



for a living planet®

LANGFASSUNG

MODELL DEUTSCHLAND Klimaschutz bis 2050

Vom Ziel her denken

Endbericht

Modell Deutschland

Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken

Auftraggeber
WWF Deutschland

Ansprechpartner
Dr. Almut Kirchner
(prognos)
Dr. Felix Chr. Matthes
(Öko-Institut)

Basel / Berlin,
15.10.2009
31 - 6853

Prognos AG

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Basel-Stadt Hauptregister CH-270.3.003.262-6

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

T +49 30 520059-200

F +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

T +49 211 887-3131

F +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstraße 14

D - 80331 München

T +49 89 515146-170

F +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D - 28359 Bremen

T +49 421 2015-784

F +49 421 2015-789

Prognos AG

Avenue des Arts 39

B - 1040 Brüssel

T +32 2 51322-27

F +32 2 50277-03

Prognos AG

Werastr.21-23

D - 70182 Stuttgart

T +49 711 2194-245

F +49 711 2194-219

Internet

www.prognos.com

Öko-Institut

Das Institut im Überblick

Geschäftsführer

Michael Sailer (kommissarisch)

Sprecher des Vorstandes

Helmfried Meinel, Dorothea Michaelsen-Friedlieb

Vereinsregister Amtsgericht Freiburg VR 1123

Rechtsform

Gemeinnütziger eingetragener Verein

Gründungsjahr

1977

Tätigkeit

Das Öko-Institut ist eine der europaweit führenden, unabhängigen Forschungs- und Beratungseinrichtungen für eine nachhaltige Zukunft. Es beschäftigt über 120 MitarbeiterInnen, darunter 80 Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, an den drei Standorten Freiburg, Darmstadt und Berlin.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch, Spanisch

Geschäftsstelle Freiburg

Öko-Institut e.V.

Merzhauser Str. 173

D - 79100 Freiburg

Telefon +49 761 452 95-0

Telefax +49 761 452 95-88

info@oeko.de

Weitere Standorte

Büro Darmstadt

Rheinstr. 95

D - 64295 Darmstadt

Telefon +49 6151 8191-0

Telefax +49 6151 8191-33

Büro Berlin

Novalisstr. 10

D - 10115 Berlin

Telefon +49 30 405085-0

Telefax +49 30 405085-88

Internet

www.oeko.de

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Prognos AG

Dr. Almut Kirchner (Projektleitung)

Dr. Michael Schlesinger

Dr. Bernd Weinmann

Peter Hofer

Vincent Rits

Marco Wunsch

Marcus Koepp

Lucas Kemper

Ute Zweers

Samuel Straßburg

Redaktionsassistentin: Andrea Ley

Öko-Institut e.V.

Dr. Felix Chr. Matthes (Projektleitung)

Julia Busche

Verena Graichen

Dr. Wiebke Zimmer

Hauke Hermann

Gerhard Penninger

Lennart Mohr

Dr. Hans-Joachim Ziesing

Inhalt

Zusammenfassung	1
I Projektbeschreibung	7
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	7
1.1 Hintergrund	7
1.2 Aufgabenstellung	9
1.3 Aufgabendurchführung	10
2 Methodik und Projektanlage	11
2.1 Abgrenzung, Emissionsbilanzierung	11
2.2 Modelle	11
2.2.1 Bottom-up-Modelle für die Nachfragesektoren	12
2.2.1.1 Private Haushalte	12
2.2.1.2 Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	14
2.2.1.3 Industrie	15
2.2.1.4 Verkehr	17
2.2.2 Modellierung des Kraftwerksparks	17
2.2.2.1 Funktionsweise des Kraftwerksmodells	17
2.2.2.2 Status Quo des deutschen Kraftwerksparks	19
2.2.2.3 Annahmen über Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks (Absterbeordnung), ohne Zubau	19
2.2.3 Modellierung der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen	20
2.3 Szenarien	23
2.4 Die Option Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)	24
2.5 Potenzialbegrenzungen	25
2.5.1 Erneuerbare Stromerzeugung	25
2.5.2 Biomasse	25
2.6 Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2007 und deren sektorale Zuordnung	28

II	Quantitative Szenarien	33
3	Gemeinsame Rahmendaten für die Szenarien	33
3.1	Sozioökonomische Rahmendaten	33
3.1.1	Bevölkerung, Altersstruktur	33
3.1.2	Wirtschaftliche Entwicklung	38
3.1.2.1	Strukturwandel	42
3.1.2.2	Verarbeitendes Gewerbe (Industrie)	43
3.2	Energiepreise	45
3.3	Klima	48
4	Referenzszenario	50
4.1	Das Szenario im Überblick	50
4.2	Allgemeine Szenarienannahmen	51
4.2.1	Szenariobeschreibung	51
4.2.2	Energie- und Klimaschutzpolitik	51
4.2.3	Technologieentwicklung	52
4.3	Ergebnisse	53
4.3.1	Energieverbrauch der privaten Haushalte	53
4.3.1.1	Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme	53
4.3.1.2	Entwicklung von Wohnflächen und Beheizungsstruktur	54
4.3.1.3	Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen	57
4.3.1.4	Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser	60
4.3.1.5	Endenergieverbrauch für das Kochen	63
4.3.1.6	Stromverbrauch der Elektrogeräte	64
4.3.1.7	Endenergieverbrauch der privaten Haushalte	69
4.3.2	Energieverbrauch des Dienstleistungssektors	72
4.3.2.1	Rahmendaten	72
4.3.2.2	Endenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen	76
4.3.2.3	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	78
4.3.3	Energieverbrauch des Industriesektors	80
4.3.3.1	Rahmendaten	80
4.3.3.2	Endenergieverbrauch im Industriesektor	87
4.3.3.3	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	89
4.3.4	Energieverbrauch des Verkehrssektors	91
4.3.4.1	Grundsätzliche Voraussetzungen	91
4.3.4.2	Die Entwicklung der Rahmendaten für den Verkehrssektor	91

4.3.4.3	Der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr	94
4.3.4.4	Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs	101
4.3.4.5	Der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt und des Luftverkehrs	105
4.3.4.6	Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor insgesamt und nach Energieträgern	106
4.3.5	Endenergieverbrauch insgesamt	110
4.3.6	Stromerzeugung, sonstiger Umwandlungssektor	115
4.3.6.1	Die Entwicklung des Kraftwerksparks in den Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“	115
4.3.6.1.1	KWK	115
4.3.6.1.2	Ausbau der erneuerbaren Energien	115
4.3.6.1.3	Neubau konventioneller Kraftwerke	118
4.3.6.2	Ergebnisse Variante „Referenz ohne CCS“	119
4.3.6.2.1	Arbeit	119
4.3.6.2.2	Leistung	120
4.3.6.2.3	Brennstoffeinsatz und CO ₂ -Emissionen	123
4.3.6.2.4	Kosten	126
4.3.6.3	Ergebnisse Variante „Referenz mit CCS“	128
4.3.6.3.1	Arbeit	128
4.3.6.3.2	Leistung	129
4.3.6.3.3	Brennstoffeinsatz und CO ₂ -Emissionen	133
4.3.6.3.4	Kosten	135
4.3.7	Fernwärmeerzeugung	137
4.3.8	Übrige Umwandlung	137
4.3.9	Primärenergie	137
4.3.9.1	Variante „ohne CCS“	137
4.3.9.2	Variante „mit CCS“	139
4.3.10	Energiebedingte Treibhausgasemissionen	141
4.3.11	Flüchtige Emissionen des Energiesektors und nicht-energiebedingte Emissionen aus dem Industriesektor	144
4.3.11.1	Flüchtige Emissionen des Energiesektors	144
4.3.11.2	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	146
4.3.11.3	Prozessbedingte CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen	149
4.3.11.4	Emissionen von FKW, HFKW und SF ₆	150
4.3.11.5	Zusammenfassung	153
4.3.12	Emissionen aus der Abfallwirtschaft	153

4.3.13	Emissionen aus der Landwirtschaft	156
4.3.14	Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	159
4.3.15	Gesamte Treibhausgasemissionen	162
5	Szenario „Innovation“	166
5.1	Das Szenario im Überblick	166
5.2	Allgemeine Szenarienannahmen	167
5.2.1	Szenariobeschreibung	167
5.2.2	Energie- und Klimaschutzpolitik	169
5.2.3	Technologieentwicklungen	169
5.3	Ergebnisse	173
5.3.1	Energieverbrauch der privaten Haushalte	173
5.3.1.1	Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme	173
5.3.1.1.1	Entwicklung von Wohnflächen und Beheizungsstruktur	173
5.3.1.1.2	Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen	176
5.3.1.2	Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser	180
5.3.1.3	Endenergieverbrauch für das Kochen	183
5.3.1.4	Stromverbrauch der Elektrogeräte	184
5.3.1.5	Endenergieverbrauch der privaten Haushalte	187
5.3.2	Energieverbrauch des Dienstleistungssektors	190
5.3.2.1	Rahmendaten	190
5.3.2.2	Endenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen	193
5.3.2.3	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	195
5.3.3	Energieverbrauch des Industriesektors	197
5.3.3.1	Rahmendaten	197
5.3.3.2	Endenergieverbrauch im Industriesektor	204
5.3.3.3	Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken	206
5.3.4	Energieverbrauch des Verkehrssektors	209
5.3.4.1	Die zugrunde liegenden Annahmen zur Verkehrsentwicklung	209
5.3.4.1.1	Personenverkehr	209
5.3.4.1.2	Güterverkehr	210
5.3.4.2	Die Entwicklung der Rahmendaten für den Verkehrssektor	211
5.3.4.3	Der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr	214
5.3.4.4	Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs	222

5.3.4.5	Der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt und des Luftverkehrs	226
5.3.4.6	Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors insgesamt und nach Energieträgern	226
5.3.5	Endenergieverbrauch insgesamt	230
5.3.6	Stromerzeugung	236
5.3.6.1	Entwicklung des Kraftwerksparks	236
5.3.6.1.1	KWK	236
5.3.6.1.2	Ausbau der erneuerbaren Energien	236
5.3.6.1.3	Neubau konventioneller Kraftwerke	241
5.3.6.2	Ergebnisse Variante „Innovation ohne CCS“	242
5.3.6.2.1	Arbeit	242
5.3.6.2.2	Leistung	243
5.3.6.2.3	Brennstoffeinsatz und CO ₂ -Emissionen	247
5.3.6.2.4	Kosten	249
5.3.6.3	Ergebnisse Variante „Innovation mit CCS“	251
5.3.6.3.1	Arbeit	251
5.3.6.3.2	Leistung	252
5.3.6.3.3	Brennstoffeinsatz und CO ₂ -Emissionen	256
5.3.6.3.4	Kosten	258
5.3.7	Fernwärmeerzeugung	260
5.3.8	Übrige Umwandlung	260
5.3.9	Primärenergie	260
5.3.9.1	Variante „ohne CCS“	260
5.3.9.2	Variante „mit CCS“	262
5.3.10	Energiebedingte Treibhausgasemissionen	264
5.3.11	Flüchtige Emissionen des Energiesektors und nicht-energiebedingte Emissionen aus dem Industriesektor	267
5.3.11.1	Flüchtige Emissionen des Energiesektors	267
5.3.11.2	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	268
5.3.11.3	Prozessbedingte CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen	269
5.3.11.4	Emissionen von FKW, HFKW und SF ₆	270
5.3.11.5	Zusammenfassung	271
5.3.12	Emissionen aus der Abfallwirtschaft	272
5.3.13	Emissionen aus der Landwirtschaft	273
5.3.14	Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	275

5.3.15	Gesamte Treibhausgasemissionen	278
6	Szenarienvergleich	282
6.1	Endenergienachfrage	283
6.1.1	Die Endenergienachfrage der privaten Haushalte	283
6.1.1.1	Rahmendaten	283
6.1.1.2	Der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in den privaten Haushalten	284
6.1.1.3	Kochen und elektrische Anwendungen	291
6.1.1.4	Endenergienachfrage der privaten Haushalte insgesamt	295
6.1.2	Die Endenergienachfrage des Dienstleistungssektors	298
6.1.2.1	Rahmendaten	298
6.1.2.2	Endenergie	299
6.1.3	Die Endenergienachfrage des Sektors Industrie	305
6.1.3.1	Rahmendaten	305
6.1.3.2	Endenergienachfrage	307
6.1.4	Die Endenergienachfrage des Verkehrssektors	312
6.1.4.1	Rahmendaten, Verkehrsleistungen	312
6.1.4.2	Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs	315
6.1.4.3	Endenergieverbrauch des Gesamtverkehrs	321
6.1.5	Die Endenergienachfrage gesamt	324
6.2	Kraftwerkspark, Umwandlungssektoren	328
6.2.1	Varianten ohne CCS	328
6.2.1.1	Nachfrage und Nettostromerzeugung	328
6.2.1.2	Kraftwerkspark	329
6.2.1.3	CO ₂ -Emissionen	333
6.2.1.4	Kosten	333
6.2.2	Varianten mit CCS	336
6.2.2.1	Nachfrage und Nettostromerzeugung	336
6.2.2.2	Kraftwerkspark	336
6.2.2.3	CO ₂ -Emissionen	341
6.2.2.4	Kosten	341
6.3	Primärenergie	343
6.3.1	Varianten „ohne CCS“	343
6.3.2	Varianten „mit CCS“	346
6.4	Gesamte Treibhausgasemissionen	348
6.5	(Mehr- und Minder-)Kosten	354

6.5.1	Mehrkosten im Sektor private Haushalte	354
6.5.2	Sektoren Dienstleistungen und Industrie	360
6.5.3	Verkehrssektor	363
6.5.4	Mehrkosten in allen Nachfragesektoren	365
6.5.5	Gegenrechnung: Einsparungen und Nettokosten	366
III	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	369
7	Komponentenanalyse und Zielerreichung für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen	369
7.1	Vorbemerkungen	369
7.2	Komponentenanalyse für die Szenarien	370
7.2.1	Methodische Vorbemerkungen	370
7.2.2	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für den Gebäudesektor im Bereich der privaten Haushalte	372
7.2.3	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die Industrie (energiebedingte Emissionen)	375
7.2.4	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für den motorisierten Individualverkehr	376
7.2.5	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für den Straßen-Güterverkehr	377
7.2.6	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für den Luftverkehr	378
7.2.7	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die Stromerzeugung	379
7.2.8	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die gesamten Treibhausgasemissionen	381
7.3	Zusatzanalysen	385
7.3.1	Abschätzung zusätzlicher Emissionsminderungspotenziale	385
7.3.2	Biomasse-spezifische Analysen	391
7.3.3	CCS-spezifische Analysen	394
8	Ziele und strategische Ansätze zur Erreichung der Klimaschutzziele	397
8.1	Vorbemerkungen	397
8.2	Strategische Ziele	397
8.3	Umsetzungsstrategien	400
8.4	Instrumentierungs- und akteursbezogene Strategien	403

9	Eckpunkte eines Integrierten Klimaschutz- und Energieprogramms 2030	407
9.1	Vorbemerkungen	407
9.2	Rechtlicher Rahmen für die mittel- und langfristige Klimaschutzpolitik	409
9.3	Übergreifende Instrumente	409
9.4	Übergreifende Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz	410
9.4.1	Mengensteuerung für Energieeinsparungen	410
9.4.2	Wiedereinführung der erhöhten steuerlichen Absetzbarkeit von Energieeffizienzinvestitionen sowie Verbesserung der Investitionszulagenregelungen	411
9.4.3	Verbindliche Einführung von Energie-Management-Systemen in der Industrie	412
9.5	Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden	413
9.5.1	Fortsetzung und Forcierung der Förderprogramme für die Gebäudesanierung	413
9.5.2	Verschärfung der Neubaustandards	414
9.6	Energieeffizienzprogramme für Stromanwendungen	415
9.6.1	Durchgängige Verschärfung der Verbrauchsgrenzwerte für alle elektrischen Geräteklassen nach dem Toprunner-Prinzip	415
9.6.2	Verbot von Nachtstromspeicherheizungen	416
9.7	Maßnahmen im Verkehrssektor	416
9.7.1	Investitionsprogramm zur Kapazitätserhöhung des deutschen Schienennetzes	416
9.7.2	Programm zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit des öffentlichen Nahverkehrs um 25 % bis 2030 sowie seiner Attraktivität	417
9.7.3	Verschärfung der CO ₂ -Flottengrenzwerte für Personenkraftwagen	418
9.7.4	Schaffung von LKW-Flottengrenzwerten	419
9.7.5	Erhöhung und effizienzbasierte Differenzierung der LKW-Maut und Ausweitung auf alle LKW und Straßen	420
9.7.6	Erhöhung der Mineralölsteuer	421
9.7.7	Erhöhung des Biokraftstoffanteils bei gleichzeitiger Einführung von hohen und verlässlich überprüfbaren Nachhaltigkeitsstandards	422
9.7.8	Einführung eines Tempolimits von 120 km/h auf Autobahnen	423
9.8	Spezifische Maßnahmen für den Stromsektor	424
9.8.1	Moratorium für Kohlekraftwerke	424
9.8.2	Weiterentwicklung des EEG und der Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien	424

9.9	Innovations- und infrastrukturspezifische Maßnahmen	426
9.9.1	Überarbeitung und Erweiterung der deutschen Biomassestrategie	426
9.9.2	Innovationsprogramm für Biokraftstoffe der zweiten Generation	428
9.9.3	Innovations- und Markteinführungsprogramm für Elektrofahrzeuge	428
9.9.4	Innovationsprogramm zur Entwicklung und Verbreitung intelligenter Verteilungsnetze mit intelligenten Laststeuerungsoptionen	428
9.9.5	Schnellstmögliche Umsetzung der CCS-Pilot- und Demonstrationsvorhaben	429
9.9.6	Erarbeitung eines „Deutschen CCS-Entwicklungsplans“ und eines Rechtsrahmens für CCS	430
9.9.7	Erarbeitung eines „Deutschen Energie-Infrastruktur-Umbauprogramms“	431
9.10	Maßnahmen im Bereich der Industrieprozesse	432
9.10.1	Verbindliche Einführung von CCS für die prozessbedingten Emissionen in der Stahl-, Zement- und Kalkindustrie	432
9.10.2	Maßnahmenpaket für fluoridierte Treibhausgase	432
9.11	Abfallwirtschaftliche Maßnahmen	433
9.11.1	Förderung der Abfallvermeidung	433
9.11.2	Spezielle Maßnahmen zur Förderung der energetischen Verwertung	433
9.12	Landwirtschaftliche Maßnahmen	433
9.12.1	Initiierung des Maßnahmenpaketes Klimaschutz und Gesundheit zur Reduktion des Viehbestandes in Deutschland	433
9.12.2	Integration der Umwandlungsprozesse für die frei werdenden landwirtschaftlichen Nutzflächen in das Maßnahmenpaket Flächentransformation	434
9.12.3	Ordnungsrechtliche Regelung der gasdichten Lagerung von Gülle und Fördermaßnahmen zur Verstärkung der energetischen Verwertung von Gülle sowie von Ernterückständen in Biogasanlagen	435
9.12.4	Erhöhung des Anteils des ökologischen Landbaus an der landwirtschaftlich genutzten Fläche auf 25 % bis spätestens 2030	436
9.12.5	Initiierung eines Maßnahmenpaketes Düngermanagement	436
9.13	Maßnahmen im Bereich der Landnutzung	437
9.13.1	Förderung von Maßnahmen in der Forstwirtschaft, die auf eine nachhaltige Waldbewirtschaftung und den Erhalt bzw. die Erhöhung der Senkenwirkung des Waldes abzielen	437

9.13.2	Ordnungsrechtliche Beschränkung der Umwandlung von unversiegelten Flächen	437
9.13.3	Initiierung eines Maßnahmenpaketes Flächentransformation	437
9.13.4	Verschärfung der Regelungen zum Flächenschutz als Voraussetzung für Zahlungen im Rahmen einer neuen EU-Agrarpolitik	438
10	Schlussfolgerungen und Ausblick	439
Anhang A	Literaturverzeichnis	444
Anhang B	Farbcodes	451
Anhang C	Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole	455
Anhang D	Exkurs: Biomasse	459
D.1	Nachhaltige Biomassepotenziale	459
D.1.1	Einleitung	459
D.1.2	Primärenergiepotential aus Bioenergie	460
D.1.2.1	Nutzungskonkurrenzen um Landfläche	460
D.1.2.2	Modellierung des nachhaltigen Bioenergiepotentials	463
D.2	Endenergie aus Bioenergie	465
D.2.1	Umwandlungsverfahren	465
D.2.2	Bewertung von Bioenergienutzungspfaden	466
Anhang E	Exkurs: Elektrizitätsspeicher	469
Anhang F	Exkurs: Methodik und Ergebnisse der Komponentenzerlegung	477
Anhang G	Exkurs: Das Prognos-Makromodell - Kurzbeschreibung	493

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.5-1:	Biomassepotenziale nach verschiedenen Studien	27
Tabelle 3.1-1:	Bevölkerung nach Altersstufen 2005 – 2050 (Jahresmitte, in Tsd.) und jährliche Veränderungen in %	34
Tabelle 3.1-2:	Private Haushalte nach Haushaltsgröße 2005 – 2050 (Jahresmitte, in Tsd.), durchschnittliche Haushaltsgröße und Veränderungen zu 2005	35
Tabelle 3.1-3:	Zugang an Wohnfläche (netto) und bewohnte Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m ²	36
Tabelle 3.1-4:	Personen im Erwerbsalter und Erwerbstätige im Referenzszenario (das Innovationsszenario weicht davon geringfügig ab)	39
Tabelle 3.1-5:	Bruttowertschöpfung (BWS) nach Wirtschaftszweigen 2005 – 2050, in Mrd. EUR (2000), BIP pro Kopf und jährliche Veränderungen in %	40
Tabelle 3.1-6:	Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen 2005 – 2050, in Tsd. und jährliche Veränderungen in %	41
Tabelle 3.1-7:	Industrieproduktion zu Faktorkosten 2005 – 2050, Abgrenzung der Industriestatistik, in Mrd. EUR (2000) und jährliche Veränderungen in %	44
Tabelle 3.2-1:	Nominale und reale Primärenergiepreise 2005 – 2050	45
Tabelle 3.2-2:	Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas, Steinkohle und Kaminholz 2005 – 2050, mit CO ₂ -Zuschlag ab 2010	47
Tabelle 4.1-1:	Numerische Annahmen und Ergebnisse des Referenzszenarios, ohne CCS	50
Tabelle 4.3-1:	Szenario „Referenz“: Wohnflächenbestand zur Jahresmitte 2005, in Mio. m ²	54
Tabelle 4.3-2:	Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2005 – 2050, in % der neuen Wohnfläche	55
Tabelle 4.3-3:	Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in Mio. m ²	56
Tabelle 4.3-4:	Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in %	56
Tabelle 4.3-5:	Szenario „Referenz“: Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudealter, in % p.a.	58
Tabelle 4.3-6:	Szenario „Referenz“: Mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf, Nutzungsgrad und Endenergieverbrauch des Wohngebäudebestandes 2005 – 2050	59
Tabelle 4.3-7:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2005 – 2050, in PJ	59
Tabelle 4.3-8:	Szenario „Referenz“: Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in Mio. Personen	61

Tabelle 4.3-9:	Szenario „Referenz“: Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2005 – 2050, in %	62
Tabelle 4.3-10:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ	63
Tabelle 4.3-11:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für das Kochen 2005 – 2050	64
Tabelle 4.3-12:	Szenario „Referenz“: Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2005 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)	65
Tabelle 4.3-13:	Szenario „Referenz“: Ausstattung der privaten Haushalte mit Elektrogeräten (Erstgeräteausstattung) 2005 – 2050, in %	66
Tabelle 4.3-14:	Szenario „Referenz“: Verbrauchsrelevante Mengenkomponten Elektrogeräte 2005 – 2050, in Mio.	67
Tabelle 4.3-15:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten 2005 – 2050, in Mrd. kWh	68
Tabelle 4.3-16:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ und %	70
Tabelle 4.3-17:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %	71
Tabelle 4.3-18:	Szenario „Referenz“: Rahmendaten für den Dienstleistungssektor, 2005 – 2050	73
Tabelle 4.3-19:	Szenario „Referenz“ spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung) im Dienstleistungssektor, absolut (in PJ/Mrd. €) und indexiert, 2005 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt	74
Tabelle 4.3-20:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor 2005 – 2050, nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern, in PJ	77
Tabelle 4.3-21:	Szenario „Referenz“: Industrieproduktion 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), Mrd. €, in Preisen von 2000	80
Tabelle 4.3-22:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	82
Tabelle 4.3-23:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	85
Tabelle 4.3-24:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Energieverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	86
Tabelle 4.3-25:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz) nach Branchen, in PJ/Mrd. EUR	87
Tabelle 4.3-26:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	88

Tabelle 4.3-27:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	90
Tabelle 4.3-28:	Szenario „Referenz“: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometer	92
Tabelle 4.3-29:	Szenario „Referenz“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern	93
Tabelle 4.3-30:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch von PKW und Kombi, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050	95
Tabelle 4.3-31:	Szenario „Referenz“: Energieverbrauch von PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ	97
Tabelle 4.3-32:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch im Straßengüterverkehr, 2005 – 2050, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050	98
Tabelle 4.3-33:	Szenario „Referenz“: Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ	99
Tabelle 4.3-34:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs 2005 – 2050, in PJ	100
Tabelle 4.3-35:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch im schienengebundenen Öffentlichen Straßenpersonennahverkehr (Straßenbahn, S-Bahn, U-Bahn), 2005 – 2050, in PJ	101
Tabelle 4.3-36:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Eisenbahnpersonenverkehr, 2005 – 2050, in PJ	102
Tabelle 4.3-37:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Schienengüterverkehr, in PJ	103
Tabelle 4.3-38:	Szenario „Referenz“: Energieverbrauch im Schienenverkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ	104
Tabelle 4.3-39:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch der Binnenschifffahrt, 2005 – 2050	105
Tabelle 4.3-40:	Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch des Luftverkehrs, 2005 – 2050	105
Tabelle 4.3-41:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ	108
Tabelle 4.3-42:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Verbrauchssektoren 2005 – 2050, in PJ	113
Tabelle 4.3-43:	Szenario „Referenz“: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Verbrauchssektoren, 2005 – 2050, in %	114
Tabelle 4.3-44:	Variante „Referenz ohne CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh	119
Tabelle 4.3-46:	Variante „Referenz ohne CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW	120

Tabelle 4.3-47:	Variante „Referenz ohne CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050	122
Tabelle 4.3-48:	Variante „Referenz ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050	124
Tabelle 4.3-49:	Variante „Referenz ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und CO ₂ -Emissionen, 2005 – 2050	126
Tabelle 4.3-50:	Variante „Referenz ohne CCS“: Spezifische Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung 2005 – 2050	127
Tabelle 4.3-51:	Variante „Referenz mit CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh	128
Tabelle 4.3-52:	Variante „Referenz mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW	129
Tabelle 4.3-53:	Variante „Referenz mit CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050	132
Tabelle 4.3-54:	Variante „Referenz mit CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050	133
Tabelle 4.3-55:	Variante „Referenz mit CCS“: Fossiler Brennstoffeinsatz, CO ₂ -Emissionsfaktoren und CO ₂ -Emissionen 2005 – 2050	135
Tabelle 4.3-56:	Variante „Referenz mit CCS“: Spezifische Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung, 2005 – 2050	136
Tabelle 4.3-57:	Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ	138
Tabelle 4.3-58:	Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, (ohne nichtenergetischen Verbrauch), 2005 – 2050, in PJ	140
Tabelle 4.3-59	Szenario „Referenz“, energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	142
Tabelle 4.3-60:	Szenario „Referenz“, Entwicklung der flüchtigen CH ₄ -Emissionen des Energiesektors 2000-2050, in kt	146
Tabelle 4.3-61:	Szenario „Referenz“, Entwicklung der prozessbedingten CO ₂ -Emissionen für ausgewählte Industrieprozesse 2005-2050, in kt	147
Tabelle 4.3-62:	Szenario „Referenz“, Entwicklung der CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung 2005-2050, in kt CO ₂ -Äquivalenten	150
Tabelle 4.3-63:	Szenario „Referenz“, Entwicklung der Emissionen von fluorierten Treibhausgasen 2005-2050, in kt CO ₂ -Äquivalenten	152
Tabelle 4.3-64:	Szenario „Referenz“, Entwicklung der Emissionen aus Industrieprozessen, von fluorierten Treibhausgasen und der flüchtigen Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt CO ₂ -Äquivalenten	153

Tabelle 4.3-65:	Szenario „Referenz“, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft 2005 bis 2050, in kt	155
Tabelle 4.3-66:	Methan- und Lachgasemissionen der deutschen Landwirtschaft 2005	156
Tabelle 4.3-67:	Anteile an CH ₄ und N ₂ O aus der Tierhaltung	156
Tabelle 4.3-68:	Szenario „Referenz“, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus der Landwirtschaft 2005 bis 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	158
Tabelle 4.3-69:	Szenario „Referenz“, CO ₂ -Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050	161
Tabelle 4.3-70:	Szenario „Referenz“, Gesamte Treibhausgasemissionen 1990 bis 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	162
Tabelle 5.1-1:	Numerische Annahmen und Ergebnisse des Innovationsszenarios, ohne CCS	166
Tabelle 5.3-1:	Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2005 – 2050, in % der neuen Wohnfläche	174
Tabelle 5.3-2:	Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes 2005 – 2050, in Mio. m ² (bewohnte Wohnungen)	175
Tabelle 5.3-3:	Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in % (bewohnte Wohnungen)	176
Tabelle 5.3-4:	Szenario „Innovation“: Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudealter, in % p.a.	178
Tabelle 5.3-5:	Szenario „Innovation“: mittlerer spezifischer Raumwärmebedarf, Nutzungsgrad und Endenergieverbrauch des Wohngebäudebestandes 2005 – 2050	178
Tabelle 5.3-6:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2005 – 2050, in PJ	179
Tabelle 5.3-7:	Szenario „Innovation“: Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in Mio. Personen	181
Tabelle 5.3-8:	Szenario „Innovation“: Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2005 – 2050, in %	181
Tabelle 5.3-9:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ	182
Tabelle 5.3-10:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für das Kochen 2005 – 2050	184
Tabelle 5.3-11:	Szenario „Innovation“: Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2005 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)	185
Tabelle 5.3-12:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten 2005 – 2050, in Mrd. kWh	186
Tabelle 5.3-13:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 1990 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ	188

Tabelle 5.3-14:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %	188
Tabelle 5.3-15:	Szenario „Innovation“: Rahmendaten für den Dienstleistungssektor 2005 – 2050	190
Tabelle 5.3-16:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung) im Dienstleistungssektor absolut (in PJ/Mrd. €) und indexiert, 2005 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt	191
Tabelle 5.3-17:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Sektor GHD 1990 – 2050 nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern, in PJ	194
Tabelle 5.3-18:	Szenario „Innovation“: Industrieproduktion, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in Mrd. €, in Preisen von 2000	198
Tabelle 5.3-19:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie nach Branchen (Abgrenzung der Energiebilanz) 2005 – 2050, in PJ/Mrd. EUR	200
Tabelle 5.3-20:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	202
Tabelle 5.3-21:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Energieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	203
Tabelle 5.3-22:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 in Branchen (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ	204
Tabelle 5.3-23:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ	205
Tabelle 5.3-24:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ	207
Tabelle 5.3-25:	Szenario „Innovation“: Personenverkehrsleistungen 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometer	211
Tabelle 5.3-26:	Szenario „Innovation“: Güterverkehrsleistungen 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern	213
Tabelle 5.3-27:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch von PKW und Kombi, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050	215
Tabelle 5.3-28:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch von PKW und Kombi 2005 – 2050 nach Antriebsarten, in PJ	216
Tabelle 5.3-29:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050	218
Tabelle 5.3-30:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ	219
Tabelle 5.3-31:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs 2005 – 2050, in PJ	221

Tabelle 5.3-32:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch des schienengebundenen Öffentlichen Personennahverkehrs (Straßenbahn, S-Bahn, U-Bahn), in PJ	222
Tabelle 5.3-33:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Eisenbahnpersonenverkehr	223
Tabelle 5.3-34:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Schienengüterverkehr	224
Tabelle 5.3-35:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch im Schienenverkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ	225
Tabelle 5.3-36:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch der Binnenschifffahrt, 2005 - 2050	226
Tabelle 5.3-37:	Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch des Luftverkehrs, 2005 – 2050	226
Tabelle 5.3-38:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ	229
Tabelle 5.3-39:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren 2005 - 2050, in PJ	231
Tabelle 5.3-40:	Szenario „Innovation“: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren 2005 - 2050, in %	232
Tabelle 5.3-41:	Variante „Innovation ohne CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh	242
Tabelle 5.3-43:	Variante „Innovation ohne CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW	244
Tabelle 5.3-44:	Variante „Innovation ohne CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050	246
Tabelle 5.3-45:	Variante „Innovation ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050	247
Tabelle 5.3-46:	Variante „Innovation ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und CO ₂ -Emissionen in Mio. t, 2005 – 2050	248
Tabelle 5.3-47:	Variante „Innovation ohne CCS“: spezifische Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung 2005 – 2050	250
Tabelle 5.3-48:	Variante „Innovation mit CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh	251
Tabelle 5.3-49:	Variante „Innovation mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW	253
Tabelle 5.3-50:	Variante „Innovation mit CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050	255
Tabelle 5.3-51:	Variante „Innovation mit CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050	256
Tabelle 5.3-52:	Variante „Innovation ohne CCS“: fossiler Brennstoffeinsatz, CO ₂ -Emissionsfaktoren und CO ₂ -Emissionen 2005 – 2050	258

Tabelle 5.3-53:	Variante „Innovation mit CCS“: Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung 2005 – 2050	259
Tabelle 5.3-54:	Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ	261
Tabelle 5.3-55:	Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ	263
Tabelle 5.3-56:	Szenario „Innovation“, energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	265
Tabelle 5.3-57:	Szenario „Innovation“, Entwicklung der flüchtigen CH ₄ -Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt	267
Tabelle 5.3-58:	Szenario „Innovation“, Entwicklung der prozessbedingten CO ₂ -Emissionen für ausgewählte Industrieprozesse 2005-2050, in kt	269
Tabelle 5.3-59:	Szenario „Innovation“, Entwicklung der CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus Industrieprozessen 2005-2050, in kt CO ₂ -Äquivalenten	270
Tabelle 5.3-60:	Szenario „Innovation“, Entwicklung der Emissionen FKW, HFKW und SF ₆ 2005-2050, in kt CO ₂ -Äquivalenten	271
Tabelle 5.3-61:	Szenario „Innovation“, Entwicklung der Emissionen aus Industrieprozessen, F-Gasen und den flüchtigen Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt CO ₂ -Äquivalenten	271
Tabelle 5.3-62:	Szenario „Innovation“, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft 2005 bis 2050, in kt	272
Tabelle 5.3-63:	Szenario „Innovation“, Viehbestand in Deutschland 2005 bis 2050, in Tsd.	273
Tabelle 5.3-64:	Szenario „Innovation“, CH ₄ - und N ₂ O-Emissionen aus der Landwirtschaft 2005 bis 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	275
Tabelle 5.3-65:	Szenario „Innovation“, CO ₂ -Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂	277
Tabelle 5.3-66:	Szenario „Innovation“, Gesamte Treibhausgasemissionen 1990 bis 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	278
Tabelle 6-1:	Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarienvergleichs 2005 - 2050, Varianten „ohne CCS“	282
Tabelle 6.1-1:	Zugang an Wohnfläche (netto) und bewohnte Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m ²	283
Tabelle 6.1-2:	Szenarienvergleich: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m ²	285
Tabelle 6.1-3:	Szenarienvergleich: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach Wohnfläche 2005 – 2050, in %	285

Tabelle 6.1-4:	Szenarienvergleich: mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf, mittlerer Nutzungsgrad der Heizsysteme, mittlerer spezifischer Endenergieverbrauch des Wohnungsbestandes 2005 – 2050	287
Tabelle 6.1-5:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Raumwärme im Sektor private Haushalte, nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	287
Tabelle 6.1-6:	Szenarienvergleich: Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in Mio. Personen	289
Tabelle 6.1-7:	Szenarienvergleich: Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in %	290
Tabelle 6.1-8:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ	290
Tabelle 6.1-9:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für das Kochen 2005 – 2050, in PJ	292
Tabelle 6.1-10:	Szenarienvergleich: Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs von Elektrogeräten 2005 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (=mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)	293
Tabelle 6.1-11:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten 2005 – 2050, in Mrd. kWh	294
Tabelle 6.1-12:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	295
Tabelle 6.1-13:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2005 und 2050, in PJ	296
Tabelle 6.1-14:	Szenarienvergleich: Erwerbstätige (in 1.000) und Bruttowertschöpfung (in Mrd. €) im Dienstleistungssektor nach Branchen, 2005 – 2050	298
Tabelle 6.1-15:	Szenarienvergleich: spezifischer Energieverbrauch im Dienstleistungssektor von 2005 – 2050, in PJ/Mrd. € sowie indexiert auf das Jahr 2005	300
Tabelle 6.1-16:	Szenarienvergleich: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor 2005 – 2050, nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern, in PJ	301
Tabelle 6.1-17:	Szenarienvergleich: Industrieproduktion (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, in Mrd. € (Preise von 2000)	305
Tabelle 6.1-18:	Szenarienvergleich: Spezifische Energieverbräuche in den Industriebranchen 2005 - 2050, in PJ/Mrd. €	307
Tabelle 6.1-19:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Sektor Industrie nach Branchen 2005 - 2050, in PJ	308
Tabelle 6.1-20:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken 2005 - 2050, in PJ	309
Tabelle 6.1-21:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Sektor Industrie nach Energieträgern 2005 - 2050, in PJ	310

Tabelle 6.1-22:	Szenarienvergleich: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, in Mrd. Personenkilometern, 2005 – 2050	312
Tabelle 6.1-23:	Szenarienvergleich: Güterverkehrsleistungen, in Mrd. Tonnenkilometern, 2005 – 2050	314
Tabelle 6.1-24:	Szenarienvergleich: Bestimmungsfaktoren des Energieverbrauchs von PKW und Kombifahrzeugen, 2005 – 2050	316
Tabelle 6.1-25:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der PKW und Kombis nach Antriebsarten, in PJ, 2005 – 2050	317
Tabelle 6.1-26:	Szenarienvergleich: Bestimmungsfaktoren des Energieverbrauchs von Güterfahrzeugen, 2005 – 2050	319
Tabelle 6.1-27:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Straßengüterverkehrs, 2005 – 2050, in PJ	320
Tabelle 6.1-28:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des gesamten Straßenverkehrs, 2005 – 2050, in PJ	320
Tabelle 6.1-29:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrssektors von 2005 – 2050, nach Verkehrsträgern und Energieträgern, in PJ	321
Tabelle 6.1-30:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage nach Energieträgern und Verbrauchssektoren in den Jahren 2005 - 2050, in PJ	325
Tabelle 6.2-1:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Nettostromverbrauch und -erzeugung, 2005 – 2050, in TWh	328
Tabelle 6.2-2:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Spitzenlast und gesicherte Leistung, 2005 – 2050, in GW	328
Tabelle 6.2-3:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatz Energieträgern 2005 – 2050	331
Tabelle 6.2-4:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Brennstoffeinsatz, CO ₂ -Faktoren und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2005 – 2050, in Mio. t	333
Tabelle 6.2-5:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Gestehungskosten und Vollkosten der Erzeugung, 2005 – 2050	335
Tabelle 6.2-6:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh	336
Tabelle 6.2-7:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW	336
Tabelle 6.2-8:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatz Energieträger, 2005 – 2050	339
Tabelle 6.2-9:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Brennstoffeinsatz, CO ₂ -Faktoren und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2005 – 2050, in Mio. t	341
Tabelle 6.2-10:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Gestehungskosten und Vollkosten der Erzeugung 2005 – 2050	342

Tabelle 6.3-11:	Szenarienvergleich, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ	344
Tabelle 6.3-12:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ	346
Tabelle 6.4-1:	Szenarienvergleich, gesamte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	348
Tabelle 6.5-1	Energetisch bedingte Mehrkosten im Wohngebäudesektor und Bestimmungsfaktoren 2010 – 2050	355
Tabelle 6.5-2	Energetisch bedingte Mehr- und Minderkosten für erneuerbare Wärmeerzeugung im Wohngebäudesektor und ihre Bestimmungsfaktoren, 2010 – 2050	357
Tabelle 6.5-3	Stromeinsparungen und Investitionen für Stromeinsparung im Sektor private Haushalte 2010 – 2050	358
Tabelle 6.5-4	Mehrinvestitionen für Energieeinsparung und Wärme aus erneuerbaren Energien (Zusammenfassung) im Sektor private Haushalte, 2010 – 2050, in Mio. €	359
Tabelle 6.5-5:	Einsparungen und Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 2010 - 2050	361
Tabelle 6.5-6	Einsparungen und Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Industrie 2010 – 2050	361
Tabelle 6.5-7:	Mehrkosten Elektrofahrzeuge mit Bestimmungsfaktoren 2010 – 2050	363
Tabelle 6.5-8	Mehrinvestitionen im Sektor Verkehr 2010 - 2050, in Mio. €	364
Tabelle 6.5-9:	Mehrinvestitionen aller Sektoren 2010 – 2050, in Mio. €	365
Tabelle 6.5-10:	Volkswirtschaftliche Einsparungen 2010 – 2050, in Mio. €	366
Tabelle 6.5-11:	Investitionen, Volkswirtschaftliche Einsparungen, Resultante mit und ohne CCS, 2010 – 2050, in Mrd. €	368
Tabelle 7.3-1:	Zusätzliche CO ₂ -Emissionsminderungsoptionen (bezogen auf das Innovationsszenario), 2020 - 2050	386
Tabelle 7.3-2:	Auswirkungen der Variantenrechnungen für den Verkehrssektor auf den Bedarf an Biokraftstoffen und Elektrizität sowie auf die CO ₂ -Emissionen, 2020 – 2050	387
Tabelle 7.3-3:	CCS-Potenziale für (biogene) CO ₂ -Emissionen aus der Biokraftstoffproduktion, 2020 – 2050	388
Tabelle 7.3-4:	„Modell Deutschland“: Treibhausgasemissionen im Innovationsszenario mit den zusätzlich untersuchten Minderungspotenzialen, 1990 – 2050	389
Tabelle 7.3-5:	Bilanz des Biomassebedarfs für das Referenz- und das Innovationsszenario sowie die zusätzlichen Maßnahmen des „Modell Deutschland“, 2005 – 2050	392

Tabelle 7.3-6:	Bilanz der CO ₂ -Einlagerung im Zuge der Anwendung von CCS für das Referenz- und das Innovationsszenario sowie die zusätzlichen Maßnahmen des „Modell Deutschland“, 2005 – 2050	395
Tabelle D - 1:	Ökologische und sozioökonomische Leitplanken	463
Tabelle D - 2:	Potenziale aus Reststoffen und an Flächen in Deutschland	464
Tabelle E- 1:	Kennzahlen von Speichersystemen	474
Tabelle F- 1:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2020, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	485
Tabelle F- 2:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2030, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	486
Tabelle F- 3:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2040, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	487
Tabelle F- 4:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	488
Tabelle F- 5:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2020, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	489
Tabelle F- 6:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2030, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	490
Tabelle F- 7:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2040, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	491
Tabelle F- 8:	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	492

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.2-1:	Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Dienstleistungen nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen	14
Abbildung 2.2-2:	Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Sektor Dienstleistungen	15
Abbildung 2.2-3:	Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen	16
Abbildung 2.2-4:	Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie	16
Abbildung 2.2-5:	Installierte Nettoleistung der bestehenden konventionellen Kraftwerke in Deutschland (Stand 2009), in GW	20
Abbildung 2.2-6:	Inventarbasiertes Modellinstrumentarium zur Analyse der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen	21
Abbildung 2.5-1:	Konversionsstufen von Biomasse, schematisch	26
Abbildung 2.6-1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren, 1990 – 2007	30
Abbildung 3.1-1:	Bevölkerung nach Altersstufen 2005 – 2050, Jahresmitte, in Tsd.	34
Abbildung 3.1-2:	Private Haushalte nach Haushaltsgröße 2005 – 2050, Jahresmitte, in Tsd.	36
Abbildung 3.1-3:	Netto-Zugang an Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m ²	37
Abbildung 3.1-4:	Wirtschaftsstruktur in Deutschland in den Jahren 2005, 2020 und 2050, Bruttowertschöpfung (BWS) und Erwerbstätige, in %	42
Abbildung 3.2-1:	Entwicklung der realen Verbraucherpreise für Haushalte 2005 – 2050, Index, 2005=100	48
Abbildung 3.3-1:	Entwicklung von Heizgradtagen (HGT), Kühlgradtagen (CDD), Tagen mit Kühlgraden sowie mittleren Kühlgraden an Kühltagen, 2010 – 2050, Index, 2010=100	49
Abbildung 4.3-1:	Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in % (bewohnte Wohnungen)	57
Abbildung 4.3-2:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme, 2005 – 2050, in PJ	60
Abbildung 4.3-3:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ	63
Abbildung 4.3-4:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten nach Verwendungszwecken 2005 und 2050, in Mrd. kWh	69
Abbildung 4.3-5:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken (Raumwärme, Warmwasser, Kochen, Elektrogeräte) 2005 – 2050, in PJ	70
Abbildung 4.3-6:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 1990 – 2050, in PJ	72

Abbildung 4.3-7:	Szenario „Referenz“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ/Mrd. €	75
Abbildung 4.3-8:	Szenario „Referenz“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, indexiert auf 2005	75
Abbildung 4.3-9:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ	76
Abbildung 4.3-10:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	78
Abbildung 4.3-11:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	79
Abbildung 4.3-12:	Szenario „Referenz“: Industrieproduktion 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), Mrd. €, in Preisen von 2000	81
Abbildung 4.3-13:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	83
Abbildung 4.3-14:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne Metallerzeugung	83
Abbildung 4.3-15:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, in PJ/Mrd. EUR, nicht energieintensive Branchen	84
Abbildung 4.3-16:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR,	85
Abbildung 4.3-17:	Szenario „Referenz“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne stromintensive Branchen	86
Abbildung 4.3-18:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Branchen 2005 – 2050, in PJ	87
Abbildung 4.3-19:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	89
Abbildung 4.3-20:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	90
Abbildung 4.3-21:	Szenario „Referenz“: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometern	92
Abbildung 4.3-22:	Szenario „Referenz“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern	94
Abbildung 4.3-23:	Szenario „Referenz“: Fahrzeugbestände PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in Tsd.	96
Abbildung 4.3-24:	Szenario „Referenz“: Energieverbrauch von PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ	97

Abbildung 4.3-25:	Szenario „Referenz“: Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ	99
Abbildung 4.3-26:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs nach Antriebsarten, 2005 – 2050 in PJ	101
Abbildung 4.3-27:	Szenario „Referenz“: Energieverbrauch im Schienenverkehr nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	104
Abbildung 4.3-28:	Szenario „Referenz“: Anteile der Verkehrsträger am Energieverbrauch des Verkehrssektors 2005 – 2050	106
Abbildung 4.3-29:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern insgesamt 2005 – 2050, in PJ	107
Abbildung 4.3-30:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen 2005 – 2050, in PJ	110
Abbildung 4.3-31:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	111
Abbildung 4.3-32:	Szenario „Referenz“: Struktur der Energieträger am Endenergieverbrauch 2005 – 2050, in %	111
Abbildung 4.3-33:	Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Sektoren 2005 – 2050, in PJ	112
Abbildung 4.3-34:	Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“: Installierte Leistung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in GW	117
Abbildung 4.3-35:	Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“: Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in TWh	118
Abbildung 4.3-36:	Variante „Referenz ohne CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh	120
Abbildung 4.3-37:	Variante „Referenz ohne CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW	121
Abbildung 4.3-38:	Variante „Referenz ohne CCS“: CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t	125
Abbildung 4.3-39:	Variante „Referenz mit CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh	129
Abbildung 4.3-40:	Variante „Referenz mit CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW	130
Abbildung 4.3-41:	Variante „Referenz mit CCS“: CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t	134
Abbildung 4.3-42:	Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern, 2005 - 2050, in PJ	139
Abbildung 4.3-43:	Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005- 2050, in PJ	141
Abbildung 4.3-44:	Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	143

Abbildung 4.3-45:	Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	144
Abbildung 4.3-46:	Entwicklung der Verbringung organischen Abfalls, der Methan-Bildung in Deponien und der Methan-Emission aus Deponien, 1990 – 2050, in Mio. t CH ₄	154
Abbildung 4.3-47:	Szenario „Referenz“, Kohlendioxid-Emissionen und – Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂	160
Abbildung 4.3-48:	Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Gasen, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	164
Abbildung 4.3-49:	Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	164
Abbildung 4.3-50:	Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Gasen, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	165
Abbildung 4.3-51:	Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	165
Abbildung 5.3-1:	Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in % (bewohnte Wohnungen)	176
Abbildung 5.3-2:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2005 – 2050, in PJ	180
Abbildung 5.3-3:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ	183
Abbildung 5.3-4:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in Mrd. kWh	186
Abbildung 5.3-5:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken (Raumwärme, Warmwasser, Elektrogeräte, Kochen) 2005 – 2050, in PJ	187
Abbildung 5.3-6:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	189
Abbildung 5.3-7:	Szenario „Innovation“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ/Mrd. €	192
Abbildung 5.3-8:	Szenario „Innovation“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, indexiert auf 2005	192
Abbildung 5.3-9:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ	193
Abbildung 5.3-10:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	195

Abbildung 5.3-11:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	196
Abbildung 5.3-12:	Szenario „Innovation“: Industrieproduktion 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in Mrd. €, in Preisen von 2000	198
Abbildung 5.3-13:	Szenario „Innovation“: Entwicklung der Industrieproduktion nach energieintensiven und nicht energieintensiven Branchen (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, indexiert (in Mrd. €, in Preisen von 2000)	199
Abbildung 5.3-14:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	200
Abbildung 5.3-15:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne Metallerzeugung	201
Abbildung 5.3-16:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, in PJ/Mrd. EUR, nicht energieintensive Branchen	201
Abbildung 5.3-17:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR	202
Abbildung 5.3-18:	Szenario „Innovation“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne stromintensive Branchen	203
Abbildung 5.3-19:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Branchen 2005 – 2050, in PJ	205
Abbildung 5.3-20:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	206
Abbildung 5.3-21:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ	207
Abbildung 5.3-22:	Szenario „Innovation“: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometern	212
Abbildung 5.3-23:	Szenario „Innovation“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern	213
Abbildung 5.3-24:	Szenario „Innovation“: Fahrzeugbestände PKW und Kombi nach Antriebstypen, 2005 – 2050, in Tsd.	216
Abbildung 5.3-25:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch von PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ	217
Abbildung 5.3-26:	Szenario „Innovation“: Fahrzeugbestände im Straßengüterverkehr nach Antriebstypen, 2005 – 2050, in Tsd.	219
Abbildung 5.3-27:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch im Straßengüterverkehr nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ	220
Abbildung 5.3-28:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs nach Antriebsarten 2005 – 2050, in PJ	222

Abbildung 5.3-29:	Szenario „Innovation“: Energieverbrauch im Schienenverkehr nach Verwendungszweck 2005 – 2050, in PJ	225
Abbildung 5.3-30:	Szenario „Innovation“: Anteile der Verkehrsträger am Energieverbrauch des Verkehrssektors 2005 – 2050	227
Abbildung 5.3-31:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	228
Abbildung 5.3-32:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen 2005 – 2050, in PJ	233
Abbildung 5.3-33:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	233
Abbildung 5.3-34:	Szenario „Innovation“: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgergruppen 2005 – 2050, in %	234
Abbildung 5.3-35:	Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Nachfragesektoren 2005 – 2050, in PJ	235
Abbildung 5.3-36:	Variante „Innovation ohne CCS“: Installierte Leistung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in GW	238
Abbildung 5.3-37:	Variante „Innovation ohne CCS“: Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in TWh	239
Abbildung 5.3-38:	Variante „Innovation mit CCS“: Installierte Leistung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in GW	240
Abbildung 5.3-39:	Variante „Innovation mit CCS“: Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in TWh	241
Abbildung 5.3-40:	Variante „Innovation ohne CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh	243
Abbildung 5.3-41:	Variante „Innovation ohne CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW	245
Abbildung 5.3-42:	Variante „Innovation mit CCS“: CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in Mio. t, 2005 - 2050	249
Abbildung 5.3-43:	Variante „Innovation mit CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh	252
Abbildung 5.3-44:	Variante „Innovation mit CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW	254
Abbildung 5.3-45:	Variante „Innovation ohne CCS“: CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t	257
Abbildung 5.3-46:	Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005- 2050, in PJ	262
Abbildung 5.3-47:	Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005 - 2050, in PJ	264
Abbildung 5.3-48:	Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	266

Abbildung 5.3-49:	Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	266
Abbildung 5.3-50:	Szenario „Innovation“, Kohlendioxid-Emissionen und – Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂	276
Abbildung 5.3-51:	Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Gasen 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	280
Abbildung 5.3-52:	Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Sektoren 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	280
Abbildung 5.3-53:	Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Gasen 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	281
Abbildung 5.3-54:	Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Sektoren 1990 – 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	281
Abbildung 6.1-1:	Szenarienvergleich: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach Wohnflächen 2005 und 2050, in %	286
Abbildung 6.1-2:	Szenarienvergleich: mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in MJ/m ²	287
Abbildung 6.1-3:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Raumwärme im Sektor private Haushalte, nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ	288
Abbildung 6.1-4:	Szenarienvergleich: Energieträgerstruktur Raumwärme im Sektor private Haushalte, in %	288
Abbildung 6.1-5:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser nach Energieträgern, 2005 – 2050, in PJ	291
Abbildung 6.1-6:	Szenarienvergleich: Endenergieträgerstruktur für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in %	291
Abbildung 6.1-7:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte(klassen) in privaten Haushalten 2005 und 2050, in Mrd. kWh	294
Abbildung 6.1-8:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken, 2005 und 2050, in PJ	295
Abbildung 6.1-9:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2005 und 2050, in PJ	296
Abbildung 6.1-10:	Szenarienvergleich: Endenergieträgerstruktur der privaten Haushalte, 2005 und 2050, in PJ	297
Abbildung 6.1-11:	Szenarienvergleich: Bruttowertschöpfung (in Mrd. €) im Dienstleistungssektor nach Branchen, 2005 und 2050	299
Abbildung 6.1-12:	Szenarienvergleich: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor 2005 und 2050, nach Branchen, in PJ	302

Abbildung 6.1-13:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor im Jahr 2005 und 2050 nach Energieträgern, in PJ	303
Abbildung 6.1-14:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken im Jahr 2005 und 2050, in PJ	304
Abbildung 6.1-15:	Szenarienvergleich: Industrieproduktion nach Branchen 2005 und 2050, in Mrd. € (Preise von 2000)	306
Abbildung 6.1-16:	Szenarienvergleich: Industrieproduktion der energieintensiven Branchen und der übrigen Branchen, 2005 bis 2050, indexiert, Referenzszenario (gestrichelt), Innovationsszenario (durchgezogen)	306
Abbildung 6.1-17:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Industriesektors in den Jahren 2005 und 2050, nach Branchen, in PJ	308
Abbildung 6.1-18:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Verwendungszwecken, in den Jahren 2005 und 2050, in PJ	309
Abbildung 6.1-19:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern in den Jahren 2005 und 2050, in PJ	310
Abbildung 6.1-20:	Szenarienvergleich: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2005 und 2050, in Mrd. Personenkilometern	313
Abbildung 6.1-21:	Szenarienvergleich: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2005 und 2050, in Mrd. Tonnenkilometern	314
Abbildung 6.1-22:	Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der PKW und Kombis nach Antriebsarten, 2005 und 2050, in PJ	318
Abbildung 6.1-23:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern 2005 und 2050, in PJ	322
Abbildung 6.1-24:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage im gesamten Verkehrssektor nach Energieträgern in den Jahren 2005 und 2050, in PJ	323
Abbildung 6.1-25:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage insgesamt nach Energieträgern in den Jahren 2005 und 2050, in PJ	324
Abbildung 6.1-26:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage insgesamt nach Energieträgergruppen, in den Jahren 2005 und 2050, in PJ	326
Abbildung 6.1-27:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage insgesamt nach Energieträgergruppen in den Jahren 2005 und 2050, Anteile in %	326
Abbildung 6.1-28:	Szenarienvergleich: Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2005 und 2050, in PJ	327
Abbildung 6.2-1:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, in 2005 und 2050, in GW	329
Abbildung 6.2-2:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Nettoproduktion auf Basis erneuerbarer Stromerzeugung, in 2005 und 2050, in TWh	330

Abbildung 6.2-3:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, installierte Leistung des Kraftwerksparks in 2005 und 2050, in GW	332
Abbildung 6.2-4:	Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Stromerzeugung nach Energieträgern in 2005 und 2050, in TWh	332
Abbildung 6.2-5:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: installierte Leistung der erneuerbaren Stromerzeugung in 2005 und 2050, in GW	337
Abbildung 6.2-6:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Nettoproduktion der erneuerbaren Stromerzeugung in 2005 und 2050, in TWh	337
Abbildung 6.2-7:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: installierte Leistung des Kraftwerksparks in 2005 und 2050, in GW	340
Abbildung 6.2-8:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Stromerzeugung nach Energieträgern in 2005 und 2050, in TWh	340
Abbildung 6.3-9:	Szenarienvergleich, Varianten „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005 - 2050, in PJ	345
Abbildung 6.3-10:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern, 2005 - 2050, in PJ	347
Abbildung 6.4-1:	Szenarienvergleich, Varianten „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	349
Abbildung 6.4-2:	Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	350
Abbildung 6.4-3:	Szenarienvergleich, Varianten „ohne CCS“: gesamte Treibhausgasemissionen, aufgeteilt in energiebedingte und nicht energiebedingte Emissionen 1990 - 2050, in Mio. t CO ₂ -Äquivalenten	351
Abbildung 6.4-4:	Szenarienvergleich, Pro-Kopf-Emissionen und kumulierte Emissionen (ab 2005), 1990 – 2050	352
Abbildung 6.5-1	Energetisch bedingte jährliche Neuinvestitionen zur Reduktion der Raumwärme im Sektor Private Haushalte nach Einsatzzwecken, 2010 – 2050, nicht annuisiert, in Mio. €	356
Abbildung 6.5-2	Energetisch bedingte Investitionen zur Reduktion der Raumwärme, 2010 - 2050, annuitätisch, in Mio. €	356
Abbildung 6.5-3	Energetisch bedingte Mehr- und Minderkosten für erneuerbare Wärmeerzeugung im Wohngebäudesektor, in Mio. €	358
Abbildung 6.5-4	Investitionen für Stromeinsparung im Sektor private Haushalte 2010 - 2050, in Mio. €	359
Abbildung 6.5-5	Mehrinvestitionen für Energieeinsparung und Wärme aus erneuerbaren Energien (Zusammenfassung) im Sektor private Haushalte, 2010 - 2050, in Mio. €	360
Abbildung 6.5-6:	Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 2010 bis 2050, in Mio. €	361

Abbildung 6.5-7	Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Industrie 2010 - 2050, in Mio. €	362
Abbildung 6.5-8	Mehrinvestitionen im Sektor Verkehr 2010 - 2050, in Mio. €	364
Abbildung 6.5-9:	Mehrinvestitionen aller Sektoren 2010 - 2050, in Mio. €	365
Abbildung 6.5-10:	Volkswirtschaftliche Einsparungen, Varianten „ohne CCS“, 2010 - 2050, in Mio. €	367
Abbildung 6.5-11:	Volkswirtschaftliche Einsparungen, Varianten „mit CCS“, 2010 - 2050 in Mio. €	367
Abbildung 6.5-12	Volkswirtschaftliche Mehrkosten, Einsparungen mit und ohne CCS sowie Nettokosten (Resultante) 2010 -2050, in Mrd. €	368
Abbildung 7.2-1:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung im Gebäudebestand, 2005 – 2050	373
Abbildung 7.2-2:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung der neuen Gebäude, 2005 – 2050	374
Abbildung 7.2-3:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung in der Industrie (energiebedingte Emissionen), 2005 – 2050	375
Abbildung 7.2-4:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung des motorisierten Individualverkehrs, 2005 – 2050	376
Abbildung 7.2-5:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung des Straßen-Güterverkehrs, 2005 – 2050	378
Abbildung 7.2-6:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung des Luftverkehrs, 2005 – 2050	379
Abbildung 7.2-7:	Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung der Stromerzeugung, 2005 – 2050	380
Abbildung 7.2-8:	Komponentenzerlegung für die gesamte Emissionsentwicklung im Referenz- und Innovationsszenario, 2005 – 2050	381
Abbildung 7.2-9:	Komponentenzerlegung für die gesamte Emissionsentwicklung im Referenz- und Innovationsszenario unter Berücksichtigung der Langlebigkeit des jeweiligen Kapitalstocks, 2005 – 2050	383
Abbildung 7.2-10:	Komponentenzerlegung für die gesamte Emissionsentwicklung im Referenz- und Innovationsszenario unter Berücksichtigung der Innovationsintensität der jeweiligen Minderungsbeiträge, 2005 – 2050	383
Abbildung 7.3-1:	Szenarienvergleich, Pro-Kopf-Emissionen und kumulierte Emissionen (ab 2005), 1990 – 2050	390
Abbildung D- 1:	Überblick über das Bioenergiesystem	459
Abbildung D- 2:	Bioenergie-Potenziale	462
Abbildung D- 3:	Einordnung der Nutzungspfade nach spezifischen Treibhausgasminderungspotentialen und Treibhausgasvermeidungskosten	467
Abbildung E- 1:	Speichertypen und -charakteristika	470
Abbildung E- 2:	Speichertypen, -charakteristika und Einsatzfelder	475

Zusammenfassung

Um die globale Klimaerwärmung auf einen Wert von unter 2°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen, ist bis 2050 weltweit eine drastische Absenkung der anthropogenen Treibhausgasemissionen notwendig. Ein international abgestimmter Reduktionspfad wird nur möglich sein, wenn die Industrieländer ihre Emissionen so weit verringern, dass den Schwellenländern etwas „Luft auf dem Treibhausgaskonto“ für die weitere Entwicklung von Wirtschaft und Wohlstand bleibt.

Ein so eingebettetes Ziel für 2050 bedeutet für Deutschland eine Reduktion der Treibhausgase um ca. **95 % gegenüber dem Emissionsniveau von 1990**. Dies heißt, dass im Jahr 2050 weniger als eine Tonne Treibhausgase pro Kopf emittiert werden darf.

Die Studie untersucht Pfade für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, um Antworten auf die Herausforderung „Was kann und muss technisch passieren und wie muss die zugehörige Politik aussehen?“ sowohl technisch-wirtschaftlich als auch politisch strategisch und hinsichtlich zentraler politischer Instrumentierungsansätze einordnen zu können.

Es wurden zwei detaillierte modellgestützte quantitative Szenarien entwickelt: Ein Szenario mit ambitionierter Fortsetzung heutiger Energie- und Klimaschutzpolitik (Referenzszenario) sowie ein Innovationsszenario, das den Umbau zur emissionsarmen Gesellschaft vom Ziel der 95 %-igen Reduktion her untersucht. Die Stromerzeugung wurde jeweils in den Varianten „mit CCS“ und „ohne CCS“ untersucht. Darüber hinaus wurden in einem dritten Schritt weitere Maßnahmenpakete aufgezeigt, mit denen das Ziel sicher erreichbar ist. In allen Szenarien und Varianten wird von der aktuell gültigen Gesetzeslage bezüglich der Laufzeiten der Kernkraftwerke ausgegangen.

Zentrale Ausgangspunkte für die Szenarienentwicklung sind die demographische und die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. Die **Bevölkerung** nimmt trotz einer durchschnittlichen Nettozuwanderung von ca. 150.000 Personen jährlich im Zeitraum von 2005 bis 2050 um 12,5 % ab. Die Haushaltsgrößen verkleinern sich (der Trend zum Ein- und Zweipersonenhaushalt setzt sich fort), die durchschnittlichen Wohnflächen pro Kopf werden ausgeweitet, so dass die bewohnten Flächen insgesamt um knapp 9 % zunehmen. Das reale **Bruttoinlandsprodukt** (BIP) liegt 2050 um rund ein Drittel über dem Niveau des Jahres 2005.

Im **Referenzszenario** wird eine ambitionierte Fortsetzung heutiger Energie- und Klimaschutzpolitik modelliert. Vorhandene energiepolitische Instrumente im Bereich der Energieeinsparung, der erneuerbaren Energien sowie der Kraft-Wärme-Kopplung werden weitergeführt. Die Gebäudestandards werden sukzessive verschärft, erneuerbare Energien zur Erzeugung von Raumwärme werden im Neubau und im Bestand verstärkt eingesetzt. Effizienztechnologien werden konsequent und effektiv weiterentwickelt und verbreiten sich schnell im Markt.

Der spezifische Verbrauch von Fahrzeugen wird weiter abgesenkt. Im PKW-Bereich werden Hybridfahrzeuge, Plug-in-Hybride und Elektroautos allmählich in den Markt eingeführt. Die Beimischung von Biokraftstoffen wird vorgeschrieben. Wesentliche Weiterentwicklungen gibt es bei den erneuerbaren Energien: die Solarstromerzeugung aus Dün-

schichtzellen wird weiterhin billiger; Windkraftanlagen werden aufgrund besserer kurzfristiger Prognostik ertragssicherer; Biomasseprozesse werden moderat effizienter, die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz wird weiter ausgebaut.

Mit diesen kombinierten Technologieentwicklungen und politischen Instrumenten können im Zeitraum 1990 bis 2050 die Treibhausgasemissionen um etwa 45 % zurückgeführt werden. Die Pro-Kopf-Emissionen an den gesamten Treibhausgasen betragen 2050 noch ca. 9 t. Die für die Periode 2005 bis 2050 aufkumulierten Treibhausgasemissionen (im Sinne eines Emissionsbudgets) liegen bei ca. 38 Mrd. t.

Das **Innovationsszenario** orientiert sich an der angestrebten Emissionsminderung sowie an weiteren Leitplanken (Restriktionen für den Einsatz von Biomasse etc.). Als Schlussfolgerung aus den Ergebnissen des Referenzszenario wurden wesentliche strategische Setzungen vorgenommen:

- Der Raumwärmebedarf wird auf nahezu Null reduziert. Der Energiebedarf von Neubauten sinkt fast auf Null, die energetische Sanierungsrate im Gebäudebestand verdoppelt sich, verbunden mit ambitionierten Zielwerten für Sanierungen.
- Ein großer Teil der wachsenden Güterverkehrsleistungen wird auf die Schiene verlagert. Im motorisierten Personenverkehr wird eine konsequente Elektrifizierung angenommen; diese erfolgt zunächst über Hybridfahrzeuge, dann Plug-in-Hybride und schließlich reine Elektrofahrzeuge.
- Sowohl im motorisierten Güterverkehr als auch im Personenverkehr werden bis auf Restmengen an Erdgas und Flüssiggas keine fossilen Kraftstoffe mehr eingesetzt, sondern hocheffizient produzierte Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation.
- Es erfolgt eine Innovationsoffensive bei der Technologieentwicklung, besonders bei Werkstoffen und Prozessen.
- Die technischen Umstellungen führen zum Umbau der Märkte, zu einer Verstärkung der Dienstleistungstendenz und zu leicht veränderten Branchenstrukturen.
- Der Strombedarf in der Variante „ohne CCS“ wird im Jahr 2050 zu 84 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt, in der Variante „mit CCS“ zu 66 %.

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich für den Zeitraum 1990 bis 2050 eine Emissionsreduktion von etwa 87 %. Die Pro-Kopf-Emissionen an den gesamten Treibhausgasen liegen in 2050 bei rund 2,2 t, die Pro-Kopf-Emissionen an CO₂ bei 1,6 t; die gesamten aufkumulierten Treibhausgasemissionen für den Zeitraum 2005 bis 2050 betragen etwa 26 Mrd. t.

Vor diesem Hintergrund werden weitergehende Maßnahmen notwendig, die teilweise jenseits der für das Innovationsszenario berücksichtigten Leitplanken liegen und mit denen es möglich ist, eine Variante „**Modell Deutschland**“ zu beschreiben, in der im Jahr 2050 ein Emissionsniveau erreicht wird, das 95 % niedriger liegt als 1990. Pro Kopf belaufen sich die gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf 0,9 t, wobei dieser Wert die verbleibenden Treibhausgasemissionen und die Schaffung von zusätzlichen Netto-Senken für CO₂ durch CCS im Bereich der Biomasse (-0,4 t CO₂ je Einwohner) saldiert.

Die gesamten aufkumulierten Treibhausgasemissionen betragen hier für den Zeitraum 2005 bis 2050 rund 24 Mrd. t.

Im Referenzszenario

- werden die größten Emissionsminderungen durch die verschiedenen Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz erbracht. Bis 2050 sind darauf etwa 46 % der gesamten Emissionsminderung zurückzuführen, wobei vor allem die Effizienzverbesserungen im Gebäudesektor und in der Industrie entscheidende Beiträge leisten;
- entfällt ein Anteil von 29 % der gesamten Emissionsreduktion auf den Einsatz erneuerbarer Energien.

Im Innovationsszenario

- ergibt sich aus der nochmals verstärkten Energieeffizienz ein Beitrag von 27 % der zusätzlich erbrachten Emissionsminderungen. Entscheidend ist dabei vor allem die massiv erhöhte Effizienz bei Stromanwendungen, die etwa die Hälfte der gesamten zusätzlichen Minderungsbeiträge im Bereich der Energieeffizienz repräsentiert;
- sind die zusätzlichen Emissionsminderungen vor allem durch die massive Ausweitung des Einsatzes erneuerbarer Energien geprägt, die einen Anteil von 37 % der gesamten zusätzlichen Emissionsminderung abdeckt. Dabei entfallen 7 Prozentpunkte auf die indirekten Effekte aus der Elektrifizierung des Verkehrs (die im Innovationsszenario auch als Beitrag der erneuerbaren Energie interpretiert werden kann);
- sind die Emissionsminderungen durch die Substitution im Bereich der fossilen Energieträger mit einem Anteil von 13 % der zusätzlichen Emissionsminderungen noch einmal erheblich;
- tragen Maßnahmen im Bereich der CO₂-Senken mit etwa 4 % zur zusätzlichen Emissionsminderung bei.

Zusätzlich kann in der Variante „**Modell Deutschland**“:

- der erhebliche Sockel verbleibender industrieller CO₂-Emissionen durch den flächendeckenden Einsatz von CCS für die einschlägigen Industrieprozesse (Roh-eisenerzeugung, Zementherstellung) weiter deutlich zurückgeführt werden;
- der verbleibende Prozesswärmebedarf der Industrie sowie die verbliebenen Erdgas- und Heizölanwendungen im Dienstleistungssektor durch den Einsatz von Biomethan abgedeckt werden. Dies würde eine signifikante zusätzliche Emissionsminderung erbringen, erfordert aber – angesichts der Verfügbarkeitsgrenzen – eine Integration in eine übergeordnete Biomassestrategie bzw. entsprechende Komplementärmaßnahmen im Verkehrssektor;
- durch einen weitgehenden Ersatz von konventionellen Kraftstoffen durch Biokraftstoffe im Flugverkehr ebenfalls deutliche zusätzliche Emissionsminderungen erbracht werden;

- mit der Verbringung von CO₂ aus der Biokraftstoffproduktion in geologische Formationen (Biomasse-CCS) eine zusätzliche CO₂-Senke erschlossen werden.

Im **Innovationsszenario** ergeben sich (als kumulativ betrachtete Beiträge des Referenz- und des Innovationsszenarios) für die gesamte Emissionsminderung etwa gleich große Beiträge aus der Erhöhung der Energieeffizienz und der Ausweitung des Einsatzes erneuerbarer Energien (bis 2050 jeweils in der Größenordnung von 35 %). Darüber hinaus erbringen v.a. der Brennstoffwechsel bei den fossilen Energieträgern (9 %) sowie die Emissionsminderungen bei den Industrieprozessen (6 %) sowie im Bereich der Böden und Forsten (2 %) wesentliche Beiträge. Die Maßnahmen in allen anderen Bereichen (Landwirtschaft etc.) summieren sich auf einen Anteil von 12 % der gesamten Emissionsreduktion.

Etwa die Hälfte der gesamten zusätzlichen Emissionsminderung im Innovationsszenario und etwa zwei Drittel der energiebedingten Emissionsreduktion entfallen bis zum Jahr 2050 auf Maßnahmen, die auf einen **besonders langlebigen Kapitalstock** (Gebäude, Kraftwerke, Infrastrukturen etc.) ausgerichtet sind. In diesem Bereich ist es besonders wichtig, dass die jeweiligen Klimaschutzmaßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden. Ebenfalls etwa die Hälfte der bis zum Jahr 2050 wirksam werdenden Emissionsminderungen des Innovationsszenarios entfallen auf Maßnahmen, für die in den nächsten Jahren noch erhebliche **Innovationen** (Technik, Kosten, Systemintegration) notwendig sind.

Im Vergleich zwischen dem Innovations- und dem Referenzszenario ergeben sich **maximale gesamtwirtschaftliche Nettokosten** (im Jahr 2024) in Höhe von knapp 16 Mrd. € (ca. 0,6 % des BIP), danach verringert sich die Belastung. Aufsummiert über den gesamten Betrachtungszeitraum (und mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz von 1,5 % abdiskontiert) ergibt sich eine Belastung in Höhe von ca. 0,3 % des BIP. Ab dem Jahr 2044 überwiegen die Einsparungen die Investitionen. Die Gesamtkosten der Stromerzeugung liegen, über den gesamten Szenariozeitraum betrachtet, im Referenz- und im Innovationsszenario nicht wesentlich auseinander.

Aus der Analyse des Innovationsszenarios und der für das „Modell Deutschland“ untersuchten Zusatzpotenziale ergeben sich für die Zielerreichung die folgenden **strategischen Leitplanken**:

- eine Minderung der gesamten **Treibhausgasemissionen** um 40 % bis 2020, 60 % bis 2030, 80 % bis 2040 und 95 % bis 2050 (jeweils auf Basis des Emissionsniveaus von 1990);
- eine Verbesserung der **gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität** von 2,6 % jährlich;
- eine Erhöhung des Anteils **erneuerbarer Energien** am gesamten Primärenergieaufkommen auf 20 % bis 2020, 35 % bis 2030, 55 % bis 2040 und über 70 % bis 2050

Zur Zielkontrolle bzw. zum Monitoring der erreichten Fortschritte ist es sinnvoll, auch für die verschiedenen Sektoren Leitplanken zu setzen.

Zwischen den einzelnen Treibhausgasminderungsoptionen ist im Kontext ambitionierter Klimaschutzstrategien eine Reihe von Systemzusammenhängen und Wechselwirkungen

zu berücksichtigen, die bei der strategischen Ausgestaltung der entsprechenden Klimaschutz- und Energiepolitiken berücksichtigt werden müssen:

- In **allen Sektoren** müssen signifikante Anstrengungen zur Emissionsminderung unternommen werden. Angesichts der Größenordnung der notwendigen Wirkungsbeiträge sind die Maßnahmen im Stromsektor (Nachfrage und Erzeugung), im Gebäudesektor (Neu- und Bestandsbauten), im motorisierten Individualverkehr, im Straßengüterverkehr, im Flugverkehr, in der Industrie (einschließlich Prozessemissionen), in der Landwirtschaft sowie im Bereich der Landnutzung und der Forstwirtschaft von besonderer Bedeutung.
- Ohne gravierende Fortschritte bei der **Energieeffizienz** und ohne die gleichzeitig massive Erhöhung des Anteils **erneuerbarer Energien** werden die Emissionsminderungsziele bis 2050 nicht erreicht werden können.
- Fortschritte für eine Reihe von zentralen Emissionsminderungsoptionen sind unabdingbar **verknüpft mit Komplementäroptionen**, ohne systematisch angelegte Strategieansätze könnten die angestrebten Emissionsminderungen ins Leere laufen:
 - die Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs ist unabdingbar verbunden mit einerseits der Erschließung zusätzlicher Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien (oder CCS) und andererseits der Schaffung intelligenter Stromverteilungsnetze;
 - der massive Einsatz von Biokraftstoffen im Straßen- und Luftverkehr erfordert unabdingbar die Verfügbarkeit von Biokraftstoffen, die hohen Nachhaltigkeitsstandards genügen;
 - der Einsatz dezentraler Effizienztechnologien, die zunächst auf Basis von Erdgas betrieben werden (z.B. dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung), wie auch die Umstellung der industriellen Prozesswärmeerzeugung auf erneuerbare Energien erfordern mittel- und langfristig die Verfügbarkeit von erheblichen Mengen an Biomethan, das in die Gasnetze eingespeist wird.
- Die Einführung neuer Stromerzeugungsoptionen wie auch die Schaffung der Kapazitäten für Verkehrsverlagerungen bedingen einen langfristigen Vorlauf der jeweiligen **Infrastrukturentwicklung** (Transport- und Verteilnetz, CCS-Infrastruktur, Schienennetz).
- Zumindest für zwei zentrale Emissionsminderungsoptionen, die Nutzung von Biomasse und die Einführung von CCS, müssen Potenzialbegrenzungen berücksichtigt und ein entsprechend aktiver Ansatz für die **strategische Ressourcenbewirtschaftung** verfolgt werden.
- Der klimagerechte Umbau des Energie- und des Verkehrssystems setzt eine erheblich verbesserte Effizienz bei der Nutzung energieintensiver **Materialien und Produkte** voraus.

Mit Blick auf die **politischen Umsetzungsinstrumente**, deren Ausrichtung und Ausgestaltung sich im Zeitverlauf ändern wird und ändern muss, sind folgende strategischen Ansätze von übergeordneter und langfristiger Bedeutung:

- Die Sicherung einer ausreichenden **Akteursvielfalt** und **wettbewerblicher Märkte** bildet eine Schlüsselbedingung zur Entwicklung robuster und effizient gestalteter Klimaschutzpfade.
- In allen Bereichen müssen die politischen Umsetzungsmaßnahmen auch einen stetigen und gezielten **Innovationsprozess** fördern, mit dem Klimaschutzoptionen schnellstmöglich zur Marktreife gebracht werden.
- Die signifikante **Bepreisung** des Ausstoßes von Treibhausgasen bildet eine notwendige Grundlage einer ambitionierten und erfolgreichen Klimaschutzpolitik.
- Soweit Klimaschutzoptionen mit einem signifikanten Lösungspotenzial nicht kompatibel mit den geltenden **Marktstrukturen** sind (wie z.B. die fluktuierende Einspeisung großer Strommengen aus erneuerbaren Energien), sollten die Marktstrukturen schrittweise angepasst werden.
- Für sehr **homogene** Technologien bzw. Klimaschutzoptionen sind, soweit es besonderer Unterstützungsmaßnahmen bedarf, ordnungsrechtliche Ansätze sinnvoll und notwendig.
- Soweit bestimmte Marktentwicklungen im Bereich langlebiger Kapitalstöcke zur **Gefahr von Sackgassen-Situationen** führen, die langfristig die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele verhindern, sollten entsprechende ordnungsrechtliche Vorkehrungen getroffen werden.
- Speziell zur breiten und signifikanten Erhöhung der Energieeffizienz ist die Schaffung eines robusten und nachhaltigen **Energieeffizienzmarktes** unabdingbar.
- Die Entwicklung von **Infrastrukturen** für die Umgestaltung des Energie- und Verkehrssystems muss mit langem Vorlauf und damit mit erheblichen Unsicherheiten geplant und vorangetrieben werden. Hier entsteht ein besonderes (neues) Feld staatlicher Verantwortung und Zuständigkeit.

Abschließend wird ein „Integriertes Klimaschutz- und Energieprogramm 2030“ entwickelt, das den rechtlichen Rahmen für langfristige Klimaschutzpolitik, übergreifende klimapolitische Instrumente, übergreifende Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz, innovations- und infrastrukturspezifische Maßnahmen sowie einen breiten Katalog sektorspezifischer Maßnahmen umfasst.

I Projektbeschreibung

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Hintergrund

Um die globale Erwärmung auf einen Korridor einer mittleren Erhöhung der Globaltemperatur um maximal 2 °C einzuschränken, der als noch beherrschbar und adaptierbar gilt, ist eine Reduktion und Stabilisierung der weltweiten Treibhausgas-Emissionen auf unter 1 Tonne CO₂-Äquivalente pro Kopf und Jahr notwendig [Ecofys 2009]; als Zielzeitraum hierfür wird i.a. 2050 benannt. Alle Industrieländer haben heute ein um ein Mehrfaches höheres Emissionsniveau, in Deutschland betragen die mittleren Emissionen derzeit ca. 11-12 t pro Kopf und Jahr. Selbst einige Schwellenländer haben das „Grenzniveau“ im Rahmen ihres wirtschaftlichen und industriellen Aufholprozesses zum Teil deutlich überschritten, lediglich Indien liegt noch darunter.

Aus neueren wissenschaftlichen Erkenntnissen [Meinshausen et al. 2009] kann für den Zeitraum 2005 bis 2050 ein globales Budget von etwa 800 Mrd. t für die CO₂-Emissionen bzw. von 1.230 Mrd. t CO₂-Äquivalent für die gesamten Treibhausgasemissionen abgeleitet werden, das noch zur Verfügung steht, wenn die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau mit hinreichender Wahrscheinlichkeit (75 %) auf einen Wert von unter 2°C begrenzt werden soll. Eine schnelle, starke und nachhaltige Reduktion insbesondere der großen Emittenten ist daher unabdingbar. Damit ein entsprechendes internationales Abkommen unter Einbeziehung der heutigen Schwellenländer eine Umsetzungschance hat, müssen die Industrieländer sich zu erheblichen Emissionsreduktionen verpflichten. Darüber hinaus müssen sie auch Technologien bereit stellen, die diese Reduktionen ermöglichen.

In Deutschland ist die Aufgabe der Treibhausgas-Reduktion spätestens seit den ersten Beschlüssen der Bundesregierung im Jahr 1990 auf der politischen Agenda. Bislang wurden folgende mittelfristige Ziele festgelegt:

- 1990 die Reduktion der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 in den alten Bundesländern um 25 % gegenüber dem Niveau von 1987 und in den neuen Bundesländern um einen höheren Wert, dieses Ziel wurde durch die Zieldefinition von 1995 abgelöst;
- 1995 die Reduktion der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25 % gegenüber dem Ausgangsniveau von 1990; dieses Ziel wurde nicht erreicht;
- 1997 die Reduktion der Treibhausgasemissionen (ohne internationalen Luft- und Seeverkehr sowie ohne den größten Teil des Emissionssaldos aus Landnutzung und Forstwirtschaft) um 21 % für den Mittelwert der Emissionen in den Jahren 2008 bis 2012 gegenüber dem Basisjahr (1990 für die Kohlendioxid-, Methan und Lachgas-Emissionen, 1995 für die fluorierten Treibhausgasemissionen) im Rahmen des EU-Burden Sharings, dieses Ziel wird voraussichtlich erreicht;
- 2007 die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % (gegenüber 1990) mit konkreten Unterzielen zu den vom EU-

Emissionshandelssystem erfassten CO₂-Emissionen, den anderen Treibhausgasemissionen sowie zu Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.

Bisher wurde eine Reihe von energie- und klimapolitischen Maßnahmen ergriffen, mit denen die Erreichung dieser Ziele angestrebt wird. Das aktuelle Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung (IEKP) adressiert zahlreiche einzelne Bereiche von Energieverbrauch und -erzeugung mit Zwischenzielen und dem Einsatz unterschiedlicher Instrumentenklassen, vom Ordnungsrecht bis zur Förderung von Modellprojekten. Eine Reihe von politischen Instrumenten (EU-Emissionshandelssystem, Verbrauchsstandards für Fahrzeuge und Geräte etc.) wird auf Ebene der Europäischen Union umgesetzt.

Aktuelle Szenarien und Prognosen für das deutsche Energiesystem bis ca. 2030/2035 (z. B. [Prognos 2007], [Öko-Institut et al. 2008, 2009]) zeigen, dass mit dem existierenden und in ähnlicher Philosophie fortgeschriebenen Instrumentarium dieses Ziel möglicherweise zu erreichen ist.

Das Energiesystem ist in seiner Veränderungsdynamik eher träge, wesentliche Treiber und Einflussfaktoren sind langlebige Güter und Investitionen wie Gebäude, Fahrzeuge und Kraftwerke. Heutige Investitionen haben durch ihre langen Lebensdauern durchaus Auswirkungen bis ins Jahr 2050. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass eine drastische Reduktion der Treibhausgase bis zum Jahr 2050 möglicherweise bereits heute Veränderungen der energierelevanten Investitionen und strategischen Investitionsprioritäten erfordert.

Der WWF als weltweit agierender Umweltverband hat sich der Aufgabe gestellt, eine Zielsetzung „Reduktion der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland um 95 % bis 2050“ konkret auszuarbeiten, in der Anforderungen an die zeitliche Entwicklung des Energiesystems, der Technologien, der Wirtschaftsstruktur und Lebensweisen benannt werden. Damit verknüpft ist die Fragestellung, welche Weichenstellungen, Strategien sowie Instrumente in der Energie- und sonstigen Politik notwendig sind und welches globale Umfeld vorausgesetzt werden muss, um ein solches Ziel zu erreichen.

Er hat die Arbeitsgemeinschaft Prognos AG / Öko-Institut e.V. / Dr. Hans-Joachim Ziesing damit beauftragt, ein langfristiges Szenario zu dieser Zielstellung und den abgeleiteten Fragestellungen an die Politik zu erarbeiten. Hierbei soll von den derzeit aktuellen Bedingungen in Deutschland ausgegangen werden; die Veränderungen in den Voraussetzungen und Systemen sollen nach Möglichkeit mit den Verläufen bisheriger Strukturveränderungen verglichen werden.

1.2 Aufgabenstellung

Ist es möglich, in einem hochindustrialisierten Land, das in der Stromerzeugung einen erheblichen Anteil an Kohle einsetzt, bis 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 % zu reduzieren?

- Welche technischen Voraussetzungen sind dafür notwendig?
- Wie wirkt sich eine solche Forderung auf die Wirtschaftsstruktur des Landes aus?
- Wie muss das globale Umfeld organisiert sein, damit eine solche Veränderung möglich wird?
- Werden sich Vorstellungen über Lebens- und Konsummuster verändern müssen?

Mit solchen Fragestellungen setzt sich die vorliegende Arbeit auseinander, um Grundlagen für eine gesellschaftliche Debatte bereit zu stellen.

Die Fragestellung wird in einem dreistufigen Prozess umgesetzt:

Um eine Einschätzung zu entwickeln, wie weit sich das als „Modell Deutschland“ bezeichnete Ziel einer Emissionsreduktion von 95 % gegenüber 1990 von dem bisher eingeschlagenen (politischen, energiepolitischen und technischen) Pfad entfernt, wo also zur Zielerreichung deutliche Umsteuerungen notwendig werden, ist eine Referenzentwicklung notwendig. Diese wird ausgehend von aktuellen Referenzentwicklungen (Szenarien für den Energiegipfel 2007 [Prognos 2007], und weiteren [Prognos 2009 a], [Prognos 2009 b]) bis 2050 aufgebaut und gerechnet. Im nächsten Schritt wird ein Szenario entworfen und gerechnet, das bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um ca. 95 % gegenüber dem Stand von 1990 anstreben soll. Den Schwerpunkt bilden hierbei die energiebedingten CO₂-Emissionen. Ausgangspunkt ist die heutige Situation mit den Daten der aktuellen Energiebilanz. Das Szenario soll aufzeigen, ob es mit heute denkbaren technischen Entwicklungen und Ausstattungen möglich ist und welche Maßnahmen auf welchem Zeitpfad notwendig sind, um diese Reduktion zu erreichen. Dieses Szenario wird im Folgenden als „Innovationsszenario“ bezeichnet.

Bezüglich der Stromerzeugung wird im Innovationsszenario eine konsequente Strategie für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 angenommen. Eine solche Entwicklung hängt von zahlreichen Voraussetzungen ab, u.a. Technologieentwicklung, Marktdurchdringung, Bevölkerungsakzeptanz. Da hier einige Unsicherheitspotenziale liegen, wurde zusätzlich die Aufteilung in Varianten mit und ohne der Option Carbon Capture and Storage (CCS) vorgenommen. Dieser Option werden derzeit große Problemlösungspotenziale, zumindest für eine Übergangszeit von ein bis zwei Kraftwerksgenerationen, zugeschrieben. Da allerdings nicht abschätzbar ist, ob und ab wann sie sich in allen Schritten verwirklichen lässt, ist es insbesondere notwendig, die Situation ohne diese Option durchzuspielen. Grundsätzlich erfordern beide Optionen langfristig orientierte Strategien und sind nicht einfach ineinander überführbar. Daher werden diese beiden Varianten sowohl für das Referenz- als auch für das Innovationsszenario durchgespielt.

Der Kernenergieausstieg gemäß aktueller Beschlusslage wird vorausgesetzt.

Die Entwicklung und Analyse der beiden Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ erfolgen gestützt auf die Prognos Bottom-up-Energiesystemmodelle. Zusätzlich werden vom Öko-Institut die übrigen Treibhausgasemissionen in den weiteren Entstehungssektoren abgebildet und quantifiziert. Für den Fall, dass das Emissionsziel mit den im „Innovationsszenario“ zugrundegelegten strategischen Annahmen und Mengengerüsten nicht erreicht werden kann, sollen die Lücken und deren Hauptverursacher identifiziert werden. Auf einer stärker aggregierten Ebene werden weitere Maßnahmenpakete vorgeschlagen, mit deren Umsetzung die Lücke geschlossen werden kann.

Die Ergebnisse dieser beiden Szenarien „Referenz“ und „Innovation“ werden miteinander verglichen. Aus diesem Vergleich werden Politikstrategien mit Einschätzungen über die Eingriffstiefe benötigter Instrumente abgeleitet. Hierfür wird eine Komponentenzerlegung der Ergebnisse in bezug auf verschiedene Einflussfaktoren auf die Emissionsreduktion (wie z. B. Effizienzsteigerung, erneuerbare Energien, Energieträgersubstitution, Innovative Technologien, lang- oder kurzlebige Investitionen) durchgeführt. Diese Komponentenzerlegung wird ergänzend mit einer Top-down-Methode über die Ergebnisse der Bottom-up-Modellierung gelegt.

1.3 Aufgabendurchführung

Die Anlage der Szenarien und Modellrechnungen bezüglich des Energiesystems wurden durch die Prognos AG durchgeführt. Die Treibhausgasemissionen der übrigen Sektoren (Prozessemissionen, Abfallwirtschaft, Landwirtschaft, Landnutzung) wurden vom Öko-Institut berechnet. Die Bottom-Up-Erstellung der Emissionsszenarien wurde danach durch eine Top-down-Analyse der verschiedenen Wirkungskomponenten ergänzt, die durch die Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut / Dr. Ziesing durchgeführt wurde. Auf der Grundlage dieser Analysen und der Szenarienannahmen und -ergebnisse wurden von der Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut / Dr. Ziesing Folgerungen für die strategischen Ansatzpunkte einer langfristigen Klimapolitik erarbeitet. Für den Zeitraum bis 2030 wurde von der Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut / Dr. Ziesing dann ein Maßnahmenpaket für ein „Integriertes Klimaschutz- und Energieprogramm 2030“ entwickelt, das zentrale politische Instrumente für die erste Umsetzungsetappe der langfristigen Ziele enthält.

2 Methodik und Projektanlage

2.1 Abgrenzung, Emissionsbilanzierung

Die Modellrechnungen zu den Energieverbräuchen und den energiebedingten Emissionen erfolgen in der Abgrenzung der nationalen Energiebilanz und dem nationalen Treibhausgasinventar. Das bedeutet, dass die Verbrauchssektoren private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr in ihren direkten energierelevanten Prozessen und Verwendungszwecken abgebildet werden. Hinzu kommen die Energieeinsätze für die Stromerzeugung sowie die Fernwärmeerzeugung mit ihren brennstoffbedingten Emissionen, sonstige Umwandlungssektoren (z. B. Raffinerien zur Erzeugung von Kraftstoffen) und nichtenergetische Verbräuche. Die Bezüge auf Pro-Kopf-Emissionen erfolgen auf der Basis dieser nationalen Energie- und Emissionsbilanzierung, also unter Einbeziehung der nationalen Wertschöpfungsprozesse. Es werden keine Prozesskettenbilanzierungen oder „Graue Energie“-Betrachtungen vorgenommen. In der Logik der internationalen Inventare werden die „Grauen Emissionen“, die jenseits der Landesgrenzen entstehen und mit Produkten importiert werden, in den jeweiligen Ländern verbucht. Analoges geschieht mit den aus Deutschland exportierten Gütern, deren Produktionsemissionen werden in Deutschland verbucht.

Die Flugtreibstoffe werden nach dem Tankprinzip ausgewiesen, der inländische Flugverkehr kann extrahiert werden.

Beim Verkehr wird das Inlandskonzept angewendet.

Die Daten sind, soweit verfügbar, bis zum Jahr 2007 aus aktuellen Datenbasen nachgeführt, mindestens aber bis 2005, dem Basisjahr der quantitativen Betrachtung.

Da es bei dieser Arbeit um diejenigen Energieverbräuche geht, die im Sinne des Treibhausgasinventars emissionsrelevant sind, werden die nichtenergetischen Primärenergieträgereinsätze nicht betrachtet. Der Primärenergieverbrauch unterscheidet sich daher um diesen Sektor von der Systematik der Primärenergiebilanz. Entsprechend liegt die Summe des Primärenergieverbrauchs auch für die Vergangenheit niedriger als in der Energiebilanz ausgewiesen.

2.2 Modelle

Bei den Analysen und Szenarien bzw. Prognosen zum langfristigen Energieverbrauch arbeitet Prognos mit mehreren Modellen. Im Einzelnen handelt es sich um Modelle:

- zur Entwicklung von Bevölkerung und privaten Haushalten,
- zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und den Branchenstrukturen,
- zum Endenergieverbrauch in den privaten Haushalten, im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Militär, in der Industrie und im Verkehr sowie für den nichtenergetischen Verbrauch,

- zur Entwicklung in den Umwandlungssektoren Strom- und Fernwärmeerzeugung,
- zur Bestimmung der Emissionen, die mit der Energienutzung verbunden sind.

2.2.1 Bottom-up-Modelle für die Nachfragesektoren

Die Analysen und Prognosen des Endenergieverbrauchs basieren auf einem modular aufgebauten Modellsystem. Hier wird die Synthese der Schätzungen vorgenommen, die in den einzelnen Nachfragemodulen für den Energieverbrauch der Sektoren Private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr ermittelt werden.

Bei den Sektormodulen handelt es sich um robuste Bottom-up-Modelle, die auf Basis geeigneter und weiter unten näher beschriebener Leitvariablen den sektoralen Endenergieverbrauch nach Energieträgern abbilden und szenarisch in die Zukunft fortschreiben. Der Einsatz von Bottom-up-Modellen erlaubt es,

- in der Vergangenheit beobachtete Entwicklungen detailliert auf ihre Ursachen hin zu analysieren,
- konkrete Annahmen für die Entwicklung technischer oder sozioökonomischer Parameter in der Zukunft zu treffen und damit die Konsequenzen alternativer Annahmen zur Entwicklung von technischem Fortschritt, Demografie, Wirtschaftswachstum und Wirtschaftsstruktur für den Energieverbrauch im Detail aufzuzeigen,
- die bei langfristigen Prognosen erforderlichen Veränderungen im für den Energieverbrauch relevanten Kapitalstock (z. B. Heizanlagen, PKW-Bestand) zu berücksichtigen,
- die Variation von Parametern (politischen Maßnahmen) in Szenarien und Variantenrechnungen angemessen zu berücksichtigen,
- die Auswirkungen energiepolitischer Maßnahmen und ihrer Kosten zu untersuchen.

Die Auswirkungen von Energiepreisveränderungen (inkl. steuerlicher Maßnahmen) auf den Energieverbrauch werden mit Hilfe ökonometrischer Verfahren abgeschätzt (Elastizitätenansatz) und in die Bottom-up-Modelle integriert.

2.2.1.1 Private Haushalte

Die Energienachfrage im Sektor private Haushalte wird differenziert nach den Verwendungszwecken Raumwärme, Warmwasser, Kochen sowie Strombedarf für Elektrohaushaltsgeräte analysiert und in die Zukunft entwickelt.

Das Submodul Raumwärme der privaten Haushalte setzt sich aus den Elementen Gebäudebestandsmodell und Energiebedarfsmodell zusammen.

Mit dem Gebäudebestandsmodell werden die Wohnflächen differenziert nach Gebäudetypen (Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser), Gebäudealtersklassen und Beheizungsstrukturen nach Energieträgern berechnet. Hierzu gehen in das Modell spezifische Annahmen über Wohnflächenzugänge und ihre Beheizungsstrukturen sowie über Wohnflächenabgänge (Verteilung nach Gebäudearten und -altersklassen) ein. In einer Substitutionsmatrix werden zusätzliche Annahmen zum Ersatz eines Heizsystems durch ein anderes gemacht. Leitvariablen für die Fortschreibung der Wohnflächen sind die Bevölkerung und Annahmen über die Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf. Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Wärmeleistungsbedarfe modelliert, die sich ihrerseits durch Abgang, Zugang und Sanierung von bestehenden Wohnflächen im Zeitablauf ändern. Im Energiebedarfsmodell werden die Ergebnisse des Gebäudebestandsmodells aggregiert und mit den Heizanlagen (Einzel-, Zentralheizungen nach Energieträgern) über Vollbenutzungsstunden und Nutzungsgrade (letztere werden über Kohortenmodelle jahresweise abgebildet) verknüpft. Ergebnis ist der Nutz- und Endenergieverbrauch für Raumwärme nach Energieträgern.

Für Prognosen und Szenarien werden die zentralen Leitvariablen fortgeschrieben. Neben den bereits erwähnten gebäudespezifischen Inputs sind Annahmen zu treffen über die Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe im Neubau, über die Sanierungshäufigkeiten und die Sanierungseffizienzen im Gebäudebestand, über den Zugang an Heizanlagen und deren Heizanlagen-nutzungsgrade sowie deren durchschnittliche Lebensdauer.

Die Analyse und Prognose bzw. Szenarienbildung des Energieverbrauchs für die Warmwasserbereitung erfolgt mit einem eigenen Submodul. Die über die Zukunft abgeleiteten Aussagen basieren auf Annahmen zum Nutzenergieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung. Dabei erfolgt eine Abstimmung mit dem Raumwärmemodul, weil in zentral beheizten Wohnungen die Warmwasserbereitung teilweise in Kombination mit dem zentralen Heizsystem erfolgt. Bei Einzelofen-beheizten Wohnungen werden dezentrale Warmwasserbereiter eingesetzt. Für die Zukunftsaussagen sind weitere Annahmen zu treffen über die Anteile der Heizanlagen-gekoppelten Warmwassererzeugung, über die Energiestruktur der dezentralen Warmwasserbereitung und über den Wirkungsgrad der Anlagen.

Der Energieverbrauch für das Kochen wird modellmäßig durch Multiplikation des durchschnittlichen Energieverbrauchs eines Herdes mit der Anzahl der Herde ermittelt, die sich ihrerseits an der Haushaltszahl und dem Ausstattungsgrad der Haushalte mit Herden orientiert. Es wird dabei nach Energieträgern (Strom, Gas, Kohle/Holz) differenziert.

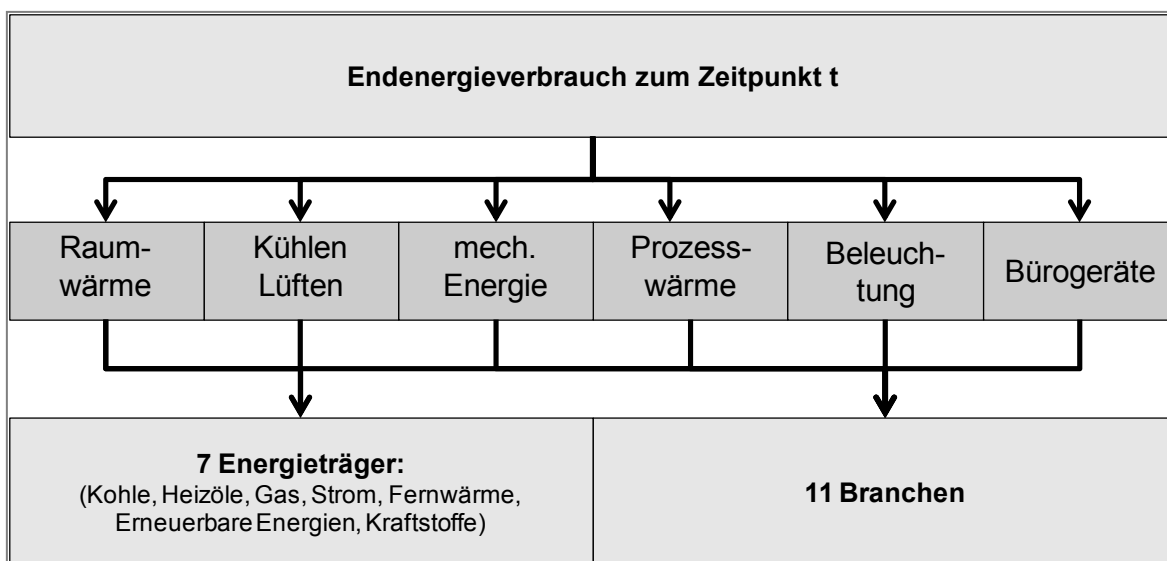
Der Stromverbrauch für die Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte wird bestimmt durch die Ausstattung der Privathaushalte mit Elektrogeräten und dem spezifischen Stromverbrauch der Geräte. Für die Zukunftsaussagen werden Annahmen getroffen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, über die künftige Ausstattung der Haushalte mit Geräten, über die durchschnittliche Lebensdauer der Geräte (Kohortenmodelle für Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler, Elektroherde, TV-Geräte).

2.2.1.2 Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wird im Folgenden leicht verkürzt mit „Dienstleistungen“ oder „Dienstleistungssektor“ bezeichnet. Die Modellierung des Energieverbrauchs erfolgt im Sektor Dienstleistungen differenziert nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen (vgl. Abbildung 2.2-1). Es werden die Verwendungszwecke Raumwärme, Kühlen und Lüften, mechanische Energie (Kraftanwendungen), Prozesswärme, Beleuchtung und Bürogeräte unterschieden. Aufgrund der Heterogenität des Dienstleistungssektors wird dieser in Branchen aufgespalten. Unterschieden wird nach 11 Branchen, darunter Landwirtschaft/Gärtnereien, industrielles/handwerkliches Klein Gewerbe, Baugewerbe, Handel, Kredit-/Versicherungsgewerbe, Verkehr/Nachrichtenübermittlung, übrige private Dienstleistungen, Gesundheitswesen, Unterrichtswesen, öffentliche Verwaltung/Sozialversicherung, Verteidigung/Militär. Bei den Energieträgern wird unterschieden in Kohle, Heizöle, Strom, Fernwärme, erneuerbare Energien sowie Kraftstoffe.

Die Berechnung des Energieverbrauchs erfolgt einzeln für jeden Verwendungszweck und Energieträger sowie für jede Branche. Der Energieverbrauch in einem Jahr setzt sich damit aus 462 Einzelkomponenten zusammen.

Abbildung 2.2-1: Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Dienstleistungen nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen



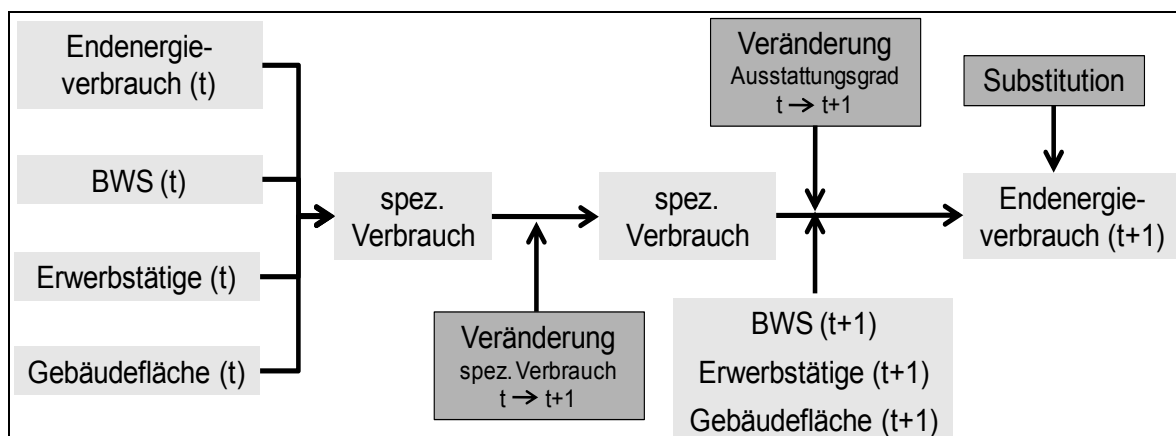
Quelle: Prognos 2009

Der Energieverbrauch für Raumwärme wird mit Hilfe der Beschäftigungsentwicklung und einem Flächenindikator (Veränderung der Fläche/Beschäftigten) fortgeschrieben, weil im Gegensatz zum Haushaltssektor nur grobe Flächenangaben für einzelne Zeitpunkte und keine direkt einsetzbaren Zugangs-/Abgangsdaten (an beheizten Flächen) vorliegen. Gegenüber den Wohngebäuden bzw. dem Sektor private Haushalte ist die Erneuerungsrate in diesem Bereich deutlich höher, was in den Modellen berücksichtigt wird.

Die Energieverbräuche für die übrigen Verwendungszwecke werden mit Hilfe von Mengenindikatoren (Beschäftigte, Wertschöpfung, Ausstattungsgrade mit Maschinen, Anlagen, Bürogeräten etc.) und Annahmen zur technischen/energetischen Qualität ausgehend von einem Basisjahr in Jahresritten fortgeschrieben. Die prinzipielle Vorgehensweise verdeutlicht die Abbildung 2.2-2.

Ausgehend von dem Energieverbrauch in einem Jahr wird der spezifische Verbrauch bezogen auf einen Mengenindikator gebildet (z. B. Energieverbrauch je Mrd. €). Die Auswahl des Mengenindikators richtet sich nach Verwendungszweck und Branche. So wird z. B. Prozesswärme mit dem Mengenindikator Bruttowertschöpfung und Beleuchtung mit dem Mengenindikator Gebäudefläche verknüpft. Der daraus berechnete spezifische Verbrauch wird um eine Effizienzentwicklung korrigiert. Diese wiederum ist exogen für jede Branche, Energieträger und Verwendungszweck vorgegeben. Dieser korrigierte spezifische Verbrauch wird mit der Veränderung des entsprechenden Mengenindikators multipliziert. Zusätzlich werden Veränderungen im Ausstattungsgrad dazu gerechnet. Insgesamt entsteht daraus der Energieverbrauch im Folgejahr. Dieser Berechnungsschritt wird für jeden Verwendungszweck, Energieträger und jede Branche einzeln durchgeführt. Zusätzlich kann nach diesem Berechnungsschritt eine Energieträgersubstitution berücksichtigt werden.

Abbildung 2.2-2: Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Sektor Dienstleistungen

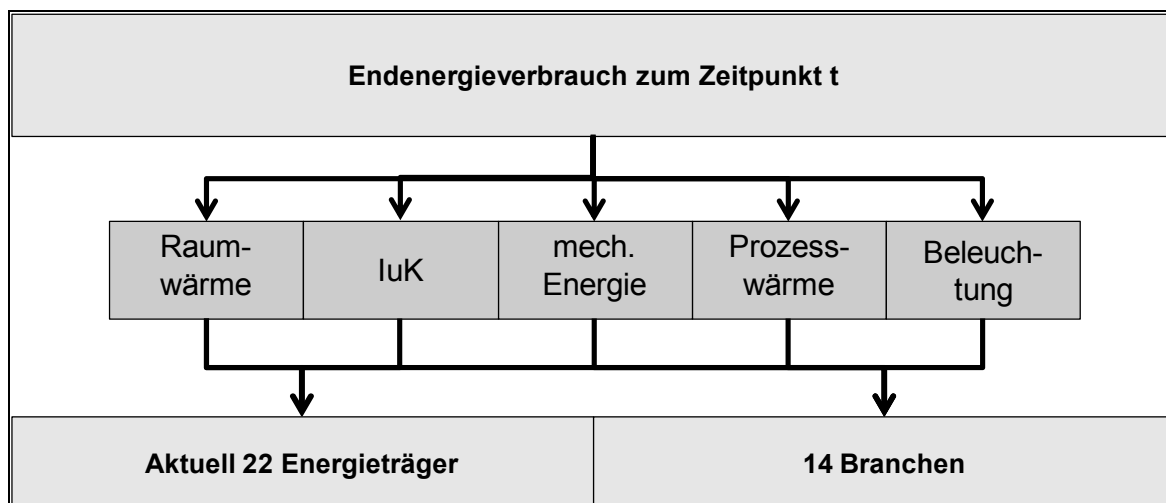


Quelle: Prognos 2009

2.2.1.3 Industrie

In der Industrie wird nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen differenziert. Als Verwendungszweck werden Raumwärme, Information und Kommunikation (IuK), mechanische Energie, Prozesswärme und Beleuchtung betrachtet. Die Untergliederung nach Energieträgern und Branchen folgt der Aufteilung der Energiebilanz. Aktuell werden im Industriemodell 22 unterschiedliche Energieträger sowie 14 Branchen berücksichtigt (vgl. Abbildung 2.2-3).

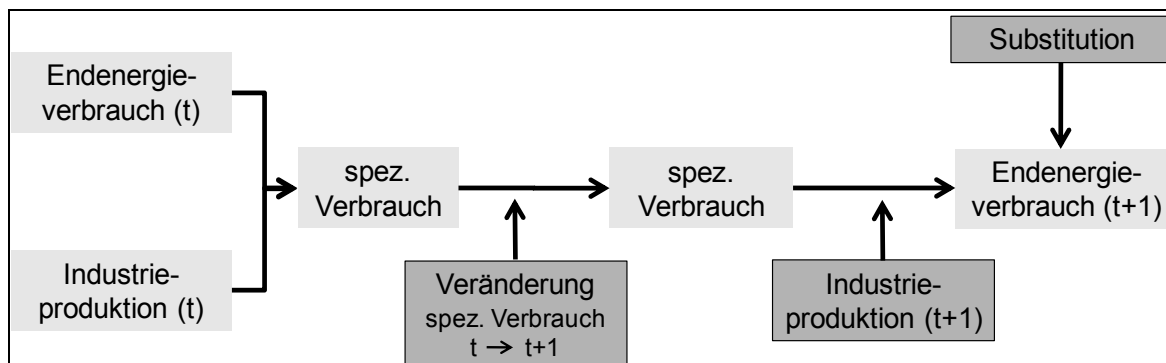
Abbildung 2.2-3: Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen



Quelle: Prognos 2009

Grundlage für die Berechnung des Endenergieverbrauchs in der Industrie bildet die differenzierte Einschätzung der Entwicklung in den einzelnen Branchen anhand ihrer Produktion. Dabei werden für die besonders energieintensiven Branchen (z. B. Stahlerzeugung) auch die physischen Mengengrößen (z. B. Stahlproduktion) betrachtet.

Abbildung 2.2-4: Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie



Quelle: Prognos 2009

Ausgehend von dem Energieverbrauch (nach Energiebilanz) in einem Jahr wird anhand des Mengenindicators Industrieproduktion der spezifische Verbrauch (PJ/Mrd. €) gebildet (vgl. Abbildung 2.2-4). Hinzu kommt eine Effizienzentwicklung der spezifischen Verbräuche. Diese berücksichtigt zunächst den Energieträger, den Verwendungszweck und die Branche. Darüber hinaus werden hier Technologieentwicklungen (z. B. die Einführung von Querschnittstechnologien bei Elektromotoren im Bereich der Kraftanwendungen) und deren Effizienzverbesserungen abgebildet. Je nach Produktions- und Prozessschwerpunkten der jeweiligen Branchen variieren die zeitlichen Entwicklungen der spezifischen Brennstoff- und Stromverbräuche. Zusammen mit der Veränderung des Mengenindicators Industrieproduktion des Folgejahres entsteht daraus der Energieverbrauch im Folgejahr. Diese Berechnungsschritte werden für jeden Verwendungszweck, jeden Energieträger sowie für jede Branche durchgeführt. Anschließend kann der Endenergieverbrauch noch um eine Substitution innerhalb der Energieträger korrigiert werden. In diesen Substitutionsbeziehungen können auch energiepolitische Strategien abgebildet werden.

2.2.1.4 Verkehr

Das Verkehrsmodul unterscheidet nach den Verkehrsträgern Straße, Schiene, Luft, Binnenschifffahrt einerseits und Güterverkehr und Personenverkehr andererseits. Leitvariablen für die Energieverbrauchsprognose im Sektor Verkehr sind die erwarteten Verkehrsleistungen im Güter- und Personenverkehr, die Veränderungen im Modal Split zwischen den Verkehrsträgern und die Veränderungen in den Auslastungsgraden (Güterverkehr) bzw. Belegungskennziffern (Personenverkehr).

Für die Zukunftsaussagen werden im Einzelnen Annahmen getroffen über die Bestände und deren technologische und energetische Qualität (PKW, Busse, motorisierte Zweiräder und Nutzfahrzeuge), über die Lebensdauer und über die Implementierungsgeschwindigkeit neuer Fahrzeuge. Diese Annahmen schlagen sich im spezifischen Verbrauch der einzelnen Fahrzeugkategorien nieder. Darüber hinaus werden Annahmen über das künftige Nutzungsverhalten und organisatorische Veränderungen (z. B. Mobil-Management, Verkehrsflusssteuerung, Flottenmanagement) sowie über die Energieträgersubstitutionen innerhalb der Verkehrsträger (z. B. auf der Schiene von Diesel zu Strom, bei PKW von Benzin zu Diesel oder Gas) getroffen.

Der Energieverbrauch des Verkehrs wird wie in der Energiebilanz üblich nach dem Inlandsverbrauchskonzept ermittelt.

2.2.2 Modellierung des Kraftwerksparks

2.2.2.1 Funktionsweise des Kraftwerksmodells

Die Modellierung des Kraftwerksparks in Deutschland erfolgte mit dem europäischen Kraftwerksparkmodell der Prognos AG. Dieses Modell, in dem alle relevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter des Kraftwerksparks hinterlegt sind, berücksichtigt die (konventionellen) Kraftwerke (ab 30 MW) und deren Stromerzeugung in den 27 EU-Ländern. Das Modell hat derzeit einen Zeithorizont bis 2050.

Die zukünftige Kapazitätsentwicklung des deutschen Kraftwerksparks orientiert sich im Modell an der jährlichen Stromnachfrage und der Entwicklung des Nachfragemaximums (Spitzenlast). Grundprinzip ist die Sicherung der Lastdeckung zu jedem Zeitpunkt des Jahres. Eingangsgrößen für den Strombedarf sind deshalb nicht nur die jährlich insgesamt nachgefragte Strommenge (Arbeit), die sich als externe Vorgabe aus den sektoralen Nachfragemodellen ergibt, sondern auch der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage (Lastkurve). Die Lastkurve wird in der Modellierung entsprechend der Entwicklung der Gesamtstromnachfrage angepasst und auf Stundenbasis mit der gesicherten Erzeugungskapazität abgeglichen.

Im Kraftwerksmodell werden bei der Kapazitätsentwicklung zur Deckung der Stromnachfrage die üblichen Stillstandzeiten der konventionellen Stromerzeugungsanlagen für Wartung und Reparaturen ebenso berücksichtigt wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. Diese, die Verfügbarkeit der Anlagen senkenden, Effekte gehen als typspezifische Abschläge von der installierten Leistung ins Modell ein. Insbesondere zur Deckung der Spitzenlast ist die dann noch verbleibende verfügbare (gesicherte) installierte Leistung das entscheidende Kriterium. Für konventionelle Kraftwerke wird als Erfahrungswert für die üblichen Reparatur- und Wartungszyklen über alle Anlagen eine

Verfügbarkeit und somit gesicherte Leistung von 85 % der installierten Leistung angesetzt. Folgender Anteil an der installierten Leistung wird bei den Berechnungen für die Erneuerbaren als gesichert angenommen:

- 85 % bei Geothermie,
- 85 % bei Biomasse,
- 50 % bei Laufwasserkraft,
- 10 % bei Windenergie und
- 1 % bei Photovoltaik.

Eingang ins Modell finden auch die zukünftig forcierten Maßnahmen zum zeitlichen Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage, wie der Ausbau von Stromspeicherkapazitäten und das Lastmanagement. Modelltechnisch wird dies über eine entsprechende Erhöhung der verfügbaren Leistung des Kraftwerksparks umgesetzt.

Bei der Modellierung der Stromerzeugung richtet sich der Einsatz der konventionellen Kraftwerke an der jeweiligen Lastnachfrage aus und folgt dabei der Grenzkostenlogik (Merit Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten läuft dementsprechend über das Jahr betrachtet am längsten, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihrer Grenzkosten ein, bis die Last über das ganze Jahr gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk (mit den höchsten Grenzkosten) den Preis. Die Preisentwicklung für die fossilen Energieträger und für CO₂ wird dabei exogen vorgegeben.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren (Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Geothermie) unterliegt nicht der dargestellten Grenzkostenlogik, da ihre Wirtschaftlichkeit über die finanzielle Förderung sichergestellt wird. Im Modell tragen diese Anlagen entsprechend ihrer jeweiligen verfügbaren Leistung und der exogen festgelegten Vollbenutzungsstunden zur Stromerzeugung bei und reduzieren so die von den konventionellen Kraftwerken zu deckende Last. Wegen der fluktuierenden Erzeugung von Windkraft und Photovoltaik wird dieser Abgleich auf Stundenbasis vorgenommen.

Der Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie („Atomausstieg“) in Deutschland wird entsprechend der gesetzlichen Regelungen zur Stilllegung der Kernkraftwerke im Modell berücksichtigt. Die Stilllegung der fossil befeuerten Kraftwerke erfolgt im Modell automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Je nach Szenarienrahmen kann es vorkommen, dass Kraftwerke aufgrund der durch die Merit Order (s.u., folgende Absätze) gegebenen Einsatzzeiten auch vor dem Ablauf der technischen Lebensdauer unwirtschaftlich wird. Dann wird seine Erzeugung der Merit Order folgend aus dem Park genommen.

Der Bedarf an zusätzlicher konventioneller Kraftwerkskapazität (Zubaubedarf) wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark und Erneuerbare) ermittelt. KWK-Anlagen und Erneuerbare werden entsprechend exogener Vorgaben (Ausbauszenarien) automatisch ins Modell übernommen. Ihr steigender Beitrag zur gesicherten Leistung wird vom Zubaubedarf abgezogen. Der verbleibende Rest wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt, die nach dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit (max. Eigenkapital-Rendite) ausgewählt werden. Dabei werden 15 Kraftwerkstypen nach Brennstoff und Betriebsart unterschieden. Für (potenzi-

ell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst ihre Position in der Merit Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet. In das Modell übernommen wird das Kraftwerk mit der höchsten Gesamtverzinsung über die nächsten Jahre.

Mit dem Kraftwerksmodell werden auch die jährlichen Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung auf der Basis der hinterlegten technischen und wirtschaftlichen Parameter berechnet. Diese Kosten sind eine Funktion der exogen vorgegebenen Brennstoff- und CO₂-Preise, der jeweiligen Kraftwerkswirkungsgrade, der Investitionskosten sowie der fixen und sonstigen variablen Betriebskosten der einzelnen Anlagen innerhalb des Kraftwerksparks.

Die mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen ergeben sich aus dem über alle Anlagen summierten Brennstoffeinsatz nach Energieträgern in Verbindung mit den Emissionsfaktoren für die einzelnen Brennstoffe. Beim Einsatz von Kraftwerken mit Kohlendioxidabscheidung (CCS) werden die erreichten Emissionsreduktionen entsprechend berücksichtigt.

2.2.2.2 Status Quo des deutschen Kraftwerksparks

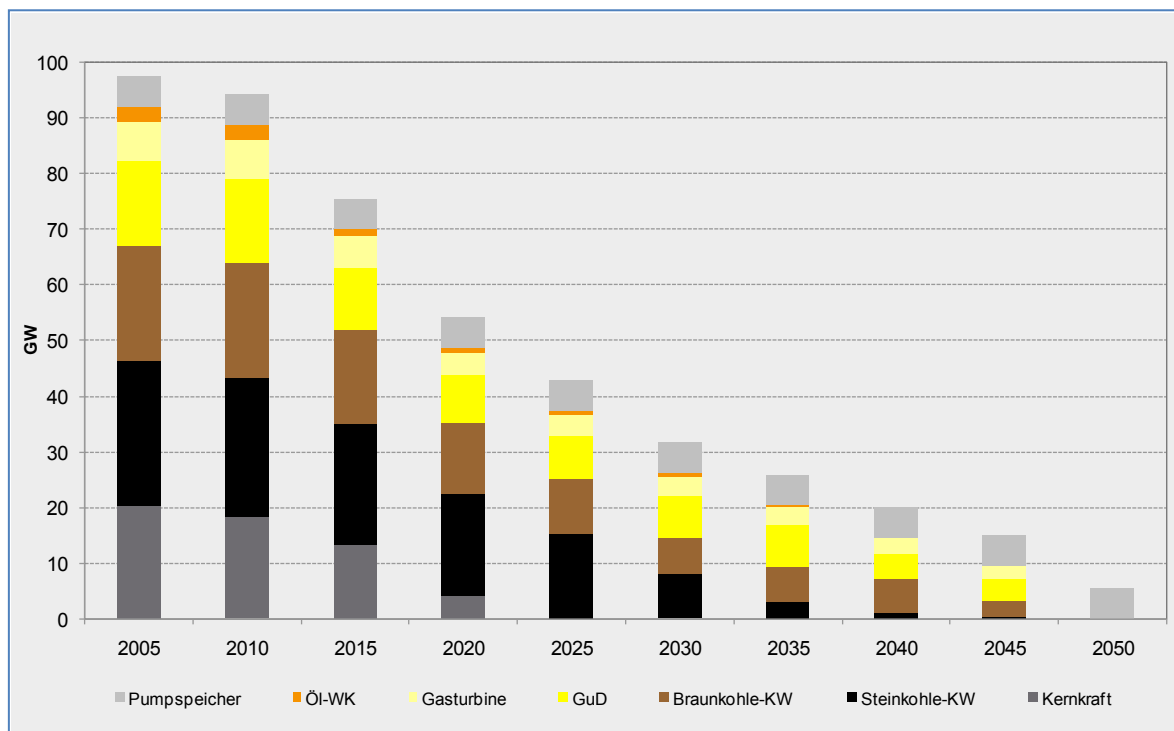
Im Jahr 2005 betrug die installierte Nettoleistung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland rund 93.400 MW. Davon entfielen etwa 28.000 MW auf Steinkohleanlagen, 20.000 MW auf Gas- und GuD-Kraftwerke und jeweils etwa 20.000 MW auf Kernenergie und Braunkohle. Darüber hinaus sind noch Öl-Kraftwerke mit etwa 5.000 MW und Pumpspeicherkraftwerke mit über 5.000 MW in Deutschland installiert.

Die installierte Leistung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung betrug etwa 35.000 MW. Mit über 28.400 MW war die Windenergie (Onshore) hier die beherrschende Erzeugungstechnik. Mit knapp 5.000 MW folgte die Wasserkraft. Etwa 2.000 MW der installierten Leistung entfielen jeweils auf Photovoltaik und Biomasse. Geothermie mit 12 MW und Wind-Offshore hatten im Jahr 2005 noch keine quantitative Bedeutung.

2.2.2.3 Annahmen über Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks (Absterbeordnung), ohne Zubau

Bis zum Jahr 2050 werden alle heute in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke, für die keine zeitliche Begrenzung unterstellt wird, stillgelegt (vgl. Abbildung 2.2-5). Die Gründe hierfür sind bei Kernkraftwerken die Produktion ihrer gesetzlich festgelegten Reststrommengen und für die anderen konventionellen Kraftwerke das Erreichen der typischen Lebensdauer dieser Anlagen. Für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke werden als Lebensdauer 45 Jahre, für Erdgas- und Ölkraftwerke 40 Jahre angesetzt. Die Lebensdauer verlängernde Retrofitmaßnahmen sind hierbei nicht betrachtet.

Abbildung 2.2-5: *Installierte Nettoleistung der bestehenden konventionellen Kraftwerke in Deutschland (Stand 2009), in GW*



Quelle: Prognos 2009

2.2.3 Modellierung der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen

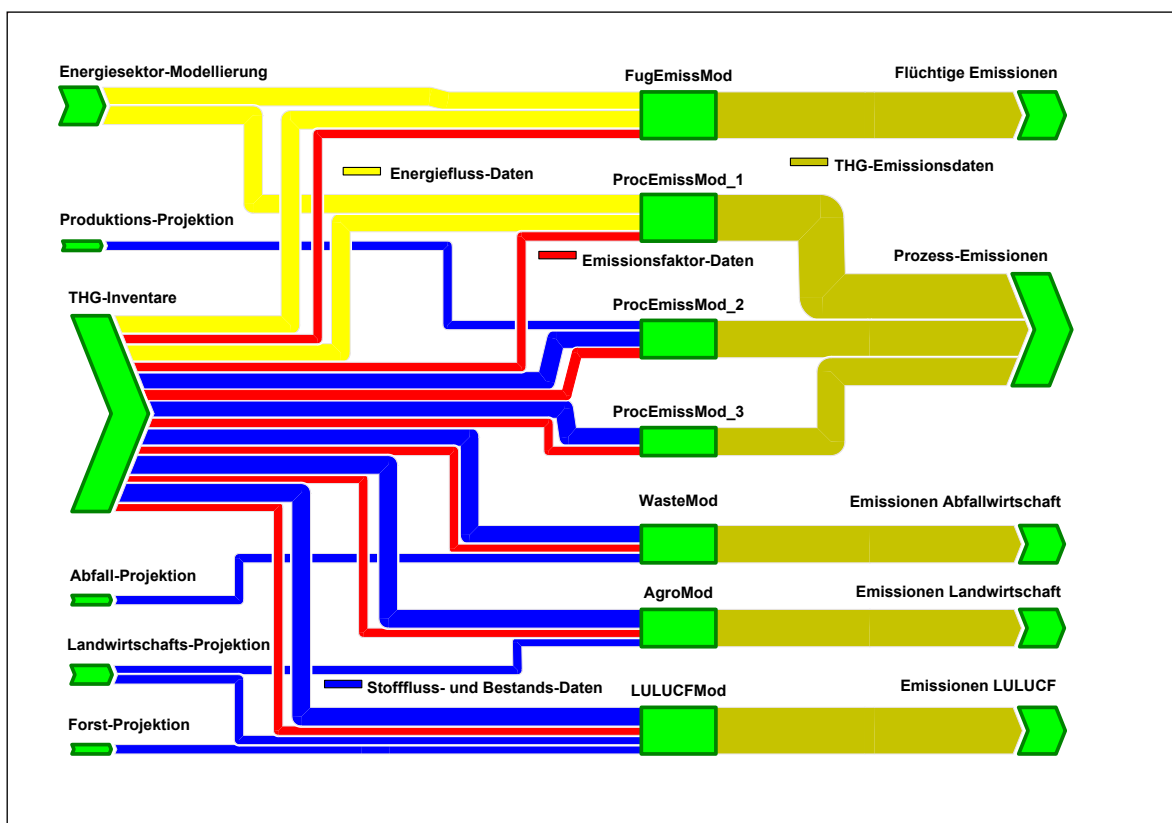
Neben den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung sind für eine vollständige Betrachtung der Emissionsverläufe und Emissionsminderungsoptionen auch die folgenden Quellsektoren zu berücksichtigen:

- In der Quellgruppe „Flüchtige Emissionen des Energiesektors“ werden die Treibhausgasemissionen berücksichtigt, die bei der Produktion, Verarbeitung und Verteilung von Brennstoffen als flüchtige (Methan-) Emissionen entstehen (v.a. Kohle-, Erdgas- und Erdölförderung, Transport und Verteilung von Erdgas etc.).
- Zur Quellgruppe der prozessbedingten Emissionen gehören die Treibhausgasemissionen, die in Industrieprozessen jenseits der Verbrennung entstehen (andere chemische Reaktionen und Prozesse). Zu den prozessbedingten Emissionen gehören konventionsgemäß auch die CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Koks und anderen Brennstoffen zur Eisenerzreduktion in der Stahlindustrie. Diese Emissionen werden in der hier vorliegenden Studie aus Modellierungsgründen jedoch den energiebedingten CO₂-Emissionen zugerechnet (siehe Kapitel 2.6). Zur Quellgruppe der prozessbedingten Emissionen gehört auch die Freisetzung von fluorierten Treibhausgasen in die Atmosphäre.
- Eine Reihe weiterer Treibhausgasemissionen entsteht bei der Produktverwendung (CO₂ als Kältemittel, Lachgasverwendung).

- Vor allem Methan- und Lachgasemissionen entstehen in der Abfallwirtschaft (Deponien, Abfallbehandlungsanlagen, Abwasserbehandlung).
- Landwirtschaftliche Treibhausgasemissionen (jenseits des Brennstoffeinsatzes bzw. der energiebedingten Emissionen) entstehen sowohl aus der Tierhaltung als auch der Pflanzenproduktion.
- Der Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land use, land use change and forestry – LULUCF) umfasst alle Treibhausgasemissionen aus Landnutzung und Forstwirtschaft sowie die Einbindung von CO₂ in der Wachstumsphase von Bäumen.

Diese Palette an Treibhausgasemissionen (im Folgenden als nicht-energiebedingte Treibhausgasemissionen bezeichnet) werden mit dem inventarbasierten Modellinstrumentarium des Öko-Instituts analysiert (Abbildung 2.2-6).

Abbildung 2.2-6: Inventarbasiertes Modellinstrumentarium zur Analyse der nicht-energiebedingten Treibhausgasemissionen



Quelle: Öko-Institut 2009

Die historischen Emissionsentwicklungen werden dabei soweit wie möglich detailliert nach Aktivitätsgrößen und Emissionsfaktoren ausgewertet. Beide Parameter werden auf Grundlage von Produktions- oder Nachfrageprojektionen (Aktivitätsgrößen) und technischen Emissionsminderungsoptionen (Veränderungen von Emissionsfaktoren) fortgeschrieben.

Die Aktivitätsgrößen (Energienachfrage, industrielle Produktionsgrößen, Stoffflüsse in der Abfallwirtschaft, Viehbestandsgrößen in der Landwirtschaft, Land- und Bodennutzungs-

strukturen etc.) werden dabei entweder aus den Rahmendaten der Szenarienanalyse abgeleitet (Wertschöpfungsgrößen), ergeben sich aus der Modellierung des Energiesektors, werden gesonderten Produktions- oder Bestandsprojektionen entnommen oder als eigene Expertenschätzung fortgeschrieben.

Die Modellierung von technischen Minderungsmaßnahmen jenseits von Nachfrage- bzw. Produktionsanpassungen basiert auf prozess- oder sektorspezifischen Einzelanalysen (Ersatz fossilen Wasserstoffs, Einsatz von Katalysatoren oder CCS, Düngermanagement etc.), in deren Ergebnis jeweils spezifisch angepasste Emissionsfaktoren ermittelt werden.

Die Emissionen im Bereich der nicht-energiebedingten Treibhausgase werden dann in den Strukturen der Inventare als Produkt der fortgeschriebenen Aktivitätsgrößen und der fortgeschriebenen oder spezifisch angepassten Emissionsfaktoren ermittelt.

Eine Besonderheit ergibt sich hinsichtlich des methodischen Ansatzes für die Abfallwirtschaft. Für die Modellierung der Methan-Emissionen aus Abfalldeponien wurde das bei der Erstellung der deutschen Treibhausgasinventare für die Quellgruppe Abfallwirtschaft verwendete kinetische Modell (UBA 2009) zur Ermittlung der Methan-Emissionen für den Zeithorizont bis 2050 erweitert und auf Grundlage einer fortgeschriebenen Abfallprognose parametrisiert.

Der strikte Bezug auf die Strukturen und Ist-Daten der deutschen Treibhausgasinventare ermöglicht eine umfassende und konsistente Berücksichtigung und Analyse aller Quellgruppen für Treibhausgasemissionen in Deutschland.

2.3 Szenarien

Als Methode zur Bereitstellung quantitativer und qualitativer Entscheidungsgrundlagen werden modellgestützte Szenarien verwendet.

Szenarien stellen sich der Aufgabe, konsistente Bilder über mögliche Zukünfte zu entwickeln, bei denen bestimmte Rahmenbedingungen und politisch-gesellschaftliche Voraussetzungen kontrolliert verändert werden. Damit können – im Gegensatz zu Prognosen, die die Beschreibung einer „möglichst wahrscheinlichen Zukunft“ anstreben – auch die Auswirkungen von starken Veränderungen der Voraussetzungen gegenüber heutigen Verhältnissen eingeschätzt werden [Prognos 2004].

Szenarien stellen komplexe „Wenn-dann-Aussagen“ dar. Für die Zwecke dieser Arbeit können sie grundsätzlich in zwei Richtungen orientiert sein:

- Einerseits werden Voraussetzungen wie Rahmenbedingungen, Politikstrategien und z. T. auch politische Einzelinstrumente sowie technische Maßnahmen festgelegt oder abgeleitet. Deren Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem im Zeitablauf (Verbrauch, Energieträgermix, Anteil der Erneuerbaren etc.) wird ermittelt und unter strategischen Kriterien oder Zielsetzungen bewertet. Es handelt sich hierbei um eine „was wäre, wenn...?“-Aussage („Strategie-Szenario“). Diese Methodik wird für die Referenz angewendet.
- Andererseits können konkrete oder strategische Ziele für einen bestimmten Zeitpunkt festgelegt werden. Mit Hilfe der Modellrechnungen lässt sich dann ein Satz notwendiger Maßnahmen und ggf. auch Instrumente – und somit politikstrategischer Voraussetzungen ableiten, um diese Ziele zu erreichen. Die abgeleiteten Aussagen sind vom Charakter „Was muss geschehen, damit...?“ Diese Methodik wird für das Innovationsszenario angewendet.

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die quantitative modellgestützte Arbeit quantitative Aussagen über (physikalisch-technische) Maßnahmen und ggf. Rahmendaten erlaubt. Bei der Ableitung von Instrumenten sind weitere Überlegungen notwendig, die in den Kapiteln 8 und 9 näher diskutiert und beschrieben werden.

2.4 Die Option Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)

CCS erscheint derzeit als eine Option zur Reduzierung der CO₂-Emissionen insbesondere aus großtechnischen Prozessen zur Stromerzeugung sowie aus Industrieprozessen, insbesondere der Stahlproduktion. Die Technologie würde es im Prinzip ermöglichen, weiterhin fossile Brennstoffe zu verbrennen, und dabei die Atmosphäre nur mehr mit einem Bruchteil der bisherigen Emissionen zu belasten. Falls die Technologie bei der Verbrennung oder Umwandlung von Biomasse angewendet wird, können darüber hinaus CO₂-Senken aktiviert werden.

Chemische Verfahrensfragen sind im Wesentlichen gelöst; die grundsätzliche Funktionsfähigkeit der Prozesse ist demonstriert. Großtechnische Demonstrationsprojekte sind in Bau und Betrieb.

Derzeit erscheint der Transport des abgeschiedenen CO₂ per Pipelines insbesondere aus Kostengründen als eine wahrscheinliche Option.

Sicherheits- und insbesondere Akzeptanzfragen bei Transport und Lagerung sind allerdings weithin ungeklärt. Die Suche nach Lagerstätten und die Prüfung auf Tauglichkeit, Sicherheit und Genehmigungsfähigkeit sind noch nicht abgeschlossen.

Daher werden Szenarien mit und ohne CCS gerechnet, damit ein Kontingenzplan entwickelt werden kann für den Fall, dass die anspruchsvollen Zielpfade der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung nicht umgesetzt werden können. Die Verwendung als „Fall back-Option“ ist allerdings unter dem Vorbehalt zu sehen, dass beide Technologiepfade langfristig angelegt sind und erhebliche Vorläufe in Planung, Technologieentwicklung, Klärung von Rahmenbedingungen und Akzeptanz benötigen.

2.5 Potenzialbegrenzungen

2.5.1 Erneuerbare Stromerzeugung

Eine Einschätzung über die Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 ist nicht Gegenstand dieser Studie. Als aktuelle „offizielle“ Schätzung wird [Nitsch/DLR 2008] herangezogen. Dort werden bis 2050 472,4 TWh Strom aus erneuerbaren Energien als möglich angenommen, davon 121 TWh aus dem europäischen Verbundnetz (91 TWh solarthermischer Strom, 30 TWh aus anderen Quellen). Damit stehen als inländische Erzeugung 351,4 TWh zur Verfügung. Unter der Annahme, dass eine intensive Emissionsreduktion und ein strategischer Umstieg auf erneuerbare Energien nicht im nationalen Alleingang gelingen kann (und auch nicht sinnvoll ist), sollte davon ausgegangen werden, dass auch über den europäischen Verbund nicht beliebig viel erneuerbare Potenziale zur Verfügung stehen: Die Erzeugerländer werden einen erhöhten Eigenverbrauch an Strom aus Erneuerbaren haben und ein Interesse daran, die im Land durch Erneuerbare erzeugte Energie prioritär selbst zu nutzen. Solarthermische Kraftwerke in Nordafrika und ihre Anbindung an Europa werden derzeit unter dem Stichwort „Desertec“ intensiv diskutiert. Neben der grundsätzlichen technischen Möglichkeit, entsprechende Projekte zu verwirklichen, sind zahlreiche politische, wirtschaftliche und logistische Probleme noch ungelöst. Ob sich diese Option in absehbarer Zeit (d.h. mit Kraftwerksbauten ab 2020 – 2030) verwirklichen lässt, ist derzeit unklar. Deshalb können die ggf. residual in den Rechnungen entstehenden Bedarfe an Importstrom noch keinen eindeutigen Quellen zugeordnet werden.

In den Projektionen von [Nitsch/DLR 2008] sind 53,8 TWh Strom auf der Basis von Biomasse bis zum Jahr 2050 enthalten. Aufgrund der anderweitig entstehenden (vgl. nächste Teilkapitel) Restriktionen für die inländische Biomasse gehen wir hier vorsichtiger vor und begrenzen die möglichen Biomassepotenziale, die zur Verstromung zur Verfügung stehen, auf einen Output von maximal 41,3 TWh.

In den Szenarienergebnissen wird die jeweils benötigte Menge an erneuerbaren Quellen explizit ausgewiesen.

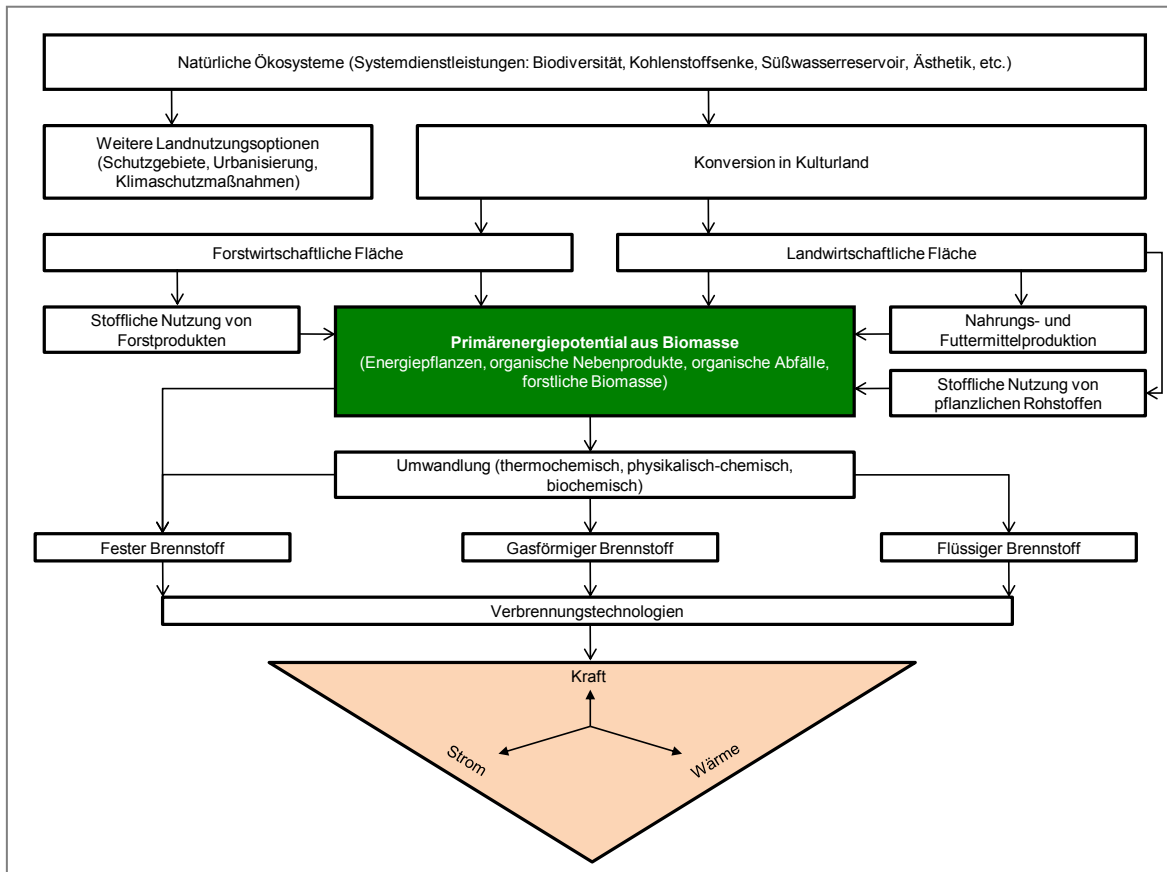
2.5.2 Biomasse

Bezüglich des Einsatzes von Biomasse für energetische Nutzungen gilt Ähnliches wie das in Kap. 2.5.1 Gesagte. Da gerade beim internationalen Handel mit energetisch nutzbaren Biomasse-Produkten massive Konkurrenzen zuungunsten der Nahrungsmittelproduktion in Entwicklungs- und Schwellenländern auftreten können, erfolgt zunächst eine Begrenzung auf inländische und „nachhaltige“ Biomassepotenziale. Zur Erläuterung der Vorstellungen und zur konkreten Quantifizierung der Potenziale werden hierzu die folgenden Erläuterungen angebracht, die eine Kurzfassung der Ausführungen im Anhang darstellen:

Die energetische Nutzung von Biomasse war in jüngerer Zeit Gegenstand vieler kontroverser Diskussionen. Als Argumente der Befürworter wird oft der Beitrag genannt, den Bioenergie zu Klima- und Umweltschutz, Energie- und Versorgungssicherheit sowie ländlicher Entwicklung leisten kann. Kritiker betonen die schädlichen Auswirkungen, die durch Landnutzungsänderungen entstehen können. Durch die Nutzung von Boden zum Anbau von Bioenergie wird die Fläche weiteren Verwendungsmöglichkeiten entzogen, so dass

es zu Nutzungskonkurrenzen kommt, die sich, wie Abbildung 2.5-1 zeigt, über mehrere Konversionsstufen erstrecken:

Abbildung 2.5-1: Konversionsstufen von Biomasse, schematisch



Quelle: Prognos 2009

Im Gegensatz zu anderen Nutzungsmöglichkeiten der vorhandenen Fläche, wie der Erhaltung natürlicher Ökosysteme mit den damit verbundenen Systemdienstleistungen oder der Nahrungsmittelproduktion, ist der Anbau von Bioenergiepflanzen substituierbar und sollte daher stets nachrangig behandelt werden. Auf diese Weise wird das für den Anbau von Bioenergie zur Verfügung stehende Flächenpotenzial auf jeder Umwandlungsstufe sukzessive eingeschränkt. Durch Modellierung der Pflanzenerträge lässt sich das auf der vorhandenen Fläche gewinnbare Primärenergiepotenzial abschätzen. Werden noch die Zuflüsse an Rest- und Abfallstoffen hinzu gerechnet, die in anderen Nutzungsformen der Biomasse entstehen, ergibt sich das gesamte Primärenergiepotenzial aus Bioenergie.

In seinem Gutachten „Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“ [WGBU, 2008] ermittelt der WGBU das globale, nachhaltige Potenzial an Primärenergie aus Biomasse. Dabei wird den Anforderungen an Nachhaltigkeit in gesonderter Weise Rechnung getragen, indem nicht substituierbare Landnutzungsformen im Modell in Ausschlussflächen für den Bioenergieanbau übersetzt werden. Auf diese Weise ermittelt der WGBU ein globales Potenzial aus Energiepflanzen, das zwischen 30 und 120 EJ pro Jahr schwankt, je nachdem welches Szenario für den zukünftigen Flächenbedarf der Landwirtschaft und zum Schutz der Biodiversität angenommen wird. Hinzu kommt noch ein Betrag von Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft in Höhe von 50 EJ pro Jahr, was insgesamt zu einem weltweiten, nachhaltigen Potenzial an Bioenergie von 80 - 170 EJ pro Jahr führt.

Für Deutschland lassen sich aus dem vom WBGU verwendeten Modell keine Ergebnisse ausweisen, da das Modell für die globale Anwendung konzipiert ist. Ein nachhaltiges Potenzial für Deutschland lässt sich nach Ansicht der Sachverständigenrats für Umweltfragen [SRU, 2007] am ehesten aus den Ergebnissen der Studien „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ [Öko-Institut et al., 2004] und „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [DLR et al., 2004] ableiten (Tabelle 2.5-1).

Tabelle 2.5-1: Biomassepotenziale nach verschiedenen Studien

Studie/Jahr	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Reststoffpotenzial in [PJ/a]						
Öko-Institut	520	525	536	545		
DLR	543	677	696	705	715	724
Flächenpotenzial in [Mio. ha] (ohne Grünland)						
Öko-Institut		0.61	1.82	2.94		
DLR		0.15	1.1	2	3.1	4.2

Bei der Annahme von ca. 4 Mio. ha als zur Verfügung stehende Fläche für das Jahr 2050 lassen sich darauf durch den Anbau von Energiepflanzen, je nach Klimaentwicklung, zwischen 415 und 522 PJ/a an Primärenergie gewinnen [Kollas, C. et. al., 2009]. Zusammen mit den etwa 700 PJ/a aus Reststoffen, dürfte das Gesamtpotenzial für Bioenergie in Deutschland 2050 bei ungefähr 1.200 PJ/a liegen.

Die Bereitstellung von Endenergie kann über eine Vielzahl technischer Nutzungspfade erfolgen, welche sich hinsichtlich ihrer ökologischen, ökonomischen, technischen und geographischen Kriterien unterscheiden. Welche Nutzungspfade bevorzugt umgesetzt werden sollten, hängt von der jeweiligen Zielsetzung ab. Es existieren verschiedene Beurteilungskriterien, die z. T. miteinander in Zielkonflikten stehen können:

Häufig wird als Ziel die maximale Reduktion von Treibhausgasemissionen genannt. Dann werden Pfade priorisiert, die entlang ihrer Bereitstellungskette eine hohe Treibhausgas-minderung, bezogen auf die Menge eingesetzter Primärenergie erreichen. Ein zweites Beurteilungskriterium sind die spezifischen Treibhausgasvermeidungskosten eines Pfades. Dies ergibt sich daraus, dass Bioenergienutzung nur eine von mehreren Klimaschutzoptionen darstellt und deshalb relativ teure Pfade ineffizient sind, wenn es darum geht, die Emissionen des gesamten Energiesystems zu minimieren. Die für das WBGU Gutachten angefertigten Expertisen von Müller-Langer et. al., 2008 und Fritsche/ Wiegmann, 2008 zeigen, dass diese Zielvorgaben am besten durch Pfade erreicht werden, welche Strom als Endenergie und Wärme als Koppelprodukt bereitstellen. Am effizientesten sind dabei Pfade, welche Bioabfälle und Reststoffe nutzen, da diese in der Gewinnung keine Landnutzungsänderungen auslösen, bzw. wenn ja, nur in sehr geringem Umfang. Bei den Energiepflanzen erzielen Maissilage und Hirse etwas bessere Ergebnisse als Kurzumtriebsplantagen mit Pappeln. Bei den Verbrennungstechnologien bestehen keine großen Unterschiede, außer dass neue Technologien wie die Brennstoffzelle in naher Zukunft wohl noch nicht konkurrenzfähig sein werden. Bei der Umwandlung in Brennstoffe sind besonders Biogasanlagen und Vergaser interessant, da diese Nutzungsform auf die vorhandene Gasinfrastruktur zurückgreifen kann.

Bei der schnellen Erzielung hoher Gesamtreduktionen auf der Basis des derzeit vorhandenen Systems kommt das Kriterium der „Alternativlosigkeit“ hinzu: Biomasse kann so-

wohl zur direkten Wärmeerzeugung als auch zur Stromerzeugung (am effizientesten in der Kuppelproduktion mit Wärme) als auch zur Erzeugung von Kraftstoffen eingesetzt werden. In allen drei Bereichen dient sie der Substitution fossiler Energieträger. Bei der Produktion von Strom und Wärme können grundsätzlich auch andere erneuerbare Energiequellen herangezogen werden bzw. insbesondere bei der Raumwärme gibt es die Möglichkeit, extrem große Anteile des jetzigen Energiebedarfs für die Raumwärmeerzeugung durch Effizienzmaßnahmen einzusparen. Bei Kraftstoffen, die für den Personenverkehr eingesetzt werden, existiert nach heutiger Einschätzung grundsätzlich die Möglichkeit der Substitution durch strombasierte Technologien. Bei den Güterverkehren wird für den Transport in der Fläche diese Möglichkeit aufgrund des Leistungsbedarfs der benötigten Zugmaschinen und der Begrenzungen der derzeit vorstellbaren Leistungsdichten der Batterien längerfristig nicht gesehen. Sollen hier – nach einer möglichst hohen Substitution auf die Schiene – fossile Energieträger ersetzt werden, sind biogene Kraftstoffe alternativlos. Obgleich der Einsatz zur Stromerzeugung energetisch effizienter wäre, werden daher im Innovationsszenario die Biomassen prioritär zur Erzeugung von Biokraftstoffen eingesetzt.

Hierbei wird davon ausgegangen, dass künftig vor allem die Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation zur Verfügung stehen und dass deren Produktion zunehmend effizienter wird.

Wie bei den erneuerbaren Quellen zur Stromerzeugung gilt auch hier, dass ggf. die Potenziale nicht vollständig zur Bedarfsdeckung ausreichen. Mögliche notwendige Importe bleiben eine offene Variable.

Bereits auf dieser Ebene der Potenzialbegrenzungen zeichnet sich ab, dass es sowohl für die Nutzung heimischer Biomasse als auch für Importe zur Lösung der oben beschriebenen Flächen- und Zielkonflikte unabdingbar erscheint, eine integrierte nachhaltige Ernährungs- und Biomassesicherungsstrategie zu entwickeln, in deren Rahmen sich die nachhaltige energetische Nutzung von Biomasse, insbesondere für die Produktion von Biokraftstoffen, vollzieht.

2.6 Entwicklung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2007 und deren sektorale Zuordnung

Sowohl für die Erstellung der Szenarienanalysen als auch für die Bewertung und die Einordnung der Ergebnisse ist eine Reihe von methodischen Fragen von besonderer Bedeutung.

Eine erste wichtige Frage betrifft den Bilanzraum des Emissionsminderungsziels und der Szenarienentwicklung. Im Rahmen der internationalen Klimaschutzverpflichtungen werden die Treibhausgasemissionen zwar umfassend inventarisiert, die bisher eingegangenen Reduktionsverpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls beziehen sich jedoch nicht auf alle Quellgruppen der Treibhausgasemissionen.

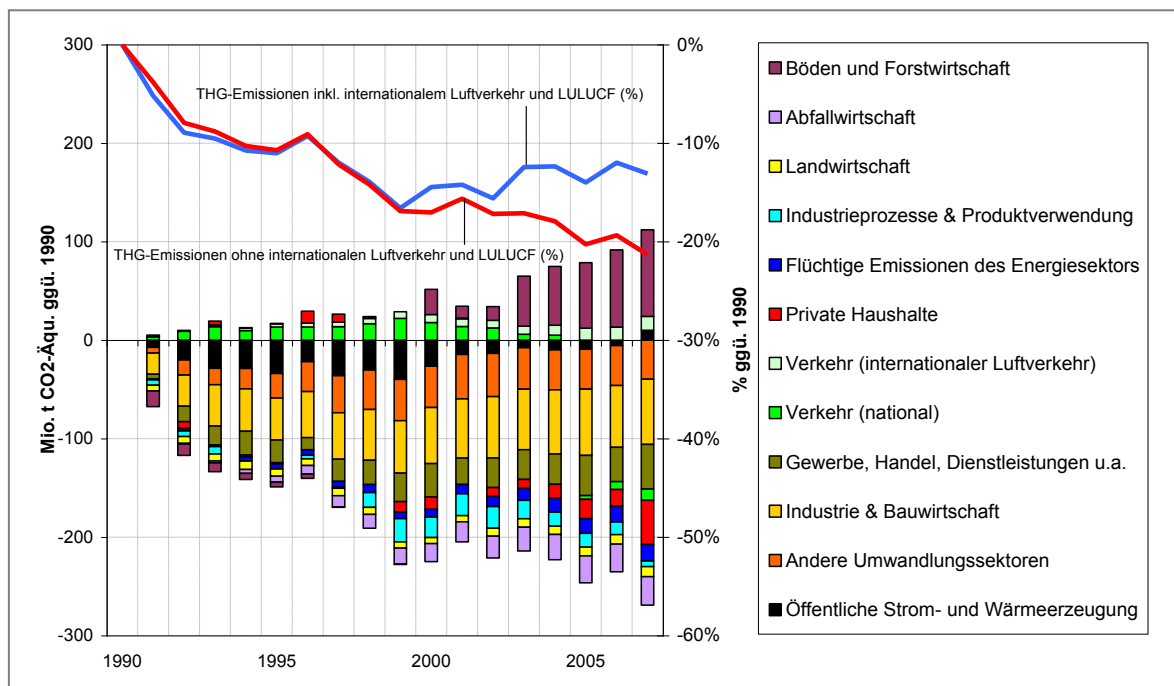
So werden die Emissionen des internationalen Flugverkehrs (genauer gesagt: die Emissionen aus den in Deutschland für den internationalen Flugverkehr in Deutschland vertankten Treibstoffmengen) wie auch die Emissionen der Hochseeschifffahrt ausgeklammert. Es handelt sich dabei einerseits – für Deutschland – zwar nicht um die dominie-

renden Emissionsmengen, sie erreichen jedoch andererseits ein nicht mehr vernachlässigbares Niveau und hatten im Fall des internationalen Flugverkehrs eine erhebliche Wachstumsdynamik. Im Jahr 2007 betrugen die Emissionen des internationalen Flugverkehrs für Deutschland ca. 25 Mio. t CO₂-Äqu., die Emissionen der Hochseeschifffahrt belaufen sich auf etwa 10 Mio. t CO₂-Äqu. Im Vergleich zu 1990 entspricht dies einer Steigerung um 121 % für den internationalen Flugverkehr und etwa 24 % für die Hochseeschifffahrt.

Weiterhin werden die Emissionsveränderungen im Bereich von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land use, Land use change and forestry – LULUCF, im Folgenden auch als Landnutzung und Forstwirtschaft bezeichnet) im Rahmen des Kyoto-Protokolls für die Überprüfung der Verpflichtungserfüllung nur teilweise berücksichtigt. So werden Forsten als Senke oder Quelle von CO₂-Emissionen für Deutschland im Rahmen der Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls nur bis zu einem Volumen von 1,24 Mio. t Kohlenstoff bzw. 4,55 Mio. t CO₂ berücksichtigt.¹ Dies heißt, dass beim Erfüllungsnachweis für die im Kyoto-Protokoll eingegangenen Verpflichtungen für Deutschland die Emissionssituation im Bereich der Forstwirtschaft (sowohl als CO₂-Quelle als auch als CO₂-Senke) maximal bis zu einem Betrag von 0,4 Prozentpunkten der für die Verpflichtung festgelegten Basisjahremissionen einbezogen werden. Im Vergleich zur gesamten Emissionsminderungsverpflichtung von 21 % bis 2008/2012 folgen damit aus den Quellen- bzw. Senken-Veränderungen im Bereich der Forstwirtschaft nur geringe Effekte. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass Veränderungen der Quell- bzw. Senkensituation bei den Forsten zwischen dem Basisjahr und der Verpflichtungsperiode (2008-2012) im Rahmen des Kyoto-Protokolls nicht berücksichtigt werden. Eine verringerte oder verstärkte Senkenfunktion von Wäldern wird also im Rahmen der bisher existierenden (internationalen) Emissionsminderungsverpflichtungen nur sehr begrenzt adressiert.

¹ Entscheidung 16/CMP.1 der Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls (9./10. Dezember 2005). Zu den Modalitäten der Verpflichtungserfüllung im Rahmen des Kyoto-Protokolls siehe UNFCCC (2008). Zur Spezifikation der Verpflichtung Deutschlands im Rahmen des Kyoto-Protokolls vgl. UNFCCC (2007).

Abbildung 2.6-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren, 1990 – 2007



Quelle: UNFCCC, Krug et al. 2009, Öko-Institut 2009

Abbildung 2.6-1 verdeutlicht, dass diese Abgrenzungen in Bezug auf den internationalen Luftverkehr sowie Landnutzung und Forstwirtschaft für die Definition langfristiger Ziele nicht nebensächlich sind. Die Zusammenstellung gibt zunächst einen Überblick über die Emissionsminderungen von 1990 bis 2007 auf Basis der aktuellsten Daten aus den nationalen Treibhausgasinventaren (UBA 2009), die hinsichtlich LULUCF um die neuesten (veröffentlichten) Daten für diese Quellgruppe ergänzt wurden (Krug et al. 2009). In der Abgrenzung, die für die Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls relevant ist, sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2005 um 20,3 % und bis zum Jahr 2007 um 21,3 % gesunken. Berücksichtigt man dagegen alle Emissionsquellen (mit Ausnahme der Hochseeschifffahrt, für die eine Reihe von Sonderfaktoren zu berücksichtigen ist), so ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Vor allem durch die Entwicklung im Bereich der Böden und Forsten, aber auch durch den Emissionszuwachs des internationalen Luftverkehrs ergibt sich hier für den Zeitraum 1990 bis 2005 nur eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 14 %, der entsprechende Vergleichswert für die Periode 1990 bis 2007 beträgt 13,1 %.

Im Kontext langfristiger Klimaschutzstrategien ist die weite Abgrenzung des Bilanzraums geboten, in den Analysen dieser Studie werden daher die Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr sowie Landnutzung und Forstwirtschaft in vollem Umfang berücksichtigt. Dies hat zur Konsequenz, dass die zu schließende Lücke zur Erreichung des auf 1990 bezogenen 95 %-Minderungsziels auf Basis der Emissionen von 2005 nicht nur 75 Prozentpunkte sondern 81 Prozentpunkte beträgt.

Die sektoralen Beiträge zu der seit 1990 erreichten Emissionsminderung fallen sehr unterschiedlich aus. Während die Industrie und der Dienstleistungssektor sowie die Land- und Abfallwirtschaft und der Energieumwandlungssektor jenseits der öffentlichen Stromerzeugung seit 1990 durchgängig Minderungsbeiträge erbracht haben, stellen sich die Beiträge der anderen Sektoren über die Zeit uneinheitlich dar. Die öffentliche Strom- und

Wärmeversorgung verringerte ihre Emissionen in den 1990er Jahren teilweise erheblich, hat aber nach 2005 das Emissionsniveau von 1990 wieder überschritten. Die dem nationalen Verkehr zuzurechnenden Treibhausgasemissionen stiegen die in den 1990er Jahren an. Seit der Jahrtausendwende sind die Emissionen hier unter das Niveau von 1990 gefallen und zeigen weiter abnehmende Tendenz. Ein ähnliches, wenn auch weniger ausgeprägtes und hinsichtlich effektiver Emissionsminderungsbeiträge früher beginnendes Entwicklungsmuster zeigt sich bei den privaten Haushalten. Eine gravierende Veränderung ergibt sich für die Landnutzung und Forstwirtschaft. Während der Saldo aus CO₂-Emissionen und CO₂-Senken in den 1990er Jahren eine Netto-Senke für diesen Bereich darstellte, entwickelt sich die Quellgruppe Landnutzung und Forstwirtschaft seit der Jahrtausendwende zu einer Netto-CO₂-Emissionsquelle. Durchweg steigende Emissionsbeiträge sind schließlich dem internationalen Luftverkehr zuzurechnen.

Zur Einordnung der sektoralen Emissionsdaten sei schließlich noch auf die folgenden Unterschiede bei den sektoralen Abgrenzungen in den nationalen Treibhausgasinventaren und den in dieser Studie verwendeten Modellen hingewiesen:

- In den nationalen Treibhausgasinventaren werden die Emissionen aus den Kraftwerken der Industrie vollständig dem Sektor Industrie zugerechnet, während sie in der hier vorliegenden Studie bei der Gesamtbetrachtung des Stromsektors berücksichtigt werden. Über diese Abgrenzung ergibt sich in dieser Studie eine emissionsseitig größere Rolle der Stromerzeugung als in den nationalen Treibhausgasinventaren.
- In den nationalen Treibhausgasinventaren werden vom Sektor Verkehr nicht nur der Straßen-, Schienen- und Flugverkehr sowie die Binnenschifffahrt erfasst, sondern auch der bauwirtschaftliche Verkehr (der in der Energiebilanz und in den hier verwendeten Modellen dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zugerechnet wird) sowie die Emissionen aus dem Pipeline-Transport (in der Energiebilanz und in den hier verwendeten Modellen dem Energieumwandlungssektor zugerechnet). Die Auswirkungen dieser Zuordnung führen zwar zu leicht höheren Emissionsvolumina des Verkehrssektors in den nationalen Treibhausgasinventaren, die Unterschiede sind jedoch nicht so signifikant, dass sie im Rahmen dieser Studie explizit berücksichtigt werden müssten.
- In den nationalen Treibhausgasinventaren werden die CO₂-Emissionen aus dem Kohlenstoffeinsatz in den Hochöfen (Koks, schweres Heizöl etc.) ganz überwiegend nicht als energiebedingte Emissionen (d.h. Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger) verbucht, vielmehr werden die CO₂-Emissionen aus dem der Eisenerzreduktion zuzurechnenden Energieträgereinsatz als prozessbedingte Emissionen erfasst. Diese Abgrenzung führt in der Tendenz zu niedrigeren energiebedingten CO₂-Emissionen für den Sektor Industrie, so dass eine Gesamtbewertung der industriellen Treibhausgasemissionen nur bei einer gemeinsamen Betrachtung von energie- und prozessbedingten Treibhausgasemissionen der Industrie sinnvoll ist. In der hier vorliegenden Studie wird der Einsatz fossiler Brennstoffe in der Eisen- und Stahlindustrie dagegen vollständig den energiebedingten Emissionen dieses Industriezweiges zugerechnet, so dass schon die Analyse der so abgegrenzten Emissionen der Industrie ein belastbares Bild ergibt. Die prozessbedingten Emissionen der Eisen- und Stahlindustrie aus der Eisenerzreduktion werden daher bei der Analyse der prozessbedingten Emissionen nachrichtlich ausgewiesen und dann im Bereich der Minderungsmaßnahmen einer gesonderten Analyse unterzogen.

Vor diesem Hintergrund müssen bei einem Vergleich der Ist-Daten aus den nationalen Treibhausgasinventaren und den im Folgenden präsentierten Modelldaten die entsprechenden Umschlüsselungen berücksichtigt werden. Die Modell- und Inventardaten wurden jedoch so miteinander abgeglichen, dass auf Ebene der Gesamtemissionen konsistente Emissionsniveaus in Ansatz gebracht werden.