgesetzt werden sollte.

Aus rein technischer Sicht beruht die Realisierung der unterstellten Fahrzeugkonzepte auf vergleichbar optimistischen Annahmen bzgl. der F&E-Fortschritte, wie sie auch bei den H_2-Fahrzeugen und der vollständigen Ausschöpfung der Biomassepotenziale durch neue Biokraftstofftechnologien (z.B. BTL) getroffen wurden. Trotz der technologischen Machbarkeit wird sich die notwendige Absenkung der Pkw-Verbräuche jedoch wahrscheinlich nicht unter heutigen "business-as-usual" Bedingungen einstellen.

Es stellt sich daher die Frage, inwieweit die Ausrichtung der Fahrzeugentwicklung auf höhere Effizienzen alleine einer Marktdynamik überlassen werden kann. Um die weitreichenden Potenziale des hier abgebildeten Referenzszenarios – und mehr noch des Effizienzszenarios – auszuschöpfen, wird es erforderlich sein, weitergehende Anreize und gezielte politische Randbedingungen zur Senkung der Fahrzeugverbräuche zu schaffen.

(4) Das Ziel einer 80%'igen Reduktion der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 sollte beibehalten werden, da es nicht nur zum Klimaschutz, sondern auch zur energiepolitischen Zielsetzung der Steigerung der Versorgungssicherheit beiträgt.

Durch die Schlüsselstrategie "Effizienzsteigerung in allen Anwendungsbereichen" kann der Primärenergieverbrauch in den Szenariovarianten von 14.438 PJ im Jahr 2004 auf rund 7870 PJ im Jahr 2050 (Szenario NatPlus ZUS 2-4) fast halbiert werden. Der Anteil von Mineralöl geht dabei sogar um 57% von 5.260 PJ in 2004 auf rund 2.250 PJ in 2050 zurück, der von Erdgas um 52% von 3.240 PJ (2004) auf 1.540 PJ (2050). Der Ausbau der erneuerbaren Energien um rund einen Faktor 7 von einem Deckungsbeitrag von 524 PJ in 2004 auf 3.400 bis 3.900 PJ in 2050 (Anteil 44-50%) trägt zu einer deutlichen Diversifizierung der Energieversorgung bei. Der größte Teil hiervon kann zwar auf heimischer Basis bereitgestellt werden, langfristig sind aber aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen auch Importe im Rahmen eines europäischen Verbundes zweckmäßig. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, auf diesem Gebiet frühzeitig strategische Allianzen aufzubauen, z.B. mit Blick auf solarthermische Stromerzeugung im Mittelmeerraum, sowie generell den hier beschriebenen Umbau der Energieversorgung als eine gesamteuropäische Aufgabe zu begreifen.

Der in 2050 verbleibende fossile Beitrag von rund 50% am Primärenergieverbrauch bzw. 45% am Endenergieverbrauch mag auf den ersten Blick noch relativ hoch erscheinen. Er ist aber, in Verbindung mit einer konsequent umgesetzten Effizienzstrategie ein sinnvoller Bestandteil einer nachhaltigen Energieversorgung. In absoluten Werten beträgt er mit rund 4.000 PJ/a (NatPlus-ZUS3) nur noch ein Drittel des derzeitigen fossilen Energieeinsatzes; ohne den nichtenergetisch verwendeten Beitrag (z.B. für chemische Rohstoffe) von 1.040 PJ/a sind es lediglich 26%. Im stationären Bereich werden davon noch 1.925 PJ/a eingesetzt. Zu zwei Dritteln geschieht dies in effizienter Kraft-Wärme-Kopplung, die auch in 2050 noch ein wichtiges strategisches Teilelement der Effizienzstrategie sein muss, auch wenn nach 2030 zugunsten der Ausweitung erneuerbarer Energien bereits wieder ein leichter Rückbau eingesetzt hat. Der Erhalt der dann überwiegend dezentralen Struktur der KWK ist auch über 2050 hinaus sinnvoll, weil fossile Energien (vorwiegend Erdgas) dort

langfristig (also nach 2050) auch durch EE-Wasserstoff ersetzt werden können. Nur in einer sehr effizienten KWK-Struktur mit Gesamtnutzungsgraden von 90% und mehr ist dies möglich. Der restliche fossile Beitrag im stationären Bereich besteht zu diesem Zeitpunkt aus dem Beitrag der wenigen verbleibenden kohlegefeuerten HKW, den zu Reserve- und Regelungszwecken erforderlichen GUD-Kraftwerken und Gasturbinen, aus Prozesswärmeanwendungen in der Industrie, sowie in geringem Ausmaß aus den verbleibenden Einzelheizungen im Gebäudebereich.

Die Zieldefinition bezieht sich dabei wie im Vorläuferprojekt auf die 80%-ige Minderung der energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland. Die Treibhausgasemissionen, die im Laufe der Vorkette auftreten, sind hierbei zunächst nicht berücksichtigt. Im Fall der Klimaschutzmaßnahmen im Bereich Effizienzsteigerung und Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind diese Emissionen von nachrangige Bedeutung und wurden entsprechend auch in den diesbezüglichen Handlungsoptionen nicht betrachtet.

Im Gegensatz dazu werden allerdings beim gezielten landwirtschaftlichen Anbau von Biomasse THG-Emissionen in relevanter Höhe freigesetzt. Für die Handlungsoptionen der Biokraftstoffe müssen deshalb diese Vorketten mit berücksichtigt werden und gegenüber der Vorkette der fossilen Kraftstoffe als Nettoeffekt der THG-Minderung bilanziert werden. Bei den Biokraftstoffen (inkl. H_2 aus Biomasse) wurde der Nettoeffekt explizit mit ausgewiesen und bei der Szenariodiskussion berücksichtigt. In zukünftigen Studien sollte die Vorkette generell in die Systemgrenze des -80 %-Ziels einbezogen werden, da durch Einsatz erneuerbarer Energien zudem die Bereitstellung fossiler Brennstoffe mit deren Vorketten eingespart werden kann.

(5) Trotz der unterstellten drastischen Einsparungen in den Fahrzeugkonzepten lässt sich die Kraftstoffnachfrage im Straßenverkehr bis 2050 im Referenzfall nur um gut ein Drittel reduzieren und im Effizienzfall um -43% (zum Vergleich: Wärmeversorgung -50%). Nur die gleichzeitig ebenfalls ehrgeizige Mobilisierung alternativer Kraftstoffe, aber insbesondere auch eine über die hier definierten Szenarien hinausgehende Dämpfung der Verkehrsleistungen erlauben langfristig die zeitgerechte Einhaltung des Klimaschutzziels.

Die restlichen fossilen 1.035 PJ/a, die im Szenario NP-ZUS 3 noch eingesetzt werden, werden in 2050 noch im Verkehr benötigt, um 54% (NP-ZUS 3) des Kraftstoffbedarfs (ohne Strom) zu decken. Hierin zeigen sich die enormen Schwierigkeiten, diesen hinsichtlich der Verkehrsleistungen noch stark wachsenden Bereich mit den Notwendigkeiten eines wirksamen Klimaschutzes in Einklang zu bringen.

Aus dieser Sicht wären weiterführende Überlegungen zu einer Dämpfung des hier angenommenen Wachstums der zukünftigen Verkehrsleistungen angebracht. Diese waren ausdrücklich nicht Gegenstand des Projektes, sind aber von allerhöchster verkehrspolitischer Bedeutung. Dies lässt sich auch am Beitrag des Verkehrs zur Reduktion des CO_2-Emissionsniveaus bis 2050 auf 20% festmachen. Während im Wärmesektor die CO_2-Emissionen auf 21% des Wertes von 1990 und im Stromsektor sogar auf 10% sinken, erreicht der Verkehrssektor bis 2050 „nur“ eine 40%ige Reduktion. **Der Verkehrssektor leistet also in diesen Szenarien einen unterproportionalen Beitrag zur Erreichung des Klimaziels. Technologische Ansätze müssen mit strukturellen Strategien zur Verkehrsvermeidung, Verlagerung und geänderter Verkehrsmittelwahl verbunden werden.**

(6) Die Strom- und Nutzwärmebereitstellung mittels erneuerbarer Energien zeigt kurz- bis mittelfristig die größte Klimaschutzwirkung pro Einheit des eingesetzten Energieträgers und sollte deshalb bei insgesamt begrenzten heimischen Potenzialen besondere Priorität genießen.

Im Fall der heimischen Biomasse wird ein effizienter Einsatz (d. h. ein große Mengen CO_2 vermeidender Einsatz bei vergleichsweise geringen Konversionskosten) vor allem bei KWK-Anwendungen erreicht. Der KWK-Ausbau ist allerdings strukturell begrenzt und im Zeitverlauf reduziert sich der Klimaschutzvorteil durch den insgesamt sauberer werdenden Strommix. Die resultierenden Einsatzmöglichkeiten der Biomasse in stationären Anwendungen lassen sich dabei mengenmäßig im wesentlichen durch Reststoffe decken, so dass – rechnerisch - fast das gesamte, darüber hinausgehende Potenzial des Energiepflanzenanbaus auf freien Flächen in Deutschland zur Biokraftstoffproduktion zur Verfügung steht (480-800 PJ/a in 2050).

Die Betrachtungen dieses Mengengerüstes gehen davon aus, dass keine zusätzliche Nutzungskonkurrenz durch eine stoffliche Verwendung vorliegt. Wenn größere Mengen der Biomasse allerdings als Rohstoffe und Werkstoffe verwendet werden, reduziert sich das Kraftstoffpotenzial entsprechend. Andererseits sind im Sinne einer Kaskadennutzung mehrere Nutzungsstufen denkbar, die letztlich wieder eine energetische Verwertung der Reststoffe zulassen. Dieser Aspekt ist von besonderer Bedeutung für integrierte Nachhaltigkeitsstrategien zur Steigerung der Ressourceneffizienz, die bei der Formulierung von Kraftstoffstrategien stärker berücksichtigt werden müssen.

(7) Unter den Biokraftstoffen liefert die Nutzung der Energiepflanzenpotenziale zur Erzeugung von gasförmigen Kraftstoffen (Biogas und Biomethan/SNG) auf Grund der hohen flächenspezifischen Energieerträge die höchsten Energie- und Klimaschutzbeiträge und ist unter den getroffenen Annahmen mit günstigen Vermeidungskosten zu realisieren. Eine Erweiterung der Kraftstoffdiskussion auf gasförmige Kraftstoffe ist darum angeraten.

Als Teil der Klimaschutzstrategie erfordert die Einführung alternativer Kraftstoffe und regenerativen Wasserstoffs die Nutzung der Potenziale erneuerbarer Energien mit höchster Effizienz. Eine Biokraftstoffstrategie sollte sich deshalb vorrangig an der Entwicklung und Etablierung von Nutzungsrouten mit hoher Unwandlungseffizienz orientieren, hierzu zählt neben Biogas (Fermentation von Energiepflanzen) vor allem die Schlüsseltechnologie Biomassevergasung mit den Einsatzoptionen SNG, BTL und H_2 bzw. ggf. die Produktion von Bioethanol aus Lignocellulose.

Die durch eher kurzfristige Politikziele (EU-Biokraftstoffrichtlinie) motivierte Förderung konventioneller Biokraftstoffe RME und fermentative Bioethanol-Routen kann im Kontext der langfristigen Gesamtstrategie nur als ein Übergangsschritt gesehen werden und sollte hinsichtlich der Auswirkungen auf die effiziente Allokation der Biomassepotenziale kritisch hinterfragt werden.

Ein weiterer Vorteil der Vergasung bzw. Vergärung fester Biomasse mit angeschlossener Aufbreitung zu Erdgas liegt in der gegenüber dem BTL-Pfad **weniger aufwendigeren Anlagentechnik** (z.B. niedrigere Prozessdrücke, keine Fischer-Tropsch-Synthese notwendig). Hieraus ergeben sich ggf. Vorteile bei der **Biomasselogistik** – kleinere Anlagen

sind möglich – und der Nutzbarkeit auch für stationäre KWK-Anwendungen. Grundsätzlich muss berücksichtigt werden, dass sich die Biomassevergasung noch in der F&E-Phase befindet und derzeit noch völlig offen ist, ob eine für unterschiedliche Biomasseressourcen kommerziell einsetzbare Großtechnik verfügbar gemacht werden kann.

Angesichts der derzeitigen Fokussierung der Biokraftstoffdebatte auf Biodiesel/Ethanol einerseits und BTL andererseits ist eine Erweiterung des Spektrums und Neubewertung der CNG/Biogas-Option angezeigt.

Kombiniert mit den stationären Maßnahmen und der Fahrzeugeffizienz ist prinzipiell nur mit der Biogas/Biomethan-Route die Erreichung des Klimaschutzziels alleine auf Basis der heimischen Biomassepotenziale möglich. Dies würde allerdings die vollständige Ausschöpfung der theoretischen Potenziale alleine für diese Verwendungsroute voraussetzen, was wenig wahrscheinlich ist. In der Praxis ist daher ein Mix der verschiedenen Biokraftstoffrouten zu erwarten.

(8) Der gegenwärtige Aufbau einer CNG-Tankstelleninfrastruktur bietet die Basis für die Erschließung der Biogas/SNG-Potenziale. Der Aufbau einer Biogas/SNG-Infrastruktur ist prinzipiell machbar.

Die großmaßstäbliche Nutzung von Biogas und SNG als Kraftstoff erfordert die Verteilung über das Erdgasnetz und den Einsatz in Erdgasfahrzeugen als CNG. Die Gasaufbereitungstechnik dazu ist vorhanden. Außerdem bestehen technische Lösungen für die Qualitätsmessung und –sicherung der Biogaseinspeisung. Bei der dichten Erdgasnetzstruktur in Deutschland ist der Abstand der Hochdruck-/Mitteldruck-Leitungen nicht größer als 40 km, woraus sich maximale Entfernungen von 15-20 km ableiten. Dies ist im Bereich der noch wirtschaftlichen Transportentfernungen für Nawaro-Substrate. Selbst in dünn besiedelten Gebieten wie Mecklenburg-Vorpommern ergeben sich hiermit keine signifikanten Zugangsrestriktionen für Biogasanlagen auf Basis Nawaro und industriellen sowie kommunalen Reststoffen. Bei einem großmaßstäblichen Ausbau der Biomassevergasung für SNG würden die eingespeisten Mengen zwar steigen, allerdings wird gleichzeitig mittel- bis langfristig der Erdgasabsatz z.B. für Raumwärme deutlich zurückgehen, was neue Spielräume für die Netzplanung eröffnet.

Eine zusätzliche Voraussetzung wäre gleichzeitig die Optimierung von CNG-Fahrzeugen auf den Kraftstoff Methan voranzutreiben, z.B. durch Downsizing und Druckaufladung in Verbindung mit effizienten monovalenten Fahrzeugkonzepten und der Optimierung der Speichersysteme (Gewicht, Plattformintegration usw.).

Eine Gasinfrastruktur bietet zudem den Vorteil, das in der Einstiegsphase in eine flächendeckende H_2-Versorgung dezentrale Reformer auf Basis Erdgas bzw. Biogas eine Rolle übernehmen können. Ebenso ist denkbar, die Tankstellenanbindung ans Erdgasnetz im Übergang für die Verteilung von Erdgas-Wasserstoffgemischen zu nutzen, was jedoch hinsichtlich Machbarkeit und Kosteneffizienz offene Fragen aufwirft.

(9) Der Import von flüssigen Biokraftstoffen kann einen Beitrag zur nationalen Zielerreichung leisten, die ökologischen und sozialen Auswirkungen auf internationaler Ebene müssen jedoch in die Gesamtbewertung einbezogen werden.

Importierte Kraftstoffe bzw. Roh- oder Zwischenprodukte für die Kraftstoffherstellung können vielfach kostengünstiger andernorts produziert werden. Bei Annahme eines europäischen

Biokraftstoffmarktes werden allerdings nur Teile des Gesamtangebots für Deutschland zur Verfügung stehen, was die zu erwartende Klimaschutzwirkung begrenzt. Weltweit werden zukünftig steigende Ölpreise ein Anlass für eine vermehrte Nachfrage an Biokraftstoffen und damit einhergehend für einen verstärkten Ausbau der Produktionskapazitäten sein.

Detaillierte Untersuchungen zu einem globalen Biokraftstoffmarkt auf Basis von Marktmodellen unter Berücksichtigung länderspezifischer Potenziale und ökonomischer und ökologischer Restriktionen stehen noch aus. Erste Erkenntnisse aus Studien zeigen aber, dass hier einerseits durchaus Importpotenziale für den deutschen Kraftstoffmarkt bestehen.

Andererseits wächst auch in vielen Entwicklungs- und Schwellenländer der Eigenbedarf. Hinzu kommt, dass die ökologischen und sozialen Auswirkungen der Biokraftstoffproduktion in diesen Ländern sorgfältig geprüft und mit Blick auf eine global nachhaltige Entwicklung bewertet werden müssen. Hier besteht erheblicher Untesuchungsbedarf, um Leitlinien und Rahmenbedingungen für ökologisch und sozialverträgliche Biokraftstoffimporte zu entwickeln.

(10) Die Erzeugung von H_2 auf Basis der Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien ist die Option mit den größten energetischen Potenzialen, vor allem für den Zeitraum nach 2050. Die Wirtschaftlichkeit setzt deutliche Kostendegressionen voraus, die durch den forcierten Ausbau der EE-Stromerzeugung bis 2030 erreicht werden müssen. Der Ausbau erneuerbarer Stromproduktion im stationären Sektor ist somit eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Entwicklung von H_2 aus EE-Strom.

Angesicht der Projektionen für einen ambitionierten Ausbau der EE-Stromerzeugungskapazitäten ist ein Einstieg in die Wasserstofferzeugung auf der Basis von EE-Strom vor 2030 unzweckmäßig und aus Klimaschutzsicht angesichts effizienterer direkter Verwendungsoptionen des EE-Stroms nicht zu empfehlen.

Die Entwicklung der Kosten für H_2-Fahrzeuge ist dabei ein dominanter Einflussfaktor für die Kosteneffizienz der Kraftstoffnutzung erneuerbarer Energien via H_2-Produktion. Der sinnvollste Zeitpunkt hierfür hängt ganz entscheidend von der Entwicklung der Zusatzkosten z.B. für die H_2-Fahrzeuge im Vergleich zu der konventionellen Referenzentwickung ab. Hier bestehen große Unsicherheiten. Unter optimistischen Bedingungen kann die H_2-Erzeugung aus Biomasse trotz der Konkurrenz zu Biomethan (SNG) und BTL schon relativ früh konkurrenzfähig werden (nach dem Jahr 2020). Dies unterstreicht die Notwendigkeit eines ausgewogenen Mixes der Biokraftstoffe, wobei insbesondere die schon genannte Vergasungstechnologie eine robuste Option mit mehrfacher Perspektive (SNG, BTL und H_2) darstellt.

Im Wettstreit zwischen den wasserstoff-basierten Fahrzeugkonzepten Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle können insbesondere erstere von der Tatsache profitieren, dass im Zuge der ohnehin stattfindenden Fahrzeugoptimierung (Leichtbau, Hybridisierung etc.) der zusätzliche Effizienzgewinn der Brennstoffzellenfahrzeuge begrenzt ist und die Mehrkosten u.U. nicht kompensiert. Zusätzlich wirkt sich der reduzierte Energiebedarf positiv auf die Reichweite aus und mindert dadurch die Anreize, die Brennstoffzellentechnologie als Antriebstechnik einzusetzen. Hinzu kommt, dass PKW im Schnitt 2/3 der Zeit außerorts betrieben werden. In diesen Fahrsituationen ist der Effizienzgewinn der Brennstoffzelle geringer.

(11) Langfristig ist unter den getroffenen Annahmen das Klimaschutzziel entweder über eine vollständige Ausschöpfung der Biomassepotenziale mit Schwerpunkt auf Biogas/SNG (vgl. 7) oder durch Ergänzung eines Biokraftstoffmix mit der Einführung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien zu erreichen.

Die Vorteilhaftigkeit der Wasserstoff-Option wird dabei stark durch die Unsicherheiten zur Kostenentwicklung der H_2-Fahrzeuge geprägt (vgl. 10). Wenn die Mehrkosten der H_2-Fahrzeuge im Vergleich zum Referenzfahrzeug langfristig eliminiert werden können (z.B. auf Basis H_2-Verbrennungsmotor), ist im Jahr 2050 ein theoretisches H_2-Angebot auf Basis erneuerbarer Energien zwischen 170 PJ/a (nur EE-Strom) und rd. 720 PJ/a (EE-Strom und Biomassevergasung) denkbar. Dies entspricht einem Deckungsanteil am Kraftstoffbedarf des Straßenverkehrs (2050: 1343 PJ) von knapp 13% bis gut 53%. Wasserstoff ist unter diesen Annahmen eine sinnvolle und wirtschaftliche Ergänzung des Kraftstoffmixes, dessen Rolle in der Perspektive über das Jahr 2050 hinaus weiter an Bedeutung gewinnen wird.

Der Aufbau der notwendigen Infrastruktur erscheint vor dem Hintergrund aktueller Infrastrukturstudien hinsichtlich des Technologie- und Kapitalbedarfs prinzipiell machbar. Der in NatPlus-ZUS3 analysierte Zubau von Wasserstoff weist eine hinreichende kritische Masse zur Finanzierung und Realisierung des Infrastrukturaufbaus auf. Der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur ist allerdings nur ein Aspekt der Marktausweitung. Hinzu kommt der Aufbau der entsprechenden Fahrzeugflotte, der sich im Rahmen der normalen Bestandsumschichtung vollzieht.

Eine Einphasung von Wasserstoff ist umso notwendiger, je mehr Restriktionen für den Ausbau der Bioenergienutzung bestehen (z.B. durch weitergehende Konkurrenzen zu stofflichen Nutzungen, ökologische und klimatische Grenzen der Ertragssteigerung usw.). Dazu steigt die Bedeutung von Wasserstoff, je mehr von einem anhaltenden Wachstumstrend der Verkehrsleistung und Energieverbräuche ausgegangen wird (s. oben). Eine Verkehrswende, die sich in rückgängiger Verkehrsleistungen und deutlichen Verschiebungen im Modal Split auswirken würde, würde den Transformationsdruck in Richtung einer wasserstoff-basierten Kraftstoffversorgung dagegen mildern.

(12) Vor dem Hintergrund der langfristigen Perspektiven ist - trotz der nutzungsseitigen Flexibilität von Wasserstoff und der langfristig attraktiven Verknüpfung mit erneuerbaren Energien - von einem zu frühen Einstieg in den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur für energetische Zwecke abzuraten.

Eine zu frühzeitige Konzentration auf die Wasserstoffoption lenkt von der eigentlich zu lösenden Aufgabe ab, nämlich durch eine forcierte Energieeffizienzstrategie den Energieverbrauch insgesamt signifikant zu senken und dadurch Spielräume für den Aufbau nachhaltiger Versorgungsstrukturen zu schaffen, und auf dieser Grundlage erneuerbare Energien zur Hauptprimärenergiequelle dieses Jahrhunderts zu machen.

Zudem können weitgehend entwickelte Technologien nicht über Jahrzehnte zu umfangreichen Demonstrationszwecken "vorgehalten" werden, wenn aus Nutzersicht keine zwingende Notwendigkeit für ihre Einführung besteht. So sind z.B. große Demonstrationsprojekte zur Wasserstoffherstellung und -nutzung in den '80-iger und '90-iger Jahren (HYSOLAR; Solar Wasserstoff Bayern) trotz der vielfältigen Erfahrungen aus heutiger Sicht „zu früh“ durchgeführt worden.

(13) Es empfiehlt sich eine gezielte Konzentration von F&E-Aktivitäten im Wasserstoffbereich auf diejenigen Schlüsselbereiche, in denen auf jeden Fall noch größere Entwicklungsfortschritte erzielt werden müssen, um in zwei bis drei Jahrzehnten für eine breitere Einführung von Wasserstoff vorbereitet zu sein.

Diese sind aus technologischer Sicht (1) eine deutlich effizientere mobile Speicherung von Wasserstoff in Verbindung mit marktfähigen Logistikkonzepten und (2) eine kostengünstige Herstellung aus "regenerativer" Elektrizität, also u.a. auch die gezielte Verbesserung moderner Elektrolyseverfahren.

Diese F&E–Aktivitäten sollten als Teil einer Mobilisierungsstrategie erneuerbarer Energien verstanden und nicht losgelöst in einer davon losgelösten „Wasserstoffstrategie“ aufgehen. Dies könnte durch eine entsprechende Verankerung in einem integrierten Rahmenkonzept der entsprechenden Energieforschungsprogramme erreicht werden.

Unabhängig von der energiepolitischen Priorität einer Wasserstoffstrategie braucht mit dem Aufbau einer vernetzten Wasserstoffinfrastruktur in größerem Umfang erst im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 begonnen werden. Da aufgrund noch zu lösender technischer Probleme bei der Schlüsselanwendung H_2-PKW ebenfalls erst ab 2020 die Voraussetzungen für die Entwicklung von Massenmärkten geschaffen werden, kann der großflächige Aufbau von Tankstelleninfrastrukturen auf die schrittweise zunehmende Verfügbarkeit von klimaverträglichem Wasserstoff abgestimmt werden. Langfristig können dann auch stationäre Anwendungen auf Erdgasbasis umgestellt und in (lokale) H_2-Netzstrukturen eingebunden werden.

Die weitere „Demonstration“ größerer Wasserstoffgesamtsysteme oder der erforderlichen Infrastruktur sollte daher vor allem in der ersten Phase eher verhalten erfolgen, zumal die wesentlichen Komponenten (Tankstellen, Pipelines, Verteilnetze, Transportmittel, Verflüssigungsanlagen etc.) im Prinzip existieren. Auch die in der EU angedachten "Lighthouse“-Projekte sollten in dieser Hinsicht diskutiert bzw. auf ihre Zweckmäßigkeit für eine kontinuierliche Technologieentwicklung im Kontext der schrittweise entstehenden Märkte hin überprüft werden. Weitere Optimierungsschritte von Gesamtsystemen, die für einen breiteren energetischen Einsatz von Wasserstoff sicher erforderlich sind, können dabei noch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

9 Anhang

9.1 Alternative Kraftstoffe und ihre Primärenergiebasis (Prozesskettenanalyse)

9.1.1 Auswahl der Kraftstoffpfade für die Prozeskettenanalyse

Angesichts der Vielfalt möglicher alternativer Kraftstoffpfade wurde als Ausgangspunkt der Betrachtung eine erste Auswahl getroffen, für die eine Prozesskettenanalyse durchgeführt wurde. Die gewählten Kraftstoffpfade sind in Tabelle 9-1 aufgeführt.

Tabelle 9-1: Auswahl der Kraftstoffpfade für die Prozesskettenanalyse

Primärenergiequelle	Umwandlungstechnologie	Kraftstoff
Erdöl	Raffinerie	Benzin
		Diesel
Erdgas (heutiger Mix, Zukunft)		CNG
Erdgas (Remote gas, Mix Zukunft)	Fischer-Tropsch-Synthese	GTL
Erdgas	zentrale Dampfreformierung	LH2/CGH2
Erdgas	dezentrale Dampfreformierung Tankstelle	CGH2
Kohle	Vergasung	LH2
		CGH2
Wind (on-shore/off-shore)	zentrale Elektrolyse	CGH2
	regionale Elektrolyse	LH2
		CGH2
	dezentrale Elektrolyse an Tankstelle	CGH2
Import Solarstrom (Solarthermie Nordafrika/HGÜ)	regionale Elektrolyse	LH2
		CGH2
	dezentrale Elektrolyse an Tankstelle	CGH2
H_2-Import (Solarthermie Nordafrika)	zentrale Elektrolyse in Nordafrika	CGH2
Holz (Reststoffe)	Regionale und dezentrale Holzvergasung	LH2
		CGH2
Holz (Anbau)	Regionale und dezentrale Holzvergasung	LH2/CGH2
Ölpflanzen		Biodiesel
Zuckerrübe/Weizen		Bioethanol
Zuckerrübe/Weizen	Beimischung	ETBE
Reststoffe	Vergasung + Einspeisung	Biomethan
Anbau-Biomasse	Vergasung + Einspeisung	Biomethan
Reststoffe	zentrale Vergärung + Einspeisung	Biomethan
diverse Inputs	Vergasung, FT-Synthese	BTL

9.1.2 Vorgehensweise und Methodik

Für die Bewertung der Kraftstoffe frei Tank werden für jede Prozesskette die folgenden Größen ausgewertet:

- Energieeffizienz, wobei neben dem Gesamtaufwand an Energie zur Bereitstellung eines MJ Kraftstoffes die Anteile an erneuerbaren und erschöpflichen Primärenergiequellen ausgewiesen werden ($KEA_{erneuerbar}$ und $KEA_{erschöpflich}$)
- Treibhausgasbilanz
- Kosten der Kraftstoffbereitstellung
- Hilfsenergieverbräuche (Strom, Diesel und Erdgas)

Tabelle 9-2: Bewertungsraster Well-to-Tank

Kraftstoffkette	Energieeffizienz		Hilfsenergie, ohne Vorkette			Treibhausgas-Bilanz		Kosten Kraftstoffbereitstellung
	KEA erschöpflich	KEA regenerativ	Strom	Diesel	Erdgas	THG	CO_2	(inkl. Anteil Infrastruktur-investitionen, excl. Steuern)
	MJ_P/MJ_{KS}	MJ_P/MJ_{KS}	MJ_e/MJ_{KS}	MJ_{diesel}/MJ_{KS}	MJ_{erdgas}/MJ_{KS}	$g\ CO_2äq/MJ_{KS}$	$g\ CO_2/MJ_{KS}$	EUR_{2000}/MJ_{KS}
…								
…								
…								
…								

Die Ketten wurden modulartig aufgebaut und pro Modul die benötigten Daten berechnet. Beispielsweise setzt sich die Nutzung von gasförmigem Wasserstoff mittels Windelektrolyse aus folgenden Modulen zusammen:

- Zentrale Elektrolyse mit Windstrom
- Wasserstoff-Verteilung per Pipeline über 50 km
- Wasserstoff-Tankstelle

Bei der Berechnung der Module wurde folgendermaßen vorgegangen:

- Für jedes Modul wurde in getrennten Datenblättern der kumulierte Energieverbrauch (erschöpflich), die CO_2-Emissionen und die Treibhausgasemissionen sowie die Kosten berechnet. Während die Daten sich ursprünglich auf die Einheit der erstellten Module beziehen (z.B. €/kWh_{el} Windstrom), werden sie für die Verwendung innerhalb einer Kette auf die Einheit des Endproduktes (z.B. €/MJ_{CH2}) umgerechnet. Dadurch kann der Wert für das Endprodukt, z.B. CH_2 frei Zapfsäule, einfach durch Aufsummierung der einzelnen Module ermittelt werden.
- Beim Berechnen der einzelnen Module werden sowohl die Kennwerte der eigentlichen Anlage (z.B. der Elektrolyse) als auch von Sekundärprozessen (z.B. Strombedarf) berücksichtigt und entsprechend aufaddiert.
- Die Herstellung von Anlagen wird nur kostenseitig erfasst, d.h. indirekte Emissionen und Energieverbräuche werden vernachlässigt.

- Die Effizienz von Anlagen bzw. Verluste an Wasserstoff werden bei der Modulzusammenstellung berücksichtigt, indem entsprechend mehr Einheiten aus den vorgelagerten Ketten bezogen werden. Beispielsweise entstehen bei der gas-to-gas-Tankstelle 2 % Verluste an Wasserstoff, so dass sich alle vorgelagerten Module auf 102% nachgefragten Wasserstoff beziehen.
- In vielen Modulen müssen die benötigten Kapazitäten berücksichtigt werden (so unterscheidet sich z.B. eine große Verflüssigungsanlage für Wasserstoff kostenseitig erheblich von einer kleinen Anlage). Für die Kapazitäten wurden charakteristische Einheitsleistungen verwendet; die für die jeweiligen Anwendungsszenarien typisch sind. Generell werden die Anlagen in drei Größen eingeteilt: Zentral, regional und dezentral. „Zentral“ meint eine Erzeugung/Verarbeitung an einem zentralen Standort, der von dort aus ganz Deutschland versorgen könnte (z.B. Strom aus Wind-Offshoreanlagen an der Nordsee oder Solarthermiestrom in Marokko mit HGÜ-Ferntransport). „Regional“ bedeutet eine Anlage, die eine Region im Umkreis von etwa 50 km versorgen könnte, „dezentral“ eine Anlage direkt vor Ort, beispielsweise an einer Tankstelle.

9.1.3 Annahmen und Einschränkungen

Folgende zentrale Annahmen wurden getroffen:

- **Referenz-Strommix**: Als „Referenz“-Strommix für Strombezug aus dem allgemeinen Netz wird in diesem Projekt der Strommix des „Naturschutz Plus“-Szenario nach (DLR, IFEU, WI 2004) verwendet. Dieses Strommix ist weitgehend konsistent mit demjenigen der nachfolgend entwickelten Ausbauszenarien. In den Stromgestehungskosten des Referenz-Strommixes sind Verteilungskosten auf der Hochspannungsebene bereits berücksichtigt.
- **Kostenberechnung**: Für die annuitätische Kostenberechnung wird ein Zinssatz von 6% angesetzt; Ausnahmen bilden die aus Eltrop et al. 2004 entnommenen Kosten von Holzhackschnitzeln mit 8% und die aus Jungmeier et al. 2003 übernommenen Kostendaten (Biogas und Biomethan) mit 5%. Die Abschreibungsdauer liegt technikspezifisch zwischen 15a und 30a.
- **Währungsumrechnung**: Alle Kosten werden in EURO des Bezugsjahres 2000 ausgedrückt. Wechselkurse und GDP-Anpassungen werden entsprechend OECD vorgenommen. Hierbei wird zunächst die nationale Währung auf das Jahr 2000 umgerechnet und im zweiten Schritt in EURO konvertiert. Zur Berechnung von EUR_{2000}-Werten aus dem Dollar wird ein Umrechnungsfaktor von 1,085 €/$ für das Jahr 2000 verwendet.
- **Treibhausgase:** Die Umrechnung auf CO_2-Äquivalente erfolgt mit den Faktoren 296 für N_2O und 23 für CH_4.

9.1.4 Beschreibung der verwendeten Module für alternative Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien

Im folgenden werden die wichtigsten Module beschrieben, die innerhalb der Ketten verwendet werden. Sie teilen sich auf in Primärenergie-Bereitstellung, Umwandlung und Verteilung/Infrastruktur. Die Daten stammen in den meisten Fällen aus der Concawe-Studie (Concawe 2004) oder dem EU-Projekt CASCADE mints (Krewitt, Schmid 2004). Die Daten für Biokraftstoffe stammen im Wesentlichen aus den jeweiligen aktuellen Studien des IFEU.

9.1.4.1 Primärenergie-Bereitstellung

Referenz-Strommix

Als Referenz-Strommix für dieses Projekt wird der Strommix aus dem „Naturschutz Plus"-Szenario nach (DLR, IFEU, WI 2004).

Tabelle 9-3: Daten der zukünftigen Entwicklung des *Referenz-Strommixes*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Anteil fossil an Bruttostrom	**%**	64	60	61	53	43	32
Anteil nuklear an Bruttostrom	**%**	30	26	8	0	0	0
Anteil regenerativ an Bruttostrom	**%**	6	14	30	47	58	68
KEA, erschöpflich	**kWh/kWh_{el}**	2,62	2,29	1,74	1,29	1,00	0,80
CO_2-Emissionen	**kg/kWh_{el}**	0,603	0,508	0,451	0,355	0,232	0,153
THG-Emissionen	**$kg_{äqu}/kWh_{el}$**	0,634	0,538	0,480	0,379	0,249	0,166
Stromgestehungskosten (Mittelspannungsebene)	**$€/kWh_{el}$**	0,039	0,046	0,06	0,068	0,070	0,071

Quelle: DLR, IFEU, WI 2004

Windstrom

onshore" (regionale Windparks) und „Wind offshore" unterscheiden sich ökologisch gesehen (KEA, Emissionen) nicht sehr, so dass nur der Kostenaspekt interessant ist. Gemäß des Referenzstrom-Szenarios steigen zudem bis 2050 die Anteile von „Wind offshore" am gesamten aus Wind erzeugten Strom von 0% im Jahr 2000 bis auf 74% in 2050 erheblich an. Aus diesem Grund wird hier nicht zwischen „onshore" und „offshore" unterschieden, sondern es wird ein Strom „Wind" definiert, der sich aus den entsprechenden Anteilen von „Wind onshore" und „Wind offshore" zusammensetzt. Für „Wind offshore" werden Kosten-Aufschläge nach Concawe et al. 2004 erhoben, da im Gegensatz zum Windstrom aus regionalen Windparks durch die Transportentfernungen Verluste entstehen. Ansonsten wird angenommen, dass der Windstrom über das bestehende Stromnetz transportiert wird.

Tabelle 9-4: Daten und zukünftige Entwicklung *Windstrom*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Anteil offshore	**%**	0	16	57	67	70	74
Stromgestehungskosten **(Mittelspannungsebene)**	**€/kWh$_{el}$**	0,090	0,072	0,050	0,047	0,043	0,043

Quelle: Technologiedatenbank DLR / Concawe et al. 2004, WTT-APP1-2, S. 11

Windstrom offshore, küstennah

Reiner Windstrom aus offshore-Standorten wird nur in einem einzigen Fall, der zentralen Elektrolyse an der Küste, benötigt. Hierfür wird der gleiche Strom „Wind offshore“ wie innerhalb des oben definierten allgemeinen „Windstroms“ verwendet. Transportverluste werden wegen der geringen Entfernung zwischen Küste und offshore-Windpark nicht erhoben.

Tabelle 9-5: Daten und zukünftige Entwicklung *Windstrom offshore, küstennah*

	Einheit	*2005*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Nennkapazität Einzelanlage	**MW**	3,6	4,5	5	5	5	5
Investitionskosten	**€$_{2000}$/kW$_{el}$**	2.035	1.397	873	854	808	808
Volllaststunden	**h/a**	4.000	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Stromgestehungskosten	**€/kWh$_{el}$**	0,095	0,062	0,038	0,037	0,036	0,036

Quelle: Technologiedatenbank DLR

Solarthermisch erzeugter Strom

Als Grundlage für Solarstrom werden solarthermische Kraftwerke in Marokko bei einer Solarstrahlung von 2.500 kWh/m^2,a angenommen. Verwendet werden Anlagen aus (Trieb 2005). Dort sind solarthermische Kraftwerke mit einem thermischen Speicher gekoppelt und erreichen daher hohe Ausnutzungsdauern von 8 000 h/a. Vorgesehen werden ausgereifte Anlagen mit Direktverdampfung (DSG) in den Rinnenkollektoren. Die Abwärme der Kraftwerke kann prinzipiell auch zum Betrieb von Wasserentsalzungsanlagen genutzt werden (Kraft-Wärme-Kopplung). In dieser Betriebsweise kann dafür eine Gutschrift erzielt werden, welche die Stromgestehungskosten reduziert. Erste Neubauten (im Hybridbetrieb mit fossilen Brennstoffen) sind in Spanien für 2006 vorgesehen, ab 2020 wird rein solarer Betrieb mit thermischem Speicher angenommen. Alle Daten stammen aus der Datenbank des DLR bzw. aus (Trieb 2005)

Der Stromtransport von Marokko nach Deutschland erfolgt per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung über eine Länge von 3.100 km nach (Dreier, Wagner 2001).

Tabelle 9-6: Daten und zukünftige Entwicklung *Solarthermisch erzeugter Strom*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Nennkapazität	**MW_{el}**		80	Keine Änderungen			
Anteil fossil	**%**		25	0	0	0	0
Jahresnutzungsgrad	**%**		14	Keine Änderungen			
Volllaststunden	**h/a**		8.000	Keine Änderungen			
Stromgestehungskosten ohne Gutschrift, frei Kraftwerk	**€/kWh_{el}**		(0,07)	0,055	0,050	0,049	0,048
Stromgestehungskosten mit Gutschrift, frei Kraftwerk	**€/kWh_{el}**			0,038	0,038	0,038	0,038

Quelle: Technologiedatenbank DLR / Trieb 2005

Holzhackschnitzel

Für die Herstellung der Holzhackschnitzel wird zwischen Verwendung von *Waldrestholz* und *Anbauholz* (aus Plantagen) unterschieden. Für das Restholz werden Zweige, Wipfel und Wurzeln von Bäumen verwendet. Als Anbauholz werden Kurzumtriebspflanzen wie Pappel oder Weide eingesetzt. Für beide Prozesse werden die Energieverbrauchs- und Emissionsdaten sowie die Verluste aus (Concawe et al. 2004) genutzt. Der Dieselverbrauch des Transports beim Verarbeiten wird jeweils separat ausgewiesen.

Die Kosten werden aus (Eltrop et al. 2004) entnommen, wo aktuelle Bereitstellungskosten für Biobrennstoffe zusammengestellt wurden. Da dort mit einem Zinssatz von 8% gerechnet wurde, sind die Kosten im Vergleich zu den sonstigen Modulen dieses Projektes eher zu hoch bewertet. Von den angegebenen Kosten wurden die Transportkosten zur Feuerungsstelle abgezogen, da sie innerhalb der Biovergasung gesondert ausgewiesen werden.

Die Daten aus (Concawe 2004) sind auf trockene Biomasse bezogen, während in (Eltrop et al. 2004) von einem Feuchtegehalt von 35% (Heizwert 3,1 kWh/kg bzw. 11,2 MJ/kg) ausgegangen wird.

Tabelle 9-7: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzhackschnitzel, Restholz*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Sekundärenergie (Diesel)	**MJ/MJ_{bio}**	0,004	Keine Änderungen				
Effizienz	**%**	98	Keine Änderungen				
Erntekosten	**€/GJ_{bio}**	7	Keine Änderungen				

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-7, S. 52 / Eltrop et al. 2004, S. 31

Tabelle 9-8: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzhackschnitzel, Anbauholz*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Sekundärenergie (Diesel)	**MJ/MJ_{bio}**	0,01	Keine Änderungen				
Effizienz	**%**	98	Keine Änderungen				
CO_2-Emissionen	**g/MJ_{bio}**	2,110	Keine Änderungen				
THG-Emissionen	**$g_{äqu}/MJ_{bio}$**	9,390	Keine Änderungen				
Erntekosten	**$€/GJ_{bio}$**	8	Keine Änderungen				

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-11, S. 26 / Eltrop et al. 2004, S. 31

Raps, Zuckerrübe, Weizen

Die Bereitstellung von Raps, Zuckerrübe und Weizen zur Produktion von Biokraftstoffen ist den aktuellen Arbeiten des IFEU entnommen und dort ausführlich beschrieben (Gärtner und Reinhardt 2003; Fritsche et al. 2004). Die Rohstoffkosten, die bis zu 60 % der gesamten Bereitstellungskosten ausmachen können, wurden bis 2030 aus dem Biomasse-ZIP Projekt entnommen (Fritsche et al. 2004). Für die Jahre 2040 und 2050 erfolgte eine lineare Fortschreibung.

9.1.4.2 Umwandlung

Elektrolyse (mit Wind-, Solar- oder Referenzstrom)

Für die Elektrolyse wird in allen Szenarien ein „alkalischer Hochdruck-Elektrolyseur“ verwendet. Die Elektrolyse unterscheidet sich bzgl. großer (> 1.000 Nm^3/h = 90 kg/h) oder kleiner Leistung (< 1.000 Nm^3/h) nur hinsichtlich der Laufzeit und der Kapazität und somit der Kosten. Für die Module wurden für die zentrale Anlage 10.000 kg/h, für die regionale Anlage 1.000 kg/h und für die dezentrale Anlage 100 kg/h festgesetzt.

Für die zentrale und regionale Elektrolyse werden zwei Varianten gerechnet: Bei einer Laufzeit von 8.000 Stunden wird davon ausgegangen, dass in Zeiten, in denen z.B. kein Windstrom vorhanden ist, mit dem Referenz-Strommix oder importiertem Solarstrom gearbeitet wird. Soll die Elektrolyse dagegen nur mit dem vorhandenen Windstrom durchgeführt werden, werden 4.000 Stunden angesetzt. Für die dezentrale Elektrolyse wird dagegen ausschließlich mit 4.000 Stunden gerechnet, wobei der dabei produzierte Wasserstoff (100 kg/h) ausreicht, um eine Tankstelle innerhalb des durchgehenden Betriebs (8.760 h/a mit 45 kg/h) zu versorgen.

Die Nutzungsgrade wurden für 2000 den Übersichten von (Concawe et al. 2004) und für 2030 (Krewitt, Schmid 2004) entnommen, die Investitionskosten stammen ebenfalls aus (Krewitt, Schmid 2004). Die Werte zwischen 2000 und 2030 wurden interpoliert, darüber konstant gehalten. Je nach zu berechnendem Szenario wird der Strombedarf von einer anderen Stromquelle gedeckt.

Tabelle 9-9: Daten und zukünftige Entwicklung *Elektrolyse, zentral/regional*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität zentral	**kg/h**	10.000	Keine Änderungen				
Kapazität regional	**kg/h**	1.000	Keine Änderungen				
Wirkungsgrad (Hu)	**%**	65	70	75	77	77	77
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	1,538	1,429	1,333	1,25	1,25	1,25
Ausgangsdruck	**MPa**	3	3	3	10	10	10
Investitionskosten (Hu)	**$€_{2000}/kW_{CH2}$**	690	630	570	510	510	510
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	2	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten 4.000 h, ohne Stromeinsatz	**$€/MJ_{CH2}$**	0,0051	0,0049	0,0046	0,0038	0,0038	0,0038
Spezifische Kosten 8.000 h, ohne Stromeinsatz	**$€/MJ_{CH2}$**	0,0023	0,0023	0,0021	0,0017	0,0017	0,0017

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-13, S. 58 / Krewitt und Schmid 2004, Kap. 3.1.1

Tabelle 9-10: Daten und zukünftige Entwicklung *Elektrolyse, dezentral*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/h**	100	Keine Änderungen				
Effizienz	**%**	65	70	75	77	77	77
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	1,538	1,429	1,333	1,25	1,25	1,25
Ausgangsdruck	**MPa**	3	3	3	10	10	10
Investitionskosten	**$€_{2000}/kW_{CH2}$**	860	787	713	640	640	640
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	2	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten 4.000 h ohne Stromeinsatz	**$€/MJ_{CH2}$**	0,0064	0,0061	0,0058	0,0054	0,0054	0,0054

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-13, S. 58 / Krewitt und Schmid 2004, Kap. 3.1.1

Vergasung von Holz zu Wasserstoff (mit Referenzstrom)

Holzvergasungsanlagen sind noch in der Entwicklung, so dass nur wenige Pilotanlagen bestehen. Aufgrund des hohen Transportaufwands für die Biomasse bei großen, zentralen Anlagen werden hier kleine bis mittlere Anlagen vorgesehen (gekennzeichnet als dezentral und regional). Als state-of-the-art Anlage wird eine Kapazität von 2,5 MW_{th} (das entspricht 610 Nm^3/h = 55 kg/h) mit 7.500 Volllaststunden verwendet und im weiteren auch für die dezentrale Anlage vorgesehen.

Da zukünftige Anlagen erheblich größer eingeschätzt werden (Krewitt, Schmid 2004), wird für die regionale Anlage für 2010 eine Vergasung mit 10 MW_{th} (entspricht 2.500 Nm^3/h = 225 kg/h) und ab 2020 eine Anlage mit 25 MW_{th} (6.400 Nm^3/h = 576 kg/h) und jeweils 8.000 Volllaststunden angenommen. Die Nutzungsgrade und die Investitionskosten wurden unverändert aus (Krewitt, Schmid 2004) entnommen und für das Stützjahr 2010 interpoliert.

Der Strombedarf wird aus dem Referenzstrommix gedeckt. Für die Anlage wird trockene Biomasse mit einem Heizwert von 5 kWh/kg bzw. 18 MJ/kg verwendet.

Je nach Szenario wird das Modul mit „Holzhackschnitzel Restholz“ oder „Holzhackschnitzel Anbau“ gekoppelt. Hinzu kommt noch der Transport der Holzhackschnitzel über 7 km (bei 2,5 MW) und 22 km (bei 25 MW), für den jeweils die gleichen Bedingungen angenommen werden (siehe Modul „Holzhackschnitzel-Transport LKW“ in Kapitel 9.1.4.3).

Aufgrund der geringen Kapazität wird für die Szenarien mit Flüssigwasserstoff in diesem Fall eine „kleine“ Verflüssigungsanlage nachgeschaltet.

Tabelle 9-11: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzvergasung, regional*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität H_2	**MW_{th}**	2,5	10	25	25	25	25
Kapazität H_2	**kg/h**	54,9	225	576	576	576	576
Effizienz	**%**	69	70	72	72	72	72
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	0,087	0,0825	0,078	0,078	0,078	0,078
Biomasseeinsatz (trocken)	**MJ/MJ_{CH2}**	1,37	1,37	1,3	1,3	1,3	1,3
Volllaststunden	**h/a**	7.500	7.500	8.000	8.000	8.000	8.000
Investitionskosten	**$€_{2000}/kW_{CH2}$**	2.660	2.080	1.500	1.500	1.500	1.500
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	7	7	6	6	6	6
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{CH2}$**	0,016	0,012	0,008	0,007	0,007	0,007
Einzugsgebiet	**km^2**	45,3	178,6	463,0	463,0	463,0	463,0

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-13, S. 58 / Krewitt und Schmid 2004, Kap. 3.3.1

Tabelle 9-12: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzvergasung, dezentral*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität H_2	**MW_{th}**	2,5	Keine Änderungen				
Kapazität H_2	**kg/h**	54,9	Keine Änderungen				
Effizienz	**%**	69	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	0,087	Keine Änderungen				
Biomasseeinsatz (trocken)	**MJ/MJ_{CH2}**	1,37	Keine Änderungen				
Volllaststunden	**h/a**	7.500	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**$€_{2000}/kW_{CH2}$**	2.660	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	7	7	7	6	6	6
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{CH2}$**	0,016	0,016	0,016	0,015	0,015	0,015
Einzugsgebiet	**km^2**	45,3	Keine Änderungen				

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-13, S. 58 / Krewitt und Schmid 2004, Kap. 3.3.1

Vergasung von Biomasse zu Biomethan (mit Referenzstrom)

Für das Bezugsjahr 2000 wurde eine Effizienz für die Vergasung von Biomasse zu Biomethan von 55 % zugrunde gelegt und ein kontinuierlicher Anstieg bis auf 65 % im Jahr 2050 angenommen (Tabelle 9-13).

Tabelle 9-13: Zukünftige Effizienzsteigerung *Vergasung Biomasse zu Biomethan*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Effizienz Vergasung	**%**	55	57	59	61	63	65

H_2-Verflüssigung (mit Wind-, Solar- oder Referenzstrom)

Bei der H_2-Verflüssigung wird zwischen „kleiner (dezentraler)“ und „mittlerer (regionaler)“ Anlage unterschieden (Kapazität von 100 kg/h bzw. 1.000 kg/h). Die Menge passt damit zur Kapazität der dezentralen und regionalen Elektrolyseanlagen, bei der zwischen „< 1.000 Nm^3/h“ (< 90 kg/h) und „> 1.000 Nm^3/h“ (> 90 kg/h) differenziert wird. Entsprechend werden für die Kostenberechnungen die gleichen Betriebsstunden wie bei der Elektrolyse angenommen (4.000 h bzw. 8.000 h).

Die Höhe des Stromverbrauchs wurde für 2000 nach der in (Krewitt, Schmid 2004) hergeleiteten Formel berechnet. Er unterscheidet sich erheblich zwischen „kleiner“ (68 MJ/kg) und „mittlerer“ Anlage (43 MJ/kg). Für 2030 wurde für beide Anlagen der als Zielwert angegebene Wert von 18 MJ/kg verwendet und dazwischen linear interpoliert. Die Werte für 2040/2050 wurden nicht weiter verändert.

Die Investitionskosten wurden für 2000 nach der in (Krewitt, Schmid 2004) hergeleiteten Formel berechnet und unterscheidet sich ebenfalls erheblich zwischen „kleiner“ (87.000 €/$_{kg/h}$) und „großer“ Anlage (39.000 €/$_{kg/h}$). Für die Folgejahre wurde der Wert konstant gehalten. Je nach zu berechnendem Szenario wird der Strombedarf von einer anderen Stromquelle gedeckt.

Tabelle 9-14: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Verflüssigung, regional*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/h**	1.000	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{LH2}**	0,36	0,29	0,22	0,15	0,15	0,15
Volllaststunden	**h/a**	8.000	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**$€_{2000}$/kg/h**	38.762	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	7	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{LH2}$**	0,0048	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 4.1

Tabelle 9-15: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Verflüssigung, dezentral*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/h**	100	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{LH2}**	0,56	0,43	0,29	0,15	0,15	0,15
Volllaststunden	**h/a**	4.500	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**$€_{2000}$/kg/h**	86.776	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	8	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{LH2}$**	0,031	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 4.1

Herstellung von Biokraftstoffen

Folgende Biokraftstoffketten wurden ausgewählt:

- Biodiesel aus Raps
- Bioethanol aus Zuckerrüben
- Bioethanol aus Weizen
- Bioethanol aus einem Zuckerrüben/Weizen-Mix
- Biomethan aus der Vergasung von Reststoffen
- Biomethan aus der Vergasung von Anbaubiomasse
- Biomethan aus der Vergärung von Reststoffen

Für das Bezugsjahr 2000 stammen die Daten der Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung der betrachteten Biokraftstoffe aus der jeweiligen Basisvariante der aktuellen Studien des IFEU (Gärtner und Reinhardt 2003; Fritsche et al. 2004). Ausgehend vom Bezugsjahr 2000 wurde eine zukünftige Entwicklung im für die Jahre 2010 bis 2050 berechnet. Hierbei wird die stärkste anzunehmende Entwicklung zur Bereitstellung von Biokraftstoffen unterstellt, wobei im Einzelnen von folgenden Annahmen ausgegangen wurde:

- Effizienzsteigerung im Bereich der Konversion (Strom und Dampf) von 1 % in 10 Jahren
- Effizienzsteigerung bei der Vergasung von Biomasse (Tabelle 9-13)
- Veränderungen im Strommix (Tabelle 9-3)
- Anstieg des Anteils an regenerativen Energien bis 2050 auf 50%
- Anstieg des Anteils an Biokraftstoffen (Tabelle 9-16)
- Höhere Effizienz der N-Dünger Produktion (Tabelle 9-17)

Die zukünftige Veränderung des Strommixes wurde im Bereich der Konversion berücksichtigt. In den übrigen Bereichen der Konversion (Dampf, HKW) wird ebenfalls davon ausgegangen, dass der Anteil an regenerativer Energie bis 2050 kontinuierlich auf 50% ansteigt.

Bei der zukünftigen Entwicklung des Kraftstoffmixes wurde für das Jahr 2010 die Biokraftstoffrichtlinie zugrunde gelegt, nach der der Marktanteil von Biokraftstoffen in allen Mitgliedsländern der EU bis Ende 2010 auf 5,75 % ansteigen soll (EU 2003). Im Entwicklungsszenario der EU Kommission (EU 2001), nach dem bis 2020 ein Anteil von 20% der konventionellen Kraftstoffe durch alternative Kraftstoffe substituiert werden sollen, soll der Anteil an Biokraftstoffen bis 2020 8% betragen. Für die Jahre 2030 bis 2050 wird der Anstieg von 2% im Zeitraum von 10 Jahren fortgeschrieben (Tabelle 9-16). Die zukünftige Entwicklung des Anteils an Biokraftstoffen wurde bei der landwirtschaftlichen Feldarbeit berücksichtigt.

Tabelle 9-16: Zukünftige Entwicklung des Anteils an Biokraftstoffen

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Anteil Biokraftstoffe	**%**	0	5,75 [(1)]	8 [(2)]	10	12	14

[(1)] laut EU 2003 (Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Amtsblatt L-123/42 vom 17. Mai 2003)

[(2)] laut EU 2001: Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über alternative Kraftstoffe für den Straßenverkehr und ein Bündel von Maßnahmen zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen. Brüssel

Neben der Berücksichtigung des Anteils an Biokraftstoffen wurde für den Bereich der Landwirtschaft von einer Effizienzsteigerung für die Bereitstellung von stickstoffhaltigen Düngemitteln ausgegangen. Hierfür wurden ab dem Jahr 2020 5% im Zeitraum von 10 Jahren veranschlagt (Tabelle 9-17).

Tabelle 9-17: Effizienzsteigerung der N-Düngerproduktion

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Effizienzsteigerung der N-Düngerproduktion	**%**	0	0	5	10	15	20

Da weder davon auszugehen ist, dass alle getroffenen Annahmen der Fortschreibung so eintreten werden, noch davon, dass die Energieeffizienz und die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Biokraftstoffen von 2000 bis 2050 unverändert bleiben, geht der Mittelwert aus der Status-Quo-Bilanz und der Fortschreibung in das WTT-Zielsystem ein.

Die Kosten für die Bereitstellung der Biokraftstoffe bis in den Tank wurden unterteilt in Kapitalkosten, Rohstoffkosten, sonstige Betriebskosten, Einnahmen durch Nebenprodukte, Distributionskosten und Kosten für die Tankstelle.

Für den Jahresbezug 2000 wurden die Kapitalkosten, Kosten für die Tankstelle sowie die „sonstigen Betriebskosten“ für die Bereitstellung von Biodiesel aus Raps, Ethanol aus Zuckerrüben und Weizen Jungmeier et al. 2003 entnommen. Für die Jahre 2010 bis 2050 wurde davon ausgegangen, dass die Kapitalkosten im Zeitraum von 10 Jahren um 1%

zurückgehen. Bei den Kosten für die Tankstelle und den sonstigen Betriebskosten wurde davon ausgegangen, dass diese konstant bleiben. Die Rohstoffkosten sind in Kapitel 9.1.4.1 beschrieben. Die Kosten für die Distribution und die Einnahmen durch Nebenprodukte stellen einen Mittelwert mehrerer Studien dar.

Da ETBE zu 45% aus Ethanol und zu 55% aus Isobuten besteht, setzen sich die Bereitstellungskosten von ETBE aus 45% der Bereitstellungskosten von Bioethanol (s.o.) und 55% der Kosten für Isobuten zusammen. Hinzu kommen die Konversionskosten für die Produktion von ETBE, die Schmitz 2003 entnommen wurden. Isobuten fällt in der Raffinerie als Kuppelprodukt an und wird in der Regel direkt weiterverarbeitet, so dass hierfür keine Marktpreise bekannt sind. Schmitz 2003 setzte ersatzweise die Preise für Butadien an. Diese Werte von Schmitz 2003 wurden auch hier veranschlagt. Für die Bezugsjahre 2010 bis 2050 wurde davon ausgegangen, dass der „Marktpreis“ für Isobuten und die Konversionskosten für ETBE konstant bleiben. Die zukünftigen Bereitstellungskosten von Bioethanol ändern sich wie bereits beschrieben.

Die Bereitstellungskosten für Biomethan durch Vergasung von Lignocellulose und für Biogas durch Vergärung wurden Jungmeier 2003 entnommen. Hierbei wurden jeweils die mittleren Verhältnisse angesetzt.

9.1.4.3 Verteilung / Infrastruktur

H_2-Pipeline 50 km

Zur regionalen Verteilung von H_2 wird eine Pipeline über eine Transportentfernung von 50 km, einer Kapazität von 1.000 m^3/h = 90 kg/h und einem Durchmesser von 0,08 m angenommen. Für solch eine Pipeline braucht kein zusätzlicher Energiebedarf veranschlagt zu werden, da der Ausgangsdruck aus der Elektrolyse mit 3 MPa ausreichend ist (Concawe et al. 2004).

Die Investitionskosten wurden für 2000 aus (Krewitt, Schmid 2004) entnommen. Hierbei wurden nur die reinen Pipelinekosten berücksichtigt. Für die Folgejahre wurde der Wert konstant gehalten, da keine kleineren Zielwerte angegeben sind. Zur Berechnung der spezifischen Kosten wurde eine Nutzungsdauer von 4.000 Stunden angenommen, die erreicht wird, wenn ab 2020 größere Mengen „Wind offshore“ zum Einsatz kommen.

Tabelle 9-18: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Pipeline 50 km*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**Nm^3/h**	1.000	Keine Änderungen				
Verluste	**%**	0	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**$€_{2000}/Nm^3/h$**	230	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{CH2}$**	0,0001	Keine Änderungen				

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1, S. 60 / Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.1.3

H_2-Pipeline 3.100 km (Marokko - Deutschland)

Für den Transport von in Marokko solar erzeugtem Wasserstoff nach Deutschland wird eine Pipeline mit einem Transportvolumen von 84 Mrd. Nm^3/a gewählt. Die Erstverdichtung erfolgt auf 7,5 MPa. Durch Absenkung des Druckniveaus während der Nacht und Anhebung während des Tages können ggf. auch Produktionsschwankungen ausgeglichen werden. Auch ohne Verwendung von Speichern kann der Pipeline dadurch immer Wasserstoff entnommen werden. (Dreier, Wagner 2001)

Die Wasserstoffkosten wurden ebenfalls aus (Dreier, Wagner 2001) übernommen (2000 und 2025/30, dazwischen gemittelt, darüber konstant gehalten). Da sie dort für eine Pipeline der Länge 2.500 km berechnet wurden, wurden sie linear auf eine Länge von 3.100 km skaliert. Auch die Wasserstoff-Verluste wurden entsprechend erhöht, da mehr Verdichterstationen benötigt werden.

Tabelle 9-19: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Pipeline 3.100 km*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**Mrd. Nm^3/h**	84	84	84	162	162	162
Erstverdichtung auf	**MPa**	7,5	7,5	7,5	12	12	12
Verluste	**%**	18	18	14	10	10	10
Investitionskosten	**Mio. €**						
Spezifische Kosten	**€/MJ_{CH2}**	(0,0009)	0,0008	0,0006	0,0005	0,0005	0,0005
Verdichterstationen	**Stück**		12	12	10	10	10

Quelle: Dreier und Wagner 2001

H_2-Pipelinesystem Deutschland 2.000 km

Zur Berechnung der Kosten eines Pipelinesystems für die Weiterverteilung des Wasserstoffs wurden zwei Ansätze verfolgt:

a) Ausgehend von der Aussage in (Nitsch, Schott 1981), dass sich die Kosten der „Grobverteilung“ von Gasen in etwa verdoppeln im Vergleich zum „Ferntransport“ , könnten für die Verteilung innerhalb eines Pipelinesystems in Deutschland die doppelten Kosten wie bei der obigen Pipeline Marokko-Deutschland angesetzt werden. Dies ergäbe 0,0018 €/MJ_{CH2} im Jahr 2000.

b) In (Winter, Nitsch 1986) wurden die Fortleitungskosten für Wasserstoff über eine Gesamtentfernung von 2.000 km detailliert berechnen. Dabei wurde zwischen verschiedenen Betriebsarten und Durchsatzbereichen unterschieden. Für diese Studie wurde der quasistationäre Betrieb (Ausnutzungsfaktor 0,75) ohne Speicher (d.h. die Speicherung findet im System statt) ausgewählt. Je nach Heizwertdurchsatz ergeben sich - zu damaligen Preisen - Kosten zwischen 0,0017 und 0,0032 €/MJ_{CH2}.

Da der Wert aus a) am unteren Ende der detaillierten Rechnung von b) liegt, wurde aus den Berechnungen in b) der Mittelwert von 0,0025 €/MJ_{CH2} für das Jahr 2000 ausgewählt. Analog zur Fernpipeline aus Marokko wurden die Kosten für 2030 um ein Drittel reduziert und zwischen den Zeitpunkten interpoliert. Die Transportverluste wurden mit 4 % etwa doppelt so hoch wie bei der Erdgasverteilung angenommen. Sie sinken im Zeitverlauf leicht auf 3%.

Tabelle 9-20: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Pipelinesystem Deutschland*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Spezifische Kosten	**€/MJ_{CH2}**	(0,025)	0,0022	0,0019	0,0015	0,0015	0,0015

Quelle: Winter und Nitsch 1986, S. 268

Stromtransport Hoch-/Mittelspannungsnetz

Für Verluste im Hoch-/Mittelspannungsnetz wird gemäß Concawe et al. 2004 (WTT-APP1-2, S. 11) ein Faktor von 0,0172 MJ/MJ angesetzt.

Stromtransport 3.100 km via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Für den Transport von Solarstrom von Marokko nach Deutschland wurde eine HGÜ-Leitung der Klasse 5 GW und 600 kV ausgewählt. Die in (Dreier, Wagner 2001) für eine 2.500 km lange HGÜ-Leitung vorliegenden Daten wurden auf 3.100 km interpoliert. Die Transportverluste wurden zu 11,6 % berechnet.

Da die Daten für 2000 und 2025 vorlagen, wurde der zweite Wert für 2030 eingesetzt, zwischen 2000 und 2030 interpoliert und nach 2030 keine Veränderung vorgenommen.

Tabelle 9-21: Daten und zukünftige Entwicklung *HGÜ, 3.100 km*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Übertragungsleistung	**MW_{el}**	4.800	4.800	4.800	6.400	6.400	6.400
Spannung	**kV**	600	600	600	800	800	800
Verluste pro 1000 km	**%**	3,3	3,0	2,7	2,5	2,5	2,5
Verluste pro Kopfstation	**%**	0,7	0,63	0,57	0,5	0,5	0,5
Verluste gesamt	**%**	11,6	10,6	9,5	8,8	8,8	8,8
Investitionskosten	**Mrd. €**	2,42	2,42	2,42	3,22	3,22	3,22
Betriebskosten, ohne Stromverluste	**€/kWh_{el}**	0,0167	0,0167	0,0167	0,0167	0,0167	0,0167

Quelle: Dreier und Wagner 2001

H_2-Tankstellen (mit Wind-, Solar- oder Referenzstrom)

Zur Betankung werden die drei Tankstellentypen „gas-to-gas“, „liquid-to-gas“ und „liquid-to-liquid“ verwendet. Sämtliche Daten wurden (Krewitt, Schmid 2004) entnommen und als state-of-the-art gesetzt. Für die Folgejahre wurden die Werte konstant gehalten, da keine kleineren Zielwerte angegeben sind.

Als Kapazität wurde die Größe „large“ mit einem Umsatz von 45 kg/h und einer Betriebsdauer von 24 h/d bzw. 8.760 h/a ausgewählt. Je nach zu berechnendem Szenario wird der Strombedarf von einer anderen Stromquelle gedeckt.

Tabelle 9-22: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Tankstellen (gas-to-gas, large)*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/d**	45	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	0,082	Keine Änderungen				
Volllaststunden	**h/a**	8.760	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**Mio. €**	1,82	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	3	Keine Änderungen				
Betriebskosten, variabel	**% invest/a**	0,5	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{CH2}$**	0,005	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.2

Tabelle 9-23: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Tankstellen (liquid-to-gas, large)*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/d**	45	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	0,024	Keine Änderungen				
Volllaststunden	**h/a**	8.760	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**Mio. €**	2,675	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	3	Keine Änderungen				
Betriebskosten, variabel	**% invest/a**	0,5	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{CH2}$**	0,0074	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.2

Tabelle 9-24: Daten und zukünftige Entwicklung *H_2-Tankstellen (liquid-to-liquid, large)*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/d**	45	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{LH2}**	0,024	Keine Änderungen				
Volllaststunden	**h/a**	8.760	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**Mio. €**	1,672	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**% invest/a**	3	Keine Änderungen				
Betriebskosten, variabel	**% invest/a**	0,5	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{LH2}$**	0,0054	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.2

LH_2-Transport LKW 50 km

Zur Weiterverteilung des Flüssigwasserstoffs wird ein diesel-betriebener Kurzstrecken-LKW mit Kessel eingesetzt, in dem der Wasserstoff tiefkalt transportiert wird. Die Kapazität moderner LKW beträgt 3,5 Tonnen. Es wird angenommen, dass der LKW voll hin und leer zurück fährt. Die technischen und wirtschaftlichen Daten wurden (Krewitt, Schmid 2004) entnommen und als state-of-the-art gesetzt. Für die Folgejahre wurden die Werte konstant gehalten, da keine kleineren Zielwerte angegeben sind.

Tabelle 9-25: Daten und zukünftige Entwicklung *LH_2-Transport LKW 50 km*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität (netto)	**kg/LKW**	3.370	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Diesel)	**MJ/MJ_{LH2}**	0,003	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**€**	516.000	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**€/a**	51.500	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{LH2}$**	0,0015	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.1.1

CH_2-Transport LKW 50 km und vorherige Verdichtung

Zur Weiterverteilung des gasförmigen Wasserstoffs wird ebenfalls ein diesel-betriebener Kurzstrecken-LKW mit Kessel eingesetzt. Die Kapazität moderner LKW beträgt 250 kg. Es wird angenommen, dass der LKW voll hin und leer zurück fährt. Die technischen und wirtschaftlichen Daten wurden (Krewitt, Schmid 2004) entnommen und als state-of-the-art gesetzt. Für die Folgejahre wurden die Werte konstant gehalten, da keine kleineren Zielwerte angegeben sind.

Tabelle 9-26: Daten und zukünftige Entwicklung *CH_2-Transport LKW 50 km*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität (netto)	**kg/LKW**	250	Keine Änderungen				
Druck (max)	**MPa**	16	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Diesel)	**MJ/MJ_{CH2}**	0,0414	Keine Änderungen				
Investitionskosten	**€**	196.000	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	**€/a**	51.500	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{LH2}$**	0,0108	Keine Änderungen				

Quelle: Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.1.1

Da der Wasserstoff den Elektrolyseur nur mit 3 MPa (bzw. ab 2030 mit 10 MPa) verlässt, muss er zum Beladen noch auf den nötigen Druck des LKW gebracht werden. Die technischen Daten entstammen (LBST 2004); die Kosten wurden (Schmid 2004) entnommen.

Tabelle 9-27: Daten und zukünftige Entwicklung *Kompressor 3 auf 16 MPa bzw. 10 auf 16 MPa*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Ausgangsdruck	**MPa**	3	3	3	10	10	10
Sekundärenergie (Strom)	**MJ/MJ_{CH2}**	0,03	0,03	0,03	0,0077	0,0077	0,0077
Massenstrom	**kg/h**	1.000	Keine Änderungen				
Kompressorleistung	**kW**	1.000	1.000	1.000	256,3	256,3	256,3
Investitionskosten	**€/kW**	1.320	1.320	1.320	1.732	1.732	1.732
Betriebskosten	**% invest/a**	0	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/MJ_{CH2}$**	0,0003	0,0003	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001

Quelle: LBST 2004; Schmid 2004

Holzhackschnitzel-Transport LKW 12 km

Zum Transport der Holzhackschnitzel vom Waldrand zur Holzvergasungsanlage wird vereinfacht der gleiche Kurzstrecken-LKW wie beim LH_2-Transport verwendet, nur dass der spezielle Kessel für den Wasserstoff kostenmäßig weggelassen wird. Als Transportkapazität werden weiterhin 3,5 Tonnen angenommen. Wie oben beziehen sich die Daten auf (Krewitt, Schmid 2004).

Die Transportentfernung hängt von der Größe der Holzvergasungsanlage ab - je größer die Kapazität, um so größer ist der Einzugsbereich. Der Einzugsbereich wurde ausgehend von den Annahmen aus (Concawe et al. 2004) berechnet, in der von einer Energiedichte von 18 MJ/kg trockenen Holzes und einem jährlichen Angebot von 120 t/km^2 Fläche ausgegangen wird. Hieraus errechnen sich Transportentfernungen von 7 bzw. 22 km für die betrachteten

Holzvergasungsanlagen mit einer Kapazität von 2,5 bzw. 25 MW. Der Referenztransport wurde für eine Entfernung von 12 km berechnet.

Tabelle 9-28: Daten und zukünftige Entwicklung *Holzhackschnitzel-Transport LKW 12 km*

	Einheit	*2000*	*2010*	*2020*	*2030*	*2040*	*2050*
Kapazität	**kg/LKW**	3.500	Keine Änderungen				
Sekundärenergie (Diesel)	**MJ/MJ_{bio}**	0,0047	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	**$€/GJ_{bio}$**	1,3	Keine Änderungen				

Quelle: Concawe et al. 2004, WTT-APP1-9, S. 36 / Krewitt und Schmid 2004, Kap. 5.1.1

Bei Entfernungen von 7 km bzw. 22 km ergeben sich linear umgerechnet spezifische Kosten von 0,8 bzw. 2,4 $€/GJ_{bio}$. Verglichen mit den in (Eltrop et al. 2004) berechneten Transportkosten liegen sie liegen im Rahmen der dort angegebenen Spanne.

9.1.5 Kraftstoffe aus Basis fossiler Energien

9.1.5.1 Primärenergie

Rohöl

Das Rohöl für Europa (EU-15) stammt im wesentlichen aus folgenden vier Regionen: Europa/Nordsee (Norwegen, Großbritannien), Nord- und West-Afrika (Algerien, Libyen, Ägypten, Nigeria), Mittlerer Osten (Saudi-Arabien, Irak, Iran) und der GUS[9] (Russland). Produktionsbedingungen und Rohölqualität sind maßgeblich von der Lagerstätte abhängig und unterscheiden sich z.T. deutlich von Region zu Region. Die Bezugsstruktur von Rohöl hat daher signifikanten Einfluss auf die Energie- und Klimabilanzen der Benzin- und Dieselprozessketten.
Aufgrund der sehr unterschiedlichen Produktionsbedingungen an den jeweiligen Ölquellen gibt es eine große Bandbreite für die Effizienz bei der Rohölgewinnung. Der verwendete Durchschnittswert für den KEA von Rohöl in Höhe von 0,025 MJ/MJ_{KS} ist daher mit einem großen Unsicherheitsfaktor (± 60 %) behaftet (Concawe et al. 2003, 14). Infolge der Erschließung neuer unkonventioneller Lagerstätten wird die Bandbreite sowie Ungenauigkeit für den KEA von Rohöl in Zukunft noch größer. Die hohe Bandbreite ist bei den Ergebnis-Analysen besonders zu berücksichtigen.

Für die Entwicklung des europäischen Rohölmixes und den entsprechenden spezifischen Eigenschaften, Energie- und Klimabilanzen werden folgende Annahmen getroffen:

- Bis zum Jahr 2020 wird den Annahmen in (Concawe et al. 2003) gefolgt. Demnach werden sich zwar die regionalen Bezugsstrukturen verändern (z.B. deutlicher Rückgang von Nordseeöl, dafür Anstieg von Öl aus Afrika), aber dies wird keine signifikanten Auswirkungen auf die bestehende

[9] Gemeinschaft Unabhängiger Staaten

durchschnittliche Qualität des Rohöls haben. Die Versorgungssicherheit wird auf der Basis heutiger, konventioneller Erdölquellen gewährleistet werden können.

- Nach 2020 wird sich die Veränderung der Bezugsstrukturen tendenziell fortsetzen. Der Einfuhranteil aus den Ländern mit den größten Reserven (Mittlerer Osten) wird weiter steigen. Für die Bedarfsdeckung werden jedoch zusätzlich und zunehmend unkonventionelle Quellen, wie z.B. ölhaltige Sande in Kanada, erschlossen werden müssen. Dadurch wird sich die Energie- und Klimabilanz von Rohöl im globalen Durchschnitt verschlechtern, ebenso wie die verfügbare durchschnittliche Rohölqualität. Die Preisabhängigkeit der Energie-, Klima- und Stoffbilanzen sowie der Qualität von Rohöl wird deutlich zunehmen. Viele Volkswirtschaften mit relativ niedriger Kaufkraft werden hauptsächlich auf billiges Rohöl mit entsprechend schlechterer Ökobilanz und Qualität im Vergleich zum heutigen Rohöl zurückgreifen, während kaufkräftige Volkwirtschaften wie in Europa sich weiterhin Rohöl mit vergleichbaren Kenngrößen wie heute leisten werden. Dementsprechend wird hier vereinfachend über den gesamten Betrachtungszeitraum mit unveränderten Bezugsstrukturen, Energie- und Klimabilanzen für die Rohölversorgung von Europa gerechnet (optimistische/konservative Betrachtung).

Tabelle 9-29: Daten zur zugrunde gelegten Rohölversorgung der EU-15 für den Betrachtungszeitraum (Jahr 2000 bis 2050)

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Anteil konventionelle Quellen	%	100	Ohne Änderung				
Anteil unkonventionelle Quellen (Ölsande)	%	0	Ohne Änderung				
KEA, erschöpflich	MJ/MJ_{PE}	0,025	Ohne Änderung				
CO_2-Emissionen	g_{CO2}/MJ_{PE}	3,33	Ohne Änderung				
THG-Emissionen	$g_{CO2äq.}/MJ_{PE}$		Ohne Änderung				
Rohölpreis	EUR_{2000}/GJ_{PE}	2,8	3,5	4,1	4,8	7,2	9,6
	EUR_{2000}/bbl	14,7	18,1	21,6	25	37,5	50

Quelle: Concawe et al. 2003; DLR, IFEU, WI 2004

Erdgas

Erdgas ist als Primärenergieträger von wesentlicher Bedeutung für den europäischen Markt. Bisher wurde es hauptsächlich für die Strom- bzw. Wärmeerzeugung eingesetzt, in der Zukunft soll es jedoch auch in der Kraftstoffbereitstellung im automobilen Bereich eine zunehmend größere Rolle spielen.

Innerhalb Europas sind die Niederlande, Großbritannien und Norwegen die wichtigsten Bezugsquellen für Erdgas. Die produzierten Mengen sind jedoch nicht ausreichend für eine autarke Versorgung, so dass heute schon gut 1/3 der Menge aus der Gemeinschaft

Unabhängiger Staaten (GUS) – vor allem Russland – und aus Algerien zugekauft werden muss. Beide Regionen verfügen über große Reserven und sind bereits jetzt durch ein Pipelinesystem mit Europa verbunden.

Die Zusammensetzung des europäischen Erdgases nach Bezugsquellen im Jahr 2000 wird als „EU-Mix“ bezeichnet und ist nach Concawe et al. 2003 wie in Tabelle 9-30 gezeigt zusammengesetzt, bei einer durchschnittlichen Transportentfernung von etwa 1.000 km von der Quelle bis zum Verbraucher.

Tabelle 9-30: Zusammensetzung des EU Gas-Mixes im Jahr 2000 und unterstellte Veränderung bis 2050

	Einheit	2000	2010	202	2030	2040	2050
Niederlande	%	22					
UK	%	30					
Norwegen	%	12					
Algerien	%	15					
GUS (vor allem Russland)	%	21					
Summe EU-Mix	%	100	80	60	40	20	10
Zusätzliches Gas aus Russland	%	0	20	40	60	80	90

Quelle: Concawe et al. 2003

Für die nächsten Dekaden wird aufgrund von steigender Nachfrage und einer zunehmenden Erschöpfung der europäischen Quellen mit einem starken Anstieg des Bezugs aus dem Mittleren Osten und vor allem aus Russland gerechnet[10]. Die mittlere Transportentfernung und damit verbunden der Energieaufwand und die Methanverluste steigen an und führen zu höheren CO_2- bzw. THG-Emissionen im Vergleich zu heute. Dabei werden in dieser Studie für die Entfernung aus der GUS bis zur Grenze Deutschlands im Mittel 5.000 km angesetzt. Als Förderstätte seien vor allem die Erdgasfelder auf der Yamal-Halbinsel genannt. **Damit wird von der Entfernungsangabe nach (Concawe et al. 2003) abgewichen.** Dort wird eine mittlere Distanz für den Bezug aus Russland mit 7.000 km angegeben, was der Entfernung von Sibirien nach Südeuropa entspricht. **Die unterschiedlichen Annahmen bei der Transportentfernung bedeuten eine signifikant andere Bewertung der Energie- und Klimabilanzen von Erdgas**, da die zugrunde gelegte Entfernung maßgeblich die aufzuwendende Transportenergie und die Methanverluste durch Leckagen bestimmt. Dieser Aspekt ist daher bei der Ergebnis-Analyse besonders zu beachten.

Um Obergrenzen für die Energie- und Klimabilanzen bei der Einfuhr von Erdgas abzuschätzen, wird angenommen, dass im Jahr 2050 aus Gründen der Versorgungssicherheit noch ein Anteil von 10 % des derzeitigen EU-Mixes (hierin sind bereits 21% russisches Gas enthalten) erhalten bleibt. Der gesamte übrige Teil (90 %) wird durch den Bezug von russischem Gas gedeckt. Die mittlere Transportentfernung für die

[10] Die Europäische Kommission geht in Ihren Projektionen für die EU-25 davon aus, dass der Erdgasverbrauch von 340 Mtoe in 2000 auf 560 Mtoe in 2030 und der Importanteil von 50 % (2000) auf 81 % (2030) ansteigt. (EU 2003)

Gasversorgung der EU steigt folglich von 1.000 km im Jahr 2000 bis auf etwa 4.600 km in 2050 an. Für die Auswirkung auf die Energie- und Klimabilanz werden diesbezüglich folgende zwei Fälle unterschieden (vgl. Tabelle 9-31).

- Im **ersten Fall** werden außer der Transportentfernung keine weiteren (technischen) Parameter verändert, die heutige russische Gasinfrastruktur also fortgeschrieben. Demnach steigen der KEA erschöpflich und die CO_2-Emissionen sowie die THG-Emissionen für den Transport russischen Erdgases von der Quelle bis zur Verteilungsebene in der EU um mehr als einen Faktor 4 an.
- Gerade weil eine solch große Zunahme der Gasexporte aus einem Land wie Russland und ein so langer Betrachtungszeitraum nicht ohne Auswirkungen auf die Infrastruktur sein werden, werden im **zweiten Fall** Optimierungen bei folgenden zwei technischen Parametern unterstellt. Die Effizienz der Verdichterstationen wird im Mittel von heute (2000) 27,8 % bis zum Jahr 2030 auf 33 % gesteigert und danach fortgeschrieben. Bei den Pipeline bedingten Erdgasverlusten wird bis zum Jahr 2030 eine Halbierung der mittleren Leckagerate auf einen Wert von 0,08 % pro 1.000 km erreicht. Die spezifischen Methanverluste der Verdichterstationen (ca. 0,15 %) werden dagegen wie im ersten Fall unverändert fortgeschrieben. In diesem Fall steigen der KEA erschöpflich und die CO_2 Emissionen bzw. die THG Emissionen für den Transport russischen Erdgases von der Quelle bis zur Verteilungsebene in der EU nicht mehr ganz so stark, aber immer noch um gut einen Faktor 3,5 bzw. gut 3 an (siehe Tabelle 9-31).

Die genannten Fälle werden als Bandbreite für die Obergrenze der CO_2 und THG Emissionen des Erdgastransportes nach Europa angesehen, da eine solch einseitige Veränderung der Bezugsstruktur sehr unrealistisch ist. Vielmehr ist zu erwarten, dass parallel ein nicht unerheblicher Anteil aus weniger weit entfernten Ländern bzw. Regionen als Russland wie z.B. Algerien und Südwestasien (mittlere Transportentfernung ca. 4.000 km) importiert wird. Hierzu werden zum Teil neue Leitungen gebaut werden müssen (Bsp. Iran), bei denen zum Teil heute best-verfügbare Techniken (BVT) zum Einsatz kommen werden. Beide Effekte wirken im Vergleich zu den oben genannten Annahmen positiv auf die Energie- und Klimabilanz von Erdgas.

Die Erdgasgestehungskosten werden gemäß (DLR, IFEU, WI 2004, mittlere Preisvariante) berechnet und geben den Bezug frei EU-Grenze wieder. Da es sich dabei um Durchschnittswerte auf dem Erdgasmarkt handelt, sind hier keine Unterschiede zwischen den einzelnen Bezugsquellen erkennbar.

Tabelle 9-31: Daten zum Erdgasbezug für CNG im Betrachtungszeitraum (2000 bis 2050)

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Anteil EU-Gasmix (1.000 km)	%	100	80	60	40	20	10
Importanteil aus Russland (5.000 km)	%	0	20	40	60	80	90
Gestehungskosten	EUR_{2000}/MJ_{NG}	0,011	0,009	0,008	0,010	0,011	0,012
Fall 1							
Effizienz Verdichter GUS	%	27,8	keine Änderung				
Kompressionsarbeit für russiches Gas		0,03	keine Änderung				
Leckagerate GUS (5.000 km)	%/ 1.000km	0,008	keine Änderung				
KEA erschöpflich, nur Gas-Transport	MJ_{NG}/MJ_{KS}	0,023	0,042	0,056	0,069	0,085	0,093
CO_2-Emissionen	g_{CO2}/MJ_{KS}	1,16	2,15	2,88	3,48	4,31	4,72
THG-Emissionen	$g_{CO2\text{-äq}}/MJ_{KS}$	1,89	3,47	4,78	5,97	7,39	8,10
Fall 2							
Effizienz Verdichter GUS	%	27,8	27,8	30,4	33	33	33
Kompressionsarbeit für russiches Gas	MJ/MJ_{KS}	0,030	0,030	0,030	0,027	0,027	0,027
Leckagerate GUS (5.000 km)	%/ 1.000km	0,008	0,008	0,006	0,004	0,004	0,004
KEA erschöpflich, nur Gas-Transport	MJ_{NG}/MJ_{KS}	0,023	0,042	0,056	0,061	0,074	0,081
CO_2-Emissionen	g_{CO2}/MJ_{KS}	1,16	2,15	2,88	3,17	3,89	4,26
THG-Emissionen	$g_{CO2\text{-äq}}/MJ_{KS}$	1,89	3,47	4,42	4,57	5,51	5,98

Quellen: Concawe et al. 2003; DLR, IFEU, WI 2004a, 168f; Wuppertal Institut 2004; eigene Berechnungen

Kohle

Synthetische Kraftstoffe oder Wasserstoff können auch durch die Vergasung von (Stein-) Kohle und anschließend angepasstem Syntheseprozess hergestellt werden. Die Umwandlung zu Wasserstoff geschieht vorzugsweise nahe am Absatzmarkt, d.h. in diesem Fall an Standorten in Europa bzw. Deutschland, da sich die Kohle im Vergleich zum Wasserstoff günstiger transportieren lässt. Für die Bereitstellung der Kohle zur Produktion von Wasserstoff in Europa wird den Angaben von (Concawe et al. 2003) und für die Entwicklung der Kohlepreise der mittleren Preisvariante von (DLR, IFEU, WI 2004) gefolgt (siehe 4.2).

Tabelle 9-32: Daten zur Bereitstellung von Kohle für die EU

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
KEA, erschöpflich	MJ/MJ_{PE}	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
CO_2-Emissionen	g_{CO2}/MJ_{PE}	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47
THG-Emissionen	$g_{äq.}/MJ_{PE}$	15,340	15,340	15,340	15,340	15,340	15,340
Kohlepreis	EUR_{2000}/MJ_{PE}	0,0017	0,0021	0,0023	0,0025	0,0027	0,0030

Quelle: Concawe et al. 2003; DLR, IFEU, WI 2004a, 168f

9.1.5.2 Umwandlung

9.1.5.2.1 Raffination von Rohöl zu Benzin und Diesel

Die Energie- und Klimabilanz von Benzin und Diesel von der Quelle bis zur Tankstelle wird derzeit überwiegend durch den Raffinationsprozess bestimmt[11]. Dabei stammen nahezu 100 % des Benzin- und Dieselabsatzes in Europa aus europäischen Raffinerien. Ein Großteil der benötigten Prozeßenergie wird durch den Einsatz von Rohöl gedeckt (Rohöl-Eigenverbrauch im europäischen Mittel ca. 6 %), weitere Energieträger sind Erdgas, Raffineriegase und Strom (Concawe et al. 2003). Im weiteren Zeitverlauf wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2030 die durchschnittliche Effizienz der europäischen Raffinerien auf das Niveau der heute am effizientesten arbeitenden Raffinerien angehoben wird und dann bis 2050 konstant bleibt.

Benzin und Diesel sind – neben weiteren Raffinerieprodukten – Koppelprodukte aus zum Teil verschiedenartig aufgebauten Raffinerie-Komplexen. Die Produktion von Benzin stand dabei bislang im Vordergrund. Die Anteile von Benzin und Diesel lassen sich nur in Grenzen gegeneinander verschieben. Die Substitution von Diesel oder Benzin durch Alternativkraftstoffe hat daher unterschiedliche Auswirkungen auf die Energie- und Klimabilanz der Raffinerie bzw. der beiden konventionellen Kraftstoffe. Die Produktion von „marginal“ Diesel ist unter „marginal approach“ Gesichtspunkten energieintensiver als diejenige von „marginal“ Benzin. Angesichts der gegenwärtigen Zunahme der Dieselnachfage im PKW- wie LKW-Sektor würde eine Substitution von Diesel durch alternative Kraftstoffe (AKS) die Systembilanz (KEA und THG-Emissionen) der Raffinerien verbessern. Dagegen würde eine Substitution von Benzin durch AKS die Systembilanz verschlechtern, da der Benzinanteil im Produktionsmix nicht beliebig gesenkt werden kann.

Spezifische Kosten für die Raffination konnten leider nicht ermittelt werden. Allerdings sind sie für die kommenden Betrachtungen solange nicht relevant, wie die bestehenden Raffinerien nicht kostenrelevant geändert werden müssen, z.B. infolge Ertüchtigung, Ersatz, Anpassung an neue Vorschriften etc. Im konservativen Grenzfall werden die bestehenden Raffinerien daher unter Vernachlässigung von Investitionen bis zum Ende der Betrachtungszeit im Jahr 2050 fortgeschrieben. Die Einführung alternativer Kraftstoffe muss

[11] Dies wird sich im Falle der Erschließung unkonventioneller Ölquellen zu Lasten der Exploration von Rohöl verändern.

demnach mit dem bestehenden (und größtenteils abgeschriebenen) konventionellen System in Konkurrenz treten. Gleichwohl ist innerhalb des Betrachtungszeitraumes mit neuen Anforderungen an die Kraftstoffqualität zu rechnen (z.B. in Bezug auf Aromatengehalt), die zusätzliche Investitionen für entsprechende Maßnahmen bei den Raffinerien auslösen werden. Solche und ähnliche Aspekte werden jedoch im Rahmen dieser Studie nicht quantitativ berücksichtigt.

Tabelle 9-33: Daten zu Erdöl-Raffinerien in Europa

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
KEA, erschöpflich (Benzin)	MJ/MJ_{PE}	0,080	0,080	0,070	0,060	0,060	0,060
KEA, erschöpflich (Diesel)	MJ/MJ_{PE}	0,100	0,100	0,090	0,080	0,080	0,080
CO_2-/THG-Emissionen (Benzin)	$g_{äq.}/MJ_{PE}$	6,50	6,500	5,688	4,875	4,875	4,875
CO_2-/THG-Emissionen (Diesel)	$g_{äq.}/MJ_{PE}$	8,60	8,60	7,74	6,88	6,88	6,88
Quelle: Concawe et al. 2003, 15f							

9.1.5.2.2 Verflüssigung von abgelegenem Erdgas

Zunehmend werden auch Erdgasfelder, die für eine konventionelle Erschließung zu klein bzw. abgelegen waren – so genannte „remote areas“ – erschlossen. Wo keine Infrastruktur in Form eines Anschlusses an ein Pipelinesystem gegeben ist, besteht die Möglichkeit, das Gas an der Produktionsstätte zu verflüssigen (remote liquefied natural gas – rLNG) und als LNG auf den europäischen Markt zu transportieren. Dazu sind in der EU derzeit insgesamt acht LNG Terminals (3 in Spanien, 2 in Frankreich und je 1 in Belgien, Italien und Griechenland) plus einem Terminal in der Türkei in Betrieb (California Energy Commission 2003). Planungen für weitere Terminals sind vor allem in den USA und der EU in Gange. Aufgrund der höheren Dichte des flüssigen Gases ist der Transport in dieser Form ökonomischer als der von CNG. Mit der Verflüssigung wird aber ein weiterer, energieintensiver Umwandlungsschritt in die Prozesskette eingefügt. Die Gestehungskosten für rLNG basieren auf (IELE 2003) und der zusätzlichen Annahme, dass sie bis zum Jahr 2030 auf die Hälfte abgesenkt werden können.

Tabelle 9-34: Daten für die Verflüssigung von Erdgas zu LNG im Betrachtungszeitraum

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Strombedarf für Verflüssigung	MJ/MJ_{KS}	0,036	0,036	0,035	0,034	0,034	0,034
Methanverluste bei Verflüssigung	MJ/MJ_{KS}	0,004	Ohne Änderung				
LNG Transport (NG als Kraftstoff)	MJ/MJ_{KS}	0,037	Ohne Änderung				
LNG Transport (HFO als Kraftstoff)	MJ/MJ_{KS}	0,031	Ohne Änderung				
LNG Be-/Entlade-Terminal, Gasverluste	MJ/MJ_{KS}	0,010	Ohne Änderung				
LNG Be-/Entlade-Terminal, Strombedarf	MJ/MJ_{KS}	0,001	Ohne Änderung				
THG Emissionen bei Verflüssigung	gCO_2/MJ_{PE}	5,131	5,131	5,017	4,903	4,903	4,903
THG Emissionen für Schiffstransport inkl. Beladung	gCO_2/MJ_{PE}	5,296	Ohne Änderung				
CO_2-Emissionen für Verflüssigung	$g_{äq.}/MJ_{PE}$	4,106	4,106	3,991	3,876	3,876	3,876
CO_2-Emissionen für Schiffstransport inkl. Beladung	$g_{äq.}/MJ_{PE}$	5,296	Ohne Änderung				

Quelle: Concawe et al. 2003

9.1.5.2.3 Synthetischer Diesel aus Erdgas

Eine Alternative zur Verflüssigung von abgelegenem Erdgas ist seine Synthese zu flüssigen Kraftstoffen wie z.B. synthetischer Diesel[12] in sogenannten „Gas-to-Liquid“ (GTL) Verfahren. Dazu wird das Erdgas zunächst mittels Dampfreformierung in Synthesegas umgewandelt, aus dem dann (analog zum BTL-Verfahren, siehe 9.1.4.1) mittels der Fischer-Tropsch-Synthese synthetischer Diesel (FT-Diesel) gewonnen wird. Weltweit gibt es gegenwärtig nur eine einzige kommerziell arbeitende GTL-Anlage für FT-Diesel, die *„Shell Middle Destillate Synthesis„* Anlage in Malaysia mit einer (nominellen) Kapazität von 12.000 bbl/d (ca. 514 kt/a) und einer **Effizienz** zwischen 61 und 65 %. In Planung sind Anlagen mit Kapazitäten in Höhe von 70.000 bbl/d oder 3 Mt/a, eine Großanlage von Sasol in Quatar soll in 2006 Betrieb gehen.

Die in der Praxis maximal erreichbare **Produktausbeute** von FT-Diesel beträgt 75 %. Wesentliche Nebenprodukte sind Naphtha und *„Liquefied Petroleum Gas“* (LPG). Da ihre synthetische Herstellung im Vergleich zu konventioneller Gewinnung energieintensiver ist, ist bei der Bilanzierung der GTL-Anlage ein entsprechender Malus zu berücksichtigen. Insgesamt wird bei der Herstellung von FT-Diesel aus Erdgas den Angaben in (Concawe et al. 2003) gefolgt. Dabei wird unterstellt, dass die mittlere Anlageneffizienz bis zum Jahr 2030 auf den heutigen Bestwert von 65 % angehoben werden kann, bei gleichzeitiger Erhöhung der Anlagenkapazität auf heutige Planwerte (vgl. Tabelle 9-35). In Bezug auf die Effizienz stellen diese Annahmen aus Sicht der Autoren allerdings den *„best case“* dar, denn es ist

[12] Weitere synthetische Kraftstoff-Optionen sind Methanol und Dimethylether (DME), die in dieser Studie aber nicht betrachtet werden.

fraglich, ob eine Hochskalierung der Anlagenkapazität bei gleichem bzw. optimiertem Wirkungsgrad tatsächlich gelingt. Zudem ist die empirische Datenbasis relativ dünn und andere Berichte und Untersuchungen weisen deutlich niedrigere Werte für die Effizienz von GTL-Anlagen aus.

Die **Gestehungskosten** von vor Ort produziertem GTL – remote GTL – basieren auf (IELE 2003) und (IIEJ 2003), d.h. es werden die gleichen Erschließungskosten für abgelegene Erdgasfelder wie im Falle der Verflüssigung (s.o.) unterstellt.

Tabelle 9-35: Daten zu *„Gas-to-Liquid“* Anlagen für FT-Diesel (2000 bis 2050)

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Kapazität	Mt/a	0,5	1,75	3,0	3,0	3,0	3,0
Effizienz	%	63,0	63,0	64,0	65,0	65,0	65,0
Maximale GTL-Ausbeute	%	0,75	Ohne Änderung				
Lebensdauer der Anlage	a	25	Ohne Änderung				
KEA erschöpflich	MJ/MJ_{KS}	0,848	0,845	0,797	0,752	0,750	0,749
CO_2-Emissionen	gCO_2/MJ_{KS}	25,26	25,08	23,42	21,79	21,62	21,52
THG-Emissionen	$gCO_{2äq}/MJ_{KS}$	28,69	28,50	26,78	25,08	24,90	24,79
Gestehungskosten von remote FTD[1)]	EUR_{2000}/MJ_{KS}	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002
Nachrichtlich: Effizienz für konv. Naphtha-Produktion	%	0,909	Ohne Änderung				
Nachrichtlich: KEA-Bilanzsaldo für Nebenprodukt Naphtha	MJ/MJ_{KS}	0,162	Ohne Änderung				

[1)] frei GTL-Anlage (ohne Transport)

Quellen: Concawe et al. 2003; IIEJ 2003; IELE 2003; eigene Berechnungen

9.1.5.2.4 Dampfreformierung von Erdgas zu Wasserstoff

Zum derzeitigen Zeitpunkt ist die Umwandlung von Erdgas zu Wasserstoff mittels einer Dampfreformierung („Steam Methane Reforming“ – SMR), das wirtschaftlich und industriell vorherrschende Verfahren. Es existieren verschiedene Bauarten und Größen von Dampfreformern, die bereits seit Jahren kommerziell eingesetzt werden. Aus infrastruktureller Sicht wird daher zwischen zentralen SMR Anlagen mit anschließendem Transport des Wasserstoffs und dezentralen SMR Anlagen (nahe bei bzw. an der Tankstelle) unterschieden.

Zentrale Reformierung

Es wird der zentrale Reformer nach (Concawe et al. 2003) betrachtet, der eine Kapazität von 200 MW H_2 (entsprechend rd. 5,8 PJ/a oder rd. 530 Mio. $Nm3H_2/a$) hat und durch eine hohe Volllaststundenzahl von 8.000 h/a gekennzeichnet ist. Die mittlere energetische Effizienz des Reformers in Bezug auf die Umsetzung von Erdgas zu Wasserstoff wird mit rund 71 % angegeben. Im Zeitverlauf wird unterstellt, dass diese erdgasspezifische Effizienz des

zentralen Reformers im Mittel bis zum Jahr 2030 auf den heutigen BVT[13]-Wert von rd. 72 % angehoben wird und danach bis 2050 konstant bleibt.

Neben der Wasserstofferzeugung wird der bei der Reformierung anfallende Hochtemperatur-Prozessdampf zur Stromerzeugung genutzt und eine Stromgutschrift erzielt. Die Gesamteffizienz wird dadurch gegenwärtig auf rd. 78 % angehoben, wird aber infolge der deutlich steigenden Effizienz des Strommixes (siehe Tabelle 9-36) bis auf rd. 74 % in 2050 absinken und sich der erdgasspezifischen Effizienz des Reformers annähern. Aus ökonomischer Sicht wird die gekoppelte Stromerzeugung jedoch – angesichts steigender Strompreise – weiter an Bedeutung gewinnen.

Tabelle 9-36: Daten und zukünftige Entwicklung der zentralen Dampfreformierung

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Kapazität	Mio. Nm^3/a [1)]	533				Ohne Änderung	
Erdgasspezifische Effizienz	%	70,6	70,6	71,3	72,0	72,0	72,0
Gesamt-Effizienz	%	77,9	76,9	76,1	75,6	74,8	74,2
Volllaststunden	H/a	8.000		Ohne Änderung			
Lebensdauer der Anlage	a	20		Ohne Änderung			
KEA erschöpflich [2)]	MJ/MJ_{PE}	0,284	0,300	0,314	0,323	0,337	0,348
CO_2-Emissionen	g_{CO2}/MJ_{PE}	69,46	70,80	68,97	67,66	69,40	70,52
THG-Emissionen	$g_{CO2\text{-}äq}/MJ_{PE}$	69,38	70,74	68,91	67,67	69,51	70,68
H_2-Gestehungskosten (inkl. Stromgutschrift)	EUR_{2000}/MJ_{KS}	0,016	0,018	0,019	0,020	0,022	0,024
Nachrichtlich: KEA-Bilanzsaldo für Nebenprodukt Strom	MJ/MJ_{KS}	-0,05		Ohne Änderung			

[1)] bezogen auf Hu (H_2); [2)] gültig für CH_2 mit Transport via Pipeline

Quelle: Concawe et al. 2003; eigene Berechnungen

Dezentrale Reformierung

Für die dezentrale Reformierung an der Tankstelle wird ebenfalls den Angaben von (Concawe et al. 2003) gefolgt. Der wesentliche Unterschied zur größeren zentralen Anlage liegt demnach darin, dass der dezentrale Reformer weniger Spielraum für die Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung bietet und daher in der Praxis ohne Stromerzeugung zum Einsatz kommen wird und keine Stromgutschrift erhält.

[13] Beste Verfügbare Technologie

Tabelle 9-37: Daten und zukünftige Entwicklung des verwendeten dezentralen Reformers

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Kapazität	Mio. Nm^3/a[1)]	6,4	ohne Änderung				
Gesamt-Effizienz	%	68,7	68,8	69,6	70,4	70,5	70,6
Lebensdauer	A	10	ohne Änderung				
Vollaststundenzahl	H/a	6.000	ohne Änderung				
KEA erschöpflich (Erdgasverbrauch)	MJ_{NG}/ MJ_{H2}	0,47	0,463	0,445	0,428	0,457	0,455
CO_2-Emissionen	gCO_2/MJ_{KS}	83,88	83,34	82,04	80,69	80,11	79,79
THG-Emissionen	$gCO_{2äq}/MJ_{KS}$	84,31	83,76	82,46	81,10	80,51	80,18
Gestehungskosten	EUR_{2000}/MJ_{CH2}	0,0094	0,0085	0,0085	0,0084	0,0084	0,0084

Quelle: Concawe et al. 2003

Bei der Betrachtung dezentraler Reformer ist darüber hinaus zu beachten, dass es in der Praxis bisher kaum eine Nachfrage nach so kleinen Reformern (≤ 250 Nm^3H_2/h) gibt, wie sie an Wasserstoff-Tankstellen (s.u.) benötigt werden. Die verwendeten Werte für solche Anlagen folgen daher üblicherweise aus einer entsprechenden Abwärts-Skalierung industrieller Anlagengrößen. Dabei wird jedoch nicht immer berücksichtigt, dass die einzelnen Komponenten der Anlage für einen größeren Durchsatz ausgelegt sind. So kann z.B. die Druck-Wechsel-Absorptionseinheit (PSA) als Reinigungsstufe des erzeugten Gases überdimensioniert sein. Die Investitionskosten für eine solche Anlage fallen dann im Vergleich zur tatsächlichen Praxis unverhältnismäßig hoch aus.

Durch Neukonstruktionen konnten in den letzten Jahren auf diesem Gebiet einige Fortschritte erzielt werden. Reformer wurden speziell an die Anforderungen an einer Wasserstofftankstelle angepasst, also für kleine Erzeugungskapazitäten konstruiert. Solche **„kompakten“ Reformer** werden etwa im Rahmen des CUTE-Projektes eingesetzt. Wie aus der Tabelle 9-38 ersichtlich, ist der kompakte Reformer nicht nur ökonomisch, sondern auch im Verbrauch an Erdgas und Hilfsenergie günstiger. Ein weiterer Vorteil solcher kompakten Reformer ist der gegenüber den industriellen Anlagen verringerte Platzbedarf, der einen Einsatz an der Tankstelle erheblich erleichtert.

Tabelle 9-38: Kenndaten eines kompakten und eines industriellen Reformers

	Einheit	kompakter Reformer	industrieller Reformer (tubular)
Kapazität	$Nm^3 H_2/h$	200	200
NG-Bedarf	Nm^3/Nm^3H2	0,44	0,49-0,52
Wasserbedarf	l/Nm^3H2	1,3	2,72
Strombedarf	kWh/Nm^3H_2	0,24 bei H2 Ausgangsdruck 30 bar	0,15 bei H2 Ausgangsdruck 7 bar
Betriebskosten	% invest/a	3,5	5
Platzbedarf	m^2	36	139
Quelle: Rechler 2004			

Für die ausgewählte Wasserstofftankstelle mit einem Umsatz von 45 kgH_2/h, entsprechend etwa 500 Nm^3/h ist die Kapazität des angegebenen kompakten Reformers jedoch nicht ausreichend. Kompakte Reformer sind nach (Rechler 2004) nur bis zu einer Kapazität von höchstens 250 Nm^3/h ausgelegt. Daher kommen sie zunächst für den vorgestellten Anwendungsfall nicht in Frage.

9.1.5.3 Vergasung von Kohle zu Wasserstoff (CH2, LH2)

Für diese Prozesskette wird – anders als bisher – überwiegend eine andere Datenbasis als (Concawe et al. 2003) benutzt. Zum einen weil dort eine vergleichsweise niedrige Anlagenkapazität (200 MW_{H2}) zugrunde gelegt wird (Weindorf 2004) und zum anderen und vor allem weil die Kenndaten für diese Anlage keine CO_2 Abtrennung (und anschließende Speicherung) berücksichtigen. Die Wasserstoffherstellung aus Kohle wird jedoch nur dann einen positiven Beitrag zum Klimaschutz leisten können, wenn die – nicht vermeidbaren – Prozess bedingten CO_2 Emissionen möglichst vollständig abgetrennt und geologisch sicher gespeichert werden können.

Statt dessen werden Daten aus einem aktuell laufenden Forschungsvorhaben (WI, DLR, ZSW, PIK 2004) verwendet, dessen Fokus auf der Bewertung der verschiedenen Möglichkeiten einer „CO_2 freien“ Nutzung von Kohle infolge von CO_2 Abtrennung und Speicherung (CCS[14]) im Vergleich zu erneuerbaren Energien liegt. Um diese – im weiteren zugrunde gelegten – Kenndaten besser einordnen zu können, sind sie in der Tabelle 9-39 zusammen mit anderen Kenndaten aus vergleichbar aktuellen und einer US-amerikanischen Studie aus dem Jahr 1999 dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Datenlage für die angegebenen Kenndaten und die hier untersuchte Prozesskette generell noch mit sehr großen Unsicherheiten behaftet ist. Dies betrifft zum einen die integrierte Kohlevergasungstechnik (IGCC) selbst, für die es in der hier unterstellten Anlagengröße (≥ 500 MW) bisher gänzlich an Erfahrungen fehlt[15], und zum anderen – noch viel stärker – den CCS-Teil, der noch ganz am Anfang der Entwicklung steht, aber einen signifikanten Einfluss

[14] Englischsprachige Abkürzung für: Carbon Capture and Sequestration

[15] Die bislang größten realisierten oder im Bau befindlichen Anlagengrößen liegen bei etwa 250 MW (3 Anlagen in den USA) und gut 300 MW (1 Anlage in Spanien; Schleef 2003).

auf den gesamten Nutzungsgrad und einen erheblichen Anteil an den Gestehungskosten (s.u.) hat. Zur Einordnung sei diesbezüglich auf (Ecofys 2004) verwiesen, wo für die CCS Kenndaten ein Unsicherheitsfaktor von 30 % veranschlagt wird. Vor diesem Hintergrund stehen die hier verwendeten Kenndaten aus (WI, DLR, ZSW, PIK 2004) in gutem Einklang mit denen anderer einschlägiger Studien und liegen insgesamt eher in der Mitte der daraus ableitbaren Bandbreite (vgl. Tabelle 9-39).

Tabelle 9-39: Verwendete Kenndaten für die Wasserstofferzeugung mittels Kohlevergasung (IGCC) und anschließender CO_2 Abtrennung im Vergleich

	WI, DLR, ZSW, PIK 2004	**IEA 2003**	**IIASA 2003**	**Williams 2002**	**NREL 1999**	**Einheit**
H_2 Produktionskapazität	**520**	k.A.	400-863	540	k.A.	MW_{H2}
Nutzungsgrad[1)]	**65%**	75%	54-67%	68%	k.A.	%
Spezifische Investitionskosten	**965**	880[a)]	998-1.154	770	1.220	EUR/kW_{H2}
Betriebs- & Wartungskosten	**6%**	5%	3-6%	5%	6%	% (Inv.kosten)
Effizienz der CO_2 Abtrennung	**90 %**	88 %[b)]	87-92%	88 %[b)]	88 %[b)]	%
Bemerkungen: [1)] mit CO_2 Abtrennung & Verdichtung, aber ohne Transport & Speicherung; [a)] rein technische Kosten; [b)] für die Stromerzeugung mittels Kohlevergasung und CCS						

Quelle: WI, DLR, ZSW, PIK 2004; IIASA 2003; eigene Berechnungen

Die aus den angegebenen Kennwerten resultierenden, relevanten Daten für die Prozesskette der Wasserstoffherstellung aus Kohle (via IGCC und CCS) sind in der folgenden Tabelle 9-40 zusammengefasst. Dabei wird aufgrund des insgesamt noch sehr jungen technischen Reifegrades frühestens ab 2020 mit der Realisierung der unterstellten Modellanlage und darauf aufbauenden Prozesskette gerechnet, was eine sehr ambitionierte fortschreitende technische Entwicklung und Markteinführung voraussetzt. Die technischen Prozesskettendaten werden daher und aufgrund der genannten Unsicherheiten bis zum Jahr 2050 ohne signifikante Änderung fortgeschrieben. Dagegen wird bei den spezifischen Investitionskosten und den Kosten für CCS (s.u.) eine fortlaufende Minderung in Höhe von 10 % pro Dekade als Folge zunehmender Marktverbreitung unterstellt.

Tabelle 9-40: Daten zur Wasserstoffgewinnung aus Steinkohle via Vergasung (C-IGCC[16]) und anschließender CO_2-Abtrennung und Speicherung (CCS) im Betrachtungszeitraum

Wasserstoff via Kohlevergasung mit CCS[1)]	**Einheit**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
H_2 Produktionskapazität (Nennleistung)	MW_{H2}			520	Ohne Änderung		
Anlagen-Lebensdauer	a			25	Ohne Änderung		
Voll-Laststundenzahl	h/a			8.000	Ohne Änderung		
Effizienz der Kohlevergasung (inkl. CO-Shift und CCS[1)])	%			62%	Ohne Änderung		
Effizienz der CO_2-Abtrennung (chem. Absorption, MEA[2)] Wäsche)	%			90%	Ohne Änderung		
KEA erschöpflich (Steinkohlebedarf)	GJ/GJ_{H2}			0,61	Ohne Änderung		
Freigesetzte CO_2-Emissionen	t_{CO2}/a			232.611	Ohne Änderung		
zurückgehaltene CO_2-Emissionen	t_{CO2}/a			2.093.500	Ohne Änderung		
spezifische CO_2-Emissionen	t_{CO2}/GJ_{H2}			0,16	Ohne Änderung		
H_2 Gestehungskosten	**EUR_{2000}/GJ_{H2}**			**11,87**	**11,36**	**11,00**	**10,75**
Erläuterungen: [1)] carbon capture and carbon sequestration; [2)] Monoethanolamin							

Quellen: Concawe et al. 2003; WI, DLR, ZSW, PIK 2004; eigene Berechnungen

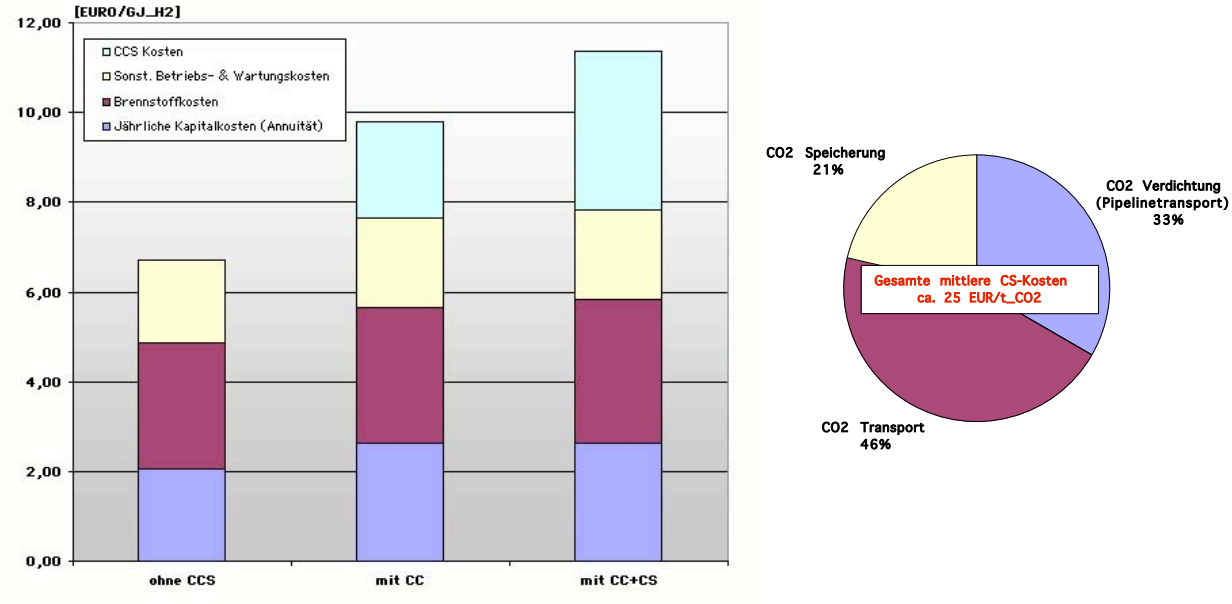
Die Energie- und Klimabilanz der gesamten Prozesskette wird überwiegend durch den Vergasungsprozess der Kohle sowie die Art und Effizienz der CO_2 Abtrennung und Verdichtung (als Vorbereitung für den Abtransport zum Speicherort) bestimmt. Der Nutzungsgrad der Vergasung wird infolge der CO_2 Verdichtung um etwa 3,5 %-Punkte verringert (BMU 2004), was sich insbesondere auch auf die Brennstoffkosten auswirkt. Der energetische Aufwand für den CO_2 Transport und die daraus resultierenden CO_2 Emissionen sind in der Energie- und Klimabilanz allerdings nicht enthalten. Bei Transportentfernungen bis zu etwa 200 km ist der damit verbundene Fehler aber relativ klein.

Unter Kostengesichtspunkten trägt der CO_2 Transport dagegen, im Mittel mit etwa 12 Euro pro t CO_2 für eine mittlere Entfernung von 125 km, maßgeblich zu den Gestehungskosten von Wasserstoff aus „CO_2 freier“ Kohlevergasung bei (siehe Abbildung 9-1). Zusammen mit den Kosten für Verdichtung und Speicherung machen die CCS Kosten daher, neben den Brennstoffkosten, den größten Kostenblock aus. Für die Zukunft wird damit zu gerechnet, dass die Brennstoffkosten – und damit ihr Anteil an den Gesamtkosten – gemäß der mittleren Preisvariante (siehe 4.2) ansteigen, die Investitions- und CCS Kosten dagegen durch Lernerfolge gesenkt werden können. Unter dem Strich wird demnach hier mit einer Absenkung der H_2 Gestehungskosten um etwa 1 Euro oder -9 % gerechnet (siehe Tabelle

[16] „*Coal-fed Integrated Gasification Combined Cycle*“

9-40). Diese Angaben sind allerdings wie eingangs erläutert mit hohen Unsicherheiten behaftet und liegen aus Sicht der Autoren eher an der unteren als an der oberen Grenze der entsprechenden Bandbreite. Von besonderer Bedeutung für die tatsächlich realisierbaren Kosten ist die weitere Entwicklung bei den Transportkosten, die eine besonders hohe Unsicherheit (etwa ± 50 %) aufweisen und mit zunehmender Entfernung deutlich ansteigen.

Abbildung 9-1: Zusammensetzung der spezifischen Gestehungskosten für Wasserstoff aus Kohle (links) und der Kosten für die CO_2-Abtrennung und Speicherung (rechts) für die betrachtete Anlage im Jahr 2020 (untere Preisvariante für Kohle)



Quelle: BMU 2004; eigene Berechnungen

9.1.5.4 Verteilung/Infrastruktur

Benzin und Diesel

Die bestehende Logistik und Infrastruktur für die Verteilung von Benzin und Diesel und den Verkauf an der Tankstelle dient als Referenzfall für die Einführung alternativer Kraftstoffe und wird dazu über den betrachteten Zeitraum unverändert fortgeschrieben. Die entsprechenden Werte für den KEA und die CO_2-Emissionen werden demnach gemäß (Concawe et al. 2003) konstant gehalten. Die Abnahmen beim KEA erschöpflich und den Emissionen resultieren allein aus der Effizienzsteigerung beim Strommix, welcher von den Kraftstoffpumpen bezogen wird.

Tabelle 9-41: Daten zur Verteilung von Benzin und Diesel (im europäischen Durchschnitt)

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
KEA erschöpflich Benzin/Diesel	MJ/MJ_{KS}	0,013	0,011	0,010	0,008	0,007	0,006
CO_2-Emissionen	g/MJ_{KS}	0,890	0,800	0,746	0,655	0,539	0,465
THG-Emissionen	$g_{äq.}/MJ_{KS}$	0,92	0,83	0,77	0,68	0,56	0,48
Endkundenpreis von Benzin und Diesel	EUR_{2000}/MJ_{PE}	0,0061	0,0070	0,0078	0,0095	0,0112	0,0128

Quelle: Concawe et al. 2003; DLR, IFEU, WI 2004a, 168f

Kraftstoff Erdgas (CNG, LNG)

Das Erdgas wird entweder gasförmig (Pipeline) oder verflüssigt (LKW) zur Tankstelle geliefert. Getankt wird jedoch ausschließlich CNG bei einem Ausgangsdruck des Tankstellenkompressors von ca. 25 Mpa zum Betanken von Fahrzeugen mit einem Tankdruck von 20 MPa. LNG wird dazu vorher verdampft bevor es wie normales Erdgas auf Tankstellendruck komprimiert wird.

Für die Erdgastankstelle liegen Daten für eine Kapazität von 200 m^3NG/h vor. Sie entspricht damit einer Tankstelle der Größe „small“ und ist nicht direkt mit der Wasserstofftankstelle „large“ vergleichbar. Die Vollaststundenzahl wird analog zur H_2-Tankstelle auf 8.760 h/a abzüglich 840 h Ausfall für Reparatur und Wartung gesetzt. Damit ergibt sich in beiden Fällen eine Auslastung, die gerade im ersten Teil des Betrachtungszeitraumes, in dem nur mit einer relativ geringen Nachfrage zu rechnen ist, tendenziell deutlich zu hoch ist. Die errechneten spezifischen Kosten fallen demnach zunächst systematisch geringer aus als es in der Praxis zu erwarten ist.

Tabelle 9-42: Daten und zukünftige Entwicklung der Erdgastankstelle (inkl. Anlieferung)

	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
KEA CNG via Pipeline	MJ/MJ_{CNG}	0,116	0,128	0,118		0,104	0,114
KEA CNG via LNG-LKW	MJ/MJ_{CNG}	0,231	0,230	0,222		0,215	0,214
Kapazität der Tankstelle	Nm^3/h	200	Keine Änderungen				
Kompressionsarbeit (Strom)	MJ/MJ_{CNG}	0,059	0,051	0,039	0018	0,014	0,011
CO_2-Emissionen TS	g/MJ_{KS}	3,75	3,16	2,80	1,41	0,92	0,61
THG Emissionen TS	$g_{äq.}/MJ_{KS}$	3,94	3,34	2,98	1,50	0,98	0,66
Volllaststunden TS	h/a	7.920	Keine Änderungen				
Investitionskosten TS	EUR_{2000}	190.000	Keine Änderungen				
Betriebskosten, fix	% invest/a	5,79	Keine Änderungen				
Spezifische Kosten	EUR_{2000}/MJ_{CNG}	0,0574	0,0575	0,0575	0,0572	0,0571	0,057
Quelle: Theissen, Erdgasmobil							

FT-Diesel aus Erdgas

Synthetischer Diesel wird zunächst als Zumischung zu konventionellem Diesel und später als reiner Kraftstoff die gleiche Infrastruktur wie heutiger Diesel nutzen können. Daher gelten hier die oben genannten Angaben wie zu Benzin und Diesel (siehe Tabelle 9-41).

Fossiler Wasserstoff (CH2, LH2)

Für die Verteilung von fossilen Wasserstoff gelten analog die oben getroffenen Aussagen (vgl. 9.1.4.3).

9.1.6 Herstellung synthetischer Biokraftstoffe[17]

Unter der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe versteht man die Wandlung eines Kohlenstoffmonoxid- und Wasserstoff-haltigen Gases über einen katalytisch initiierten und gestützen Prozess zu einem flüssigen Kraftstoff. Abbildung 9-2 zeigt den Gesamtsystemaufbau zur Kraftstofferzeugung mittels Vergasung biogener Festbrennstoffe. Dabei wird der Brennstoff gemäß den Anforderungen des Vergasungsprozesses aufbereitet und im Vergasungsreaktor das sogenannte Rohgas produziert. Die Gasaufbereitung reinigt und konditioniert das Rohgas auf Synthesegas-Qualität, die die anschließende Synthese zum Kraftstoff ermöglicht.

[17] Dieser Projektteil wurde im Unterauftrag vom Institut für Energetik und Umwelt in Leipzig (IE) im Sommer 2004 bearbeitet.

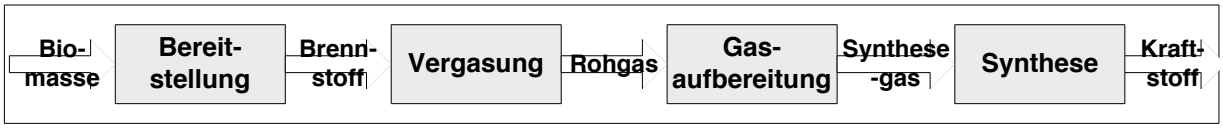


Abbildung 9-2: Systemaufbau zur Kraftstoffbereitstellung durch Vergasung und Synthese

Durch die Änderung der Reaktionsbedingungen (Temperatur, Druck, Katalysator) der Synthese lassen sich verschiedene Rohprodukte bzw. letztlich verschiedene Kraftstoffe erzeugen. Dahingehend wird in diesem Zusammenhang zwischen

- Fischer-Tropsch-,
- DME- oder
- Methanol-Synthese

unterschieden. Entscheidend für die Auswahl des Syntheseverfahrens sind – neben ökonomischen und ökologischen Kriterien der Wandlungskette von der Biomasse bis zum Kraftstoff – die chemischen Eigenschaften der Syntheseprodukte. Nachfolgend werden daher die Techniken zur Erzeugung der o. g. Syntheseprodukte, d. h. zunächst die Erzeugung des Synthesegases sowie die eigentlichen Syntheseprozesse dargestellt CVogel u. Kaltschmitt 2004).

9.1.6.1 Synthesegaserzeugung

Vergasung

Der erste Schritt zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe ist die Herstellung eines geeigneten Synthesegases. Dazu wird die feste Biomasse als Brennstoff über den Prozess der Bereitstellung auf die Anforderungen des Vergasungsprozesses aufbereitet und im Vergasungsreaktor das sogenannte Rohgas produziert. Als Vergasung wird die thermochemische Umwandlung eines Brennstoffes (Vergasungsstoff) mit einem Vergasungsmittel zur Herstellung von brennbaren Gasen (Vergasungsgas) durch partielle Oxidation bezeichnet. Dabei wird dem Prozess unter dem Einfluss von Wärme freier oder gebundener Sauerstoff (z. B. durch Luft, Sauerstoff, Wasserdampf oder Kohlenstoffdioxid) zugeführt, wodurch der Festbrennstoff in gasförmige Verbindungen aufgespaltet und der zurückbleibende Kohlenstoff zu Kohlenstoffmonoxid teilverbrannt wird.

Je nach Vergasungsstoff, Vergasungsmittel und Reaktionsbedingungen liefert die Vergasung ein Vergasungsgas (Produktgas), das aus den Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenstoffdioxid (CO_2), Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4) und Wasserdampf (H_2O) sowie – bei der Vergasung mit Luft – aus erheblichen Anteilen an Stickstoff (N_2) besteht.

Neben den Hauptkomponenten werden je nach eingesetztem Vergasungsverfahren und Reaktionsbedingungen Schadkomponenten in unterschiedlichen Mengen freigesetzt oder gebildet.
Für die Auswahl des im Zusammenhang mit einer Kraftstofferzeugung geeigneten Vergasungsverfahrens ist zum einen die Wahl des Vergasungsmittels, zum anderen die Wahl des Reaktortyps entscheidend.

Vergasungsmittel: Aus der theoretisch maximal möglichen Produktausbeute in Abhängigkeit von der Art des Vergasungsmittels können Rückschlüsse auf die am besten geeigneten Vergasungstechniken gezogen werden, da aus ökonomischer Sicht jene zu bevorzugen sind, die eine möglichst hohe Produktausbeute ermöglichen. Ausgangspunkt einer solchen Betrachtung kann die Wandlung von Holz zu – CH_2 – Stücken (Näherung für die Kraftstoffketten, welche Diesel entsprechen) sein. Dabei ist von folgenden H:C-Verhältnissen auszugehen.

- Holz:	$C_{4,2}O_{2,8}H_6$	**H:C ≈ 1,5**
- FT-Produkt (Diesel):	$-CH_2-$	**H:C ≈ 2**

Folglich ist Wasserstoff bei Holz als Ausgangsstoff das limitierende Element der Kraftstofferzeugung.

Aus der FT-Reaktion ergibt sich, dass für einen vollständigen Kohlenstoffumsatz 4 H-Atome pro C-Atom erforderlich sind. Damit haben Synthesegase aus der Dampfvergasung gegenüber einer ausschließlichen Sauerstoffvergasung (bzw. auch gegenüber einer ausschließlichen Vergasung mit Luft) aufgrund des höheren H_2-Angebotes für die FT-Synthese Vorteile.

Dies sind jedoch nur die theoretischen Betrachtungen; da die Umsetzung des Brennstoffes zum Synthesegas mittels Wasserdampf einen exothermen Prozess darstellt, muss zusätzlich die für den Prozess notwendige Wärme berücksichtigt werden. Eine Wärmebereitstellung kann einerseits durch einen zweiten Verbrennungsprozess erfolgen, dessen freigesetzte Wärme über einen umlaufendes Bettmaterial der Wasserdampfvergasung zugeführt wird. Derartige Vergasungsreaktoren sind aus heutiger Sicht auf Leistungen von etwa 100 MW_{BWL} begrenzt. Als Alternative (potenziell für größere Leistungen) bietet sich der Einsatz von Wasserdampf-Sauerstoff-Gemischen in einem Vergasungsreaktor an.

Folglich kommen für die Produktion eines hochqualitativen Synthesegases nur die allotherme Wasserdampf- oder die autotherme Sauerstoff-Wasserdampfvergasung in Frage, wobei die Auswahl des geeigneten Vergasungsmittels von der Wirtschaftlichkeit bestimmt wird, welche wiederum maßgeblich von der Leistungsgröße entsprechender Gesamtkonzepte beeinflusst wird. [Vogel et al. 2004].

Reaktortyp: Neben der Art des Vergasungsmittels stellt sich die Frage nach der Auswahl geeigneter Reaktoren. Evaluiert man die derzeit verfügbaren Systeme, dann sind in Bezug auf eine Auswahl geeigneter Vergasungssysteme folgende Schlussfolgerungen zu ziehen:

- Festbett-Gleichstromsysteme sind unter bestimmten Bedingungen (z. B. dampfhaltiges Vergasungsmittel) prinzipiell einsetzbar. Sie sind jedoch in den Möglichkeiten eines Upscale von den derzeit vorhandenen Leistungsbereichen (zumeist 1 bis 3 MW) auf eine für die FT-Synthese wirtschaftlich vertretbare Größenordnung sehr begrenzt.
- Festbett-Gegenstromsysteme (mit Luft als Vergasungsmittel) sind zwar zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (bei geringer Stromkennzahl) einsetzbar; ohne eine sichere Abtrennung der langkettigen Kohlenwasserstoffe (Teere) aus dem Rohgas sind sie jedoch zur Synthesegasproduktion nicht geeignet.
- Schlackebadvergaser (Vergasung unter Sauerstoffzufuhr) könnten ggf. einsetzbar sein; sie sind aber für biogene Brennstoffe noch nicht hinreichend untersucht.

- Bewegtbett- und mehrstufige Systeme bieten bezüglich den grundsätzlich erreichbaren Gaseigenschaften gute Vorraussetzungen.
  - Mehrstufige Systeme in Kombination mit einer Flugstromvergasung haben aufgrund der sehr geringen Teergehalte Vorteile für die Synthesegasbereitstellung, bedürfen aber der Bereitstellung von Sauerstoff (d. h. Sauerstoffvergasung).
  - Wirbelschichtvergaser sowie mehrstufige Verfahren in Kombination mit einem Dampfreforming (d. h. Vergasung von Pyrolysegas mit Wasserdampf) sind – trotz der gegenüber der Flugstromvergasung etwas höheren Teergehalte – ebenfalls für die Synthesegasbereitstellung geeignet [Vogel et al. 2003].

Damit erscheint für eine zeitnahe Anwendung v. a. der Einsatz von Wirbelschichtreaktoren (bewährte und robuste Technik) vielversprechend. Je nach Leistungsklasse sind dabei verschieden Reaktorgrundtypen einsetzbar. Für Anlagen kleiner Leistung (20 MW-Klasse) bieten sich allotherme Verfahren, d. h. Verfahren unter Einsatz von Wasserdampf als Vergasungsmittel an. Ein wichtiges Projekt stellt in diesem Zusammenhang die Anlage Güssing dar, welches im Bereich der Stromerzeugung bereits beachtliche Erfolge erzielen konnte und aktuell für den Bereich der Kraftstofferzeugung untersucht werden soll. Für größere Anlagen (z. B. 500 MW-Klasse) würde sich dagegen der Einsatz von Wirbelschichtreaktoren unter Wasserdampf-Sauerstoff-Gemischen anbieten.

Weiterhin könnten für zukünftige Anwendungen auch Flugstromvergaser zum Einsatz kommen; aufgrund der Eigenschaften biogener Festbrennstoffe ist hier – im Gegensatz zum Einsatz fossiler Brennstoffe – eine entsprechende Vorbehandlung (Pyrolyse) erforderlich. Die Einbindung dieser Reaktoren in Gesamtkonzepte wird nachfolgend (9.1.6.3) diskutiert.

Gasreinigung und Konditionierung

Ungeachtet der Wahl des Vergasungsverfahrens bedarf es – aufgrund der hohen Anforderungen von Syntheseprozessen – zur Bereitstellung eines gut geeigneten Synthesegases in jedem Falle einer Gasreinigung und Konditionierung. Dazu bieten sich verschiedenste Verfahren (Teerreformer, Gewebefilter, Aminwäsche etc.) an, die es je nach Rand- und Rahmenbedingungen derartiger Gesamtanlagen (Leistungsgröße, Einsatzstoff, Syntheseverfahren etc.) entsprechend auszuwählen gilt. In [Olschar, 2004] sind dazu Gasreinigungs- und Konditionierungssysteme beschrieben, die hier nicht weiter beschrieben werden sollen, aber innerhalb der nachfolgend dargestellten Gesamtwirkungsgrade berücksichtigt wurden.

9.1.6.2 Fischer-Tropsch-Synthese

Im Gegensatz z.B. zur Methanolsynthese sind bei der FT-Synthese deutlich geringere Anteile an direkt nutzbaren Kraftstoffen im Produkt enthalten. Daher ist hier eine alleinige destillative Aufarbeitung zum Kraftstoff nicht ausreichend.

Kraftstoffeigenschaften

Nach einem zusätzlichen Hydrocracking-Prozess erhält man mit der FT-Synthese Diesel höchster Qualität, der – im Gegensatz zu Methanol – die annähernd gleichen Eigenschaften wie Diesel aus fossilen Brennstoffen besitzt. Folglich lässt sich Fischer-Tropsch-Diesel in allen Verhältnissen mit konventionellem Diesel mischen und kann modifikationslos in die derzeit vorhandenen Systeme des Verkehrssektors (Motoren, Tankstellen) integriert werden. Darüber hinaus bietet Fischer-Tropsch-Diesel gegenüber konventionellen Diesel-Kraftstoffen in einigen Details günstigere Eigenschaften, wie geringeren Schwefelgehalt, höhere Cetan-Zahl und geringeren Gehalt an Aromaten (resultiert in saubererer Verbrennung als Diesel) [Vogel u. Kaltschmitt 2004].

Stand der Technik

Bei der technischen Umsetzung der FT-Synthese wird zwischen Hoch- und Niedertemperaturverfahren unterschieden.

- Hochtemperaturverfahren arbeiten im Temperaturbereich von 300 bis 350 °C und sind speziell für die Benzinproduktion geeignet. Allerdings ist die Benzinselektivität mit 36 % [Steynberg et al. 1999] eher gering, so dass eine nachträgliche intensive Produktaufbereitung erforderlich wird. Deshalb sind diese Verfahren für Anlagen kleinerer Leistung – wie sie bei der Biomassevergasung im Unterschied zu FT-Verfahren auf der Basis fossiler Gase zu erwarten sind – eher nachteilig.
- Niedertemperaturverfahren arbeiten bei Temperaturen von 200 bis 240 °C. Aus dem Synthesegas entstehen langkettige Kohlenwasserstoffe (Wachse), die – nach einem angeschlossenen Hydrocracking – Diesel hoher Qualität liefern können [Espinoza et al. 1999]. Derartige Verfahren sind auch im kleineren Leistungsbereich einsetzbar.

Weiterhin können FT-Anlagen in Abhängigkeit von der Restgasverwendung unterteilt werden [Tijmensen et al. 2002] in

- Full-Conversion-Betrieb – FT-Synthese unter Rückführung des nicht umgesetzten Synthesegases in den FT-Prozess zur Maximierung der Flüssigfraktion und in
- Once-Through-Betrieb – FT-Synthese, bei der die Restgase zur Erzeugung elektrischer Energie in einer Gasturbine bzw. zur Wärmeerzeugung genutzt werden.

Welches Verfahren der Restgasverwertung letztlich von Vorteil ist, hängt wiederum stark von der Leistungsgröße entsprechender Anlagen ab.

Wie bei der Methanolerzeugung aus Biomasse sind auch bei der Erzeugung von FT-Kraftstoffen keine kommerziellen Anlagen über den Weg der Biomassevergasung vorhanden. Es gibt auch in diesem Bereich entsprechende Entwicklungsbemühungen, welche den Pfad der Biomassevergasung verfolgen; allerdings ist bisher erst eine Anlage im

Technikumsmaßstab verfügbar. Kommerzielle Anlagen, welche sich im Bereich mehrere hundert MW einordnen könnten, sind bisher nur in der Diskussion [FNR 2003 b].

Wirkungsgrade

Da sich die Technologie der Erzeugung von FT-Diesel aus Biomasse bisher noch im Entwicklungsstadium befindet, können Wandlungswirkungsgrade ebenfalls nur geschätzt werden. Zudem ergeben sich aus der Vielzahl möglicher Randbedingungen erhebliche Bandbreiten. Dabei wird die Bandbreite bei FT-Diesel nicht allein durch die Anlagengröße, sondern insbesondere auch durch die Frage bestimmt, ob in einer zweiten Prozessstufe auch noch Nebenprodukte in Kraftstoff umgewandelt werden können.

Die aus der Evaluierung der Erzeugung von FT-Kraftstoffen [FNR 2003 a] und in einer Studie [Olschar et al. 2004] ermittelten Kennwerte für eine Full-Conversion-Anlage lassen jedoch die Aussage zu, dass man dort von einem 45 %-igen Wandlungswirkungsgrad ausgehen kann. Dabei gestaltet sich der Full-Conversion-Betrieb deutlich günstiger als die Fahrweise der Synthese im Once-Through-Betrieb, da hierdurch in etwa eine Verdopplung des Dieselanteils innerhalb der Palette der Syntheseprodukte (von 30 % auf 60 %, Rest sind Wachse, Gase usw.) erreicht werden kann. Allerdings ist dazu eine deutlich komplexere Anlagenverschaltung erforderlich, welche nur im Bereich größerer Leistungen tragbar ist.

Betrachtet man die Verteilung dieses Gesamt-Wandlungswirkungsgrades auf die Vergasung und nachgeschaltete Synthese so liegt der Kaltgaswirkungsgrad der Vergasung bei ca. 75 %; der folglich für die Synthese (inklusive Gasreinigung) ansetzbare Wirkungsgrad im Full-Conversion-Betrieb liegt damit bei ca. 60 %.

Bei diesen Wirkungsgradketten bleibt allerdings der CO_2-Anteil im Synthesegas unberücksichtigt, d. h. CO_2 wird als inert betrachtet (da CO_2 keinen Heizwert hat). Im Gegensatz zu Verbrennungsprozessen lässt sich der CO_2-Anteil im Synthesegas allerdings – je nach Katalysator, CO_2-Konzentration, Temperaturniveau etc. – über die entsprechenden thermodynamische Gleichgewichtsreaktionen in der anschließenden FT-Synthese in ein Flüssigprodukt umwandeln. Daher gibt die angegebene Aufteilung der Wirkungsgrade letztlich nur mit Einschränkungen Auskunft über die Prozessgüte; entscheidend für Neuentwicklungen ist vielmehr die Abstimmung aller Komponenten untereinander zur Maximierung des Gesamtwirkungsgrades („Holz zu Diesel“).

Auch die bei [Stucki u. Biollaz 2001] verwendeten Werte (35 bis 60 %) entsprechen dieser Größenordnung, d. h. es wird in der Literatur damit gerechnet, dass mit Full-Conversion-Anlagen insgesamt nicht nur ein Wandlungswirkungsgrad von 45 % wie bei [Olschar et al. 2004], sondern von 60 % erreicht werden kann. Ein Nachweis der optimierten Umwandlung im großtechnischen Maßstab steht noch aus, so dass hier noch Forschungsbedarf gesehen wird.

9.1.6.3 Mögliche Weiterentwicklung

Potenzielle Gesamtkonzepte

Die Betrachtung der Syntheseprozesse und der Vergasung biogener Festbrennstoffe hat gezeigt, welche Verfahren in Bezug auf eine Kopplung von Synthese und Vergasung verfügbar sind. Die Frage, welche Gesamtkonzepte daraus letztlich für eine Integration ins Energiesystem vielversprechend sind, ist bisher jedoch noch unbeantwortet. Dies betrifft sowohl die

- Systemaspekte einer Synthesegaserzeugung (Leistungsgröße, Standort etc.) als auch
- die Wahl des Syntheseprozesses.

Synthesegaserzeugung: Ausgehend von den verschiedenen Möglichkeiten der Vergasung können zwei vielversprechende Gesamtsystemlösungen definiert werden:

- allotherme Vergasung im kleinen Leistungsbereich (20 bis 100 MW_{BWL})
- autotherme Vergasung im großen Leistungsbereich (größer 500 MW_{BWL})

Diese Leistungsgrößen ergeben sich primär aufgrund ökonomischer Überlegungen (Economy of Scale). Die Obergrenze der allothermen Vergasung (100 MW_{BWL}) ergibt sich aus technischen Restriktionen (vgl. 2.1.1).

Weiterhin stellt sich die Frage, ob der Einsatz einer CFB- oder mehrstufigen Vergasung von Vorteil ist. Für letzteres lassen sich zwei Konzepte unterscheiden:

- zentrale Brennstoffumsetzung (Konzept I) und
- lokale Brennstoffveredlung und zentrale Vergasung (Konzept II).

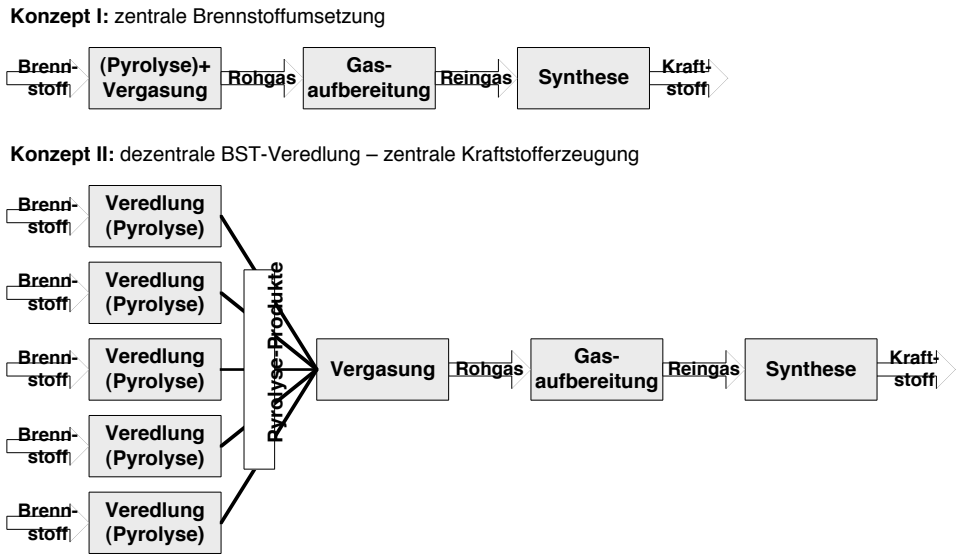


Abbildung 9-3: Zentrale und dezentrale Systemkonzepte der Brennstoffveredlung

Für letztere Variante (Konzept II) sprechen

- eine Erweiterung des Brennstoff-Einzugsgebietes und
- die Erzeugung von Strom oder Prozesswärme am lokalen Veredlungsstandort.

Letzteres ist aber – mit dem Ziel möglichst hoher Wandlungswirkungsgrade der Kraftstofferzeugung – nicht zielführend. Für eine Erweiterung des Einzugsgebietes müssen die Transportkosten z. B. durch eine Steigerung des Energiegehaltes der Veredlungsprodukte minimiert werden. Deshalb zeigt Tabelle 9-43 die Energieinhalte verschiedener Brennstoffe und deren Veredlungsprodukte.

Tabelle 9-43: Energiedichte fester und flüssiger biogener Brennstoffe und deren Veredlungsprodukte [Hartmann et al. 1999], [Hartmann u. Strehler 2003], [Netz 1991], [Foerst 1957]

Brennstoff	Holz	Stroh	Koks	Pyrolyseöl	Slurry
Energiedichte in MJ/m³	3 600	1 488	4 650	22 496	26 875

Basis Holz, Stroh: trocken und für Transporte typische Lagerdichte, Basis Slurry: Angaben Forschungszentrum Karlsruhe (23-26 % Koks im Öl), Basis Koks: Schüttdichte 150 kg/m³

Die Veredlung zu Koks ist aus Sicht der Transportkosten wenig sinnvoll, da ähnlich geringe Energiedichten wie die der nicht veredelten Biomasse erzielt werden. Auch kann bei dieser Variante nur ein (geringer) Teil der Brennstoffenergie genutzt werden. Eine Erhöhung der Energiedichte bei gleichzeitiger vollständiger Ausnutzung der Brennstoffenergie ist letztlich nur durch die Veredlung zu einer Öl-Koks-Slurry möglich. Und nur dann hat die Errichtung lokaler Veredlungsanlagen zur Erschließung größerer Brennstoffpotenziale aus Kostengründen Sinn. Dafür wären allerdings Anlagen zur Flash-Pyrolyse erforderlich, die derzeit noch im Technikumsmaßstab erforscht werden. Zusätzlich sind die bei einer derartigen Slurry-Produktion anfallenden Verluste von ca. 20 % zu berücksichtigen. Somit sind für eine zeitnahe Umsetzung eher kommerziell bewährte Wirbelschichtreaktoren zu favorisieren.

Wahl des Syntheseprozesses: In Bezug auf die Wahl des Syntheseprozesses bietet das Verfahren der FT-Synthese aufgrund der o. g. vorteilhaften Kraftstoffeigenschaften offensichtliche Vorteile; allerdings sind bisher nur wenige Erkenntnisse über die technischen Restriktionen und damit verbundenen Kosten der Anlagenverkleinerung („Downscaling“) von derzeit verfügbaren Leistungsklassen aus dem fossilen Bereich (Gigawatt-Klasse) auf die Leistungsklasse einer Biomassevergasung vorhanden.

Daher wird beispielsweise aktuell die Frage diskutiert, ob verfügbare Techniken der Wandlung von Methanol zu Diesel (MTG-Prozess) aus wirtschaftlicher Sicht Vorteile bieten könnten, da sich hier z. B. die Aufarbeitung der Syntheseprodukte zum einsetzbaren Kraftstoff weniger aufwändig gestalten könnte [Balthasar u. Hilsebein 2002]. Weiterhin bietet Methanol den Vorteil, neben Kraftstoff andere Ausgangsstoffe, beispielsweise für die stoffliche Nutzung, zu generieren. Daneben bietet die Erzeugung von Methanol als Ausgangsstoff der Kraftstofferzeugung einen technischen Puffer, der sich im kommerziellen Betrieb als vorteilhaft erweisen könnten. Außer diesen Aussagen der Vertreter des mit diesem Verfahren befassten Unternehmens liegen zu diesem Prozess bisher keine unabhängigen Daten vor, mit deren Hilfe dessen ökonomische und energetische Effizienz bewertet werden könnte.

Um zukünftig abzusichern, für die Kopplung mit einer Biomassevergasung das jeweils (v. a. wirtschaftlich) günstigste Syntheseverfahren einzusetzen, bedarf jedoch weiterer F&E-Maßnahmen.

Kosten. Ausgehend davon wurden unterschiedliche Konzepte unter Kombination einer CFB-Vergasung mit einer Fischer-Tropsch-Synthese vertiefend analysiert und konnten deutlich aufzeigen, dass die Erzeugungskosten pro Liter Dieseläquivalent der Großanlagen im Bereich von 0,50 €, die der Anlagen im kleinen Leistungsbereich dagegen im Bereich von

1,50 € und damit in einer deutlich anderen Klasse liegen [Olschar et al. 2004]. Zwar lassen sich derartige Ergebnisse bestenfalls mittelbar auf die Methanol- oder DME-Synthese übertragen, sie zeigen jedoch die Differenzen zwischen den Konzepten unterschiedlicher Größenordnung. Dabei könnten zukünftige Konzepte im Bereich größerer Leistung ggf. auch etwas darunter, d. h. im Bereich von 200 bis 300 MW_{BWL} liegen, was jedoch noch vertiefend zu untersuchen ist.

Zu möglichen Kostenentwicklungen sind dagegen bisher kaum gesicherte Aussagen verfügbar. Die Kostendaten entsprechender Gesamtprozesse lassen sich zwar nach kommerziellen Anlagenkomponenten (keine erheblichen Kostenreduktionspotenziale) und speziell entwickelten Anlagenkomponenten (ggf. mit möglichen Reduktionspotenzialen) differenzieren. Bei den letzteren lassen sich Degressionsexponenten jedoch nur sehr grob abschätzen, da die technischen und damit wirtschaftlichen Erfordernisse von jeweiligen Downscale- oder Upscale-Maßnahmen kaum bekannt sind. Die o. g. Kosten sind daher auf den Ist-Zustand bezogen.

Zeithorizonte

Im Bereich der Stromerzeugung konnte die Vergasung biogener Festbrennstoffe als eine technisch machbare Option nachgewiesen werden, von einer Kommerzialisierung ist jedoch nicht zu sprechen. Für die ebenfalls mögliche Kraftstoffbereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen durch die Vergasung und anschließende Synthese steht ein Nachweis der (groß)technischen Machbarkeit einschließlich eines Langzeiteinsatzes derartiger synthetisierter Kraftstoffe in Kraftfahrzeugen allerdings noch vollständig aus.

Aus diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wann eine Einführung derartiger Gesamtkonzepte zur Kraftstofferzeugung denkbar ist. Unterstellt man den Beginn entsprechender Entwicklungsarbeiten an Forschungsvorhaben für 2004, so sind letztlich umsetzbare Ergebnisse nicht vor 2008 zu erwarten. Auch unter enormen F&E-Anstrengungen ist daher mit einer Pilotanlage nicht vor 2010 zu rechnen. Diese Ansicht wird auch von entsprechenden Expertengremien [Kraftstoffmatrix 2004] unterstützt, weshalb bis 2010 letztlich nur die auch bisher verfügbaren Bio-Kraftstoffe (z. B. RME) in spürbarem Maße verfügbar sein werden. Daher ist im Bereich der synthetischen Kraftstoffe in den nächsten Jahren mit einer verstärkten Technologieforschung zu rechnen.

9.1.7 Auswahl der Kraftstoffpfade für die Szenarioanalyse

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Bausteine führen zu einem möglichen Spektrum von über 40 Varianten. Diese Zahl kann im Rahmen der Szenarioanalyse dieser Studie nicht sinnvoll bearbeitet werden, so dass eine kompakte Auswahl besonders relevanter und gleichzeitig repräsentativer Pfade getroffen wurde.

Es handelt sich hierbei um die im Folgenden skizzierten drei Erzeugungsrouten für Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien sowie sechs Biokraftstoffpfade. Hinzu kommt der synthetische Biokraftstoff BTL, der im vorangegangenen Kapitel beschrieben wurde.

9.1.7.1 Wasserstoff, regenerativ

Folgende Pfade wurden für die regenerative Herstellung von Wasserstoff definiert:

- Elektrolyse mit Windstrom
- Elektrolyse mit solarthermisch erzeugtem Strom
- Vergasung von Holz (Anbau)

Die Varianten innerhalb der Pfade sind relativ ähnlich aufgebaut. Speziell bezüglich der Wasserstofferzeugung mittels Windkraft wurden verschiedene Laufzeiten von Elektrolyse und Verdichter berücksichtigt. Alternativ hierzu wurde die Variante betrachtet, dass der Elektrolyseur in der restlichen Zeit mit dem Referenzstrommix betrieben wird. Hinsichtlich des importierten solarthermisch erzeugten Stroms wurde diese Unterscheidung nicht gemacht, da von einer ständigen Verfügbarkeit des Solarstroms ausgegangen wird.

9.1.7.1.1 Elektrolyse mit Windstrom

„Zentrale Elektrolyse“: Dieser Pfad bezieht sich auf eine zentrale Elektrolyse an der Küste (Kapazität 10.000 kg/h, Offshore-Windstrom mit etwa 4.000 h Laufzeit, benötigte Leistung des Windparks 500 MW). Da Windstrom nur mit 4.000 Volllaststunden angesetzt wurde, könnte auch der Elektrolyseur nur entsprechend kurz betrieben werden.

Der Wasserstoff wird in ein deutschlandweites Pipelinenetz eingespeist und zu den CH_2-Tankstellen transportiert. Für die Aggregate an der Tankstelle wird der Referenzstrommix verwendet.

9.1.7.1.2 Elektrolyse mit solarthermisch erzeugtem Strom

„Regionale Elektrolyse“: Die gewählte Variante bezieht sich auf eine regionale Elektrolyse vor Ort, wobei die Endverteilung per Pipeline erfolgt. Statt mit Windstrom wird die Elektrolyse mit solarthermisch erzeugtem Strom betrieben, der über eine 3.100 km lange HGÜ-Leitung von Marokko nach Deutschland transportiert wird. Für die Solarkraftwerke werden 8.000 Volllaststunden angesetzt. Innerhalb Deutschlands werden für den Transport zu den regionalen Elektrolyseuren Verluste im Mittelspannungsnetz aufgeschlagen, aber keine neu zu bauenden Leitungen angesetzt.

9.1.7.1.3 Vergasung von Holz (Anbau)

„Regionale Holzvergasung“: Diese Variante bezieht sich auf eine regionale, tankstellenferne Herstellung des Wasserstoffs, hier mittels einer Vergasung von Holz-Anbaubiomasse. Die Endverteilung erfolgt wiederum per Pipeline.

9.1.7.1.4 Vergleich mit anderen Studien

Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien wurden mit der Concawe-Studie (Concawe et al. 2004) verglichen, sofern die Annahmen der Szenarien den Annahmen dieser Studie entsprachen. Ein Kostenvergleich konnte nicht durchgeführt werden, da in der Concawe-Studie für diese Ketten keine Kosten vorlagen. Beachtet werden muss beim Vergleich, dass in der Concawe-Studie der KEA als Summe aus regenerativen und erschöpflichem KEA dargestellt und die im Endprodukt enthaltene Energie (1 MJ_{H2}) im KEA nicht berücksichtigt wird.

Elektrolyse mit Windstrom

Von den Pfaden zur elektrolytischen Herstellung des Wasserstoffs mittels Windstrom sind zwei Szenarien mit Concawe vergleichbar:

- *"WDEL1/CH2 - Wind offshore, central electrolysis" (Concawe et al. 2004, App. 2, S. 26) ←→ "CH2-Wind3 - Wind regionale Elektrolyse CH2, Pipeline"*

Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die *zentrale* Elektrolyse in Concawe einer *regionalen* Elektrolyse in dieser Studie entspricht. Bei beiden wird der erzeugte Wasserstoff über eine 50 km-Pipeline weiter an die Tankstellen verteilt. Während der Windstrom bei Concawe offshore erzeugt und dann in die Region transportiert wird, wird in dieser Studie jedoch ein Mix von offshore/onshore-Wind verwendet, in den Verteilverluste eingerechnet wurden.

Die Ergebnisse sind in etwa vergleichbar bis auf eine Ausnahme: Der Referenzstrom dieser Studie ist etwa doppelt so CO_2-intensiv wie der in Concawe et al. 2003 als EU-Referenzmix angenommene Strom, was sich in stromintensiven Modulen wie die Verdichtung an der Tankstelle bemerkbar macht.

- *"EMEL1/CH1 - EU-mix electricity, on-site electrolysis" (Concawe et al. 2004, App. 2, S. 26) ←→ "CH2-Wind6 - Windersatz Ref-Mix, dezentrale Elektrolyse CH2"*

Bis auf die erheblich niedrigeren CO_2-Emissionen der Concawe-Kette sind die Ergebnisse vergleichbar.

Vergasung von Holz

Von den Pfaden zur Herstellung des Wasserstoffs mittels Vergasung von Holz aus Reststoffen ist ein Szenario mit concawe vergleichbar:

- *"WWCH1 - Wood waste, on-site gasification, 10 MW (biomass)" (concawe et al. 2004, App. 2, S. 18) ←→ "CH2-BioR-2 - BIO Reststoffe regionale Vergasung CH2, Pipeline"*

Auch wenn bei concawe die Vergasung vor Ort stattfindet, sind die Szenarien vergleichbar, da für den in dieser Studie angenommenen 50 km-Pipeline-Transport keine Verluste und Aufwendungen, z.B. zur Verdichtung, anfallen.

Insgesamt ist in der concawe-Studie der (regenerative) KEA um etwa 20% höher, was seine Ursache in der Vergasungsanlage hat: Der bei concawe verwendete Vergaser hat eine mit 52% deutlich geringere Effizienz als die in dieser Studie angesetzten 70%, dafür wird ein Teil des erzeugten Wasserstoffs mittels einer nachgeschalteten Mikrogasturbine in den benötigten Strom umgewandelt. Dies verursacht wiederum weniger Treibhausgasemissionen, da der Strom in dieser Studie aus dem Referenzstrommix

bezogen wird. Innerhalb dieser Ketten ist also eine Abwägung zu treffen zwischen höherem Primärenergieverbrauch oder höheren Emissionen durch hinzugekauftem Strom.

Auch für die gas-to-gas-Tankstelle werden bei concawe - bei etwa gleichem Stromverbrauch - geringere Treibhausgasemissionen bilanziert, was an dem weniger CO_2-intensiven EU-Referenzstrommix liegt.

Von den Pfaden zur Herstellung des Wasserstoffs mittels Vergasung von Holz aus Anbau ist ebenfalls ein Szenario mit Concawe vergleichbar:

– *"WFCH1 - Farmed wood, on-site gasification, 10 MW (biomass)" (Concawe et al. 2004, App. 2, S. 18) ←→ "CH2-BioF-2 - BIO Anbau regionale Vergasung CH2, Pipeline"*

Hier gilt ebenfalls die für die Vergasung aus Restholz beschriebene Analyse. Weiterhin weist Concawe geringere CO_2-Emissionen für den Holzanbau aus, was jedoch eher auf einen Rechenfehler zurückzuführen ist.

9.1.7.2 Biokraftstoffe

Biodiesel aus Raps

Für das Bezugsjahr 2000 ist der Aufwand an erschöpflicher Energie für die Bereiche Landwirtschaf und Konversion geringer als die eingesparte Energie infolge der Gutschrift von Futtermitteln und Glycerin. D.h., dass bei der Produktion von Biodiesel aus Raps mehr erschöpfliche Energie eingespart als aufgewendet wird. Im Zukunftsszenario geht der Aufwand an erschöpflicher Energie im Bereich der Landwirtschaft durch den Anstieg des Anteils an Biokraftstoffen bei der Feldarbeit und durch die höhere Effizienz der N-Dünger Produktion zurück. Der erschöpfliche Energieaufwand im Bereich der Konversion geht aufgrund der Effizienzsteigerung und dem höheren Anteil an regenerativen Energien zurück. Im Zukunftsszenario wirkt sich jedoch vor allem die zukünftig geringere Gutschrift von Glycerin aus. Die geringer werdende Gutschrift von Glycerin ist einerseits dadurch begründet, dass in Zukunft zur Produktion von Glycerin weniger Dampf erforderlich sein wird. Zum anderen, weil das bei der Biodieselproduktion anfallende Glycerin in Zukunft immer weniger technisches Glycerin ersetzten wird. Bei steigendem Absatz an Biodiesel wird der Markt für technisches Glycerin zunehmend gesättigt, so dass das bei der Biodieselproduktion anfallende Glycerin lediglich noch Produkte von geringerer Qualität ersetzen kann. Bei dieser alternativen stofflichen Nutzung des Glycerins ergibt sich eine wesentlich geringe Gutschrift als bei der Substitution von reinem Glycerin. Da die Gutschrift im Jahr 2000 einen höheren Anteil an der gesamten Bereitstellung von Biodiesel aus Raps hat als die Bereiche Landwirtschaft und Konversion und die Gutschrift an erschöpflicher Energie somit in stärkerem Maße zurückgeht als die Einsparungen in den übrigen Bereichen, nimmt der erschöpfliche Energieaufwand für die Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in Zukunft zu.

Die Treibhausgasemissionen infolge der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps steigen in Zukunft ebenfalls an. Die Ursache hierfür liegt wiederum darin, dass das bei der Biodieselproduktion anfallende Glycerin in Zukunft weniger hochwertiges Glycerin ersetzt, wodurch die Einsparung an Treibhausgasen geringer wird. Insgesamt ist die Bedeutung der Gutschrift bei den Treibhausgasemissionen geringer als bei der erschöpflichen Energie, da die Treibhausgasemissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps zum überwiegenden

Teil durch die bei der landwirtschaftlichen Produktion freiwerdenden Stickstoffverbindungen verursacht werden.

Die Bereitstellungskosten von Biodiesel aus Raps steigen bis 2050 kontinuierlich an. Ursache hierfür sind die zukünftig zurückgehenden Einnahmen durch das Glycerin. Wie bereits erwähnt, wird der Markt für technisches Glycerin bei steigendem Absatz an Biodiesel zunehmend gesättigt, so dass davon ausgegangen wird, dass die Preise für Glycerin fallen. Bezüglich der Rohstoffkosten, die über die Hälfte der Bereitstellungskosten ausmachen, wird davon ausgegangen, dass diese bis 2050 konstant bleiben.

Bioethanol aus Zuckerrüben

Die Ergebnisse von Ethanol aus Zuckerrüben variieren vor allem in Abhängigkeit der Bewertung der Kuppelprodukte. Für das Bezugsjahr 2000 wurde die Basisvariante des IFEU angesetzt, bei der eine Allokation zwischen Ethanol und Rübenschnitzeln von 0,55 zu 0,45 vorgenommen wurde.

Zukünftig geht der Energieaufwand für die Bereitstellung von Bioethanol aus Zuckerrüben zurück. Das ist vor allem durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energie infolge der Konversion zu erklären.

Die Treibhausgas- bzw. CO_2-Emissionen bei der Bereitstellung von Ethanol aus Zuckerrüben gehen in Zukunft ebenfalls zurück. Dass die Treibhausgas- bzw. CO_2-Emissionen ab 2030 nicht mehr in dem Maße abnehmen, wie bis zum Jahr 2030 erklärt sich dadurch, dass die Strom-Gutschrift ab 2030 nicht mehr so hoch ausfällt wie in den Jahren zuvor. Die geringere Strom-Gutschrift ergibt sich aus dem ab 2030 geringer werdenden fossilem Anteil am Strommix (Tabelle 9-3).

Die Bereitstellungskosten von Bioethanol aus Zuckerrüben steigen bis 2050 kontinuierlich an, wofür die steigenden Rohstoffkosten verantwortlich sind.

Bioethanol aus Weizen

Der erschöpfliche Energieaufwand für die Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen geht in Zukunft ebenfalls zurück. Wie bei Ethanol aus Zuckerrüben ist auch hierfür vor allem der zunehmende Anteil an regenerativer Energie infolge der Konversion verantwortlich.

Die CO_2-Emissionen sind aufgrund des zunehmenden Anteils an regenerativer Energie infolge der Konversion ebenfalls rückläufig. Das spiegelt sich auch in den Treibhausgasemissionen wieder, wobei hier vor allem noch die N_2O-Emissionen aus der Landwirtschaft hinzukommen.

Ebenso wie die Bereitstellungskosten von Bioethanol aus Zuckerrüben, steigen auch die Bereitstellungskosten von Bioethanol aus Weizen, aufgrund der zunehmenden Rohstoffkosten, bis 2050 kontinuierlich an.

Biogas

Als Rohstoff für die Bereitstellung von Biogas aus Reststoffen wurde im Rahmen der Prozesskettenanalyse Mischgülle betrachtet.

Im Laufe der Untersuchung wurde in neuesten Untersuchungen deutlich, dass die Nutzung von Anbaubiomasse (nachwachsende Rohstoffe - Nawaro) in Zukunft einen weitaus

wichtigere Rolle spielen kann, als die klassische Fermentation von Gülle (WI, IEL, FhG-IUSE, GWI 2006, IEL 2005). Wie in Kapitel 5.4.3 ausgeführt zeichnet sich die Fermentation von Energiepflanzen dadurch aus, dass im Gegensatz zu Raps und Weizen die ganze Pflanze der Verwertung zugeführt wird, was zu signifikant höheren energetischen Flächenerträgen führt (Biogas derzeit rund 160 GJ/ha*a gegenüber gut 50 GJ/ha*a beim RME und 70 GJ/ha*a bei Ethanol aus Weizen).

Angesichts der aktuellen Biokraftstoffdebatte mit starker Betonung auf Biodiesel und Ethanol ist daher eine Neubewertung der Biogas-Kraftstoffoption angebracht. Der gegenwärtig laufende Ausbau einer flächendeckenden Versorgung mit Erdgastankstellen bietet hierbei die Basis für eine Verbreitung von Biogas als Kraftstoff, so dass keine grundsätzlichen Infrastrukturellen Hemmnisse vorliegen.

Die Route Biogas aus Nawaro konnte im Rahmen der Prozesskettenanalyse nicht mehr explizit berücksichtigt werden, für die spezifischen Kraftstoffdaten wurden deshalb die Werte aus (WI, IEL, FhG-IUSE, GWI 2006) angesetzt. Die Bereitstellungskosten von Biogas verringern sich im Laufe der Zeit geringfügig. Im Falle von Biogas aus Reststoffen werden keine Rohstoffkosten angesetzt und im Falle von Biogas aus Anbaubiomasse – hier Maissilage – wird davon ausgegangen, dass die Rohstoffkosten konstant sind. Lediglich die Kapitalkosten sind etwas rückläufig.

Biomethan aus Kurzumtriebsholz

In Zukunft geht der erschöpfliche Energieaufwand für die Bereitstellung von Biomethan aus Kurzumtriebsholz zurück. Das ist einerseits durch die Effizienzsteigerung der Vergasung zu erklären und andererseits durch den zukünftig steigenden Anteil regenerativer Energien im Strommix, wodurch der erschöpfliche Energieaufwand bei der Konversion zurückgeht.

Die zukünftigen Treibhausgas- bzw. CO_2-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Kurzumtriebsholz sind aus den zuvor genannten Gründen ebenfalls rückläufig. Von 2030 bis 2050 macht sich bei den CO_2-Emissionen der geringere fossile Anteil im Strommix bemerkbar, der sich auch in den gesamten Treibhausgasemissionen wiederspiegelt.

Die Bereitstellungskosten von Biomethan aus Kurzumtriebsholz steigen bis 2050 aufgrund steigender Rohstoffkosten an. Der ebenfalls ansteigende Wirkungsgrad der Vergasung wirkt den ansteigenden Rohstoffkosten zwar entgegen, kann diese jedoch nicht kompensieren.

9.2 Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche und CO_2-Emissionen in der PKW-Flotte

Wie in Kapitel 2 beschrieben zeichnet sich die vorliegende Untersuchung durch die Kopplung der Energiesystem- und Verkehrsmodelle mit einer detaillierten Modellierung der technischen Entwickung in der Fahrzeugtechnik aus. Die Möglichkeiten zur Senkung der spezifischen Energieverbräuche und CO_2-Emissionen in der deutschen PKW-Flotte wurden für jede Einzelmaßnahme analysiert und bewertet. Die in Kapitel 4.3.5 beschriebene Referenzentwicklung sowie die Option zur weitergehenden Steigerung der PKW-Fahrzeugeffizienz konnten dadurch mit einer aufwendigen Technikanalyse hinterlegt werden.

9.2.1 Zielsetzung, Aufbau und Vorgehensweise

Vor dem Hintergrund sektorübergreifender CO_2-Minderungsziele bis zum Jahr 2050 wird in diesem Projekt insbesondere der Verkehrssektor detailliert betrachtet. Hierfür wird im Folgenden das Potenzial von Maßnahmen zur Senkung der CO_2 Emissionen und deren Zusatzkosten für eine zukünftige Pkw-Flotte untersucht. Betrachtet werden Verbesserungen konventioneller Fahrzeugkonzepte und Antriebskomponenten, Fahrzeuge mit alternativen Antrieben und so genannte „super-effiziente“ Fahrzeugkonzepte, die insbesondere auf eine drastische Gewichtsreduktion zielen, welche mit alternativen Antrieben kombiniert werden können.

Aufbau

Der folgende Abschnitt 9.2.2 gibt einen Überblick der technischen Möglichkeiten zur Senkung des Kraftstoffverbrauchs bei Personenkraftwagen. Aufgrund einer Literaturauswertung und der sich daraus ergebenden Bandbreite von Werten werden pauschale Minderungspotenziale einzelner Maßnahmen quantitativ abgeleitet. Ebenfalls betrachtet werden die den Maßnahmen entsprechenden Zusatzkosten. Zu betonen ist, dass hierbei Vereinfachungen, die der Komplexität und Heterogenität der Einzelfragen entsprechen, unvermeidlich sind.

Im darauf folgenden Abschnitt ist dargestellt, wie die vom Umweltbundesamt vorgegebene Referenzentwicklung der CO_2 Emissionen der Pkw-Neuwagenflotte durch den Einsatz verschiedener Fahrzeugtechnologien erreicht werden kann. Das wesentliche Ziel war für dieses Szenario über den Einsatz der Technologien den zugehörigen Kostenpfad abzuschätzen. Dieses Szenario wird im Weiteren als Referenzszenario bezeichnet.

Im dritten Abschnitt werden Charakteristiken der Fahrzeugkonzepte festgelegt, die für die Modellierung alternativer Fahrzeug- und Kraftstoffszenarien verwendet werden. Diese Referenzfahrzeuge sind gekennzeichnet durch die jeweilige Fahrzeugtechnologie, ihre Mehrkosten gegenüber einem Referenzfahrzeug des Modelljahrs 2003, dem frühest möglichen Einsatzzeitpunkt und dem Energieverbrauch auf dem neuen europäischen Fahrzyklus (NEFZ), aufgeteilt nach innerorts und außerorts Fahrten.

Schließlich sind Fahrzeugkonzepte für ein Effizienzszenario beschrieben, für das im Jahr 2050 im Segment CD CO_2-Emissionen *tank-to-wheel* von 48 g/km (NEFZ) mit konventionellen Kraftstoffen erreicht werden können.

Die Ergebnisse, die sich unter den drei genannten unterschiedlichen Gesichtspunkten für den Energieverbrauch von Fahrzeugen ergeben, werden vom TREMOD Modell verwendet um die CO_2 Emissionen der gesamten Pkw-Fahrzeugflotte zu berechnen. Dabei wird der zeitliche Verlauf der Neuzulassungen und der Fahrleistungsverteilung berücksichtigt. Dies ist in einem späteren Abschnitt beschrieben.

Vorgehensweise

Die Darstellung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge ist auf die grundlegenden Anforderungen von TREMOD ausgerichtet. TREMOD unterscheidet auf dieser aggregierten Ebene die Hubraumklassen

< 1,4 l	1,4 – 2 l	> 2l

und die Straßenkategorien

Innerorts	Außerorts

sowie die eingesetzten Kraftstoffe bzw. Antriebsarten. Die Fahrzeugklasse, d.h. die Größe des Fahrzeugs (Raumangebot, Leistung etc.) muss beim Ersatz von Altfahrzeugen durch Neufahrzeuge beachtet werden. Die Kategorisierung der Hubraumklassen gibt gegenwärtig einen guten Anhaltspunkt für die Zuordnung zu einem Marktsegment. Bei verschiedenen zukünftigen Antriebskonzepten verändert sich jedoch der Zusammenhang von Hubraumklasse zu Marktsegment möglicherweise bzw. ist im Fall von Brennstoffzellen-Fahrzeugen gar nicht als Kriterium vorhanden.

Für die Untersuchung werden die Fahrzeuge daher in bestimmte Fahrzeugsegmente eingeteilt. Für die Zuordnung in TREMOD sind sie folgendermaßen zusammengefasst: Mini und Kleinwagen A und B (AB), Kompakt- und Mittelklasse (C und D) und obere Mittelklasse, Oberklasse und Sports Utility Vehicles (E, F und G). Dadurch können die drei Hubraumklassen in TREMOD abgedeckt werden. Die Zuordnung kann jeweils zur Hubraumklassen < 1,4 l, 1,4-2 l und > 2 l entsprechend den Fahrzeugsegmenten AB, CD und EFG erfolgen.

Die Straßenkategorie wird als Indikator für eine Vielzahl von Verkehrssituationen verwendet. Da zukünftige Fahrzeugtechnologien zur Verbrauchsminderung zum Teil ausgeprägte Unterschiede zwischen Innerorts- und Außerorts Fahrzyklen zeigen, wird die Minderung des Energieverbrauchs der Referenzfahrzeuge gegenüber den Bezugswerten 2003 nach außerorts und innerorts getrennt dargestellt. Die Straßenkategorien sind in TREMOD zudem mit unterschiedlichen Fahrleistungen belegt, die sich in ihrer Zusammensetzung vom NEFZ unterscheiden, so dass eine Differenzierung notwendig ist.

Dem bestehenden Geschäftskonzept der Automobilindustrie, bei dem Produkte Schritt für Schritt weiterentwickelt werden, wird insofern Rechnung getragen, als das beim Referenzszenario der Anteil effizienter Technologien an der Neuwagenflotte schrittweise gesteigert wird. Bei den alternativen Szenarien geschieht dies über die Modellierung der Zulassungszahlen.

Abgrenzung und Einschränkungen

Die Darstellung beschränkt sich auf Fahrzeugkonzepte, die heute übliche Fahrleistungen und Kundenansprüche erfüllen. Dies entspricht der Vorgehensweise in den meisten anderen

Studien. Verschiebungen der Neuzulassungen über die Marktsegmente hinweg, also „das Fahren kleinerer Autos“, wird über die Entwicklung der Zulassungszahlen modelliert.

Die Arbeiten in diesem Abschnitt ordnen die Fahrzeugtechnologien in einen systemanalytischen Gesamtrahmen innerhalb des Zeithorizonts bis 2050 ein. Aufgrund des langen Zeithorizonts müssen die Aussagen als eine mögliche plausible Entwicklung verstanden werden, die jedoch einer Vielzahl unbekannter Parameter unterliegt, und daher keiner deterministischen Prognose entspricht. Teilweise wäre eine genauere Analyse und Modellierung der Fahrzeugkonzepte wünschenswert, welche aber aus Zeitgründen hier nicht erfolgen konnte.

Aussagen zu den CO_2 Emissionen vorgelagerter Prozesse für die Herstellung von Fahrzeug- und Antriebskomponenten werden nicht gemacht. Gleiches gilt für die Entsorgung. Dies stellt für den erweiterten Einsatz von Leichtmetallen, elektrochemischen Bauteilen und Faserverbundwerkstoffen ein gewisses Defizit dar, kann aber ebenfalls in diesem Zusammenhang nicht abgedeckt werden.

9.2.2 Technischer Stand und Entwicklungspotenziale

Technische Möglichkeiten zur Minderung des Kraftstoffverbrauchs teilen sich auf in die Verbesserung des Systemwirkungsgrads auf Seiten der Energieverbraucher einerseits und der Reduktion des Fahrwiderstands andererseits. Eine Übersicht der Einflussfaktoren ist in Abbildung 9-4 dargestellt.

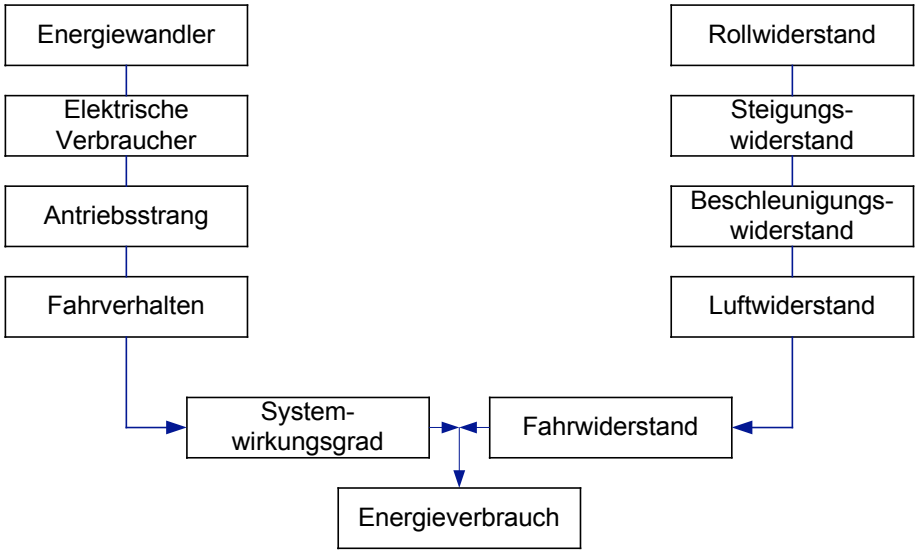


Abbildung 9-4 Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch eines Fahrzeugs während der Fahrt (nach Riley 1994).

9.2.2.1 Fahrwiderstand

Beeinflussbare Komponenten des Fahrwiderstands sind der Roll-, der Beschleunigungs-, der Steigungs- und der Luftwiderstand. Für den Beschleunigungs- und den Steigungswiderstand spielt die Fahrzeugmasse die zentrale Rolle. Das Potenzial für eine Reduktion des Energieverbrauchs durch Minderung des Rollwiderstands, des Luftwiderstands und einer Reduktion der Fahrzeugmasse wird im Folgenden dargestellt.

Rollwiderstand

Der Rollwiderstand entsteht vorwiegend durch elastische Verformung der Reifen. Die Größe ist abhängig vom Aufbau und den Materialien des Reifens, sowie vom Reifenhalbmesser, Reifendruck und der Fahrgeschwindigkeit. Zum Rollwiderstand werden auch Radlagerreibung, Luftwiderstand des Rades und der Ventilationswiderstand gezählt (Dauensteiner 2002; Treffinger 2004). Die Reduktion des Rollwiderstands wirkt sich positiv über den gesamten Geschwindigkeitsbereich aus, ist jedoch bezogen auf die Reifen durch die Gewährleistung der Sicherheit limitiert.

Der Rollwiderstandsbeiwert heute verwendeter Pkw-Reifen liegt zwischen r_0=0,0097 und r_0=0,0128 mit einem Mittelwert von 0,011 bei 20 getesteten Reifen (Reifengröße 195/65 R15 „Golf“, Sommer-, Winter- und Ganzjahresreifen) (TÜV Automotive GmbH 2003). Optimierte Leichtlaufreifen können Werte bis zu r_0=0,008 erreichen (Uhl, 2001). Folgende Aussagen zur zukünftigen Entwicklung des Rollwiderstandsbeiwerts und dessen Auswirkungen sind zu nennen:

- Mit verbesserten Polymeren sind Wert von r_0=0,0048 bei 80 km/h erzielt worden (Dauensteiner 2002).
- Für Neureifen sind Verbesserungen in der Größenordnung von ca. 20 % im nächsten Jahrzehnt vorstellbar. Basis f_R=0,09. (Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" des Deutschen Bundestages 2002)
- Ein um 20% geminderter Rollwiderstand reduziert den Kraftstoffverbrauch in Abhängigkeit von der Fahrgeschwindigkeit um bis zu 5%. Dabei ist das höchste Potenzial im Stadtverkehr und bei mittleren Geschwindigkeiten auf Landstraßen zu erreichen. Bei Nutzfahrzeugen geht man davon aus, dass das Potenzial noch höher ist. Reifen mit optimiertem Rollwiderstand können im Lkw-Güterverkehr pro Fahrzeug den Kraftstoffverbrauch je nach Streckenprofil, Geschwindigkeitsniveau sowie Windverhältnissen um 4-12% vermindern. (Umweltbundesamt Berlin 2003);
- Ein um 24% geringerer Rollwiderstand führt zu 4% weniger Kraftstoffverbrauch (Schedel 2001);
- Eine 30%ige Minderung des Rollwiderstands verringert den Kraftstoffverbrauch um 4-6 % im Stadtzyklus, 3-5 % außerorts und 2-3 % bei 120 km/h (Autobahn) (Friedrich 2002);
- NRC (2002) geht von einer Reduktion des Rollwiderstands um 1 % bis 1,5 % aus, bei Kosten von 11 bis 42 € (Mittelwert 27 €).

Tatsächlich wurden keine Aussagen gefunden, um wie viel der Reifen mit einem Rollwiderstand r_0=0,008 noch verbessert werden kann, ohne den Kundennutzen zu beeinflussen. Beispielsweise würden Reifen mit 2 mm weniger Profil den Kraftstoffverbrauch um 2% senken (Schedel 2001). Unter der Annahme, dass die heutigen Neuzulassungen im Durchschnitt mit Reifen mit r_0=0,011 ausgestattet sind, wird in näherer Zukunft davon ausgegangen, dass eine Absenkung von r_0 um 12% möglich ist. Für die weitere Zukunft wäre unter starken Vorgaben eine weitere Reduktion auf r_0=0,008 denkbar, was ca. 27% Minderung gegenüber heute entspricht. Die Aussage von Dauensteiner (2002), dass ein r_0=0,004 (siehe auch Lovins 1996, Appendix B) bald auch bei Pkw-Reifen üblich sein wird, kann nicht bestätigt werden. Tatsächlich wurde von Goodyear ein Reifen mit r_0=0,0048 für das EV1 Elektrofahrzeug von GM gebaut. Diese wurden jedoch bei etwa dem doppelten Druck eines heutigen Pkw-Reifens betrieben, was erhebliche Komforteinbußen zur Folge hat, solange diese nicht anderweitig ausgeglichen wird. Ebenfalls denkbar und demonstriert sind Laufräder aus Kohlenstoff-Faserverbund-Werkstoffen. Über die Möglichkeiten eines tatsächlichen Einsatzes und quantitative Aussagen zum Einsparungspotenzial liegen jedoch nur unzureichende Informationen vor. Der Rollwiderstand ist allerdings auch von der Fahrzeugmasse abhängig, so dass bei extremen Leichtbaufahrzeugen die Verbrauchsabsenkungen anders ausfallen.

Tabelle 9-44: Verbrauchsabsenkung und Mehrkosten durch rollwiderstandsarme Reifen

		Einheit	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Verbrauchsabsenkung	ø	%	-1,27	-3,4	*Keine Änderungen*			
	IO	%	-1,7	-4,0				
	AO	%	-1,3	-3,0				
	AB	%	0,8	-2,0				
Kosten		$€_{2000}$	27 §	27 §				

Quellen: Friedrich (2002), § Mittelwert nach NRC (2002).

Der Beitrag der Bremsen zum Rollwiderstand wird in der Literatur kontrovers diskutiert. Während Austin (1999) für die USA davon ausgeht, dass durch die Vermeidung von Reibung in den Bremsen eine Kraftstoffminderungspotenzial von ca. 1% besteht, wird an anderer Stelle berichtet, dass an heutigen Fahrzeugen die Reibung in den Bremsen nicht messbar ist.

Luftwiderstand

Der Luftwiderstand eines Fahrzeugs wird durch das Produkt aus dem Luftwiderstandsbeiwert c_w und der effektiver Frontfläche A (Stirnfläche) bestimmt (c_w*A). Der Luftwiderstand ist somit unabhängig von der Masse und damit von den anderen Fahrwiderstandsgrößen. Die tatsächliche Einsparung am Fahrzeug ist jedoch abhängig vom Quadrat der Geschwindigkeit.

Die Stirnfläche eines Fahrzeugs steht mit dem zur Verfügung stehenden Raum im Fahrzeug und damit mit dem Komfort in Verbindung. An mehreren 4-sitzigen Konzeptfahrzeugen konnte gezeigt werden, dass eine Absenkung der effektiven Frontfläche auf ca. 1,7 m^2 ohne wesentliche Komforteinbußen möglich ist (Lovins, 1996). Dies gilt jedoch nur bedingt für alle Fahrzeugsegmente.

Sehr gute c_w-Werte wurden z.B. am Audi A2 oder dem SmILE von Greenpeace realisiert. Ein hohes Potenzial wird von Dauensteiner (2002) in der Glättung des Fahrzeugbodens gesehen. Am Beispiel des A2 konnte dadurch eine Absenkung um 24% gezeigt werden (ebd). Damit wäre eine c_w-Wert von 0,19 denkbar. Eine Übersicht heute realisierter Luftwiderstandsbeiwerte ist in Tabelle 9-45 dargestellt. Höhere Absenkungen des Luftwiderstands sind bei 3-rädrigen Fahrzeugkonzepten mit alternativer Sitzanordnung denkbar, die jedoch hier nicht betrachtet werden.

Tabelle 9-45: Luftwiderstandsbeiwerte und effektive Frontfläche ausgewählter Fahrzeuge

Fahrzeug	***c_w***	***A_{eff} in m^2***	***c_w * A***	***Fahrzeugsegment***
BMW X5 $	0,35-0,38	2,7	0,972	SUV
Hypercar Revolution	0,26	2,38	0,619	SUV
VW Passat	0,27	2,15	0,581	CD
Audi A4	0,29	2,03	0,589	CD
Toyota Corolla 2004	0,29			CD
Audi A2	0,25	2,18	0,544	AB
Lupo 3L			0,57	AB
Twingo			0,68	AB
SmILE	0,25	1,9	0,475	AB
VW 1 Liter Auto	0,16			

Quellen: $ BMW Info Service E-Mail 31.08.2004, Dauensteiner (2002), www.volkswagen.com

Eine Absenkung des Luftwiderstands von Neufahrzeugen in naher Zukunft um ca. 10 % scheint ohne weiteres möglich. In etwas ferner Zukunft ist eine Reduktion um 30 % sowohl für den Kleinwagen als auch für die Mittelklasse denkbar. Durch konzeptbedingte Veränderungen wird das Potenzial für große Fahrzeuge höher eingeschätzt (z.B. 35% für ein SUV (Lovins 2004)).

Die Überwindung des Luftwiderstands verbraucht im MVEG-Fahrzyklus etwa 7,6 % der Antriebsenergie des Kraftstoffs (Bäker 1998). Daher verringert sich der Energieverbrauch bei einer Verminderung des Luftwiderstands von 10 % um knapp 1 %. NRC (2002) schätzt ebenfalls für eine 10 %-ige Verminderung des Luftwiderstands eine 1-2 %ige Verminderung des Kraftstoffbedarfs. Bei verschiedenen mittleren Geschwindigkeiten entspricht der Verbrauch zur Überwindung des Luftwiderstands etwa jeweils 10 %, 22 % und 44 % für konstante mittlere Geschwindigkeiten von 40 km/h, 80 km/h und 120 km/h (WBCSD, 2004). Daraus ergeben sich Kraftstoffeinsparungen von rund 1 %, 2,2 % und 4,4 % jeweils für die genannten Geschwindigkeiten.

NRC (2002) gehen in ihrer Kostenanalyse davon aus, dass eine Minderung des Luftwiderstands um 10 % umgerechnet zwischen 0 und ca. 110 $€_{2000}$[18] kosten würde (Mittelwert 55 €). Bei einer weiteren Absenkung wären die Kosten extrem viel höher, etwa durch digitale Rückspiegel. Allerdings ist beispielsweise die Reduktion des c_w*A-Wertes vom BMW X5 auf den „Revolution“ eher systembedingt zu bezeichnen und kann nicht direkt an Einzelmaßnahmen festgemacht werden, obwohl sie dem gleichen Fahrzeugsegment zuzuordnen sind. Daher wird in Ermangelung besserer Daten bei 30% Minderung entsprechend NRC (2002) von ca. 165 $€_{2000}$ Mehrkosten im Jahr 2030 ausgegangen.

[18] Kosten für den OEM, abgeleitet von 148 € RPE nach NRC (2002)

Tabelle 9-46: Verbrauchsabsenkung und Mehrkosten durch Senkung des Luftwiderstands

		Einheit	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Luftwiderstand		%	-10	-30	*Keine weitere Absenkung*			
Verbrauchsabsenkung	NEFZ	%	-1,6	-4,8				
	IO	%	-1	-3				
	AO	%	-2	-6				
	AB	%	-4	-12				
Kosten		$€_{2000}$	55	165				

Quellen: eigene Abschätzungen, NRC (2002);

Fahrzeugmasse

Die Reduktion der Fahrzeugmasse hat direkten Einfluss auf den Roll-, Steigungs- und Beschleunigungswiderstand und somit werden drei Fahrwiderstände gleichzeitig vermindert. Wird an einer Stelle Gewicht gespart, so beeinflusst dies auch die Auslegung anderer Fahrzeugkomponenten. Diese müssen geringere Kräfte aushalten und können eventuell schlanker und leichter gebaut werden. Dies wird als sekundärer Leichtbaueffekt bezeichnet. Der Zusammenhang ist in

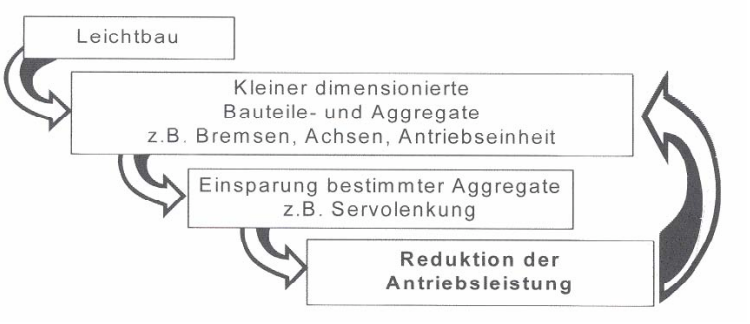


Abbildung 9-5 dargestellt.

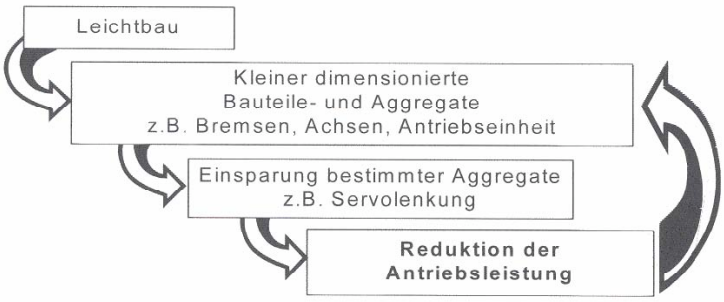


Abbildung 9-5: Darstellung der Leichtbaustrategie (Dauensteiner, 2002)

Für die Gewichtseinsparung am Fahrzeug können verschiedene Leichtbaustrategien unterschieden werden, die sich unterschiedlich auf die Kosten und das Potenzial auswirken. Dies sind im wesentlichen (Friedrich, H. E., 2003):

- Stoffleichtbau (Materialsubstitution),

- Formleichtbau (Minimierung des Werkstoffeinsatzes, neue Fertigungsverfahren),
- Konzeptleichtbau (Komponentenauswahl, Anpassungsoptimierung, Reduktion der Teilezahl und Fügestellen),
- Bedingungsleichtbau (Veränderung der Kundenanforderungen und der gesetzlichen Anforderungen an ein Fahrzeug).

Für den Stoffleichtbau stehen dabei Werkstoffe wie Magnesium, Aluminium, Titan, GFK, AFK und CFK zur Diskussion. Insbesondere wird in der Neukonzeption von Fahrzeugstrukturen der Schlüssel für eine drastische Reduktion des Energieverbrauchs gesehen. Heute gibt es sowohl für einzelne Strukturbauteile als auch für FKV-Karosserien eine Reihe von funktionstüchtigen Prototypen, die die technische Realisierbarkeit nachgewiesen haben.

Technologien zur Verwendung von höherwertigem Stahl für Leichtbaukonzepte in Fahrzeugen, wie sie in den vergangenen Jahren vorgeschlagen wurden, beginnen sich heute in Serienfahrzeugen zu zeigen (American Iron and Steel Institute, 2004). Für diese Werkstoffe und Bauweisen wurde ein Potenzial zur Gewichtseinsparung im Segment C für das Gesamtfahrzeug von etwa 200 kg bei relativ geringen Kosten nachgewiesen (Porsche Engineering Services Inc., 2001).

Trotz verstärkter Bemühungen in der Struktur Gewicht zu sparen, ist der Trend zu schwereren Fahrzeugen bis heute ungebrochen. Die Einsparungen werden durch anderweitige Gewichtszunahmen beispielsweise im Komfortbereich, überkompensiert. Da höher- und höchstfeste Stähle heute und in naher Zukunft verstärkt eingesetzt werden, kann aus heutiger Sicht Stahl zur weiteren Massenreduktion nach dem Jahr 2010 kaum noch beitragen.

Für die Quantifizierung von Leichtbaumaßnahmen wird auf folgende Literaturstellen zurückgegriffen:

- Ersatz eines Längsträgers aus dem Vorderwagenbereich; Gewichtsreduktion um 0,8 kg je Träger; Produktionsvolumen 100.000 Stück/a; Herstellkosten Stahlbauweise ca. 7 €/Stück, FKV-Bauweise ca. 18 €/Stück; Preisstand Materialkosten 2000 (Hartmann 2000).
- Karosserie für Kleinwagen; Gewichtsreduktion FKV- gg. Stahl-Bauweise um 130 kg (23 %); Produktionsvolumen 50.000 Stück/a; Herstellkosten Stahl ca. 1.900 €/Stück, FKV ca. 2.950 €/Stück; Der Breakeven wird bestimmt von den Materialkosten und zu einem sehr geringen Anteil durch die Anlagekosten; (Hartmann 2000).
- New Steel Body von Thyssen Krupp; Gewichtsreduktion 24 % des Body-in-white (75 kg) bei 0,6 €/kg Mehrkosten gg. konventionellem Body. Durch sekundäre Leichtbaueffekte mit einem geringeren Platzbedarf für Motor, Bremsen, Kupplung und Getriebe kann eine weitere Gewichtsreduktion um ca. 21 kg erwartet werden (Osburg 2004).
- Folgende techno-ökonomische Daten zur Gewichtsreduktion in Fahrzeugen werden von Bates et. al genannt (Bates 2001):

Bauteil	Einsparung in CO_2/km	Kosten in €
Innenausstattung	-1,2%	29
Karosserie aus hochfestem Stahl	-2,4%	85
Aluminium Karosserie	-6,4%	536
Leichtbau Fahrgestell	-3,1%	269
Motorblock aus Aluminium	-1,2%	99

- Folgende techno-ökonomische Richtwerte werden von RAND angegeben (Lu 2003):

Leichtbau Karosserie und Fahrgestell	-4% bis -7%	1.600

Da es ausgehend vom heutigen Stand der Technik zunehmen schwieriger wird, Gewicht durch konventionelle Technologien einzusparen, wird im weiteren für ein Potenzial von 100 kg Gewichtsreduktion von Kosten von 2,5 €/kg ausgegangen.

Quantifizierung des Einflusses des Gewichts auf den Energieverbrauch

Die quantitative Darstellung des Energieminderverbrauchs durch Gewichtsreduktion im konventionellen Bereich kann einer Reihe von Literaturquellen (siehe Tabelle 9-47) entnommen werden. Aus den Angaben von Renner (1998) geht hervor, dass die Verbrauchseinsparungen im Stadtzyklus höher sind als bei einer Außerorts bzw. Autobahn-Fahrt. Jedoch basieren diese Werte auf Messungen an Fahrzeugen, so dass keine sekundären Leichtbaueffekte, wie z.B. Getriebeanpassung, enthalten sind und daher die Effekte etwas unterschätzt werden. Eberle (2000) untersucht auch die sekundären Effekte und unterscheidet zwischen Benzin und Dieselfahrzeugen, gibt jedoch keine Unterscheidung nach Verkehrssituation an.

Tabelle 9-47: Koeffizient C für den Kraftstoffminderverbrauch in Liter pro 100 kg und 100 km aus verschiedenen ausgewählten Quellen

C	*Beschreibung*	*Quelle*
0,663	Hypercar-Center	Dauensteiner (2002)
0,6	Linear von 600 kg bis 1.800 kg Fahrzeuggewicht	Haldenwanger (1993)
0,35 – 0,85	Fhrzg mit niedriger (18 kg/kW) bzw. hoher (11 kg/kW) spez. Leistung	Dauensteiner (2002)
0,30 / 0,25 / 0,24	Aachen Stadtzyklus, Mittelwert Ober-/ Mittel-/ Kompaktklasse anhand von Messungen	Renner (1998)
0,18 / 0,15 / 0,16	Aachener Autobahnzyklus, Mittelwert Ober-/ Mittel-/ Kompaktklasse anhand von Messungen	Renner (1998)
0,19 / 0,18 / 0,15	NEFZ, Mittelwert Ober-/ Mittel-/ Kompaktklasse anhand von Messungen	Renner (1998)
0,34 – 0,48	Benzin-betriebene BMW-Fahrzeuge Modelljahr 1998 mit angepasster Achsübersetzung im NEFZ (Mittel- und Oberklasse)	Eberle (2000)
0,29 – 0,33	BMW-Fahrzeuge Modelljahr 1998 mit Diesel-Vorkammer-Motoren mit angepasster Achsübersetzung im NEFZ (Mittel- und Oberklasse)	Eberle (2000)
0,18 – 0,26	Referenzfahrzeug mit 884 kg und 3,3 l/100 km Verbrauch im NEFZ	Eberle (2000)

Daten für die Szenarien werden durch eine Synthese der Angaben von Renner und Eberle hergeleitet. Dabei wird das Verhältnis von Stadtzyklus und Autobahn-Zyklus zu NEFZ auf die Ergebnisse von Eberle für die BMW-Flotte übertragen. Nach einer Anpassung der Achsübersetzung an das verminderte Gewicht kann Eberle die Abhängigkeit vom spezifischen Leistungsgewicht, die z.B. Dauensteiner (2002) angibt, nicht bestätigen. Daher werden die Werte über alle Fahrzeugsegmente gleich angenommen. Die abgeleiteten Werte, die von Eberle für die BMW-Flotte stammen, werden für Fahrzeuge über 900 kg angewendet. Für ein zukünftiges 3-Liter-Auto gibt Eberle separate Werte, die auf entsprechende Fahrzeuge unter 900 kg angewendet werden sollten.

Tabelle 9-48: Kraftstoffminderverbrauch durch Senkung der Fahrzeugmasse in Liter pro 100 km und 100 kg

		2000	2008	2020	2030	2040	2050
Benzin-Fahrzeuge > 900 kg	NEFZ		0,41	*Keine Änderungen*			
	IO		0,62				
	AO		nv				
	AB		0,39				
Diesel-Fahrzeuge > 900 kg	NEFZ		0,31				
	IO		0,47				
	AO		nv				
	AB		0,29				
Mittelklasse Fahrzeuge < 884 kg	NEFZ		0,22				
	IO		0,33				
	AO		nv				
	AB		0,21				

Quellen: siehe Text.

Für unkonventionellen und extremen Leichtbau hingegen, insbesondere in Kombination mit alternativen Antriebstechnologien wie Hybrid-Elektrischer-Antrieb, ist eine detaillierte Modellierung der Zusammenhänge sinnvoll. Prinzipiell ist dies mit längskinematischen Modellen, wie z.B. in Treffinger (2002) vorgestellt, möglich. Tatsächlich setzen diese Simulationen jedoch gerade wegen der sekundären Leichtbaueffekte eine völlige Neuauslegung des Antriebskonzepts voraus (z.B. Getriebeabstufung, Motorleistung etc.). Eine Modellierung ist daher im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Produktionstechnische Grenzen von Leichtbau

Einige der Konzepte, die im Konzeptfahrzeug „Revolution“ vorgeschlagen werden (Lovins 2004), wie z.B. Aluminium im Vorderwagen, werden auch heute schon in Serienfahrzeugen verbaut. Andere hingegen, speziell im Zusammenhang mit Faserverbundwerkstoffen, können zum heutigen Zeitpunkt lediglich in Kleinserien angewendet werden, da die Taktzeiten für eine Großserienanwendung zu groß sind und dadurch die Kosten im Moment nicht akzeptabel sind. Dieser Zusammenhang ist qualitativ in Abbildung 9-7 dargestellt.

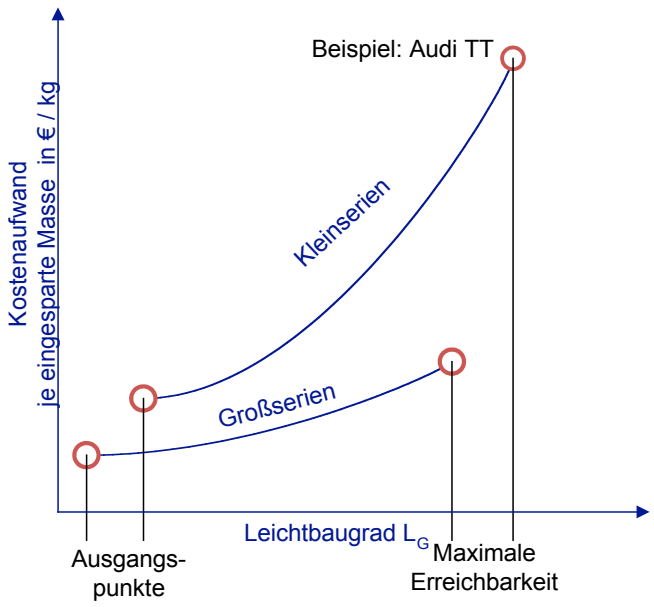


Abbildung 9-7: Qualitativer Zusammenhang zwischen Leichtbaugrad, Groß- und Kleinserien, und dem Kostenaufwand je eingesparter Masse (Friedrich 2004).

9.2.2.2 Konventionelle Fahrzeugkonzepte und Antriebskomponenten

Reduktion mechanischer Verluste im Motor

Eine Minderung der Reibungsverluste durch eine Optimierung des Kurbeltriebs, der Kolben und Lager und der Nebenaggregate durch verbesserte Lagerungstechnologien und Erhöhung der mittleren Betriebstemperatur ist möglich. Dies ist prinzipiell sowohl auf Otto- wie auch auf Dieselmotoren anwendbar, jedoch mit unterschiedlichem Nutzen.

Laut Schwaderlapp (2000) könnte bis 2010 der Kraftstoffverbrauch von Verbrennungsmotoren durch Reduktion von mechanischen Verlusten durch Verkleinerung der oszillierenden Massen und Reduktion der mechanischen Reibung im Motor gesenkt werden. Kraftstoffverbrauchsminderung durch Verkleinerung der oszillierenden Massen für Otto und Diesel liegen im Bereich von ca. 1,5%; Verbrauchssenkung durch Reduktion der Reibung werden im Bereich zwischen 7%-11% für Ottomotoren und 9%-14% für Dieselmotoren geschätzt (Spannbreite jeweils zwischen konservativer und optimistischer Einschätzung). Optimierung der Nebenverbraucher wie Öl-, Wasser-, Kraftstoffpumpe etc. wurden in den Betrachtungen mit berücksichtigt. Hier wird auch von Austin et. al (1999) das größte Potenzial gesehen. Basierend auf Schwaderlapp (2000) wird in NRC (2002) das Kraftstoff-Einsparungspotenzial auf 1 bis 5% geschätzt, sowie die Kosten mit umgerechnet 37 bis 148 $€_{2000}$ angegeben.

Da bei fortgeschrittenen Einspritzsystemen die Effekte teilweise abgedeckt sind, werden die Potenziale der Reduktion mechanischer Verluste hier konservativ abgeschätzt. Die Annahmen sind in Tabelle 9-49 dargestellt.

Tabelle 9-49: Daten und zukünftige Entwicklung zur Reduktion mechanischer Verluste im Motor

	Einheit	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Verbrauchsabsenkung Dieselmotor	%	-4	*Keine Änderungen*				
Verbrauchsabsenkung Ottomotor	%	-3	*Keine Änderungen*				
Kosten	$€_{2000}$	93,-	*Keine Änderungen*				

Quelle: Abschätzungen nach Schwaderlapp et. al (2000) und NRC (2002).

Optimierungen am Ottomotor

Eine Reihe von Ansätzen zur Verbesserung des Kraftstoffverbrauchs von Ottomotoren sind in der Diskussion bzw. teilweise schon realisiert. Dies sind:

- Verringerung der Drosselverluste
- Verbesserung des Hochdruckwirkungsgrads
- Verminderung der Verlustleistungen
- Verschiebung des Lastkollektivs in verbrauchsgünstige Bereiche.

Durch Direkteinspritzung beim Ottomotor (GDI) werden die Drosselklappenverluste vermieden sowie der Hochdruckwirkungsgrad verbessert. Die einfachste Methode zur Entdrosselung ist Abgasrückführung (AGR). Kraftstoffeinsparungen im Bereich von 5% bis 7% werden mit AGR und konstantem Drall im Vergleich zu einem frei saugenden 1,6l Motor mit Saugkanaleinspritzung im NEFZ von Ellinger (2000) angegeben. Gegenüber diesem AGR mit konstantem Drall können Kraftstoffeinsparungen von 11,6% mit einem frei saugenden Otto DI für ein Fahrzeug mit 1350 kg ITW erreicht werden (Ellinger, 2001). Menne (2000, in Lu (2003)) differenziert das Einsparungspotenzial des GDI gegenüber dem Saugmotor zwischen Innerorts- (städtisch) und Außerorts-Verkehr. Angegeben werden Einsparungen von 15% für städtisch, 4% außerorts und kombiniert 10% im NEFZ. Laut ADAC (in Lu (2003)) ist der Verbrauch auf Autobahnfahrten um 1% höher im Vergleich zum Saugmotor.

Modelle mit GDI Motor wurden von Mitsubishi auf dem japanischen Markt schon 1996 eingeführt. Ende 1997 hatten sie bereits einen Marktanteil von 70% (ohne Mini-Segment). Ende 1997 kamen GDI Motoren auch auf den europäischen Markt (DETR, 1999). Die Verringerung der CO2-Emissionen im NEFZ aufgrund der unterschiedlichen Motorisierung des Mitsubishi Carisma ist 11% (Carisma 1.6i 16v, 5.6 l/100km, CO_2 170g/km gegenüber Carisma 1.8 GDI, 5.1 l/100km, CO_2 152 g/km. Aufgrund des Preisunterschiedes des Carisma für die unterschiedliche Motorisierung werden Mehrkosten für den GDI Motor von 700 € (RPE) geschätzt (Bates 2001).

Die Idee hinter Downsizing ist, dass der Hubraum des Motors mit der angeforderten Last übereinstimmt. Reduziertes Zylindervolumen führt zu höherer Motorlast und daher zu kleinerem spezifischen Kraftstoffverbrauch. Bei vergleichbarer Fahrleistung ist Downsizing nur in Verbindung mit Aufladung möglich. Abgas-Turboaufladung ist aus thermodynamischer Sicht zu bevorzugen (Ellinger 2001).

Von JRC/Eucar werden die Potenziale der Kombination von Direkteinspritzung und Downsizing mittels Fahrzeugsimulation berechnet (Edwards et al., 2003). Als Bezugsfahrzeug im Jahr 2002 diente eine typische europäische Limousine, 5-Sitzer, mit einem Leergewicht von 1.181 kg, einem c_w-Wert von 0,321 und einer effektiven Frontfläche von 2,1 m^2. Der Referenzverbrauch lag bei 224 MJ/100 km (NEFZ). Das GDI Fahrzeug 2002 ergab einen Kraftstoffminderverbrauch von 6% (209 MJ/100 km NEFZ) in Verbindung mit Zusatzkosten von 290 € (RPE) gg. Ref.-Fzg.

Weiterhin wurde ein GDI Fahrzeug mit Direkteinspritzung, Aufladung und Stop/Start für das Bezugsjahr 2010 modelliert. Dies ergab 16% Kraftstoffminderverbrauch durch Downsizing und Turboaufladung (188 MJ/100 km NEFZ). Die Zusatzkosten werden mit 964 € (RPE) angegeben (einschließlich EURO4) (Edwards et al. 2003).

Die fortgeschrittenen GDI-Konzepte werden mit ebenfalls weiterentwickelten konventioellen Motoren verglichen. Die Simulation ergab auch für das Fahrzeug mit PISI 2010 ein Kraftstoffminderverbrauch von ca. 16% gg. dem Ref.-Fahrzeug 2002 durch Downsizing und Turboaufladung (190 MJ/100 km NEFZ); Die Zusatzkosten (RPE) werden mit 680 € (RPE) angegeben (Edwards et al. 2003).

Downsizing bei Fahrzeugen der Segmente A und B ist aufgrund der sinkenden Effizienz von Turboladern und Zylindern mit kleineren Bauformen weniger sinnvoll. Fahrzeuge in diesen preissensiblen Segmenten können voraussichtlich Motoren ohne Aufladung verwenden, die in größeren Fahrzeugen mit Turboaufladung leistungsstärker aufgebaut sind (Ricardo 2003).

Tabelle 9-50: *Verbrauchsabsenkung durch GDI Motoren, Downsizing und Aufladung.*

	Einheit	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Verbrauchsabsenkung, NEFZ	%	-10	-12	*Keine Änderungen*			
Verbrauchsabsenkung, io	%	-15	-17	*Keine Änderungen*			
Verbrauchsabsenkung, ao	%	-4	-5	*Keine Änderungen*			
Kosten	$€_{2000}$	381,-	370,-	*Keine Änderungen*			

Quelle: siehe Text.

Die Maßnahmen im Einzelnen, wie z.B. Downsizing und Direkteinspritzung sind überwiegend innerhalb der Analyse der fortgeschrittenen Hybrid-Elektrofahrzeuge ebenfalls enthalten.

Optimierungen am Dieselmotor

Wie auch beim Ottomotor können bzw. konnten bis heute bereits eine Reihe von Maßnahmen angewendet werden, um den Dieselmotor zu optimieren. Darunter sind:

- Verbesserung des Hochdruckwirkungsgrads
- Verminderung der Verlustleistungen
- Verschiebung des Lastkollektivs in verbrauchsgünstige Bereiche (Downsizing).

Die Weiterentwicklung zur Direkteinspritzung beim Diesel ist bereits vollzogen. Downsizing kann ebenfalls angewendet werden, um das Lastkollektiv hin zu höheren Wirkungsgraden zu verschieben. Die Kraftstoffeinsparungspotential für den Dieselmotor mit Downsizing im Rahmen der Hybridisierung wird im Abschnitt über Hybrid-elektrische-Fahrzeuge behandelt.

Darüber hinaus wird augenblicklich das weitere Potenzial des Dieselmotors zurückhaltend bewertet:

- Diesel Fahrzeug mit Direkteinspritzung, 1,9 l, Turboaufladung, 74 kW, 1248 kg Leergewicht, Kraftstoffverbrauchsminderung 6% ohne DPF, 2% mit DPF im Vergleich zum 2002 Referenzfahrzeug (Edwards et al. 2003).

Weitere Potenziale werden auch durch die Reduktion der innermotorischen Reibung gesehen. Dies wird im Abschnitt über die Reduktion mechanischer Verluste im Motor behandelt.

HCCI-Motor (Homogenous Charge Compression Ignition)

HCCI-Motoren stellen neben dem Otto- und Dieselmotor ein drittes Brennverfahren dar, um einen Kolbenmotor zu betreiben. Bei konventionellen Ottomotoren wird ein Gemisch aus Kraftstoff und Luft außerhalb des Kolbens gebildet. Nachdem es in die Brennkammer gebracht ist, wird das Gemisch verdichtet und anschließend mit einer Zündkerze gezündet. Beim Dieselmotor wird Luft in die Brennkammer gebracht und anschließend verdichtet. Nahe des Endes der Verdichtung wird Dieselkraftstoff in die Brennkammer eingespritzt, worauf sich dieser durch die hohe Temperatur und Druck spontan entzündet. Die Verbrennung wird durch den Einspritzzeitpunkt kontrolliert.

Der HCCI-Motor enthält Elemente von beiden Verfahren. Das Gemisch aus Luft und Kraftstoff wird außerhalb der Brennkammer gebildet. In der Brennkammer wird es verdichtet bis es sich selbst entzündet. Der Hauptvorteil ist eine sehr saubere Verbrennung, die dadurch zustande kommt, dass ein mageres Gemisch (Luftüberschuss) verwendet wird und es keine Flammenfront gibt, sondern die Verbrennung an vielen Orten gleichzeitig beginnt, so dass eine hohe Verbrennungsrate zustande kommt. Das Ziel ist durch HCCI die Abgasnachbehandlung wesentlich zu vereinfachen, da es auch zu geringerer Rußbildung kommt.

Im Zusammenhang mit dieser Studie ist zu sehen, dass ein HCCI-Motor eine Reihe von alternativen Kraftstoffen ebenso verbrennen kann, wie Diesel oder Benzin. Keinen Vorteil hat der HCCI-Motor gegenüber dem Dieselmotor beim Wirkungsgrad.

Bekannte Probleme des HCCI-Motors sind:

- die Kontrolle der Verbrennung;
- bis jetzt konnten die Motoren nur unter geringer Last betrieben werden;
- Kohlenwasserstoff-Emissionen und CO müssen mit einem Niedertemperatur-Abgaskatalysator beseitigt werden.

Ottomotorische Brennverfahren, die homogene Selbstzündung und Fremdzündung kombinieren, wurden bereits demonstriert, kamen aber wegen höherer Kosten und eines veränderten Geräuschbildes bis jetzt in der Serie nicht zum Einsatz. Mit Direkteinspritzung, teilvariablem Ventiltrieb, zylindergeführter Motorsteuerung und Schichtleerlauf wurden Einsparungen von ca. 15% (NEFZ) gegenüber einem konventionellen Saugmotor erzielt (Fraidl, 2005). Entscheidender Vorteil wäre, dass zukünftige Emissionsvorschriften auch ohne DeNOx-Katalysator erreicht werden könnten.

Zylinderabschaltung

Durch Deaktivieren der Einlassventile eines oder mehrerer Zylinder wird der Lastpunkt der restlichen Zylinder angehoben und diese arbeiten dann bei höherem Wirkungsgrad. Die

aktiven Zylinder haben geringere Ladungswechselverluste bei einem höheren mittleren Arbeitsdruck. Einsparungspotentiale sind beschränkt durch Komfort und Emissionsbeschränkungen.

Zur Kraftstoffeinsparung finden sich in der Literatur u.a. folgende Angaben:

- Zylinderabschaltung im Stillstand ergibt 1-3% Kraftstoffeinsparung (Delphi 2004);
- Mercedes-Benz-Umschaltung von 12- auf 6-Zylinderbetreib führt zu etwa 15% geringerem spezifischen Verbrauch;
- A I4 engine with cylinder valve deactivation showed 20% improvement in fuel consumption at low engine speed. A V8 engine showed 6-8% improvement in fuel consumption for the New European Driving Cycle (Kreuter, Heuser et al. 2001, in NRC 2002).

Das Potenzial der Kraftstoffeinsparung durch Zylinderabschaltung wird durch Stop-Start reduziert. Auch auf längere Sicht sinkt das Potenzial durch Downsizing in Verbindung mit Hybridantrieben. Die Zylinderabschaltung wird daher im weiteren nicht verwendet.

Getriebeoptimierung

Durch eine höhere Anzahl von Übersetzungen wird der Betriebspunkt des Motors hin zu höheren Wirkungsgraden verlagert. Daher werden Fünf- und Sechsgang-Getriebe in der Zukunft weitere Verbreitung finden. Dies wird durch Automatgetriebe, die den Schaltzeitpunkt gegenüber Handschaltung optimieren, weiter verbessert. Eine weitere Verbesserung ergibt sich durch stufenlose Getriebe so genannte CVT. Diese Getriebe sind jedoch aufwändig und teuer. Beispielsweise will General Motors das erst 2002 in Serie gegangene CVT-Getriebe im Jahr 2005 wieder abschaffen. Begründet wird dies mit Entwicklungserfolgen bei den Fünf- und Sechsgang-Automatgetrieben (MTZ, Juli 2004).

Tabelle 9-51: Kraftstoff-Einsparungspotential durch Getriebeoptimierung aus verschiedenen ausgewählten Quellen

Reduktion in % (NEFZ)	***Beschreibung/Bezugssystem***	***Quelle***
Automatisiertes Handgetriebe im Vergleich zur Handschaltung		
7,1%	Simulation für VW Polo, 1,0 Liter; 5,7 l/100 km.	Hofmann (1998)
3,4%	Citroen C2, Segment AB; Mehrkosten 900 €	Aktuelles Model
1,7%	Opel Corsa, Mehrkosten 550 €	Aktuelles Model
6-/7-fach Automatgetriebe im Vergleich zu 5-fach Automatgetriebe		
5-6%	ZF-Getriebe, Tests und Simulation	Wagner (2001)
5%	Mercedes Benz S-Klasse, Absenkung um bis zu 0,6 l/100 km im NEFZ.	Aktuelles Model
Continuous Variable Transmission (CVT)		
4,4%	Im Vergleich zu 5-Gang-Handschaltung	Hofmann (1998)
9,2%	Test und Simulation im Porsche Boxter Im Vergleich zu 6-Gang-Handschaltung	Baur (1998)
8%	Im Vergleich zu 5-fach Automatgetriebe	Wagner (2001)

Quelle: DLR-VF

Fortentwickelte Getriebebauarten sind in den Ganzfahrzeug-Simulationen teilweise mit abgedeckt.

Hybrid-elektrischer-Antrieb

Ein Hybridantrieb besteht aus zwei unterschiedlichen Antriebssystemen, d.h. aus mindestens zwei Energiewandlern und zwei Energiespeichern. Unterschieden werden –Serieller Hybrid, -Paralleler Hybrid, Split- oder kombinierter Hybrid. Ein hybrid-elektrischer Antrieb wird in Kombination mit anderen Maßnahmen, wie z.B. Lastpunktanhebung (Downsizing) und automatisierte Getriebe, eingesetzt. Die Vorteile sind Bremsenergierückgewinnung, erhöhte Fahrleistung und eine Verbesserung des Wirkungsgrads des Verbrennungsmotors durch Downsizing durch die Leistungsaddition von Verbrennungs- und Elektromotor. Die Nachteile sind erhöhte Kosten, erhöhte Systemkomplexität und ein erhöhtes Fahrzeuggewicht.

Unterschieden werden verschiedene Stufen der „Hybridisierung“, die sich an der Leistung des Elektromotors orientiert. In der Literatur stehen eine Reihe von Studien zur Verfügung, die sich mit der Modellierung von Hybridfahrzeugen beschäftigen. Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass auf dem Markt schon verschiedene Hybridfahrzeuge kommerziell erhältlich sind, wie z.B. der Honda Insight (nur USA), der Honda Civic und der Toyota Prius.

Folgende Studien wurden als wesentlich ausgewählt und sind hier stichwortartig zusammengefasst:

- Micro-Hybrid mit Dieselmotor: Regeneratives Bremsen (3 kW), einschließlich Stop/Start; in Verbindung mit Downsizing von 1,8 auf 1,6 Liter und 6 Gang automatischem Getriebe; Kraftstoffminderverbrauch ca. 17% NEFZ (eigene Abschätzung); Zusatzkosten von 1.380 € (nach RICARDO 2003);
- Mild-hybrid mit Dieselmotor: Regeneratives Bremsen und Boost-Einsatz einschließlich Stop/Start; Signifikantes Downsizing von 1,8 L auf 1,2 Liter und entspr. Kühlung; 42 V 10 kW elektr. Maschine; Leistungselektronik DC-DC Wandler, NiMH Batterie, DPF u. Lean NOx Trap für EURO5, Zusatzkosten gegenüber Ref.-Fzg. 2.719 € (eigene Abschätzung), CO_2-Minderung -34% gg. Ref. 2003 (Mehremissionen durch LNT berücksichtigt) (nach RICARDO 2003)
- Parallel-hybrid, 1,0 L Dieselmotor, (Downsizing), 300 V 30 kW elektr. Motor und Generator (nicht vor 2010) Kosten sind projeziert auf 2012; 16% geringere CO2-Emissionen im Vgl. zu Mild Hybrid; Differenzkosten gegenüber Ref.-Fzg. 4.389 € (einschließl. Maßnahmen zur Erfüllung der Abgasgesetztgebung (nach RICARDO 2002 bzw. 2003).
- VW Bora 1,9l TDI mit (Parallel-) Hybridantrieb mit 6-Gang Automatik: Die hybridspezifischen Funktionen bringen eine Einsparung von 0,6 l/100 km im NEFZ. Mit Rekuperation können aufgrund der Wirkungsgradkette maximal 14% im NEFZ an Kraftstoff gespart werden. In der Simulation bringt die Hybridfunktion gegenüber 55 kW TDI mit ASG und Start-Stopp 13%.

  Das Gesamtfahrzeug (incl. Techniken, die im 3L Lupo verbaut sind) spart etwa 1 l/100 km gegenüber dem Vergleichsfahrzeug, 21% im NEFZ, 34% im ECE (Stadtverkehr), 18% im EUDC (Überland) (Simulationsergebnis) gegenüber einem Fahrzeug mit gleicher Fahrleistung (z.B. 74 kW VW Bora TDI mit 5 Gang Handschaltung); Elektromaschien 25 kW; Batterie: NiMH, (Köhle 2004)
- Mild Hybrid Otto-Direkteinspritzung, 2010; 14 kW elektr. Antrieb; GDI, Li-Ionen Batterie, Abgasnachbehandlung; 162 MJ/100 km; Zusatzkosten 2.443 € (RPE) gg. Otto-Ref.-Fzg (Edwards et al. 2003).
- Mild Hybrid Diesel-Direkteinspritzung, 2010; 14 kW elektr. Antrieb; Li-Ionen Batterie, Abgasnachbehandlung; 148 MJ/100 km; Zusatzkosten 2.553 € (RPE) gg. Diesel-Ref.-Fzg (Edwards et al. 2003).
- F500 Mind, Diesel-hybrid „Allerdings stellten die DaimlerChrysler-Forscher eine Diskrepanz zwischen … dem Kraftstoffverbrauch im NEFZ Testzyklus und dem Kraftstoffverbrauch im kundennahen Praxiseinsatz, fest. "Der Realverbrauch des Hybridantriebs im Langstreckenverkehr, also bei Überland- oder Autobahnfahrten, liegt derzeit höher als bei einem serienmäßigen Mercedes-Dieselmodell", H. Kohler in L. Paschek (2004).
- F500 Mind, Diesel-hybrid „Allein die Möglichkeit den Dieselmotor beim Ampel-Stopp abzuschalten und mit Hilfe der Elektromaschine anzufahren, bringt im Testzyklus einen Verbrauchsvorteil von rund 10%.

Anm.: Kosten umgerechnet auf EURO 2000 nach IEA/OECD, GDP und PPP angepasst; Referenzfahrzeug bei RICARDO (2002): Klasse C+D Diesel Fahrzeug, 5,5 L/100 km durchschnittlicher Verbrauch bei 1.333 kg Fahrzeuggewicht (Beispiel: Ford Focus 1.8 TDCi, Opel Astra 2.0 DTI 16V, VW Golf 1.9 TDI), entspr. 195 MJ/100 km NEFZ, 262 MJ/100 km io, 160 MJ/100 km ao;

Energiemanagement

Während Wartephasen, z.B. an Ampeln oder im Stop-and-go-Verkehr, läuft der Motor im Leerlauf und verbraucht Kraftstoff. Dies kann durch ein kurzzeitiges Abstellen vermieden werden. Technologien für Stop-Start sind inzwischen sehr weit entwickelt und stehen kurz vor einer breiteren Markteinführung. Einzelne Fahrzeuge in der Vergangenheit, wie der Audi A2, waren bereits mit Stop-Start ausgestattet.

Kommerzielle angeboten wird ein integrierbarer Starter-Generator für Stop-Start mit einer 12 V elektrischen Maschine (Visteon SpeedStart12, 2,1 kW), der über Zahnriemen mit dem Motor verbunden ist. Die Kraftstoffeinsparung im NEFZ wird mit zwischen 3,6 % und bis 5 % angegeben (RICARCO 2003, www.visteon.com). Die Zusatzkosten liegen bei ca. 160 bis 170 € da auf den konventionellen Startermotor verzichtet werden kann (Paschek, 2003);

Um Stop-Start zu unterstützen kann alternativ auch ein Schwungrad eingesetzt werden, dass die kinetische Energie aus dem abbremsen speichert um anschließend den Startvorgang und das Anfahren zu unterstützen.

Druten (2001) macht für Schwungräder folgende Angaben:

- Sub-critical flywheel System, ohne Vakuum, 60 Wh, 625 W max power loss, Stahl, Total cost in mass production 630 €.
- Super critical flywheel system, vacuum, 300 Wh, 693 W max power loss, Rotor aus Aramid/carbon, 196 kg, 3.920 €.

Der Nachteil eines Schwungrads ist, dass es nicht unerhebliches zusätzliches Gewicht ins Fahrzeug bringt. Daher wird es in hier nicht weiter betrachtet.

9.2.2.3 Fahrzeugkonzepte mit alternativen Antrieben

Wasserstoff-Verbrennungsmotor

Die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger in einem weiter entwickelten Verbrennungsmotor wird als mögliche Brückentechnologie bis zur Marktreife der Brennstoffzelle gesehen. Die Verbrennung von Wasserstoff ergibt Wasser, sehr kleine Mengen von NMVOC und CO (unterhalb SULEV), jedoch erhebliche Mengen von NO_x.

Wasserstoff-Motoren werden schon seit mehreren Jahrzehnten untersucht, mit unterschiedlichem Erfolg, aber auch relativ geringem Engagement (Karim, 2003). Wasserstoff kann sowohl in Ottomotoren als auch in Diesel- oder HCCI-Motoren verwendet werden. H_2 ist vor allem wegen seiner hohen Brennrate gut geeignet als Kraftstoff. Ein Nachteil ist die reduzierte Leistungsabgabe eines Motors im Vergleich zu Otto- und Dieselkraftstoffen was hauptsächlich durch den geringen volumetrischen Heizwert verursacht wird. Die meisten anderen Problem, wie Klopfen, unkontrolliertes Zünden usw. scheinen von den OEMs jedoch gelöst.

Hohe Verbrennungstemperaturen führen zu hohen NO_x-Emissionen. Daher ist eine Abgasnachbehandlung erforderlich um EURO 4 und 5 zu erfüllen (Karim, 2003).

Fahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor sind bereits verschiedentlich von den Automobilherstellern, u.a. BMW, Ford und Toyota, dargestellt worden. Eine Literaturrecherche ergab folgende Daten zu Effizienz und Mehrkosten:

- Mittelkasse Fahrzeug mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor, H2RV (Hydrogen ICE Hybrid Research Vehicle) Plattform Ford Focus Kombi, 167 MJ/100 km (Krüger, 2004);
- Mittelkasse Fahrzeug mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor, Stop/Start und regenerativem Bremsen; Energieverbrauch 272 MJ/100 km NEFZ; Zusatzkosten 1.634 € gegenüber Diesel Referenzfahrzeug (RICARDO, 2002);
- Opel Zafira Minivan (2002), optimierte H2-Einspritzung mit automatisiertem Schaltgetriebe; 203 MJ/100 km (EDC) (Choudhury, 2002)
- Mild Hybrid Fahrzeug mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor, regeneratives Bremsen und Boost-Einsatz einschließlich Stop/Start; Signifikantes Downsizing des H2-Motors von 1,8 L auf 1,2 L; 42V KSG;Leistungselektronik DC-DC Wandler, NiMH Batterie, Zusatzkosten 2.814 €, Wasserstoff-Verbrauch 222 MJ/100 km (nach RICARDO, 2003)
- Mild Hybrid Fahrzeug mit H2-Verbrennungsmotor und kleiner APU (750 W);
- Parallel-Hybrid, Opel Zafira Minivan Plattform, optimierte H2-Einspritzung mit automatisiertem Schaltgetriebe; 149 MJ/100 km (EDC) (Choudhury, 2002)
- Parallel Hybrid Fahrzeug mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor und 8 kW APU; 171 MJ/100 km NEFZ; Zusatzkosten 6.239 € gg. Diesel-Ref.-Fzg (nach RICARDO, 2003).
- Mittelkasse Fahrzeug mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor (2010), Stop/Start; 70 MPa H2-Tank; 168 MJ/100 km (NEFZ); Zusatzkosten 5.430 € gg. Otto-Ref.-Fzg (2002) (Edwards et al. 2003)
- Mild Hybrid Fahrzeug mit H2-Verbrennungsmotor (2010); Turboaufladung; 14 kW elektr. Antrieb; Li-Ionen Batterie; 70 MPa H2-Tanksystem; 149 MJ/100 km NEFZ; Zusatzkosten 6.221 € gg. Otto-Ref.-Fzg (2002) (Edwards et al. 2003)

Anm.: Kosten umgerechnet auf Euro 2000 nach IEA/OECD, GDP und PPP angepasst; Referenzfahrzeug bei RICARDO (2002): Klasse C+D Diesel Fahrzeug, 5,5 L/100 km durchschnittlicher Verbrauch bei 1.333 kg Fahrzeuggewicht (Beispiel: Ford Focus 1.8 TDCi, Opel Astra 2.0 DTI 16V, VW Golf 1.9 TDI)

Heutige Konzeptmotoren erreichen noch nicht die spezifischen Leistungsdichten aktueller Benzin-Motoren mit Saugrohreinblasung. Der Grund ist, dass Wasserstoff ca. ein Drittel des Brennraumvolumens einnimmt und somit durch den Füllungsverlust der Gemischheizwert deutlich geringer ist als bei einem Benzin-Motor (Kiesgen, 2004). Durch tiefkalte äußere Gemischbildung oder Hochdruckdirekteinblasung mit Aufladung können jedoch Leistungs- und Drehmomentdichten auf dem Niveau zukünftiger Otto- und Dieselmotoren mit Aufladung erwartet werden. So werden etwa von Pischinger (2005) spezifische Kraftstoffverbräuche im Bereich von modernen, auf EU IV kalibrierten, aufgeladenen Dieselmotoren für möglich gehalten.

Die zukünftigen Kraftstoffverbrauchsabschätzungen für Fahrzeuge mit Wasserstoff Verbrennungsmotor orientieren sich für die Modellierung ab 2012 unter der Annahme einer engagierten Weiterentwicklung an den Verbrauchswerten für dieselbetriebene Fahrzeuge. Bis 2012 wird ein Verbrauchsnachteil von 25% angenommen.

Wasserstoff-Brennstoffzelle

Von dem Einsatz einer Brennstoffzelle in Verbindung mit Wasserstoff als Energieträger erwartet man aufgrund des höheren Wirkungsgrades der Brennstoffzelle gegenüber dem Verbrennungsmotor einen geringeren Verbrauch. Einige Beispiele modellierter BZ-Fahrzeuge sind:

- Brennstoffzellenfahrzeug, BZ 80 kW, elektr. Antrieb 75 kW Leistung, Li-Ion Batterie 6 kWh, Tankkapazität 4,7 kg bei 70 MPa; 94 MJ/100 km; Zusatzkosten 10.263 € gg. Otto-Ref.-Fzg. (Edwards, et al. 2003).
- Hybrid-Brennstoffzellenfahrzeug, BZ 80 kW, elektr. Antrieb 75 kW Leistung, Li-Ion Batterie 6 kWh, Tankkapazität 4,2 kg bei 70 MPa; 84 MJ/100 km; Zusatzkosten 11.450 € gg. Otto-Ref.-Fzg. (Edwards, et al. 2003).
- Hybrid-Brennstoffzellenfahrzeug; 40 kW PEM BZ; Zusatzkosten 5.868 gg. Diesel-Ref.-Fzg.

Anm.: Kosten umgerechnet auf EURO 2000 nach IEA/OECD, GDP und PPP angepasst;

Schätzung der Kostenentwicklung der PEM-Brennstoffzelle für Pkw

Die Abschätzung der Kostenentwicklung von Brennstoffzellen spielt eine Schlüsselrolle für die Bewertung der Konkurrenzfähigkeit von BZ-Fahrzeugen gegenüber konventionellen Antrieben. Bei einem Produktionsvolumen von ca. 100 Einheiten bei BALLARD im Jahr 2004 werden die Kosten für die Fertigung des Brennstoffzellensystems auf etwa 3.700 US$/kW geschätzt (Anonymous, 2004). Entscheidend ist die Abschätzung der Kosten, mit denen im besten Fall bei einer Massenproduktion zu rechnen ist. Dies ist jedoch in der Praxis mit Unsicherheiten behaftet, da zukünftige Entwicklungen und Technologiesprünge prinzipiell nicht vorhersagbar sind.

Um dennoch eine Aussage machen zu können, wird ein Lernkurvenansatz angewendet, der die Kosten des BZ-Stapels und des BZ-Systems anhand der kumulierten produzierten Menge sowie branchen- und komponentenabhängiger Lernfaktoren berechnet. Das Mengengerüst und die Lernfaktoren werden dabei zum Großteil von Tsuchiya (2004) übernommen. Ergänzt werden die Kosten durch eigene Abschätzungen für die Systemkomponenten (Balance-of-plant) sowie durch Ergänzung der Annahmen von Tsuchiya durch aktuellere Werte.

Ausgehend von 40 produzierten Systeme weltweit im Jahr 2000 werden in diesem Szenario nach 10 Jahren 50.000 Stück, nach 15 Jahren 500.000 sowie nach weiteren 5 Jahren 5 Millionen Systeme produziert sein (Tsuchiya, 2004). Nach 5 Mio. produzierten Stück liegt der Preis des Stacks bei 50 $€_{2000}$/kW und das System kostet 108 $€_{2000}$/kW. Die Annahmen zur Berechnung sind in Tabelle 9-52 dargestellt.

Tabelle 9-53 fasst die Charakteristiken der BZ-Referenzfahrzeuge für die Modellierung alternativer Szenarien zusammen. Dargestellt ist jeweils ein Fahrzeug für die Segmente AB, CD, EFG für das Jahr 2012, welche als absolut frühest möglicher Einsatzzeitpunkt gelten kann. Für das Jahr 2020 ist je Fahrzeugsegment ein Fahrzeug beschrieben, das unter dem Gesichtspunkt „höchste Effizienz“ bewertet werden kann.

Tabelle 9-52: Annahmen zur Kostenabschätzung von Brennstoffzellensystemen.

Stackbestandteile	Kosten heute		Lernfaktoren
Polymerelektrolytmembran (2004)	640[++]	€/m2	0,82
Elektrode	1.500	€/m2	0,82
Bipolarplatten	1.730	€/m2	0,82
Endplatten, Stromsammler, Sonstiges	16	€/m2	0,95
Platinbeladung	3,82	g/m2	0,92
Platinkosten [§]	35	€/g	*konstant*
Stromdichte	2	kW/m2	0,96
Kosten für Montage	400	€/50 kW	0,92
Balance-of-Plant [#]	2.520	€/kW	0,8

Quellen: Tsuchiya (2004) und [#]eigene Abschätzung, [§] Johnson Matthey (2004), [++]Jörissen/ZSW (2004)

Tabelle 9-53 Referenzfahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb: Verfügbarkeit am Markt in größeren Stückzahlen, Energieverbrauch und Zusatzkosten.

Segment	Verfügbarkeit	Wasserstoff Brennstoffzellen Pkw	Energieverbrauch			Gewicht	Zusatzkosten
	am Markt		NEFZ	io	ao		gg 2003 [##]
	Jahr	Beschreibung	MJ/100 km			kg	EUR 2000
AB	2012	Honda FCX (60 kW, wird zum Test an Öffentliche Einrichtungen verleast)	144 [++]	139	148	1684	22.379
	2020	Extrapoliert (ohne Hybrid)	85 [++]	97	104		2.976
CD	2012	BZ-Hybrid, 80 kW FC (nach JRC/EUCAR, Simulation)	84	72	98	1370	30.890
	2020	BZ-Hybrid, 80 kW FC (nach JRC/EUCAR, Simulation)	84	72	98	1370	6.465
	2020	Leichtbaufahrzeug; Typ "Revolution", BZ-Hybrid	72	62	84	892	9.533
EFG	2012	Toyota FCHV (80 kW Motor, 90 kW FC)		116	157	1860	35.000
	2020	SUV (effizienter und leichter)	100	90 [§]	110 [§]	1500	6.450

Erdgasfahrzeuge

Erdgas als Kraftstoff bietet aufgrund des hohen Wasserstoffgehaltes Vorteile bei der CO_2-Bildung je MJ von ca. 20% gegenüber Ottokraftstoff. Weitere Vorteile sind die hohe Oktanzahl von bis zu 130 wodurch keine Aromaten zur Erhöhung der Klopffestigkeit notwendig sind, ein hoher Heizwert sowie eine saubere Verbrennung. Nachteile sind eine hohe Zündenergie, keine schmierende Wirkung und ein hoher Luftbedarf. Daraus ergibt sich bei frei ansaugenden Erdgasmotoren der Nachteil der geringeren Leistungsdichte im Vergleich zu Ottomotoren gleicher Bauart durch den niedrigeren Gemischheizwert von ca. 8 %. Dies kann meist durch einen höheren Motorwirkungsgrad nicht kompensiert werden und führt bei Saugmotoren zu einem Drehmomentenrückgang von ca. 3 % bis 5 % (Berner, 2004).

Bivalente Fahrzeuge überwiegen heute am Markt. Diese können jedoch den verbrennungsmotorischen Vorteil, den Erdgas bietet, kaum nutzen und haben zudem ein höheres Gesamtgewicht. Daher werden 4% Mehrverbrauch an Energie für den heutigen Flottenmix angenommen, wobei ein Mix aus 70% H-Gas und 30% L-Gas zugrunde gelegt ist.

Als Referenzfahrzeug wird das jeweils der Zeit entsprechende Fahrzeug mit Ottomotor verwendet.

Tabelle 9-54 Energieverbrauch von Erdgasfahrzeugen mit verschiedenen Antriebstechnologien

- Erdgasfahrzeug PISI „bi-fuel“ 2002, 229 MJ/100 km EDC; Zusatzkosten 2.538 € gegenüber Fahrzeug mit Ottomotor;
- Erdgasfahrzeug PISI „dedicated“ 2002, 230 MJ/100 km EDC; Zusatzkosten gg. Otto-Ref.-Fzg. 1.953 €;
- Erdgasfahrzeug PISI 2010 gegenüber Ref.-Fzg. 2002: 16% Kraftstoffminderverbrauch durch Downsizing und Turboaufladung; 193 MJ/100 km; Zusatzkosten 2.633 € gg. Otto Ref.-Fzg. 2002 (Edwards et al. 2003)
- Mild Hybrid Erdgasfahrzeug 1,0 Liter Motor mit ATL und Ladeluftkühlung, E-Motor 9 kW, Gewichtserhöhung gg. Otto-Referenzfahrzeug von 230 kg auf 1590 kg; ca. 176 MJ/100 km; ca. 97 g CO_2/km NEFZ (Berner, 2004)
- Erdgas-Hybridfahrzeug 1,6 Liter, „Mono-Fuel“, E-Motor 14 kW, 42 V, PISI 2010; 147 MJ/100 km; Zusatzkosten 3.596 € gg. Otto-Ref.-Fzg. (Edwards et al. 2003)

Die Ausrüstung für Erdgasbetrieb hat einen hohen Platzbedarf durch die heutigen Erdgasspeicher und verursacht auch bei Fahrzeugen der Mittelklasse Packaging-Probleme.

Serienhybridfahrzeuge mit Freikolbenlineargenerator

Das Konzept des Freikolbenlineargenerators verbindet ein innovatives Motorkonzept mit variablem Hubraum mit der effizienten Umwandlung von mechanischer Energie in elektrische Energie. Der Kolben des Verbrennungsmotors bildet zugleich den Läufer eines elektrischen Lineargenerators bzw. ist mit einem Lineargenerator starr verkoppelt. Durch die Variation des Kolbenhubs treten keine Teillastzustände mehr auf. Der Hubraum entspricht genau der Lastanforderung und daher wird der Motor immer im Bestpunkt betrieben.

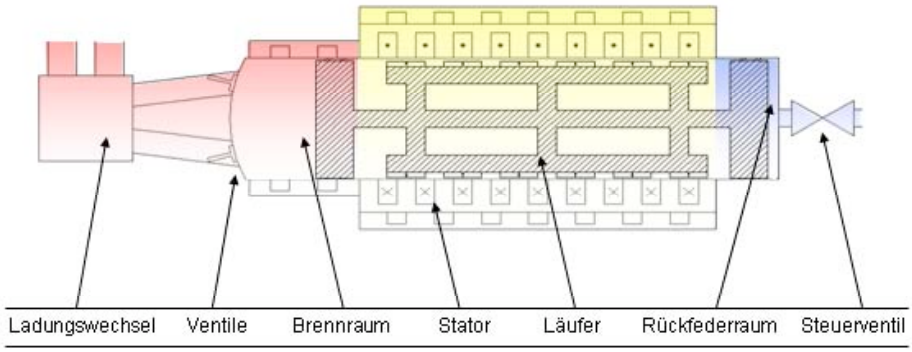


Abbildung 9-8: Schematische Darstellung eines Freikolbenlineargenerators (Prinzip DLR IFK).

Der Freikolbenlineargenerator wandelt chemische Energie in einem konventionellen, ventilgesteuerten 2-Takt-Verbrennungsprozess mit hohem Wirkungsgrad in elektrische Energie um. Der Verbrennungsprozess ist prinzipiell auch für alternative Kraftstoffe geeignet. Eigene Berechnungen haben Wirkungsgrade für einen konventionellen Ottoprozess im Bereich von 35 – 40 % aufgezeigt. Volvo gibt für seinen Diesel-HCCI-Freikolbenmotor Wirkungsgrade bis 46 % an Erland (2005). Für diese Studie wurde das DLR-Prinzip mit einem Rückfederraum zugrunde gelegt. Der Vorteil dieses Konzepts liegt in der Variabilität von Hubraum und Verdichtung, wodurch sich deutlich höhere Teillastwirkungsgrade erzielen lassen. Der Status der Forschungsaktivitäten am DLR ist die experimentelle Prüfung der Luftfeder und der Stromerzeugungseinheit. Als Herausforderung bleibt die komplexe Steuerung des Motors.

9.2.2.4 Fahrzeugkonzepte mit alternativen Bauweisen

Super-effiziente Fahrzeuge sind mit einzelnen Leichtbaumaßnahmen nicht zu erreichen. Vielmehr müssen fast alle Elemente eines Fahrzeugkonzeptes mehr oder weniger zur Gewichtsreduktion beitragen. Als Beispiel wird das Fahrzeugkonzept des „Revolution" von Hypercar, Inc. herangezogen.

Durch ein alternatives Leichtbaukonzept wurde ein sehr leichtes Fahrzeug entworfen, das mit verschiedenen Antriebskonzepten denkbar ist. Der *Revolution* ist ein Fünf-Sitzer und kombiniert durch ein adaptives Fahrwerk Charakteristiken eines Pkws mit denen eines Sports Utility Vehicle (SUV). Das Fahrzeug ist somit nicht eindeutig einem Marktsegment zuzuordnen, da es bestimmte Eigenschaften eines heutigen Sports Utility Vehicles, wie beispielsweise die Zugfähigkeit, nicht erfüllt.

Im *Revolution* sind extreme Leichtbaumaßnahmen realisiert, um eine Gewichtsreduktion von 52% gegenüber dem Referenzfahrzeug zu erreichen, wobei über alle Fahrzeugelemente hinweg optimiert wurde. Tabelle 9-55 zeigt die angestrebte Gewichtsreduktion je Bauteil.

Tabelle 9-55: Gewichtsreduktion je Bauteil des Fahrzeugkonzepts Revolution

	Vergleichswerte	***Revolution***	***Minderung***
	kg	***kg***	***%***
Aufbau	*430*	*186,5*	*-57%*
Antrieb	468	288,3	-38%
Fahrwerk	306	201,2	-34%
Elektrisches System	72	33,4	-54%
Auskleidung	513	143,2	-72%
Flüssigkeiten	11	4,1	-63%
Summe	1800	856,6	-52%

Quelle: (Lovins, 2004)

Für das Fahrzeugkonzept *Revolution* wurden in Abhängigkeit des Antriebssystems verschiedene Energieverbrauchswerte angegeben, die in Tabelle 9-56 dargestellt sind. Da keine Daten für die europäischen Fahrzyklen vorliegen, werden diese Werte näherungsweise auf NEFZ, io und ao angewendet.

Als Vergleichsfahrzeug zum Revolution wird ein Audi Allroad 2.7T w/Tiptronic angegeben mit einem Preis ab Werk von 33.831 US$$_{2000}$$. Die Kostenkalkulation des *Revolution* ergibt je nach Antriebssystem 39.361 US$$_{2000}$$ für konventionellen Ottoantrieb sowie 41.624 US$$_{2000}$$ für den Otto-Hybridantrieb[19]. Daraus resultieren Mehrkosten ab Werk von 5.530 US$$_{2000}$$ bzw. 7.793 US$$_{2000}$$. Mit dem von RMI angegebenen Zuschlag vom OEM zum Händler von 1,791 sowie der Währungsumrechnung ergeben sich Differenzen in den Herstellkosten von 3.350 €$_{2000}$ bzw. 4.721 €$_{2000}$[20]. Für die Kosten des Leichtbau-Fahrzeugkonzepts mit Brennstoffzellenantrieb werden näherungsweise 3.350 €$_{2000}$ ausschließlich für die Gewichtsreduktion angesetzt.

[19] Quelle: Hintergrundinformation zum Hypercar Revolution www.oilendgame.org; Technical Annex Spreadsheets, T5 costs of Audi baseline, T7 hypercar data corrected

[20] Anm.: Diese Differenzkostenrechnung entspricht nicht der Originalrechnung von RMI, da der Zuschlag von 5.038 US$$_{2000}$$ für Zusatzausstattung zur Erhöhung der Vergleichbarkeit nicht gerechtfertigt erscheint.

Tabelle 9-56: Energieverbrauch- und Kostenabschätzungen des Fahrzeugkonzepts Revolution mit Ottomotor, Otto-Hybrid- und BZ-Hybrid-Antrieb.

	Einheit		***2020***		***2030***	***2040***	***2050***
Energieverbrauch		Otto	Otto-Hyb.	BZ-Hyb.			
EPA Highway cycle	MJ/100 km	130	116	84	*Keine Veränderung*		
US city cycle	MJ/100 km	173	100	62	*Keine Veränderung*		
Combined	MJ/100 km	158	114	72	*Keine Veränderung*		
Kosten	$€_{2000}$	3.350	4.721	6.575 §			

Quelle: http://www.hypercar.com/pages/casestudies.php; www.oilendgame.org; Lovins, 2004; § 50 kW PEM BZ-System bei 5 Mio. produzierter Systeme; eigene Berechnungen.

9.2.2.5 Zusammenfassung der verwendeten Kostendaten

Die im Folgenden aufgeführten Kostendaten sind als Einkaufskosten für den Fahrzeughersteller definiert. Kostendaten aus der Literatur, die sich auf den Endkunden beziehen („retail price“) wurden um den Faktor 1,744 reduziert. Dieser Faktor ergibt sich aus einem mittleren Aufschlag von 1,5 für den OEM und 1,163 für den Händler.

Die Basiskosten, d.h. die Kosten, mit denen aus heutiger Sicht in eine Serienfertigung gegangen wird, sind im vorherigen Kapitel dargestellt. Darüber hinaus wurden, wo es sinnvoll erschien, Lernkurven angesetzt. Lernkurveneffekte können die Herstellungskosten in Abhängigkeit der kumulierten produzierten Menge einer technischen Komponente bis zu einem gewissen Grad, der z.B. zum Teil durch Materialkosten vorgegeben ist, senken.

Die Entwicklung der Menge der produzierten Komponenten wird pauschal angenommen, Einstiegskosten sind 200.000 Stück zugeordnet. Solange angenommen wird, dass die kumulierte Stückzahl diesen Wert nicht überschreitet, bleiben die Kosten konstant.

Der Lernkurvenfaktor wird bei den Fahrzeugkomponenten zu zwischen 5 und 10 % (7%) je Verdoppelung der kumulierten produzierten Menge angenommen.

Tabelle 9-57: Zusammenfassung der verwendeten Kostensätze

Euro 2000	2005	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Minderung Rollwiderstand	37	37	37	37	37	37	37
42V Starter-Motor-Generator (3 kW)	47	47	38	31	31	31	31
Minderung Luftwiderstand	53	53	53	53	53	53	53
Minderung mech. Verluste Motor	93	93	93	93	93	93	93
42V Starter-Motor-Generator (10 kW)	101	101	86	67	67	67	67
Aufladung	103	101	98	92	85	79	73
Batterie (VRLA 42 V, 20 Ah)	120	120	120	120	120	120	120
StopStart extern	170	170	165	155	143	133	123
300V Motor (30 kW)	254	254	204	169	169	169	169
Fahrumrichter (3 kW)	276	276	220	182	182	182	182
GDI-Motor gg Saugmotor	287	280	272	255	236	219	202
Fahrumrichter (10 kW)	329	329	329	231	221	221	221
Automatisches Getriebe f. Hybridfzg	420	368	312	277	277	277	277
Effizientes Getriebe (ASG, CVT)	420	368	312	277	277	277	277
Fahrumrichter 30 kW	481	481	384	317	317	317	317
Batterie (NiMH 42 V, 1kWh)	1368	1029	351	351	351	351	351
Batterie (NiMH, 30 kW peak, 1,3 kWh)	1778	1029	457	457	457	457	457
Batterie (NiMH 42 V, 2,2kWh)	3009	2286	840	840	840	840	840
Batterie (NiMH, 30 kW peak, 4,1 kWh)	5634	4280	2927	1.573	1.573	1.573	1.573

Tabelle 9-58: Zusammensetzung und Entwicklung der Mehrkosten für Erdgasfahrzeuge (Segment CD, Bifuel)

Euro 2000	2005	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Benzintank	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72
Gastank (Stahltank)	1.054	653	557	486	486	486	486
Baseline engine	-1.324	-1.294	-1.256	-1.180	-1.092	-1.010	-934
Gasmotor (Double injection system für Bi-Fuel) (	1.725	1.687	1.636	1.538	1.423	1.316	1.217
Aufladung							
Summe	1.383	973	866	772	745	720	697

Tabelle 9-59: Kostenentwicklung für Leichtbaufahrzeuge mit verschiedenen Antriebssystemen (Segment CD).

Euro 2000	2005	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Leichtbaufahrzeuge, Otto/Dieselmotor				3.350	3015	2680	2680
Leichtbaufahrzeuge, ICE/Elektrohybrid				4.721	4249	3777	3777
Leichtbaufahrzeuge, Erdgasmotor				3.887	3543	3199	3191
Leichtbaufahrzeuge, Erdgas/Elektrohybrid				5.258	4.777	4.296	4.288
Leichtbaufahrzeuge, H2-ICE, CH2				4.072	3.678	3.287	3.237
Leichtbaufahrzeuge, H2-ICE/Elektrohybrid, CH2				4.694	4.264	3.841	3.759

Tabelle 9-60: Zusammenfassung der verwendeten Kostensätze für Brennstoffzellensysteme

Euro 2000	2005	2008	2012	2020	2030	2040	2050
Kumulierte produzierte Anzahl		5.900	76.000	5.000.000			
BZ-Stack	EUR $_{2000}$ /kW	429	186	50	*keine weitere Änderung*		
BZ-System	EUR $_{2000}$ /kW	935	408	108	108	108	108

Alternativ dazu wurde als "optimistische Variante" im Jahr 2050 der Referenzwert für das BZ-System auf 50 €/kW gesenkt.

Tabelle 9-61: Kostenentwicklung für Wasserstoffspeichersysteme €/kWh

Euro 2000	2005	2008	2012	2020	2030	2040	2050
CH2 Tank spez. Kosten per kWh	14	9	4	2	1,9	1,7	1,6
LH2 Tank spez. Kosten per kWh	6	5,2	4,1	2	1,8	1,7	1,5

Tabelle 9-62: Berechnung der Zusatzkosten für ein Wasserstoff-BZ-Hybrid-Fahrzeug mit 50 kW Stapel

Kumulierte produzierte Anzahl	heute	5.900	76.000	5.000.000
Benzintank	-125	-125	-125	-125
3-Wege-Kat	-430	-430	-430	-430
Getriebe (Reduziert gg. konventionell)	-1.500	-1.466	-1.422	-1.337
Baseline engine	-2310	-2.258	-2.190	-2.059
BZ-System (50 kW) (Stromerzeugung)		46.750	20.400	5.400
DC-DC Wandler (14 kW)		376	376	264
Fahrumrichter (50 kW)		570	570	354
Elektromotor (50 kW peak)		407	407	291
Batterie NiMH (1 kWh)		1.029	351	351
Tankanlage, Wasserstoff, 350 bar, Stahl/FGR		650	650	516
Summe		45.503	18.587	3.225

9.2.3 Fahrzeuge für das Referenzszenario

Die Entwicklung der CO_2-Emissionen der Pkw-Neuwagenflotte im Zeitraum von 2008 bis 2050 wurde vom Umweltbundesamt vorgegeben. Die Eckwerte dieser Referenzentwicklung sind die Einhaltung der ACEA-Selbstverpflichtungen im Jahr 2008 und 2012 sowie ab 2012 eine jährliche Minderung von 1,5 % der CO_2-Emissionen der Neuzulassungen im NEFZ.

Vorgehensweise

Ziel des Projektes ist es, eine kostenoptimale Strategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe im Verkehrssektor zur Erreichung eines sektorübergreifenden CO_2-Zieles zu ermitteln. Um die Differenzkosten zwischen einem Referenzszenario und möglichen alternativen Szenarien zu berechnen, muss zunächst der Kostenpfad der vorgegeben Entwicklung der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor ermittelt werden.

Grundsätzlich sind verschiedene Lösungsmöglichkeiten denkbar, um die CO_2-Ziele bei den Pkw zu erreichen. Da alternative Kraftstoffe das Ziel der Untersuchung darstellen, wurden diese vom Referenzszenario ausgeschlossen und nur fahrzeugtechnische Maßnahmen betrachtet. Die Höhe der Fahrzeugneuzulassungen, die Verteilung auf die drei Segmente sowie der Anteil an Dieselfahrzeugen wurden in Absprache mit dem Auftraggeber festgelegt und werden bei der Modellierung in TREMOD berücksichtigt. Neben den einsetzbaren technischen Optionen an sich bleibt als weiterer Freiheitsgrad die Verteilung der Minderungen auf die Segmente, d.h. wie stark welches Segment belastet wird.

Der durchschnittliche Flottenverbrauch der Neuzulassungen wird je Fahrzeugsegment und unterschieden nach Otto- und Dieselkraftstoff aus einem Mix an eingesetzten Technologien berechnet. Da es unrealistisch scheint, dass bestimmte Technologien innerhalb sehr kurzer Zeit, für alle Modelle eines Segments und von allen Herstellern gleichermaßen eingesetzt werden, wird zu den Stichjahren eine gewisse Durchdringung der Neuwagen angenommen. Dieser Anteil wird anhand von Plausibilitätsüberlegungen bzw. hauptsächlich auch aus der Notwendigkeit, die UBA-CO_2-Entwicklung in der Flotte einzuhalten, abgeschätzt.

Anteil der Maßnahmen bei den Neuzulassungen des Segments

Fahrzeugsegment und Kraftstoff

Referenzwerte 2003 nach KBA

Liste der technischen Maßnahmen

	Anteil an Seg	Otto Pkw Segment CD Maßnahmen	Minderung EV je Fzg NEFZ	io	ao	EVerbrauch gewichtet NEFZ	io	ao	Gewicht	Zusatzkosten gg 2003 Flottenmittelwert
			%			MJ/100 km			kg	EUR 2000
2003	%					251	342	197	1.339	
2008	100%	Basisentwicklung Motor (-0,6% EV/a)	-1,8	-1,8	-1,8	-4,5	-6,2	-3,5		0
	33%	12V Stop Start, extern	-4	-4	0	-3,3	-4,5	0,0		56
	33%	Red. des Fahrzeuggewichts (einschl. sek. Leichtbaueffekte)	-1,6	-1,8	-2,0	-4,1	-6,2	-3,9	-100	83
	50%	Effizientes Getriebe (ASG, CVT)	-7	-7	-2,3	-8,8	-12,0	-2,3		184
	33%	GDI-Motor 2010 gg Saugmotor, Downsizing auf 1,6 l, Aufladung (konservativ)	-10	-15	-4	-8,3	-16,9	-2,6		92
	33%	Aufladung								33
	50%	Red. des Rollwiderstands	-1,27	-1,7	-1,3	-1,6	-2,9	-1,3		13
	50%	Red. des Luftwiderstands (-10%)	-1,6	-1	-2	-2,0	-1,7	-2,0		28
	66%	Red. mech. Verluste im Ottomotor (max)	-3	-3	-3	-5,0	-6,8	-3,9		61
		Σ Basis gg. 2003	-30,3	-35,3	-16,4	213	285	178	1.239	551

Stichjahr

Bezugsjahr

Prozentuale Minderung des Kraftstoff-verbrauchs gegenüber dem Referenz-verbrauch im Jahr 2003, für den NEFZ, Innerorts und Außerorts Fahrt

Neuer mittlerer Energie-verbrauch des Fahrzeugsegments

Zusatzkosten je Fahrzeug des Segments gegenüber 2003

Abbildung 9-9: Vorgehensweise zur Berechnungen des Energieverbrauchs der Pkw-Neuwagenflotte sowie der mittleren Zusatzkosten je Fahrzeug gegenüber dem Referenzfahrzeug 2003.

Die Vorgehensweise zur Berechnung des Energieverbrauchs im NEFZ sowie Innerorts und Außerorts ist in Abbildung 9-9 dargestellt. Zugrunde gelegt werden die Minderungspotenziale, die im Abschnitt 9.2.2 ermittelt wurden. Die tatsächliche, gewichtete Minderung in MJ/100 km für das Segment wird mit dem Anteil der Technologie an den Neuzulassungen des Fahrzeugsegments berechnet. Dabei muss berücksichtigt werden, dass einerseits die Maßnahmen additiv sind und andererseits keine Doppelzählung stattfindet. Z.B. darf der Anteil der Fahrzeuge mit StopStart zusammen mit Hybridfahrzeugen nicht mehr als 100 % betragen, da Hybridfahrzeuge im Allgemeinen ebenfalls StopStart unterstützen. Jedoch ist nichts darüber ausgesagt, ob sich die Einsparungstechnologien auf bestimmte Fahrzeuggruppen konzentrieren („Green car“) und der Rest mehr oder weniger konventionelle Fahrzeuge darstellt (soweit in der Summe möglich) oder ob die Maßnahmen sich breit in den Modellen verteilen.

Die berechneten Zusatzkosten gegenüber einem mittleren konventionellen Fahrzeug des Modelljahres 2003 sind ebenfalls mit dem Anteil der Technologie gewichtete Werte der Einzelkosten (siehe Tabelle 9-57). Sie stellen daher zusätzliche Kosten je Fahrzeug dieses Segments dar. In der Realität mögen diese Kosten auf wenige „effiziente“ Fahrzeuge konzentriert werden oder könnten, zumindest teilweise, zwischen mehreren Modellen verteilt werden, je nach Preispolitik des OEM. Mit Hilfe der Zulassungszahlen können jedoch auch aus den Mittelwerten die absoluten volkswirtschaftlichen Mehrkosten berechnet werden, die für die Szenariovergleiche notwendig sind.

Charakterisierung des Referenzszenarios

Die vorgegebene CO_2-Entwicklung der Pkw Neuzulassungen sinkt bis zum Jahr 2050 auf ambitioniert niedrige Werte. Techniken zur Reduktion des Energieverbrauchs sind jedoch weitgehend vorhanden oder stellen sich als in Zukunft wahrscheinlich realisierbar dar. Betont werden muss, dass das Referenzszenario ein rein „technisches“ Szenario darstellt, wobei die Zusatzkosten nur in soweit eine Rolle spielen, als dass die kostengünstigsten Technologien weitgehend berücksichtigt wurden, bevor die kostenintensiven Technologien zum Einsatz kamen. Dies sind die Leichtbaufahrzeuge in Kombination mit fortgeschrittenen Antriebsaggregaten.

Für das Referenzszenario wird der Einsatz verschiedener Effizienztechnologien im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des Verbrennungsmotors und dessen Einsatz im Elektrohybrid modelliert. Hierbei wird nur der Einsatz von Otto- und Dieselkraftstoffen nach heutigen Spezifikationen betrachtet. Dies schließt synthetische Kraftstoffe dieser Art ein. Modifikationen am Antriebsstrang alleine ermöglichen jedoch nicht, die CO2 Emissionen auf das angestrebte Niveau zu senken. Nur eine erhebliche Absenkung der Fahrzeugmasse auf im Durchschnitt 600 kg, 850 kg und 1100 kg im Jahr 2050 jeweils in den Segmenten AB, CD und EFG zusammen mit sekundären Leichtbaueffekten gestattet einen entsprechend niedrigen Energieverbrauch im Fahrzyklus.

Der Einsatz und der zeitliche Verlauf verschiedener Antriebstechnologien und sonstige Maßnahmen auf Seite des Fahrwiderstand zur Senkung des Energieverbrauchs in der Neuwagenflotte sind in Abbildung 9-10 dargestellt. Einzelne, kostengünstige Maßnahmen die

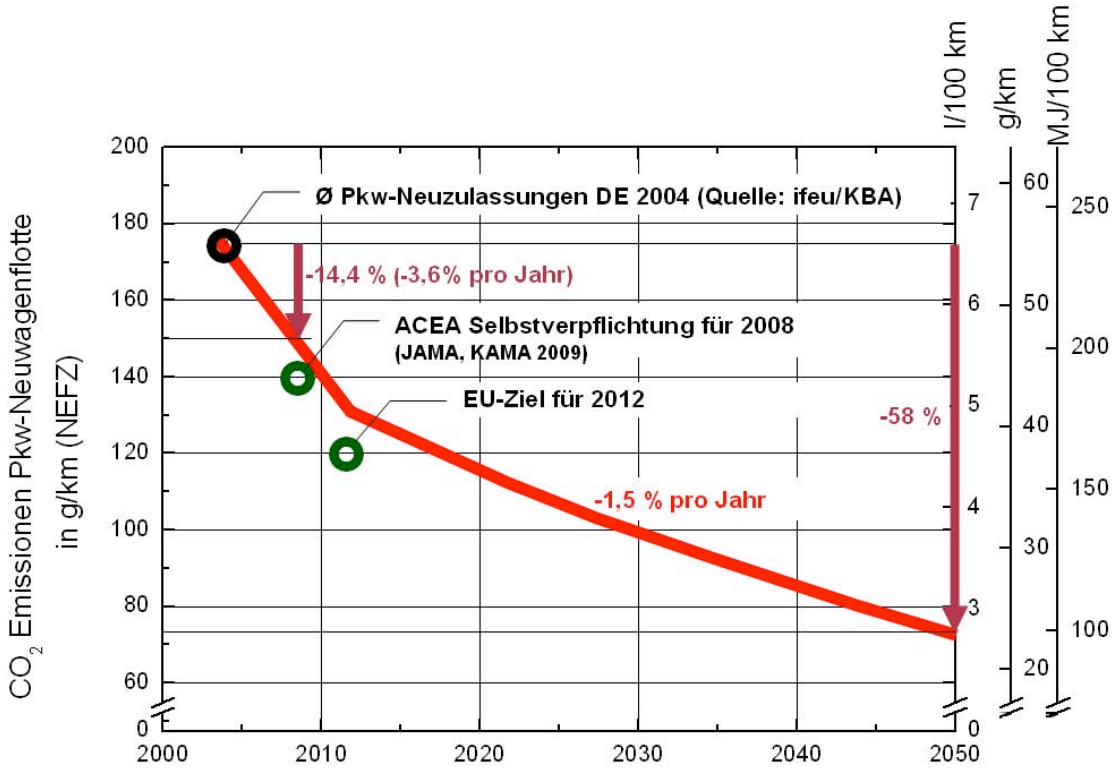


Abbildung 9-9: Referenzentwicklung der CO_2 Emissionen der Pkw-Neuwagenflotte.

in der Summe ausreichen, die Anforderungen einzuhalten, werden kurzfristig eingesetzt. Mittelfristig geht ihr Ansatz in der wieder zurück, da sie durch komplexere und umfassendere Technologien übernommen werden. Ein Beispiel stellt die Kette Stop-Start – Mild-Hybrid – Full-Hybrid dar.

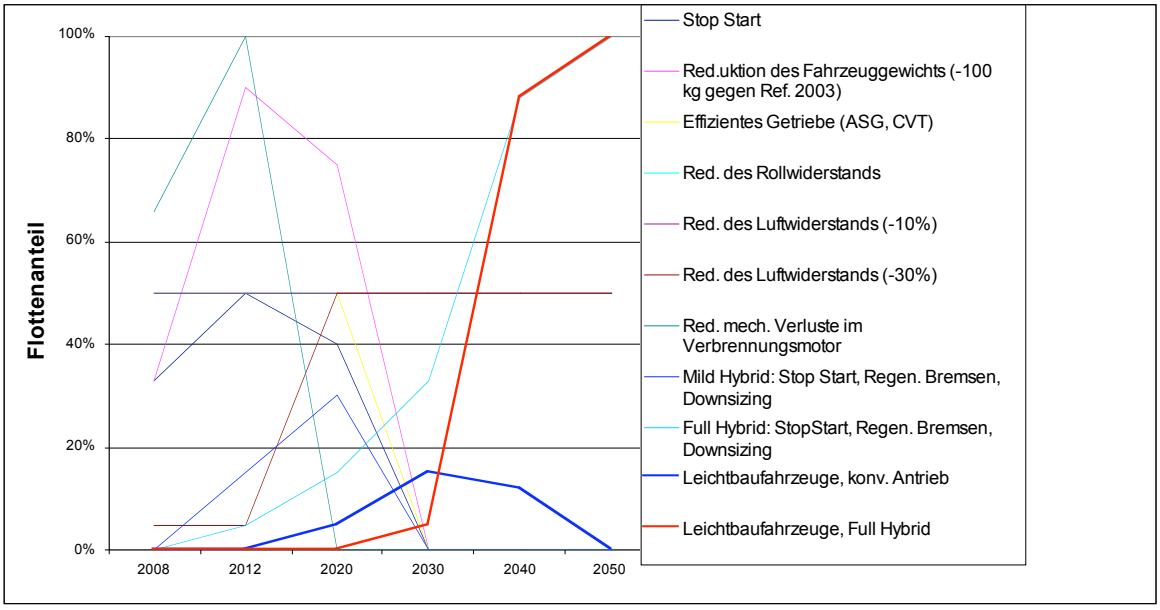


Abbildung 9-10: Zeitlicher Verlauf des Einsatzes einzelner Technologien und Maßnahmen zur Verbrauchsminderung.

Aus der Flottendurchdringung und den Reduktionspotenzialen je Technologie und Maßnahme, die im Abschnitt 9.2.2 ermittelt wurden, ergeben sich die Tabelle 9-63 dargestellten mittleren Energieverbrauchswerte. Als Referenzwerte werden die Durchschnittswerte der Neuwagenflotte je Fahrzeugsegment nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes auf dem NEFZ verwendet (IFEU). Dabei werden den Fahrzeugsegmenten entsprechende Hubraumklassen zugeordnet. Je Bezugsjahr sind gerade so viele Minderungstechniken je Fahrzeugsegment eingesetzt, dass mit den Zulassungszahlen der Segmente im Flottendurchschnitt die CO_2-Emissionen der Neuwagenflotte den Vorgaben des Referenzszenarios gerade entsprechen.

Tabelle 9-63: Entwicklung des Energieverbrauchs der Flottenneuzulassungen je Fahrzeugsegment im Referenzszenario (2003 Ausgangswerte nach IFEU/KBA).

MJ/100 km NEFZ	Segment AB		Segment CD		Segment EFG	
	Otto	Diesel	Otto	Diesel	Otto	Diesel
2003	200	148	251	209	336	275
2008	178	131	213	183	277	238
2012	164	125	170	158	242	219
2020	129	121	153	152	200	191
2030	114	109	137	131	156	157
2040	114	109	119	99	153	125
2050	82	81	106	88	142	116

Mit den Technologien wurden ausgehend von den Daten in Abschnitt 9.2.2.5 die Kosten berechnet. Alle Werte stellen Zusatzkosten gegenüber einem vergleichbaren Fahrzeug des Modelljahres 2003 dar. Sie errechnen sich aus der Bilanz nicht mehr benötigter und zusätzlicher Komponenten. Die Kosten wachsen bei den konventionellen Antriebstechnologien mit sinkendem Energieverbrauch stetig an obwohl eine Kostendegression konventioneller Bauteile berücksichtigt ist. Einen großen Anteil an den Kosten haben die Aufwendungen für die hohe Gewichtsreduktion bei den Fahrzeugen ab dem Jahr 2040 gegenüber heutigen Fahrzeugen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9-64 dargestellt.

Tabelle 9-64: Zusammenfassung der Zusatzkosten je Fahrzeug getrennt nach Otto- und Dieselfahrzeuge und nach 3 Fahrzeugsegmenten für das Referenzszenario.

$€_{2000}$	Segment AB		Segment CD		Segment EFG	
	Otto	Diesel	Otto	Diesel	Otto	Diesel
2008	390	390	551	425	687	496
2012	649	513	1.168	831	1.019	622
2020	885	537	1.460	986	1.997	1.770
2030	2.385	2.037	1.923	1.543	3.192	2.996
2040	2.385	2.037	3.645	3.043	5.098	5.203
2050	2.385	2.037	3.777	3.084	4.977	5.050

9.2.4 Fahrzeuge für alternative Kraftstoffszenarien

In dieser Studie werden eine Reihe von alternativen Kraftstoffen wie beispielsweise Biodiesel, Bioethanol und Wasserstoff untersucht. Für einige dieser Kraftstoffe sind spezielle Anpassungen heutiger Verbrennungsmotoren, andere Speichertechnologien oder fundamental andere Energiewandlungstechniken notwendig bzw. möglich. Aufgrund der Vielzahl der Möglichkeiten wird für den Kraftstoff Erdgas die Energiewandlung auf den Erdgas-Verbrennungsmotor, für den Kraftstoff Wasserstoff auf den Verbrennungsmotor und die Direkt-Wasserstoff-Brennstoffzelle beschränkt. Fahrzeuge, die mit anderen alternativen Kraftstoffen betrieben werden und ohne wesentliche und kostenintensive Anpassungen auskommen, werden im Bereich der Fahrzeugtechnologien nicht getrennt behandelt.

Im Referenzszenario werden ambitionierte Verbrauchsminderungstechnologien eingesetzt, die insbesondere auch auf der Seite des Fahrwiderstands greifen (Leichtbau). Um den Einsatz alternativer Kraftstoffe vergleichbar zu gestalten, müssen auch in diesen Fahrzeugen entsprechende Maßnahmen eingesetzt werden. Daher gehen die im Folgenden dargestellten Ergebnisse nicht nur auf den Kraftstoff zurück, sondern die in Abbildung 9-10 dargestellten Maßnahmen werden parallel in ihrer zeitlichen Abfolge eingesetzt.

Szenario-Fahrzeuge mit Erdgas-Verbrennungsmotor

Das Erdgas-Fahrzeugszenario besteht im Jahr 2008 aus 50% monovalenten Fahrzeugen. Weiterhin werden bei der Hälfte der Flotte Maßnahmen zur Minimierung mechanischer Verluste im Erdgasmotor ergriffen. Ansonsten wird das Maßnahmenbündel zur Senkung der Fahrwiderstand analog zu Abbildung 9-10 eingesetzt, beispielsweise ein Drittel der Flotte mit Stop-Start (Segment CD). Zu den folgenden Jahren werden sukzessive mehr monovalente Fahrzeuge und Hybridfahrzeuge eingesetzt. Im Jahre 2050 sind analog zum Referenzszenario 100% Leichtbaufahrzeuge mit Erdgas-Full-Hybrid Antrieb im Einsatz. In Tabelle 9-69 ist die Entwicklung des Energieverbrauchs für Erdgasantriebe dargestellt.

Tabelle 9-65: Entwicklung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge mit Erdgasantrieb (CNG).

MJ/100 km	Segment AB			Segment CD			Segment EFG		
	NEFZ	IO	AO	NEFZ	IO	AO	NEFZ	IO	AO
2003	207	263	177	261	355	206	349	500	262
2008	187	236	158	224	304	183	291	408	230
2012	139	175	127	174	228	150	251	334	204
2020	120	145	116	148	181	136	197	215	174
2030	106	107	95	131	133	118	173	174	155
2040	76	67	78	96	85	98	126	111	129
2050	70	62	71	88	78	90	116	102	118

Parallel zur technischen Entwicklung wurden die Kosten modelliert. Sie enthalten nicht nur die Differenzkosten für den unterschiedlichen Antriebsstrang bzw. Kraftstoffspeicher, sondern beinhalten auch die Kosten für die weiteren Verbrauchs senkenden Maßnahmen (siehe Tabelle 9-68).

Tabelle 9-66: Zusatzkosten für Fahrzeuge mit Erdgas-Verbrennungsmotor und weiteren Verbrauchsminderungstechnologien gegenüber einem Referenzfahrzeug des Jahres 2003.

€$_{2000}$	Segment AB	Segment CD	Segment EFG
2012	586	1.254	1.436
2020	970	1.660	1.882
2030	1.701	1.853	1.826
2040	3.744	4.160	5.543
2050	3.867	4.296	5.618

Anm.: Die Fahrzeuge für CNG könnten jeweils einen Zeitschritt früher verfügbar sein, werden aber in der Szenarioanalyse wie dargestellt verwendet.

Szenario-Fahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor

Wasserstoffmotoren werden zunächst mit einem Verbrauchsnachteil gegenüber Benzinfahrzeugen behandelt. Dieser sinkt jedoch und ist im Jahr 2020 beseitigt. Parallel zur Entwicklung des Motors an sich wird der Fahrwiderstand gesenkt und werden Hybridkonzepte eingesetzt. Im Jahr 2050 besteht ebenfalls die gesamte Flotte diese Fahrzeugtyps aus Leichbaufahrzeugen mit Full-Hybrid Antrieb. Die Verbrauchsentwicklung ist in Tabelle 9-69 dargestellt.

Die dazugehörigen Kosten sind in Tabelle 9-68 enthalten. Es dominieren zunächst hohe Kosten für den Wasserstoffspeicher. Aufgrund des Einsatzszenarios und damit mit dem modellierten technischen Lernen sinken die Kosten durch das Antriebssystem zunächst stark, bevor sie durch den zunehmenden Leichtbau bis zum Jahr 2050 ansteigen.

Tabelle 9-67: Entwicklung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor (CH_2 und LH_2).

MJ/100 km	Segment AB			Segment CD			Segment EFG		
	NEFZ	IO	AO	NEFZ	IO	AO	NEFZ	IO	AO
2003	185	225	164	261	343	216	344	461	280
2008	158	191	143	221	289	188	288	385	243
2012	141	170	130	177	230	162	246	327	212
2020	120	144	111	146	188	140	188	244	175
2030	104	126	100	125	156	123	154	186	153
2040	89	109	89	113	109	108	149	147	140
2050	79	93	79	88	68	98	116	92	131

Tabelle 9-68: Zusatzkosten für Fahrzeuge mit Wasserstoffverbrennungsmotor (Druckwasserstoff CH_2 und Flüssigwasserstoff LH_2) und weiteren Verbrauchsminderungstechnologien gegenüber einem Referenzfahrzeug des Jahres 2003.

€$_{2000}$	H2-ICE CH2			H2-ICE LH2		
	Segment AB	Segment CD	Segment EFG	Segment AB	Segment CD	Segment EFG
2008	3572	4.765	6.278	2136	2897	3742
2012	1.792	2.331	2.835	1729	2375	2797
2020	1.090	1.748	2.625	985	1732	2513
2030	2.479	2.170	3.644	2383	2158	3543
2040	2.381	3.245	5.021	2294	3234	4929
2050	2.318	3.322	5.459	2238	3314	5376

Szenario-Fahrzeuge mit Direkt-Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb

Der Einsatz von Wasserstofffahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb beginnt frühestens im Jahr 2012. Die Modellierung des Einflusses von Einzelmaßnahmen auf den Energieverbrauch erfolgt hier weniger detailliert als anderswo. Insbesondere waren Simulationen mit den längskinematischen Fahrzeugmodellen hier aufgrund des geringen Projektumfanges nicht möglich. Die Verbrauchswerte stützen sich daher auf Literaturstellen und Interpolationen. Die zeitliche Entwicklung ist in Tabelle 9-72 dargestellt.

Die Kostenschätzung für das Antriebssystem erfolgt anhand des in Abschnitt 9.2.2.3 und Abschnitt 9.2.2.5 dargestellten Zahlenwerks. Während die Kosten für das Antriebssystem stetig fallen, steigen die Kosten für den Fahrzeugleichtbau stetig an. Auch bei den als minimal geschätzten Kosten für das Brennstoffzellensystem und bei den maximalen Leichtbaukosten im Jahr 2050 bleibt das BZ-System der bestimmende Kostenfaktor. Für die Kostenschätzung des Brennstoffzellen-Systems wird im Jahr 2050 eine Sensitivitätsabschätzung gemacht. Die Zusatzkosten sind Tabelle 9-70 zu entnehmen.

Tabelle 9-69: Entwicklung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge mit Direkt-Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb (CH_2 und LH_2).

MJ/100 km	Segment AB			Segment CD			Segment EFG		
	NEFZ	IO	AO	NEFZ	IO	AO	NEFZ	IO	AO
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	84	72	98	84	72	98	135	116	157
2020	64	55	74	72	62	84	100	85	116
2030	61	52	71	68	59	80	95	81	110
2040	58	50	68	65	56	76	90	77	105
2050	55	47	64	62	53	72	86	73	100

Tabelle 9-70: Zusatzkosten für Fahrzeuge mit Direkt-Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb (Druckwasserstoff CH_2 und Flüssigwasserstoff LH_2) und weiteren Verbrauchsminderungstechnologien gegenüber einem Referenzfahrzeug des Jahres 2003.

€$_{2000}$	H2-BZ CH2			H2-BZ LH2		
	Segment AB	Segment CD	Segment EFG	Segment AB	Segment CD	Segment EFG
2008	-	-	-	-	-	-
2012	25.960	34.030	37.262	25.979	34.050	37.295
2020	5.906	8.491	9.143	5.898	8.483	9.131
2030	4.273	6.927	7.422	4.267	6.920	7.412
2040	3.795	5.557	5.896	3.790	5.551	5.887
2050	2.969*	3.987*	4.091*	2.964*	3.981*	4.084*
2050	4.818§	6.109§	6.312§	4.813§	6.104§	6.305§

Anm.: * Kostenschätzung, bei der die BZ-Systemkosten auf 50 €/kW gesunken sind; § Alternative Annahme, bei der die BZ-Systemkosten bei 108 €/kW verbleiben (konservativ).

9.2.5 Fahrzeuge für das Effizienzszenario

Das Effizienzszenario (EFFS) verfolgt eine Absenkung der CO_2-Emissionen unter die Referenzvorgaben von 73 g/km auf 48 g/km im NEFZ. Das Referenzszenario (REFS) beschränkt sich auf den Einsatz heute bekannter Antriebstechnologien und Bauweisen, die in der einen oder anderen Weise schon einmal als Prototyp oder Kleinserie aufgebaut worden sind, jedoch nicht unbedingt in der Kombination. Im Effizienzszenario wird für den Antrieb ein Freikolbenlineargenerator als Energiewandler stellvertretend für zukünftig mögliche Verbrennungsmaschinen vorgeschlagen, der sich noch im Forschungsstadium befindet und noch nicht gebaut wurde. Damit ist auch verbunden, dass ein erheblicher Entwicklungsaufwand bis zum Serieneinsatz notwendig ist. Das FKLG-Konzept ist im Abschnitt 9.2.2.3 beschrieben.

Allerdings reicht auch hier der Einsatz eines hocheffizienten Antriebsaggregats nicht aus, um die hohen Anforderungen an den Energieverbrauch zu erfüllen. Daher werden die Hauptparameter Fahrzeuggewicht, Luft- und Rollwiderstand gegenüber dem Referenzszenario etwas stärker reduziert. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes ergibt sich eine mittlere Reduktion des Luftwiderstands um 30% bis 35% und eine mittlere Reduktion des Rollwiderstands um 35% gegenüber heutigen Fahrzeugen. Angetrieben werden alle Fahrzeuge von einem FKLG mit einer Leistung von 40 kW, 50 kW und 80 kW für die Segment AB, CD und EFG. Durch den Einsatz einer Batterie ist die Peak-Leistung des Motors jeweils höher. Die zeitliche Entwicklung der wesentlichen Fahrzeugdaten sind Tabelle 9-71 dargestellt.

Tabelle 9-71: Entwicklung der Fahrzeugmasse, des Luft- und Rollwiderstands der Effizienzfahrzeuge über der Zeit.

Segment			2015	2020	2030	2040	2050
AB	Gewicht	kg	952	837	719	632	600
	cw*A	-	0,51	0,47	0,43	0,40	0,38
	r0	-	0,0090	0,0081	0,0077	0,0075	0,0073
CD	Gewicht	kg	1295	1133	969	848	780
	cw*A	-	0,58	0,52	0,47	0,43	0,39
	r0	-	0,0090	0,0081	0,0077	0,0075	0,0073
EFG	Gewicht	kg	1620	1418	1212	10609	1002
	cw*A	-	0,83	0,75	0,68	0,62	0,58
	r0	-	0,0109	0,0098	0,0093	0,0090	0,0088

Die Entwicklung des Energieverbrauchs über der Zeit und für die 3 Segmente AB; CD und EFG sind für die Effizienzfahrzeuge in Tabelle 9-72 dargestellt. Diese Werte beruhen auf Simulationsläufen mit einem detaillierten längskinematischen Fahrzeugmodell welches auch das Antriebskonzept des FKLG abbildet.

Tabelle 9-72: Entwicklung des Energieverbrauchs der Effizienzfahrzeuge

MJ/100 km	Segment AB	Segment CD	Segment EFG
2015	78	91	118
2020	74	86	111
2030	67	77	99
2040	62	71	90
2050	60	66	86

Anm.: Simulation für Dieselkraftstoff. Der Betrieb mit alternativen Kraftstoffen ist jedoch ohne Probleme denkbar; Quelle: Simulation des Gesamtfahrzeugs, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Fahrzeugkonzepte, 2005.

Die zusätzlichen Kosten für ein Effizienzfahrzeug errechnen sich als Summe aus den ersetzten Komponenten eines Referenzfahrzeugs des Modelljahres 2003 (Gutschriften) und den Kosten für das FKLG-System plus Elektromotor/Leistungselektronik, Batterie und den Kosten für den Fahrzeugleichtbau. Die verwendeten spezifischen Bauteilkosten sind in Abschnitt 9.2.2.5 zusammengefasst. Die sich ergebenden Fahrzeug-Mehrkosten sind in Tabelle 9-73 dargestellt.

Tabelle 9-73: Kostenentwicklung der Effizienzfahrzeuge in $€_{2000}$ (Zusatzkosten gg. Ref-Fahrzeug 2003).

$€_{2000}$	Segment AB	Segment CD	Segment EFG
2015	2.192	2.862	4.699
2020	1.995	2.633	4.097
2030	2.271	2.880	4.336
2040	2.485	3.187	4.741
2050	2.508	3.296	4.815

9.3 Datenanhang zur Übersicht der Szenariovarianten

Tabelle 9-74: Bruttostromerzeugung im Referenzszenario, gegliedert nach Kondensationskraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplung (einschl. Biomasse) und erneuerbaren Energien (REG)

Gesamte Bruttostromerzeugung 1993 bis 2050, (TWh/a) REF-UBA									nach-richt-lich
Jahr	**1993**	**1996**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2004**
Kond. Kraftwerke *)	**436,2**	**457,3**	**462,1**	**456**	**392**	**338**	**299**	**269**	**472,2**
-Steinkohle/Übr. feste B.	123,7	134,8	132,6	114	103	43	19	11	124,7
-Braunkohle	139,5	134,3	136,3	147	157	161	146	124	146,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	19,5	26,6	23,6	67	102	134	133	134	34,0
- Kernenergie	153,5	161,6	169,6	127	31	0	0	0	167,0
Öffentliche, große KWK	**27,0**	**29,0**	**31,0**	**35**	**38**	**40**	**40**	**38**	**33,0**
- HKW, Braunkohlen	8,0	10,0	12,0	12	12	10	8	6	12,0
- HKW, Steinkohle, Müll	14,0	15,0	15,1	17	19	19	20	19	14,0
- HKW, Erdgas, Öl	5,0	4,0	3,9	5	7	11	13	13	7,0
Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte):	**2,0**	**3,5**	**4,7**	**10**	**15**	**19**	**22**	**25**	**7,2**
- BHKW, Erdgas, Öl	1,9	3,1	3,8	6	9	13	15	17	4,0
- BHKW, Biomasse	0,1	0,4	0,9	4	6	7	7	8	3,2
Industrielle KWK	**40,0**	**39,5**	**38,8**	**45**	**53**	**60**	**62**	**64**	**42,5**
- HKW, Kohlen	23,1	18,9	13,9	13	13	12	11	10	12,0
- HKW, Erdgas, Öl	12	13	14	16	21	25	26	27	15,5
- BHKW, Erdgas, Öl	4,5	7,0	9,5	12	13	15	17	19	11,0
- BHKW, Biomasse *)	0,4	0,6	1,4	6	7	8	8	8	4,0
REG (ohne Biomasse)	**19,7**	**21,1**	**34,6**	**67**	**93**	**118**	**136**	**152**	**46,5**
- Laufwasser(+ Zulauf Speicher)	19,0	18,9	25,0	*22,7*	*24,4*	*24,4*	*24,4*	*24,4*	21,0
- Wind (Onshore und Offshore)	0,7	2,2	9,5	*43,0*	*65,2*	*85,5*	*92,5*	*96,0*	25,0
- Photovoltaik		0,0	0,1	*1,4*	*2,4*	*4,0*	*6,5*	*7,3*	0,5
- Geothermie				*0,1*	*0,8*	*3,6*	*7,0*	*10,5*	
- Import SOT					*0,0*	*0,0*	*3,2*	*7,8*	
- Import andere REG					*0,0*	*0,0*	*2,8*	*5,5*	
Gesamt Erzeugung **)	**524,9**	**550,4**	**571,2**	***612***	***590***	***574***	***559***	***547***	**601,4**
-Steinkohle/Sonst. feste B.***)	160,8	168,7	161,6	*144*	*134*	*74*	*50*	*40*	150,7
-Braunkohle	147,5	144,3	148,3	*159*	*169*	*171*	*154*	*130*	158,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	42,9	53,7	54,8	105	150	198	204	209	71,5
- Summe fossil	351,2	366,7	364,7	408	453	443	408	379	380,7
-nuklear	153,5	161,6	169,6	*127*	*31*	*0*	*0*	*0*	167,0
-REG gesamt (ohne biog. Müll)	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**77**	**106**	**132**	**151**	**168**	**53,7**
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	0,7	2,2	9,6	44	68	90	99	103	25,5
REG-Anteil, gesamt	**0,04**	**0,04**	**0,065**	**0,125**	**0,179**	**0,229**	**0,271**	**0,306**	**0,09**
Flukt. Durchdring.	**0,00**	**0,00**	**0,02**	**0,07**	**0,11**	**0,16**	**0,18**	**0,19**	**0,04**
REG-Strom für Wasserstoff				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
(in obigem REG enthalten)									
-Wind (einschl. Offshore)					*0*	*0*	*0*	*0*	
-Photovoltaik						*0*	*0*	*0*	
-Geothermie						*0*	*0*	*0*	
-Import SOT						*0*	*0*	*0*	
REG ohne Strom für Wasserst.	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**77**	**106**	**132**	**151**	**168**	
Gesamt ohne Strom für H2				612	590	574	559	547	

*) einschließlich Zufeuerung in Steinkohlekraftwerken
**) KWK-Anteil von Entnahmekond-KW unter KWK; ohne Pumpstrom
***) einschl. gesamter Müll

projekt2020/REF-NEU;21.10.05

Tabelle 9-75: Endenergiestruktur, gegliedert nach Strom, erneuerbaren Energien, KWK-Wärme und übrigen fossilen Energieträgern sowie Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Referenzszenario

Endenergie- und Primärenergieverbrauch , Szenario bis 2050

REF-UBA

PJ/a	1993	1996	2000	2000 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	**9232**	**9689**	**9241**	**9608**	**9187**	**8799**	**8403**	**7860**	**7309**
2000 = 100	**100**	**105**	**100**	**100**	**99**	**95**	**91**	**85**	**79**
nach Energieträgern									
Elektrizität	**1582**	**1647**	**1738**	**1738**	**1854**	**1883**	**1856**	**1814**	**1782**
Kollektorwärme	1	1	10	10	15	18	22	26	30
Geothermie	1	1	1	1	2	14	23	27	32
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	65	70	210	232	283	312	321	329	334
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	353	358	366	407	389	377	355	333	306
Industrielle KWK, fossil	321	319	302	302	259	255	252	230	211
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	1827	2344	2150	2304	2180	2060	1985	1830	1695
Steinkohlen	500	350	437	449	370	280	200	150	35
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4546	4576	4019	4156	3776	3539	3331	3069	2836
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	0	0	9	9	59	61	58	53	48
REG-Strom,(Endenergie), ges.	65	73	121	121	248	357	449	518	574
-Anteil an gesamt (%)	4,1	4,4	6,9	6,9	13,4	19,0	24,2	28,6	32,2
REG-Wärme, gesamt	67	72	221	243	300	344	366	382	396
- Anteil an gesamt (%)	1,3	1,4	4,7	4,8	6,4	8,0	9,2	10,3	11,6
REG-Kraftstoffe	0	0	9	9	59	61	58	53	48
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,0	0,3	0,3	2,3	2,4	2,3	2,3	2,3
REG-Gesamt	132	145	351	373	607	762	873	953	1018
Anteil an Endenergie (%)	**1,4**	**1,5**	**3,8**	**3,9**	**6,6**	**8,7**	**10,4**	**12,1**	**13,9**
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3138	3264	3192	3192	2970	2186	1726	1404	1183
Umwandlungsverl. Übrige *)	1052	820	827	827	*876*	*800*	*756*	*722*	*693*
- Anteil an PEV (%)	29,3	27,7	28,0	27,3	27,2	23,1	20,6	19,1	18,2
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	888	973	1096	1096	*1098*	*1169*	*1160*	*1150*	*1140*
- Anteil an PEV (%)	6,2	6,6	7,6	7,4	7,8	9,0	9,6	10,3	11,0
Primärenergie	**14310**	**14746**	**14356**	**14722**	**14131**	**12954**	**12045**	**11136**	**10325**
2000 = 100	**100**	**103**	**100**	**103**	**98,4**	**90,2**	**83,9**	**77,6**	**71,9**
Mineralöl	5746	5808	5525	5697	5193	5010	4770	4469	4202
Steinkohlen, Sonstige, Müll	2177	2127	2058	2080	1894	1615	940	641	411
Braunkohlen	1983	1685	1547	1547	1522	1513	1497	1311	1102
Naturgase 1)	2469	3091	2997	3151	3390	3535	3765	3542	3354
Fossile Primärenergie	12375	12711	12127	12475	12000	11672	10972	9964	9069
Kernenergie	1675	1764	1849	1867	1420	347	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	258	290	394	394	*779*	*935*	*1066*	*1169*	*1256*
Importsaldo Strom 3)	3	-19	-14	-14	-68	0	7	4	0
Anteil REG an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	**1,8**	**2,0**	**2,7**	**2,7**	**5,5**	**7,2**	**8,9**	**10,5**	**12,2**
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	**883**	**886**	**835**	**858**	**813**	**777**	**711**	**640**	**569**
1990 = 100 (987 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch und ohne Industrieprozesse (letztere 2000: 25 Mio t/a)	**89,5**	**89,7**	**84,6**	**87,0**	**82,4**	**78,8**	**72,0**	**64,8**	**57,6**
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	**0,077**	**0,075**	**0,076**	**0,075**	**0,075**	**0,074**	**0,072**	**0,073**	**0,072**
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	**0,066**	**0,064**	**0,063**	**0,063**	**0,062**	**0,066**	**0,065**	**0,064**	**0,062**

*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H2-Erzeugung
1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für REG-Import !
enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H2 (von ARES übernehmen)
3) Nicht-REG-Strom

projekt2020/REF-NEU;21.10.05

Tabelle 9-76: Bruttostromerzeugung im Szenario NatPlus-REFV, gegliedert nach Kondensationskraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplung (einschl. Biomasse) und erneuerbaren Energien (REG)

Gesamte Bruttostromerzeugung 1993 bis 2050, (TWh/a) NATPLUS-REFV									nach-richtlich
Jahr	**1993**	**1996**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2004**
Kond. Kraftwerke	**436,2**	**457,3**	**462,1**	**378**	**240**	**102**	**34**	**5**	**472,2**
-Steinkohle/Übr. feste B.	123,7	134,8	132,6	110	96	42	11	1	124,7
-Braunkohle	139,5	134,3	136,3	113	78	45	18	0	146,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	19,5	26,6	23,6	28	35	15	5	4	34,0
- Kernenergie	153,5	161,6	169,6	127	31	0	0	0	167,0
Öffentliche, große KWK	**27,0**	**29,0**	**31,0**	**40**	**46**	**46**	**46**	**43**	**33,0**
- HKW, Braunkohlen	8,0	10,0	12,0	12	12	8	2	0	12,0
- HKW, Steinkohle, Müll *)	14,0	15,0	15,1	18	21	22	21	20	14,0
- HKW, Erdgas, Öl	5,0	4,0	3,9	10	13	17	24	23	7,0
Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte):	**2,0**	**3,5**	**4,7**	**14**	**33**	**53**	**68**	**71**	**7,2**
- BHKW, Erdgas, Öl	1,9	3,1	3,8	8	22	38	51	54	4,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,1	0,4	0,9	6	12	15	16	17	3,2
Industrielle KWK	**40,0**	**39,5**	**38,8**	**52**	**65**	**74**	**76**	**76**	**42,5**
- HKW, Kohlen	23,1	18,9	13,9	12	14	17	17	15	12,0
- HKW, Erdgas, Öl	12	13	14	17	19	22	23	23	15,5
- BHKW, Erdgas, Öl	4,5	7,0	9,5	15	19	21	22	23	11,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,4	0,6	1,4	8	13	14	15	15	4,0
REG (ohne Biomasse)	**19,7**	**21,1**	**34,6**	**72**	**128**	**207**	**231**	**237**	**46,5**
- Laufwasser(+ Zulauf Speicher)	19,0	18,9	25,0	*22,8*	*24,4*	*24,7*	*24,9*	*24,9*	21,0
- Wind (Onshore und Offshore)	0,7	2,2	9,5	*46,1*	*90,0*	*144,3*	*145,0*	*145,9*	25,0
- Photovoltaik		0,0	0,1	*2,7*	*6,9*	*9,9*	*13,4*	*15,2*	0,5
- Geothermie				*0,4*	*3,7*	*9,3*	*13,0*	*14,5*	
- Import SOT					*1,4*	*12,0*	*23,7*	*24,7*	
- Import andere REG					*1,2*	*6,7*	*11,3*	*12,0*	
Gesamt Erzeugung **)	**524,9**	**550,4**	**571,2**	***556***	***512***	***482***	***455***	***432***	**601,4**
-Steinkohle/Sonst. feste B.***)	160,8	168,7	161,6	*140*	*131*	*81*	*48*	*36*	150,7
-Braunkohle	147,5	144,3	148,3	*125*	*90*	*53*	*20*	*0*	158,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	42,9	53,7	54,8	78	108	113	125	127	71,5
- Summe fossil	351,2	366,7	364,7	343	329	247	193	163	380,7
-nuklear	153,5	161,6	169,6	*127*	*31*	*0*	*0*	*0*	167,0
-REG gesamt (ohne biog. Müll)	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**86**	**152**	**235**	**262**	**270**	**53,7**
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	0,7	2,2	9,6	49	97	154	158	161	25,5
REG-Anteil, gesamt	**0,04**	**0,04**	**0,065**	**0,155**	**0,297**	**0,488**	**0,576**	**0,624**	**0,09**
Flukt. Durchdring.	**0,00**	**0,00**	**0,02**	**0,09**	**0,19**	**0,32**	**0,35**	**0,37**	**0,04**
REG-Strom für Wasserstoff				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
(in obigem REG enthalten)									
-Wind (einschl. Offshore)						*0*	*0*	*0*	
-Photovoltaik						*0*	*0*	*0*	
-Geothermie						*0*	*0*	*0*	
-Import SOT						*0*	*0*	*0*	
REG ohne Strom für Wasserst.	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**86**	**152**	**235**	**262**	**270**	
Gesamt ohne Strom für H2				556	512	482	455	432	

*) einschließlich Zufeuerung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken
**) KWK-Anteil von Entnahmekond-KW unter KWK; ohne Pumpstrom
***) einschl. gesamter Müll (nicht biogen und biogen)

projekt2020/NP2-REFV; 21.10.05

Tabelle 9-77: Endenergiestruktur, gegliedert nach Strom, erneuerbaren Energien, KWK-Wärme und übrigen fossilen Energieträgern sowie Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus-REFV

Endenergie- und Primärenergieverbrauch , Szenario bis 2050

NATPLUS-REFV

PJ/a	1993	1996	2000	2000 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	**9232**	**9689**	**9241**	**9608**	**8925**	**8304**	**7766**	**6939**	**6119**
2000 = 100	**100**	**105**	**100**	**100**	**97**	**90**	**84**	**75**	**66**
nach Energieträgern									
Elektrizität	**1582**	**1647**	**1738**	**1738**	**1728**	**1588**	**1501**	**1422**	**1361**
Kollektorwärme	1	1	10	10	20	70	166	259	322
Geothermie	1	1	1	1	2	15	61	123	188
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	65	70	210	232	315	394	422	438	449
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	353	358	366	407	408	461	481	467	433
Industrielle KWK, fossil	321	319	302	302	244	234	226	201	191
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	1827	2344	2145	2304	2170	1860	1530	1070	770
Steinkohlen	500	350	437	449	252	178	140	110	100
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4546	4576	4024	4156	3728	3443	3181	2796	2257
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	0	0	9	9	59	61	58	53	48
REG-Strom,(Endenergie), ges.	65	73	121	121	286	504	781	871	899
-Anteil an gesamt (%)	4,1	4,4	6,9	6,9	16,6	31,7	52,0	61,3	66,1
REG-Wärme, gesamt	67	72	221	243	337	479	649	820	959
- Anteil an gesamt (%)	1,3	1,4	4,7	4,8	7,4	11,7	17,7	26,2	36,4
REG-Kraftstoffe	0	0	9	9	59	61	58	53	48
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,0	0,3	0,3	2,3	2,4	2,3	2,3	2,3
REG-Gesamt	132	145	351	373	682	1044	1488	1744	1906
Anteil an Endenergie (%)	**1,4**	**1,5**	**3,8**	**3,9**	**7,6**	**12,6**	**19,2**	**25,1**	**31,1**
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3138	3264	3192	3192	2489	1468	688	337	168
Umwandlungsverl. Übrige *)	1052	820	827	827	*848*	*841*	*767*	*690*	*608*
- Anteil an PEV (%)	29,3	27,7	28,0	27,3	25,0	19,7	14,1	11,4	9,8
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	888	973	1096	1096	*1080*	*1100*	*1080*	*1050*	*1040*
- Anteil an PEV (%)	6,2	6,6	7,6	7,4	8,1	9,4	10,5	11,6	13,1
Primärenergie	**14310**	**14746**	**14356**	**14722**	**13343**	**11713**	**10302**	**9016**	**7935**
2000 = 100	**100**	**103**	**100**	**103**	**92,9**	**81,6**	**71,8**	**62,8**	**55,3**
Mineralöl	5747	5808	5525	5692	5110	4824	4497	4055	3470
Steinkohlen, Sonstige, Müll	2177	2127	2058	2080	1674	1440	897	534	406
Braunkohlen	1983	1685	1547	1547	1241	846	492	184	0
Naturgase 1)	2469	3091	2997	3156	3051	2946	2600	2159	1831
Fossile Primärenergie	12376	12711	12127	12475	11076	10056	8486	6932	5707
Kernenergie	1673	1764	1849	1867	1403	343	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	258	290	394	394	*857*	*1314*	*1816*	*2084*	*2228*
Importsaldo Strom 3)	3	-19	-14	-14	7	0	0	0	0
Anteil REG an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	**1,8**	**2,0**	**2,7**	**2,7**	**6,4**	**11,2**	**17,6**	**23,1**	**28,1**
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	**883**	**886**	**835**	**858**	**743**	**652**	**526**	**405**	**313**
1990 = 100 (987 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch und ohne Industrieprozesse (letztere 2000: 25 Mio t/a)	**89,5**	**89,7**	**84,6**	**87,0**	**75,3**	**66,1**	**53,3**	**41,0**	**31,7**
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	**0,077**	**0,075**	**0,076**	**0,075**	**0,074**	**0,073**	**0,071**	**0,069**	**0,067**
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	**0,066**	**0,064**	**0,063**	**0,063**	**0,061**	**0,061**	**0,057**	**0,051**	**0,045**

*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H2-Erzeugung
1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für REG-Import !
enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H2 (von ARES übernommen)
3) Nicht-REG-Strom

projekt2020/NP2-REFV; 21.10.05

Tabelle 9-78: Stromstruktur im Szenario NatPlus –ZUS 1: stationäre Zusatzmaßnahmen bei Strom, Wärme und Gebäudedämmung, Zusatzmaßnahmen Effizienz im Verkehr (Stromstruktur NatPlus – ZUS 2 identisch)

Gesamte Bruttostromerzeugung 1993 bis 2050, (TWh/a) NATPLUS-ZUS1 REFV + (ZUS1A + ZUS 1B)									Nach-richtlich
Jahr	**1993**	**1996**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2004**
Kond. Kraftwerke	**436,2**	**457,3**	**462,1**	**378**	**240**	**102**	**34**	**6**	**472,2**
-Steinkohle/Übr. feste B.	123,7	134,8	132,6	110	97	45	8	1	124,7
-Braunkohle	139,5	134,3	136,3	113	77	41	17	0	146,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	19,5	26,6	23,6	28	35	16	10	6	34,0
- Kernenergie	153,5	161,6	169,6	127	31	0	0	0	167,0
Öffentliche, große KWK	**27,0**	**29,0**	**31,0**	**40**	**44**	**44**	**38**	**28**	**33,0**
- HKW, Braunkohlen	8,0	10,0	12,0	12	12	7	2	0	12,0
- HKW, Steinkohle, Müll *)	14,0	15,0	15,1	18	19	20	19	14	14,0
- HKW, Erdgas, Öl	5,0	4,0	3,9	10	13	17	18	15	7,0
Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte):	**2,0**	**3,5**	**4,7**	**14**	**33**	**50**	**60**	**60**	**7,2**
- BHKW, Erdgas, Öl	1,9	3,1	3,8	8	22	35	44	43	4,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,1	0,4	0,9	6	12	15	16	17	3,2
Industrielle KWK	**40,0**	**39,5**	**38,8**	**52**	**64**	**67**	**67**	**62**	**42,5**
- HKW, Kohlen	23,1	18,9	13,9	12	14	9	8	2	12,0
- HKW, Erdgas, Öl	12	13	14	17	19	22	23	23	15,5
- BHKW, Erdgas, Öl	4,5	7,0	9,5	15	18	22	22	22	11,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,4	0,6	1,4	8	13	14	15	15	4,0
REG (ohne Biomasse)	**19,7**	**21,1**	**34,6**	**72**	**131**	**219**	**256**	**276**	**46,5**
- Laufwasser(+ Zulauf Speicher)	19,0	18,9	25,0	*22,8*	*24,4*	*24,7*	*24,9*	*24,9*	21,0
- Wind (Onshore und Offshore)	0,7	2,2	9,5	*46,1*	*91,8*	*149,7*	*153,7*	*156,9*	25,0
- Photovoltaik		0,0	0,1	*2,7*	*6,9*	*10,4*	*14,9*	*17,6*	0,5
- Geothermie				*0,4*	*5,1*	*14,2*	*22,8*	*27,8*	
- Import SOT					*1,4*	*13,1*	*28,0*	*36,5*	
- Import andere REG					*1,2*	*6,7*	*11,3*	*12,0*	
Gesamt Erzeugung **)	**524,9**	**550,4**	**571,2**	***556***	***512***	***482***	***455***	***432***	**601,4**
-Steinkohle/Sonst. feste B.***)	160,8	168,7	161,6	*140*	*130*	*74*	*34*	*16*	150,7
-Braunkohle	147,5	144,3	148,3	*125*	*89*	*48*	*19*	*0*	158,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	42,9	53,7	54,8	78	107	113	116	108	71,5
- Summe fossil	351,2	366,7	364,7	343	326	235	169	124	380,7
-nuklear	153,5	161,6	169,6	*127*	*31*	*0*	*0*	*0*	167,0
-REG gesamt (ohne biog. Müll)	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**86**	**155**	**247**	**287**	**308**	**53,7**
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	0,7	2,2	9,6	49	99	160	169	175	25,5
REG-Anteil, gesamt	**0,04**	**0,04**	**0,065**	**0,155**	**0,303**	**0,513**	**0,630**	**0,713**	**0,09**
Flukt. Durchdring.	**0,00**	**0,00**	**0,02**	**0,09**	**0,19**	**0,33**	**0,37**	**0,40**	**0,04**
REG-Strom für Wasserstoff (in obigem REG enthalten)				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	
-Wind (einschl. Offshore)						*0*	*0*	*0*	
-Photovoltaik						*0*	*0*	*0*	
-Geothermie						*0*	*0*	*0*	
-Import SOT						*0*	*0*	*0*	
REG ohne Strom für Wasserst.	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**86**	**155**	**247**	**287**	**308**	

*) einschließlich Zufeuerung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken
**) KWK-Anteil von Entnahmekond-KW unter KWK; ohne Pumpstrom
***) einschl. gesamter Müll (nicht biogen und biogen)

projekt2020/NP-ZUS1; 22.11.05

Tabelle 9-79: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus – ZUS 1

Endenergie- und Primärenergieverbrauch ; CO2-Emissionen

NATPLUS-ZUS1

PJ/a	1993	1996	2000	2000 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	**9232**	**9689**	**9241**	**9608**	**8925**	**8277**	**7670**	**6722**	**5832**
2000 = 100	**100**	**105**	**100**	**100**	**97**	**90**	**83**	**73**	**63**
nach Energieträgern									
Elektrizität	**1582**	**1647**	**1738**	**1738**	**1728**	**1588**	**1501**	**1422**	**1361**
Kollektorwärme	1	1	10	10	23	108	242	365	492
Geothermie	1	1	1	1	5	31	105	207	314
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	65	70	210	232	315	394	422	438	449
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	353	358	366	407	408	451	465	422	332
Industrielle KWK, fossil	321	319	302	302	244	230	200	189	154
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	1827	2344	2145	2304	2170	1860	1500	1020	630
Steinkohlen	500	350	437	449	252	178	140	110	70
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4546	4576	4024	4156	3722	3377	3039	2496	1982
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	0	0	9	9	59	61	56	53	48
REG-Strom,(Endenergie), ges.	65	73	121	121	286	514	821	952	1027
-Anteil an gesamt (%)	4,1	4,4	6,9	6,9	16,6	32,4	54,7	66,9	75,5
REG-Wärme, gesamt	67	72	221	243	343	533	769	1010	1255
- Anteil an gesamt (%)	1,3	1,4	4,7	4,8	7,5	13,1	21,3	33,4	50,0
REG-Kraftstoffe	0	0	9	9	59	61	56	53	48
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,0	0,3	0,3	2,3	2,4	2,3	2,4	2,5
REG-Gesamt	132	145	351	373	688	1108	1646	2015	2330
Anteil an Endenergie (%)	**1,4**	**1,5**	**3,8**	**3,9**	**7,7**	**13,4**	**21,5**	**30,0**	**40,0**
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3138	3264	3192	3192	2489	1464	656	281	114
Umwandlungsverl. Übrige *)	1052	820	827	827	*847*	*843*	*763*	*707*	*627*
- Anteil an PEV (%)	29,3	27,7	28,0	27,3	25,0	19,7	13,9	11,3	9,7
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	888	973	1096	1096	*1080*	*1100*	*1080*	*1050*	*1040*
- Anteil an PEV (%)	6,2	6,6	7,6	7,4	8,1	9,4	10,6	12,0	13,7
Primärenergie	**14310**	**14746**	**14356**	**14722**	**13342**	**11683**	**10169**	**8760**	**7613**
2000 = 100	**100**	**103**	**100**	**103**	**92,9**	**81,4**	**70,8**	**61,0**	**53,0**
Mineralöl	5747	5808	5525	5692	5112	4753	4330	3695	3088
Steinkohlen, Sonstige, Müll	2177	2127	2058	2080	1665	1428	820	411	204
Braunkohlen	1983	1685	1547	1547	1241	837	445	170	0
Naturgase 1)	2469	3091	2997	3156	3051	2934	2563	2050	1543
Fossile Primärenergie	12376	12711	12127	12475	11069	9953	8158	6326	4834
Kernenergie	1673	1764	1849	1867	1403	343	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	258	290	394	394	*863*	*1387*	*2011*	*2434*	*2779*
Importsaldo Strom 3)	3	-19	-14	-14	7	0	0	0	0
Anteil REG an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	**1,8**	**2,0**	**2,7**	**2,7**	**6,5**	**11,9**	**19,8**	**27,8**	**36,5**
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	**883**	**886**	**835**	**858**	**742**	**644**	**500**	**360**	**251**
1990 = 100 (987 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch und ohne Industrieprozesse (letztere 2000: 25 Mio t/a)	**89,5**	**89,7**	**84,6**	**87,0**	**75,2**	**65,3**	**50,7**	**36,5**	**25,4**
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	**0,077**	**0,075**	**0,076**	**0,075**	**0,074**	**0,073**	**0,071**	**0,068**	**0,066**
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	**0,066**	**0,064**	**0,063**	**0,063**	**0,061**	**0,061**	**0,055**	**0,047**	**0,038**

*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H2-Erzeugung
1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für REG-Import !
enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H2 (von ARES übernommen)
3) Nicht-REG-Strom

projekt2020/NP-ZUS1; 22.11.05

Tabelle 9-80: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus – ZUS 2 (= Szenario NatPlus- ZUS 1 + Option ZUS 2B: Biogas/SNG; Stromstruktur wie in NatPLus-ZUS 1)

Endenergie- und Primärenergieverbrauch , CO2-Emissionen

NATPLUS-ZUS2

PJ/a	1993	1996	2000	2000 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	**9232**	**9689**	**9241**	**9608**	**8925**	**8277**	**7670**	**6722**	**5832**
2000 = 100	**100**	**105**	**100**	**100**	**97**	**90**	**83**	**73**	**63**
nach Energieträgern									
Elektrizität	**1582**	**1647**	**1738**	**1738**	**1728**	**1588**	**1501**	**1422**	**1361**
Kollektorwärme	1	1	10	10	23	108	242	365	492
Geothermie	1	1	1	1	5	31	105	207	314
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	65	70	210	232	315	394	422	438	449
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	353	358	366	407	408	451	465	422	332
Industrielle KWK, fossil	321	319	302	302	244	230	200	189	154
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	1827	2344	2145	2304	2170	1860	1500	1020	630
Steinkohlen	500	350	437	449	252	178	140	110	70
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4546	4576	4024	4156	3672	3244	2661	1888	1175
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	0	0	9	9	109	194	434	661	855
REG-Strom,(Endenergie), ges.	65	73	121	121	286	514	821	952	1027
-Anteil an gesamt (%)	4,1	4,4	6,9	6,9	16,6	32,4	54,7	66,9	75,5
REG-Wärme, gesamt	67	72	221	243	343	533	769	1010	1255
- Anteil an gesamt (%)	1,3	1,4	4,7	4,8	7,5	13,1	21,3	33,4	50,0
REG-Kraftstoffe	0	0	9	9	109	194	434	661	855
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,0	0,3	0,3	4,3	7,7	17,7	30,4	44,3
REG-Gesamt	132	145	351	373	738	1241	2024	2623	3137
Anteil an Endenergie (%)	**1,4**	**1,5**	**3,8**	**3,9**	**8,3**	**15,0**	**26,4**	**39,0**	**53,8**
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3138	3264	3192	3192	2489	1464	656	281	114
Umwandlungsverl. Übrige *)	1052	820	827	827	*860*	*892*	*908*	*916*	*884*
- Anteil an PEV (%)	29,3	27,7	28,0	27,3	25,1	20,1	15,2	13,3	12,7
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	888	973	1096	1096	*1080*	*1100*	*1080*	*1050*	*1040*
- Anteil an PEV (%)	6,2	6,6	7,6	7,4	8,1	9,4	10,5	11,7	13,2
Primärenergie	**14310**	**14746**	**14356**	**14722**	**13354**	**11732**	**10313**	**8969**	**7870**
2000 = 100	**100**	**103**	**100**	**103**	**93,0**	**81,7**	**71,8**	**62,5**	**54,8**
Mineralöl	5747	5808	5525	5692	5052	4611	3949	3073	2274
Steinkohlen, Sonstige, Müll	2177	2127	2058	2080	1665	1428	820	411	204
Braunkohlen	1983	1685	1547	1547	1241	837	445	170	0
Naturgase 1)	2469	3091	2997	3156	3051	2934	2563	2050	1543
Fossile Primärenergie	12376	12711	12127	12475	11008	9811	7776	5705	4020
Kernenergie	1673	1764	1849	1867	1403	343	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	258	290	394	394	*936*	*1578*	*2537*	*3264*	*3850*
Importsaldo Strom 3)	3	-19	-14	-14	7	0	0	0	0
Anteil REG an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	**1,8**	**2,0**	**2,7**	**2,7**	**7,0**	**13,4**	**24,6**	**36,4**	**48,9**
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	**883**	**886**	**835**	**858**	**738**	**634**	**473**	**315**	**193**
1990 = 100 (987 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch und ohne Industrieprozesse (letztere 2000: 25 Mio t/a)	**89,5**	**89,7**	**84,6**	**87,0**	**74,8**	**64,2**	**47,9**	**32,0**	**19,5**
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	**0,077**	**0,075**	**0,076**	**0,075**	**0,074**	**0,073**	**0,071**	**0,068**	**0,065**
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	**0,066**	**0,064**	**0,063**	**0,063**	**0,060**	**0,060**	**0,051**	**0,040**	**0,028**

*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H2-Erzeugung
1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für REG-Import !
enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H2 (von ARES übernommen)
3) Nicht-REG-Strom

projekt2020/NP-ZUS2B; 25.11.05

Tabelle 9-81: Stromstruktur im Szenario NatPlus –ZUS 3: wie NatPlus – ZUS 2, zusätzlich 63 TWh/a Strom aus erneuerbaren Energien zur Wasserstoffherstellung.

Gesamte Bruttostromerzeugung 1993 bis 2050, (TWh/a)									
NATPLUS-ZUS3				REFV+ZUS1+ZUS3A					Nach-richtlich
Jahr	**1993**	**1996**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2004**
Kond. Kraftwerke	**436,2**	**457,3**	**462,1**	**378**	**240**	**102**	**35**	**6**	**472,2**
-Steinkohle/Übr. feste B.	123,7	134,8	132,6	110	97	45	8	1	124,7
-Braunkohle	139,5	134,3	136,3	113	77	41	17	0	146,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	19,5	26,6	23,6	28	35	16	10	6	34,0
- Kernenergie	153,5	161,6	169,6	127	31	0	0	0	167,0
Öffentliche, große KWK	**27,0**	**29,0**	**31,0**	**40**	**44**	**44**	**38**	**28**	**33,0**
- HKW, Braunkohlen	8,0	10,0	12,0	12	12	7	2	0	12,0
- HKW, Steinkohle, Müll *)	14,0	15,0	15,1	18	19	20	19	14	14,0
- HKW, Erdgas, Öl	5,0	4,0	3,9	10	13	17	18	15	7,0
Dezentrale KWK (Nahwärme+Objekte):	**2,0**	**3,5**	**4,7**	**14**	**33**	**50**	**60**	**60**	**7,2**
- BHKW, Erdgas, Öl	1,9	3,1	3,8	8	22	35	44	43	4,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,1	0,4	0,9	6	12	15	16	17	3,2
Industrielle KWK	**40,0**	**39,5**	**38,8**	**52**	**64**	**67**	**67**	**62**	**42,5**
- HKW, Kohlen	23,1	18,9	13,9	12	14	9	8	2	12,0
- HKW, Erdgas, Öl	12	13	14	17	19	22	23	23	15,5
- BHKW, Erdgas, Öl	4,5	7,0	9,5	15	18	22	22	22	11,0
- (HKW); BHKW, Biomasse	0,4	0,6	1,4	8	13	14	15	15	4,0
REG (ohne Biomasse)	**19,7**	**21,1**	**34,6**	**72**	**132**	**227**	**278**	**339**	**46,5**
- Laufwasser(+ Zulauf Speicher)	19,0	18,9	25,0	*22,8*	*24,4*	*24,7*	*24,9*	*24,9*	21,0
- Wind (Onshore und Offshore)	0,7	2,2	9,5	*46,1*	*92,8*	*156,2*	*168,7*	*179,9*	25,0
- Photovoltaik		0,0	0,1	*2,7*	*6,9*	*10,4*	*14,9*	*17,6*	0,5
- Geothermie				*0,4*	*5,1*	*14,2*	*22,8*	*27,8*	
- Import SOT					*1,4*	*15,1*	*35,7*	*76,5*	
- Import andere REG					*1,2*	*6,7*	*11,3*	*12,0*	
Gesamt Erzeugung **)	**524,9**	**550,4**	**571,2**	***556***	***513***	***491***	***478***	***495***	**601,4**
-Steinkohle/Sonst. feste B.***)	160,8	168,7	161,6	*140*	*130*	*74*	*34*	*16*	150,7
-Braunkohle	147,5	144,3	148,3	*125*	*89*	*48*	*19*	*0*	158,5
-Erdgas/Öl/übrig.Gase	42,9	53,7	54,8	78	107	113	116	108	71,5
- Summe fossil	351,2	366,7	364,7	343	326	235	169	124	380,7
-nuklear	153,5	161,6	169,6	*127*	*31*	*0*	*0*	*0*	167,0
-REG gesamt (ohne biog. Müll)	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**86**	**156**	**256**	**309**	**371**	**53,7**
-- fluktuier. (nur PV/Wind)	0,7	2,2	9,6	49	100	167	184	198	25,5
REG-Anteil, gesamt	**0,04**	**0,04**	**0,065**	**0,155**	**0,304**	**0,521**	**0,647**	**0,749**	**0,09**
Flukt. Durchdring.	**0,00**	**0,00**	**0,02**	**0,09**	**0,19**	**0,34**	**0,38**	**0,40**	**0,04**
REG-Strom für Wasserstoff				**0**	**1,0**	**8,5**	**22,7**	**63,0**	
(in obigem REG enthalten)									
-Wind (einschl. Offshore)					1,0	*6,5*	*15,0*	*23,0*	
-Photovoltaik						*0,0*	*0,0*	*0,0*	
-Geothermie						*0,0*	*0,0*	*0,0*	
-Import SOT						*2,0*	*7,7*	*40,0*	
REG ohne Strom für Wasserst.	**20,2**	**22,1**	**36,9**	**86**	**155**	**247**	**286**	**308**	
Gesamt ohne Strom für H2				556	512	482	455	432	

*) einschließlich Zufeuerung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken
**) KWK-Anteil von Entnahmekond-KW unter KWK; ohne Pumpstrom
***) einschl. gesamter Müll (nicht biogen und biogen)

projekt2020/NP-ZUS3; 25.11.05

Tabelle 9-82: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus – ZUS 3 (= Szenario NatPlus- ZUS 1 + Optionen ZUS 2A: BTL, ZUS 2C:Bio-Import; ZUS 3A: H2 aus EE)

Endenergie- und Primärenergieverbrauch

NATPLUS-ZUS3

PJ/a	1993	1996	2000	2000 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	**9232**	**9689**	**9241**	**9608**	**8925**	**8277**	**7670**	**6722**	**5832**
2000 = 100	**100**	**105**	**100**	**100**	**97**	**90**	**83**	**73**	**63**
nach Energieträgern									
Elektrizität	**1582**	**1647**	**1738**	**1738**	**1728**	**1588**	**1501**	**1423**	**1361**
Kollektorwärme	1	1	10	10	23	108	242	365	492
Geothermie	1	1	1	1	5	31	105	207	314
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	65	70	210	232	315	394	422	438	449
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	353	358	366	407	408	451	465	422	332
Industrielle KWK, fossil	321	319	302	302	244	230	200	189	154
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	1827	2344	2145	2304	2170	1860	1500	1020	630
Steinkohlen	500	350	437	449	252	178	140	110	70
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4546	4576	4024	4156	3700	3285	2758	1983	1153
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	0	0	9	9	81	153	337	565	877
REG-Strom,(Endenergie), ges.	65	73	121	121	286	517	833	976	1072
-Anteil an gesamt (%)	4,1	4,4	6,9	6,9	16,6	32,5	55,5	68,6	78,8
REG-Wärme, gesamt	67	72	221	243	343	533	769	1010	1255
- Anteil an gesamt (%)	1,3	1,4	4,7	4,8	7,5	13,1	21,3	33,4	50,0
REG-Kraftstoffe	0	0	9	9	81	153	337	565	877
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,0	0,3	0,3	3,2	6,1	13,8	26,0	45,4
REG-Gesamt	132	145	351	373	710	1203	1939	2551	3204
Anteil an Endenergie (%)	**1,4**	**1,5**	**3,8**	**3,9**	**8,0**	**14,5**	**25,3**	**37,9**	**54,9**
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3138	3264	3192	3192	2489	1464	656	282	114
Umwandlungsverl. Übrige *)	1052	820	827	827	*846*	*875*	*871*	*882*	*887*
- Anteil an PEV (%)	29,3	27,7	28,0	27,3	25,0	20,0	14,9	13,0	12,7
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	888	973	1096	1096	*1080*	*1100*	*1080*	*1050*	*1040*
- Anteil an PEV (%)	6,2	6,6	7,6	7,4	8,1	9,4	10,5	11,8	13,2
Primärenergie	**14310**	**14746**	**14356**	**14722**	**13341**	**11715**	**10277**	**8936**	**7874**
2000 = 100	**100**	**103**	**100**	**103**	**92,9**	**81,6**	**71,6**	**62,2**	**54,8**
Mineralöl	5747	5808	5525	5692	5081	4654	4049	3172	2251
Steinkohlen, Sonstige, Müll	2177	2127	2058	2080	1665	1428	820	411	204
Braunkohlen	1983	1685	1547	1547	1241	837	445	170	0
Naturgase 1)	2469	3091	2997	3156	3051	2934	2563	2052	1543
Fossile Primärenergie	12376	12711	12127	12475	11038	9854	7877	5805	3998
Kernenergie	1673	1764	1849	1867	1403	343	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	258	290	394	394	*893*	*1518*	*2400*	*3131*	*3876*
Importsaldo Strom 3)	3	-19	-14	-14	7	0	0	0	0
Anteil REG an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	**1,8**	**2,0**	**2,7**	**2,7**	**6,7**	**13,0**	**23,4**	**35,0**	**49,2**
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	**883**	**886**	**835**	**858**	**740**	**637**	**480**	**323**	**191**
1990 = 100 (987 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch und ohne Industrieprozesse (letztere 2000: 25 Mio t/a)	**89,5**	**89,7**	**84,6**	**87,0**	**75,0**	**64,5**	**48,6**	**32,7**	**19,3**
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	**0,077**	**0,075**	**0,076**	**0,075**	**0,074**	**0,073**	**0,071**	**0,068**	**0,065**
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	**0,066**	**0,064**	**0,063**	**0,063**	**0,060**	**0,060**	**0,052**	**0,041**	**0,028**

*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H2-Erzeugung
1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für REG-Import !
enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H2 (von ARES übernommen)
3) Nicht-REG-Strom

projekt2020/NP-ZUS3; 25.11.05

Tabelle 9-83: Endenergie, Primärenergiebilanz und CO_2-Emissionen im Szenario NatPlus – ZUS 4 (= Szenario NatPlus- ZUS 1 + Optionen ZUS 2C:Bio- Import; ZUS 3A: H_2 aus EE; ZUS 3B: H_2 aus Biomasse; Stromstruktur wie Nat-Plus-ZUS 3)

Endenergie- und Primärenergieverbrauch

NATPLUS-ZUS4

PJ/a	1993	1996	2000	2000 temp.	2010	2020	2030	2040	2050
Gesamte Endenergie	**9232**	**9689**	**9241**	**9608**	**8925**	**8277**	**7670**	**6722**	**5832**
2000 = 100	**100**	**105**	**100**	**100**	**97**	**90**	**83**	**73**	**63**
nach Energieträgern									
Elektrizität	**1582**	**1647**	**1738**	**1738**	**1728**	**1588**	**1501**	**1423**	**1361**
Kollektorwärme	1	1	10	10	23	108	242	365	492
Geothermie	1	1	1	1	5	31	105	207	314
Biomassewärme (KWK, Heizw. und Einzelheiz; Öffentl. +Industrie)	65	70	210	232	315	394	422	438	449
REG-Wasserst. für Prozesswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fossile Fern- +Nahwärme	353	358	366	407	408	451	465	422	332
Industrielle KWK, fossil	321	319	302	302	244	230	200	189	154
Erdgas (Wärme + Kraftstoff)	1827	2344	2145	2304	2170	1860	1500	1020	630
Steinkohlen	500	350	437	449	252	178	140	110	70
Mineralöl (Wärme + Kraftstoff)	4546	4576	4024	4156	3687	3268	2714	1914	1080
REG-Kraftstoffe (H2 + Bio)	0	0	9	9	94	170	381	634	950
REG-Strom,(Endenergie), ges.	65	73	121	121	286	517	833	976	1072
-Anteil an gesamt (%)	4,1	4,4	6,9	6,9	16,6	32,5	55,5	68,6	78,8
REG-Wärme, gesamt	67	72	221	243	343	533	769	1010	1255
- Anteil an gesamt (%)	1,3	1,4	4,7	4,8	7,5	13,1	21,3	33,4	50,0
REG-Kraftstoffe	0	0	9	9	94	170	381	634	950
- Anteil an gesamt (%)	0,0	0,0	0,3	0,3	3,7	6,8	15,6	29,1	49,2
REG-Gesamt	132	145	351	373	723	1220	1983	2620	3277
Anteil an Endenergie (%)	**1,4**	**1,5**	**3,8**	**3,9**	**8,1**	**14,7**	**25,9**	**39,0**	**56,2**
Umwandlungsverl. Strom (Tab.3b)	3138	3264	3192	3192	2489	1464	656	282	114
Umwandlungsverl. Übrige *)	1052	820	827	827	*853*	*882*	*888*	*906*	*911*
- Anteil an PEV (%)	29,3	27,7	28,0	27,3	25,0	20,0	15,0	13,3	13,0
Nichtenerg. Verbrauch (wie REF)	888	973	1096	1096	*1080*	*1100*	*1080*	*1050*	*1040*
- Anteil an PEV (%)	6,2	6,6	7,6	7,4	8,1	9,4	10,5	11,7	13,2
Primärenergie	**14310**	**14746**	**14356**	**14722**	**13347**	**11723**	**10294**	**8960**	**7897**
2000 = 100	**100**	**103**	**100**	**103**	**93,0**	**81,7**	**71,7**	**62,4**	**55,0**
Mineralöl	5747	5808	5525	5692	5068	4637	4004	3101	2177
Steinkohlen, Sonstige, Müll	2177	2127	2058	2080	1665	1428	820	411	204
Braunkohlen	1983	1685	1547	1547	1241	837	445	170	0
Naturgase 1)	2469	3091	2997	3156	3051	2934	2563	2052	1543
Fossile Primärenergie	12376	12711	12127	12475	11024	9836	7832	5734	3923
Kernenergie	1673	1764	1849	1867	1403	343	0	0	0
REG - Inland und Import 2)	258	290	394	394	*913*	*1543*	*2462*	*3226*	*3974*
Importsaldo Strom 3)	3	-19	-14	-14	7	0	0	0	0
Anteil REG an PEV (%), (Wirkungsgradmethode)	**1,8**	**2,0**	**2,7**	**2,7**	**6,8**	**13,2**	**23,9**	**36,0**	**50,3**
CO2-Emissionen, (Mio t/a)	**883**	**886**	**835**	**858**	**739**	**636**	**477**	**318**	**186**
1990 = 100 (987 Mio.t/a; ohne nichtenergetischen Verbrauch und ohne Industrieprozesse (letztere 2000: 25 Mio t/a)	**89,5**	**89,7**	**84,6**	**87,0**	**74,9**	**64,4**	**48,3**	**32,2**	**18,8**
CO2-Intens.fossil, (Mio t/PJ)	**0,077**	**0,075**	**0,076**	**0,075**	**0,074**	**0,073**	**0,071**	**0,068**	**0,064**
CO2-Intens. ges (Mio t/PJ)	**0,066**	**0,064**	**0,063**	**0,063**	**0,060**	**0,060**	**0,052**	**0,040**	**0,027**

*) einschließlich Verluste der Biokraftstoff- und H2-Erzeugung
1) Erdgas, Erdölgas, Grubengas (ohne Biogase)
2) Für Wind-, Solar-, Wasserkraftstrom mit Wirkungsgradmethode; auch für REG-Import !
enthält Brutto- Erzeugung von Biokraftstoffen und REG-H2 (von ARES übernommen)
3) Nicht-REG-Strom

projekt2020/NP-ZUS3; 9.12.05

9.4 Abschätzung eines Mengengerüsts für Biokraftstoff-Importe nach Deutschland

Wie im Abschnitt 5.4.1 deutlich gemacht wurde, ist das Potenzial der Biomasse, und damit zur Produktion von Biokraftstoffen in Deutschland begrenzt. Es liegt daher nahe, zusätzliche Mengen an Biokraftstoffen oder den benötigten Rohstoffen zu importieren.

Bereits heute existiert ein gewisser globaler Markt für Biokraftstoffe, insbesondere Ethanol. Die Hauptakteure sind Brasilien und die USA, als die größten Ethanolproduzenten und auch die Länder mit einer bereits existenten Flotte an Ethanolfahrzeugen. Gerade Brasilien wird daher in Expertenkreisen als ein „unkalkulierbarer Markt“ angesehen, da es auf der einen Seite über erhebliche Produktionskapazitäten verfügt und in die USA und nach Asien exportiert. Auf der anderen Seite können klimatisch bedingte schlechte Ernteerträge dazu führen, dass die eigene große Flotte durch Importe versorgt werden muss, so dass Brasilien in der Vergangenheit bereits zwischen Im- und Exporten an Ethanol gewechselt hat. Weltweit werden zukünftig steigende Ölpreise ein Anlass für eine vermehrte Nachfrage an Biokraftstoffen und damit einhergehend für einen verstärkten Ausbau der Produktionskapazitäten sein. Im Rahmen dieses Exkurses kann der mittel- bis langfristige Weltmarkt an Biokraftstoffen nicht analysiert werden.

Eine Abschätzung der möglichen Importe erfolgt daher nur in Hinblick auf die EU 25 Länder. Innerhalb dieser Staatengemeinschaft wird durch die Richtlinie 2003/30/EC des europäischen Parlamentes und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor ein gemeinsames Ziel vorgegeben, dass eine Einschätzung des eventuellen Marktes erlaubt. Bis zum Jahr 2020 sollen 8% des gesamten Kraftstoffbedarfs mit Biokraftstoffen gedeckt werden. Somit ist ein Anhaltspunkt über die nachgefragten Mengen gegeben.

Aufgrund der Nutzungskonkurrenzen vom Kraftstoff- zum Strom- und Wärmesektor muss ein Allokationsansatz gewählt werden, um die verfügbaren Potenziale möglichst sinnvoll verteilen zu können. Es sind Ansätze denkbar, die nach ökologischen, ökonomischen oder politischen Gesichtspunkten vorgehen und beispielsweise eine maximale Treibhausgasminderung, minimale Differenzkosten oder aber die Einhaltung bestimmter politischer Zielvorstellungen, wie etwa die Erfüllung der oben genannten EU Vorgabe fordern. Eine Allokation der verfügbaren Biomasse nach diesen Kriterien erfordert detaillierte Szenarienrechnungen, mit denen der jeweilige „beste Nutzen“ bestimmt werden kann. Da derartige Szenarien für jedes 25 Länder den Rahmen dieses Exkurses übersteigen, ist für die Betrachtung des europäischen Potenziale und Absatzmärkte ein weniger detaillierter Ansatz gewählt worden, der sich an der 8% Vorgabe orientiert.

Es wird davon ausgegangen, dass in allen EU 25 Ländern die Steuerbefreiung für biogene Kraftstoffe umgesetzt wird. Diese Fördermaßnahme würde einen starken Nachfragesog nach Biokraftstoffen erzeugen. Es wird vereinfacht davon ausgegangen, dass somit das gesamte Potenzial aus landwirtschaftlichen Produkten für die Herstellung von Biokraftstoffen verwendet wird. Die forstwirtschaftlichen Potenziale sowie die organischen und industriellen Reststoffe werden wie in Deutschland primär zur Strom- bzw. Wärmebereitstellung genutzt, während landwirtschaftliche Reststoffe, wie Stroh, auf die Sektoren aufgeteilt werden.

9.4.1 Mengengerüst zur Bestimmung der Import- Exportmengen auf dem EU 25 Markt

Die jeweiligen Biokraftstoff-Potenziale der einzelnen EU 25 Länder sind den Länderprofilen der EU 25 Länder entnommen (vgl. „*The share of renewable energy in the EU“ (EC Staff Working Document ((2004)366 final)) und* in Tabelle 9-84 dargestellt . Es ist das realisierbare Potenzial im Jahr 2020 ermittelt. Zugrunde gelegt wird eine Nutzung von maximal 18% der verfügbaren landwirtschaftlichen Fläche im Durchschnitt über alle Länder. Im Einzelfall variiert die Fläche zur Biokraftstoffproduktion zwischen 15-20%. Die Ertragsteigerung der Energiepflanzennutzung ist (Thrän et.al 2004) entnommen.

Tabelle 9-84: Gesamter Kraftstoffbedarf für den Straßenverkehr und benötigte Menge sowie Potenzial an Biokraftstoffen für die EU 25

Land	Gesamter Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr	Benötige Menge an Biokraftstoffen zur Einhaltung der 8% Richtlinie	BiokraftstoffPotenzial
	[PJ]	[PJ]	[PJ]
Belgien	259,1	20,7	18,7
Dänemark	134,4	10,7	49,3
Deutschland	2.161,1	172,9	268
Finnland	184	41,7	41
Frankreich	1.927,3	154,2	462
Griechenland	238	19,1	37
Großbritannien	1.508,2	120,6	130
Irland	102,6	8,2	21
Italien	1.522,9	121,8	147
Luxemburg	14,4	1,2	1,5
Niederlande	352,8	28,2	22,7
Österreich	175,5	14,1	30,2
Portugal	191,2	15,3	20
Schweden	249,4	19,9	44
Spanien	1.189,1	95,1	241
Estland	34	2,7	11,3
Lettland	46	3,7	23,9
Litauen	83	6,6	34
Malta	8,7	0,7	0
Polen	544	43,5	210
Slowakei	108,5	8,7	21
Slowenien	32,4	2,6	3,2
Tschechien	220,4	17,6	54,6
Ungarn	120,8	9,7	73,5
Zypern	31,9	2,6	0,1
EU 15	**10.210**	**816,8**	**1.536,2**
EU 25	**11.439,7**	**915,2**	**1.968,3**

Um die Menge ermitteln zu können, die für den EU-Markt zur Verfügung stehen, muss zudem der gesamte Kraftstoffbedarf der Länder bekannt sein. Betrachtet wird dazu der gesamte Straßenverkehr, also der individuelle Personenverkehr, Busse des öffentlichen Nahverkehrs, Reisebusse sowie Frachtverkehr.

Die Daten mit Bezug auf das Jahr 2020 sind dem aktualisierten TREMOVE Modell entnommen. Es wird vorausgesetzt, dass in jedem der Länder die Erfüllung der EU Vorgabe von 8% Biokraftstoffen am Gesamtverbrauch vorrangig betrachtet wird. Daher werden von den Ländern nur die produzierten Mengen auf dem Markt verfügbar gemacht, die über die benötigten 8% hinaus bereitgestellt werden können. Im Gegenzug erhalten die Länder, die mittels ihrer heimischen Produktion nicht die vorgegebene Prozentzahl bereitstellen können, ein erstes Zugriffsrecht auf den Markt, um die zusätzlich benötigten Mengen zukaufen zu können. Dadurch soll sichergestellt sein, dass in allen EU 25 Ländern der Mindestanteil an Biokraftstoffen gewährleistet ist.

Des Weiteren wird angenommen, dass relativ geringe Mengen von weniger als 10 PJ pro Land ebenfalls nicht dem Markt verfügbar gemacht werden, da der Aufbau einer Exportinfrastruktur und Logistik in diesem Fall als zu hoch angesehen wird. Welche Länder der EU 25 als Importeure bzw. Exporteure agieren können, ist Tabelle 9-85 zu entnehmen.

Tabelle 9-85: Mengen an Biokraftstoffen zum Im- bzw. Export innerhalb der EU 25

Land	Mengen zum Export	Zusätzlich benötigte Menge zur Deckung der 8% -Importe	Geringe Mengen- nicht am Markt verfügbar
	[PJ]	[PJ]	[PJ]
Belgien		-2	
Dänemark	38,6		
Finnland	26,4		
Frankreich	307,8		
Griechenland	18,3		
Großbritannien			9,5
Irland	12,8		
Italien	25,2		
Luxemburg			0,3
Niederlande		-5,5	
Österreich	16,2		
Portugal			5,3
Schweden	24,1		
Spanien	146,4		
Estland			8,6
Lettland	20,3		
Litauen	27,4		
Malta		-0,7	
Polen	166,5		
Slowakei	12,7		
Slowenien			0,6
Tschechien	37		
Ungarn	63,8		
Zypern		-2,5	
EU 15	**615,8**	**-7,6**	**15,2**
EU 25	**943,5**	**-10,7**	**24,4**

Es ist ersichtlich, dass in fast allen Ländern genug heimische Biokraftstoffe produziert werden können, um die EU Vorgabe von 8% zu erfüllen. Insgesamt wird europaweit ein Überschuss an Biokraftstoffen erzielt. Es resultiert eine Menge von 943,5 PJ die auf dem europäischen Markt gehandelt werden kann. Davon werden insgesamt 10,7 PJ zur Erfüllung der 8% Richtlinie benötigt und stehen somit nicht dem Markt zur Verfügung. Es verbleiben daher maximal **932,8 PJ für den freien Handel**. Da Deutschland in dieser Betrachtung verstärkt als Einkäufer betrachtet wird, ist diese Zahl um die zusätzliche deutsche Produktion von 95 PJ bereinigt.

9.4.2 Zuteilung der deutschen Importmenge

Innerhalb der EU 25 Länder gehört Deutschland zu denjenigen mit den höchsten Kraftstoffverbräuchen. Mit rund 2.160 PJ beträgt der Anteil am gesamten Verbrauch der EU 25 etwa ein Fünftel. Daher wird vereinfacht angenommen, dass Deutschland Zugriff auf ebenfalls ein Fünftel der auf dem EU Markt gehandelten Biokraftstoffe erhält. Damit beläuft sich die langfristig importierbare Menge **für Deutschland auf 176 PJ**, entsprechend noch einmal 8,2% des gesamten deutschen Verbrauchs.

Sobald größere Mengen an Biokraftstoffen auf einem gesamt-europäischen Markt gehandelt werden, kann erwartet werden, dass sich entsprechend des jeweiligen Angebots bzw. der Nachfrage ein Marktpreis einstellen wird. Als eine weitere Vereinfachung wird angenommen, dass sich diese Preise an denen orientieren, die auch innerhalb Deutschlands gezahlt werden, und sich keine erheblichen Abweichungen dazu ergeben.

Bei den in dieser Abschätzung getroffen Annahmen handelt es sich eindeutig um eine grobe Abschätzung, die in jedem Einzelfall anhand eines Marktmodells validiert werden muss. Dabei ist zu ermitteln, ob ein Import von Biokraftstoffen der verstärkten inländischen Produktion vorzuziehen ist, wenn diese zu Lasten der anderen zu bedienenden Sektoren der Strom- und Wärmebereitstellung geht.

Ähnliches gilt für diejenigen Länder, die nur geringe Mengen an Biokraftstoffen zusätzlich bereitstellen können und daher unter den getroffenen Annahmen nicht am europäischen Handel teilnehmen. Zu diesen gehören Großbritannien, Estland, Portugal, Slowenien und Luxemburg. Auch hier ist es denkbar, dass eine Verschiebung der Biomassenutzung zugunsten der Biokraftstoffe stattfindet, um durch die Produktion von größeren Mengen ebenfalls am europäischen Markt vertreten zu sein. Auch hier ist ein Abgleich der ökonomischen Auswirkungen der verschiedenen Nutzungssektoren notwendig, um die Nutzung mit den maximalen Gewinnen zu ermitteln.

9.5 Ansatzpunkte und Instrumente zur Förderung alternativer Kraftstoffe

Der Ansatz, alternative Kraftstoffe zu fördern und auf den Markt zu bringen, ist zu einem großen Teil politisch motiviert. Dabei spielt vor allem der Klimaschutz durch CO_2-Vermeidung eine wesentliche Rolle. Vor dem Hintergrund der Kyoto-Ziele ist die Formulierung von europäischen und nationalen Zielsetzungen eine entscheidende Voraussetzung, um die Entwicklung alternativer Kraftstoffe sinnvoll zu fördern und zu lenken. Mit dem stetigen Anstieg der Energiepreise rücken außerdem zunehmend Aspekte der Versorgungssicherheit bzw. der möglichst großen Unabhängigkeit von Energieträgerimporten (hauptsächlich Öl) in den Fokus.

Auf der anderen Seite sind auch (markt-)wirtschaftliche Überlegungen ein Ansatz zur Einführung alternativer Kraftstoffe. Dazu gehören die Entwicklung und der Ausbau innovativer Technologien, die eine eventuelle Vorreiterrolle Deutschlands sichern und damit Exportchancen eröffnen soll. Auf nationaler bzw. regionaler Ebene sind positive Beschäftigungseffekte ein Anreiz zur Förderung alternativer, insbesondere biogener Kraftstoffe, die Impulse zur Stärkung des ländlichen Raumes bieten können.

Alternative Kraftstoffe sind aber zum jetztigen Zeitpunkt preislich nicht konkurrenzfähig zu den konventionellen fossilen Kraftstoffen. Daher muss zum einen die Absenkung der Produktionskosten als prioritäre Entwicklung betrachtet werden, während zum anderen gezielte Förderungen notwendig sind, um einen Markteintritt herbeizuführen. Die politische Beschleunigung eines Umstiegs von den konventionellen, auf Öl basierenden zu alternativen Treibstoffen im Verkehr kann auf vielfältige Weise erfolgen. Hierbei können folgende Instrumente zur Anwendung gebracht werden:

- Politische Vorgaben von Mengenzielen
- Ordnungsrechtliche Vorgaben
- Steuerrechtliche Maßnahmen
    - Abgaben auf Kraftstoffe
    - Abgaben auf Fahrzeuge
- Gezielte Technologieförderung

Die einzelnen Instrumente werden im Folgenden kurz erläutert und im nächsten Abschnitt anhand von Umsetzungsbeispielen vorgestellt.

9.5.1 Mengenziele

Durch die Vorgabe eines Mengenziels wird ein bestimmter Marktanteil an alternativen Kraftstoffen verlangt. Die Umsetzung einer solchen Vorgabe liegt bei der produzierenden Industrie, d.h. im Falle von Kraftstoffen bei der Mineralölindustrie. Die Vorgabe eines Mengenziels muss nicht mit finanziellen Vergünstigungen zum Ausgleich für eventuell erhöhte Kosten gekoppelt sein, so dass diese Mehrkosten in der Regel von der Industrie getragen werden müssen.

9.5.2 Ordnungsrechtliche Vorgaben

Ordnungsrechtliche Vorgaben regeln den Gebrauch und die Anwendung von Techniken im gesellschaftlichen Rahmen, mit dem Ziel, unerwünschte Effekte wie z.B. Treibhausgasausstoß zu minimieren. Ein Beispiel ist etwa die Einführung von Nullemissionsstandards für bestimmte Schadstoffe und Fahrzeuge. Diese kann dazu führen, dass gesetzte Standards generell nicht oder nicht zu vertretbaren Kosten mittels jeglicher Kombination aus Verbrennungsmotor, fossilem Treibstoff und nachgeschalteten Techniken der Emissionsminderung (z.B. Katalysator) erfüllt werden können. Folglich wird mit solchen ordnungsrechtlichen Vorgaben indirekt die Entwicklung und Markteinführung von alternativen Antriebskonzepten erzwungen. Diese Strategie gilt als wenig marktwirtschaftlich, kann aber unerlässlich werden, wenn auf Grund von Marktversagen eine technisch erforderliche Standardisierung von Treibstoffen, Fahrzeugen und Infrastrukturen als Voraussetzung der Markteinführung auf privater Basis der beteiligten Akteure nicht oder nur mit erheblicher Verzögerung zustande kommt (Nill 2000, S. 17).

9.5.3 Steuerlichrechtliche Maßnahmen

Der Bereich der fiskalischen d.h. die staatlichen Einnahmen und Ausgaben betreffenden Instrumente ist traditionell für die Förderung umweltpolitisch erwünschter Entwicklungen

bedeutsam und hat durch die Diskussion über auf die Umwelt bezogene externe Effekte und marktwirtschaftliche Instrumente im Umweltschutz (Stichwort: Ökosteuer) einen hohen Stellenwert erlangt. Für die Einführung alternativer Kraftstoffe gibt es verschiedene Ansatzpunkte steuerrechtlicher Maßnahmen. Dazu gehören zunächst die Erhebung von Abgaben auf den Kraftstoff und das Fahrzeug die beide *upstream* oder *downstream* realisiert werden können, sowie vermehrt auch zur Finanzierung des Baus und Unterhalts von Straßen (Maut).

Die **Abgaben auf Kraftstoffe** stellen von diesen den offensichtlichsten Ansatzpunkt dar. Sie sind international weit verbreitet und fiskalisch teilweise sehr ergiebig (Metschies 2001). Denkbar sind hier im Falle der Nutzung von alternativen Kraftstoffen und Antrieben Ausnahmetatbestände oder Rückerstattungen gegenüber den auf fossilen Energieträgern basierenden Treibstoffen.

Der ***Upstream*-Bereich** bezieht sich auf die Herstellung und Verarbeitung des Produktes Kraftstoff oder Fahrzeug.

- Für den Kraftstoff spricht ein Eingriff im Upstream-Bereich die produzierende (Mineralöl-) Industrie an. Denkbar sind neben der Subvention der eingesetzten Rohstoffe (für Biokraftstoffe etwa Raps oder Zuckerrüben) auch Maßnahmen wie die Einführung von Zertifikaten, wie es für die Stromerzeugung praktiziert wird. Dadurch wird ein Anreiz geschaffen, durch alternative Kraftstoffe CO2-Minderungen zu erreichen, oder die entstehenden Kosten an den Verbraucher weiterzugeben und so einen finanziellen Anreiz für alternative Kraftstoffe im Downstream-Bereich zu schaffen.
- Des Weiteren kann die Förderung auch an der Herstellung der Fahrzeuge ansetzen. Abgesehen von Nischenanbietern ist hierzu festzustellen, dass die Kraftfahrzeugindustrie über erhebliche finanzielle Ressourcen verfügt und zudem auf Grund zunehmender ökologischer Anforderungen an ihre Produkte und angesichts einer zukünftig denkbaren Verknappung von Rohöl ein vitales Eigeninteresse an der Entwicklung und Vermarktung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben hat. Fördermittel könnten daher gezielt eingesetzt werden, um Eigeninitiativen der Automobilindustrie stärker zu bündeln und Parallelentwicklungen zu begrenzen.

Der ***Downstream*-Bereich** wird von den Endverbrauchern, also den Kunden an der Tankstelle bzw. beim Fahrzeugkauf gebildet.

- Die Förderung alternativer **Kraftstoffe** kann hier beispielsweise schon bei den Zwischenanbietern (Tankstellenbetreibern) an den für die Distribution erforderlichen Infrastrukturen (Rohrleitungen, Tankstellen etc.) ansetzen, die neben der Produktion eine entscheidende Voraussetzung für die Flächen deckende Verfügbarkeit sind. Durch Steuerbefreiungen oder –vergünstigungen werden alternative Kraftstoffe finanziell attraktiver für den Kunden an der Tankstelle.
- Ähnlich den Abgaben auf Kraftstoffe können auch bei Abgaben auf den Import oder Kauf sowie auf das Halten von **Kraftfahrzeugen** gesonderte Steuersätze

erhoben werden sowie Ausnahmetatbestände und Erstattungen für solche Fahrzeuge gewährt werden, die technisch auf den Betrieb mit bestimmten alternativen Kraftstoffen ausgelegt sind. Trotz der Vielfalt von Abgaben dieser Art findet sich im Vergleich zu den Abgaben auf Treibstoffe nur eine sehr überschaubare Zahl von Sonderregelungen zugunsten der Nutzung alternativer Treibstoffe. Eine Ursache mag die teilweise bereits erhebliche Ausdifferenzierung dieser Abgabentypen (nach dem Hubraum, dem Alter, dem Verbrauch etc.) sein, die die Einbeziehung zusätzlicher Eigenschaften der Fahrzeuge erschwert. Allerdings zeigt das deutsche System der nach dem Hubraum gestaffelten Kraftfahrzeugsteuer mit Spreizungen der Abgabensätze nach dem Schadstoffausstoß, dass die Berücksichtigung alternativer Kraftstoffe bei einer geeigneten Ausgestaltung der Bemessungsgrundlage durchaus möglich ist.

9.5.4 Gezielte Technologieförderung

Während sich die bereits genannten Fördermöglichkeiten als dauerhaft und allgemein geltend verstehen, ist hiervon die Förderung im Rahmen von Pilotprojekten und Nischenanwendungen zu unterscheiden. Sie ist als Anschubfinanzierung meist zeitlich eng begrenzt und wird überdies nur für einen begrenzten Ausschnitt von Anwendungen gewährt. Die Förderung setzt dabei aber häufig ebenfalls an einem der bereits genannten Ansatzpunkte an, sofern nicht ein Zuschuss zu den gesamten Kosten gezahlt wird.

9.6 Ausgewählte internationale Langfristförderprogramme im Bereich alternativer Kraftstoffe

9.6.1 Ethanol und Erdgas (CNG) in Brasilien

Die Einführung des brasilianischen **Ethanol-Programms** PROALCOOL in den 70er Jahren des letzten Jahrhunderts war ein Resultat der ersten Ölpreiskrise mit dem Versuch, die Ölimporte zu drosseln sowie die stark schwankenden Weltmarktpreise für Zucker zu entgehen.

Dem weltgrößten Ethanol-Programm werden positive Umwelteffekte durch vermiedene CO_2-Emissionen zugeschrieben (Goldemberg et al. 2004, S. 1143). Außerdem ist eine beschleunigte Rückführung des Bleigehaltes im Kraftstoff sowie eine Absenkung aromatischer Kohlenwasserstoffe und der Kohlendioxidemissionen im Abgas erreicht worden. Als wirtschaftliche und soziale Vorteile sind zusätzliche Arbeitsplätze in ländlichen Regionen zu berücksichtigen. In der Ethanolproduktion sollen 700.000 Brasilianer Beschäftigung finden, wobei die Investitionen pro Beschäftigtem relativ niedrig sind.

Es konnte belegt werden, dass die gegenüber konventionellen Kraftstoffen höheren Kosten als wesentlicher Nachteil alternativer Kraftstoffe durch eine starke Ausweitung der Produktion soweit gesenkt werden können, so dass diese ohne Subventionen wettbewerbsfähig sind.

In Brasilien wurde das erzeugte Bioethanol in speziell hierfür ausgelegten Fahrzeugen in reiner Form verwendet, als auch zur Erhöhung der Oktanzahl den Treibstoffen beigemischt. Mittlerweile dominiert die Verwendung als Beimischung, da die Zahl der reinen Ethanol-Fahrzeuge stark rückläufig ist.

Der Anteil der mit reinem Ethanol betriebenen Fahrzeuge erreichte 1985 in der Spitze 96 Prozent an den neu verkauften Fahrzeugen und fiel bis 1997 auf unter 0,5 Prozent. Die im gleichen Zeitraum weiter angestiegene Ethanol-Produktion wird allerdings durch den vermehrten Absatz der mit Ethanol vermischten E-24-Treibstoffe (Ethanol-Anteil 24 Prozent) ausgeglichen. Bei Fortsetzung dieses Trends wird damit gerechnet, dass es ab 2009 keine speziellen Ethanol-Fahrzeuge mehr im Bestand gibt. (Andrade et al. 1998, S. 4)

Die Einführung von Ethanol wurde von der brasilianischen Regierung durch folgende Maßnahmen gestützt :

- Die staatliche Ölgesellschaft Petrobrás wurde verpflichtet, eine Mindestmenge an Ethanol anzukaufen.
- Der Agro-Industrie wurden im Zeitraum 1980 bis 1985 für die Ethanol-Produktion zinsgünstige Kredite gewährt.
- Zudem legte die Regierung einen Preis für Ethanol an der Tankstelle fest, der 59 Prozent des Benzinpreises entsprach.
- Zudem wurden bei Fahrzeugen, die auf den Betrieb mit reinem Ethanol ausgelegt waren, ein niedrigerer Umsatzsteuersatz erhoben und günstige Finanzierungsmöglichkeiten angeboten (Ferraz, Motta 1999, S. 6).

Mittlerweile bedarf es wegen der fortgeschrittenen Produktionstechnik und abgesenkten Kosten keiner Subventionen mehr und das Ethanol wird zu Preisen verkauft, die 60-70% des Tankstellenpreises von Benzin entsprechen.

Die verstärkte Einführung von Ethanol in Brasilien war weniger das Resultat einer gezielten Langfristplanung, als der Versuch, eine Antwort auf drängende Probleme zu finden. Diese bestanden im Niedergang der von Preisschwankungen gebeutelten Zuckerindustrie, einer ambitionierten Automobilindustrie und einer hohen Auslandsverschuldung. (Sperling 1987) Mit wieder anziehenden Ölpreisen und einer mittelfristig möglichen dauerhaften Verknappung des Öls an den Weltmärkten ist ein weiterer Ausbau der Ethanol-Produktion wahrscheinlich. Der Erfolg des brasilianischen Ethanolprogramms erklärt sich auch aus den für den Zuckerrohranbau günstigen klimatischen Verhältnissen, die eine hohe Ausbeute an verwendbarer Biomasse ermöglichen, und aus der Kuppelproduktion von Zucker und Ethanol auf der Basis des Zuckerrohrs mit der sowohl Reste aus der Zuckerproduktion für die Produktion von Ethanol weiter verwendet werden können als auch flexibel auf Schwankungen der Nachfrage nach beiden Produkten reagiert werden kann.

Mitte der achtziger Jahre wurde seitens der Brasilianischen Energie-Kommission das **Plangas-Programm** initiiert, mit dem **CNG** als Ersatz für Diesel im Flottenbetrieb eingeführt werden sollte. Entsprechend war das ursprüngliche Ziel die Umstellung städtischer Busflotten, Lieferwagen und Regierungsfahrzeuge. Später wurde auch der Einsatz in Taxen (1992) und privaten Pkw (1996) zugelassen. Das Plangas-Programm stieß jedoch auf Probleme, weil die Technik nicht hinreichend entwickelt war, die hohen Umrüstkosten potenzielle Interessenten zurückschrecken ließen und die lokale Verfügbarkeit von CNG wie das Versorgungsnetz von Pipelines begrenzt war.

Die aktuell rd. 311.000 CNG-Fahrzeuge in Brasilien bestehen vornehmlich aus ehemaligen Taxen, privaten Pkw und leichten Nutzfahrzeugen, die für den Gasbetrieb umgerüstet wurden. Der hohe Anteil ehemaliger Taxen erklärt sich aus den im Taxi-Betrieb deutlichen Kostenvorteilen. Dagegen konnte sich der CNG-Betrieb bei den im öffentlichen Verkehr eingesetzten Bussen als Alternative zum Dieselantrieb trotz größerer Programme zur Einführung in São Paulo und Rio de Janeiro nicht dauerhaft durchsetzen. Dies liegt daran, dass der überwiegende Teil der rd. 150.000 städtischen Busse von privaten Unternehmen betrieben wird, die selten Subventionen erhalten. Zum Zeitpunkt der Einführung waren die Technik zu wenig ausgereift, die Kosten zu hoch und die Verfügbarkeit von CNG teilweise unzureichend. Mittlerweile verfügt Brasilien über ein zunehmend dichteres Netz von Erdgas-Pipelines, dass sich entlang der Küste ausbreitet und auch bereits bis nach Argentinien reicht. Die CNG-Fahrzeuge und Tankstellen sind vor allem in Rio de Janeiro und São Paulo verbreitet, finden sich aber auch in anderen Staaten.

Aufgrund der großen Verfügbarkeit von Ethanol zeigt sich die brasilianische Regierung auch bereits gegenüber der stationären Nutzung von Brennstoffzellen interessiert. Hierzu wurde 2002 ein nationales Brennstoffzellen-Programm (Programa Brasileiro de Células a Combustível PBCaC) aufgelegt, mit dessen Unterstützung von jährlich drei Millionen US$ eine Brennstoffzellen-Industrie entwickelt werden soll. (Geiger 2003, S. 5)

9.6.2 Erdgas (CNG) in Argentinien

Argentinien ist mit rund 700.000 CNG-Fahrzeugen und 1.000 Tankstellen der größte CNG-Fahrzeug- und Treibstoffmarkt der Welt. Bereits vor der Auflegung des Programms zum Ersatz flüssiger Treibstoffe verfügte Argentinien über ein Erdgas-Versorgungsnetz, das die meisten größeren Städte erschloss. Die Umweltvorteile des CNG-Einsatzes waren zwar bekannt, jedoch für die Einführung des Programms nicht auschlaggebend. Vielmehr bot sich aufgrund der Selbstversorgung Argentiniens mit Rohöl und neu explorierter Erdgas-Vorkommen die Möglichkeit, den nationalen Verbrauch von Erdölprodukten zugunsten des Exports und der Zahlungsbilanz abzusenken.

Die argentinische Politik zu Förderung des CNG-Einsatzes im Verkehr begann 1984 mit der Eröffnung von zwei öffentlichen Tankstellen für einige Taxen und Fahrzeuge der Regierung. und basierte auf den folgenden Grundsätzen :

- Einem großen Preisunterschied zwischen CNG und den konventionellen Kraftstoffen (65-70% billiger als Super-Benzin, die Minderung des Steuervorteils von Diesel konnte aber nicht durchgehalten werden),
- klaren Regulierungen bezüglich der Technik, Prozeduren und Sicherheit,
- weitgehende Handlungsfreiheit für die Verbände der CNG-Wirtschaft bei der Normung mit staatlich regulierter Zertifizierung und
- dem Verzicht auf staatliche Subventionierung aus finanzpolitischen Gründen.

Die Zukunft des CNG-Einsatzes in Argentinien wird gegenwärtig bei Diesel-Fahrzeugen gesehen, die wegen der geringen auf Diesel erhobenen Treibstoffsteuern eine relativ hohen Anteil an den Pkw, Pick-ups und leichten Nutzfahrzeugen haben. Zudem wurde dadurch die Umrüstung bei schweren Nutzfahrzeugen und Bussen wirtschaftlich unattraktiv gemacht. (Goldin 2002, S. 7)

Obwohl neben Argentinien und Brasilien CNG-Fahrzeuge auch in anderen lateinamerikanischen Ländern relativ weit verbreitet sind, fehlt es an einer ausreichenden technischen Standardisierung für den grenzüberschreitenden Verkehr mit diesen

Fahrzeugen auf dem Kontinent. Damit wird eine wesentliche Voraussetzung zur erfolgreichen Einführung von alternativen Kraftstoffen bei Straßenfahrzeugen nicht erfüllt, da solche Fahrzeuge grundsätzlich in der Lage sein sollten einen Kontinent vollständig zu befahren ohne auf eine inkompatible technische Ausstattung zu treffen oder vom Verkehr in einem anderen Land durch unterschiedliche Regulierungen und Standards ausgeschlossen zu sein. Derart eingeschränkt nutzbare Fahrzeuge werden wegen der damit verbundenen Nachteile lediglich eine begrenzte Verbreitung erfahren können. (Goldin 2002, S. 7)

9.6.3 Erdgas (CNG) in Indien (Delhi)

Die größte städtische CNG-Busflotte wird gegenwärtig im indischen Dehli betrieben. Ursächlich hierfür ist neben der Tatsache, dass Delhi unter den Städten der Welt mit der höchsten Luftverschmutzung Platz drei einahm, eine Eingabe beim obersten Gericht Indiens. (Mehta 2001) Die Eingabe berief sich auf die zunehmende Luftverschmutzung in Delhi und die Verbreitung des Einsatzes von Erdgas in anderen Teilen der Welt. Das oberste Gericht Indiens hatte zuvor bereits mit der gleichen Entscheidung den Übergang zu Blei freiem Benzin für alle Pkw in der Hauptstadt Delhi erzwungen. Die 1988 ergangene Entscheidung sah überdies mit einer Frist von drei Jahren die Umrüstung aller Taxen, motorisierten Dreiräder und städtischen Busse der Metropole von Diesel auf CNG-Antrieb vor. Obwohl innerhalb des Übergangszeitraums lediglich etwa die Hälfte der 12.000 Busse umgerüstet wurden, verwarf das Gericht eine dritte Verlängerung der Frist und nach Ablauf der letzten Frist wurden für Diesel-Busse auf Delhis Straßen Geldstrafen verhängt. Dies führte zeitweilig zu erheblichen Störungen im Nahverkehr und zur Schließung von Schulen. Zugleich wurde damit in der nationalen Öffentlichkeit das Thema Luftverschmutzung zum wichtigsten Thema.

Die Entscheidung des obersten Gerichtes enthielt ein Bündel von Anordnungen, deren Umsetzung in Delhi seitens der Exekutive sicherzustellen war :

- Die Steigerung der Zahl der im öffentlichen Verkehr eingesetzten Busse auf 10.000 bis zum 01.04.2001,
- den Austausch aller vor 1990 neu zugelassenen Pkw und Taxen durch neue Fahrzeuge, die mit umweltfreundlicheren Treibstoffen betrieben werden bis zum 31.03.2000,
- die Einführung von Anreizen zum Austausch aller nach 1990 zugelassenen Pkw und Taxen durch neue Fahrzeuge, die mit umweltfreundlicheren Treibstoffen betrieben werden bis zum 31.03.2000,
- die Ausmusterung von Bussen, die mehr als acht Jahre alt sind, bis zum 01.04.2000, sofern diese nicht mit alternativen Treibstoffen betrieben werden,
- die allmähliche Umrüstung der gesamten Busflotte zu Erdgas-Antrieben bis zum 31.03.2001 und
- die Verpflichtung der Gas Authority of India zum Ausbau der CNG-Tankstellen von neun auf 80 bis zum 31.03.2000.

Trotz der offenbar hinhaltenden Haltung einiger Busbetreiber und des zweimaligen Aufschubs hat die vollständige Umrüstung nach dem Erlöschen der Betriebserlaubnis für Dieselbusse schließlich stattgefunden.

9.6.4 Ergebnisse der „IEA Bioenergy Task 27“

Im Rahmen des Bioenergy Programms der Internationalen Energieagentur beschäftigt sich die *„Task 27“* unter der Federführung des US Department of Energy mit dem Informationsaustausch und der Analyse von nicht-technischen Hemmnissen der Verwendung von Biokraftstoffen. Der zusammenfassende Bericht (Stevensa et al. 2001) betont die Bedeutung der Preisunterschiede zwischen Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen und leitet daraus die Notwendigkeit einer politischen Unterstützung von Biokraftstoffen mittels ordnungsrechtlicher und fiskalischer Instrumente als Voraussetzung ihrer breiteren Markteinführung ab.

Sowohl in Nordamerika als auch in Europa wurde die Förderung von Biokraftstoffen vornehmlich mittels fiskalischer Instrumente betrieben. In Nordamerika dominierte danach die Förderung von Ethanol durch reduzierte Abgaben auf Treibstoffe womit die Preise für konventionelle Kraftstoffe und Biokraftstoffe so weit angeglichen werden, dass hieraus ein hinreichender Anreiz zu deren Verwendung resultiert. In Europa war die Förderung der Landwirtschaft bei der Produktion von Energiepflanzen anstelle des Anbaus von Nahrungsmitteln auf stillgelegten Flächen mit Zuwendungen und Krediten das wichtigste Förderinstrument. Dagegen waren Nachlässe bei den Abgaben auf Kraftstoffe in Europa wegen des Ziels der Steuerharmonisierung innerhalb der EU nur gering verbreitet. Entsprechend gab es solche Nachlässe überwiegend nur im kleinen Maßstab zeitlich limitiert etwa für Demonstrationsvorhaben.

Vom Instrument der Abnahmeverpflichtung seitens der Mineralölwirtschaft analog zur Stromeinspeisung wurde bislang weder in Europa noch in Nordamerika Gebrauch gemacht, während es in Brasilien zur Förderung des Ethanol-Absatzes verwendet wurde. Dabei wird ein bestimmter Anteil der Zumischung zu konventionellen Kraftstoffen dekretiert, womit die Endverbraucher gleichmäßig zu den erhöhten kosten herangezogen werden.

10 Literatur

ACEA (1998): European Automobile Manufacturers Association (ACEA) und EUROPEAN COMMISSION: CO_2 emissions from cars - The EU Implementing the Kyoto Protocol. In: http://europa.eu.int/comm/environment/climat/acea.pdf

ACEA (1999): 1999/125/EG: Empfehlung der Kommission vom 5. Februar 1999 über die Minderung der CO2-Emissionen von Personenkraftwagen (bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(1999) 107); Amtsblatt nr. L 040 vom 13/02/1999 S. 0049 - 0050

American Iron and Steel Institute (2004): Website. 2004, http://www.autosteel.org.

Anonymous (2004): Personal communication with representative of fuel cell industry. S. Schmid. Hannover Fair.

Austin, T. C., R. G. Dulla, et al. (1999): Alternative and Future Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from Road Vehicles. Sacramento, Sierra Research Inc.

Bäker, B. (1998): Energie- und Informationmanagement für zukünftige Bordnetze, TU Braunschweig.

Bates, J., C. Brand, et al. (2001): Economic Evaluation of Emissions Reductions in the Transport Sector of the EU, Buttom-up Analysis Updated, Ecofys Energy and Environment, AEA Technology, Environment and National Technical University of Athens.

Benemann, J.R. (1998): Process Analysis and Economics of Biophtolysis of Water. Report for the IEA Agreement on the Production and Utilization of Hydrogen. Walnut Creek (USA).

Berner, H.-J. and M. Bargende (2004): Ein CO_2-minimales Antriebskonzept auf Basis des Kraftstoffes Erdgas. Gasfahrzeuge: Die passende Antwort auf die CO_2-Herausforderung der Zukunft? O. Dingel, Expert Verlag. 37.

BMU (2004): Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft. Informationsbroschüre des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 5. Auflage, Berlin 2004

BMU (2005): Nationales Klimaschutzprogramm 2005. Sechster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO2-Reduktion". Berlin, Bundesumweltministerium.

BMVBW 2001 Arbeitsgemeinschaft BVU, ifo, ITP, Planco, Prognos: Verkehrsprognose 2015 für die Bundesverkehrswegeplanung; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen; München/Freiburg/Essen April 2001

Brischke, L.A. (2005): Modell einer zukünftigen Stromversorgung Deutschlands mit hohen Beiträgen regenerativer Energien auf der Basis eines Mehr-Knoten Netzes. Dissertation Universität Stuttgart, Fortschritts-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 530, VDI-Verlag, 2005

Choudhury, R. (2002): Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems.

C-J. Winter, J. Nitsch (1989): Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft, 2. Auflage, Springer-Verlag.

CONCAWE, EUCAR, JRC (2003): Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context. Version 1.b. http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh.

Dauensteiner, A. (2002): Der Weg zum Ein-Liter-Auto. Minimierung aller Fahrwiderstände mit neuen Konzepten, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.

DB 2005a Ausstoß von klimaschädlichem Kohlendioxid wird um 15 Prozent gemindert; http://www.db.de/site/bahn/de/unternehmen/umwelt/klima/klimaschutzziel/klimaschutzziel.html

de Vrije, T., Claassen, P.A.M. (2003): Dark hydrogen fermentations, in: „Bio-methane and Bio-hydrogen, Status and perspectives of biological methane and hydrogen production“, J.H. Reith, R.H. Wijffels und H. Barten (Hrsg.), ECN 2003.

DIW (2001a): Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) in Zusammenarbeit mit IFEU Heidelberg: Instrumente und Maßnahmen zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung im Bereich „Mobilität“; im Auftrag des Forschungszentrums Karlsruhe GmbH, Büro für Technikfolgenabschätzung; in Bearbeitung

DLR (1990): „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“. Untersuchung für die Enquete-Kommission „Technikfolgenabschätzung und –Bewertung“ des Dt. Bundestages, DLR Stuttgart, DIW Berlin, LBST Ottobrunn u.a., Bonn 1990

DLR, IFEU, WI (2004): J. Nitsch, W. Krewitt, M. Pehnt, M. Fischedick, u.a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, FKZ 901 41 803, DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, März 2004. Download from http://www.erneuerbare energien.de/1024/index.php?fb=/sachthemen/ ee/eu/links/ &n=11923

DLR/ISE (1997): O. Langniß, J. Luther, J. Nitsch, E. Wiemken: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Studie von DLR-Stuttgart , ISE Freiburg für den Forschungsverbund Sonnenenergie, Stuttgart, Freiburg, Oktober 1997

Dreier, Thomas; Wagner, Ulrich (2001): Perpektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. Teil 2: Wasserstoffspeicherung und Infrastruktur. In: BWK Bd. 53 (2001) Nr. 3, S. 47-54

Druten, R. M. v. (2001): Transmission design of the Zero Inertia Powertrain, Technische Uni-versiteit Eindhoven.

E4Tech (2005): The Economics of a European Hydrogen Automotive Infrastructure, A study for Linde AG, Februar 2005

Eberle, R. (2000): Methodik zur ganzheitlichen Bilanzierung im Automobilbau. Institut für Straßen- und Schienenverkehr. Berlin, Universität Berlin.

Ecofys/TNO (2004): GLOBAL CARBON DIOXIDE STORAGE POTENTIAL AND COSTS; by C. Hendriks, W. Graus (Ecofys bv) and F. v. Bergen (TNO-NITG); by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu; NL-Utrecht, 2004

Edwards, R., J.-C. Griesemann, et al. (2003): WELL-TO-WHEELS ANALYSIS OF FUTURE AUTOMOTIVE FUELS AND POWERTRAINS IN THE EUROPEAN CONTEXT. WELL-to-TANK Report.

Ellinger, R., K. Meitz, et al. (2001): Comparison of CO_2 Emission Levels for Internal Combustion Engine and Fuel Cell Automotive Propulsion Systems.

Ellinger, R., P. Kapus, et al. (2000): Potenziale zur Reduzierung des CO_2-Flottenverbrauchs mittels Downsizing-Konzepten für konventionelle VKM. Innovative Fahrzeugantriebe, Dresden, VDI.

Eltrop, L., Moerschner, J. (2004): Holzenergienutzung in Baden-Württemberg - eine ökonomische und ökologische Chance. Nachwachsende Rohstoffe für Baden-Württemberg - Forschungsprojekte für den Ländlichen Raum, Stuttgart

energieportal24 (2004): Gas-Transport. http://energieportal24.de/wasserstoff_tankstellen_gas-transport.php 13.07.2004. Lemgo.

Enquete-Kommission (Enquête 2002): Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode Drucksache 14/9400; Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ 07. 07. 2002

Erland (2005): Volvo Free Piston Energy Converter (FPEC), EVS Monaco 2005

EU Kommission (EU 2001): Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über alternative Kraftstoffe für den Straßenverkehr und ein Bündel von Maßnahmen zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen. Brüssel .

EU Kommission (EU 2003): Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Amtsblatt L-123/42 vom 17. Mai 2003.

EWI, Prognos (2005): Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Prognos AG.

Fraidl, G. K., A. Fuerhapter, et al. (2005): Homogene Selbstzündung beim Ottomotor - Herausforderungen, Potenziale und praktische Umsetzung. 6. Internationales Stuttgarter Symposium Kraftfahrwesen und Verbrennungsmotoren, Stuttgart.

Fraidl, G., P. Kapus, et al. (2003): Zukünftige Ottomotoren - High Tech oder Low Cost? 5. Internationales Stuttgarter Symposium "Kraftfahrwesen und Verbrennungsmotoren", Stuttgart, Expert Verlag.

Friedrich, A. (2002): Fuel savings potential from low rolling-resistance tires. Workshop on fuel efficient tires, Sacramento, California Energy Commission.

Friedrich, H. E. (2003): Vorlesung "Werkstoffe und Bauweisen für die Fahrzeugtechnik" WS 2003/2004, TU Berlin.

Friedrich, H.E. (2004). Persönliche Mitteilung.

Fritsche, Uwe R.; Heinz, Sonja (Hrsg) et al. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Studie von Öko-Institut, UMSICHT, IE, IFEU, izes u.a. im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Darmstadt, Berlin, Oberhausen, Leipzig, Heidelberg, Saarbrücken, Braunschweig, München.

Gärtner, S. O.; Reinhardt, G. A. (2003): Erweiterung der Ökobilanz für RME (Life Cycle Assessment of Biodiesel: Update and New Aspects). Heidelberg, IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Im Auftrag der Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.: 20.

Haldenwanger, H.-G. (1993): Hochleistungs-Faserverbund-Werkstoffe im Automobilbau, VDI-Verlag.

Hartmann, A. (2000): Lebenszykluskostenanalyse als strategisches oder operatives Bewertungs- und Planungsinstrument für die Technologie der Faser-Kunststoff-Verbunde. Institut für Verbundwerkstoffe GmbH, Kaiserslautern, Universität Kaiserslautern.

Höhlein, B. (2004): Chancen und Grenzen neuer Kraftstoffe, Potenziale und Einsatzbereiche, 2. Klimaschutzkongress NRW, "Nachhaltige Mobilität – Technische Innovationen für den Klimaschutz im Verkehr", 4.November 2004, Düsseldorf

I. Akkerman, M. Janssen, J.M.S. Rocha, J.H. Reith und R.H. Wijffels, (Akkerman et al. 2003): Photobiological hydrogen production: Photochemical efficiency and bioreactor design, in: „Biomethane and Bio-hydrogen, Status and perspectives of biological methane and hydrogen production“, J.H. Reith, R.H. Wijffels und H. Barten (Hrsg.), ECN 2003.

IEEJ (2001): Marketability of GTL from Natural Gas; by Yuji Morita (Oil Group-Group Manager); Commissioned by the Japan National Oil Corp; Nov. 2001

IELE (2003): INTRODUCTION TO LNG – An overview on liquefied natural gas (LNG), Its properties, the LNG industry, safety Considerations; University of Houston, Institute for Energy, Law & Enterprise; Jan. 2003

IFEU (2005): Knörr, W: et al., IFEU: Fortschreibung „Daten- und Rechenmodell“: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030; im Auftrag des Umweltbundesamtes; F+E Vorhaben 204 45 139; Dessau/Heidelberg 2005

IIASA (2003): Integrated Energy Systems for the 21st Century: Coal Gasification for Co-producing Hydrogen, Electricity and Liquid Fuels – Interim Report IR-03-039; by Kei Yamashita and Leonardo Barreto; A-Laxenburg, Sep. 2003

INFRAS (2004a): Keller, M. et al, INFRAS in Zusammenarbeit mit IFEU, TU Graz und RWTÜV: Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs, Version 2.1, Software und Dokumentation; im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft Bern und der Umweltbundesämter Berlin und Wien; Bern/Heidelberg/Graz/Essen 2004

INTRAPLAN (2003a): Ratzenberger, R., Intraplan: Überprüfung ausgewählter langfristiger Verkehrsprognosen; im Auftrag des Allgemeinen Deutschen Automobilclubs e.V.; München. Oktober 2003

JAMA 2000 2000/304/EG: Empfehlung der Kommission vom 13. April 2000 über die Minderung von CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen (JAMA) (bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2000) 803); Amtsblatt nr. L 100 vom 20/04/2000 S. 0057

Johnson Matthey (2004). Platinum Today, PGM Price Statistics, http://www.platinum.matthey.com, 27. April 2004.

Jörissen, L. und J. Garche (2003). Kostenstruktur von Brennstoffzellensystemen. F-Cell 2003, Stuttgart, Germany

Jungmeier, G., Hausberger, S.; Canella, L. (2003): Treibhausgas-Emissionen und Kosten von Transportsystemen – Vergleich von biogenen mit fossilen Treibstoffen. Projekt Nr.: IEF.2000.GF.013, Projektkoordination: Joanneum Research, Institut für Energieforschung.

KAMA 2000 2000/303/EG: Empfehlung der Kommission vom 13. April 2000 über die Minderung von CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen (KAMA) (bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2000) 801); Amtsblatt nr. L 100 vom 20/04/2000 S. 0055

Karden (2004): Persönliche Mitteilung Herr E. Karden, Ford Forschungszentrum, April 2004.

Karim, G. A. (2003). "Hydrogen as a spark ignition engine fuel." International Journal of Hydrogen Energy 28(5): 569-577.

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA 2001c): Presseservice - CO_2-Emissionen neu zugelassener Pkw des Jahres 2000; Oktober 2001; sowie persönliche Mitteilung

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA 2004a): Datenbankauswertung der Fahrzeugbestände und Neuzulassungen 2001-2004 für TREMOD; im Auftrag der BASt

Kiesgen, G., E. Berger, et al. (2004). Die Weiterentwicklung des Wasserstoffantriebs im BMW 7er, VDI-Berichte Nr. 1852.

Köhle, S. (2004). Entwicklungsziele, Fahrzeugbeschreibung und erste Messergebnisse des VW Bora mit Hybridantrieb. 2. Braunschweiger Symposium: Hybridfahrzeuge und Energie-management, Braunschweig.

Krewitt, W, M. Pehnt, M. Fischedick, V. Temming et al. (2004): Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale. Studie im Auftrag des BMU, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2004

Krewitt, Wolfram; Schmid, Stephan (2004): EU-Projekt CASCADE MINTS. WP 1.5, D1.1. Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final draft. 28. July 2004. Stuttgart.

Krüger (2004). Persönliche Mitteilung

Kümpers (2004): Persönliche Mitteilung Herr Kümpers, Varta Automotive (JCI), April 2004.

LBST (2004): Mitteilung von W. Weindorf. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Ottobrunn.

Lovins, A. B., M. M. Brylawski, et al. (1996): Hypercars: Materials, Manufacturing, and Policy Implications, The Hypercar Center and Rocky Mountain Institute.

Lovins, A. B.; D. R. Cramer (2004): Hypercars®, hydrogen, and the automotive transition. Int. J. Vehicle Design Vol. 35(Nos. 1/2).

Lu, C., A. Lierens, et al. (2003). Preparation of measures to reduce CO2 emissions from N1 vehicles. Report for the European Commission., RAND Europe, Forschungsgesellschaft Kraftfahrwesen Aachen, Transport & Mobility Leuven. LBST (2004): Mitteilung von W. Weindorf. Ottobrunn.

Lu, C., A. Lierens, et al. (2003). Preparation of measures to reduce CO2 emissions from N1 vehicles. Report for the European Commission., RAND Europe, Forschungsgesellschaft Kraftfahrwesen Aachen, Transport & Mobility Leuven.

Nitsch, J., J. Luther (1990): Energieversorgung der Zukunft. Springer-Verlag, 1990

Nitsch, Joachim; Schott (1981): Ausbau von Sekundärenergiesystemen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2000. Band III: Darstellung alternativer Transport- und Verteilungssysteme. DFVLR-Studiengruppe Energiesysteme. Köln.

NRC (2002): Effectiveness and Impact of Corporate Average Fuel Economy (CAFE) Standards, Committee on the Effectiveness and Impact of Corporate Average Fuel Economy (CAFE) Standards. National Academy of Sciences: National Research Council.

Osburg, B., L. Patbeg, et al. (2004): Safe and economic Lightweight Body-in-white Mode of Steel."ATZ(3).

Paschek, L. (2003): Interview mit Mike Dowsett von Visteo. MTZ/ATZ.

Pehnt (2002): Pehnt, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik, Fortschrittsberichte VDI, Reihe 6, Nr. 476, VDI Verlag, Düsseldorf, 2002

Pischinger, S., M. Umierski, et al. (2005): Multi-fuel Brennverfahren für Benzin, Erdgas und Wasserstoff. 6. Internationales Stuttgarter Symposium Kraftfahrwesen und Verbrennungsmotoren, Stuttgart, expert Verlag.

Porsche Engineering Services Inc. (2001): The design, materials, manufacturing, performance and economic analysis of ULSAB-AVC (Advanced Vehicle Concepts).

Prognos (1991): K. Masuhr, K. Eckerle, H. Bradke u.a.: Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Prognos Basel, ISI Karlsruhe, Forschungsvorhaben 0326630 D, Basel 1991

Rechler, G. (2004): "Neue Fragestellung bei der Einführung einer Wasserstoffinfrastruktur", Fachhochschule München, 2004

Reinhardt, G., S. Gärtner, et al. (2005): Flächen- und Nutzungskonkurrenzen in der Biomassenutzung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55: 410-415.

Renner, C. und G. Gossen (1998): „Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Pkw-Gewicht und Kraftstoffverbrauch. Messungen an 11 Fahrzeugen auf dem dynamischen Rollenprüfstand". In: Wallentowitz (2002): Unkonventionelle Kraftfahrzeugantriebe. Vorlesungsumdruck. Aachen, Institut für Kraftfahrwesen, Aachen.

RICARDO (2003a): Carbon to Hydrogen. Roadmaps for Passenger Cars: An Update of the Study for the Department for Transport and the Department of Trade and Industry, Ricardo Consulting Engineers Ltd.

RICARDO (2003b): Update to "Carbon to hydrogen" roadmaps for passenger cars., Department for transport and the department of trade and industry.

Riley, R. Q. (1994): Alternative cars in the twenty-first century.

Riley, R. Q. (2003): Alternative cars in the twenty-first century: a new personal transportation paradigm.

Schedel, E. (2001): Rollwiderstandsoptimierte, energiesparende Pkw-Reifen. Klimagas-Minderung durch umweltorientiertes PKW-Flottenmanagement, Expertenworkshop März 2001.

Schleef, H.-J. (2003): Fallstudie: Gestufter Ausbau von Kombikraftwerken; Vortragsfolien zur Dissertation "Zur Techno-ökonomischen Bewertung des gestuften Ausbaus von Kombikraftwerken"; Universität Karlsruhe (TH), 1999/2003

Schmitz, N. (2003): Bioethanol in Deutschland. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 21.

Schwaderlapp, M., F. Koch, et al. (2000): Friction Reduction - the Engines Mechanical Contribution to Saving Fuel. FISITA 2000 World Automotive Congress, Seoul.

Statistisches Bundesamt (StatBA 2003a, Hrsg.): Bevölkerung Deutschlands bis 2050; Wiesbaden 2003

Thrän et.al. (2004): Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. IE Leipzig, Universität Hohenheim, BFH, Öko-Institut, Leipzig.

Thyssen Krupp AG (2003): NSB-New Steel Body. Leichtbau mit Stahl., Division Auto. In: DLR VF (2004) Preparation of the 2003 review of the commitment of car manufacturers to reduce CO_2 emissions from M1 vehicles (unpublished).

Traube, K. (1991): Perspektiven des deutschen Energiesystems hinsichtlich des CO_2-Problems. Untersuchung im Auftrag der Wirtschaftsministerien von NRW und des Saarlands, Bremen, Düsseldorf, Saarbrücken, 1991

Treffinger, P. (2004). Energiebedarf eines Kraftfahrzeugs. In: Vorlesungsskript H. E. Friedrich, DLR, Institut für Fahrzeugkonzepte.

Treffinger, P. und M. Goedecke (2002). Development of Fuel Cell Powered Drive Trains with Modelica. 2nd International Modelica Conference, Oberpfaffenhofen.

Trieb, Franz (2005): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region (MED-CSP). Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, April 2005.

Tsuchiya, H. and O. Kobayashi (2004): Mass production cost of PEM fuel cell by learning curve. International Journal of Hydrogen Energy 29(10): 985-990.

TÜV Automotive GmbH (2003): Pkw Reifen-Test der TÜV Automotive, Im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin.

Umweltbundesamt (UBA 2002): M. Fischedick, J. Nitsch u.a.: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Forschungsbericht 200 97 104, UBA-FB 000314, Studie im Auftrag des Umweltbundesamt, WI Wuppertal, DLR Stuttgart, Berlin

Umweltbundesamt (UBA 2003). CO_2-Minderung im Verkehr. Ein Sachstandsbericht des Umweltbundesamtes - Beschreibung von Maßnahmen und Aktualisierung von Potenzialen (UBA), Berlin

Umweltbundesamt (UBA 2004): PROBAS - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente. http://www.probas.umweltbundesamt.de. 05.07.2004. Berlin.

Umweltbundesamt (UBA 2004a): Internes Arbeitspapier zum zivilen Luftverkehr; Berlin

Umweltbundesamt (UBA 2005a): Vorrausschätzung der Pkw-Bestände und Fahrleistungen bis 2030; internes Arbeitspapier Berlin

ViZ BVM (Hrsg.): Verkehr in Zahlen; bearbeitet von DIW; Erscheinungsweise jährlich; Bonn/Berlin

Walwijk, van W. (2001): Fuels for homogenous charge compression ignition (HCC)) engines. IEA AFIS Automotive Fuels Survey.

WBCSD (2004): Mobility 2030: Meeting the challenges to sustainability, World Business Council for Sustainable Development.

WI, DLR, ZSW, PIK (2004): M. Fischedick, J. Nitsch, A. Bandi, u.a.: Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien – RECCS –Projekt ; Untersuchung im Auftrag des BMU, 1. Zwischenbericht, Wuppertal, Stuttgart, Potsdam, November 2004

WI, IEL, FhG-IUSE, GWI (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Wuppertal Institut, Institut für Energetik und Umwelt Leipzig, Fraunhofer Institut Umsicht Oberhausen, Gaswärme-Institut Essen

Winter, Carl-Jochen; Nitsch, Joachim (Hrsg.) (1986): Wasserstoff als Energieträger - Technik, Systeme, Wirtschaft. Springer: Berlin.

Wuppertal Institut (2004): Bewertung der Klimarelevanz von Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern – Endbericht, Studie im Auftrag der Ruhrgas AG. www.wupperinst.org/Projekte/fg2/1203.html, Wuppertal