



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 Primärenergie-trägereinsätze 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 Heizungsstrukturen 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.

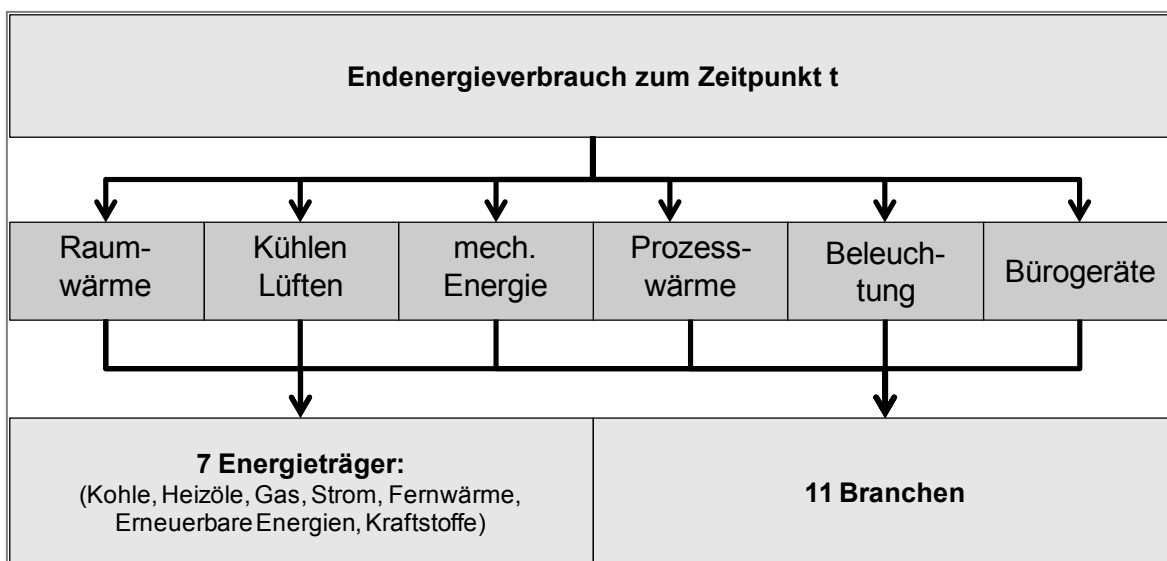
Der Stromverbrauch für die Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte wird bestimmt durch die Ausstattung der Privathaushalte mit Elektrogeräten und dem spezifischen Stromverbrauch der Geräte. Für die Zukunftsaussagen werden Annahmen getroffen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, 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



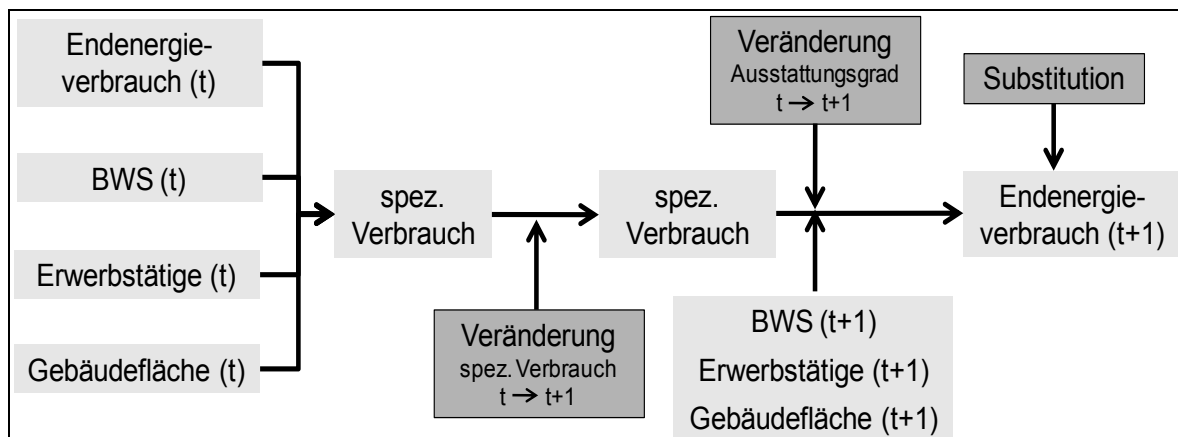
Quelle: Prognos 2009

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

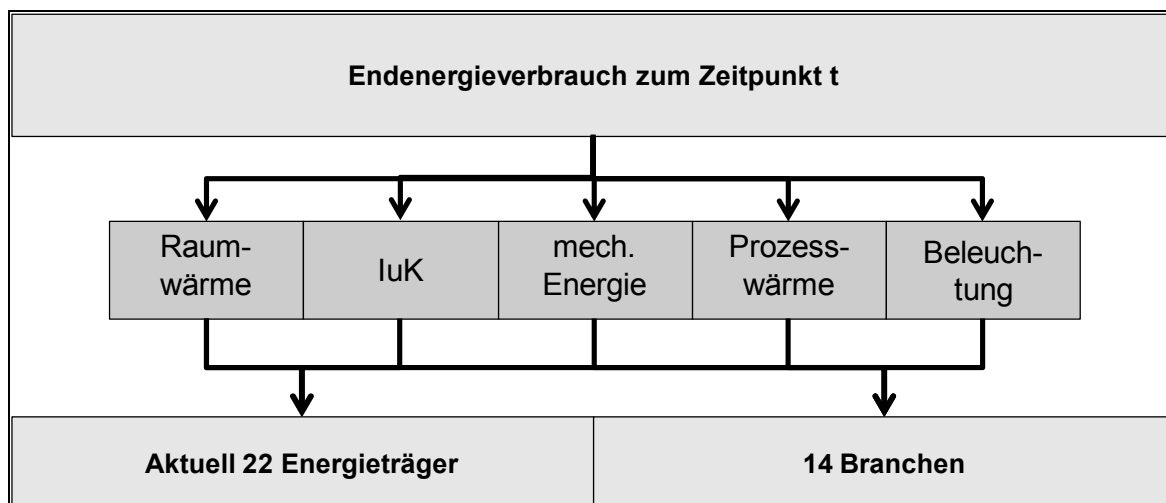


Quelle: Prognos 2009

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).

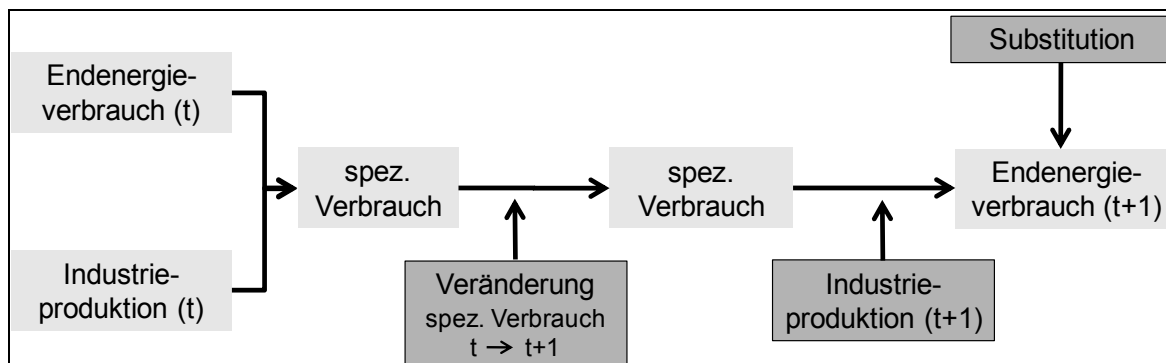
Abbildung 2.2-3: Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen



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, Verkehrsflussteuerung, 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

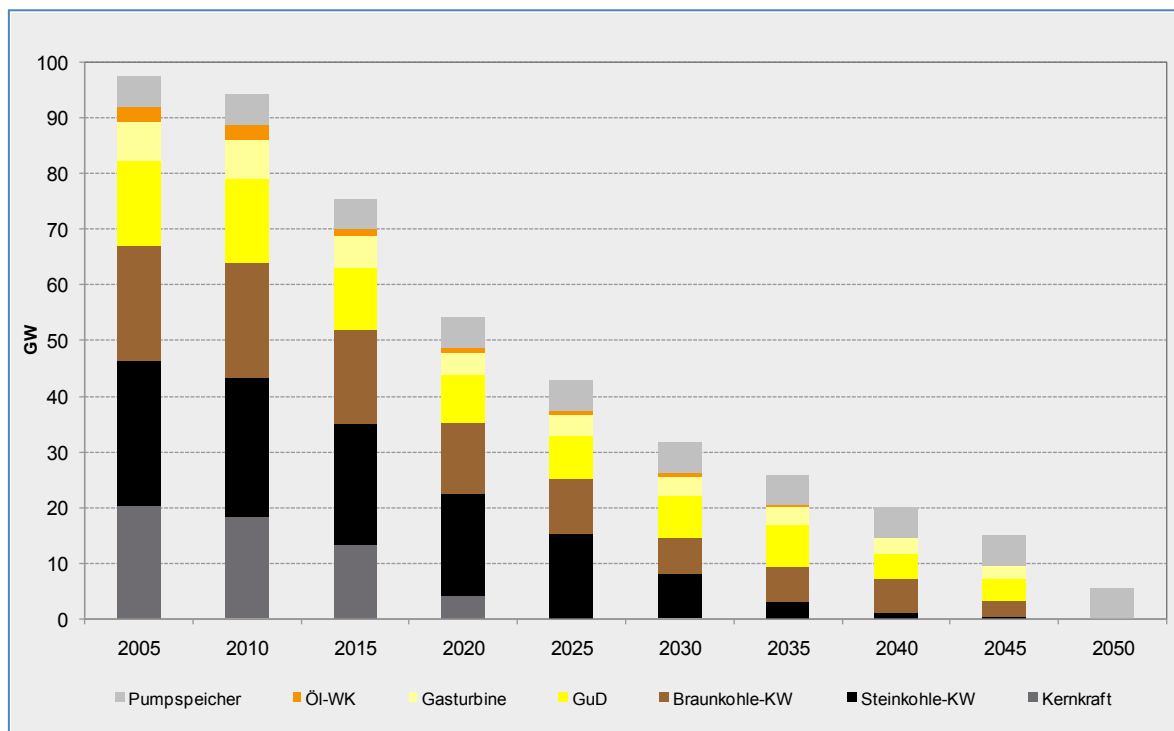
Im Jahr 2005 betrug die installierte Nettoleistung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland rund 93.400 MW. Davon entfielen etwa 28.000 MW auf Steinkohleanlagen, 20.000 MW auf Gas- und GuD-Kraftwerke und jeweils etwa 20.000 MW auf Kernenergie und Braunkohle. Darüber hinaus sind noch Öl-Kraftwerke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

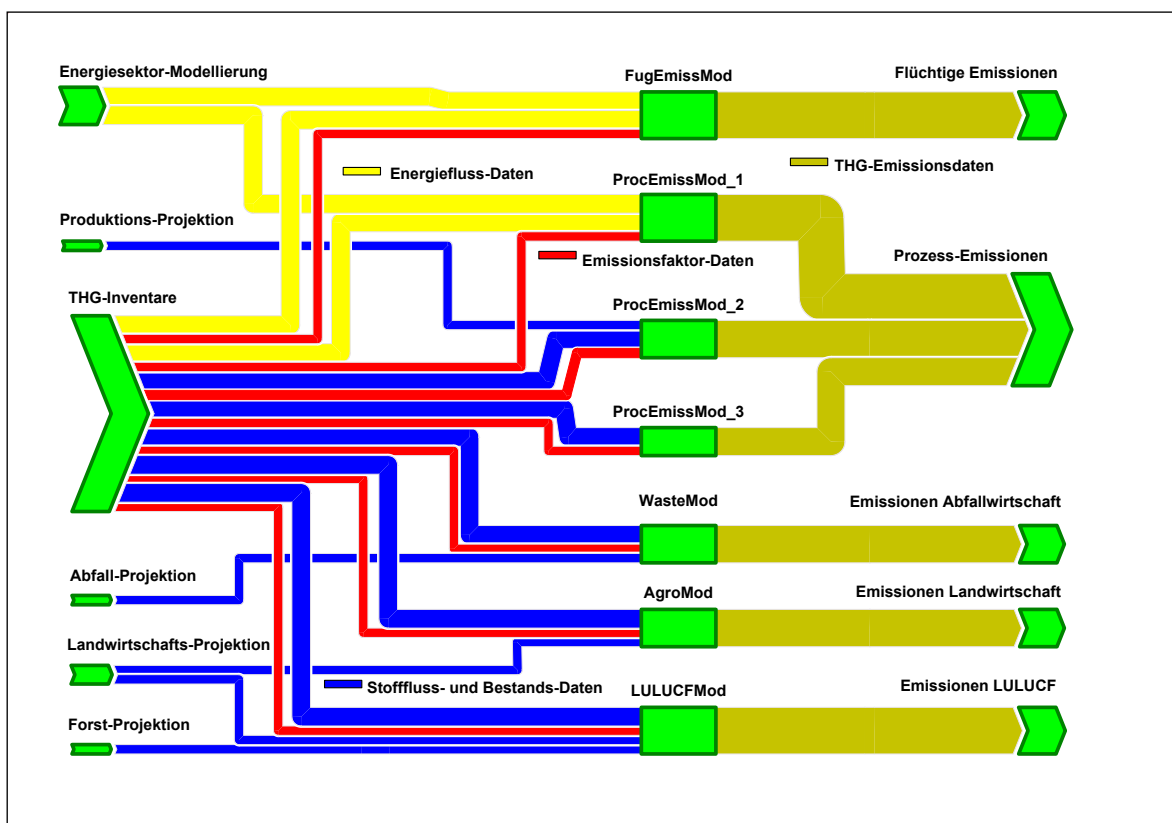
Neben den Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung sind für eine vollständige Betrachtung der Emissionsverläufe und Emissionsminderungsoptionen auch die folgenden Quellsektoren zu berücksichtigen:

- 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.

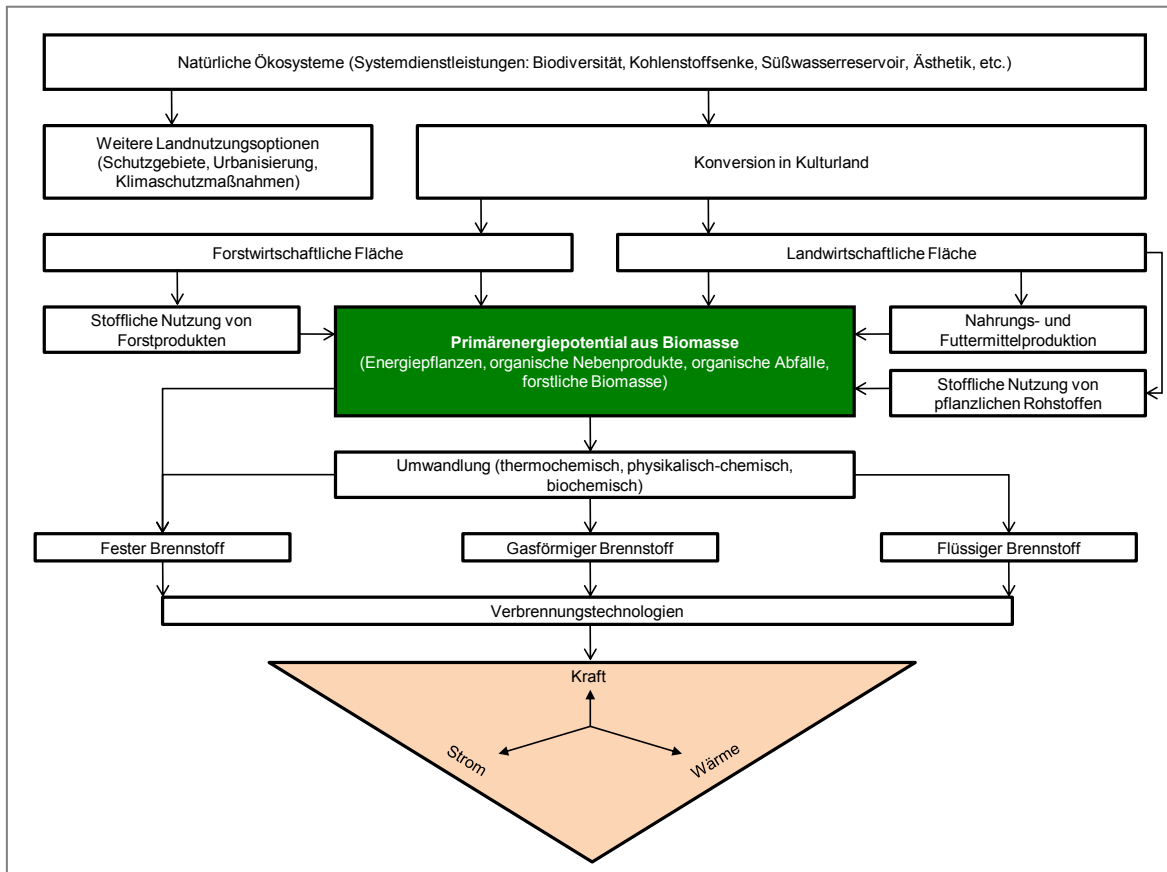
2.5.2 Biomasse

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.

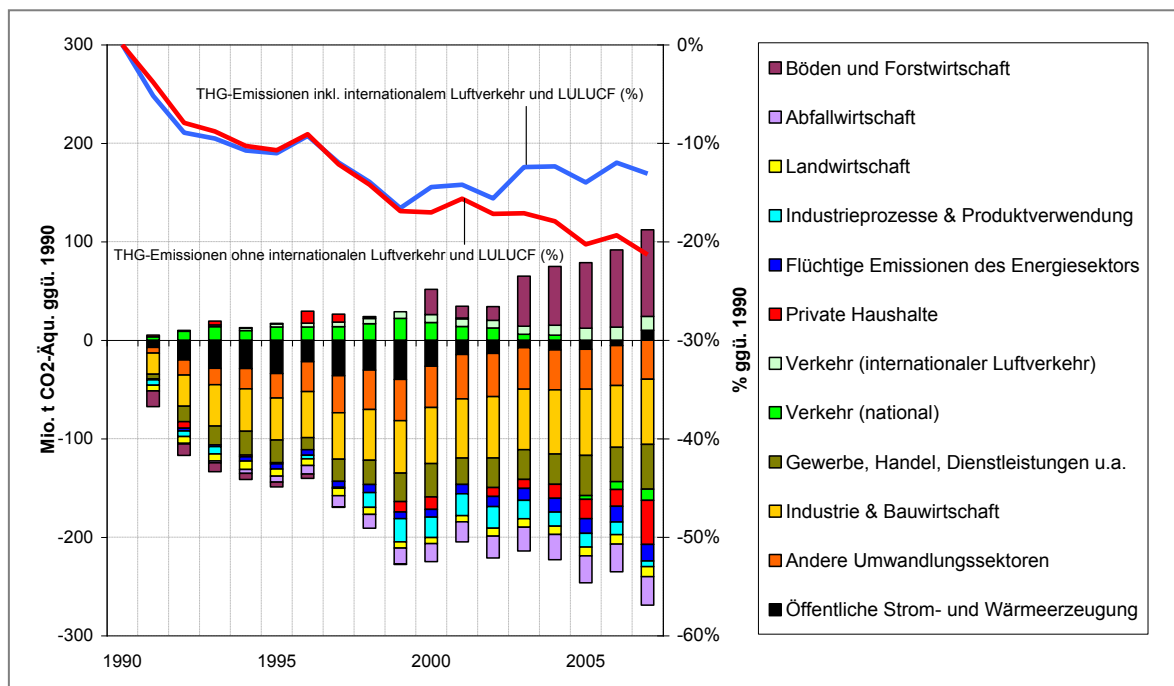
So werden die Emissionen des internationalen Flugverkehrs (genauer gesagt: die Emissionen aus den in Deutschland für den internationalen Flugverkehr in Deutschland vertankten Treibstoffmengen) wie auch die Emissionen der Hochseeschifffahrt ausgeklammert. Es handelt sich dabei einerseits – für Deutschland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

II Quantitative Szenarien

3 Gemeinsame Rahmendaten für die Szenarien

Das Referenzszenario und das Innovationsszenario gehen grundsätzlich von identischen Annahmen für die Entwicklung der sozioökonomischen Parameter, der Energiepreise und der Klimafaktoren aus. Diese Annahmen basieren auf den aktuellen, regelmäßig wiederkehrenden Arbeiten der Prognos AG zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, wie dem Deutschland Report und dem Weltreport. Die Ausgangsdaten für die Bevölkerungsprognosen basieren auf der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamts [StaBA 2006].

Die Erreichung der Emissionsziele im Innovationsszenario impliziert Abweichungen von der Basisentwicklung im Bereich der industriellen Produktion. Diese Abweichungen werden in Kapitel 5.3.3.1 beschrieben.

3.1 Sozioökonomische Rahmendaten

3.1.1 Bevölkerung, Altersstruktur

Der Bevölkerungsentwicklung liegt die Variante 1-W.1 der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes zugrunde. Die für die Szenarien verwendete Bevölkerungsfortschreibung unterscheidet sich durch die Annahmen zur Wanderung von der Version des Statistischen Bundesamtes. Letztere rechnet mit einer jährlichen Nettozuwanderung in Höhe von 100.000 Personen. Dem gegenüber geht die Prognos-Bevölkerungsprojektion davon aus, dass die Nettozuwanderung bis 2030 im Durchschnitt bei 150.000 Personen pro Jahr liegt. Diese Nettozuwanderung verteilt sich nicht gleichmäßig auf die Jahre. Vielmehr liegt sie anfangs deutlich niedriger und in der zweiten Hälfte des Projektionszeitraumes deutlich höher als der Durchschnittswert.

Die übrigen Annahmen zur Bevölkerungsfortschreibung entsprechen denen des Statistischen Bundesamtes:

- eine annähernd konstante Geburtenhäufigkeit von 1,4 Kindern je Frau,
- ein moderater Anstieg der Lebenserwartung von 81,5 Jahren im Zeitraum 2002/2004 auf 88,0 Jahre bei im Jahr 2050 neu geborenen Mädchen und von 75,9 Jahren im Zeitraum 2002/2004 auf 83,5 Jahre bei im Jahr 2050 neu geborenen Jungen.

Auf Basis der getroffenen Annahmen verringert sich die Bevölkerungszahl bis 2050 um etwas mehr als 10 Mio. und liegt dann bei 72,2 Mio. (Tabelle 3.1-1). Ab 2030 beschleunigt sich der Rückgang.

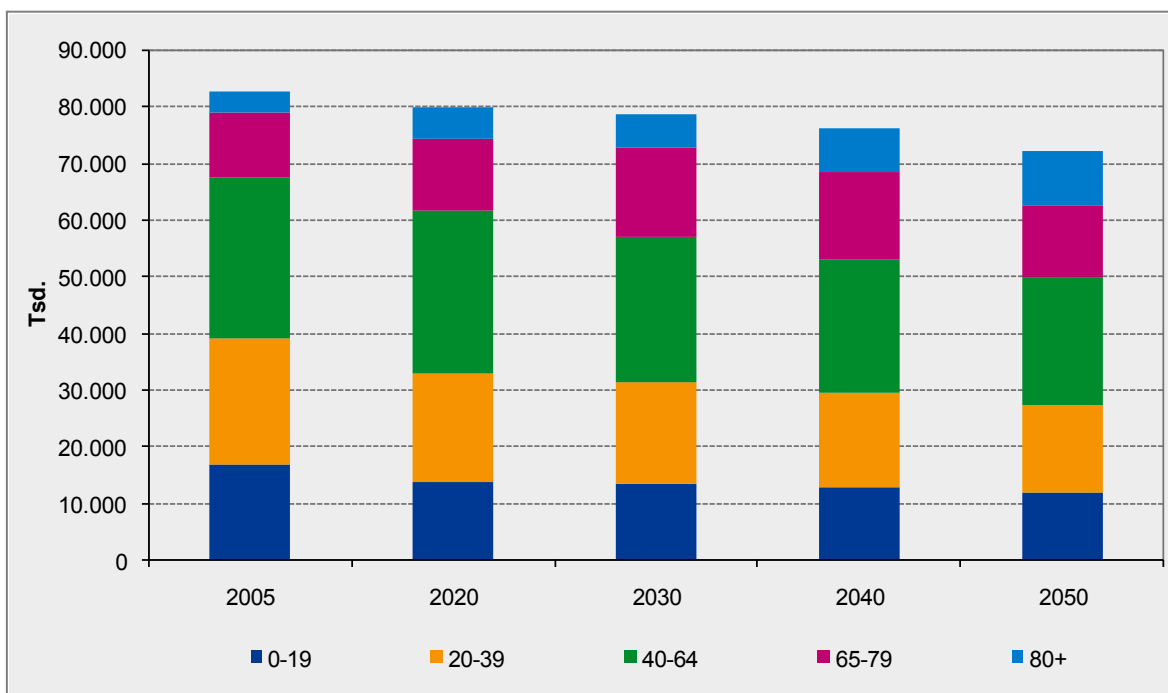
Tabelle 3.1-1: Bevölkerung nach Altersstufen 2005 – 2050 (Jahresmitte, in Tsd.) und jährliche Veränderungen in %

	2005	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung in Tsd.					
Insgesamt	82.516	79.799	78.576	75.967	72.178
davon im Alter von					
0-19	16.808	13.674	13.157	12.613	11.710
20-39	22.113	19.014	18.017	16.754	15.355
40-64	28.481	28.835	25.764	23.506	22.750
65-79	11.611	12.619	15.595	15.545	12.689
80+	3.503	5.657	6.044	7.549	9.674
Index, 2005=100					
Insgesamt		97	95	92	87
davon im Alter von					
0-19		81	78	75	70
20-39		86	81	76	69
40-64		101	90	83	80
65-79		109	134	134	109
80+		161	173	216	276

Quelle: Prognos 2009

Mit der Verringerung der Einwohnerzahl vollzieht sich eine starke Veränderung im Altersaufbau der Bevölkerung. Der Anteil der 65-jährigen und älteren Einwohner erhöht sich von gut 18 % im Jahr 2005 auf 31 % im Jahr 2050. Die Anzahl der über 80-jährigen verdreifacht sich beinahe.

Abbildung 3.1-1: Bevölkerung nach Altersstufen 2005 – 2050, Jahresmitte, in Tsd.



Quelle: Prognos 2009

Diese Veränderungen führen dazu, dass der Altersstrukturquotient, hier definiert als Verhältnis von Personen im Rentenalter (65 Jahre und älter) zu denjenigen im Erwerbsalter (20 bis 64 Jahre), im Betrachtungszeitraum von 32 % auf 59 % ansteigt.

Trotz deutlich rückläufiger Bevölkerung verringert sich die Zahl der Haushalte in Deutschland zwischen 2005 und 2050 nur um 0,5 Mio. (-1,1 %). Bis 2035 steigt die Zahl der Haushalte noch leicht an (Tabelle 3.1-2). Ursache hierfür ist die abnehmende Haushaltsgröße. Ab 2035 wiegt der Effekt der rückläufigen Bevölkerung stärker als der weitere Trend zu kleineren Haushalten. Ab dem Jahr 2040 beschleunigt sich der Rückgang.

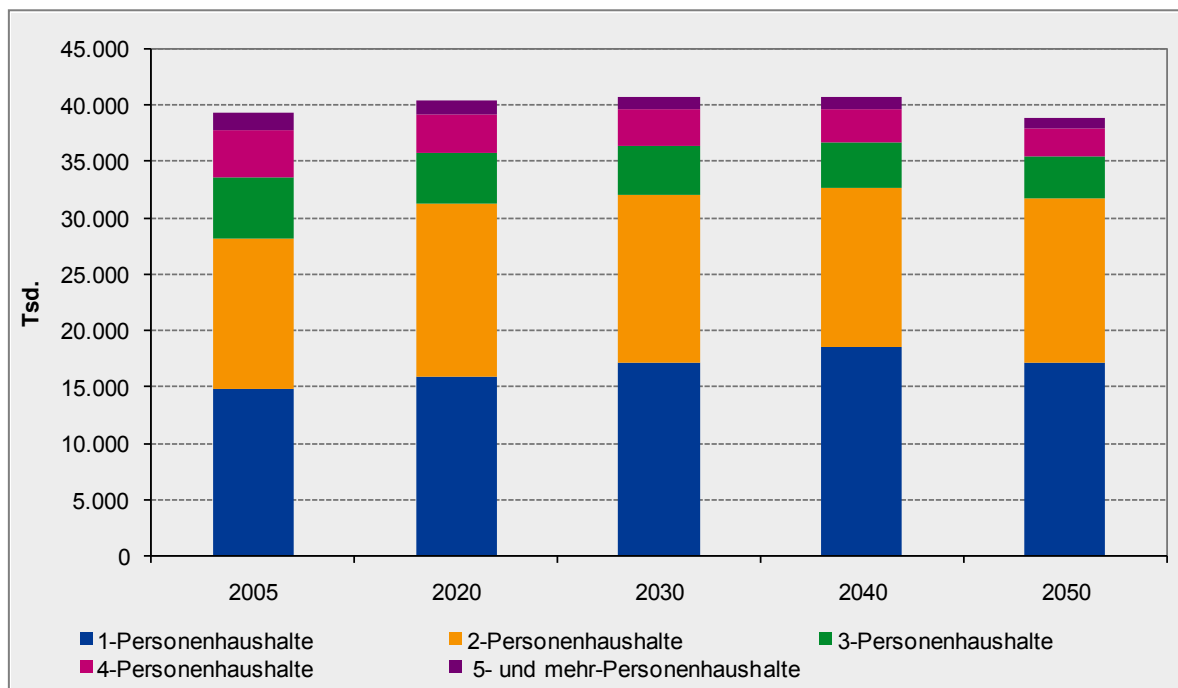
Der Anteil der Ein- und Zweipersonenhaushalte nimmt im Betrachtungszeitraum um annähernd 10 %-Punkte zu, während sich die Zahl der Haushalte mit 5 oder mehr Personen beinahe halbiert (-42 %). Als Folge dieser Entwicklung sind im Jahr 2050 rund 82 % aller Haushalte Ein- oder Zweipersonenhaushalte, im Jahr 2005 waren es 72 %. Diese Veränderungen führen zu einer Abnahme der durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,11 Personen je Haushalt im Jahr 2005 auf 1,86 im Jahr 2050.

Tabelle 3.1-2: Private Haushalte nach Haushaltsgröße 2005 – 2050 (Jahresmitte, in Tsd.), durchschnittliche Haushaltsgröße und Veränderungen zu 2005

	2005	2020	2030	2040	2050
Haushalte in Tsd.					
Insgesamt	39.274	40.327	40.716	40.617	38.823
davon 1-Personenhaushalte	14.678	15.838	17.038	18.422	17.033
2-Personenhaushalte	13.460	15.332	14.957	14.132	14.669
3-Personenhaushalte	5.368	4.557	4.366	4.067	3.636
4-Personenhaushalte	4.190	3.377	3.206	2.951	2.586
5-und mehr-Personenhaushalte	1.578	1.222	1.150	1.046	898
durchschn. Haushaltsgröße	2,11	1,99	1,94	1,88	1,86
		2020	2030	2040	2050
Index, 2005=100					
Insgesamt		103	104	103	99
davon 1-Personenhaushalte		108	116	126	116
2-Personenhaushalte		114	111	105	109
3-Personenhaushalte		85	81	76	68
4-Personenhaushalte		81	77	70	62
5-und mehr-Personenhaushalte		77	73	66	57

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 3.1-2: Private Haushalte nach Haushaltsgröße 2005 – 2050, Jahresmitte, in Tsd.



Quelle: Prognos 2009

Die Veränderungen von Einwohnerzahl und Bevölkerungsstruktur wirken sich direkt und indirekt auf den Energieverbrauch aus. Beispielsweise bleiben ältere Menschen oft in ihren Wohnungen und Eigenheimen, auch wenn die Kinder bereits ausgezogen und die Wohnflächen eigentlich zu groß geworden sind. Neben dem steigenden Pro-Kopf-Einkommen ist dies einer der Gründe, weshalb trotz abnehmender Bevölkerung die Wohnfläche zunächst weiter ansteigt. Mit dem Rückgang der Zahl der Haushalte ab etwa 2035 beginnt sich die Wohnfläche zu verringern (Tabelle 3.1-3).

Tabelle 3.1-3: Zugang an Wohnfläche (netto) und bewohnte Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m²

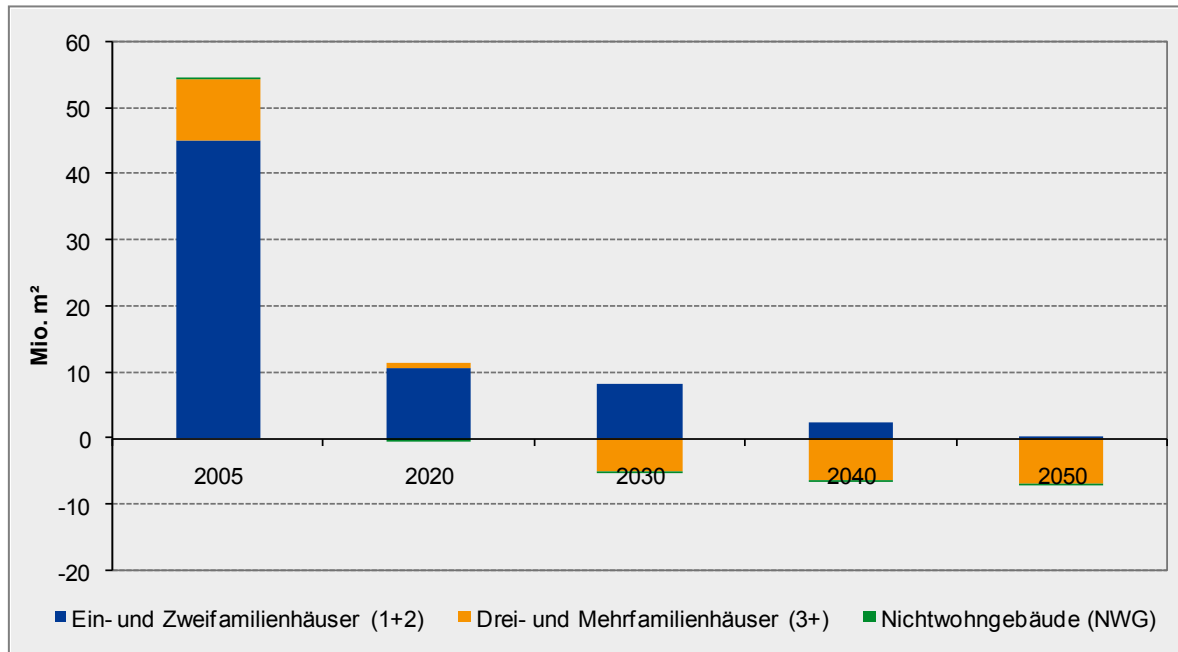
	2005	2020	2030	2040	2050
Nettozugang Wohnfläche					
Insgesamt	54,8	11,5	3,2	-3,9	-6,6
Ein- und Zweifamilienhäuser (1 + 2)	45,2	10,6	8,4	2,6	0,5
Drei- und Mehrfamilienhäuser (3+)	9,1	0,9	-5,0	-6,3	-6,9
Nichtwohngebäude (NWG)	0,4	0,0	-0,1	-0,2	-0,2
Wohnfläche bewohnt					
Insgesamt	3.223	3.485	3.583	3.576	3.525
Ein- und Zweifamilienhäuser (1 + 2)	1856	2069	2171	2220	2235
Drei- und Mehrfamilienhäuser (3+)	1.367	1.415	1.412	1.356	1.290
Leerwohnflächenquote	4,2%	3,6%	3,2%	3,1%	3,1%

Quelle: Prognos 2009

Die Gebäudetypen weisen unterschiedliche Entwicklungen auf. Die Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern wird bis 2050 noch ausgeweitet und ist dann um 20 % größer als im Jahr 2005. Die Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern erreicht um das Jahr 2025 ihr Maximum. Danach verringert sie sich und liegt 2050 um knapp 6 % unter dem Niveau des

Jahres 2005. Da der Wohnflächenzuwachs in Ein- und Zweifamilienhäusern den Wohnflächenrückgang in Mehrfamiliengebäuden und Nicht-Wohngebäuden übersteigt, nimmt die gesamte Wohnfläche bis 2050 zu (+9 %).

Abbildung 3.1-3: Netto-Zugang an Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m²



Quelle: Prognos 2009

3.1.2 Wirtschaftliche Entwicklung

Den Szenarien liegt ein durchschnittliches reales Wirtschaftswachstum von 0,7 % p.a. zu Grunde. Dabei wurde unterstellt, dass die aktuelle Finanz- und Wirtschaftskrise bis 2010/2011 überwunden wird. Im Zeitraum 2011 bis 2020 liegen die Wachstumsraten bei gut 1 % p.a.. Zwischen 2020 und 2030 schwächt sich das Wachstum vor dem Hintergrund des starken Rückgangs des Arbeitskräftepotenzials zunächst ab. Danach beschleunigt es sich etwas.

Aufgrund der rückläufigen Einwohnerzahl liegt die Zuwachsrate des Pro-Kopf-Einkommens mit durchschnittlich 1 % p.a. über der BIP Zuwachsrate. Das reale BIP pro Kopf erhöht sich von knapp 26 Tsd. EUR im Jahr 2007 auf gut 41 Tsd. EUR im Jahr 2050.

Hinter der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung stehen zum Teil sehr unterschiedliche Veränderungen in den einzelnen Branchen (Tabelle 3.1-5). Die Wirtschaftszweige Gewinnung von Steinen und Erden sowie das Baugewerbe weisen - in realer Betrachtung - im Jahr 2050 eine geringere Bruttowertschöpfung auf als im Jahr 2005.

Nach dem krisenbedingten Rückgang bis 2010 steigt die Zahl der Erwerbstätigen bis 2015 noch leicht an. Danach geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück, die Produktivitätsfortschritte sind höher als die Wachstumsraten des BIP. Insgesamt sind im Jahr 2050 rund 33,1 Mio. Personen erwerbstätig, rund 15 % weniger als 2005 (Tabelle 3.1-6).

Das Wachstum ist ein Bestimmungsgrund für die Entwicklung der Erwerbstätigkeit und Beschäftigung. Mehr Wachstum bedeutet in der Regel mehr Beschäftigung. Die Veränderung der Beschäftigung wiederum ist ein Bestimmungsgrund für die Entwicklung der Arbeitslosigkeit. Daneben spielt eine Rolle, wie sich das Arbeitsangebot verändert, wie viele Menschen, die aktuell keine Beschäftigung haben, arbeiten wollen und können. Das wiederum hängt ab von der Anzahl der Personen im Erwerbsalter (i.d.R. 20-64 Jahre) und von der jeweiligen altersspezifischen Erwerbsneigung. Die Verknüpfung von beidem ergibt das Erwerbspersonenpotenzial. Im Rahmen der Szenarienarbeiten wurden keine expliziten Annahmen zur Erwerbsneigung getroffen, aber zur Entwicklung der Personen im Erwerbsalter und zur Erwerbstätigkeit.

Aus der Tabelle 3.1-4 lassen sich folgende Aussagen ableiten:

1. Die Zahl der Personen im Erwerbsalter (20 - 64 J.) geht bis 2050 um 12,5 Mio. Personen zurück, selbst bei einem auf 20 - 79 J. ausgeweiteten Erwerbsalter verringert sich die Zahl um 11,5 Mio.
2. Die Zahl der Erwerbstätigen verringert sich bis 2050 um 5,7 Mio. Personen, also wesentlich langsamer als die Zahl der Personen im Erwerbsalter.
3. Das bedeutet, die Arbeitsplätze können nur besetzt werden, wenn das Erwerbspersonenpotenzial weiter ausgeschöpft wird als bisher.
4. Bezogen auf die Personen im Erwerbsalter steigt die Ausschöpfungsquote von knapp 77% (2005) auf 87% (2050), bei ausgeweitetem Erwerbsalter von 62,5% (2005) auf 65,2 % (2050).

5. Gleichzeitig verringert sich die Differenz von Personen im Erwerbsalter und Erwerbstätigen von 11,7 Mio. auf 5,0 Mio. (bzw. von 23,4 Mio. auf 17,7 Mio.).
6. Das lässt den Schluss zu, dass die Arbeitslosigkeit drastisch zurück geht. Das größere Problem dürfte es sein, langfristig alle Arbeitsplätze mit entsprechend qualifizierten Personen zu besetzen.

Es lässt sich festhalten, dass in den Szenarien bereits nach 2010 die Arbeitslosigkeit deutlich zurück geht, wofür die demografische Entwicklung eine entscheidende Rolle spielt.

Tabelle 3.1-4: Personen im Erwerbsalter und Erwerbstätige im Referenzszenario (das Innovationsszenario weicht davon geringfügig ab)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Personen 20-64	Tsd	50.594	49.672	49.030	47.849	46.198	43.780	40.261	38.105
Personen 20-79	Tsd	62.205	62.172	61.707	60.467	59.849	59.376	55.806	50.794
Erwerbstätige	Tsd	38.851	39.352	39.596	39.125	38.074	36.736	34.475	33.135
Erwerbsquote 20-64	%	76,8%	79,2%	80,8%	81,8%	82,4%	83,9%	85,6%	87,0%
Erwerbsquote 20-79	%	62,5%	63,3%	64,2%	64,7%	63,6%	61,9%	61,8%	65,2%
Erwerbslose 20-64	Tsd	11.743	10.319	9.433	8.724	8.123	7.045	5.785	4.970
Erwerbslose 20-79	Tsd	23.354	22.820	22.111	21.342	21.774	22.640	21.330	17.659

Tabelle 3.1-5: *Bruttowertschöpfung (BWS) nach Wirtschaftszweigen 2005 – 2050, in Mrd. EUR (2000), BIP pro Kopf und jährliche Veränderungen in %*

	2005	2020	2030	2040	2050
BWS real, Basis 2000					
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	23	23	23	23	23
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden	3	3	3	3	2
Verarbeitendes Gewerbe	457	555	572	587	615
Energie- und Wasserversorgung	40	38	39	40	41
Baugewerbe	76	71	69	66	65
Handel; Reparatur v. Kfz u. Gebrauchsgütern	215	234	252	268	294
Gastgewerbe	29	30	31	31	33
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	114	145	159	173	196
Kredit- und Versicherungsgewerbe	69	85	90	95	107
Grundstueckswesen, Verm., Dienstl. f. Untern.	474	572	638	708	806
Öff. Verw. Verteidigung, Sozialversicherung	116	129	129	129	133
Erziehung und Unterricht	84	91	92	93	97
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	141	178	192	209	233
Sonstige öff. u. priv. Dienstleister	95	102	108	114	125
Alle Wirtschaftszweige	1.934	2.259	2.399	2.543	2.775
Bruttoinlandsprodukt	2.124	2.457	2.598	2.743	2.981
BIP pro Kopf in Tsd. EUR	26	31	33	36	41
		2020	2030	2040	2050
Veränderung p.a. in %					
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei		0,2	-0,1	-0,1	0,1
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden		-1,2	-0,5	-0,6	-1,0
Verarbeitendes Gewerbe		0,6	0,2	0,3	0,5
Energie- und Wasserversorgung		0,5	0,3	0,3	0,4
Baugewerbe		0,1	-0,4	-0,4	-0,1
Handel; Reparatur v. Kfz u. Gebrauchsgütern		1,0	0,6	0,7	0,9
Gastgewerbe		0,7	0,2	0,2	0,5
Verkehr und Nachrichtenübermittlung		1,3	0,8	0,9	1,2
Kredit- und Versicherungsgewerbe		1,5	0,4	0,5	1,2
Grundstueckswesen, Verm., Dienstl. f. Untern.		1,4	1,0	1,0	1,3
Öff. Verw. Verteidigung, Sozialversicherung		0,4	-0,2	0,0	0,3
Erziehung und Unterricht		0,5	0,0	0,2	0,4
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen		1,2	0,7	0,8	1,1
Sonstige öff. u. priv. Dienstleister		1,0	0,5	0,5	0,9
Alle Wirtschaftszweige		0,9	0,5	0,6	0,9
Bruttoinlandsprodukt		0,9	0,5	0,5	0,8
BIP pro Kopf in Tsd. EUR		1,1	0,6	0,9	1,4

Quelle: Prognos 2009

Tabelle 3.1-6: *Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen 2005 – 2050, in Tsd. und jährliche Veränderungen in %*

	2005	2020	2030	2040	2050
Erwerbstätige in Tsd					
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	853	702	611	533	464
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden	89	55	49	45	39
Verarbeitendes Gewerbe	7.512	6.379	5.692	5.083	4.568
Energie- und Wasserversorgung	289	230	201	175	153
Baugewerbe	2.185	1.968	1.834	1.686	1.597
Handel; Reparatur v. Kfz u. Gebrauchsgütern	5.903	5.628	5.345	5.081	4.813
Gastgewerbe	1.759	2.008	1.893	1.769	1.722
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	2.118	2.187	2.179	2.175	2.132
Kredit- und Versicherungsgewerbe	1.239	1.127	1.082	1.037	1.005
Grundstueckswesen, Verm., Dienstl. f. Unter	5.131	6.041	5.659	5.272	5.073
Öff. Verw. Verteidigung, Sozialversicherung	2.671	2.409	2.207	2.026	1.884
Erziehung und Unterricht	2.281	2.521	2.403	2.298	2.282
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	4.036	4.830	4.655	4.504	4.625
Sonstige öff. u. priv. Dienstleister	2.785	3.041	2.926	2.793	2.779
Alle Wirtschaftszweige	38.851	39.125	36.736	34.475	33.135
		2020	2030	2040	2050
Veränderung p.a. in %					
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei		-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden		-2,1	-0,9	-1,0	-1,4
Verarbeitendes Gewerbe		-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
Energie- und Wasserversorgung		-1,5	-1,4	-1,4	-1,4
Baugewerbe		-0,4	-0,8	-0,8	-0,5
Handel; Reparatur v. Kfz u. Gebrauchsgütern		-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Gastgewerbe		0,3	-0,7	-0,7	-0,3
Verkehr und Nachrichtenübermittlung		-0,2	0,0	0,0	-0,2
Kredit- und Versicherungsgewerbe		-0,3	-0,5	-0,4	-0,3
Grundstueckswesen, Verm., Dienstl. f. Untern.		0,1	-0,8	-0,7	-0,4
Öff. Verw. Verteidigung, Sozialversicherung		-0,7	-0,9	-0,9	-0,7
Erziehung und Unterricht		0,1	-0,6	-0,4	-0,1
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen		0,7	-0,6	-0,3	0,3
Sonstige öff. u. priv. Dienstleister		0,4	-0,5	-0,5	-0,1
Alle Wirtschaftszweige		-0,2	-0,7	-0,6	-0,4

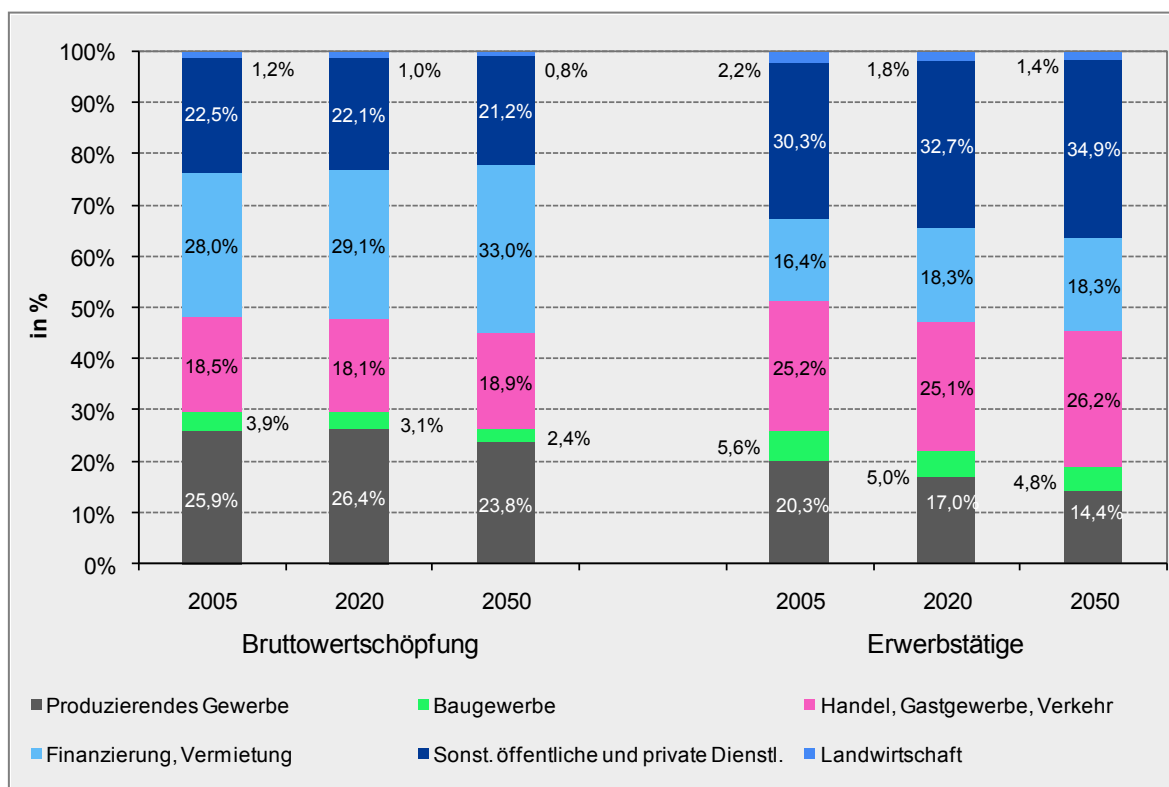
Quelle: Prognos 2009

3.1.2.1 Strukturwandel

Der Trend zur Dienstleistungs- und Wissensgesellschaft hält langfristig an. Der Anteil der Dienstleistungen an der Bruttowertschöpfung steigt von 69 % im Jahr 2005 auf 73 % im Jahr 2050, (Abbildung 3.1-4). Überdurchschnittliche Zuwachsraten weisen die Wirtschaftszweige Grundstückswesen/Vermietung/Dienstleistungen für Unternehmen (+70 %), Gesundheits-/Veterinär-/Sozialwesen (+65 %) und Verkehr/Nachrichtenübermittlung (+72 %) auf.

Deutlicher als bei der Wirtschaftsleistung zeigt sich der Strukturwandel in der Beschäftigung. Bei insgesamt rückläufiger Erwerbstätigkeit steigt der Anteil der Erwerbstätigen im Dienstleistungssektor von 72 % im Jahr 2005 auf mehr als 79 % im Jahr 2050. Das Gesundheits-/Veterinär-/Sozialwesen ist der einzige Bereich, in dem die Beschäftigung noch deutlich ausgeweitet wird.

Abbildung 3.1-4: Wirtschaftsstruktur in Deutschland in den Jahren 2005, 2020 und 2050, Bruttowertschöpfung (BWS) und Erwerbstätige, in %



Quelle: Prognos 2009

3.1.2.2 Verarbeitendes Gewerbe (Industrie)

Die Industrieproduktion nimmt von 430 Mrd. EUR im Jahr 2005 auf 581 Mrd. EUR im Jahr 2050 zu (real, in Preisen von 2000). Damit wächst die Industrie langsamer als der Dienstleistungssektor. Gemessen an der Bruttowertschöpfung verliert das verarbeitende Gewerbe etwas an Bedeutung. Der Anteil verringert sich von 24 % im Jahr 2005 auf 22 % im Jahr 2050.

Die in der jüngeren Vergangenheit beobachteten Trends beim interindustriellen Strukturwandel halten im Betrachtungszeitraum an. Dies bedeutet einerseits weitere Anteilsverluste für konsumnahe Branchen (Ernährung und Tabak, Textilgewerbe) und solche im energieintensiven Primärgüterbereich (Papiergewerbe, Grundstoffchemie, Herstellung von Eisen, Stahl und Ferrolegierungen). Andererseits gewinnen die investitionsgüterorientierten Branchen im Hoch- und Spitzentechnologiebereich, die vor allem für den Weltmarkt produzieren, Anteile hinzu. Dazu zählen der Maschinenbau, die Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik, die Herstellung von Geräten und Einrichtungen der Elektrizitätserzeugung sowie die Erzeugung von Büromaschinen und EDV-Anlagen.

Tabelle 3.1-7: *Industrieproduktion zu Faktorkosten 2005 – 2050, Abgrenzung der Industriestatistik, in Mrd. EUR (2000) und jährliche Veränderungen in %*

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Industrieproduktion zu Faktorkosten								
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	1,9	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
Ernährung und Tabak	37,3	35,9	37,1	37,0	36,6	36,3	35,7	37,0
Textilgewerbe	4,5	3,8	3,6	3,3	3,0	2,7	2,4	2,4
Bekleidungsgewerbe	1,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6
Ledergewerbe	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4
Holzgewerbe (ohne Herst. v. Möbeln)	6,2	5,7	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0	5,2
Papiergewerbe	10,4	11,0	11,4	11,1	10,7	10,6	10,5	10,7
Verlags-, Druckgewerbe	19,2	17,8	18,7	18,7	18,8	18,8	18,8	19,5
Grundstoffchemie	20,7	19,6	20,5	20,1	19,4	19,1	19,0	19,8
sonstige chemische Industrie	23,0	25,6	28,1	29,0	29,4	29,7	30,4	32,0
Gummi- und Kunststoffwaren	20,6	22,0	23,5	24,0	24,1	24,2	24,5	25,5
Glas, Keramik	5,2	6,1	6,3	6,3	6,1	5,9	5,7	5,7
Verarbeitung v. Steinen/Erden	8,0	7,5	7,9	7,9	7,9	7,8	7,7	8,0
Herst. v. Eisen, Stahl, Ferrolegierungen	6,0	5,9	6,0	5,9	5,4	4,9	4,4	4,4
Herst. von Rohren	2,0	2,2	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2
sonst. erste Bearb. v. Eisen, Stahl, Herst. v. Ferroleg.	0,9	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8
Erzeugung und Erste Bearbeitung von NE-Metallen	4,5	4,4	4,5	4,4	4,4	4,3	4,2	4,3
Giessereiindustrie	3,8	4,1	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,7
Herst. von Metallerzeugnissen	38,4	42,7	46,5	48,1	49,2	49,9	51,6	54,4
Maschinenbau	64,0	77,7	87,1	91,9	95,6	97,9	102,4	108,7
Büromaschinen, EDV	4,8	8,2	9,4	10,2	10,6	11,0	11,9	13,1
Herst. von Geräten der Elektrizitätserzeugung	35,6	39,9	44,0	46,4	48,5	50,5	52,6	55,2
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	15,9	25,7	30,3	33,3	35,6	37,6	41,2	44,2
Medizin-, Mess-, Regel-, Steuerungstechnik, Optik	16,9	18,5	19,8	20,0	20,2	20,3	20,6	21,6
Herst. von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	57,3	59,4	64,0	66,6	68,3	69,6	73,3	77,8
Sonstiger Fahrzeugbau	10,7	10,5	11,1	11,2	11,2	11,0	11,1	11,5
Herst. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr. usw.; Recycling	9,9	10,3	10,9	11,0	10,9	10,8	10,7	11,1
Gesamt Verarbeitendes Gewerbe	430,3	468,3	506,6	522,0	531,4	538,1	553,4	581,3
Veränderung p.a. in %								
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau		-5,7	-0,4	-1,8	-1,3	-1,6	-1,1	-0,4
Ernährung und Tabak		-0,7	0,7	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	0,4
Textilgewerbe		-3,4	-0,8	-1,8	-2,0	-1,7	-1,2	-0,2
Bekleidungsgewerbe		-12,3	-1,8	-0,5	-1,0	-1,3	-1,3	-1,3
Ledergewerbe		-1,1	0,0	-0,9	-1,6	-1,4	-2,0	-0,7
Holzgewerbe (ohne Herst. v. Möbeln)		-1,6	-1,0	-0,6	-0,2	-0,4	-0,1	0,4
Papiergewerbe		1,1	0,6	-0,5	-0,7	-0,2	-0,1	0,2
Verlags-, Druckgewerbe		-1,5	1,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3
Grundstoffchemie		-1,0	0,9	-0,4	-0,7	-0,3	-0,1	0,4
sonstige chemische Industrie		2,2	1,8	0,6	0,3	0,2	0,2	0,5
Gummi- und Kunststoffwaren		1,2	1,4	0,4	0,1	0,0	0,1	0,4
Glas, Keramik		3,2	0,8	-0,2	-0,5	-0,6	-0,4	0,0
Verarbeitung v. Steinen/Erden		-1,3	0,9	0,2	-0,2	-0,3	-0,1	0,3
Herst. v. Eisen, Stahl, Ferrolegierungen		-0,6	0,4	-0,4	-1,7	-1,8	-1,0	-0,2
Herst. von Rohren		1,8	1,2	0,2	-0,6	-0,2	-0,2	0,0
sonst. erste Bearb. v. Eisen, Stahl, Herst. v. Ferroleg.		1,7	0,6	-0,4	-0,6	-0,8	-0,9	-0,9
Erzeugung und Erste Bearbeitung von NE-Metallen		-0,8	0,7	-0,3	-0,4	-0,3	-0,2	0,1
Giessereiindustrie		1,7	1,4	0,4	0,1	0,0	0,0	0,2
Herst. von Metallerzeugnissen		2,2	1,7	0,7	0,4	0,3	0,3	0,5
Maschinenbau		4,0	2,3	1,1	0,8	0,5	0,4	0,6
Büromaschinen, EDV		11,2	2,7	1,7	0,9	0,7	0,8	0,9
Herst. von Geräten der Elektrizitätserzeugung		2,3	2,0	1,1	0,9	0,8	0,4	0,5
Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik		10,0	3,4	1,9	1,3	1,1	0,9	0,7
Medizin-, Mess-, Regel-, Steuerungstechnik, Optik		1,8	1,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,4
Herst. von Kraftwagen und Kraftwagenteilen		0,7	1,5	0,8	0,5	0,4	0,5	0,6
Sonstiger Fahrzeugbau		-0,4	1,1	0,2	-0,1	-0,2	0,0	0,4
Herst. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr. usw.; Recycling		0,7	1,1	0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,3
Gesamt Verarbeitendes Gewerbe		1,7	1,6	0,6	0,4	0,3	0,3	0,5

Quelle: Prognos 2009

3.2 Energiepreise

Die Preise der Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle sind in hohem Maße durch die Weltenergiemärkte bestimmt und steigen bis 2050 deutlich an. Am Weltmarkt liegt der reale Ölpreis im Jahr 2030 mit 125 US-\$(2007)/Barrel um mehr als 130 % höher als im Jahr 2005. Diese Entwicklung orientiert sich an der Einschätzung des IEA World Energy Outlook 2008 (IEA, 2008). Nach 2030 verstärkt sich der Preisanstieg. Im Jahr 2050 erreicht der reale Ölpreis 210 US-\$(2007)/Barrel. Gegenüber 2005 bedeutet dies eine Ver-
vierfachung (Tabelle 3.2-1).

Die realen Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle verändern sich annähernd parallel zu den Weltmarktpreisen. Der Grenzübergangspreis für Erdgas orientiert sich an der Ölpreisentwicklung und steigt bis zum Jahr 2030 um 135 % auf 3,9 EUR-Cent/kWh, bis zum Jahr 2050 um 300 % auf 6,6 EUR-Cent/kWh (real, in Preisen von 2007). Steinkohle verteuert sich aufgrund der höheren Verfügbarkeit langsamer als Öl und Erdgas. Der reale Steinkohlepreis liegt im Jahr 2030 mit 118 EUR/t SKE um 78 % höher als 2005, bis 2050 steigt er auf 199 EUR/t SKE (+200 %).

Tabelle 3.2-1: Nominale und reale Primärenergiepreise 2005 – 2050

	2005	2020	2030	2040	2050
Nominal					
Ölpreis fob (US-\$/barrel)	51	123	182	276	429
Grenzübergangspreise					
Rohöl (EUR/t)	314	684	1.012	1.534	2.383
Erdgas (EUR-Cent/kWh)	1,6	3,7	5,5	8,1	12,5
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	65	115	166	247	376
Real (Preisbasis 2007)					
Ölpreis fob (US-\$(2007)/barrel)	54	100	125	160	210
Grenzübergangspreise					
Rohöl (EUR/t)	322	565	720	940	1.259
Erdgas (EUR-Cent/kWh)	1,7	3,1	3,9	5,0	6,6
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	67	95	118	151	199

Quelle: Prognos 2009

Ausgangspunkt für die heimischen Verbraucherpreise sind die Grenzübergangspreise der Energieträger. Aus diesen Preisen werden unter Berücksichtigung der Kosten für Verarbeitung, Transport, Speicherung, Vertrieb sowie von Gewinnaufschlägen, Steuern und CO₂-Zuschlägen die Verbraucherpreise abgeleitet.

Die in den Preisen enthaltenen CO₂-Zuschläge steigen linear von 10 EUR/t CO₂ im Jahr 2010 auf 50 EUR/t CO₂ (real, in Preisen von 2007). Die CO₂-Zuschläge können theoretisch über Zertifikate oder CO₂-Steuern implementiert werden. In den Szenarien wird unterstellt, dass die CO₂-Zuschläge entsprechend den CO₂-Faktoren der Energieträger ab 2010 auf die Energieträgerpreise aufgeschlagen werden. Für beide Szenarien gelten die gleichen CO₂-Preise: Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass der CO₂-Handel vor allem ein europäisches Modell bleibt und durch weitere internationale Instrumente wie CDM und JI ergänzt wird. Bei auch dann moderat verschärften Zielen werden die Caps allmählich angepasst und die CO₂-Preise steigen. Im Innovationsszenario wird angenommen, dass der CO₂-Handel zum anerkannten Ausgleichsprinzip wird. Die großen

Emittenten USA, Australien, Kanada, China und Japan haben vergleichbare Regulationen der Treibhausgas-Emissionen mit spezifischen Mechanismen zur Abfederung von Härten für Entwicklungs- und Schwellenländer. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass die globalen Ziele im Innovationsszenario in vergleichbarer Weise verschärft werden wie das für Deutschland der Fall ist. Damit werden zwar die Potenziale zur CO₂-Reduktion ausgeweitet, das globale Cap wird aber ebenfalls anspruchsvoller.

Wir gehen, gestützt auf die Dynamiken der Arbeit [GWS/Prognos 2007] zu internationalen Klimaverhandlungen davon aus, dass diese beiden Effekte sich gegenseitig etwa kompensieren und daher die CO₂-Preispfade in beiden Szenarien ähnlich sind. Im Innovationsszenario wird für Deutschland angenommen, dass die Handelsmechanismen auf weitere Branchen im Industriesektor ausgedehnt und durch zusätzliche passgenaue und effektive Instrumente in den anderen Sektoren ergänzt werden.

Unter Einbeziehung der CO₂-Zuschläge steigen die realen Konsumentenpreise für Energie zwischen 2005 und 2050 deutlich an (Tabelle 3.2-2). Bei den privaten Haushalten weist leichtes Heizöl mit einer Verdreifachung den stärksten Preisanstieg auf. Die Verbraucherpreise für Erdgas, Diesel und Benzin steigen bis 2050 auf mehr als das Doppelte, Kaminholz verteuert sich um 90 %. Der Anteil der CO₂-Kosten an den genannten Preissteigerungen liegt im Zeitverlauf (mit abnehmender Tendenz) bei 12 bis 20 Prozent für leichtes Heizöl, 13 bis 18 Prozent für Erdgas, 9 bis 12 Prozent für Benzin sowie 11 bis 18 Prozent für Diesel. Der größte Teil der Preissteigerungen resultiert damit aus den höheren Beschaffungskosten bzw. den Preisentwicklungen auf den internationalen Brennstoffmärkten.

Die Preise für Industriekunden bewegen sich in dieselbe Richtung. Die relativen Veränderungen zwischen 2005 und 2050 fallen aber stärker aus als bei den Haushalten, bei denen die auf den Energieträgern lastenden höheren Abgaben und Steuern den Preisanstieg dämpfen. Für die Industriekunden verteuert sich Heizöl um 210 %, Erdgas um 236 % und Steinkohle um 380 %. Der Anteil der CO₂-Kosten an den Preissteigerungen liegt (wiederum im Zeitverlauf abnehmend) bei 15 bis 22,5 Prozent für leichtes Heizöl, 14 bis 18 Prozent für schweres Heizöl, 17 bis 20 Prozent für Erdgas sowie bei 52 bis 63 Prozent für Steinkohle. Auch hier wird die Preiserhöhung durch die steigenden Beschaffungskosten für fossile Energieträger dominiert, nur bei Steinkohle wird der Preisanstieg zum (leicht) überwiegenden Teil durch die CO₂-Kosten bestimmt.

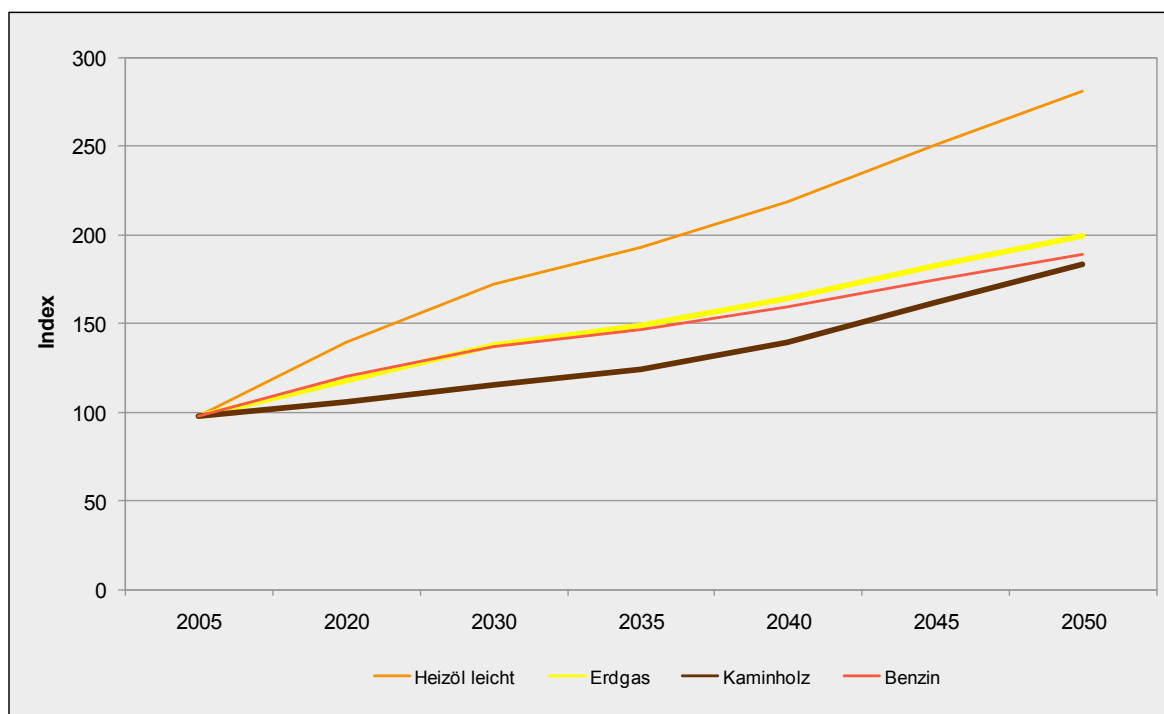
Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung und Einsatzstruktur des Kraftwerkparks weichen die Endkundenpreise für Strom im Referenzszenario und im Innovationsszenario voneinander ab. Die Beschreibung dieser Entwicklungen erfolgt in den Kapiteln der jeweiligen Szenarien.

Tabelle 3.2-2: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas, Steinkohle und Kaminholz 2005 – 2050, mit CO₂-Zuschlag ab 2010

	2005	2020	2030	2040	2050
Nominal					
Industrie (ohne MwSt.)					
Heizöl leicht (EUR/t)	499	960	1.377	2.009	2.994
Heizöl schwer (EUR/t)	243	734	1.114	1.704	2.639
Erdgas (EUR-Cent/kWh)	3	6	8	11	16
Steinkohle (EUR/t SKE)	71	200	304	452	666
Haushalte (mit MwSt.)					
Heizöl leicht (EUR-Cent/l)	53,6	98,9	142,4	209,2	312,3
Erdgas (EUR-Cent/kWh)	5,3	9,3	12,6	17,4	24,6
Kaminholz (EUR/Ster)	80,2	109,5	138,4	193,4	295,8
Benzin (EUR/l)	1,2	1,9	2,5	3,4	4,7
Diesel (EUR/l)	1,1	1,7	2,3	3,2	4,4
Real (Preisbasis 2007)					
Industrie (ohne MwSt.)					
Heizöl leicht (EUR/t)	511	793	980	1232	1582
Heizöl schwer (EUR/t)	249	606	793	1044	1394
Erdgas (EUR-Cent/kWh)	2,6	4,6	5,6	6,9	8,7
Steinkohle (EUR/t SKE)	73	165	216	277	352
Haushalte (mit MwSt.)					
Heizöl leicht (EUR-Cent/l)	54,9	81,6	101,3	128,2	165,0
Erdgas (EUR-Cent/kWh)	5,5	7,7	9,0	10,7	13,0
Kaminholz (EUR/Ster)	82,1	90,4	98,5	118,6	156,2
Benzin (EUR/l)	1,2	1,6	1,8	2,1	2,5
Diesel (EUR/l)	1,1	1,4	1,7	2,0	2,3
CO ₂ -Preis (nominal, EUR/t)		24,2	42,2	65,3	94,7
CO₂-Preis (real, EUR-2007/t)		20,0	30,0	40,0	50,0
MwSt.-Satz	19%	20%	22%	24%	25%

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 3.2-1: Entwicklung der realen Verbraucherpreise für Haushalte 2005 – 2050, Index, 2005=100



Quelle: Prognos 2009

3.3 Klima

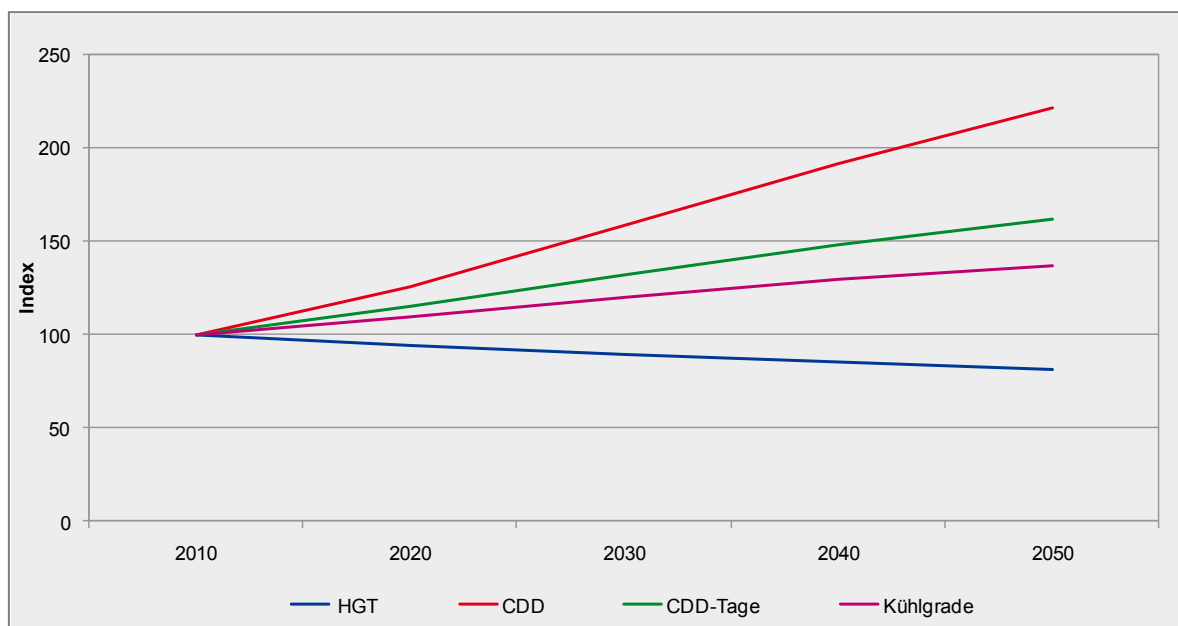
Der Anstieg der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre führt zu einem kontinuierlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur. In Anlehnung an die in der Arbeit [Prognos 2007 b] durchgeführten Arbeiten auf der Basis der detaillierten regionalen Klimaszenarien von [OcCC 2004] gehen wir zur Operationalisierung davon aus, dass diese im Szenarienzeitraum von etwa 1990 bis 2050 um $1,75^{\circ}\text{C}$ im mitteleuropäischen Raum ansteigt. Das bewirkt einerseits einen Rückgang der mittleren Heizgradtage (HGT) und andererseits den Anstieg der Kühlgradtage (Cooling Degree Days, CDD).

Heiztage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur eine festgesetzte Heizgrenze, im Allgemeinen 12°C oder 15°C , nicht überschreitet. Bei den Heizgradtagen werden diese Tage gewichtet mit der Differenz zwischen der Rauminnentemperatur (üblicherweise 20°C) und der mittleren Tagestemperatur. Bis ins Jahr 2050 verringert sich die Zahl der jährlichen HGT um 18,4 %, dadurch sinkt der Energiebedarf zur Aufrechterhaltung der gewünschten Raumtemperatur (Abbildung 3.3-1).

Kühltage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur $18,3^{\circ}\text{C}$ überschreitet. Bei den Kühlgradtagen werden die Kühltage mit den Kühlgraden gewichtet, welche hier definiert sind als die Differenz zwischen der mittleren Tagestemperatur und $18,3^{\circ}\text{C}$. Da bis ins Jahr 2050 sowohl die jährliche Zahl an Kühltagen (+62 %) als auch die mittlere Kühlgradzahl (+36,7 %) ansteigen, erhöhen sich die jährlichen Kühlgradtage überproportional (+121,4 %). Damit verbunden ist eine verstärkte Nachfrage nach Gebäudekühlung und Raumklimatisierung.

Beide Szenarien gehen von derselben klimatischen Entwicklung aus. Alternativ hätte im Innovationsszenario aufgrund der globalen Klimaschutzanstrengungen und der dadurch geringeren atmosphärischen Konzentration an Treibhausgasen ein schwächerer Anstieg der mittleren Temperatur zugrunde gelegt werden können. Hierauf wurde aus pragmatischen Gründen verzichtet. Die Entwicklung der Klimaparameter ist abgeleitet aus Arbeiten des Schweizerischen Bundesamtes für Energie (BFE, 2007).

Abbildung 3.3-1: Entwicklung von Heizgradtagen (HGT), Kühlgradtagen (CDD), Tagen mit Kühlgraden sowie mittleren Kühlgraden an Kühltagen, 2010 – 2050, Index, 2010=100



Quelle: IEA 2008, BFE 2007

4 Referenzszenario

4.1 Das Szenario im Überblick

Tabelle 4.1-1: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Referenzszenarios, ohne CCS

			Referenzszenario (ohne CCS)				
	Einheit	2005	2020	2030	2040	2050	
Ölpreis real (Preisbasis 2007)	USD (2007) / bbl	54	100	125	160	210	
Preis für CO ₂ -Zertifikate real (Preisbasis 2007)	EUR (2007) / t	-	20	30	40	50	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland							
Bevölkerung	Mio.	82,5	79,8	78,6	76,0	72,2	
private Haushalte	Mio.	39,3	40,3	40,7	40,6	38,8	
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.124	2.457	2.598	2.743	2.981	
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	430	522	538	553	581	
PKW-Bestand	Mio.	45,5	48,5	48,7	47,8	45,8	
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.084	1.111	1.104	1.075	1.023	
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	563	775	869	944	1.033	
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2005)							
Heizöl leicht	Cent(2005) / l	53,6	92,5	131,3	191,9	287,3	
Erdgas	Cent(2005) / kWh	5,3	8,8	11,8	16,1	22,7	
Strom	Cent(2005) / kWh	18,2	28,9	34,3	41,8	50,3	
Normalbenzin	Cent(2005) / l	120,0	186,9	244,2	327,9	450,9	
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2005)							
Heizöl leicht (Industrie)	EUR(2005) / t	499	884	1.244	1.802	2.694	
Erdgas (Industrie)	Cent(2005) / kWh	2,5	5,1	7,0	10,0	14,6	
Strom (Industrie)	Cent(2005) / kWh	6,8	13,2	15,6	19,5	23,9	
Primärenergieverbrauch	PJ	13.532	11.298	9.808	9.024	8.330	
Mineralöl	%	32,6	29,2	28,1	25,4	22,4	
Gase	%	23,9	24,9	23,6	21,4	21,5	
Steinkohle	%	12,9	16,7	13,0	14,1	12,8	
Braunkohle	%	12,3	8,9	12,8	13,2	14,6	
Kernenergie	%	12,3	2,9	0,0	0,0	0,0	
Biomassen	%	3,1	8,0	10,6	12,1	13,1	
Sonstige Erneuerbare	%	3,1	9,3	11,9	13,8	15,6	
Endenergieverbrauch	PJ	9.208	8.178	7.291	6.644	6.099	
private Haushalte	%	29,7	27,9	27,6	26,7	25,7	
Dienstleistungssektor	%	15,9	14,3	12,8	12,3	12,0	
Industrie	%	26,3	28,1	28,7	29,5	31,3	
Verkehr	%	28,1	29,7	30,9	31,5	31,0	
Mineralölprodukte	%	41,2	37,6	35,2	32,3	28,6	
Naturgase	%	27,0	26,2	24,1	22,5	22,7	
Kohle	%	4,3	3,9	3,4	3,1	2,9	
Strom	%	19,9	21,6	23,3	25,6	27,5	
Fernwärme	%	3,3	3,2	3,1	2,9	2,7	
Erneuerbare	%	4,3	7,5	10,9	13,7	15,6	
Erneuerbare incl. Anteil Umwandlung	%	5,7	13,5	18,6	22,4	25,2	
Nettostromerzeugung	TWh	583	554	530	529	520	
Kernkraft	%	25,9	5,5	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	%	21,9	30,6	22,8	25,8	21,0	
Braunkohle	%	26,1	18,4	29,9	28,8	31,9	
Erdgas	%	11,5	11,1	9,3	6,8	7,0	
erneuerbare Energien	%	9,8	29,5	32,6	33,1	34,4	
Sonstige	%	4,8	4,9	5,3	5,4	5,7	
Effizienzindikatoren							
PEV pro Kopf	GJ / Kopf	164	142	125	119	115	
BIP real 2000 / PEV	EUR / GJ	157	217	265	304	358	
Industrieprod. / EEV Ind.	EUR / GJ	177	227	257	282	305	
Personen-km. / EEV Pers-verk.	Pkm / GJ	576	648	722	787	891	
Tonnen-km. / EEV Güterverk.	tkm / GJ	800	1.088	1.204	1.303	1.391	
THG-Emissionen							
Insgesamt THG-Emissionen	Mio. t	1.042	888	785	717	658	
Kumulierte THG-Emissionen ab 2005	Mio. t	1.042	15.607	23.992	31.395	38.214	
Insgesamt CO ₂ -Emissionen	Mio. t	913	803	703	638	581	
Kumulierte CO ₂ -Emissionen ab 2005	Mio. t	913	13.988	21.539	28.140	34.176	
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	Mio. t	844	705	606	542	486	
Energiebedingte THG-Emissionen	Mio. t	852	714	614	549	492	
Sonstige THG-Emissionen	Mio. t	190	175	171	168	166	
THG-Indikatoren							
THG-Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	490	362	302	261	221	
CO ₂ -Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	430	327	271	232	195	
Energiebed. THG-Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	401	290	236	200	165	
THG-Emissionen / Einwohner	t / Kopf	12,6	11,1	10,0	9,4	9,1	
CO ₂ -Emissionen / Einwohner	t / Kopf	11,1	10,1	8,9	8,4	8,0	
Energiebed. THG-Emissionen / Einwohner	t / Kopf	10,3	8,9	7,8	7,2	6,8	

Quelle: Prognos / prograns 2009

4.2 Allgemeine Szenarienannahmen

4.2.1 Szenariobeschreibung

Das Szenario führt eine Entwicklung der „Welt, wie wir sie kennen“ im Rahmen der oben genannten Entwicklungen fort. Die Veränderungen in den Konsumgewohnheiten folgen im Wesentlichen bekannten Mustern, die durch Demografie und Technologieentwicklung beeinflusst werden (z. B. Wachstum von pro-Kopf-Wohnflächen, etwa gesättigter Motorisierungsgrad, weiter wachsende individuelle Freizeitverkehre). Die Konvergenz der elektronischen Anwendungen für Information, Kommunikation, Arbeit, Unterhaltung und Medien setzt sich fort. Alle Bereiche des Lebens und der Wirtschaft werden mit Informationstechnologie durchdrungen, Informationsverfügbarkeit, Optimierung von Prozessen, Regelung und Automatisierung schreiten weiter voran.

Der in den obigen Rahmendaten dargestellte wirtschaftliche Strukturwandel setzt die bisher beobachtete Entwicklung fort: hin zu Dienstleistungen, Industrie mit wissensbasierten, zunehmend materialeffizienten Produkten, die stark spezialisiert sind und häufig auch hohe Markenwerte haben.

Es wird angenommen, dass Energie- und Klimaschutzpolitik weiterhin etwa im Rahmen der bisherigen Bemühungen angegangen und betrieben werden. Bei den Abwägungen über Investitionen im energiewirtschaftlichen Zieldreieck zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit/Nachhaltigkeit wird den beiden erstgenannten Aspekten ein sehr hoher Wert beigemessen.

Die unterschiedlichen Akteure werden Effizienzmaßnahmen insbesondere dann umsetzen, wenn sie sich für sie in ihrem jeweiligen Kalkül unmittelbar durch die direkten Energiekosteneinsparungen „rechnen“. Das Wirtschaftlichkeitsgebot ist breiter Konsens.

4.2.2 Energie- und Klimaschutzpolitik

- Das integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) wird kontinuierlich weitergeführt und ausgebaut, insbesondere in den Bereichen des Ordnungsrechts beim Bau und bei der Flankierung mit Förderprogrammen. Es erfolgen kontinuierlich (2012, 2015) moderate Verschärfungen der Energieeinsparverordnung (EnEV), die insbesondere beim Neubau greifen, bis hin zu Passivhausstandard (spezifischer Energiebedarf für Raumwärme kleiner oder gleich 15 kWh/m²a) für Neubauten bis 2050. Die Sanierungsraten erhöhen sich nicht, aber die Qualität der durchgeführten energetischen Sanierungen steigt. Es wird keine Sanierungspflicht eingeführt.
- Bei Geräten wird die Energieverbrauchs-Kennzeichnung (Labelling) fortgeführt und sukzessive verschärft, die Qualität der besten Klassen wird kontinuierlich entlang von Best-Practice-Evaluationen nachgeführt.
- Intelligente Stromzähler (Smart Metering) werden allmählich eingeführt, jedoch noch nicht als aktives Steuerungsinstrument verwendet.

- Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird fortgeführt; das Ziel 2020 (25 % bis 30 % Anteil an der Nettostromerzeugung) wird erreicht; die Kostendegressionsvorgaben für Neuanlagen werden weiterhin ambitioniert ausgestaltet und überprüft; einige Offshore-Windparks werden gebaut.
- Kontinuierliche Zunahme der Wärme aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG mit stetigen Erweiterungen).
- CO₂-Zertifikatehandel, Auktionierung; diese bleibt als Handelssystem vor allem auf Europa beschränkt, internationale Aushandlungsprozesse bleiben schleppend.
- In der Variante „mit CCS“ wird diese Technologie ab 2020 „grundsätzlich zugelassen“, sie kommt nach der Grenzkostenlogik entsprechend der Kosten und Notwendigkeit von Kraftwerkszubauten in den Kraftwerkspark.
- Die Förderangebote für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden fortgeführt.
- Der Kernenergieausstieg wird wie beschlossen umgesetzt, keine Übertragung von Reststrommengen auf alte Kraftwerke.
- Angeregt durch die Effizienzdienstleistungsrichtlinie der EU (und Folgeprojekte) unternehmen Energieversorgungsunternehmen (EVU) verstärkt Anstrengungen, gemeinsam mit ihren Kunden, auch im gewerblichen Bereich, Effizienzpotenziale zu heben.

4.2.3 Technologieentwicklung

- In diesem Szenario werden keine technologischen Sprünge erwartet, aber es wird eine stetige moderate Effizienzsteigerung in allen Bereichen des Energieverbrauchs unterstellt.
- Steuerungs- und Automatisierungstechnik optimiert den Bereich „Nutzerverhalten“.
- Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) wird effizienter und „grüner“, ernsthafte „green IT“-Initiativen werden im Rahmen der Wirtschaftlichkeit vor allem für Rechenzentren und IT-Dienstleister sowie die Backbone-Infrastruktur umgesetzt. Signifikante Teile der Effizienzsteigerung werden durch Leistungserhöhung und weitere Nutzungsverstärkung (in Fortsetzung des bisherigen Trends) kompensiert.
- Technische Methoden zur Abwärmenutzung setzen sich im Industrie- und Dienstleistungssektor auf allen Temperaturniveaus breit durch.
- In den Sektoren private Haushalte und Dienstleistungen gewinnen Wärmepumpen weiterhin wachsende Anteile in der Beheizungsstruktur. Wärmepumpen auf Absorptions-/Adsorptionsbasis im bivalenten Einsatz zur Erzeugung von Raumwärme und Raumkühlung werden zunehmend eingesetzt.

- Die derzeitige technische Entwicklung bei der Beleuchtung setzt sich mit weiteren Effizienzgewinnen fort: Verbesserte Leuchtstofflampen lösen die Glühfadenlampen vollständig ab und werden allmählich ihrerseits durch LED-Technologie verdrängt. Diese startet im Hochpreissektor, im technischen Sektor sowie bei der öffentlichen Beleuchtung. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums beginnt sich die nächste Generation der OLED-Technologie (organische LED) durchzusetzen.
- Effizienzgewinne beim Stromeinsatz in Industrie und Dienstleistungen werden realisiert. Vor allem in den Querschnittstechnologien Motoren, Druckluft, Pumpen, Kühlen werden die effizientesten Geräte Standard und auch in komplexen Anlagen eingesetzt.
- Der spezifische Verbrauch von Fahrzeugen wird weiter abgesenkt, es ergibt sich allerdings keine deutliche Veränderung bei der Präferenz für Fahrzeugklassen. 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: Dünnschicht-PV wird weiterhin billiger; Windkraftanlagen (WKA) werden aufgrund besserer kurzfristiger Prognostik ertragssicherer; Biomasseprozesse werden moderat effizienter, die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz wird weiter ausgebaut.

4.3 Ergebnisse

4.3.1 Energieverbrauch der privaten Haushalte

4.3.1.1 Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme

Mehr als 77 % des witterungsbereinigten Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte entfielen 2005 auf die Erzeugung von Raumwärme. Bei der Berechnung des Energieverbrauchs für die Raumwärmeerzeugung wurden folgende Einflussfaktoren berücksichtigt:

- die Zahl der Wohnungen und die beheizte Wohnfläche,
- die energetische Qualität der Wohngebäude, ausgedrückt durch den Wärmeleistungsbedarf (in Watt/m²) oder den spezifischen Energieverbrauch (in kWh/m²a),
- das Verhalten der Bewohner,
- die Qualität der Heizanlagen, ausgedrückt als Relation von Nutzenergie zu Endenergie (technischer Wirkungsgrad in %).

Das Verhalten der Bewohner sowie die lokale Heizgradtagzahl bestimmen die Nutzungsdauer des Wärmeleistungsbedarfs. Die Klimaerwärmung um 1,75°C bis 2050 führt zu einer Reduzierung der witterungsbereinigten jährlichen Heizgradtagzahl um 18,4 % und dadurch zu einer geringeren jährlichen Nutzungsdauer der Heizanlagen. Durch Multiplika-

tion von Wärmeleistungsbedarf und Nutzungsdauer erhält man den spezifischen Heizwärmebedarf als Maß für den Energiebedarf (kWh/m²).²

Mit Hilfe der amtlichen Zugangs- und Abgangstatistik sowie zusätzlicher Einzelinformationen wurde der aktuelle Wohnflächenbestand nach Gebäudetypen und Heizsystemen für das Jahr 2005 abgeleitet (Tabelle 4.3-1).

Tabelle 4.3-1: Szenario „Referenz“: Wohnflächenbestand zur Jahresmitte 2005, in Mio. m²

Referenzszenario	Fernwärme	Öl	Gas	Kohle	Strom	WP	Holz	Solar	Summe
Ein-Zweifamilienhäuser	51	794	903	36	105	15	31	1	1.937
Drei- und Mehrfamilienhäuser/NWG	269	335	698	29	79	3	13	0	1.428
Insgesamt	321	1.129	1.602	65	184	18	44	2	3.364
darunter: leer	13	47	65	4	9	1	3	0	141
bewohnt	307	1.082	1.537	60	175	18	41	2	3.223

Quelle: Statistisches Bundesamt, Prognos (eigene Berechnungen)

4.3.1.2 Entwicklung von Wohnflächen und Beheizungsstruktur

Ausgehend vom Wohnflächenbestand 2005 und der unterstellten Veränderung der sozio-ökonomischen Rahmenbedingungen (Bevölkerung, Haushalte, Altersstruktur, Einkommen; vgl. Kap. 3.1), wird die Wohnfläche 2005 und 2050 insgesamt um 9 % ausgeweitet (Tabelle 4.3-1). Das Maximum liegt im Jahr 2032, danach verringert sich die Wohnfläche demografiebedingt langsam.

Die Entwicklung der Beheizungsstruktur in den neu gebauten Wohnungen gemäß dem Referenzszenario ist in Tabelle 4.3-2 abgebildet.

Die Substitution von Heizanlagen im Bestand wird in der Berechnung getrennt vom Neubau gehandhabt, weil die Einsatzstruktur der Energieträger für die Erzeugung von Raumwärme sowohl bei Alt- und Neuanlagen wie auch bei den einzelnen Gebäudetypen unterschiedlich ist.

Insgesamt setzt sich der Trend weg von den Öl- und Kohleheizungen sowie den elektrischen Widerstandsheizungen fort. Die ölbeheizte Wohnfläche reduziert sich bis 2050 um 23 % auf rund 829 Mio. m², die mit elektrischen Widerstandsheizungen beheizte Fläche geht um 66 % zurück.

Zunächst noch ausgeweitet wird die mit Gas beheizte Wohnfläche, verringert sich aber etwa ab 2030. Insgesamt ist die gasbeheizte Wohnfläche im Jahr 2050 um 9 % größer als im Jahr 2005. Dabei sind „neue“ Gastechnologien wie Gas-Wärmepumpen, Mini- oder Mikro-Gasturbinen berücksichtigt.

² Hochrechnungen des Wärmeleistungsbedarfs oder des Heizenergiebedarfs auf den Wohnungsbestand verwenden entweder die Nettonutzfläche oder die Wohnfläche als Mengenkompente, wobei nach verschiedenen Gebäudetypen differenziert wird. Dabei ist zu beachten, dass zwischen Nettonutzflächen und Wohnflächen Differenzen in Höhe von etwa 5 bis 15 % bestehen. Deshalb dürfen die expliziten Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) an den Heizenergiebedarf nicht unmittelbar auf die Bezugsgröße Wohnflächen angewandt werden. Den im Folgenden dargestellten Ergebnissen liegen die Wohnflächenangaben zugrunde (in Anlehnung an die amtliche Gebäude- und Wohnstatistik).

Der größte Zuwachs ergibt sich bei den Wärmepumpen (WP). Die entsprechend beheizte Wohnfläche nimmt von 18 Mio. m² im Jahr 2005 auf beinahe 286 Mio. m² im Jahr 2050 zu. Der Großteil des Zuwachses entfällt auf Ein- und Zweifamilienhäuser.

Tabelle 4.3-2: Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2005 – 2050, in % der neuen Wohnfläche

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Ein- und Zweifamilienhäuser						
Fernwärme	3,9%	5,4%	6,4%	7,4%	8,4%	
Öl	12,7%	3,1%	3,1%	3,1%	3,2%	
Gas	74,2%	40,2%	33,6%	29,2%	26,6%	
Kohle	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	2,9%	15,1%	16,1%	16,6%	16,6%	
Strom (ohne WP)	1,5%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	
el. Wärmepumpen	4,3%	30,6%	30,4%	30,4%	30,4%	
Solar	0,3%	4,3%	9,1%	12,0%	13,6%	
Drei- und Mehrfamilienhäuser						
Fernwärme	17,5%	20,0%	20,9%	22,0%	23,0%	
Öl	5,3%	1,4%	1,5%	1,5%	1,4%	
Gas	74,8%	61,3%	55,6%	52,2%	50,2%	
Kohle	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	0,6%	5,7%	6,4%	6,4%	6,4%	
Strom (ohne WP)	0,5%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	
el. Wärmepumpen	1,1%	8,1%	8,9%	8,9%	8,9%	
Solar	0,0%	2,9%	6,4%	8,9%	9,8%	
Nichtwohngebäude						
Fernwärme	17,5%	20,2%	21,2%	22,4%	23,3%	
Öl	5,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	
Gas	74,8%	61,3%	55,6%	52,2%	50,2%	
Kohle	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	0,6%	5,5%	6,0%	6,0%	6,3%	
Strom (ohne WP)	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%	0,4%	
el. Wärmepumpen	1,1%	8,2%	9,0%	9,1%	9,0%	
Solar	0,0%	2,9%	6,2%	8,5%	9,5%	
Alle Gebäude						
Fernwärme	7,1%	8,9%	9,7%	10,6%	11,7%	
Öl	11,0%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	
Gas	74,3%	45,2%	38,5%	34,3%	31,8%	
Kohle	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	2,4%	12,8%	13,9%	14,3%	14,4%	
Strom (ohne WP)	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	
el. Wärmepumpen	3,5%	25,2%	25,6%	25,7%	25,6%	
Solar	0,2%	4,0%	8,5%	11,3%	12,8%	

Quelle: Prognos 2009

Die fernwärmebeheizte Wohnfläche nimmt im Betrachtungszeitraum um 118 Mio. m² zu, die holzbeheizte um 109 Mio. m² und die mit Solarwärme beheizte um 68 Mio. m².

Trotz der Stagnation beziehungsweise des Rückgangs der entsprechenden Wohnflächen bleiben Gas und Öl die wichtigsten Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme. Im

Jahr 2050 werden immer noch über 70 % der Wohnfläche mit ihnen beheizt (Tabelle 4.3-4). Zurückzuführen ist dies auf den hohen Ausgangsanteil dieser Energieträger im Jahr 2005 und auf die, aufgrund der langen Erneuerungs- und Ersatzzyklen, nur langsam voranschreitende Diffusion alternativer Energieträger.

Tabelle 4.3-3: Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in Mio. m²

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Alle Wohnungen						
Fernwärme	307	358	391	410	425	
Öl	1.082	1.010	959	895	829	
Gas	1.537	1.733	1.765	1.732	1.677	
Kohle	60	35	32	31	29	
Holz	41	73	103	129	150	
Elektroheizungen ohne WP	175	147	119	89	59	
Wärmepumpen	18	114	181	238	286	
Solar	2	15	32	51	70	
darunter Ein- / Zweifamilienhäuser						
Fernwärme	49	72	86	98	108	
Öl	761	716	687	651	612	
Gas	867	1.012	1.049	1.052	1.039	
Kohle	33	20	18	18	17	
Holz	29	58	84	107	127	
Strom (ohne WP)	100	84	69	53	36	
Wärmepumpen	15	97	155	204	246	
Solar	1	11	23	37	50	
Gesamt Ein- / Zweifamilienhäuser	1.856	2.069	2.171	2.220	2.235	

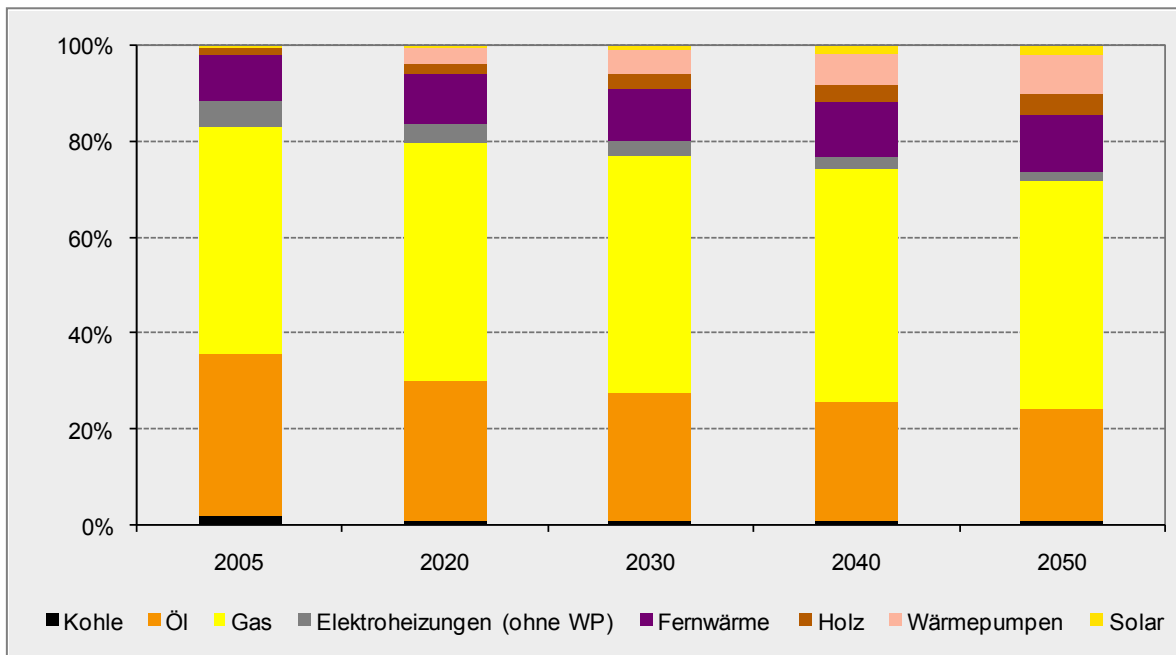
Quelle: Prognos 2009

Tabelle 4.3-4: Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in %

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fernwärme	9,5%	10,3%	10,9%	11,5%	12,1%	
Öl	33,6%	29,0%	26,8%	25,0%	23,5%	
Gas	47,7%	49,7%	49,3%	48,4%	47,6%	
Kohle	1,9%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	
Holz	1,3%	2,1%	2,9%	3,6%	4,3%	
Strom (ohne WP)	5,4%	4,2%	3,3%	2,5%	1,7%	
Wärmepumpen	0,5%	3,3%	5,1%	6,7%	8,1%	
Solar	0,1%	0,4%	0,9%	1,4%	2,0%	
Gesamt Wohnflächenbestand	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-1: Szenario „Referenz“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in % (bewohnte Wohnungen)



Quelle: Prognos 2009

4.3.1.3 Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen

Die energetische Qualität eines Gebäudes drückt sich im spezifischen Wärmeleistungsbedarf aus, der durch Gebäudeform, verwendete Baumaterialien, Erhaltungszustand und durchgeführte Sanierungsmaßnahmen bestimmt wird. Für den Heizenergiebedarf spielen daneben auch subjektive Einflussfaktoren eine Rolle wie das Lüftungsverhalten der Bewohner oder die gewünschte Innentemperatur.

Für die Veränderung des durchschnittlichen Heizenergiebedarfs sind die Neubauten und die Veränderungen im Wohngebäudebestand von Bedeutung. Durch die energetische Sanierung der Gebäudehüllen und durch den Ersatz alter Heizanlagen (zum Teil bei gleichzeitigem Wechsel des Energieträgers) kann der Heizenergiebedarf abgesenkt werden. Im Referenzszenario wird von stabilen Sanierungsraten ausgegangen, und die jährliche Neubaufäche geht von 25 Mio. m² im Jahr 2005 auf rund 9 Mio. m² im Jahr 2050 zurück. Daher gewinnt der Einfluss der energetischen Sanierungen innerhalb des Betrachtungszeitraums zunehmend an Bedeutung.

Für Neubauten wird im Referenzszenario eine weitere deutliche Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs unterstellt, unter anderem aufgrund der Umsetzung der geplanten Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 sowie einer weiteren EnEV-Verschärfung im Jahr 2015. Bis ins Jahr 2050 wird alle fünf Jahre eine Verschärfung umgesetzt (absteigend von 25 % auf 5 %), bis bei den Neubauten der Passivhausstandard erreicht wird, was einem jährlichen Heizenergiebedarf von 15 kWh/m² entspricht.

Die Sanierungseffizienz, hier definiert als prozentuale energetische Verbesserung je Sanierungsfall, ist abhängig vom Ausgangsniveau des unsanierten Gebäudes, vom Umfang der Sanierungsmaßnahmen und vom Zeitpunkt der Sanierung. Beim Umfang der Sanie-

ungsmaßnahmen wird davon ausgegangen, dass im Mittel ein Wärmeleistungsbedarf erreicht wird, der um 30 % über dem Wärmeleistungsbedarf in Neubauten liegt (bezogen auf den Zeitpunkt der Sanierung). Je später eine Sanierung erfolgt, desto größer ist demnach die Sanierungseffizienz, respektive die Absenkung des Heizenergiebedarfs.

Die Sanierungshäufigkeit hängt im Wesentlichen vom Gebäudealter und der Gebäudeart ab. Im Referenzszenario werden die historisch beobachteten Sanierungszyklen beibehalten: Ein- und Zweifamilienhäuser mit einem Baualter unter 10 Jahren werden im Allgemeinen nicht saniert, zwischen einem Baualter von 10 und 35 Jahren steigt die jährliche Sanierungshäufigkeit von 0,1 % auf 1,1 % an und verbleibt auf diesem Niveau. Mehrfamilienhäuser werden häufiger saniert. Bereits ab einem Baualter von 5 Jahren beträgt die jährliche Sanierungshäufigkeit 0,1 %, steigt mit dem Baualter an und erreicht ab 25 Jahren mit etwa 1,4 % p.a. das Maximum, bei älteren Gebäuden geht sie leicht zurück.

Tabelle 4.3-5: Szenario „Referenz“: Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudealter, in % p.a.

Gebäudealter Jahrgang	Referenzszenario									
	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Ein- und Zweifamilienhäuser										
bis 1918	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1919-1948	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1949-1968	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1969-1978	0,7%	1,0%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1979-1987	0,5%	0,4%	0,5%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1987-1991	0,2%	0,4%	0,3%	0,4%	0,8%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1992-1995	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1996-1997	0,0%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
1998-2000	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,1%	1,1%	1,1%
2001-2005		0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,1%	1,1%	1,1%
2006-2010			0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,1%	1,1%
2011-2015				0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,1%
2016-2020					0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%
2021-2025						0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
2026-2030							0,0%	0,1%	0,2%	0,2%
2031-2035								0,0%	0,1%	0,2%
2036-2040									0,0%	0,1%
2041-2046										0,0%
Mehrfamilienhäuser / NWG										
bis 1918	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
1919-1948	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
1949-1968	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
1969-1978	1,6%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%
1979-1987	1,5%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%
1987-1991	1,1%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
1992-1995	0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
1996-1997	0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
1998-2000	0,0%	0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
2001-2005		0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%
2006-2010			0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%
2011-2015				0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%
2016-2020					0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%
2021-2025						0,1%	0,7%	1,3%	1,3%	1,4%
2026-2030							0,1%	0,7%	1,3%	1,3%
2031-2035								0,1%	0,7%	1,3%
2036-2040									0,1%	0,7%
2041-2046										0,1%

Quelle: Prognos 2009

Die energetische Qualität von Heizungsanlagen wird durch den Jahresnutzungsgrad ausgedrückt und stellt einen über das Jahr gemittelten Gesamtwirkungsgrad des Heizsystems dar. Der Jahresnutzungsgrad bildet die Relation zwischen Nutzenergieverbrauch (Heizenergiebedarf) und Endenergieverbrauch ab. Darin enthalten sind auch die Bereit-

schafts- und Verteilverluste der Heizanlage, welche in der Regel zwischen 3 % und 8 % betragen.

Wirkungsgrade von über 100 % bei Gas- und Ölheizungen lassen sich durch den Einsatz von Brennwertgeräten erklären. Brennwertkessel können Wirkungsgrade von über 100 % erreichen (bezogen auf den unteren Heizwert), weil diese Kessel die latente Wärme des im Rauchgas enthaltenen Wassers durch Kondensation zurückgewinnen.

Tabelle 4.3-6 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Nutzungsgrades für den Anlagenbestand, des mittleren spezifischen Heizenergiebedarfs sowie des aus der Kombination der beiden resultierenden spezifischen Endenergieverbrauchs. Insgesamt verringert sich der spezifische Heizenergiebedarf im Betrachtungszeitraum um 49 %, was einer durchschnittlichen jährlichen Effizienzsteigerung von 1,6 % entspricht. Der spezifische Endenergieverbrauch reduziert sich um 58 % (-2 % p.a.).

Tabelle 4.3-6: Szenario „Referenz“: Mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf, Nutzungsgrad und Endenergieverbrauch des Wohngebäudebestandes 2005 – 2050

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Heizenergiebedarf (MJ/m2)	473	385	328	280	236
Nutzungsgrad %	83	92	97	100	102
Endenergieverbrauch (MJ/m2)	573	417	337	280	231

Quelle: Prognos 2009

Der Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme ergibt sich durch die Verknüpfung der Wohnflächen mit den spezifischen Endenergieverbräuchen (Tabelle 4.3-7). Bei den ausgewiesenen Werten handelt es sich um witterungsneutrale Angaben, die eine bessere Einschätzung der trendmäßigen Entwicklung erlauben. Die Klimaerwärmung, der kontinuierliche Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1,75 °C bis 2050 ist bei den witterungsbereinigten Verbräuchen berücksichtigt.

Tabelle 4.3-7: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2005 – 2050, in PJ

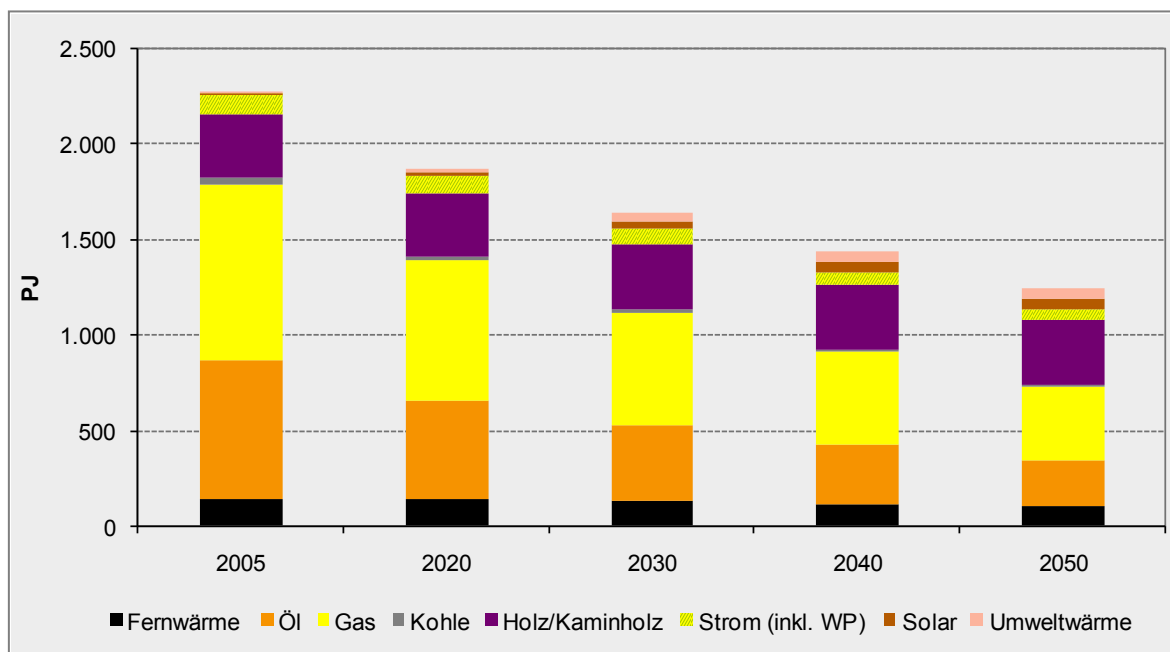
		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Fernwärme	137	132	124	112	99
Öl	730	519	403	313	241
Gas	919	733	589	480	383
Kohle	38	19	14	12	9
Holz/Kaminholz	326	333	339	342	342
Strom (inkl. WP)	113	97	81	67	54
Solar	1	12	38	49	53
Umweltwärme	4	24	44	54	61
Summe	2.268	1.869	1.632	1.429	1.242

Quelle: Prognos 2009

Der Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme geht zwischen den Jahren 2005 und 2050 stetig zurück. Aufgrund der Ausweitung der Wohnflächen verringert sich der Endenergieverbrauch insgesamt weniger stark als der spezifische Verbrauch. Am

Ende des Betrachtungszeitraums liegt der Endenergieverbrauch 45 % unter dem Ausgangswert.

Abbildung 4.3-2: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme, 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Heizöl und Gas verlieren an Bedeutung, bleiben aber auch im Jahr 2050 quantitativ die wichtigsten Energieträger. Am Ende des Betrachtungszeitraums entfallen auf sie rund 60 % des Endenergieverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme. Fossiles Erdgas wird teilweise durch Biogas ersetzt. Der Biogasanteil am Gasverbrauch beträgt annähernd 10 %.

4.3.1.4 Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser

Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser wird im Wesentlichen von der Bevölkerungszahl, dem Verbrauchsverhalten und der Effizienz der Warmwasserbereiter bestimmt.

Basis für die Berechnung der durch eine konventionelle zentrale Warmwasserbereitung versorgten Haushalte ist der Wohnungsbestand nach Energieträgern und Heizsystem. Aktuell wird in den zentralbeheizten Wohnungen für die Warmwassererzeugung meist derselbe Energieträger eingesetzt wie für die Raumwärmeerzeugung. Ausgehend davon wird angenommen, dass der Anteil der Wohnungen mit zentraler Warmwasserversorgung am jeweiligen Zentralheizungsbestand der konventionellen Heizsysteme (Öl, Erdgas, Kohle und Fernwärme) stagniert oder leicht zurückgeht. Damit ist der Teil der Haushalte und Bevölkerung festgelegt, der über ein Zentralsystem mit Warmwasser versorgt wird.

In den übrigen Haushalten erfolgt die Warmwasserversorgung durch konventionelle dezentrale Systeme, durch zentrale Wärmepumpen oder durch solare Brauchwasseranla-

gen. Die Fortschreibung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung beruht auf folgenden Annahmen:

- Alte Warmwasseranlagen auf Basis von Kohle, Holz und dezentrale Öl- und Gasanlagen verschwinden fast vollständig aus dem Bestand.
- Elektrobetriebene Warmwasseranlagen verlieren an Bedeutung. Ihr Anteil sinkt von 26 % auf 19 %.
- Solaranlagen und Brauchwasserwärmepumpen gewinnen Marktanteile. Der Anteil der Wohnbevölkerung, die durch Solaranlagen mit Warmwasser versorgt wird, steigt von 4 % auf 37 %, der von Wärmepumpen von 1,5 % auf 9 %.
- Die Anteile von Zentralsystemen zur Warmwassererzeugung (gekoppelt und ungekoppelt) steigen trendmäßig mit dem zunehmenden Bestand an Zentralheizungen an und liegen 2050 rund 10 %-Punkte höher als 2005.

Tabelle 4.3-8: Szenario „Referenz“: Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in Mio. Personen

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Warmwasserversorgung durch Zentrale heizungsgekoppelte Systeme						
Fernwärme	7,0	6,2	5,9	3,9	3,2	
Öl	16,9	12,6	10,7	10,0	8,0	
Gas	27,7	24,6	22,2	12,8	13,7	
Kohle	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	
Holz	0,2	0,4	0,5	0,1	0,1	
Zentrale ungekoppelte Systeme						
Solar*	2,6	8,0	13,9	22,3	26,8	
Wärmepumpen	1,0	3,7	4,7	6,4	6,7	
Dezentrale Systeme						
Strom	21,2	22,2	20,5	20,3	13,9	
Gas	4,1	1,7	0,0	0,0	0,0	
Insgesamt versorgte Personen	81,0	79,6	78,5	76,1	72,4	
ohne eigene Warmwasserversorgung	1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	

* umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

Die Berechnung geht davon aus, dass der spezifische Warmwasserverbrauch pro Kopf im Betrachtungszeitraum ansteigt. Komfortbedingt war bislang der Pro-Kopf-Verbrauch bei zentralen Warmwassersystemen, zu denen auch Wärmepumpen und Solaranlagen gezählt werden, höher als bei dezentralen Warmwassersystemen. Bis ins Jahr 2050 dürfte sich der Wasserverbrauch angleichen: Bei den zentralen Systemen steigt der Warmwasserverbrauch pro Kopf und Tag von 45 l auf 50 l, bei einer Temperaturdifferenz von 35°C, bei den dezentralen Systemen auf Basis von Strom oder Gas erhöht sich der tägliche Pro-Kopf-Verbrauch von 42 l auf 50 l.

Eine steigende Effizienz der Einzelanlagen führt zusammen mit der Verlagerung hin zu Systemen mit höheren Wirkungsgraden (Solarkollektoren und Wärmepumpen) zu einem höheren durchschnittlichen Nutzungsgrad bei der Warmwassererzeugung (Tabelle 4.3-9).

Bis ins Jahr 2050 steigt der durchschnittliche Nutzungsgrad zur Warmwassererzeugung auf 100 %, 2005 betrug er 74 %.

Tabelle 4.3-9: Szenario „Referenz“: Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2005 – 2050, in %

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Zentrale heizungsgekoppelte Systeme						
Fernwärme	78	81	83	84	86	
Öl	63	72	77	81	84	
Gas	69	81	87	91	95	
Kohle	52	56	58	61	64	
Holz	57	63	64	66	67	
Zentrale ungekoppelte Systeme						
Solar*	100	100	100	100	100	
Wärmepumpen	206	221	231	241	251	
Dezentrale Systeme						
Strom	92	92	92	92	92	
Gas	73	77	79	79	79	
Insgesamt Warmwasserversorgung	74	86	92	97	100	

* umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

Im Referenzszenario wird unterstellt, dass das von Waschmaschinen und Geschirrspülern benötigte Warmwasser langfristig teilweise durch die zentrale Warmwasserversorgung bereitgestellt und nicht mehr durch Elektroheizungen in den Geräten selbst erzeugt wird.³ Dies impliziert eine Verlagerung des Energieverbrauchs von Elektrogeräten hin zum Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser.

Die verbrauchsmindernden Effekte höherer Nutzungsgrade und einer rückläufigen Bevölkerung wiegen stärker als die verbrauchssteigernden Effekte des zunehmenden Pro-Kopf-Verbrauchs. Folglich geht der Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser bis zum Ende des Betrachtungszeitraums zurück (Tabelle 4.3-10). Insgesamt reduziert er sich um 16 %. Während sich der Energieverbrauch für die Warmwassererzeugung mit Gas, Öl, Fernwärme und Kohle deutlich verringert, wird Umweltenergie in Form von solarer Strahlung und Umweltwärme (Wärmepumpen) verstärkt genutzt.

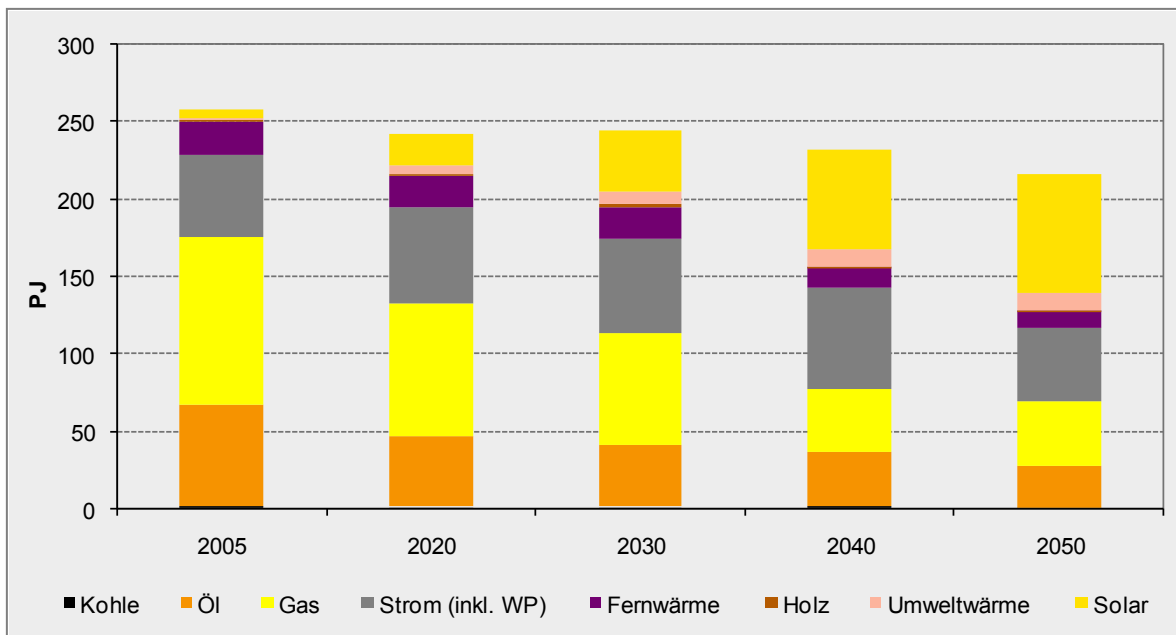
³ Diese Wassermenge ist in der täglichen Pro-Kopf-Verbrauchsmenge von 45 l - 50 l noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 4.3-10: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fernwärme	21,8	20,1	20,2	13,4	10,7	
Öl	64,8	45,9	39,7	35,4	27,0	
Gas	109,1	85,3	72,6	40,7	41,3	
Kohle	1,5	0,8	0,6	1,1	0,2	
Holz	0,9	1,6	2,2	0,4	0,3	
Strom (inkl. WP)	53,0	62,7	61,7	65,6	48,5	
Zwischensumme	251,0	216,4	197,2	156,7	128,2	
Solar	6,3	20,9	39,5	64,6	76,5	
Umweltwärme	1,3	5,3	7,6	10,9	11,5	
Gesamt Endenergieverbrauch	258,6	242,5	244,3	232,2	216,2	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-3: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

4.3.1.5 Endenergieverbrauch für das Kochen

Das Kochen spielt für den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte mit einem Anteil von rund 2 % eine untergeordnete Rolle. Der Energieverbrauch für das Kochen wird im Wesentlichen durch die Ausstattung der Haushalte mit Kochherden, die Struktur des Bestandes an Kochherden (Elektro-, Gas-, Kohle-, Holzherde) sowie durch die für die einzelnen Herdtypen spezifischen Verbräuche beeinflusst.

Aufgrund der demografischen Entwicklung und der damit verbundenen Zunahme kleiner Haushalte geht die Nutzungsintensität der Herde zurück. Diese Entwicklung wird durch die zunehmende Bedeutung von Außer-Haus-Verpflegung und die Belieferung älterer Haushalte mit Fertiggerichten unterstützt. Hinzu kommt, dass zunehmend Kochfunktionen vom Herd auf elektrische Kleingeräte (Mikrowelle, Grill) übertragen werden, die zu den Elektrogeräten zählen (siehe weiter unten).

Der Trend geht weiter zum Elektroherd, Kohle- und Holzherde verschwinden vom Markt. Gasherde bleiben eine attraktive Nischenanwendung. Als Folge dieser Entwicklungen ist der Energieverbrauch für das Kochen im Jahr 2050 mit 32 PJ um rund 45 % niedriger als im Jahr 2005 (Tabelle 4.3-11).

Tabelle 4.3-11: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für das Kochen 2005 – 2050

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Ausstattungsgrad mit Kochherden, in %	99,0%	98,0%	97,0%	96,0%	95,0%	
Elektroherd	80,2%	84,6%	86,4%	88,0%	88,6%	
Gasherd	18,9%	15,2%	13,5%	12,0%	11,4%	
Holzherd/Kohleherd	0,8%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	
Genutzte Geräte, in Mio.						
Elektroherd	31,2	33,5	34,1	34,4	32,8	
Gasherd	7,4	6,0	5,3	4,7	4,2	
Holzherd /Kohleherd	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	
Spezifischer Verbrauch, in kWh pro Gerät und Jahr						
Elektroherd	383,2	328,7	285,3	251,3	230,7	
Gasherd	576,4	479,8	408,1	352,3	317,1	
Holzherd /Kohleherd	622,8	620,2	594,6	550,5	531,4	
Endenergieverbrauch, in PJ						
Elektroherd	43,0	39,6	35,0	31,1	27,2	
Gasherd	15,3	10,4	7,8	6,0	4,8	
Holzherd/Kohleherd	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	
Gesamt Endenergieverbrauch	59,0	50,1	42,9	37,1	32,1	

Quelle: Prognos 2009

4.3.1.6 Stromverbrauch der Elektrogeräte

Die in den privaten Haushalten genutzten Elektrogeräte umfassen so genannte Weiße Ware (Haushaltsgroßgeräte wie Kühlgeräte, Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler), Unterhaltungs-, Informations- und Kommunikationsgeräte (IKT), Beleuchtung, Klimageräte sowie weitere Kleingeräte. Erhebliche Potenziale zur Steigerung der technischen Energieeffizienz bestehen bei nahezu allen Geräten (Tabelle 4.3-12).

Im Verlauf des Betrachtungszeitraums wird der Bestand an Elektrogeräten, deren Lebensdauer in der Regel zwischen 10 und 20 Jahren liegt, mehrmals erneuert. Um die Marktdurchdringung neuer Technologien angemessen zu berücksichtigen, werden ver-

brauchsintensive Großgeräte wie Kühlschränke, Gefriertruhen, Waschmaschinen, Geschirrspüler oder TV-Geräte mit Kohortenmodellen fortgeschrieben.

Bei Kühlschränken wird von einer kontinuierlichen Diffusion von Magnet-Strom-Geräten ausgegangen. Zudem werden in geringem Ausmaß „wasserfreie“ Waschmaschinen eingeführt, dadurch kann auf Wasch- und Wäschetrockner verzichtet werden. Der starke Rückgang des spezifischen Verbrauchs für die Beleuchtung erklärt sich hauptsächlich durch das Verbot der herkömmlichen Glühbirne. Als Folge davon werden in der Breite effizientere Leuchtmittel eingesetzt.

Der Trend zu multifunktionalen IKT-Geräten wird anhalten. Da diese Geräte intensiver genutzt werden als „Einzelgeräte“, bleibt der Einfluss dieser strukturellen Veränderung auf den Energieverbrauch gering.

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)

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Licht	281	125	105	42	33	
Kühlschrank	256	199	145	122	114	
Kühl-Gefrier-Gerät	329	237	156	114	95	
Gefrier-Gerät	299	225	170	141	127	
Waschmaschine	223	171	143	128	117	
Waschtrockner	613	495	422	379	348	
Wäschetrockner	298	235	204	183	166	
Geschirrspüler	243	202	184	169	156	
Farb-TV	162	207	150	97	83	
Radio-HiFi	51	48	46	44	42	
Video / DVD	40	8	8	8	8	
Bügeleisen	25	24	23	22	20	
Staubsauger	24	23	22	21	20	
Kaffeemaschine	85	85	68	68	68	
Toaster	25	24	23	22	20	
Fön	25	24	23	22	20	
Dunstabzugshaube	45	43	41	39	37	
Mikrowelle	35	33	32	30	29	
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	196	84	62	62	62	
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	28	21	20	17	17	

Quelle: Prognos 2009

Neben dem technischen Fortschritt ist die Zahl der betriebenen Elektrogeräte von entscheidender Bedeutung für den Stromverbrauch der privaten Haushalte. Diese Mengenkompente wird durch die Zahl der privaten Haushalte und deren Ausstattung mit den entsprechenden Elektrogeräten bestimmt, wobei Zweitgeräte berücksichtigt werden. Grundsätzlich geht das Szenario von einer weiter steigenden Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten aus (Tabelle 4.3-14).

Als Folge der Klimaerwärmung verstärkt sich die Nachfrage nach Gebäudekühlung. Die Zahl der Klimageräte steigt im Betrachtungszeitraum deshalb deutlich an. Im Jahr 2050 sind 45 % der Wohnfläche klimatisiert, die spezifische Kühlleistung steigt von 25 W/m² auf 40 W/m².

Tabelle 4.3-13: Szenario „Referenz“: Ausstattung der privaten Haushalte mit Elektrogeräten (Erstgeräteausstattung) 2005 – 2050, in %

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Licht	100	100	100	100	100	
Kühlschrank	68	62	60	52	47	
Kühl-Gefrier-Gerät	32	38	40	48	53	
Gefrier-Gerät	59	64	66	68	72	
Waschmaschine	88	81	72	53	38	
Waschtrockner	8	16	27	47	62	
Wäschetrockner	38	41	40	33	25	
Geschirrspüler	59	75	80	82	85	
Farb-TV	94	94	94	94	94	
Radio-HiFi	100	100	100	100	100	
Video / DVD	83	92	96	100	100	
Bügeleisen	98	99	99	99	99	
Staubsauger	99	99	99	99	99	
Kaffeemaschine	95	98	100	100	100	
Toaster	90	94	96	98	99	
Fön	81	84	87	89	93	
Dunstabzugshaube	59	66	69	70	73	
Mikrowelle	65	84	94	97	100	
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	68	100	100	100	100	

Quelle: Prognos 2009

Tabelle 4.3-14: Szenario „Referenz“: Verbrauchsrelevante MengenkompONENTEN Elektrogeräte 2005 – 2050, in Mio.

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Licht	39	40	41	41	39	
Kühlschrank	31	29	27	22	18	
Kühl-Gefrier-Gerät	13	16	17	21	22	
Gefrier-Gerät	26	29	30	31	31	
Waschmaschine	35	33	29	22	15	
Waschtrockner	3	7	11	19	24	
Wäschetrockner	15	17	16	13	10	
Geschirrspüler	23	30	33	33	33	
Farb-TV	58	63	65	67	66	
Radio-HiFi	39	40	41	41	39	
Video / DVD	35	41	43	45	43	
Bügeleisen	38	40	40	40	39	
Staubsauger	39	40	40	40	39	
Kaffeemaschine	37	40	41	41	39	
Toaster	35	38	39	40	38	
Fön	32	34	35	36	36	
Dunstabzugshaube	23	27	28	29	28	
Mikrowelle	26	34	38	40	39	
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	41	99	111	118	118	

Quelle: Prognos 2009

Insgesamt geht der Stromverbrauch der Elektrogeräte trotz einer im (ungewichteten) Durchschnitt um 18 % steigenden Gerätezahl um 21 % zurück und liegt im Jahr 2050 um 18 TWh unter dem Verbrauch des Jahres 2005 (Tabelle 4.3-15). Die Verbräuche der einzelnen Gerätegruppen entwickeln sich unterschiedlich. Am stärksten verringert sich der Stromverbrauch für das Kühlen und Gefrieren. Der Verbrauchsrückgang um 11,5 TWh bedeutet eine Verringerung um beinahe 60 % (Abbildung 4.3-4). Die größte relative Einsparung zeigt sich mit rund 85 % bei der Beleuchtung (-10 TWh). Der Stromverbrauch für Waschen und Trocknen verringert sich bis 2050 um 6 TWh (-35 %). Dabei ist berücksichtigt, dass ein steigender Anteil des Warmwasserbedarfs von Waschmaschinen und Geschirrspülern durch zentrale Heizsysteme bereit gestellt wird. Der Verbrauch von IKT-Geräten geht um 4 TWh zurück, der Strombedarf von Kleingeräten und sonstigen Anwendungszwecken verringert sich um 1,3 TWh.

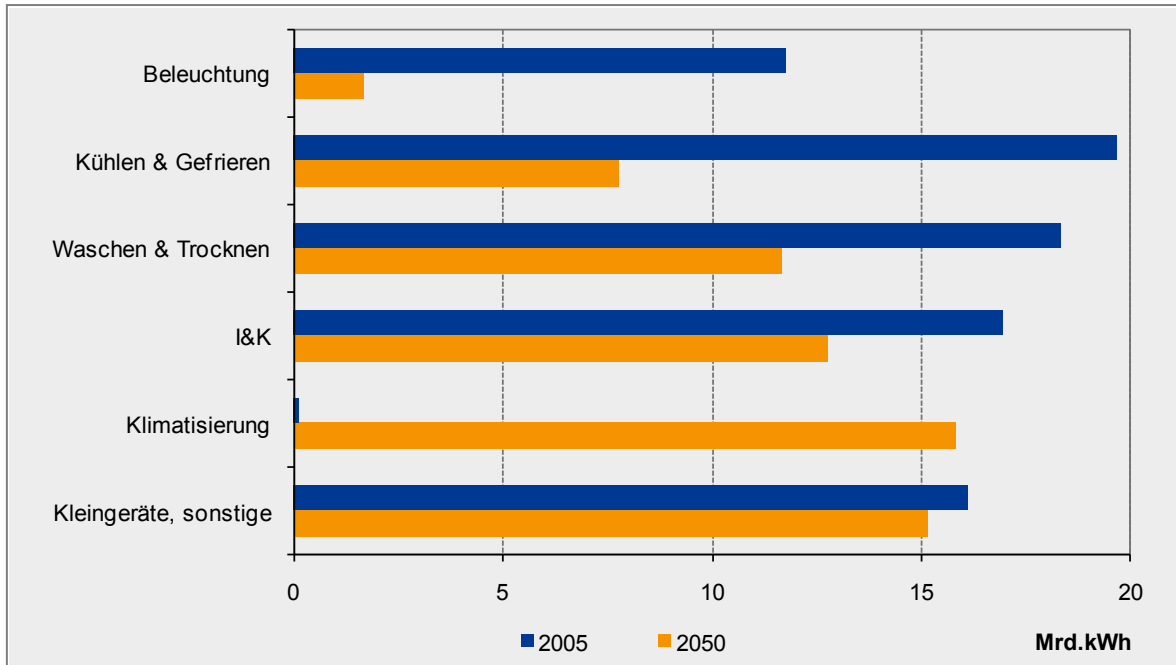
Der Rückgang des Stromverbrauchs von Elektrogeräten wird teilweise durch die Ausweitung der Raumklimatisierung kompensiert. Im Jahr 2050 werden rund 15 % des von den privaten Haushalten bezogenen Stroms hierfür eingesetzt (15,9 TWh).

Tabelle 4.3-15: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten 2005 – 2050, in Mrd. kWh

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Licht	11,2	5,2	4,4	1,8	1,3	
Kühlschrank	7,6	5,3	3,7	2,5	2,0	
Kühl-Gefrier-Gerät	4,2	3,7	2,6	2,3	2,0	
Gefrier-Gerät	7,9	6,5	5,0	4,3	3,8	
Waschmaschine	7,1	4,3	2,2	1,4	0,9	
Waschtrockner	1,8	2,9	4,0	6,0	7,0	
Wäschetrockner	4,1	3,4	2,8	2,0	1,3	
Geschirrspüler	5,3	4,7	2,9	2,7	2,5	
TV	7,0	9,8	7,5	5,1	4,4	
Radio-HiFi	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	
Video / DVD	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Bügeleisen	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	
Staubsauger	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	
Kaffeemaschine	3,1	3,2	2,6	2,6	2,4	
Toaster	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	
Fön	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	
Dunstabzugshaube	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	
Mikrowelle	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0	
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	6,8	6,7	5,7	6,3	6,6	
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	
Klimatisierung	0,0	2,6	7,1	11,1	15,9	
Sonstige Verbräuche	7,7	9,0	10,0	9,1	7,9	
Gesamt Endenergieverbrauch	83,0	75,4	68,4	64,5	64,9	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-4: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten nach Verwendungszwecken 2005 und 2050, in Mrd. kWh



Quelle: Prognos 2009

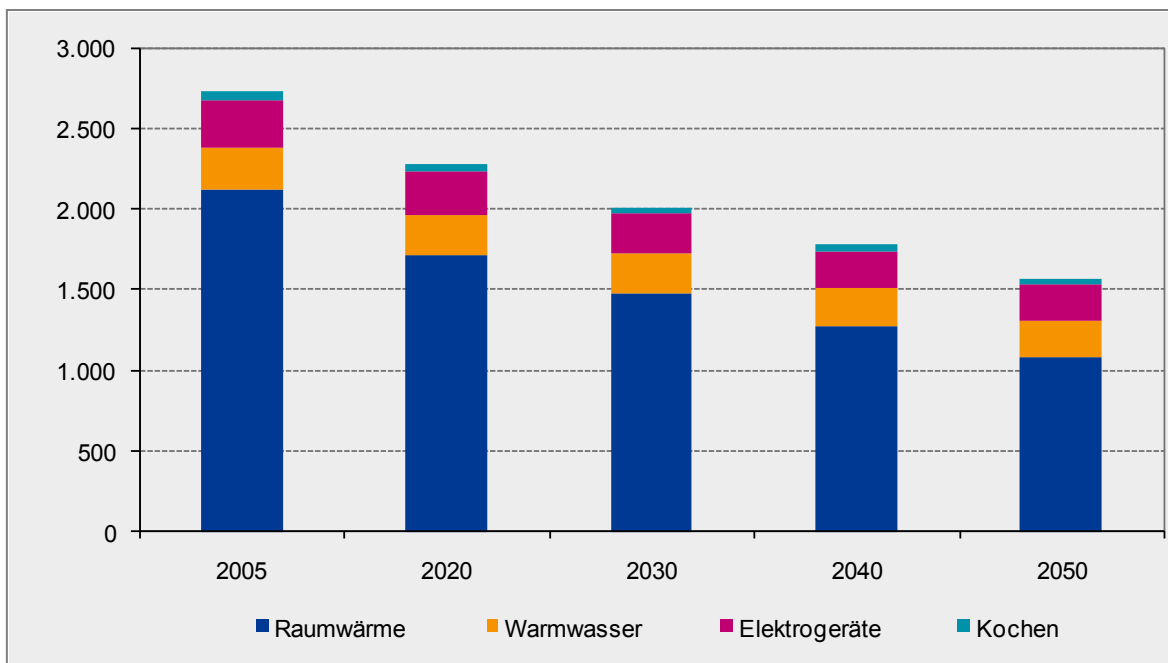
4.3.1.7 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

Der Energieverbrauch der privaten Haushalte wird dominiert von der Bereitstellung von Raumwärme. Auf diesen Verwendungszweck entfielen im Jahr 2005 rund 77,5 % des Gesamtenergieverbrauchs. Je rund 10 % benötigten die Erzeugung von Warmwasser und der Betrieb von Elektrogeräten. Mit einem Anteil von 2 % spielte Kochen eine untergeordnete Rolle für den Energieverbrauch (Abbildung 4.3-5).

Im Betrachtungszeitraum verschieben sich die Anteile der Verwendungszwecke am Gesamtverbrauch geringfügig. Der Anteil für Raumwärme fällt auf knapp 70 %, während diejenigen für Warmwasser auf 14 % und für Elektrogeräte auf 15 % ansteigen. Der Anteil für das Kochen verändert sich nicht wesentlich (Tabelle 4.3-16).

Im Gegensatz zur Verwendungsstruktur erfährt die Verbrauchsmenge im Betrachtungszeitraum eine deutliche Änderung. Der Energieverbrauch der privaten Haushalte verringert sich im Referenzszenario von 2.735 PJ im Jahr 2005 auf 1.569 PJ im Jahr 2050 (-42 %).

Abbildung 4.3-5: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken (Raumwärme, Warmwasser, Kochen, Elektrogeräte) 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Tabelle 4.3-16: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ und %

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Verwendungszwecke						
Raumwärme	2.118	1.718	1.479	1.275	1.087	
Warmwasser	259	243	244	232	216	
Kochen	59	50	43	37	32	
Elektrogeräte	299	271	246	232	234	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.735	2.282	2.013	1.777	1.569	
Anteile, in %						
Raumwärme	77,5%	75,3%	73,5%	71,8%	69,3%	
Warmwasser	9,5%	10,6%	12,1%	13,1%	13,8%	
Kochen	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	
Elektrogeräte	10,9%	11,9%	12,2%	13,1%	14,9%	

Quelle: Prognos 2009

Die einzelnen Energieträger zeigen unterschiedliche Entwicklungen (Tabelle 4.3-17). Der Verbrauch an fossilen Brennstoffen geht deutlich zurück. Der Heizölverbrauch verringert sich um 66 %, der Gasverbrauch um 63 % und der Kohleverbrauch um 77 %. Trotzdem liegt der Verbrauchsanteil der fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle im Jahr 2050 noch bei rund 42 %. Verbrauchsrückgänge zeigen sich auch bei der Fernwärme (-31 %) und bei Strom (-28 %).

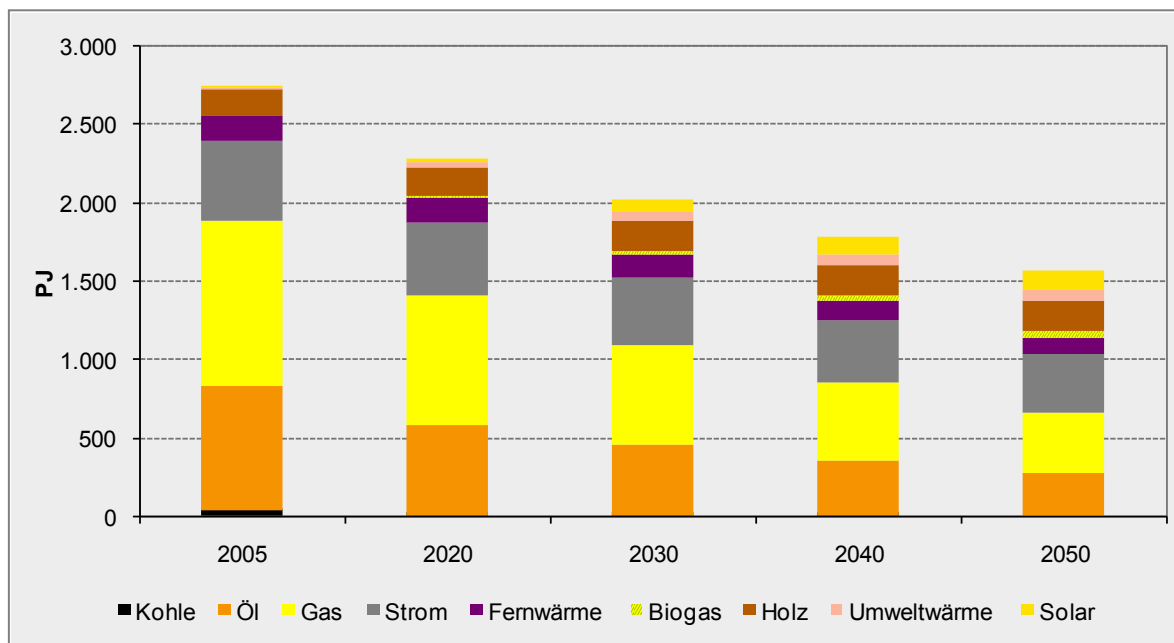
Tabelle 4.3-17: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Energieträger, in PJ						
Fernwärme	158	153	144	126	110	
Öl	795	565	442	348	268	
Gas	1.043	819	638	489	389	
Kohle	40	19	15	13	9	
Holz	178	184	188	189	188	
Strom	508	470	424	396	364	
Umweltwärme	6	29	52	65	73	
Solar	7	33	78	114	129	
Biogas	0	9	32	38	40	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.735	2.282	2.013	1.777	1.569	
Struktur in %						
Fernwärme	5,8%	6,7%	7,2%	7,1%	7,0%	
Öl	29,1%	24,8%	22,0%	19,6%	17,1%	
Gas	38,1%	35,9%	31,7%	27,5%	24,8%	
Kohle	1,5%	0,9%	0,8%	0,7%	0,6%	
Holz	6,5%	8,1%	9,4%	10,6%	12,0%	
Strom	18,6%	20,6%	21,1%	22,3%	23,2%	
Umweltwärme	0,2%	1,3%	2,6%	3,7%	4,6%	
Solar	0,3%	1,5%	3,9%	6,4%	8,2%	
Biogas	0,0%	0,4%	1,6%	2,1%	2,5%	

Quelle: Prognos 2009

Dagegen erhöht sich der Einsatz erneuerbarer Energieträger. Der Holzverbrauch steigt um 6 % auf 188 PJ. Die Nutzung von Umweltwärme steigt um den Faktor 11, von Solarwärme um den Faktor 18, die Nutzung von Biogas steigt auf 40 PJ. Im Jahr 2050 tragen die erneuerbaren Energien mit 27 % zur Deckung der Energienachfrage der Haushalte bei.

Abbildung 4.3-6: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 1990 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

4.3.2 Energieverbrauch des Dienstleistungssektors

4.3.2.1 Rahmendaten

Der Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (im Weiteren als Dienstleistungssektor bezeichnet) wird nach Branchen differenziert und orientiert sich an der Entwicklung entsprechender branchenspezifischer Leitindikatoren. Typischerweise sind dies die Zahl der Erwerbstätigen und die Bruttowertschöpfung. Diese wurden gem. Kapitel 3 mit dem Prognos-Makromodell fortgeschrieben. (vgl. Anhang G).

Die Bruttowertschöpfung liegt 2050 um 46 % über dem Niveau des Jahres 2005. Hiermit verbunden ist ein weiterer Strukturwandel. Die bereits jetzt starken Branchen Kreditwesen und Versicherungen, Verkehr und Nachrichtenübermittlung, sonstige private Dienstleistungen sowie das Gesundheitswesen verzeichnen ein Wachstum der Bruttowertschöpfung um bis zu 72 %. Zum Teil wird das Wachstum der Dienstleistungsbranchen durch Auslagerung von Tätigkeiten aus dem Industriesektor beschleunigt. Beispielsweise sind in den „sonstigen privaten Dienstleistungen“ industrienähe Dienstleistungen sowie spezialisierte Forschung enthalten. Dagegen entwickeln sich die Branchen Landwirtschaft und Gärtnerei, Kleinbetriebe und Handwerk, Baugewerbe sowie die öffentliche Verwaltung weit unterdurchschnittlich. Das gilt auch für die Beschäftigung in diesen Bereichen.

Die Zahl der Erwerbstätigen geht zwischen 2005 und 2050 trotz steigender Bruttowertschöpfung um ca. 10 % zurück. Diese Entwicklung folgt dem Strukturwandel und der fortschreitenden Automatisierung. In den Branchen Landwirtschaft und Gärtnerei, Kleinbetriebe und Handwerk, Baugewerbe sowie in der öffentlichen Verwaltung sinkt die Zahl der Erwerbstätigen um bis zu 45 %. Dagegen wird im Gesundheitswesen die Beschäftigung um 15 % ausgeweitet.

Tabelle 4.3-18: Szenario „Referenz“: Rahmendaten für den Dienstleistungssektor, 2005 – 2050

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Erwerbstätige in (1000)					
Landwirtschaft, Gärtnerei	853	702	611	533	464
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1.673	1.331	1.188	1.061	953
Baugewerbe	2.185	1.968	1.834	1.686	1.597
Handel	5.903	5.628	5.345	5.081	4.813
Kreditinst./ Versicherungen	1.239	1.127	1.082	1.037	1.005
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	2.118	2.187	2.179	2.175	2.132
Sonstige priv. Dienstleistungen	9.675	11.089	10.478	9.834	9.574
Gesundheitswesen	4.036	4.830	4.655	4.504	4.625
Unterrichtswesen	2.281	2.521	2.403	2.298	2.282
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	2.298	2.059	1.857	1.676	1.534
Verteidigung	373	350	350	350	350
Gesamt Branchen	32.634	33.792	31.982	30.235	29.329
Bruttowertschöpfung (in Mrd €)					
Landwirtschaft, Gärtnerei	23	23	23	23	23
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	68	77	80	82	86
Baugewerbe	76	71	69	66	65
Handel	215	234	252	268	294
Kreditinst./ Versicherungen	69	85	90	95	107
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	114	145	159	173	196
Sonstige priv. Dienstleistungen	598	704	776	853	963
Gesundheitswesen	141	178	192	209	233
Unterrichtswesen	84	91	92	93	97
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	99	111	108	107	108
Verteidigung	16	19	20	22	25
Gesamt Branchen	1.503	1.736	1.861	1.991	2.196

Quelle: Prognos 2009

Neben den Leitindikatoren für die Mengenkomponente sind die Veränderungen der spezifischen Energieverbräuche von Bedeutung, die sich einerseits nach den Energieträgern, andererseits nach den einzelnen Verwendungszwecken unterscheiden. Hinzu kommen bei der Ermittlung des Energieverbrauchs für die Erzeugung von Raumwärme die Flächen, differenziert nach Branchen, sowie die energetische Qualität der Dienstleistungsgebäude.

Die einzelnen Branchen weisen hinsichtlich der jeweils vorherrschenden Verwendungszwecke für Energie erhebliche Unterschiede auf (Tabelle 4.3-19). Daraus folgen Unterschiede in den spezifischen Energieverbräuchen (Abbildung 4.3-7).

Der Energiebedarf für die Erzeugung von Raumwärme spielt im Unterrichtswesen und im Gesundheitswesen eine dominierende Rolle. Da bis zum Jahr 2050 der spezifische Verbrauch für die Erzeugung von Raumwärme um bis zu 70 % sinkt, reduziert sich der spezifische Verbrauch in diesen Branchen insgesamt überdurchschnittlich. Die Entwicklung der energetischen Qualität der Dienstleistungsgebäude lehnt sich grob an diejenige im Haushaltssektor an. Das bedeutet, dass der spezifische Raumwärmebedarf pro Fläche im Mittel stark sinkt. Da in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie alte Gebäude häufig

abgerissen und durch neue ersetzt statt saniert werden, wird der Gebäudepark hier etwas schneller umgeschlagen und der Raumwärmebedarf sinkt in einzelnen Branchen schneller als bei Wohngebäuden.

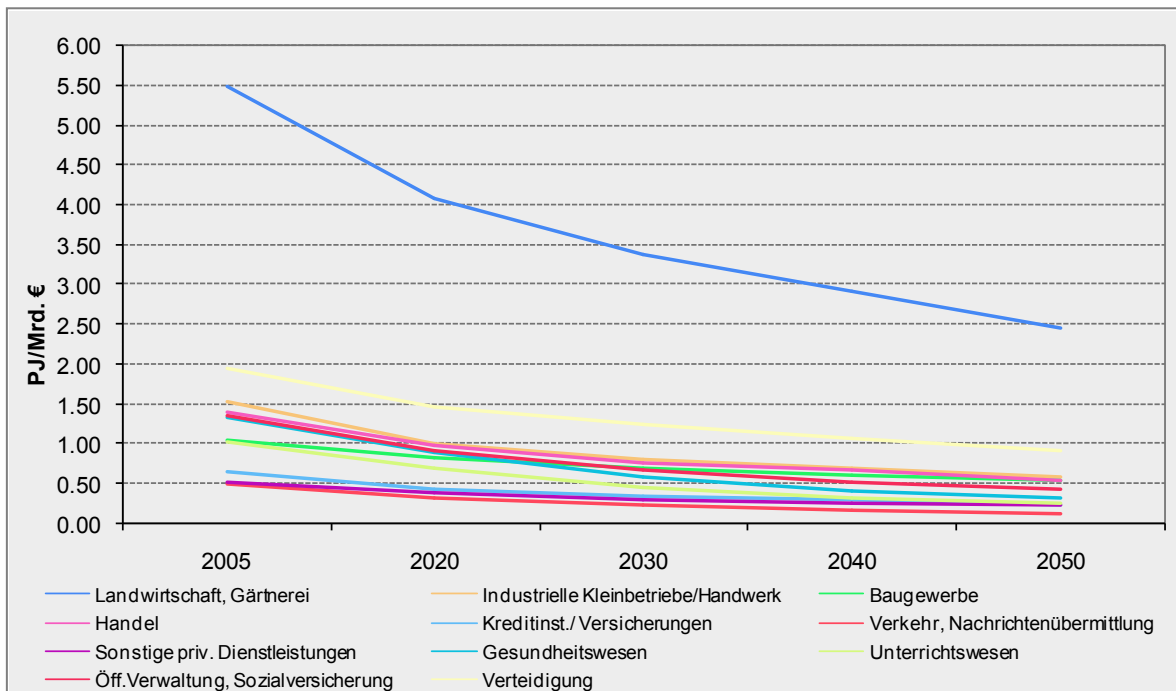
In den Branchen Landwirtschaft und Gärtnereien, Kleinbetriebe und Handwerk, Baugewerbe sowie Verteidigung wird Energie überwiegend für die Bereitstellung von Prozesswärme und die Krafterzeugung (mechanische Arbeit einschließlich Antriebe) eingesetzt. Im Vergleich zur Raumwärme reduziert sich der spezifische Verbrauch für diese Anwendungen weniger stark. Die höchsten spezifischen Verbräuche wiesen 2005 die Sektoren Landwirtschaft und Verteidigung auf. Bei den dort eingesetzten Kraftanwendungen für Antriebe gehen wir von ähnlichen Effizienzsteigerungen wie im Verkehrssektor aus.

Tabelle 4.3-19: Szenario „Referenz“ spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung) im Dienstleistungssektor, absolut (in PJ/Mrd. €) und indexiert, 2005 – 2050, Modellergebnisse, temperaturreinigt

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
spezifischer Verbrauch						
Landwirtschaft, Gärtnerei	5,48	4,09	3,38	2,92	2,44	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1,54	1,00	0,80	0,69	0,58	
Baugewerbe	1,04	0,83	0,69	0,60	0,53	
Handel	1,39	0,98	0,75	0,67	0,55	
Kreditinst./ Versicherungen	0,65	0,43	0,34	0,29	0,24	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	0,49	0,32	0,22	0,17	0,13	
Sonstige priv. Dienstleistungen	0,53	0,39	0,30	0,26	0,22	
Gesundheitswesen	1,34	0,89	0,59	0,41	0,33	
Unterrichtswesen	1,02	0,70	0,45	0,32	0,25	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	1,34	0,90	0,67	0,52	0,42	
Verteidigung	1,93	1,46	1,24	1,07	0,91	
normalisierter spez. Verbrauch						
Landwirtschaft, Gärtnerei	100	75	62	53	45	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	100	65	52	45	38	
Baugewerbe	100	80	66	57	51	
Handel	100	71	54	48	39	
Kreditinst./ Versicherungen	100	66	52	45	37	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	100	66	46	34	26	
Sonstige priv. Dienstleistungen	100	75	58	49	42	
Gesundheitswesen	100	67	44	31	25	
Unterrichtswesen	100	69	45	31	24	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	100	67	50	39	31	
Verteidigung	100	75	64	55	47	

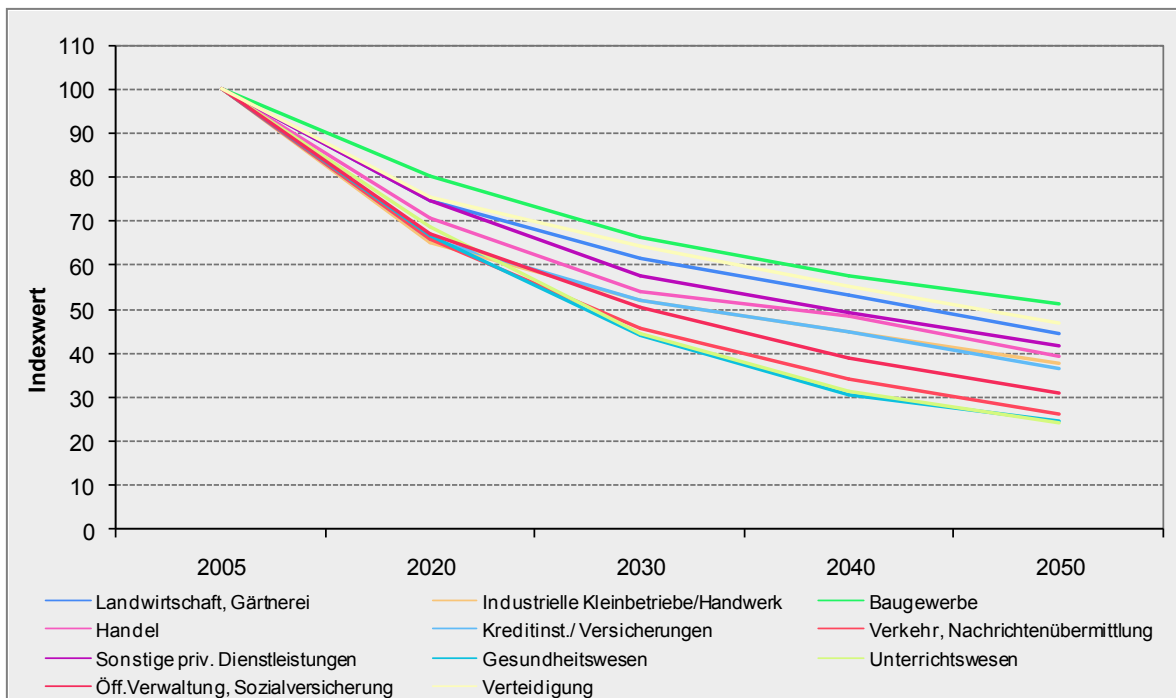
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-7: Szenario „Referenz“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ/Mrd. €



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-8: Szenario „Referenz“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, indexiert auf 2005



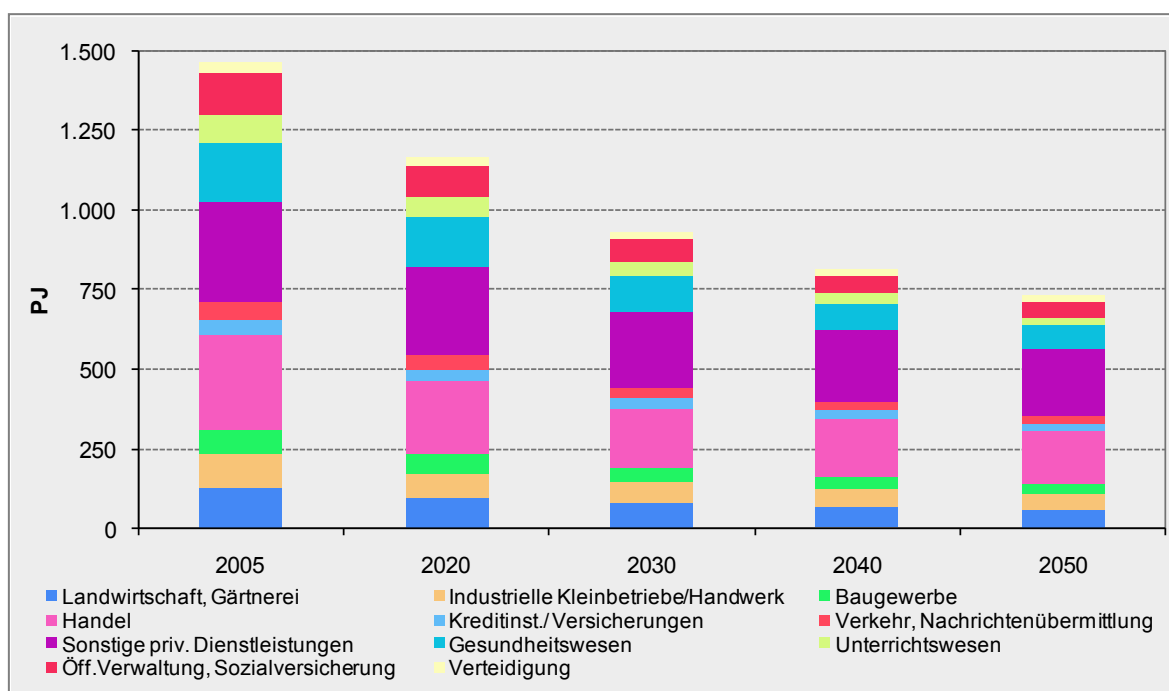
Quelle: Prognos 2009

4.3.2.2 Endenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen

Im Referenzszenario nimmt der Endenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen zwischen 2005 und 2050 um 50 % ab, von 1.462 PJ auf 726 PJ. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang um annähernd 1,6 % (Abbildung 4.3-9).

Dieser rückläufige Trend zieht sich durch alle im Dienstleistungssektor zusammengefassten Branchen und resultiert aus den teilweise gegenläufigen Effekten des Wachstums der Treibergrößen (Bruttowertschöpfung) und der Effizienzentwicklung. Eine differenzierte Betrachtung zeigt, dass die Einsparungen bei den Kreditinstituten und Versicherungen, bei den sonstigen privaten Dienstleistungen sowie im Handel unterdurchschnittlich ausfallen. Grund hierfür ist in erster Linie die in diesen Branchen besonders dynamische Wirtschaftsentwicklung. Am deutlichsten sind die Rückgänge des Energieverbrauchs im Unterrichtswesen und in der öffentlichen Verwaltung ausgeprägt. Hier bewirken eine schwache Branchenentwicklung (Veränderung der Bruttowertschöpfung) und die in diesen Branchen mehrheitlich große Bedeutung der Raumwärmeerzeugung, der Bürogeräte sowie der Raumklimatisierung, bei denen allesamt im Referenzszenario deutlich Effizienzsteigerungen zu erwarten sind, eine erhebliche Verminderung des Energieverbrauchs.

Abbildung 4.3-9: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Zwischen den einzelnen Energieträgern gibt es zum Teil erhebliche Verschiebungen. Strom weitet seinen Anteil aus und steht im Jahr 2050 für über 60 % des Energiebedarfs, 30 %-Punkte mehr als 2005. Gas trägt im Jahr 2050 mit 20 % zur Bedarfsdeckung bei, 2005 waren es noch über 35 %. Die Anteile von Fernwärme, Mineralölen (Heizöl und Kraftstoffe) werden mehr als halbiert. Kohle verschwindet praktisch vollständig. Mineralöl wird in der Erzeugung von Prozesswärme zum großen Teil durch Erdgas substituiert. In diesem Sektor wird Erdgas verstärkt auch zur Stromerzeugung im Kraft-Wärme-gekoppelten Betrieb eingesetzt.

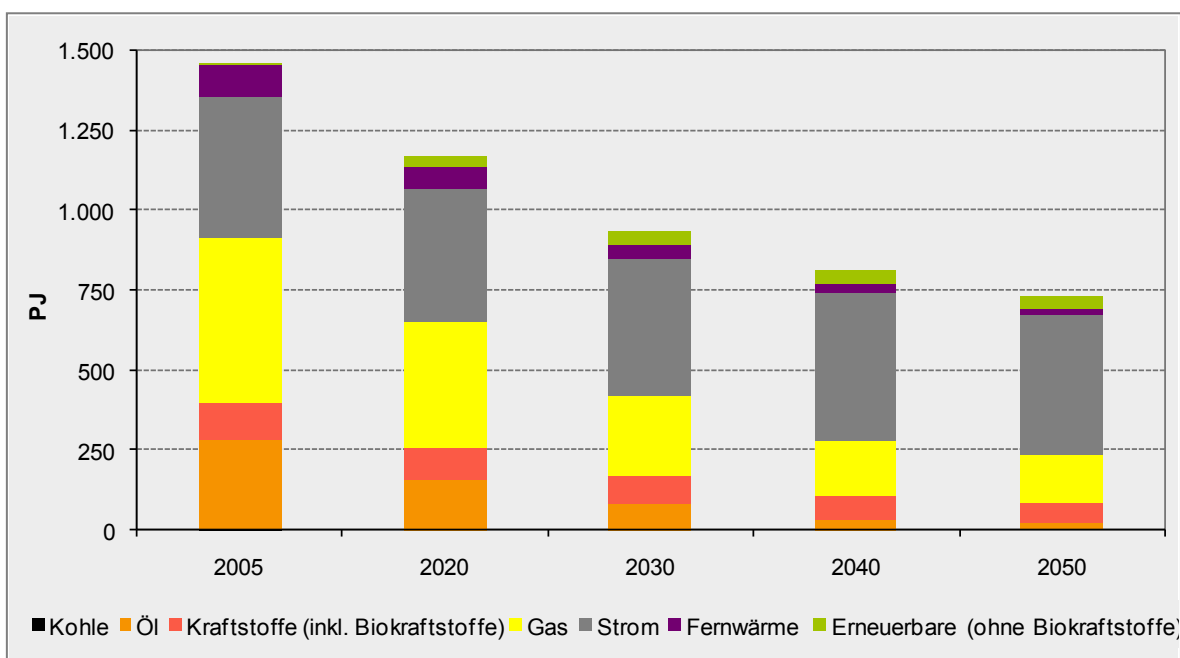
Die Erneuerbaren nehmen anteilig erheblich zu, wenn auch absolut nur geringfügig. Das liegt unter anderem daran, dass ein typischer Bereich, in dem erneuerbare Energien günstig eingesetzt werden können, die Raumwärme ist, die bereits durch Effizienzmaßnahmen „weggespart“ wird. Zur Erzeugung von Prozesswärme können Biogas und besonders gut biogene Reststoffe eingesetzt werden. Ein weiterer Anteil ist Umgebungswärme oder Abwärme, die mit Wärmepumpen oder Wärmetransformatoren zur weiteren Wärmenutzung oder Kühlung veredelt wird.

Tabelle 4.3-20: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor 2005 – 2050, nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Branchen						
Landwirtschaft, Gärtnerei	127	95	78	67	57	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	104	77	63	56	50	
Baugewerbe	79	59	47	39	35	
Handel	298	230	189	180	160	
Kreditinst./ Versicherungen	45	36	30	28	25	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	55	47	35	29	25	
Sonstige priv. Dienstleistungen	315	277	236	222	211	
Gesundheitswesen	189	158	114	86	76	
Unterrichtswesen	85	63	42	30	24	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	133	100	73	56	45	
Verteidigung	32	27	25	24	22	
Gesamt Branchen	1.462	1.169	933	815	731	
Verwendungszwecke						
Raumwärme	664	415	189	53	7	
Prozesswärme	310	310	301	292	291	
Kühlen und Lüften	65	85	137	213	215	
Beleuchtung	148	119	97	80	66	
Bürogeräte	56	52	45	36	28	
Kraft	220	189	165	142	124	
Gesamt Verwendungszwecke	1.462	1.169	933	815	731	
Energieträger						
Kohle	5	0	0	0	0	
Öl	279	159	80	30	20	
Gas	515	394	256	171	147	
Strom	443	415	426	465	439	
Fernwärme	96	69	43	28	22	
Erneuerbare (ohne Biokraftstoffe)	10	34	41	44	35	
Kraftstoffe (inkl. Biokraftstoffe)	114	98	87	76	67	
Gesamt Energieträger	1.462	1.169	933	815	731	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-10: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

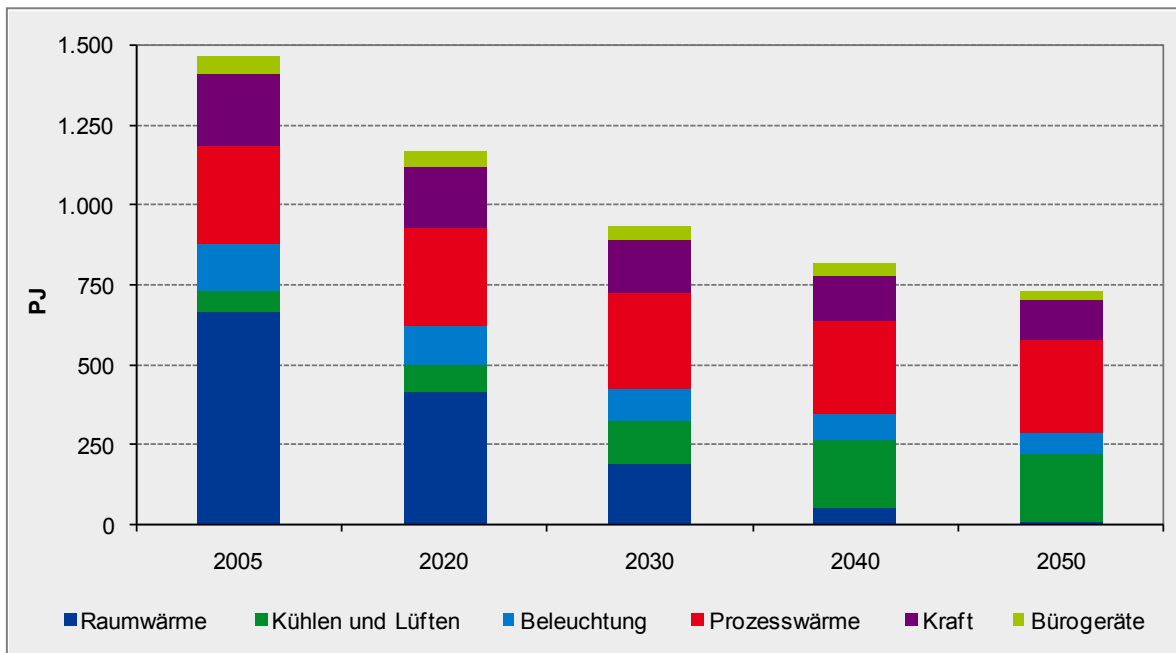
4.3.2.3 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Im Betrachtungszeitraum kommt es zu erheblichen Verschiebungen bei den Anteilen der Verwendungszwecke am Gesamtverbrauch. Der Anteil für Raumwärme geht auf nahezu Null zurück. Im Gegenzug steigen die Anteile für Kühlen und Lüften sowie Prozesswärme erheblich an. Die Anteile für Beleuchtung und Bürogeräte verändern sich nicht wesentlich (Tabelle 4.3-20). Zusammen mit der Verwendungsstruktur erfährt auch die Verbrauchsmenge im Betrachtungszeitraum eine deutliche Änderung.

Bis 2050 geht der Energieverbrauch für Raumwärme auf fast Null zurück. Wesentliche Gründe hierfür sind die extreme Verringerung des mittleren Endenergiebedarfs je Quadratmeter beheizter Fläche (ca. -70 %), der Rückgang der Gebäudefläche insgesamt (ca. -15 %) sowie die Klimaerwärmung, die bis 2050 zu einer weiteren Verringerung des mittleren Heizendenergiebedarfs je Quadratmeter Wohnfläche um ca. 20 % führt.

Der spezifische Energiebedarf der zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzten Anlagen verringert sich im Betrachtungszeitraum im Durchschnitt zwischen 24 % (Strom) bis 35 % (Brennstoffe). Die technischen Verbesserungen bei Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Dampf entsprechen weitgehend den Fortschritten in der Industrie. Diese Annahmen beinhalten verstärkte Abwärmenutzung sowie allgemeine Verbesserungen von Prozessen und Anlagen.

Abbildung 4.3-11: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Beim Verwendungszweck Kühlen und Lüften ist zwischen 2005 und 2050 mit einem erheblichen Anstieg des entsprechenden Energieverbrauchs zu rechnen (+300 %). Der Grund hierfür liegt in der zunehmenden Klimatisierung der Gebäude. Es wird davon ausgegangen, dass alle neuen Dienstleistungsgebäude routinemäßig mit Anlagen zur Raumklimatisierung ausgestattet werden. Dieser Trend wird durch die Klimaerwärmung verstärkt.

Für Beleuchtungszwecke, für die rund 10 % der vom Dienstleistungssektor bezogenen Endenergie eingesetzt werden, wird im Jahr 2050 etwa die Hälfte weniger Energie benötigt als 2005. Dies ist auf hohe realisierte Einsparpotenziale in diesem Bereich zurückzuführen. Möglichkeiten hierzu bieten beispielsweise der Einsatz von Rasterpiegelleuchten, elektronischen Vorschaltgeräten oder tageslichtabhängiger Dimmung. Darüber hinaus lässt sich durch die verstärkte Nutzung von Tageslicht für die Raumbeleuchtung Strom einsparen. Hierbei ist zu bedenken, dass die Beleuchtung im Dienstleistungssektor in der Ausgangssituation im Allgemeinen deutlich effizienter erfolgt als im Haushaltssektor, da die Leuchtstofflampe hier das bevorzugte Leuchtmittel ist. Die relativen Einsparungen zum Einsatz noch effizienterer Technik sind daher kleiner als bei einer Ausgangssituation, in der es noch Glühfadenleuchtkörper gibt.

Erhebliche Möglichkeiten zur Absenkung der spezifischen Verbräuche bestehen auch bei Bürogeräten. So weisen neuere Gerätegenerationen gegenüber ihren Vorgängermodellen oft um mehr als 60 % verringerte Verbrauchswerte auf. Beispielsweise lässt sich der Stromverbrauch von Desktop-Computern auf das Niveau tragbarer Geräte reduzieren. Außerdem werden in den entsprechenden Branchen (IKT) verstärkt aus Gründen der Kosteneffizienz „Green IT“-Anwendungen umgesetzt. Bis zum Jahr 2050 wird sich der Endenergiebedarf für diesen Verwendungszweck halbieren.

Für die Bereitstellung von Kraft, also die Erzeugung mechanischer Arbeit werden in der Regel Kraftstoffe und Strom genutzt. Die Veränderung der spezifischen Verbräuche der

oft eingesetzten Dieselmotoren folgt der Entwicklung im Verkehrsbereich. Bei Elektromotoren, die z. B. zum Betrieb von Förderanlagen verwendet werden, Pumpen und Druckluftanlagen sind höhere spezifische Einsparungen möglich (in Einzelfällen bis zu 80 %), werden aber bei weitem nicht immer realisiert. Bis zum Jahr 2050 verringert sich in der Referenz der Energiebedarf um 40 %.

4.3.3 Energieverbrauch des Industriesektors

4.3.3.1 Rahmendaten

Der Energieverbrauch in der Industrie wird auf Branchenebene als Zusammenwirken einer Mengenkomponte und einer Effizienzkomponente abgeleitet.

Tabelle 4.3-21: Szenario „Referenz“: Industrieproduktion 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), Mrd. €, in Preisen von 2000

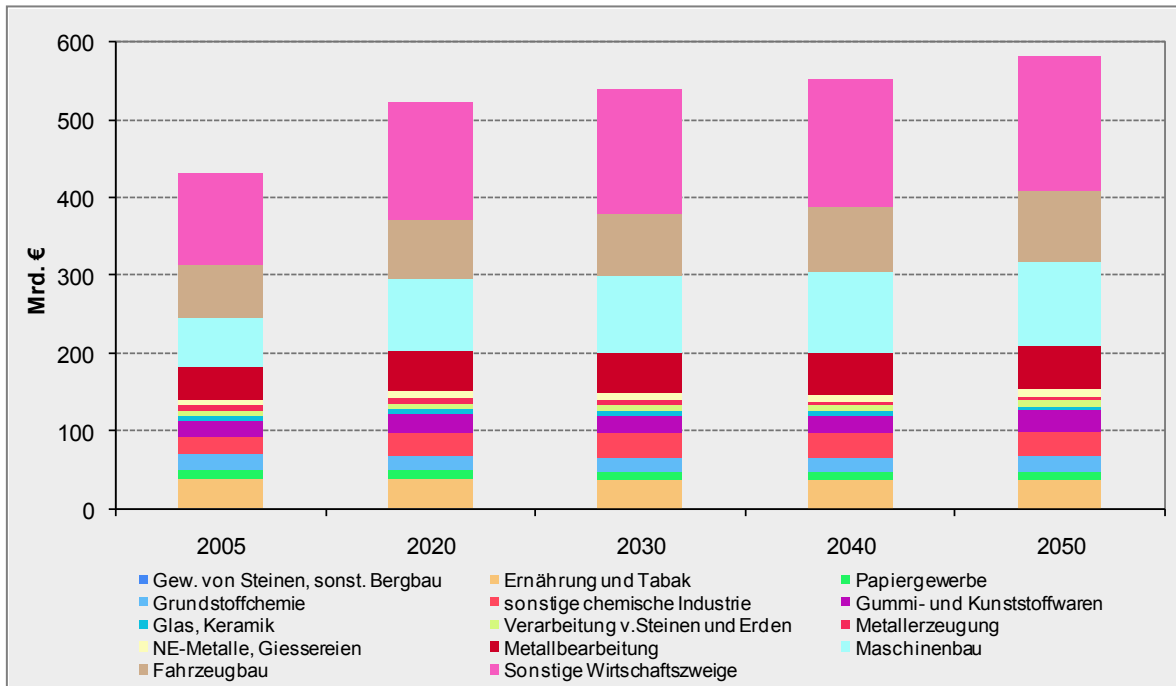
	2005	Referenzszenario			
		2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	1,9	1,3	1,1	1,0	0,9
Ernährung und Tabak	37,3	37,0	36,3	35,7	37,0
Papiergewerbe	10,4	11,1	10,6	10,5	10,7
Grundstoffchemie	20,7	20,1	19,1	19,0	19,8
sonstige chemische Industrie	23,0	29,0	29,7	30,4	32,0
Gummi- und Kunststoffwaren	20,6	24,0	24,2	24,5	25,5
Glas, Keramik	5,2	6,3	5,9	5,7	5,7
Verarbeitung v. Steinen und Erden	8,0	7,9	7,8	7,7	8,0
Metallerzeugung	6,0	5,9	4,9	4,4	4,4
NE-Metalle, Giessereien	8,3	8,9	8,8	8,8	8,9
Metallbearbeitung	41,3	51,5	53,1	54,6	57,3
Maschinenbau	64,0	91,9	97,9	102,4	108,7
Fahrzeugbau	68,0	77,8	80,7	84,3	89,3
Sonstige Wirtschaftszweige	115,5	149,6	158,1	164,5	173,2
Gesamt Branchen	430,3	522,0	538,1	553,4	581,3

Quelle: Prognos 2009

Die Mengenkomponte, ausgedrückt als Wert der industriellen Produktion, steigt von 2005 bis 2050 um ca. 35 %. Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von knapp 0,7 %. Wie im Dienstleistungssektor wurde diese Produktionsentwicklung, nach Branchen differenziert, mit dem Prognos-Makromodell mit einer moderaten „Welt-Entwicklung“ als Referenz berechnet. Dabei geht die Produktion in den energieintensiven Branchen zum größten Teil zurück. Nicht energieintensive Branchen wachsen dagegen. Damit setzt sich der bisherige Trend fort. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass in den hoch entwickelten Industrieländern vor allem hochwertige und wissensintensive Produkte hergestellt werden und damit die Wertdichte der Produkte steigt. Ein typisches Beispiel sind hochwertige Spezialstähle, die auf spezifische Anforderungen hin optimiert sind und daher je physikalischer Produkteinheit (Masse in Tonnen) einen deutlich höheren Wert und Preis haben als gewöhnliche Standardstähle. Ein anderes Beispiel sind Fahrzeuge, bei denen „hochwertige“ Marken bei etwa gleichem Materialeinsatz (und damit korreliert auch Energieeinsatz) höhere Produktionswerte erzielen. Ein Teil der industriellen Wertschöpfung wandert durch Outsourcing und veränderte Organisation von Wertschöpfungsketten und

-prozessen in den Dienstleistungssektor ab (z. B. IT, Kommunikation, Auftragsforschung, Vermarktung, Gebäudebetrieb etc.).

Abbildung 4.3-12: Szenario „Referenz“: Industrieproduktion 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), Mrd. €, in Preisen von 2000



Quelle: Prognos 2009

Die einzelnen Industriebranchen tragen sehr unterschiedlich zur Produktion dieses Sektors bei. Die größten Beiträge leisten derzeit und auch zukünftig der Maschinenbau (mit dem absolut und relativ stärksten Wachstum), der Fahrzeugbau, die Metallverarbeitung, die sonstige Chemie/Kunststoffe sowie die Ernährungs- und Tabakindustrie. Die unter dem Stichwort „sonstige Wirtschaftszweige“ zusammengefassten Branchen weisen einzeln jeweils geringere Produktionswerte auf als die hier abgebildete „kleinste“ Branche Gewinnung von Steinen und Erden.

Die Effizienzkomponente wird in den meisten Branchen durch die auf die jeweilige wertmäßige Produktion bezogene Energieintensität - unterschieden nach Brennstoffen und Strom - abgebildet. Im Betrachtungszeitraum ist mit einer weiteren Verringerung der Energieintensität in den einzelnen Industriebranchen zu rechnen. Doch schwächt sich diese im Zeitablauf tendenziell ab, da ohne den Einsatz völlig neuer Produktionsverfahren die technischen Einsparpotenziale im kleiner werden. Ein Beispiel hierfür ist die bereits heute übliche Verwendung von Wärmeerzeugern mit hohen Wirkungsgraden, die das Potenzial für weitere Verbesserungen in diesem Bereich begrenzt. Ähnliches gilt für andere Anwendungsbereiche. Die Grundstoffindustrien nähern sich zum Teil den naturwissenschaftlich-technischen Grenzen der Energieeffizienz. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass in den energieintensiven Industrien die relativen und absoluten Energieeinsparmöglichkeiten im Bereich der konventionellen Prozesse auch deshalb begrenzt sind, weil hier bereits aus Kostengründen laufend optimiert wird. Im Gegensatz zu den nicht energieintensiven Branchen und den meisten Dienstleistungsbranchen betragen die Energiekosten hier mehr als 5 bis 10 % der Produktionskosten. Daher sind eine Reihe von Einsparinvestitionen hier wirtschaftlich attraktiv und werden regelmäßig durchgeführt.

Tabelle 4.3-22: Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR

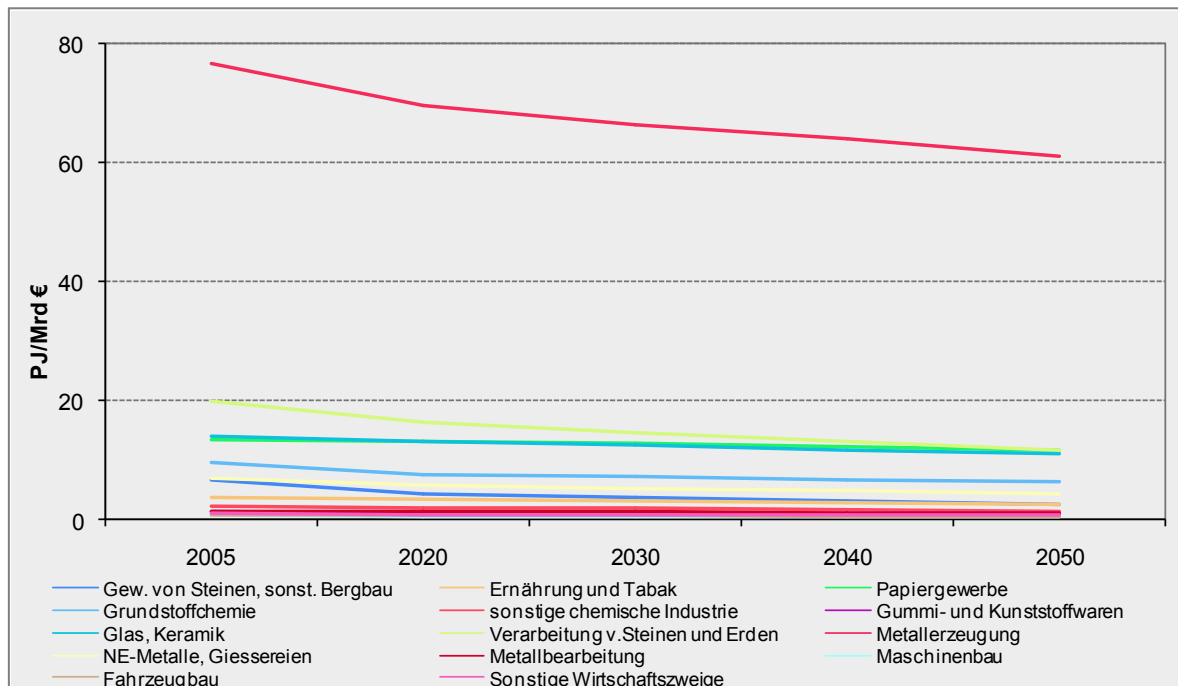
		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	6,6	4,3	3,7	3,1	2,5	
Ernährung und Tabak	3,8	3,3	3,0	2,7	2,5	
Papiergewerbe	13,6	13,3	12,8	12,2	11,7	
Grundstoffchemie	9,7	7,6	7,2	6,8	6,4	
sonstige chemische Industrie	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5	
Gummi- und Kunststoffwaren	1,5	1,2	1,1	1,0	1,0	
Glas, Keramik	14,1	13,2	12,5	11,7	11,0	
Verarbeitung v.Steinen und Erden	19,9	16,5	14,8	13,1	11,7	
Metallerzeugung	76,7	69,6	66,4	64,2	61,1	
NE-Metalle, Giessereien	7,0	5,8	5,3	4,9	4,5	
Metallbearbeitung	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	
Maschinenbau	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	
Fahrzeugbau	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	
Sonstige Wirtschaftszweige	1,0	0,8	0,8	0,7	0,7	
Gesamt Branchen	3,7	2,8	2,5	2,2	2,0	

Quelle: Prognos 2009

Trotz dieser Einschränkungen ist eine Verringerung der Brennstoff- und Stromintensitäten in der Industrie absehbar. Dazu tragen neben branchenspezifischen technischen Entwicklungen auch Verbesserungen der Energieeffizienz bei Prozessen und Anwendungen bei, die sich in einer Vielzahl von Wirtschaftszweigen finden (Querschnittstechnologien) (Tabelle 4.3-22, Tabelle 4.3-23).

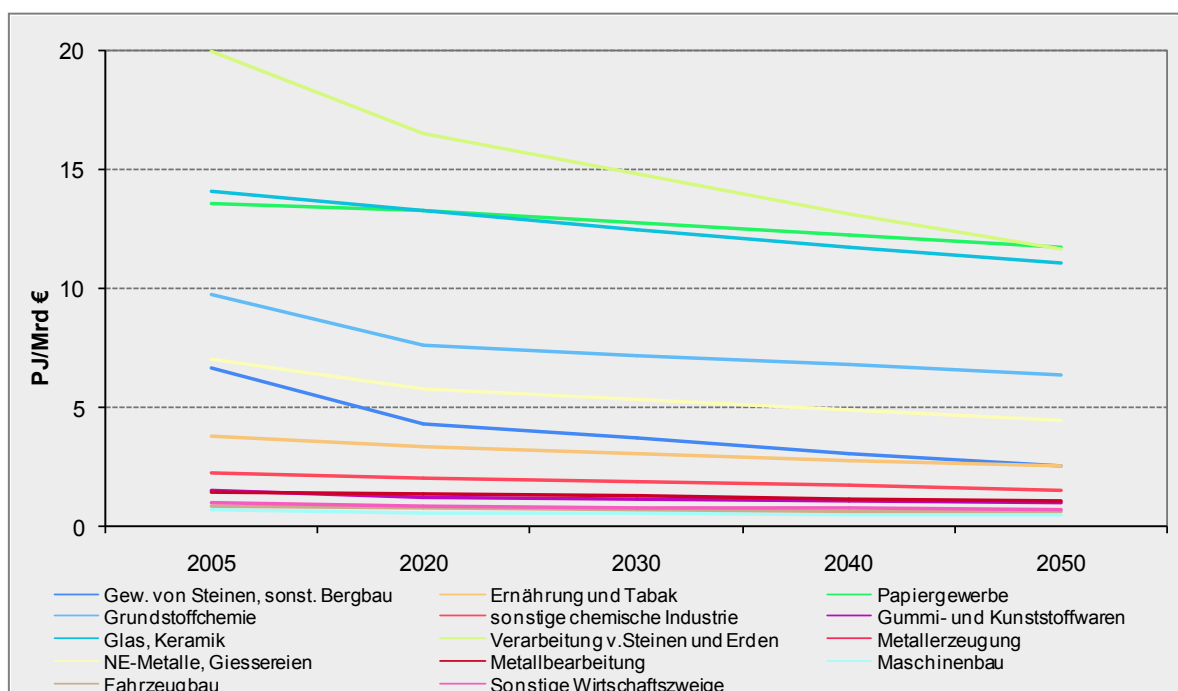
Die Metallerzeugung besitzt mit Abstand den höchsten spezifischen Brennstoffbedarf. Die Branchen Papier, Grundstoffchemie, Glas/Keramik, Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Nichteisen- (NE-) Metalle/Gießereien folgen mit mittleren spezifischen Brennstoffverbräuchen. Alle anderen Branchen liegen am unteren Ende (Abbildung 4.3-13, Abbildung 4.3-14, Abbildung 4.3-15).

Abbildung 4.3-13: Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR



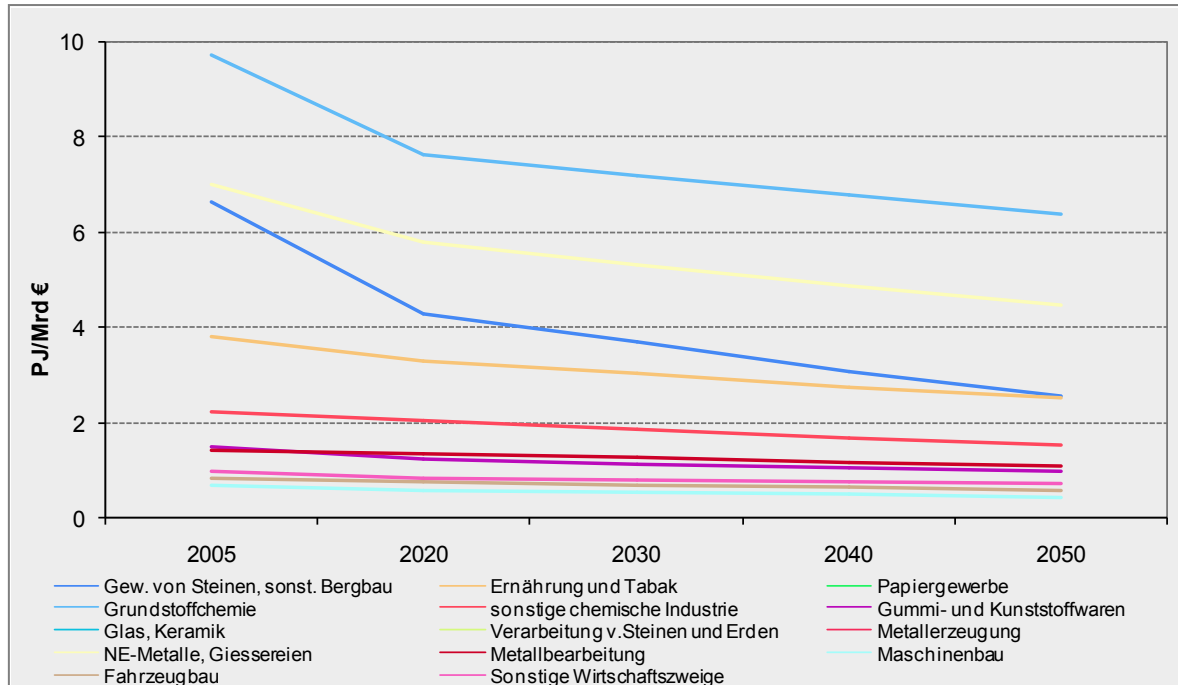
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-14: Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne Metallerzeugung



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-15: Szenario „Referenz“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, in PJ/Mrd. EUR, nicht energieintensive Branchen



Quelle: Prognos 2009

Beim spezifischen Stromverbrauch bestehen Einsparoptionen für die Verwendungszwecke mechanische Energie, Beleuchtung sowie Information und Kommunikation. Der Einsatz energieeffizienter Elektromotoren, Druckluftanlagen, Pumpen (Querschnittstechnologien), Beleuchtungskörper sowie PC und deren Peripheriegeräte tragen zu einer Reduktion des spezifischen Stromverbrauchs bei. Die zunehmende Substitution brennstoffbasierter Produktionssysteme durch strombasierte Anwendungen begrenzt jedoch die Reduktion des spezifischen Stromverbrauchs bis 2050 auf insgesamt 33 %.

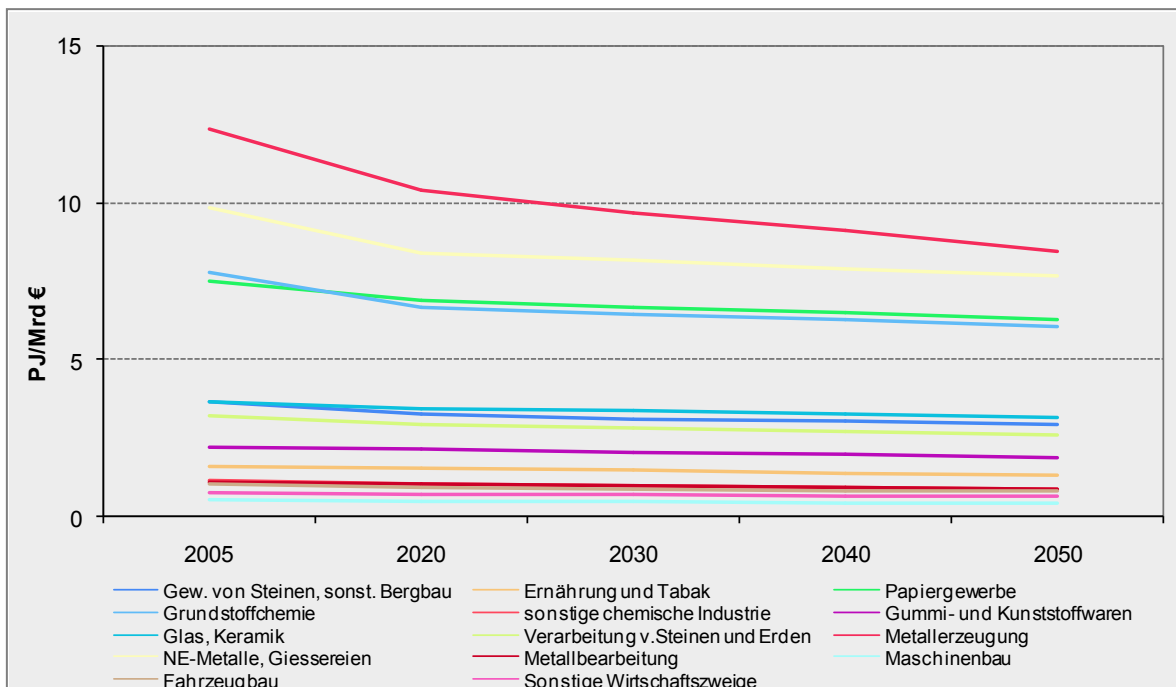
Die Branchen mit den höchsten spezifischen Stromverbräuchen sind Metallerzeugung (Elektrostahl), NE-Metalle/Gießereien, Grundstoffchemie und Papiergewerbe, einen mittleren spezifischen Stromverbrauch weist die Gewinnung von Steinen und Erden auf. Alle weiteren Branchen (inkl. Metallbearbeitung, Maschinenbau und Fahrzeugbau) liegen im Vergleich dazu deutlich niedriger (Abbildung 4.3-16, Abbildung 4.3-17, Tabelle 4.3-24).

Tabelle 4.3-23: Szenario „Referenz“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR

	2005	Referenzszenario			
		2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	3,7	3,3	3,1	3,0	2,9
Ernährung und Tabak	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4
Papiergewerbe	7,5	6,9	6,7	6,5	6,3
Grundstoffchemie	7,8	6,7	6,5	6,3	6,1
sonstige chemische Industrie	1,2	1,0	1,0	0,9	0,9
Gummi- und Kunststoffwaren	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9
Glas, Keramik	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2
Verarbeitung v.Steinen und Erden	3,2	2,9	2,8	2,7	2,6
Metallerzeugung	12,4	10,4	9,7	9,1	8,5
NE-Metalle, Giessereien	9,8	8,4	8,2	7,9	7,7
Metallbearbeitung	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
Maschinenbau	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4
Fahrzeugbau	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
Sonstige Wirtschaftszweige	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6
Gesamt Branchen	1,9	1,6	1,4	1,4	1,3

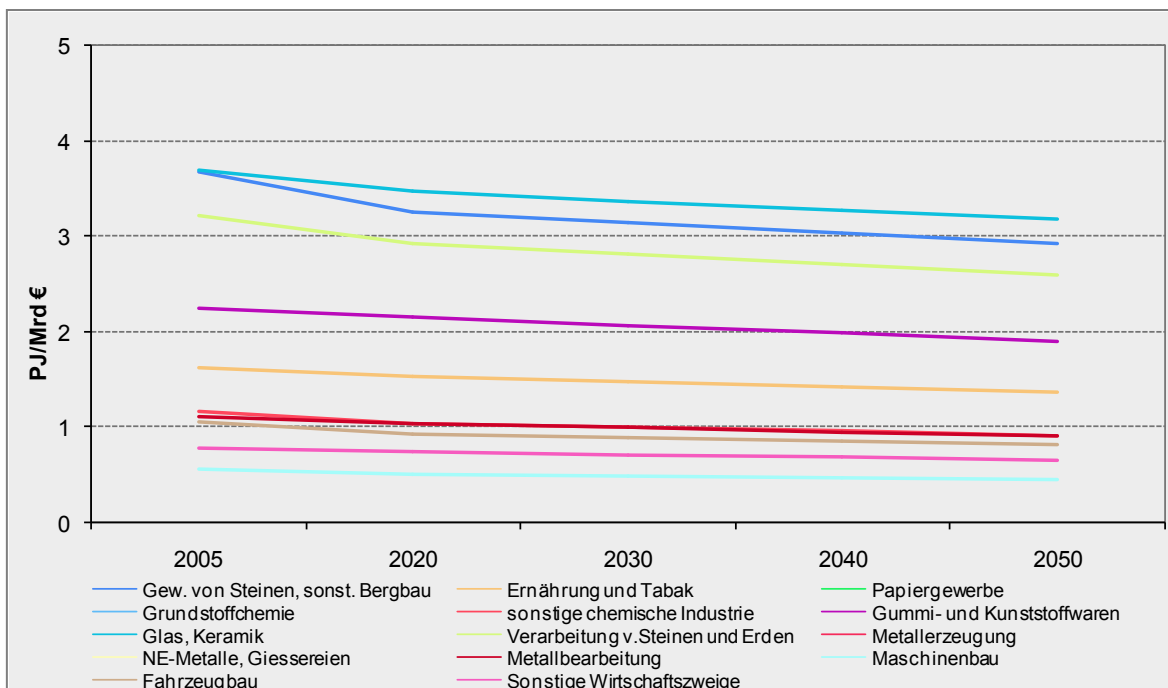
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-16: Szenario „Referenz“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR,



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-17: Szenario „Referenz“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne stromintensive Branchen



Quelle: Prognos 2009

Insgesamt sinkt der spezifische Energieverbrauch der Industrie im Referenzszenario bis 2050 um 42 % (Tabelle 4.3-24).

Tabelle 4.3-24: Szenario „Referenz“: Spezifischer Energieverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	10,3	7,5	6,8	6,1	5,5
Ernährung und Tabak	5,4	4,8	4,5	4,2	3,9
Papiergewerbe	21,1	20,2	19,4	18,7	18,0
Grundstoffchemie	17,5	14,3	13,6	13,0	12,5
sonstige chemische Industrie	3,4	3,1	2,8	2,6	2,4
Gummi- und Kunststoffwaren	3,7	3,4	3,2	3,0	2,9
Glas, Keramik	17,8	16,7	15,8	15,0	14,2
Verarbeitung v.Steinen und Erden	23,1	19,5	17,6	15,8	14,2
Metallerzeugung	89,0	80,0	76,1	73,3	69,6
NE-Metalle, Giessereien	16,8	14,2	13,5	12,8	12,1
Metallbearbeitung	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0
Maschinenbau	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9
Fahrzeugbau	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4
Sonstige Wirtschaftszweige	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3
Gesamt Branchen	5,6	4,4	3,9	3,5	3,3

Quelle: Prognos 2009

4.3.3.2 Endenergieverbrauch im Industriesektor

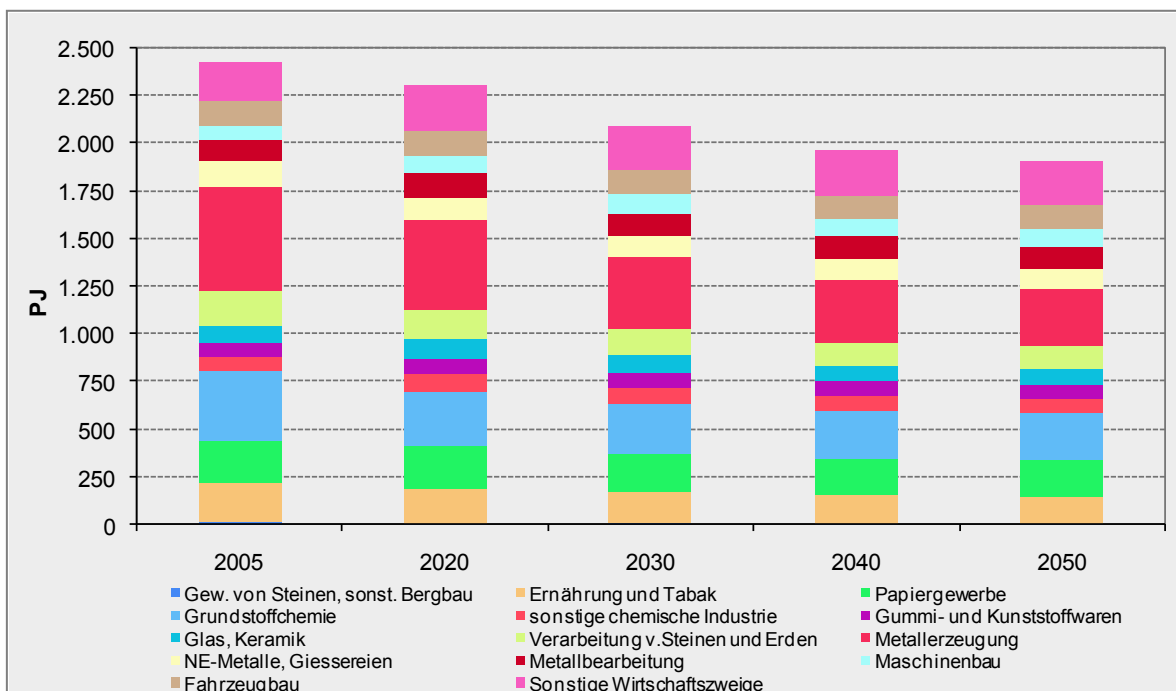
Der Endenergieverbrauch im Industriesektor nimmt zwischen 2005 und 2050 um 21 % ab, resultierend aus den zumeist gegenläufigen Effekten von Branchenwachstum und Effizienzsteigerung.

Tabelle 4.3-25: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz) nach Branchen, in PJ/Mrd. EUR

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	19	9	7	6	5	
Ernährung und Tabak	201	179	163	149	143	
Papiergewerbe	220	223	205	196	193	
Grundstoffchemie	362	287	260	247	246	
sonstige chemische Industrie	77	89	84	80	78	
Gummi- und Kunststoffwaren	77	81	77	74	73	
Glas, Keramik	92	105	94	85	81	
Verarbeitung v.Steinen und Erden	185	154	136	122	113	
Metallerzeugung	537	468	373	325	303	
NE-Metalle, Giessereien	140	127	119	112	108	
Metallbearbeitung	104	122	118	114	113	
Maschinenbau	79	98	98	96	95	
Fahrzeugbau	127	128	125	124	123	
Sonstige Wirtschaftszweige	203	232	234	232	234	
Gesamt Branchen	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-18: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Branchen 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Eine differenzierte Betrachtung zeigt, dass die Einsparungen in den Branchen Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau sowie in der Metallerzeugung weit überdurchschnittlich ausfallen. Grund hierfür ist in erster Linie die in diesen Branchen schwache Produktionsentwicklung. Der Energieverbrauch des Maschinenbaus steigt um 20 %, derjenige der sonstigen Wirtschaftszweige um bis zu 15 % an. Hier bewirkt die deutliche Produktionsausweitung (Produktionswert +70 % bzw. +50 %) eine Zunahme des Energieverbrauchs (Tabelle 4.3-25, Abbildung 4.3-18).

Zwischen den einzelnen Energieträgern gibt es zum Teil strukturelle Verschiebungen (Tabelle 4.3-26, Abbildung 4.3-19). Strom weitete seinen Anteil aus und steht im Jahr 2050 für 39 % des Energiebedarfs. Damit werden Strom und Gase für die Industrie zu den wichtigsten Energieträgern. Zusammen decken sie ca. 80 % des Energiebedarfs. Dies liegt vor allem an der systematischen Substitution der Prozesswärme ins Gas, das einerseits Handhabungsvorteile hat und andererseits in den energieintensiven Industrien aufgrund der CO₂-Kosten den relativen Preisnachteil gegenüber den Energieträgern Kohle und Öl reduziert. In den weniger energieintensiven Industrien wird es auch verstärkt im KWK-Betrieb eingesetzt.

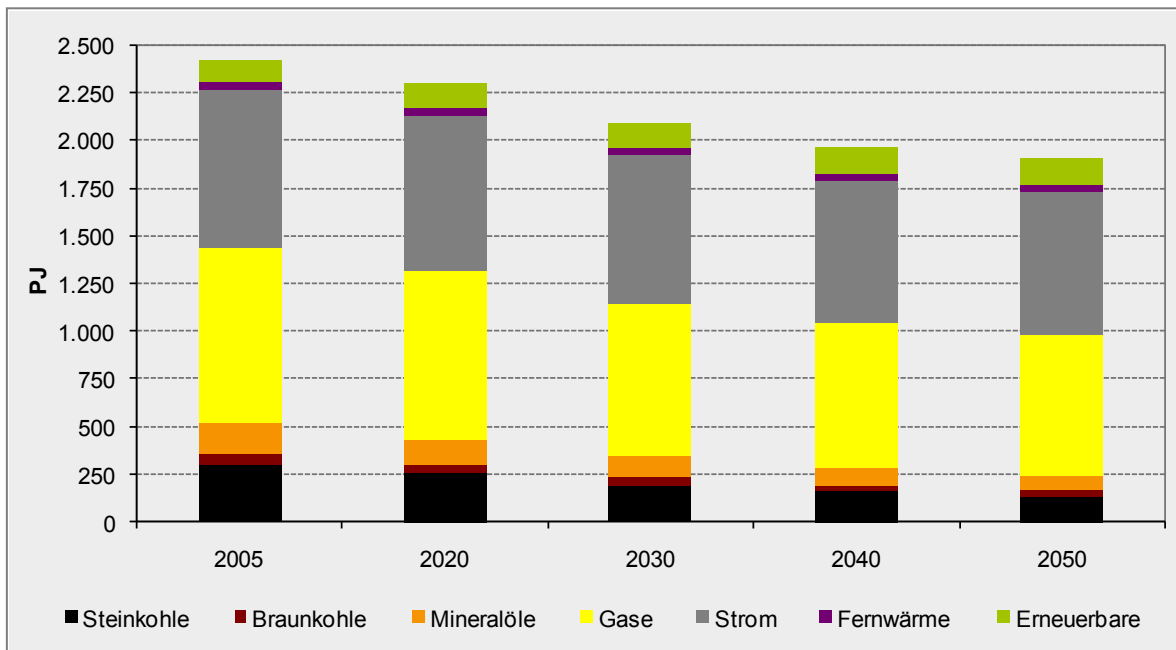
Die Bedeutung der erneuerbaren Energien nimmt weiter zu. Im Jahr 2050 decken sie 8 % des Energiebedarfs. Hier gilt Analoges wie im Dienstleistungssektor: die Einsatzmöglichkeiten der Erneuerbaren mit geringer Energiedichte (Solarthermie, Umgebungswärme) sind im Industriesektor begrenzt. Ihr potenzielles Haupteinsatzfeld Raumwärme spielt in diesem Sektor nur eine geringe Rolle. Sie kommen als Wärmequellen für Wärmepumpen zur Vorwärmung und Kühlung in Frage; eine stärkere Rolle bei der Prozesswärmeproduktion können biogene Reststoffe spielen. Diese werden annahmegemäß jedoch stärker zur Kraftstofferzeugung verwendet.

Tabelle 4.3-26: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
		2005	2020	2030	2040	2050
Steinkohle		296	252	193	158	137
Braunkohle		59	48	41	35	32
Mineralöle		162	132	107	87	72
darunter: Heizöl leicht		77	63	54	45	38
Heizöl schwer		67	55	42	33	27
übrige Mineralölprodukte		19	14	11	9	7
Gase		921	883	807	759	742
darunter: Naturgase		800	780	724	687	674
Flüssiggas, Raffineriegas		11	13	11	9	8
Kokereigas		33	27	22	19	18
Gichtgas		77	63	50	44	42
Erneuerbare		118	129	132	137	144
Strom		823	814	773	748	746
Fernwärme		45	43	40	37	35
Gesamt Endenergieverbrauch		2.424	2.301	2.094	1.961	1.909

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-19: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

4.3.3.3 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Die Fortschreibung des Energieverbrauchs erfolgt in der Industrie auch differenziert nach Verwendungszwecken. Bei der Erzeugung von Raumwärme orientiert sich die Entwicklung am Dienstleistungssektor. Da die wirtschaftliche Entwicklung der Industrie deutlich langsamer verläuft als im Dienstleistungssektor, werden die vergleichsweise hohen Gebäudeaustauschraten hier nicht erreicht. Außerdem wird im Industriesektor Raumwärme häufig mit Niedertemperaturabwärme aus Prozessen erzeugt, so dass auch aus Klimaschutzgründen hier die Notwendigkeit, Raumwärmebedarf durch (teure) Maßnahmen an der Gebäudehülle „wegzusparen“ nicht so drängend ist. Bis zum Jahr 2050 sinkt der Energieverbrauch für diesen Verwendungszweck um 42 %.

Im Betrachtungszeitraum gibt es kaum Verschiebungen zwischen den Verwendungszwecken. Dominierend bleibt der Anteil der Prozesswärme, er geht leicht von 67 % im Jahr 2005 auf 65 % im Jahr 2050 zurück. Im Gegenzug steigt der Anteil der mechanischen Energie am Gesamtverbrauch um 4 %-Punkte. Der Anteil für Raumwärme geht um 3 %-Punkte zurück (Tabelle 4.3-27, Abbildung 4.3-20).

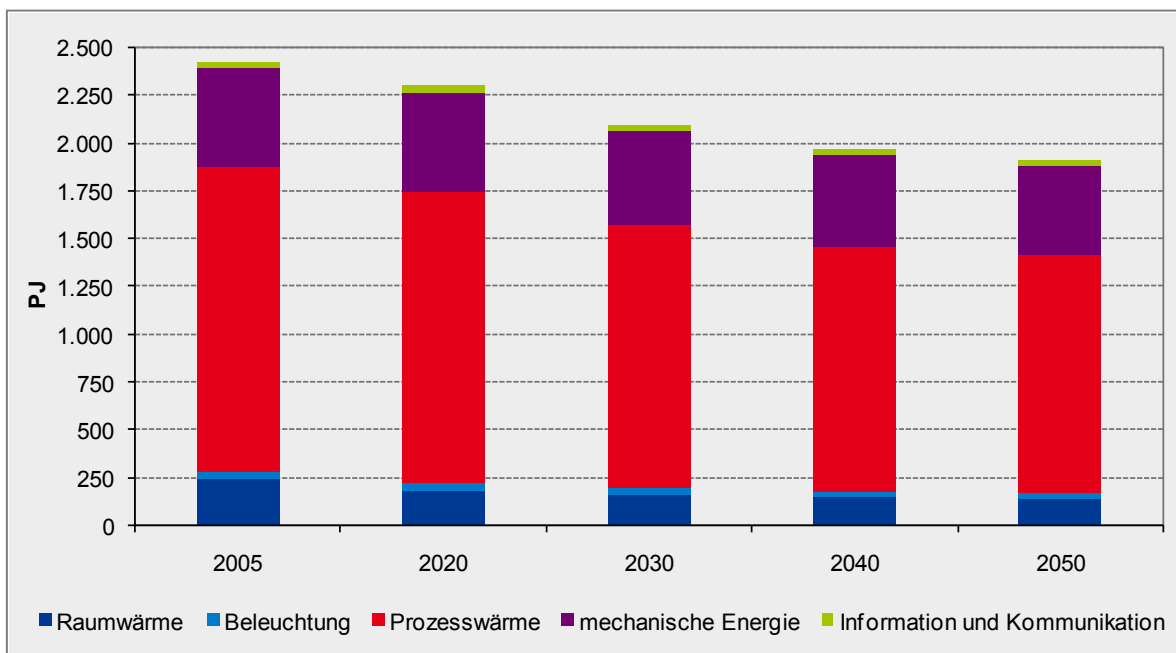
Der spezifische Energiebedarf der zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzten Anlagen sinkt bis 2050 im Durchschnitt um ca. 24 %. Effizienzgewinne können z. B. durch den Einsatz von elektronischen Prozessleitsystemen, Wärmerückgewinnung, Reduktion der Abgasverluste, neue Prozessdesigns sowie durch die Substitution brennstoffbetriebener Öfen durch Elektroöfen erreicht werden.

Tabelle 4.3-27: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Raumwärme	240	182	162	147	138	
Prozesswärme	1.597	1.524	1.376	1.283	1.248	
mechanische Energie	516	527	496	475	469	
Information und Kommunikation	33	31	27	24	23	
Beleuchtung	39	37	34	31	30	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-20: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Für die Bereitstellung von Kraft verringert sich der spezifische Energiebedarf um bis zu 30 %. Diese Effizienzentwicklung wird durch die Rückgewinnung mechanischer Prozessenergie, die Anpassung der Anlagen an den tatsächlichen Bedarf, durch Maßnahmen zur Wirkungsgradverbesserung sowie die bedarfsgerechte Dimensionierung von Motoren und Antriebsmaschinen erreicht. Für Beleuchtungszwecke wird im Jahr 2050 etwa ein Viertel weniger Energie benötigt als 2005. Möglichkeiten hierzu bietet beispielsweise der Einsatz von Kompaktleuchtstofflampen und Leuchtdioden, die Glühlampen, Leuchtstoffröhren sowie Halogenlampen ersetzen können. Erhebliche Möglichkeiten zur Absenkung des spezifischen Verbrauchs bestehen auch bei Informations- und Kommunikationsgeräten. Beispielsweise lässt sich der Stromverbrauch von Desktop-Computern auf das Niveau tragbarer Geräte reduzieren. Bis zum Jahr 2050 verringert sich der Endenergiebedarf für diesen Verwendungszweck um 31 %.

4.3.4 Energieverbrauch des Verkehrssektors

4.3.4.1 Grundsätzliche Voraussetzungen

Die Szenarien für den Verkehrssektor wurden in Zusammenarbeit mit der ProgTrans AG, Basel erstellt und basieren auf den sozio-ökonomischen Rahmendaten (vgl. Kapitel 3).

Das Referenzszenario geht aus von einem schwachen Trend zur Zentralisierung sowie einer deutlichen Zunahme der Altersmobilität, die durch vier Faktoren bestimmt wird: Führerscheinbesitz, das „gefühlte Alter“, Fahrtzweckstruktur und Motorisierung. Der Anteil an älteren Personen mit Führerschein orientiert sich künftig an den Quoten der heute 18- bis 60-jährigen und fällt damit klar höher aus als bei den gleichen Altersgruppen heute. Verstärkt wird die Entwicklung durch die Angleichung des Führerscheinbesitzes von Frauen und Männern. Unter dem „gefühlten Alter“ wird die Kopplung des heute bekannten Mobilitätsverhaltens an die verbleibende Lebenserwartung und damit die Übertragung „jüngerer“ Verhaltensmuster auf ältere Jahrgänge verstanden. In Ableitung aus dem „gefühlten Alter“ ergibt sich auch für die älteren Jahrgänge eine erhöhte Freizeitmobilität, selbst wenn das Rentenalter auf 67 angepasst werden sollte. Dabei bleibt der Freizeitverkehr in höchstem Maße vom Motorisierten Individualverkehr (MIV) abhängig. Bei der Motorisierung zeigt sich ein ähnlicher Effekt wie beim Führerscheinbesitz: ein „Mitziehen“ der „jüngeren“ Motorisierung ins Alter, sowohl alters- als auch geschlechtsbezogen.

Beim Güterverkehr geht das Referenzszenario von einer vorsichtigen Fortführung der Vergangenheitsentwicklungen aus: es gibt keine Trendbrüche, keine Umkehrung der volkswirtschaftlichen Verflechtungen und keine völlig neuartigen Technologien. Auch beim Infrastrukturangebot wird von trendmäßigen Weiterentwicklungen ausgegangen.

Bei der technischen Entwicklung wird grundsätzlich von der Fortsetzung derzeit sichtbarer Trends ausgegangen: Bei den Straßenfahrzeugen bleibt der Verbrennungsmotor die wesentliche Antriebstechnologie. Die Energieeffizienz dieser Technologie entwickelt sich moderat weiter, bei den PKW stärker als bei den bereits auf Kraftstoff- und Kostenersparnis hin optimierten LKW. Weiter- und Neuentwicklungen der Antriebstechnologien wie Hybridantriebe, Gasantriebe und reine Elektrofahrzeuge diffundieren allmählich in den Markt, lösen die reinen Verbrennungsmotoren jedoch nicht ab. Der Brennstoffzellenantrieb gelangt nicht in die breite Umsetzung.

Bei den Kraftstoffen wird eine Strategie der Beimischung von Biokraftstoffen (bis zu 25 %) zu den konventionellen Kraftstoffen unterstellt.

4.3.4.2 Die Entwicklung der Rahmendaten für den Verkehrssektor

Beim **Personenverkehr** bleibt die Verkehrsleistung, gemessen in Personenkilometern, bis ins Jahr 2030 nahezu stabil, geht anschließend leicht zurück und liegt 2050 um 6,5 % niedriger als 2005 (Tabelle 4.3-28). Bei den einzelnen Verkehrsträgern gibt es unterschiedliche Entwicklungen. Am stärksten verringert sich der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV, -18,0 %), dagegen weist der Luftverkehr eine Zunahme von fast 25 % auf. Der Motorisierte Individualverkehr verringert sich um 6,5 %, der Eisenbahnverkehr um 3,6 %. Die Anteile der Verkehrsträger an der Personenverkehrsleistung verändern sich dadurch nicht wesentlich, der MIV bleibt mit einem Anteil von 80 % die dominante Größe. Dies ist unter anderem auf die demografische Entwicklung und die damit verbundenen

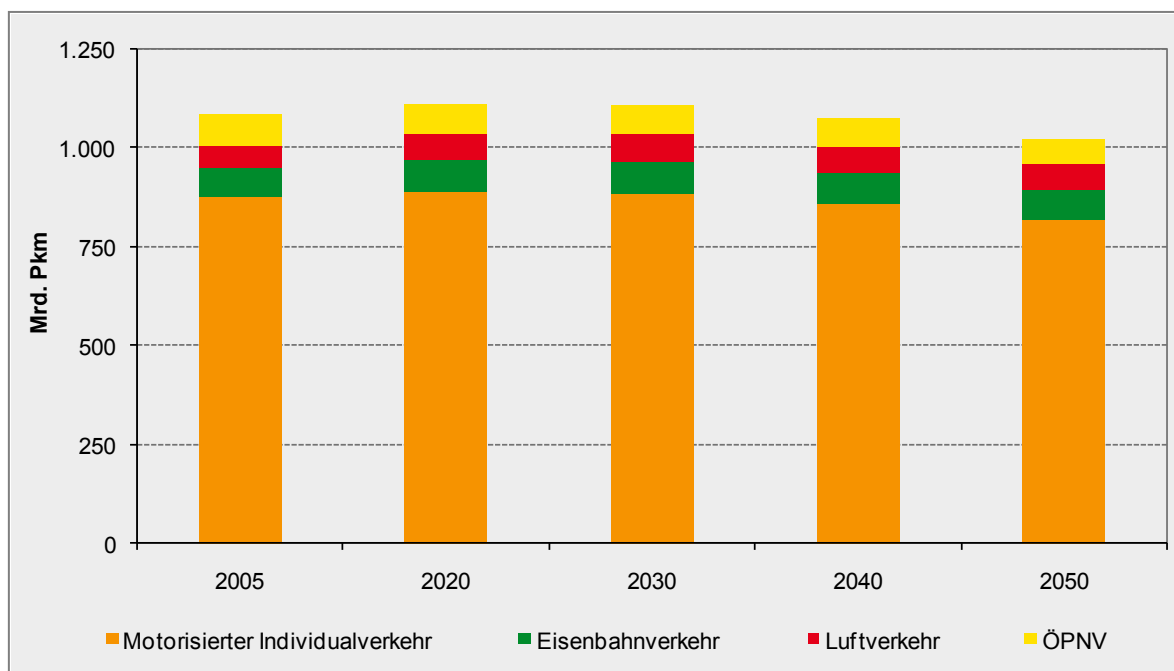
PKW-freundlichen Fahrtzweckverschiebungen (mehr Freizeit- und Einkaufsverkehr) bei steigender Motorisierung zurückzuführen.

Tabelle 4.3-28: Szenario „Referenz“: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometer

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Motorisierter Individualverkehr	876	889	884	860	819	
PKW	857	871	867	845	805	
Zweiräder	19	18	17	16	14	
Eisenbahnverkehr	77	81	81	78	74	
Schienennahverkehr	43	44	43	42	40	
Schienerfernverkehr	34	37	37	36	34	
ÖPNV	79	74	70	68	64	
Strassen-, Stadt-, U-Bahnen	15	16	15	15	14	
Busse	63	58	55	53	50	
Luftverkehr	53	68	69	68	66	
Insgesamt Personenverkehrsleistung	1.084	1.111	1.104	1.075	1.023	
Anteile in %						
Motorisierter Individualverkehr	80,8	80,0	80,0	80,0	80,0	
Eisenbahnverkehr	7,1	7,3	7,3	7,3	7,2	
ÖPNV	7,2	6,6	6,4	6,3	6,3	
Luftverkehr	4,9	6,1	6,3	6,4	6,4	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 4.3-21: Szenario „Referenz“: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometern



Quelle: ProgTrans / Prognos

In den stagnierenden MIV-Anteilen spiegeln sich auch absolut gesehen rückgängigen Personenverkehrsleistung wider, die den Druck von der Straße zumindest absenken und somit im wahrsten Sinne des Wortes wieder etwas Platz schaffen. Der Preiswettbewerb

zwischen MIV und Öffentlichem Verkehr (ÖV) führt zu einer Ausdünnung des ÖV-Angebots, das sich zunehmend auf Schwerpunkträume konzentriert.

Der **Güterverkehr** wird vorrangig durch die Entwicklung von Wirtschaftsleistung und Außenhandel bestimmt. Die Güterverkehrsleistung, gemessen in Tonnenkilometern, nimmt im Betrachtungszeitraum um knapp 83 % zu (Tabelle 4.3-29). Damit liegt die Ausweitung der Güterverkehrsleistung deutlich über dem Wachstum des BIP, das im selben Zeitraum um 33 % wächst. Einen überdurchschnittlichen Zuwachs weist der Schienenverkehr mit knapp 116 % auf, die Binnenschifffahrt bleibt mit 23 % hinter dem Durchschnitt zurück. Der Straßengüterverkehr wächst um 85 %, der Luftverkehr um knapp 250 %, allerdings von einem sehr niedrigen Niveau aus.

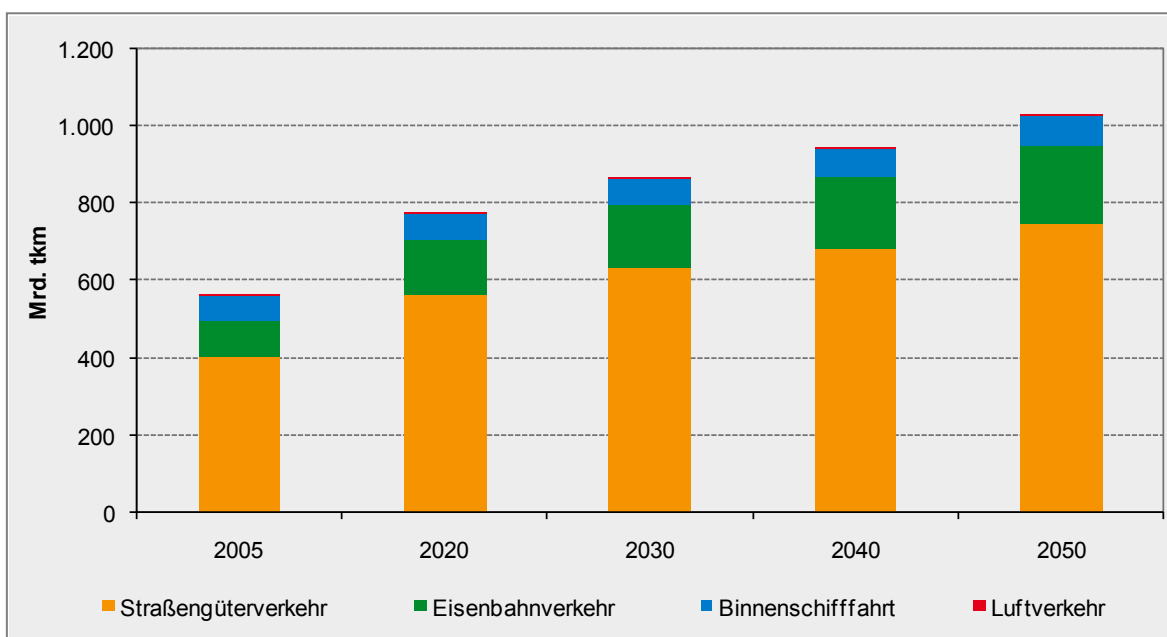
Tabelle 4.3-29: Szenario „Referenz“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Straßengüterverkehr	403	565	634	684	744	
deutsche Lkw/Sattelzugmaschinen	272	365	406	441	533	
Fernverkehr	196	285	326	360	452	
Nah-/Regionalverkehr	75	80	80	80	81	
ausländische Lkw/Sattelzugmaschinen	131	199	228	243	211	
Eisenbahnverkehr	95	141	162	182	206	
Binnenschifffahrt	64	67	72	75	79	
Luftverkehr	1	2	2	3	4	
Insgesamt Güterverkehrsleistungen	563	775	869	944	1.033	
Anteile in %						
Straßenverkehr	71,5	72,9	72,9	72,4	72,1	
Eisenbahnverkehr	16,9	18,2	18,6	19,3	19,9	
Binnenschifffahrt	11,4	8,7	8,3	8,0	7,6	
Luftverkehr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	

Quelle: ProgTrans / Prognos

Dominiert wird der Transportsektor durch den Straßenverkehr mit einem Anteil von ca. 72 % an der gesamten Güterverkehrsleistung. Diese Dominanz bleibt während der Betrachtungszeit erhalten, obwohl sich der für den Straßengüterverkehr wichtige Wirtschaftsbereich „Steine, Erden und Baustoffe“ unterdurchschnittlich entwickelt. Der Eisenbahnverkehr gewinnt leicht an Bedeutung (+3 %-Punkte) auf Kosten der Binnenschifffahrt (- 3,7 %-Punkte).

Abbildung 4.3-22: Szenario „Referenz“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

4.3.4.3 Der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr

Der Energieverbrauch im Straßenverkehr wird vor allem durch den MIV und den Straßen-güterverkehr bestimmt. Daneben wird auch der Verbrauch von Bussen und Zweirädern erfasst, der aber quantitativ von geringer Bedeutung ist und hier nicht gesondert diskutiert wird.

Im motorisierten **Personenverkehr** resultieren die leicht rückläufige Personenfahrleistung und der abnehmende spezifische Verbrauch der Fahrzeuge im Zeitverlauf in einem rück-läufigen Verbrauch (Tabelle 4.3-30). Insgesamt erhöhen sich die Fahrzeugbestände gering-fügig um 1 %, was vor allem mit der erhöhten Altersmobilität zusammen hängt. Die ver-ringerten Haushaltsgrößen und eine unterstellte weitere Individualisierungstendenz führen zu einem geringfügig niedrigeren mittleren Besetzungsgrad der PKW. Deshalb werden die Verkehrsleistungen mit insgesamt mehr Fahrzeugen erbracht.

Bezüglich der Fahrzeugtechnik wird erwartet, dass der seit einigen Jahren zu beobach-tende „Dieseltrend“ sich bis zum Jahr 2025 fortsetzt. Die Zahl der Diesel-PKW liegt dann um 87 % höher als 2005 und geht nach 2025 um 61 % zurück (Tabelle 4.3-30). Ab 2025 sind über 2 Mio. Hybrid-PKW im Bestand und nehmen sowohl den reinen Benzin- als auch den reinen Dieselfahrzeugen deutlich Marktanteile ab, 2050 machen sie 23 % des Fahrzeugbestands aus und liegen damit ungefähr gleichauf mit Dieselfahrzeugen. Plug-in-Hybride und Elektrofahrzeuge haben dann einen Anteil von 13 % am Fahrzeugbestand. Gasfahrzeuge spielen vor allem eine Rolle in lokalen Flotten.

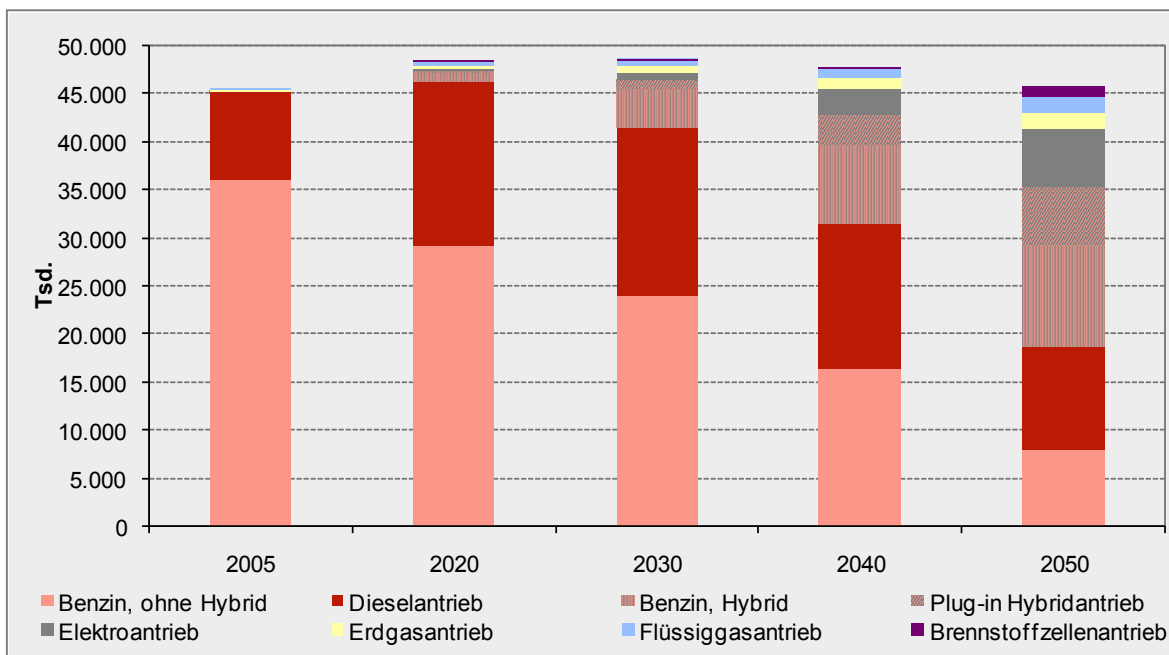
Tabelle 4.3-30: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch von PKW und Kombi, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fahrzeugbestand (Tsd)	45.521	48.491	48.739	47.835	45.828	
Benzin, ohne Hybrid	36.050	29.078	24.025	16.382	7.915	
Benzin, Hybrid	25	784	4.057	8.197	10.593	
Dieselantrieb	9.392	17.314	17.560	15.239	10.823	
Erdgasantrieb	20	493	815	1.091	1.640	
Flüssiggasantrieb	32	457	710	1.064	1.570	
Elektroantrieb	2	158	624	2.659	6.020	
Plug-in Hybridantrieb	0	204	944	3.070	6.113	
Brennstoffzellenantrieb	0	2	3	132	1.154	
Jahresfahrleistung (Tsd Fzkm/Fz)	12,8	12,4	12,4	12,4	12,3	
Benzin, ohne Hybrid	10,9	9,4	9,9	10,8	11,6	
Benzin, Hybrid	8,1	8,4	9,8	10,8	11,6	
Dieselantrieb	19,9	17,6	16,5	15,4	14,4	
Erdgasantrieb	15,7	16,6	16,5	15,4	14,4	
Flüssiggasantrieb	15,7	16,6	16,5	15,4	14,4	
Elektroantrieb	3,2	4,6	7,3	10,2	11,5	
Plug-in Hybridantrieb	0,0	4,6	7,3	10,2	11,5	
Brennstoffzellenantrieb	1,5	2,7	3,9	5,3	6,8	
Gesamtfahrleistung (Mrd Fzkm)	581,7	602,0	605,5	591,3	564,7	
Benzin, ohne Hybrid	393,9	272,9	238,3	176,4	91,8	
Benzin, Hybrid	0,2	6,5	39,8	88,3	122,8	
Dieselantrieb	186,7	305,1	290,6	234,6	156,0	
Erdgasantrieb	0,3	8,2	13,5	16,8	23,6	
Flüssiggasantrieb	0,5	7,6	11,8	16,4	22,6	
Elektroantrieb	0,0	0,7	4,6	27,0	69,4	
Plug-in Hybridantrieb	0,0	0,9	6,9	31,2	70,5	
Brennstoffzellenantrieb	0,0	0,0	0,0	0,7	7,9	
Spezifischer Verbrauch						
PKW (Benzin, Diesel, Hybrid; l/100 km)	7,8	6,0	5,2	4,9	4,6	
Benzin, ohne Hybrid (l/100 km)	8,3	6,7	5,8	5,4	5,0	
Benzin, Hybrid (l/100 km)	6,2	5,0	4,4	4,0	3,8	
Dieselantrieb (l/100 km)	6,8	5,4	4,9	4,7	4,5	
Erdgasantrieb (kg/100km)	5,6	4,5	3,9	3,7	3,4	
Flüssiggasantrieb (kg/100km)	6,1	4,9	4,3	4,0	3,7	
Elektroantrieb (kWh/100 km)	20,6	17,0	15,0	14,2	14,0	
Plug-in Hybridantrieb (kWh/100 km)		24,5	21,5	20,1	19,2	
Brennstoffzelle (kg H ₂ /100 km)	1,8	1,4	1,2	1,2	1,1	
Besetzungsgrad (Pkm/Fzkm)	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Der spezifische Verbrauch, über die gesamte jeweils bestehende Flotte gemittelt, verringert sich im Betrachtungszeitraum 2005 bis 2050 bei Benzinern, Hybriden und Gasfahrzeugen jeweils um ca. 40 %, bei Dieselfahrzeugen um ca. 34 % sowie bei reinen Elektrofahrzeugen um 32 %.

Abbildung 4.3-23: Szenario „Referenz“: Fahrzeugbestände PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in Tsd.



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

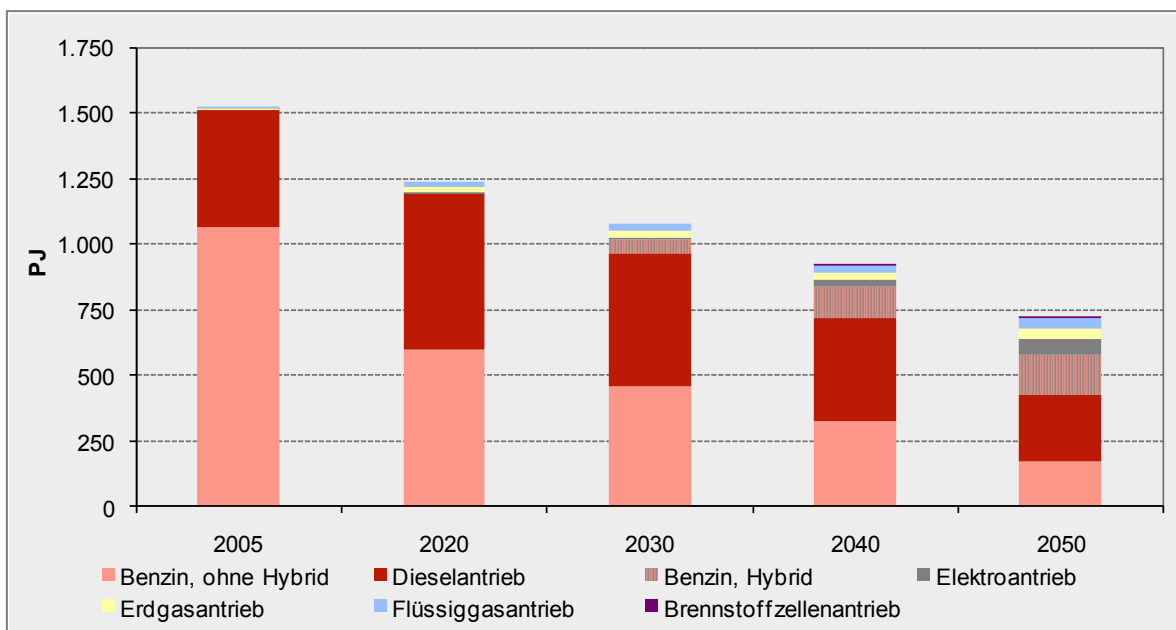
Insgesamt geht damit der Energieverbrauch von PKW und Kombi, die zusammen rund 95 % des Verbrauchs des MIV verursachen, zwischen 2005 und 2050 um 52 % zurück (Benzin inkl. Hybrid -30 %; Diesel -44 %, jeweils inklusive Biokraftstoffe). Gas und Strom erfahren eine steigende Bedeutung, dennoch entfallen im Jahr 2050 nach wie vor 80 % des Antriebsenergieverbrauchs auf die Energieträger Benzin und Diesel (Tabelle 4.3-31). Bei diesen Kraftstoffen wird im Referenzszenario unterstellt, dass steigende Anteile Biokraftstoffe beigemischt werden. Diese sind an dieser Stelle allerdings aus Übersichtsgründen nicht gesondert ausgewiesen, sondern werden bei der Diskussion des Endenergiebedarfs im Straßenverkehr und im Verkehrssektor insgesamt gezeigt.

Tabelle 4.3-31: Szenario „Referenz“: Energieverbrauch von PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Benzin, ohne Hybrid	1.062	598	456	322	174	
Benzin, Hybrid	0	11	57	116	150	
Dieselantrieb	457	590	507	398	253	
Erdgasantrieb	1	19	27	31	40	
Flüssiggasantrieb	1	17	23	30	38	
Elektroantrieb	0	1	5	25	60	
Brennstoffzellenantrieb				1	10	
Gesamt Energieverbrauch	1.521	1.235	1.074	923	726	
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050	
Benzin, ohne Hybrid		-3,4	-2,6	-3,4	-6,0	
Benzin, Hybrid		25,9	15,5	7,5	2,6	
Dieselantrieb		-0,3	-1,6	-2,4	-4,4	
Erdgasantrieb		10,1	1,8	1,5	2,7	
Flüssiggasantrieb		4,4	2,1	2,6	2,5	
Elektroantrieb		-	16,3	17,3	9,1	
Brennstoffzellenantrieb		-	-	-	26,5	
Gesamt Energieverbrauch		-1,6	-1,2	-1,5	-2,4	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 4.3-24: Szenario „Referenz“: Energieverbrauch von PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Im motorisierten **Güterverkehr** sind die stark steigenden Verkehrsleistungen die dominierende Größe. Diese werden mit steigenden Fahrzeugzahlen (+ 24 %) und weiter verbesserter Fahrzeugauslastung (+ 64 %) erbracht (Tabelle 4.3-32). Bezüglich der Fahrzeugtechnik gehen wir für die Referenzentwicklung davon aus, dass sich zum langsam, aber stetig sparsameren Dieselantrieb nur wenig Alternativen bis zur Marktreife entwickeln lassen. Gas- und Elektrofahrzeuge können im Bereich der Lieferwagen und im Stadt- und Verteilverkehr eine Nische finden. Brennstoffzellenfahrzeuge werden bis zum Großversuch entwickelt; ihr Energieverbrauch ist allerdings auf der Skala PJ noch nicht sichtbar.

Tabelle 4.3-32: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch im Straßengüterverkehr, 2005 – 2050, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Fahrzeugbestand (Tsd.)	4.424	4.872	5.108	5.272	5.496
Benzintrieb	308	144	105	79	53
Dieselantrieb	4.107	4.648	4.880	5.026	5.228
Erdgasantrieb	6	62	93	125	160
Flüssiggasantrieb	2	12	19	26	33
Elektroantrieb	2	7	12	16	21
Jahresfahrleistung (Tsd. Fzkm/Fz)	19,3	20,2	20,0	19,9	19,8
Benzintrieb	10,4	10,3	9,9	8,8	6,8
Dieselantrieb	20,0	20,6	20,5	20,4	20,3
Erdgasantrieb	10,9	11,7	11,6	11,4	11,3
Flüssiggasantrieb	9,5	11,1	11,1	11,1	11,0
Elektroantrieb	8,6	8,8	8,8	8,7	8,6
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	85,5	98,2	102,3	105,2	109,0
Benzintrieb	3,2	1,5	1,0	0,7	0,4
Dieselantrieb	82,2	95,8	99,8	102,6	106,3
Erdgasantrieb	0,1	0,7	1,1	1,4	1,8
Flüssiggasantrieb	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4
Elektroantrieb	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Spezifischer Verbrauch (PJ/ Mrd. km)	8,3	7,3	6,9	6,6	6,4
Benzintrieb (l/100 km)	13,7	11,7	10,7	10,6	11,0
Dieselantrieb (l/100 km)	23,5	20,4	19,4	18,4	18,0
Erdgasantrieb (kg/100 km)	15,8	14,2	13,3	12,9	12,8
Flüssiggasantrieb (kg/100 km)	16,6	15,4	14,5	14,1	14,0
Elektroantrieb (kWh/100 km)	56,0	50,4	47,5	44,3	42,8
mittlerer Ladefaktor (tkm/Fzkm)	4,3	5,1	5,5	5,9	7,0

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die spezifischen Verbräuche verbessern sich im Durchschnitt um 22 %.

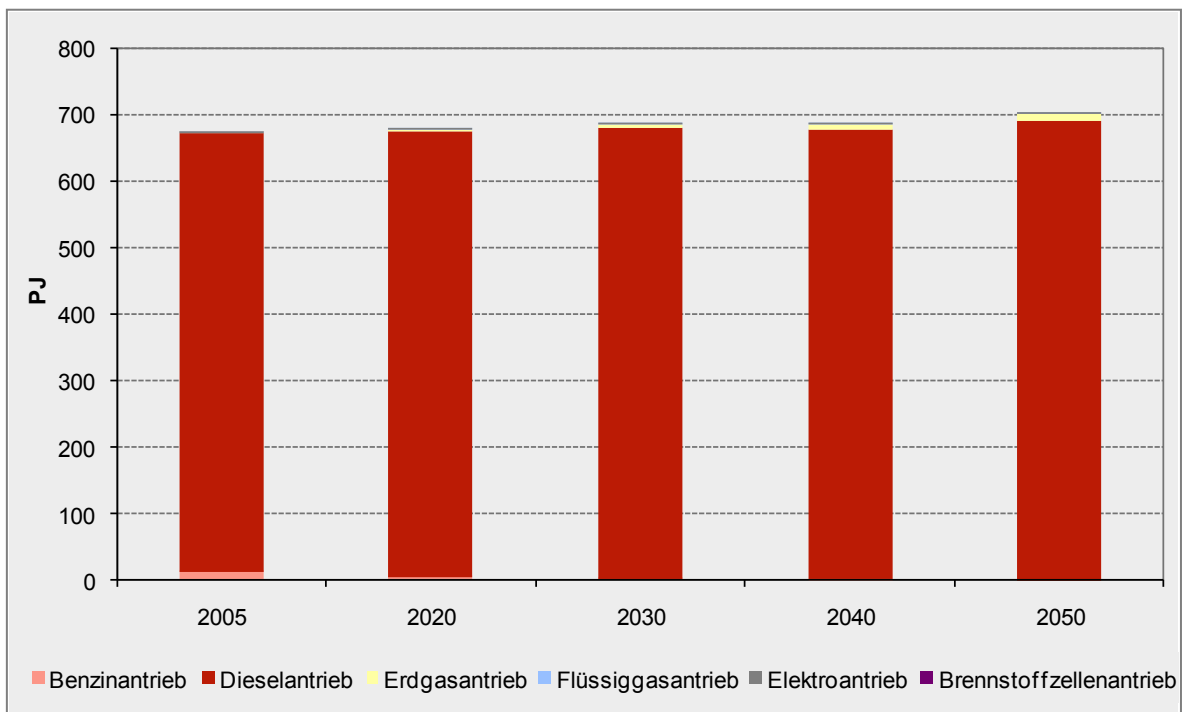
Damit erhöht sich der Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs zwischen 2005 und 2050 um 4 % (Tabelle 4.3-33, Abbildung 4.3-25).

Tabelle 4.3-33: Szenario „Referenz“: Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Benzinantrieb	13,8	5,4	3,5	2,4	1,3
Dieselantrieb	660,6	667,7	674,6	673,4	687,2
Erdgasantrieb	0,5	4,7	6,6	8,5	10,6
Flüssiggasantrieb	0,1	1,0	1,5	2,0	2,6
Elektroantrieb	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Brennstoffzellenantrieb	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt Energieverbrauch	675,0	678,9	686,4	686,6	702,0
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050
Benzinantrieb		-6,0	-3,3	-3,8	-6,0
Dieselantrieb		0,2	-0,2	0,0	0,2
Erdgasantrieb		5,5	2,9	2,6	2,3
Flüssiggasantrieb		7,0	3,6	3,0	2,5
Elektroantrieb		-	3,2	2,6	2,3
Brennstoffzellenantrieb		-	-	-	-
Gesamt Energieverbrauch		0,2	-0,2	0,0	0,2

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 4.3-25: Szenario „Referenz“: Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Diese Reduktion folgt praktisch vollständig aus der Effizienzsteigerung der Dieselantriebe. Die Energieverbräuche der aus dem Fahrzeugpark verschwindenden Benzin- und der hineinwachsenden Gas- und Elektrofahrzeuge kompensieren einander in etwa.

Aus Platz- und Signifikanzgründen werden hier die Entwicklungen bei den motorisierten Zweirädern sowie im öffentlichen Straßenpersonenverkehr nicht gesondert abgebildet. Diese sind im folgenden Gesamtenergieverbrauch des Straßenverkehrs enthalten. Der öffentliche Straßenpersonenverkehr (aktuell hauptsächlich Busse, perspektivisch Sammeltaxen und Kleinbusse) trug 2005 zum Dieselverbrauch bei, perspektivisch verteilen sich die dort benötigten Verbräuche auch auf die anderen Energieträger.

Um den Energieverbrauch auf die Systematik der Energiebilanz abzustimmen, müssen die ermittelten Werte um den „Tanktourismus“ bereinigt werden. Damit wird der „Import“ von Kraftstoffen sowohl durch ausländische Fahrzeuge als auch durch Tanken im Ausland in Grenzregionen bezeichnet. Dieser Kraftstoffimport betrug im Jahr 2005 ca. 74,5 PJ Benzin, das aufgrund des Preisgefälles zu den Nachbarländern jenseits der Grenze getankt wurde, und reduziert sich allmählich auf ca. 20 PJ. Bei Diesel ist die Situation umgekehrt, hier wird z. T. geringfügig „exportiert“.

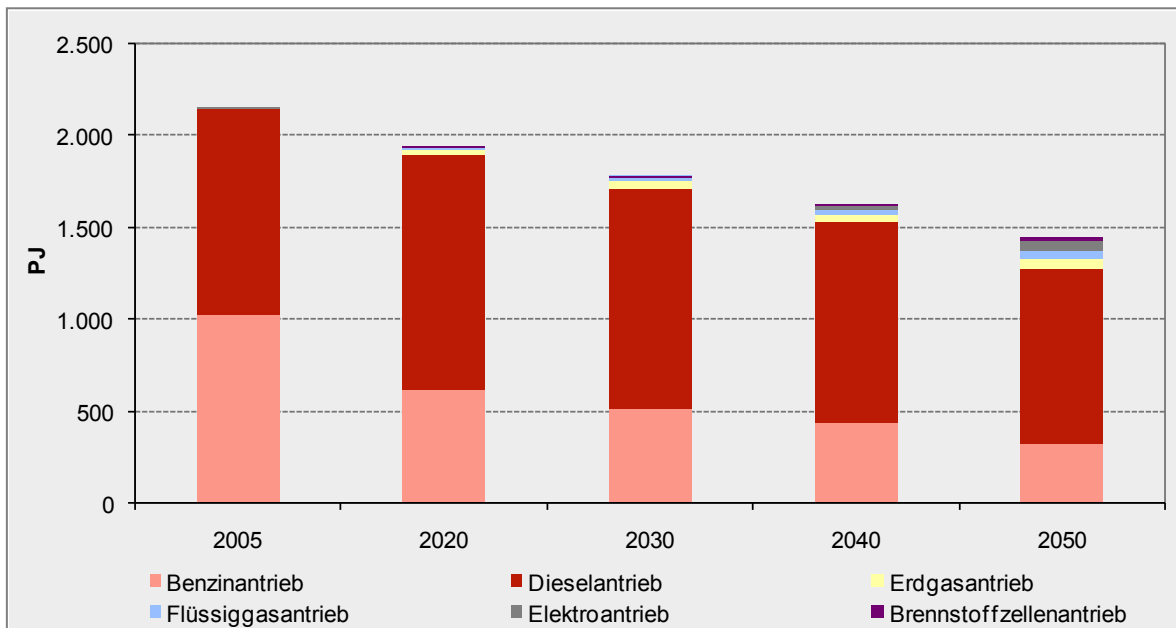
Insgesamt weist der **Endenergieverbrauch im Straßenverkehr** einen kontinuierlichen Rückgang auf und liegt im Jahr 2050 um 33 % unter dem Ausgangsniveau des Jahres 2005 (Tabelle 4.3-34, Abbildung 4.3-26). Die Hybridfahrzeuge sind unter dem Benzinantrieb subsummiert. Durch Beimischung von Biokraftstoffen und z. T. individuellen Entscheidungen für die Verwendung reiner Biokraftstoffe steigt der Anteil dieser Kraftstoffe auf knapp 25 %. Der hohe Anteil des Dieselantriebs ist vor allem auf den Güterverkehr zurückzuführen.

Tabelle 4.3-34: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Benzinantrieb	1.025	614	513	435	316
Dieselantrieb	1.124	1.281	1.204	1.094	962
Erdgasantrieb	2	24	34	41	52
Flüssiggasantrieb	2	18	25	32	41
Elektroantrieb	0	1	5	25	60
Brennstoffzellenantrieb	0	0	0	1	10
Gesamt Endenergieverbrauch	2.152	1.939	1.782	1.628	1.442
nachrichtlich: Biokraftstoff	69	181	251	300	317
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050
Benzin		-3,2	-1,3	-1,6	-3,1
Dieselantrieb		0,0	-0,8	-1,0	-1,3
Erdgasantrieb		8,7	2,0	1,7	2,6
Flüssiggasantrieb		-	1,8	2,6	2,7
Elektroantrieb		-	14,7	16,2	6,6
Brennstoffzellenantrieb		-	5,8	62,2	16,4
Gesamt Endenergieverbrauch		-1,0	-0,8	-0,9	-1,2

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 4.3-26: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs nach Antriebsarten, 2005 – 2050 in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos2009

4.3.4.4 Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs

Im Schienenverkehr wird neben dem Eisenbahnverkehr der Verkehr des schienengebundenen **Öffentlichen Straßenpersonennahverkehrs (ÖSPNV)** erfasst. Dazu zählt der Verkehr mit U-Bahnen, S-Bahnen und Straßenbahnen. Aufgrund der rückläufigen Bevölkerung und des demografiebedingt veränderten Fahrverhaltens gehen sowohl Auslastung (um ca. 1 %) als auch die Fahrleistungen (um knapp 6 %) im Betrachtungszeitraum zurück. Damit verringert sich die Personenverkehrsleistung des ÖSPNV um 8 %. Da gleichzeitig der spezifische Verbrauch um 13 % sinkt, liegt der Stromverbrauch im Jahr 2050 um knapp 19 % niedriger als 2005 (Tabelle 4.3-35).

Tabelle 4.3-35: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch im schienengebundenen Öffentlichen Straßenpersonennahverkehr (Straßenbahn, S-Bahn, U-Bahn), 2005 – 2050, in PJ

	Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)	15,3	15,7	15,4	14,9	14,1
Auslastungsgrad (Pkm/Wkm)	24,3	24,3	24,0	24,0	23,9
Fahrleistung (Mio. Wkm)	629,1	644,1	640,2	620,1	588,8
Spez. Verbrauch (kWh/Wkm)	2,9	2,7	2,6	2,6	2,5
Verbrauch (Strom, PJ)	6,6	6,2	6,0	5,7	5,3

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Von größerer Bedeutung für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist der Eisenbahnverkehr. Die Verkehrsleistung des **Eisenbahnpersonenverkehrs**, gemessen in Personenkilometern, geht im Betrachtungszeitraum um knapp 4 % zurück. Der Rückgang ist vorwiegend auf die Entwicklung im Nahverkehr zurückzuführen, bei dem die Verkehrslei-

um 8 % abnimmt. Die Fernverkehrsleistung steigt bis 2030 an und sinkt dann bis 2050 etwa wieder auf den Ausgangswert (+ 2 %).

Für den Energieverbrauch des Eisenbahnpersonenverkehrs ergibt sich aufgrund der steigenden technischen Effizienz sowohl beim Nah- als auch beim Fernverkehr eine Abnahme. Insgesamt reduziert sich zwischen 2005 und 2050 der Energieverbrauch um 17,6 % auf gut 30 PJ. Davon entfallen rund 70 % auf Strom, der Rest auf Diesel inklusive Biotreibstoff (Tabelle 4.3-36).

Tabelle 4.3-36: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Eisenbahnpersonenverkehr, 2005 - 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Nahverkehr						
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)						
Elektrotraktion	31,5	34,5	34,1	32,9	31,1	
Dieseltraktion	11,6	9,5	9,3	9,0	8,5	
Gesamt Verkehrsleistung	43,1	44,0	43,5	41,9	39,6	
Spezifischer Verbrauch (kJ/Pkm)						
Elektrotraktion	486	445	445	445	445	
Dieseltraktion	1.038	1.015	1.015	1.015	1.015	
Gesamt spez. Verbrauch	636	568	568	568	568	
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	15,3	15,4	15,2	14,6	13,8	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)	12,1	9,6	9,5	9,1	8,7	
Gesamt Energieverbrauch	27,4	25,0	24,7	23,8	22,5	
Fernverkehr						
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)						
Elektrotraktion	32,9	36,0	36,7	35,6	33,7	
Dieseltraktion	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	
Gesamt Verkehrsleistung	33,7	36,7	37,4	36,3	34,4	
Spezifischer Verbrauch (kJ/Pkm)						
Elektrotraktion	261	220	217	214	212	
Dieseltraktion	715	674	674	674	674	
Gesamt spez. Verbrauch	272	228	225	222	221	
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	8,6	7,9	7,9	7,6	7,2	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	
Gesamt Energieverbrauch	9,2	8,4	8,4	8,1	7,6	
Insgesamt Personenverkehr						
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	23,9	23,3	23,1	22,2	21,0	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)	12,7	10,1	10,0	9,6	9,1	
Gesamt Energieverbrauch	36,5	33,3	33,1	31,8	30,1	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Im **Schienengüterverkehr** wird die Verkehrsleistung um rund 116 % ausgeweitet. Eine Verbesserung der Fahrzeugeffizienz um 30 % kompensiert teilweise die Konsequenzen der höheren Transportleistung für den Energieverbrauch. Im Betrachtungszeitraum steigt der Energieverbrauch des Schienengüterverkehrs um knapp 52 % auf gut 25 PJ. Die Bedeutung von Diesel nimmt ab, der Anteil sinkt von 22 % auf 14 % (Tabelle 4.3-37).

Ein etwa gleich hoher Verbrauchszuwachs zeigt sich bei den örtlichen Leistungen, zu denen Rangierleistungen, Ladeleistungen und der Betrieb stationärer Anlagen von Eisenbahnen zählen. Dazu wird im Jahr 2050 ausschließlich Strom eingesetzt.

Tabelle 4.3-37: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Schienengüterverkehr, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)						
Elektrotraktion	83	130	151	171	195	
Dieseltraktion	13	11	11	11	11	
Gesamt Verkehrsleistungen	95	141	162	182	206	
Spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)						
Elektrotraktion	143	122	119	115	112	
Dieseltraktion	368	323	318	313	308	
Gesamt spez. Verbrauch	173	138	132	127	122	
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	11,8	15,9	17,9	19,7	21,7	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)	4,7	3,5	3,5	3,4	3,4	
Gesamt Energieverbrauch	16,5	19,5	21,4	23,1	25,1	
Örtliche Leistungen						
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	16,1	18,4	19,6	21,1	22,7	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)	1,5	0,6	0,4	0,2	0,0	
Gesamt Energieverbrauch	17,5	19,0	20,0	21,3	22,7	

Quelle: ProgTrans / Prognos

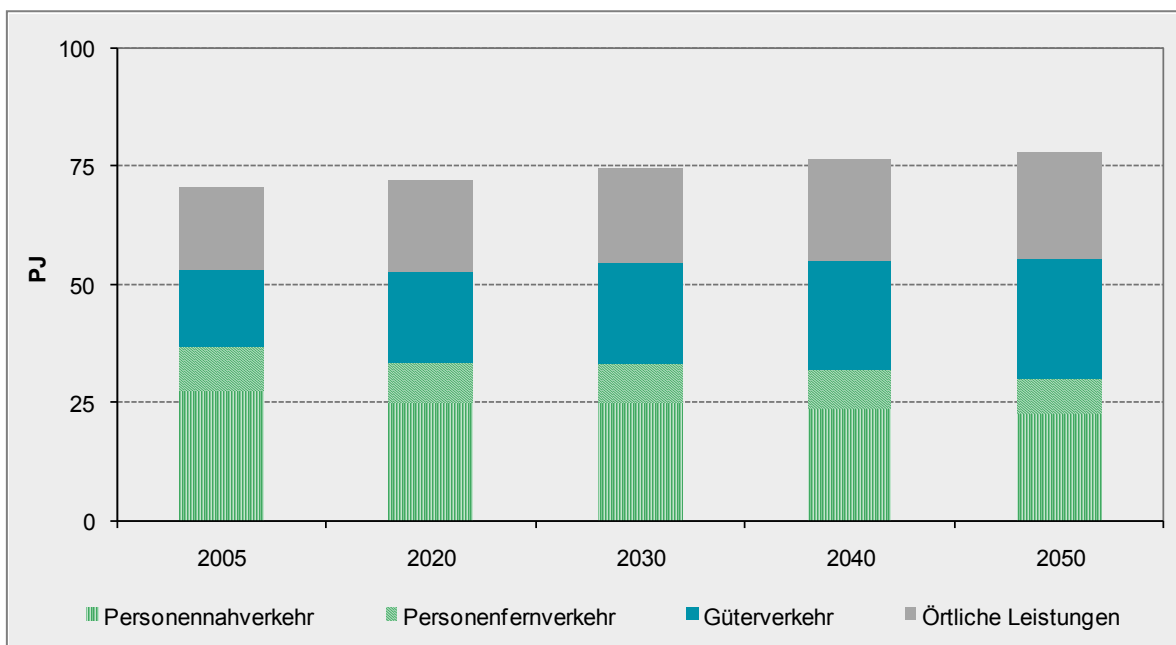
Insgesamt ergibt sich für den Schienenverkehr ein Zuwachs des Endenergieverbrauchs um 10,4 %, im Jahr 2050 liegt er bei 78 PJ (Tabelle 4.3-38, Abbildung 4.3-27). Die Bedeutung von Strom erhöht sich, der Verbrauchsanteil steigt von 76 % im Ausgangsjahr auf 84 % im Jahr 2050. Nicht berücksichtigt in diesen Angaben ist der Verbrauch des ÖSPNV, der nach amtlicher Abgrenzung dem Straßenverkehr zugerechnet wird.

Tabelle 4.3-38: Szenario „Referenz“: Energieverbrauch im Schienenverkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Strom	52	58	61	63	65	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)	19	14	14	13	13	
Gesamt Schienenverkehr	71	72	74	76	78	
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050	
Strom		0,5	0,5	0,4	0,4	
Diesel (inkl. Biotreibstoff)		-0,5	-0,2	-0,5	-0,7	
Gesamt Schienenverkehr		0,3	0,4	0,2	0,2	
Personennahverkehr	27,4	25,0	24,7	23,8	22,5	
Personenfernverkehr	9,2	8,4	8,4	8,1	7,6	
Güterverkehr	16,5	19,5	21,4	23,1	25,1	
Örtliche Leistungen	17,5	19,0	20,0	21,3	22,7	
Gesamt Schienenverkehr	70,6	71,8	74,5	76,3	78,0	
nachrichtlich ÖSPNV	6,6	6,2	6,0	5,7	5,3	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 4.3-27: Szenario „Referenz“: Energieverbrauch im Schienenverkehr nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

4.3.4.5 Der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt und des Luftverkehrs

Innerhalb des Verkehrssektors ist der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt von untergeordneter Bedeutung. Der Anteil an der Gütertransportleistung lag 2005 bei 11,4 %. Da die Bedeutung von Massenguttransporten im Zuge des Strukturwandels relativ zurückgeht, verringert sich dieser Anteil bis ins Jahr 2050 auf 7,5 %.

Bei einer Ausweitung der Verkehrsleistung um 23 %, steigender technischer Effizienz (+26 %) und längerfristig wieder ansteigender inländischer Betankungsquote erhöht sich der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt bis 2050 um 17 % auf mehr als 15 PJ (Tabelle 4.3-39).

Tabelle 4.3-39: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch der Binnenschifffahrt, 2005 – 2050

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)	64	67	72	75	79
Spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)	172	145	137	130	127
Verbrauch (Diesel inkl. Biokraftst., PJ)	13	14	14	15	15

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Auf den Luftverkehr entfielen im Jahr 2005 rund 13 % des gesamten Energieverbrauchs im Verkehrssektor. Bis Jahr 2050 steigt dieser Anteil auf knapp 18,5 % Grund dafür ist die weiterhin hohe Dynamik im Passagierverkehr und bei der quantitativ wenig bedeutenden Luftfracht. Trotz deutlicher Abnahme des spezifischen Verbrauchs (-37 %) erhöht sich deshalb der Verbrauch des Luftverkehrs bis ins Jahr 2050 leicht um 1,6 %.

Tabelle 4.3-40: Szenario „Referenz“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch des Luftverkehrs, 2005 – 2050

		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Verkehrsleistung Personen (Mrd. Pkm)	52,6	67,6	69,3	68,3	65,7
Verkehrsleistung Fracht (Mrd. tkm)	1,0	1,7	2,0	2,8	3,6
Spezifischer Verbrauch (PJ/Mrd. Pkm-Äquivalente ¹⁾)	5,5	4,6	4,2	3,8	3,4
Verbrauch (Flugtreibstoff, PJ)	344,5	393,8	374,3	365,2	349,9

1) 1tkm=10 Pkm

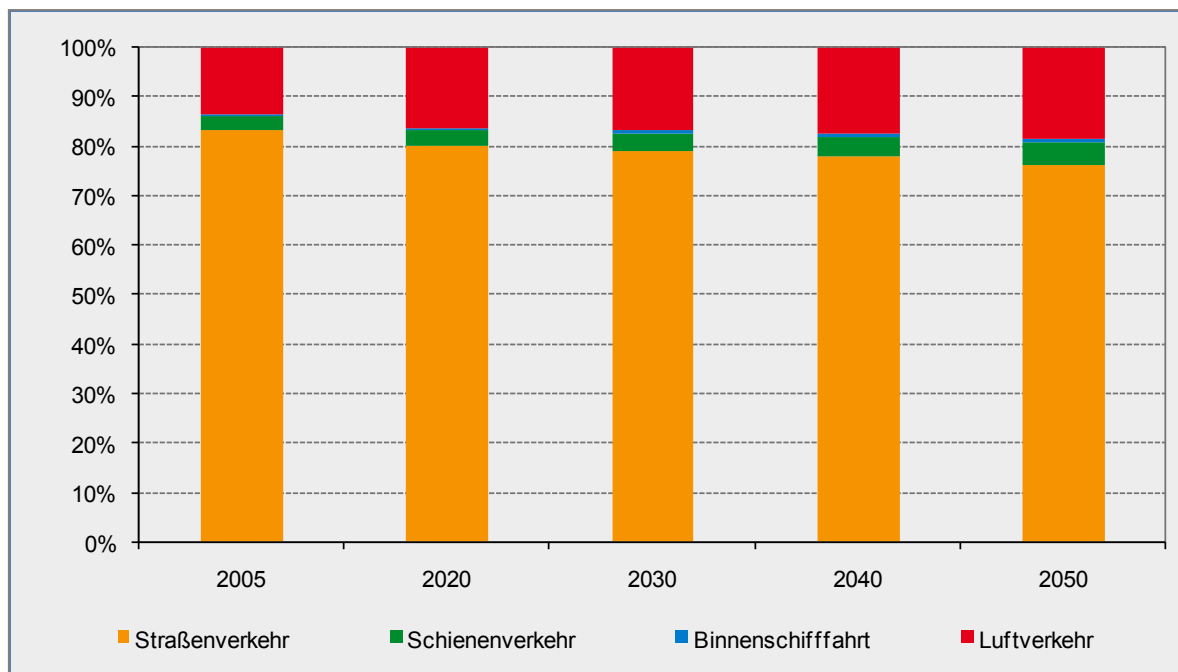
Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

4.3.4.6 Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor insgesamt und nach Energieträgern

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor, von dem im Jahr 2005 mehr als 83 % auf den Straßenverkehr entfielen, verringert sich im Betrachtungszeitraum um 27 %. Der in der Vergangenheit beobachtete Wachstumstrend des Energieverbrauchs im Verkehrssektor kehrt sich vor 2010 um. Der langfristige Rückgang des Energieverbrauchs ist eine Folge der anhaltend steigenden Energieproduktivität, hier ausgedrückt als Fahr- und Transportleistung je Energieeinheit. Diese Messgröße verdoppelt sich bis 2050.

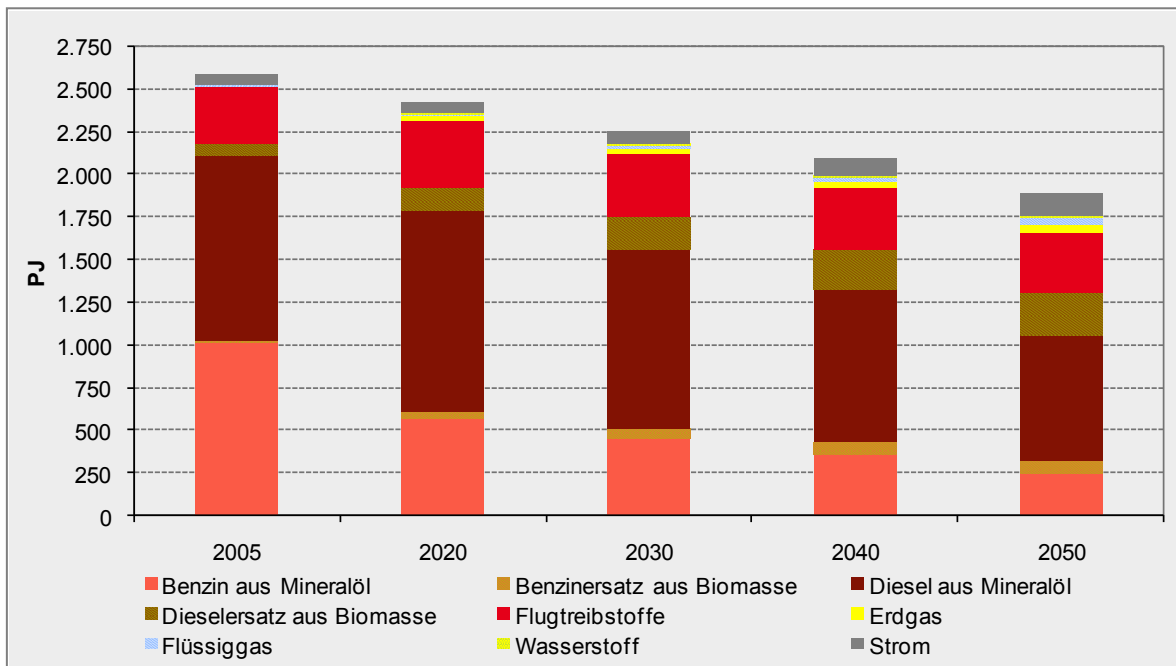
Die Anteile der unterschiedenen Verkehrsträger am Energieverbrauch verschieben sich nur leicht: der Verbrauchsanteil des Straßenverkehrs sinkt von 82 % auf 76 %, der Anteil des Luftverkehrs vergrößert sich um 5 %-Punkte auf 18,5 %, der Anteil des Schienenverkehrs steigt um 1,5 %-Punkte auf 4,4 %. Mit einem Anteil von weniger als 1 % bleibt die Bedeutung der Binnenschifffahrt für den Energieverbrauch gering (Abbildung 4.3-28, Abbildung 4.3-29, Tabelle 4.3-41).

Abbildung 4.3-28: Szenario „Referenz“: Anteile der Verkehrsträger am Energieverbrauch des Verkehrssektors 2005 – 2050



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 4.3-29: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Verkehr nach Energieträgern insgesamt 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Differenziert nach Energieträgern zeigen sich zum Teil sehr unterschiedliche Entwicklungen (Abbildung 4.3-29, Tabelle 4.3-41). Der Benzinverbrauch verringert sich bis 2050 um 69 % von 1.025 PJ auf 316 PJ. Der Anteil der Biokraftstoffbeimischung nimmt deutlich zu und beträgt im Jahr 2050 rund 70 PJ. Reiner Biokraftstoff wird kaum eingesetzt. Der Verbrauch an Benzin aus Mineralöl geht um 76 % zurück.

Der Verbrauch an Dieselkraftstoff steigt vorerst weiter an, ab etwa dem Jahr 2015 zeichnet sich ein Verbrauchsrückgang ab, dieser beschleunigt sich nach 2030. Insgesamt verringert sich der Dieserverbrauch um 14 % auf 990 PJ. Der Anteil an beigemischtem Biokraftstoff steigt auf rund ein Viertel der Verbrauchsmenge, reiner Biokraftstoff wird ab dem Jahr 2010 nicht mehr eingesetzt. Der Verbrauch an Diesel aus Mineralöl geht um 33 % zurück.

Hinter dem Verbrauchsrückgang von Benzin und Diesel stehen die leicht rückläufige Personenfahrleistung und die Entwicklung von effizienteren Fahrzeugen. Die Beimischung von Biokraftstoffen verstärkt den Verbrauchsrückgang von Kraftstoffen auf Mineralölbasis.

Tabelle 4.3-41: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Straßenverkehr						
Benzin	1.025	614	513	435	316	
Benzinersatz aus Biomasse	9	46	64	76	71	
Benzin aus Mineralöl	1.015	568	449	359	245	
Diesel	1.124	1.281	1.204	1.094	962	
Dieselersatz aus Biomasse	60	135	187	224	245	
Diesel aus Mineralöl	1.064	1.147	1.017	869	717	
Erdgas	2	24	34	41	52	
Flüssiggas	2	18	25	32	41	
Wasserstoff	0	0	0	1	10	
Strom	0	1	5	25	60	
Motorenöl	1	0	0	0	0	
Gesamt Straßenverkehr	2.152	1.940	1.782	1.628	1.443	
Schienenverkehr						
Strom	58	64	67	69	71	
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	19	14	14	13	13	
Gesamt Schienenverkehr	77	78	80	82	83	
Binnenschifffahrt						
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	13	14	14	15	15	
Luftverkehr						
Flugtreibstoffe	345	394	374	365	350	
Insgesamt Verkehr	2.587	2.426	2.251	2.090	1.891	
Benzin (inkl. Bio)	1.025	614	513	435	316	
Benzinersatz aus Biomasse	9	46	64	76	71	
Benzin aus Mineralöl	1.015	568	449	359	245	
Diesel (inkl. Bio)	1.155	1.310	1.232	1.122	990	
Dieselersatz aus Biomasse	62	138	191	230	252	
Diesel aus Mineralöl	1.093	1.172	1.041	892	738	
Flugtreibstoffe	345	394	374	365	350	
Erdgas	2	24	34	41	52	
Flüssiggas	2	18	25	32	41	
Wasserstoff	0	0	0	1	10	
Strom	58	65	72	94	131	
Motorenöl	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Der Verbrauch an Biokraftstoffen weist eine Zunahme um den Faktor 4,5 auf, von 71 PJ auf 324 PJ. Auch die Nachfrage nach Erd- und Flüssiggas nimmt erheblich zu. Mit einem Verbrauch von 93 PJ erreicht Gas einen Anteil von knapp 5 %. Der Wasserstoffverbrauch bleibt unbedeutend (< 1 %).

Die Stromnachfrage erhöht sich zwischen den Jahren 2005 und 2050 um rund 124 % und beträgt am Ende des Betrachtungszeitraums 131 PJ. Bestimmt wird die Stromnachfrage hauptsächlich durch den Schienenverkehr. An Bedeutung gewinnt der Elektroantrieb im Straßenverkehr, dieser Verbrauch beläuft sich im Jahr 2050 auf 60 PJ.

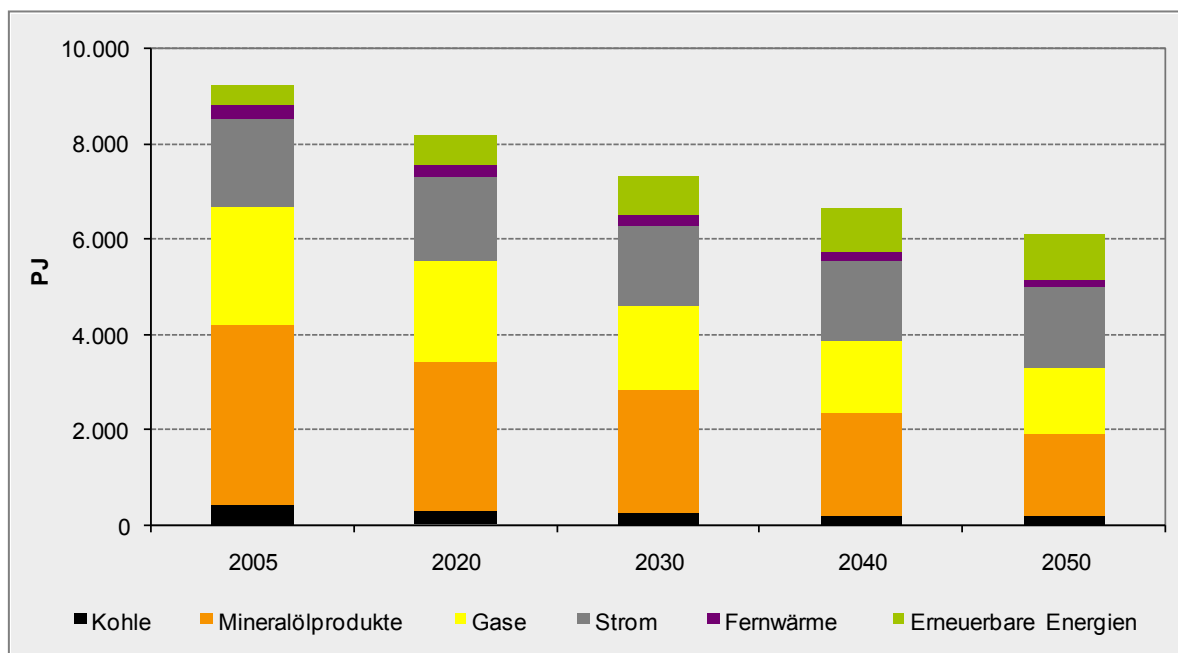
Der Verbrauch an Flugtreibstoff (Kerosin) wächst bis ins Jahr 2015 noch leicht an auf 394 PJ. Ab dem Jahr 2020 geht auch hier der Verbrauch leicht zurück. Im Jahr 2050 liegt er um knapp 2 % höher als 2005.

4.3.5 Endenergieverbrauch insgesamt

Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern entwickelt sich insgesamt gemäß Tabelle 4.3-42 sowie Tabelle 4.3-43 und Abbildung 4.3-30 sowie Abbildung 4.3-31.

Bis zum Jahr 2050 sinkt der Endenergieverbrauch stetig auf 6.099 PJ (Abnahme um 34 % gegenüber 2005) und damit um jährlich durchschnittlich 0,92 %. Die jährliche Abnahme steigt nach den krisenbedingten Schwankungen bis 2020 auf 1,25 % an und sinkt anschließend bis 2050 auf 0,75 %.

Abbildung 4.3-30: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos

Neben dem Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs erfolgt eine Umstrukturierung des Energieträgermixes.

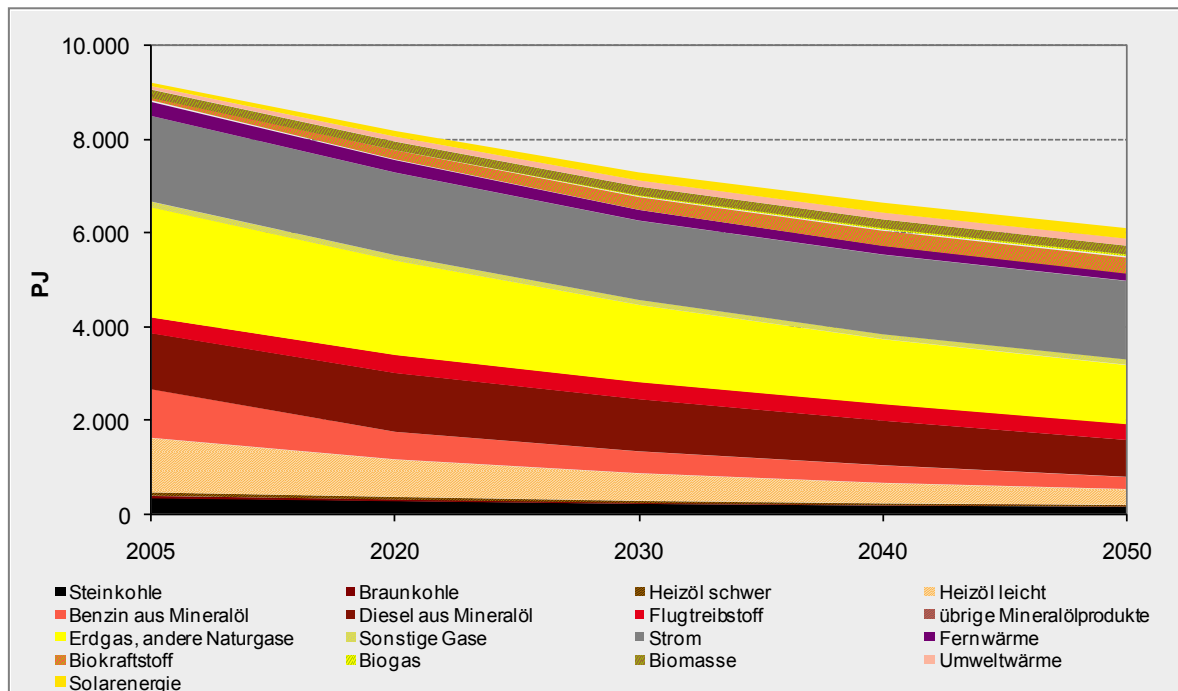
Starke Nachfragerückgänge bei konventionellem Benzin und leichtem Heizöl lassen den Anteil der **Mineralölprodukte** im Mix ausgehend von 41 % um 12 Prozentpunkte auf 29 % sinken.

Der Marktanteil der **konventionellen Gase** nimmt nur um 4 Prozentpunkte ab (von 27 % auf 23 %).

Im Gegensatz zu Gas und Mineralölprodukten steigt der Anteil des **Stroms** am Mix um 8 % (von 20 % auf 28 %). Die Stromnachfrage sinkt um 8 % (von 1.868 PJ auf 1.695 PJ).

Der Anteil der **erneuerbaren Energien** wächst am stärksten. Von 2005 auf 2050 vervierfacht sich der Anteil der durch Erneuerbare bereitgestellten Energie auf 16 %. Bezogen auf den Verbrauch von 2005 beträgt der Zuwachs 140 %.

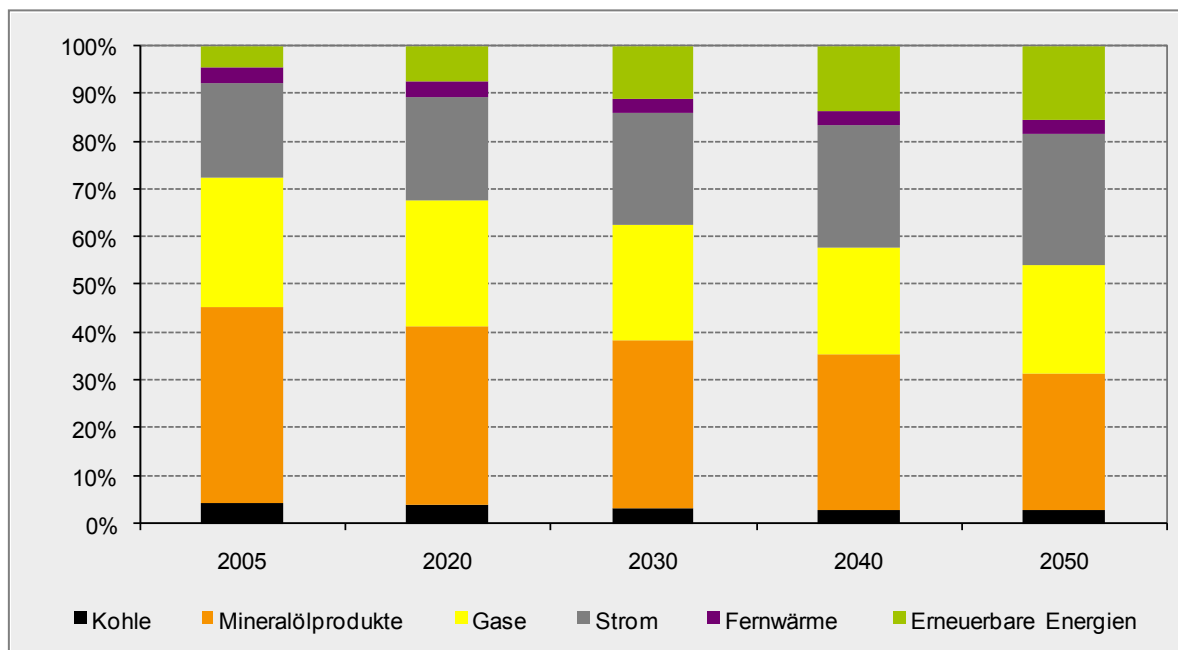
Abbildung 4.3-31: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Der direkte **Kohleverbrauch** in den Nachfragesektoren (ohne Stromerzeugung und sonstige Umwandlung) sinkt um 59 %. Der Anteil am Endenergieverbrauch im Jahr 2050 beträgt 2,9 %.

Abbildung 4.3-32: Szenario „Referenz“: Struktur der Energieträger am Endenergieverbrauch 2005 – 2050, in %

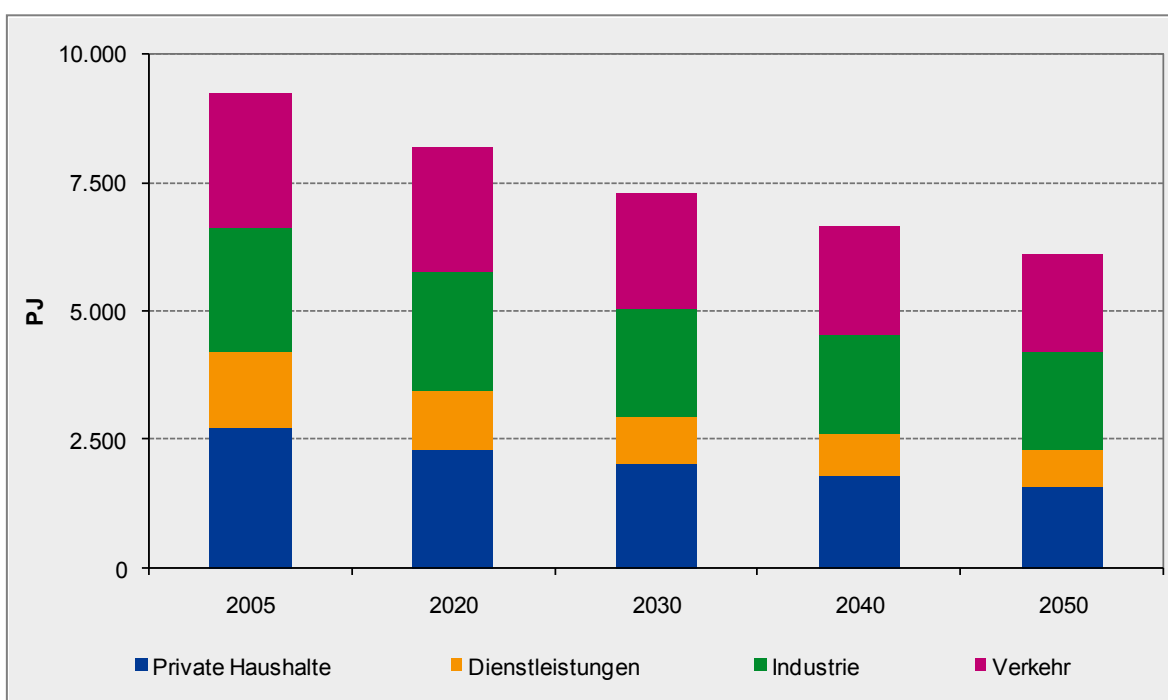


Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Durch die sinkende Wärmenachfrage reduziert sich der Anteil der **Fernwärme** am Endenergieverbrauch auf 2,7 %.

Den größten absoluten Beitrag zur Energieeinsparung leistet der Sektor private Haushalte, relativ werden hier bis 2050 im Vergleich zu 2005 rund 43 % eingespart. Der Grund hierfür ist vor allem die Reduktion der Raumwärme, kombiniert mit dem technologischen Trend zur Stromeffizienz der Haushaltsgroßgeräte. Der Dienstleistungssektor spart 50 % ein. Dies ist sowohl auf die Reduktion der Raumwärme als auch auf Einsparungen vor allem bei Bürogeräten, Green IT, sowie auf Virtualisierung und Effizienzgewinne durch Steuerungs- und Regelungsprozesse zurückzuführen.

Abbildung 4.3-33: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Sektoren 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Im Industriesektor sind die Einsparungen mit 516 PJ (21 %) am kleinsten. Hier sind aufgrund physikalischer Bedingungen bei Prozesswärme und Krafterzeugung die Einsparpotenziale begrenzt, wenn keine grundsätzlichen Prozessinnovationen unterstellt werden. Zum Teil werden sie durch das Produktionswachstum kompensiert. Im Verkehrssektor werden insbesondere durch die steigenden Güterverkehrsleistungen, die sehr viel Effizienzgewinne im Fahrzeugsektor kompensieren, von 2005 bis 2050 27 % eingespart (Abbildung 4.3-33).

Tabelle 4.3-42: Szenario „Referenz“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Verbrauchssektoren 2005 - 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
nach Energieträgern						
Kohle	400	319	249	206	179	
Steinkohle	341	272	208	170	146	
Braunkohle	59	48	41	35	32	
Mineralölprodukte	3.798	3.079	2.568	2.143	1.743	
Heizöl leicht	1.151	787	576	423	325	
Heizöl schwer	67	55	42	33	27	
Benzin aus Mineralöl	1.033	583	461	369	254	
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.260	1.114	952	787	
Flugtreibstoff	345	394	374	365	350	
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	
Gase	2.482	2.139	1.760	1.493	1.382	
Erdgas, andere Naturgase	2.359	2.018	1.652	1.387	1.263	
Sonstige Gase	123	121	108	106	119	
darunter Gichtgas	77	63	50	44	42	
Erneuerbare Energien	396	612	791	908	949	
Biomasse	178	184	188	189	188	
Umweltwärme	68	104	130	147	155	
Solarenergie	73	122	173	213	226	
Biokraftstoff	77	193	268	321	340	
Biogas	0	9	32	38	40	
Strom	1.832	1.764	1.695	1.704	1.680	
Fernwärme	300	265	227	190	167	
Insgesamt Endenergieverbrauch	9.208	8.178	7.291	6.644	6.099	
nach Verbrauchssektoren						
Private Haushalte	2.735	2.282	2.013	1.777	1.569	
Dienstleistungen	1.462	1.169	933	815	731	
Industrie	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	
Verkehr	2.587	2.426	2.251	2.090	1.891	

Quelle: ProgTrans / Prognos

Tabelle 4.3-43: Szenario „Referenz“: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Verbrauchssektoren, 2005 – 2050, in %

		Referenzszenario				
Struktur in %	2005	2020	2030	2040	2050	
nach Energieträgern						
Kohle	4,3	3,9	3,4	3,1	2,9	
Steinkohle	3,7	3,3	2,9	2,6	2,4	
Braunkohle	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	
Mineralölprodukte	41,2	37,6	35,2	32,3	28,6	
Heizöl leicht	12,5	9,6	7,9	6,4	5,3	
Heizöl schwer	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	
Benzin aus Mineralöl	11,2	7,1	6,3	5,6	4,2	
Diesel aus Mineralöl	13,1	15,4	15,3	14,3	12,9	
Flugtreibstoff	3,7	4,8	5,1	5,5	5,7	
andere Mineralölprodukte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gase	27,0	26,2	24,1	22,5	22,7	
Erdgas, andere Naturgase	25,6	24,7	22,7	20,9	20,7	
Sonstige Gase	1,3	1,5	1,5	1,6	2,0	
darunter Gichtgas	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	
Erneuerbare Energien	4,3	7,5	10,9	13,7	15,6	
Biomasse	1,9	2,2	2,6	2,8	3,1	
Umweltwärme	0,7	1,3	1,8	2,2	2,5	
Solarenergie	0,8	1,5	2,4	3,2	3,7	
Biokraftstoff	0,8	2,4	3,7	4,8	5,6	
Biogas	0,0	0,1	0,4	0,6	0,6	
Strom	19,9	21,6	23,3	25,6	27,5	
Fernwärme	3,3	3,2	3,1	2,9	2,7	
Insgesamt Endenergieverbrauch	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
nach Verbrauchssektoren						
Private Haushalte	29,7	27,9	27,6	26,7	25,7	
Dienstleistungen	15,9	14,3	12,8	12,3	12,0	
Industrie	26,3	28,1	28,7	29,5	31,3	
Verkehr	28,1	29,7	30,9	31,5	31,0	

Quelle: ProgTrans / Prognos

4.3.6 Stromerzeugung, sonstiger Umwandlungssektor

4.3.6.1 Die Entwicklung des Kraftwerksparks in den Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“

Aufbauend auf der Absterbeordnung (Abbildung 2.2-5 in Kap.2.2.2.2, S.20), die den alterungsbedingten Kapazitätsabbau im deutschen Kraftwerkspark beschreibt, entwickelt sich der Anlagenbestand im Zeitraum bis zum Jahr 2050 in diesen Szenarien vor allem orientiert an den derzeit gültigen Marktmechanismen. Primäres Ziel ist in diesem Szenario nicht die Reduktion von CO₂-Emissionen. Zwar werden die Erneuerbaren weiter ausgebaut, allerdings verliert die Entwicklung langfristig deutlich an Dynamik.

Ob und wann die CCS-Technologie in Deutschland umgesetzt werden kann, ist derzeit unklar. Deshalb wurde jeweils eine Variante ohne CCS-Technologie und eine Variante mit CCS-Technologie gerechnet.

In der Variante „Referenz ohne CCS“ erreicht die CCS-Technologie keine Marktreife (bzw. ist beispielsweise aus Gründen der Sicherheit oder Akzeptanz nicht umsetzbar), sie wird nicht in der konventionellen Stromerzeugung eingeführt.

In der Variante „Referenz mit CCS“ hingegen wird angenommen, dass diese Technologie ab 2025 technisch ausgereift zur Verfügung steht und die Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Hinsichtlich der Ausbaupfade für die zentrale und dezentrale KWK sowie für die Erneuerbaren gehen beide Varianten von den gleichen Annahmen aus. Unterschiede ergeben sich fast ausschließlich in der Struktur des konventionellen Kraftwerksparks und den zugehörigen CO₂-Emissionen sowie den Vollkosten der Stromerzeugung.

Stromimporte ergeben sich als Residualgröße aus der Nachfrageentwicklung, der Entwicklung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, der Entwicklung der KWK und dem Zubau der konventionellen Kraftwerke nach der Merit Order.

4.3.6.1.1 KWK

Die Stromerzeugung in zentralen und dezentralen KWK-Anlagen erfolgt wärmegeführt. Trotz des sinkenden Wärmebedarfs nimmt sie als Resultat aus sinkender Wärmenachfrage und steigenden Ausstattungsgraden bei privaten Haushalten und Dienstleistungen im Zeitraum zwischen 2005 und 2050 in den Varianten „Referenz ohne CCS“ und Referenz mit CCS“ in gleicher Weise leicht zu. Sie steigt bis auf 77 TWh im Jahr 2020, im Folgezeitraum bis 2050 geht sie auf 74 TWh zurück. Die installierte Kapazität ist im Kraftwerksmodell den entsprechenden Energieträgern, vor allem Erdgas und Biomasse, zugeordnet.

4.3.6.1.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Fortschreibung der Einspeisung und der installierten Leistung der einzelnen erneuerbaren Energien basiert im Referenzszenario auf dem Leitszenario zum Ausbau der erneuerbaren Energien des Bundesumweltministeriums [Nitsch/DLR, 2008]. Der dort dargestellte Ausbaupfad bis zum Jahr 2020 wurde den derzeitigen Entwicklungen im Rahmen

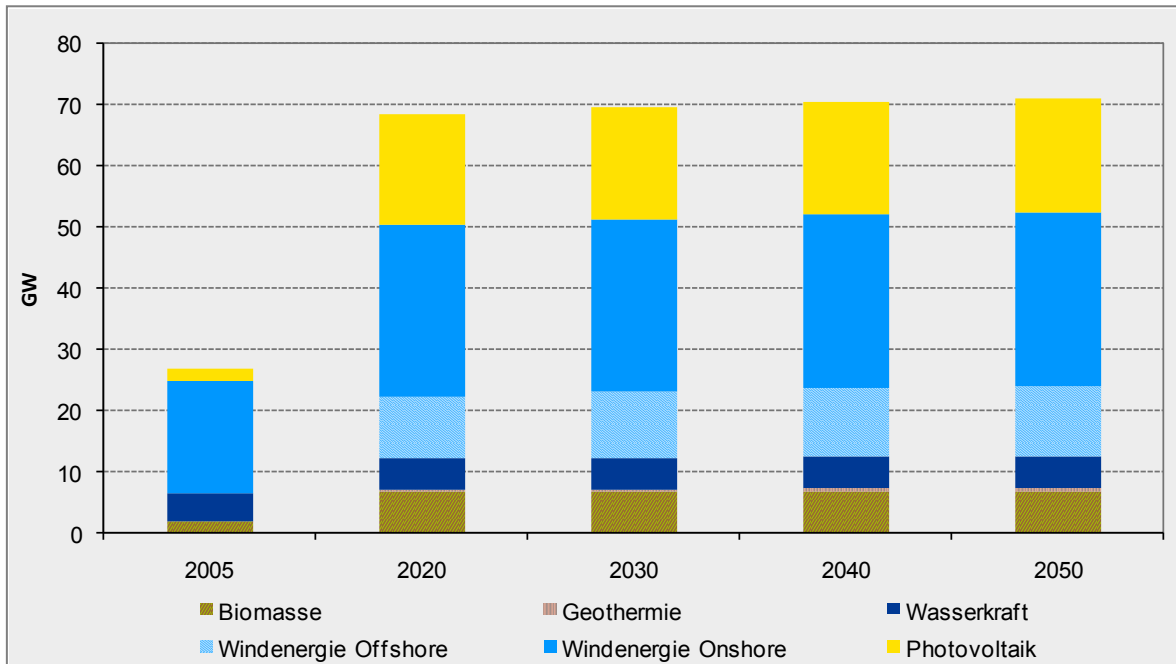
des EEG folgend unverändert übernommen. Im weiteren Verlauf bis zum Jahr 2050 weichen die Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“ von dem ambitionierten Leitszenario nach unten ab. Die Hauptgründe hierfür sind:

- Technische Schwierigkeiten und daraus resultierende Verzögerungen bremsen sowohl den Ausbau der Offshore-Windenergie als auch die Netzintegration der Erneuerbaren.
- Für den Ausbau der Onshore-Windenergie werden zu geringe Flächen bereitgestellt. Die Integration in das Landschaftsbild stößt an Grenzen. Langfristig beschränkt sich der Zuwachs auf das Repowering bestehender Anlagen.
- Politische und organisatorische Hemmnisse reduzieren den Import erneuerbar erzeugten Stroms.
- Bei den Photovoltaikanlagen tritt eine Marktsättigung ein, die über eine Fortsetzung der Förderung nur noch wenig stimuliert wird.
- Die mögliche Konkurrenz in der Landnutzung mit dem Nahrungsmittelanbau limitiert die verfügbare Menge an Biomasse zur Verstromung. Das bis 2020 erreichte Niveau kann gehalten, aber bis 2050 nicht wesentlich ausgebaut werden. Die politischen Rahmenbedingungen sind nicht geeignet, die genannten Probleme zu beheben.

In der Variante „Referenz ohne CCS“ wächst die installierte Leistung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren zwischen 2005 und 2050 um mehr als das Zweieinhalbfache. In Summe steigt sie von 27,1 GW auf 71,0 GW. Die Entwicklung im Einzelnen:

- Wasserkraft legt um 11 % von 4,6 GW auf 5,1 GW zu,
- Windkraft steigt um 116 % von 18,7 GW auf 39,7 GW, hiervon allein 11,4 GW in Offshore-Anlagen,
- Photovoltaik verneunfacht sich von 1,9 GW auf 18,5 GW,
- Biomasse wird um 228 % von 2,2 GW auf 7,2 GW ausgebaut und
- Geothermie erreicht eine installierte Leistung von 0,5 GW.

Abbildung 4.3-34: Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“: Installierte Leistung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Auch die gesicherte Leistung nimmt im Betrachtungszeitraum zu. Sie steigt jedoch in geringerem Umfang, da der Schwerpunkt des Zubaus auf Windkraft und Photovoltaik entfällt, deren fluktuierende Erzeugung nur einen geringen gesicherten Beitrag leistet. Im Jahr 2005 betrug die gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien etwa 6,0 GW. Bis 2050 steigt sie im Inland um rund zwei Drittel auf etwa 13,3 GW. Durch den Import von bis zu 10,2 TWh erneuerbar erzeugten Stroms erhöht sich die gesicherte Leistung im Jahr 2050 bis auf 14,7 GW.

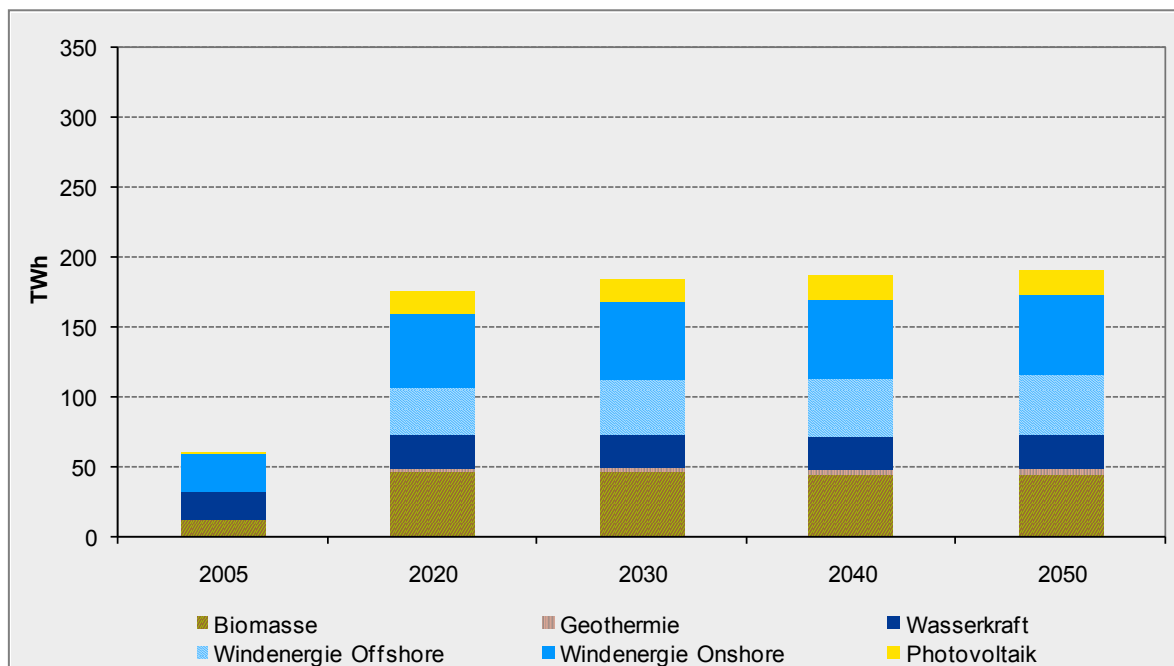
Für die Integration der Erneuerbaren in die Stromversorgung und zur Deckung von Lastspitzen sind die heute installierten Pumpspeicher ausreichend. Neue Kapazitäten müssen nicht aufgebaut werden.

In den Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“ steigt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren zwischen 2005 und 2050 von 60 TWh um den Faktor 3,2 bis auf 190 TWh (vgl. Abbildung 4.3-35). Die Entwicklung im Einzelnen:

- Strom aus Wasserkraft legt um 25 % von 20,0 TWh auf 24,4 TWh zu,
- Die Erzeugung aus Windkraft steigt um den Faktor 2,5 von 27 TWh auf 100 TWh,
- Photovoltaikstrom steigt um den Faktor 14 von 1,2 TWh auf 17,6 TWh,
- Die Biomasseverstromung wächst um 280 % von 12,0 TWh auf 44,7 TWh und
- Geothermie steuert im Jahr 2050 3,6 TWh zur Stromerzeugung bei.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren steigt zwischen 2020 und 2050 durch die bessere Auslastung (höhere Volllaststunden) stärker als die installierte Leistung.

Abbildung 4.3-35: Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“: Netto-stromerzeugung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2009

4.3.6.1.3 Neubau konventioneller Kraftwerke

Der Neubau von konventionellen Kraftwerken orientiert sich in den Szenarien „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“ an der Sicherung der jährlichen Spitzenlast unter marktwirtschaftlichen Bedingungen. Die heute bereits im Bau befindlichen Kraftwerke (vgl. Kapitel 2.2.2.2, Abbildung 2.2-5, S.20) sind in den im Folgenden zu beiden Varianten aufgeführten neu errichteten Kraftwerkskapazitäten enthalten.

In der Variante „Referenz ohne CCS“ werden zwischen den Jahren 2005 und 2050 insgesamt 61,9 GW an neuen konventionellen Kraftwerkskapazitäten errichtet. Stein- und Braunkohlekraftwerke sind bei den Neubaukraftwerken mit 24,7 GW bzw. 23,2 GW installierter Leistung nahezu gleichauf. Erdgas stellt mit 14,0 GW weniger als ein Viertel der neu zu errichtenden Kraftwerkskapazität.

In der Variante „Referenz mit CCS“ werden mit insgesamt 60,3 GW nur geringfügig weniger konventionelle Kraftwerke errichtet. Allerdings nimmt die CCS-Technologie für Stein- und Braunkohle gegen Ende des Betrachtungszeitraums einen breiten Raum ein. Insgesamt werden 20,7 MW Leistung in Steinkohlekraftwerken errichtet, 3,5 GW davon mit CCS. Von den neu hinzukommenden 25,5 GW in Braunkohlekraftwerken werden 9,0 GW mit CCS ausgestattet. Die bis 2050 neu errichtete Kraftwerkskapazität für Erdgas entspricht mit 14,1 GW in etwa der Variante „Referenz ohne CCS“.

4.3.6.2 Ergebnisse Variante „Referenz ohne CCS“

4.3.6.2.1 Arbeit

Der Nettostromverbrauch geht in der Variante „Referenz ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 6,3 % auf 530 TWh zurück. Ausschlaggebend hierfür ist der um 9 % auf 472 TWh sinkende Endenergieverbrauch von Strom (vgl. Kapitel 4.3.5). Rückläufig ist auch der Verbrauch des Umwandlungssektors (Raffinerien, Fernwärmeerzeugung, Braunkohletagebau etc.). Die Transportverluste im Stromnetz (Leistungsverluste) sinken wegen der abnehmenden Transportmenge ebenfalls leicht. Der Import prioritär erneuerbar erzeugten Stroms nimmt zu. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung sinkt die erforderliche Nettostromerzeugung in Deutschland zwischen 2005 und 2050 von 583 TWh um 10,8 % auf 520 TWh.

Tabelle 4.3-44: Variante „Referenz ohne CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh

		Referenz ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Endenergieverbrauch Strom	517	492	474	478	472	
Verbrauch im Umwandlungsbereich	16	14	13	10	8	
Leistungsverluste	29	26	25	25	25	
Speicherstromverbrauch (Pump. etc.)	11	21	22	24	25	
Nettostromverbrauch	573	554	534	536	530	
Importsaldo*	-9	0	5	8	10	
Nettostromerzeugung	583	554	530	529	520	

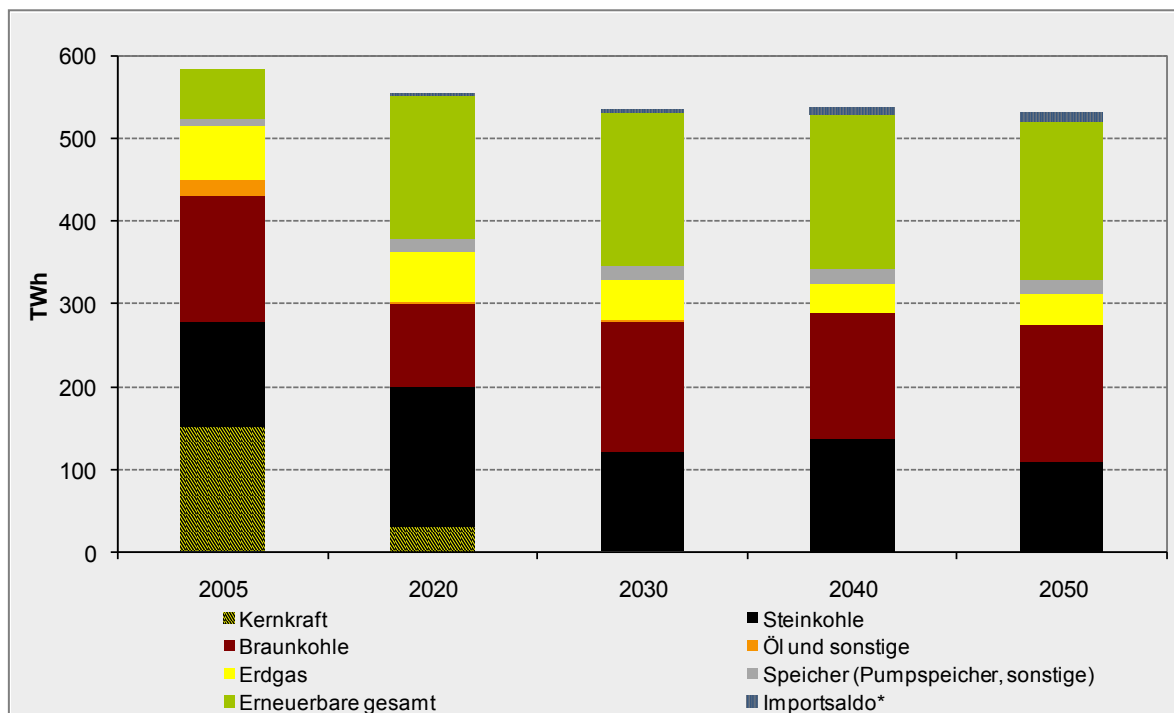
* Ab 2021 Import von prioritär erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

Die Nettostromerzeugung des Kraftwerksparks inkl. Speicher sinkt bis zum Jahr 2050 insgesamt um 10,8 % (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 4.3-46).

- Die Stromerzeugung aus Steinkohle geht leicht zurück. Ihr Anteil sinkt von 21,9 % bis 2050 auf 21 %.
- Langfristig steigt die Stromerzeugung aus Braunkohle, vor allem weil Braunkohle nur wenig von steigenden Brennstoffpreisen berührt wird. Ihr Anteil nimmt von 26,6 % bis 2050 auf 31,9 % zu.
- Die Stromerzeugung aus Erdgas geht langfristig zurück, von 11,5 % auf 7,0 %.
- Die Speicher werden zunehmend zur Absicherung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren eingesetzt. Bei gleichbleibender Kapazität steigt ihr Beitrag von 1,3 % bis zum Jahr 2050 auf 3,5 %.
- Die Erneuerbaren können ihren Anteil an der Nettostromerzeugung von 10 % im Jahr 2005 bis auf 36,6 % im Jahr 2050 mehr als verdoppeln. Insbesondere die Offshore-Windkraft trägt stark zu diesem Wachstum bei.
- Der Importsaldo verändert sich, in 2050 werden netto 10 TWh importiert, ca. 2 % von der Nettoerzeugung. Es wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei prioritär um erneuerbar erzeugten Strom handelt.

Abbildung 4.3-36: Variante „Referenz ohne CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh



* Ab 2021 Import von prioritär erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.2.2 Leistung

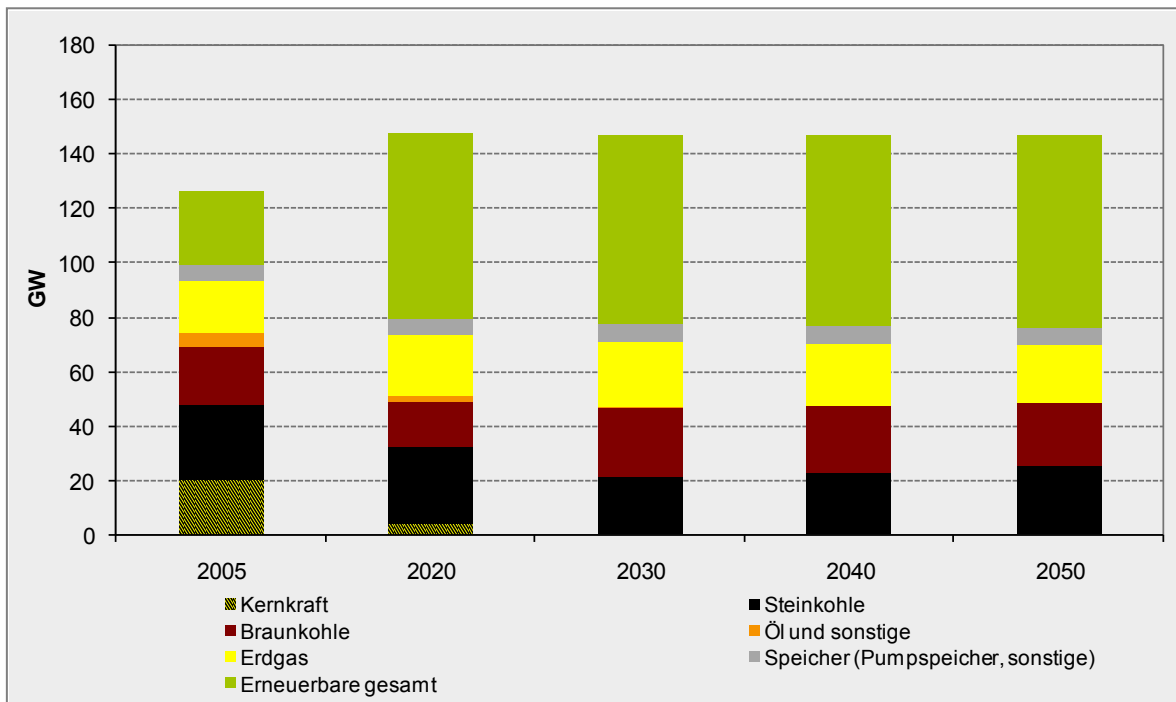
Der rückläufige Nettostromverbrauch vermindert langfristig die jährlich auftretende Spitzenlast im deutschen Stromnetz, die durch gesicherte Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren (mit Import), Speichern und konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss (vgl. Tabelle 4.3-46). Allerdings wirkt sich bei den Erneuerbaren die im Vergleich zur jährlichen Stromerzeugung niedrige gesicherte Leistung negativ auf die Spitzenlastdeckung aus. Der Ausbau von Wind und Photovoltaik hat zur Folge, dass vermehrt Regelernergiekapazitäten wie Gasturbinen zugebaut werden müssen, die vergleichsweise niedrige Volllaststunden erreichen. Bei der Modellierung des Kraftwerksparks wurde dieser Effekt berücksichtigt.

Tabelle 4.3-46: Variante „Referenz ohne CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW

		Referenz ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Spitzenlast	84	76	74	75	74	
Gesicherte Leistung	96	80	79	79	79	
Erneuerbare (inkl. Import)	6	13	14	14	15	
Konventionell und Speicher	89	67	65	65	64	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-37: Variante „Referenz ohne CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

In der Variante „Referenz ohne CCS“ wächst die installierte Nettoleistung des deutschen Kraftwerksparks zwischen 2005 und 2050 insgesamt von 129,9 GW um rund 5 % auf 145,8 GW. Da diese Variante unterstellt, dass sich die CCS-Technologie nicht durchsetzt, beinhaltet der Kraftwerkspark langfristig nur konventionelle Kraftwerke für die Brennstoffe Steinkohle, Braunkohle und Erdgas. Hinzu kommen die Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren. Sämtliche Kernkraftwerke verlassen nach der Erzeugung ihrer jeweiligen Reststrommengen ebenso den Park wie Ölkraftwerke, die aus Kostengründen nicht neu errichtet werden (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 4.3-46). Zu den Einzelentwicklungen zwischen 2005 und 2050:

- Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke geht zurück. Ihr Anteil sinkt von 20,2 % bis 2050 auf 16,9 %.
- Die Braunkohle kann ihren Anteil an der installierten Leistung von rund 16 % langfristig halten.
- Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke insgesamt geht trotz des höheren Regellenergiebedarfs für die Erneuerbaren zurück. Die neu errichteten Kapazitäten können flexibler eingesetzt werden. Der Anteil von Erdgas in der Stromerzeugung verringert sich von 15,6 % auf 14,5 %.
- Die Speicherkapazität bleibt annähernd konstant. Die Absicherung der Spitzenlast übernehmen aus Kostengründen vor allem flexible Erdgaskraftwerke.
- Die Erneuerbaren bauen ihren Anteil an der Gesamtkapazität kontinuierlich von 22,0 % auf 48,7 % aus.

Tabelle 4.3-46: Variante „Referenz ohne CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050

		Referenz ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Nettoleistung, in GW						
Kernkraft	19,9	4,1	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	27,9	28,1	21,4	22,8	24,8	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Braunkohle	20,8	16,8	25,0	24,3	23,2	
Braunkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Erdgas	19,6	22,6	23,9	23,0	21,3	
Öl und sonstige	5,2	1,7	0,7	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	5,4	5,7	5,9	6,2	6,4	
Wasserkraft	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	
Windenergie insgesamt	18,4	38,1	38,8	39,4	39,7	
Windenergie Onshore	18,4	28,1	28,1	28,2	28,3	
Windenergie Offshore		10,0	10,7	11,2	11,4	
Photovoltaik	1,9	17,9	18,2	18,4	18,5	
Biomasse	2,2	7,1	7,2	7,2	7,2	
Geothermie		0,3	0,3	0,4	0,5	
Gesamt Nettoleistung	125,9	147,5	146,5	146,8	146,7	
Nettostromerzeugung, in TWh						
Kernkraft	151,0	30,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	128,0	169,6	120,9	136,7	109,1	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Braunkohle	152,0	101,8	158,6	152,4	166,0	
Braunkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Erdgas	67,0	61,5	49,1	35,8	36,3	
Öl und sonstige	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	7,1	15,8	16,6	17,4	18,3	
Wasserkraft	19,6	24,3	24,3	24,4	24,4	
Windenergie insgesamt	27,2	87,2	95,0	97,6	99,8	
Windenergie Onshore	27,2	53,5	56,4	56,5	56,6	
Windenergie Offshore		33,7	38,6	41,1	43,1	
Photovoltaik	1,2	15,5	16,6	17,1	17,6	
Biomasse	12,0	46,2	46,5	44,7	44,7	
Geothermie		1,8	2,1	2,6	3,6	
Gesamt Nettostromerzeugung	583,2	554,0	529,7	528,7	520,0	
Jahresvolllaststunden, in h/a						
Kernkraft	7.588	7.435	-	-	-	
Steinkohle	4.588	6.024	5.653	5.982	4.400	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Braunkohle	7.308	6.067	6.342	6.271	7.168	
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Erdgas	3.418	2.722	2.056	1.553	1.701	
Öl und sonstige	3.481	8	3	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	1.315	2.786	2.808	2.834	2.866	
Wasserkraft	4.261	4.758	4.737	4.769	4.769	
Windenergie insgesamt	1.478	2.293	2.452	2.475	2.514	
Onshore	1.478	1.909	2.009	2.000	2.000	
Offshore	-	3.370	3.620	3.677	3.792	
Photovoltaik	632	867	913	934	955	
Biomasse	5.455	6.465	6.470	6.184	6.184	
Geothermie	-	6.575	6.687	7.000	7.000	
Durchschnitt	4.632	3.757	3.616	3.601	3.544	

Quelle: Prognos 2009

Die mittlere Auslastung des Kraftwerksparks (Jahresvolllaststunden) geht insgesamt zwischen 2005 und 2050 zurück. Grund hierfür sind die Verschiebung zu den Erneuerbaren, insbesondere zu Windenergie, der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und die deutlich rückläufigen Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke. Alle anderen Energieträger und vor allem die Speicherkraftwerke zeigen einen Anstieg ihrer mittleren jährlichen Auslastung.

4.3.6.2.3 Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen

Ausgangspunkt der Berechnung der CO₂-Emissionen ist der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern. Dieser ergibt sich aus der jeweiligen Nettostromerzeugung und aus den zugehörigen mittleren jährlichen Brennstoffnutzungsgraden der Kraftwerke (Jahresnutzungsgrade). Aufgrund des technischen Fortschritts steigt der Brennstoffnutzungsgrad bei allen neuen konventionellen Kraftwerken, die den Anlagenpark nach und nach durchdringen. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums gehen die Jahresnutzungsgrade für Steinkohle und Erdgas etwas zurück. Die Gründe hierfür sind bei der Steinkohle höhere Anfahrverluste durch die sinkende Auslastung und bei Erdgas der steigende Anteil der Gasturbinen.

Insgesamt geht der Brennstoffeinsatz zwischen 2005 und 2050 um 39,2 % zurück. Grund hierfür ist neben der rückläufigen Nettostromerzeugung der steigende Anteil der Erneuerbaren, die mit Ausnahme von Geothermie und Biomasse, definitionsgemäß einen „Brennstoff“-Nutzungsgrad von 100 % haben.

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wird entsprechend der allgemeingültigen Definition als CO₂-emissionsneutral bewertet. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sind die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdgas sowie Öl und sonstige Brennstoffe relevant. Die verwendete Biomasse enthält einen gewissen Anteil Abfall, daher trägt sie mit einem geringen Emissionsfaktor zu den CO₂-Emissionen bei. Grundlage der Kalkulation sind der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern und die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren. Die Emissionen für 2005 sind nach Energiebilanz gerechnete Modellwerte, die von den Angaben des Emissionsinventars geringfügig abweichen. Aus Konsistenzgründen werden hier die Modellwerte ausgewiesen. Bei den Summationen für die gesamten Treibhausgase in Kapitel 4.3.10 werden dann die Werte gemäß Emissionsinventar weiter verwendet.

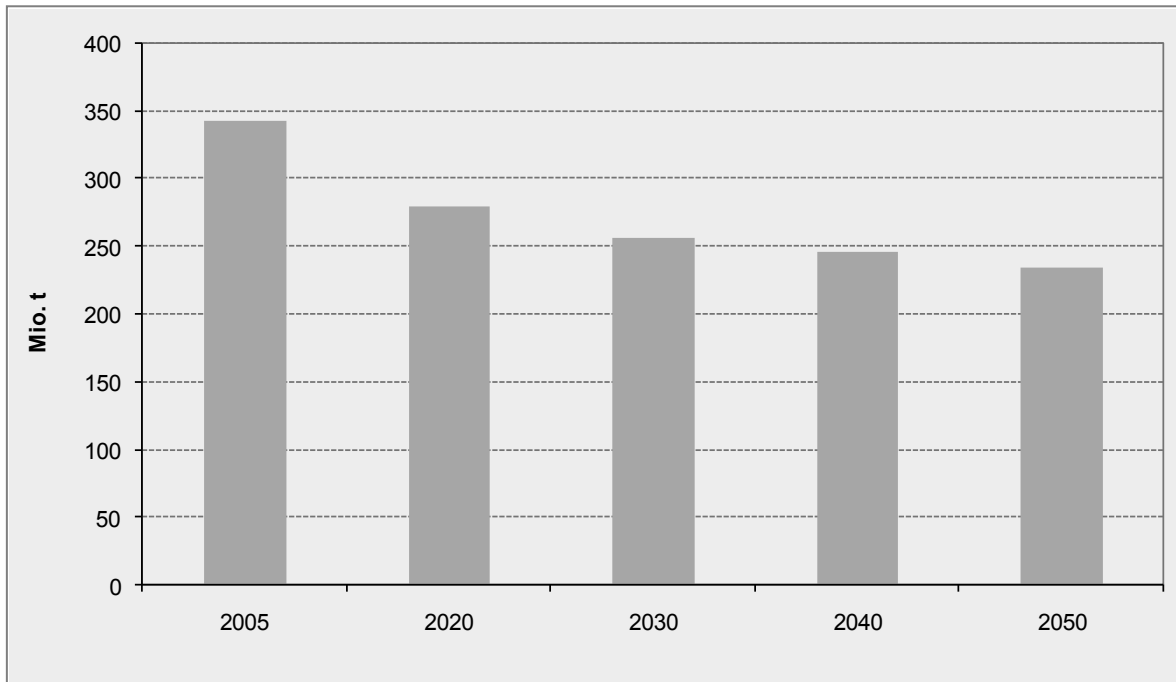
Tabelle 4.3-48: Variante „Referenz ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050

		Referenz ohne CCS			
	2005	2020	2030	2040	2050
Brennstoff- / Primärenergieeinsatz					
Kernkraft	1.658	332	0	0	0
Steinkohle	1.182	1.461	971	1.004	840
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0
Braunkohle	1.537	932	1.189	1.130	1.162
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0
Erdgas	571	473	371	271	281
Öl und sonstige	314	0	0	0	0
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	40	77	81	85	89
Wasserkraft	82	93	92	93	93
Windenergie insgesamt	98	314	342	351	359
Onshore	98	193	203	203	204
Offshore	0	121	139	148	155
Photovoltaik	4	56	60	62	63
Biomasse	136	486	468	432	415
Geothermie	0	71	74	87	114
Gesamt Brennstoffeinsatz	5.622	4.294	3.649	3.514	3.416
Jahresnutzungsgrad in %					
Kernkraft	32,8	32,8	-	-	-
Steinkohle	39,0	41,8	44,8	49,0	46,8
Steinkohle mit CCS		-	-	-	-
Braunkohle	35,6	39,3	48,0	48,5	51,4
Braunkohle mit CCS		-	-	-	-
Erdgas	42,2	46,8	47,6	47,6	46,6
Öl und sonstige	20,8	22,4	22,2	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Wasserkraft	94,0	94,3	94,5	94,8	95,0
Windenergie insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Onshore	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Offshore		100,0	100,0	100,0	100,0
Photovoltaik	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Biomasse	31,8	34,2	35,8	37,3	38,8
Geothermie	0,0	9,4	10,1	10,8	11,5
Durchschnitt	36,9	46,4	52,3	54,2	54,8

Quelle: Prognos 2009

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland gehen in der Variante „Referenz ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 32% zurück, von 344 Mio. t auf 234 Mio. t.

Abbildung 4.3-38: Variante „Referenz ohne CCS“: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t



* Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Tabelle 4.3-49: Variante „Referenz ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und CO₂-Emissionen, 2005 – 2050

		Referenz-Szenario ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Brennstoffeinsatz, in PJ						
Steinkohle	1.182	1.461	971	1.004	840	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	1.537	932	1.189	1.130	1.162	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	571	473	371	271	281	
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	136	486	468	432	415	
CO₂-Emissionsfaktoren, in kg/GJ						
Steinkohle	94	94	94	94	94	
Steinkohle mit CCS	9	9	9	9	9	
Braunkohle	112	112	112	112	112	
Braunkohle mit CCS	11	11	11	11	11	
Erdgas	56	56	56	56	56	
Öl und sonstige	80	80	80	80	80	
Biomasse/Abfall	23	23	23	23	23	
CO₂-Emissionen, in Mio. t						
Steinkohle	111	137	91	94	79	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	172	104	133	127	130	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	32	27	21	15	16	
Öl und sonstige	25	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	3	11	11	10	9	
Gesamt CO ₂ -Emissionen	344	279	256	246	234	

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.2.4 Kosten

Der Kostenvergleich zwischen den Szenarien wird anhand der Vollkosten der Stromerzeugung Deutschlands vorgenommen.

Die Vollkosten der Stromerzeugung im Inland umfassen sämtliche Kosten, die für den Bau und den Betrieb der Kraftwerke anfallen. Hierzu gehören Investitionskosten, Brennstoffkosten (inkl. CO₂-Kosten) sowie sämtliche Kosten für Betriebsmittel, Reparatur und Wartung, Personal, Finanzierung und Versicherung der Anlagen.

Die Kosten für die konventionelle Stromerzeugung basieren auf den Berechnungen des Kraftwerksmodells der Prognos AG. Für die erneuerbaren Energien und den Stromimport werden eigene Gestehungskosten, basierend auf der Leitstudie [Nitsch/DLR 2008] verwendet (Tabelle 4.3-50).

Vor allem aufgrund des Zubaus an Gaskraftwerken, die für Spitzenlast und Regelung benötigt werden, steigen die spezifischen Stromgestehungskosten zwischen 2005 und 2050 um 80 % von 5,2 auf 9,4 €/kWh. Die jährlichen Vollkosten der gesamten Erzeugung erhöhen sich um 63 %.

Tabelle 4.3-50: Variante „Referenz ohne CCS“: Spezifische Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung 2005 – 2050

		Referenz ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Spezifische Gesteungskosten der Nettostromerz. in €-Cent/kWh (real, 2007)						
Durchschnitt Konventionelle Erzeugung	4,3	7,8	8,2	8,8	10,0	
Kernkraft	4,0	4,1	-	-	-	
Steinkohle	4,6	7,4	8,1	8,8	11,3	
Steinkohle mit CCS						
Braunkohle	3,3	6,6	6,1	6,5	6,4	
Braunkohle mit CCS						
Erdgas	8,0	12,6	14,9	18,4	22,1	
Öl und sonstige						
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	10,3	11,3	11,0	11,2	11,8	
Stromimport	0,0	9,5	8,4	7,5	7,0	
Durchschnitt Erneuerbare Erzeugung	12,0	10,3	9,0	8,5	8,4	
Wasserkraft	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Windenergie insgesamt	11,1	8,6	7,3	7,1	6,9	
Onshore	11,1	8,0	7,4	7,3	7,3	
Offshore	0,0	9,5	7,3	6,8	6,5	
Photovoltaik	54,8	14,6	10,9	9,9	9,4	
Biomasse	13,2	12,2	11,4	10,5	10,5	
Geothermie	45,8	9,8	8,5	7,5	7,1	
Durchschnitt insgesamt	5,2	8,7	8,6	8,8	9,4	
Vollkosten der Stromerzeugung, in Mrd. € (real, 2007)						
Konventionelle Erzeugung insgesamt	22,3	28,2	26,8	28,5	31,0	
Kernkraft	6,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	5,9	12,6	9,9	12,0	12,3	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Braunkohle	5,0	6,7	9,6	9,9	10,7	
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Erdgas	5,3	7,7	7,3	6,6	8,0	
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	0,7	1,8	1,8	2,0	2,2	
Stromimport	-	0,0	0,5	0,6	0,7	
Erneuerbare Erzeugung insgesamt	7,5	18,0	16,7	15,9	16,0	
Wasserkraft	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	
Windenergie insgesamt	3,0	7,5	7,0	6,9	6,9	
Onshore	3,0	4,3	4,2	4,1	4,1	
Offshore	-	3,2	2,8	2,8	2,8	
Photovoltaik	0,7	2,3	1,8	1,7	1,7	
Biomasse	1,6	5,6	5,3	4,7	4,7	
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	
Gesamt Vollkosten der Stromerzeugung	30,5	48,0	45,8	47,0	49,8	

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.3 Ergebnisse Variante „Referenz mit CCS“

4.3.6.3.1 Arbeit

Hinsichtlich des Nettostromverbrauchs, des Importsaldos und der resultierenden Nettostromerzeugung in Deutschland unterscheidet sich die Variante „Referenz mit CCS“ nicht von der Variante „Referenz ohne CCS“ (vgl. Kapitel 4.3.6.2.1).

Tabelle 4.3-51: Variante „Referenz mit CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh

		Referenzszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Endenergieverbrauch Strom	517	492	474	478	472	
Verbrauch im Umwandlungsbereich	16	14	13	10	8	
Leitungsverluste	29	26	25	25	25	
Speicherstromverbrauch (Pump. etc.)	11	21	22	24	25	
Nettostromverbrauch	573	554	534	536	530	
Importsaldo*	-9	0	6	8	10	
Nettostromerzeugung	583	554	528	528	520	

* Ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

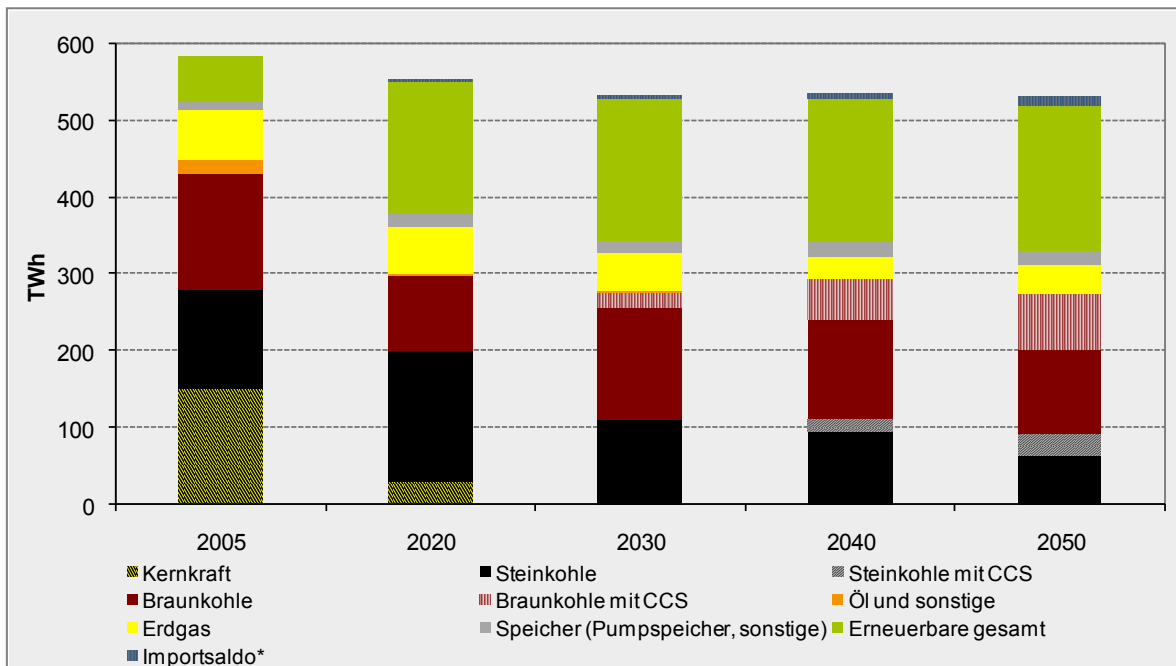
Quelle: Prognos 2009

Die Nettostromerzeugung des Kraftwerksparks incl. Speicher sinkt bis zum Jahr 2050 insgesamt um 9,4 % auf 520 TWh. Die Erneuerbaren können ihren Anteil an der Nettostromerzeugung wie in der Variante „Referenz ohne CCS“ mehr als verdoppeln (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 4.3-53).

- Die Stromerzeugung aus Steinkohle ohne Nutzung der CCS-Technologie sinkt um 50 %. Ihr Anteil geht von 21,9 % bis 2050 auf 12,4 % zurück.
- Mit CCS-Technologie wird im Jahr 2050 aus Steinkohle ein Anteil von 5,4 % erzeugt.
- Die Braunkohleverstromung nimmt insgesamt deutlich zu. Zwar geht der Anteil der Stromerzeugung ohne CCS bis 2050 von 27 % auf 21,3 % zurück, Braunkohle-CCS-Kraftwerke leisten dann allerdings mit 13,9 % bereits einen deutlichen Beitrag zur Stromerzeugung.
- Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt von 11,5 % im Jahr 2005 bis 2050 auf 7,0 % ab.
- Die Speicher werden wie in der Variante „Referenz ohne CCS“ zunehmend zur Absicherung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren eingesetzt.
- Die Erneuerbaren bauen ihren Anteil an der Nettostromerzeugung von 10 % um den Faktor 3,6 auf 36,5 % aus.

Betrachtet man bei der dargestellten Nettostromerzeugung allein die primäre Stromerzeugung und lässt die Zwischenspeicher für Strom als sekundäre Erzeugungsanlagen außer Acht, erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren weiter. Bei der Primärerzeugung basieren im Jahr 2050 insgesamt 37,9 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland auf erneuerbaren Energien.

Abbildung 4.3-39: Variante „Referenz mit CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh



* Ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.3.2 Leistung

Den Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“ liegen die gleichen Annahmen zur Entwicklung von KWK und Erneuerbaren in Deutschland und auch zum langfristigen Stromimport zu Grunde. Unterschiede zwischen den Varianten ergeben sich dadurch, dass in der Variante „Referenz mit CCS“ die CCS-Technologie für die Brennstoffe Braun- und Steinkohle zur Verfügung steht und den deutschen Kraftwerkspark ab 2025 allmählich durchdringt. Durch den unterschiedlichen Zubau an konventioneller Kraftwerkskapazität ergeben sich geringfügige Unterschiede hinsichtlich der gesicherten Leistung.

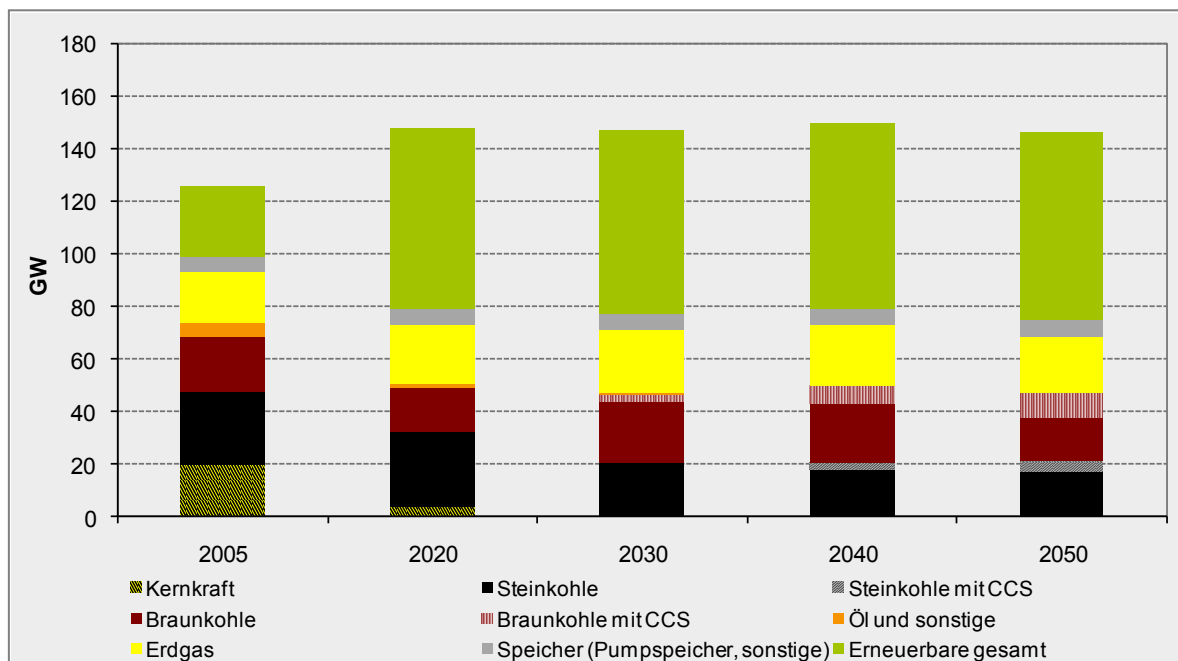
Tabelle 4.3-52: Variante „Referenz mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW

	2005	Referenzszenario mit CCS			
		2020	2030	2040	2050
Spitzenlast	84	76	74	75	74
Gesicherte Leistung	96	81	80	82	79
Erneuerbare (inkl. Import)	6	13	14	14	15
Konventionell und Speicher	89	67	66	67	64

Quelle: Prognos 2009

In der Variante „Referenz mit CCS“ wächst die installierte Nettoleistung des deutschen Kraftwerksparks bis 2050 insgesamt von 125,9 GW (2005) um 16 % auf 146,2 GW. Der Kraftwerkspark umfasst langfristig konventionelle Kraftwerke für die Brennstoffe Steinkohle (mit und ohne CCS), Braunkohle (mit und ohne CCS) und Erdgas. Hinzu kommen die Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren.

Abbildung 4.3-40: Variante „Referenz mit CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Alle Kernkraftwerke verlassen nach der Erzeugung ihrer jeweiligen Reststrommengen den Park. Ölkraftwerke werden aus Kostengründen nicht neu errichtet (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 4.3-53). Zu den Einzelentwicklungen zwischen den Jahren 2005 und 2050:

- Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke ohne CCS geht drastisch zurück. Ihr Anteil sinkt von 22,2 % bis 2050 auf 11,9 %.
- Auch bei den Braunkohlekraftwerken ohne CCS verringert sich die installierte Leistung mit der Einführung der CCS-Technologie. Langfristig sinkt ihr Anteil deshalb von 16,5 % auf 11,3 %.
- CCS-Kraftwerke werden nach 2025 für Braunkohle und nach 2030 auch für Steinkohle errichtet. Die installierte Leistung dieser Anlagen erreicht für den Brennstoff Steinkohle im Jahr 2050 einen Anteil von 2,9 % und für Braunkohle 6,5 %.
- Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke geht von 15,6 % bis auf 14,6 % zurück.
- Wie in der Variante „Referenz ohne CCS“ bleibt die Speicherkapazität annähernd konstant. Die Absicherung der Spitzenlast übernehmen auch hier vor allem Erdgaskraftwerke.
- Die Erneuerbaren bleiben von der CCS-Technologie unberührt und bauen ihren Anteil an der Gesamtkapazität kontinuierlich von 21,5 % auf 48,9 % aus.

Die mittlere Auslastung des Kraftwerksparks (Jahresvolllaststunden) geht in gleicher Weise wie in der Variante „Referenz ohne CCS“ zwischen 2005 und 2030 zurück. Der Grund hierfür liegt in der stärkeren Einbindung der Erneuerbaren in den Mix, dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und den deutlich rückläufigen Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke. Alle anderen Energieträger und vor allem die Speicherkraftwerke zeigen einen Anstieg ihrer mittleren jährlichen Auslastung.

Tabelle 4.3-53: Variante „Referenz mit CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050

		Referenzszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Nettoleistung, in GW						
Kernkraft	19,9	4,1	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	27,9	28,1	20,3	18,1	17,3	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	2,2	4,2	
Braunkohle	20,8	16,8	23,4	22,7	16,5	
Braunkohle mit CCS		0,0	3,0	7,0	9,5	
Erdgas	19,6	22,6	23,9	23,0	21,3	
Öl und sonstige	5,2	1,7	0,7	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	5,4	5,7	5,9	6,2	6,4	
Wasserkraft	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	
Windenergie insgesamt	18,4	38,1	38,8	39,4	39,7	
Windenergie Onshore	18,4	28,1	28,1	28,2	28,3	
Windenergie Offshore		10,0	10,7	11,2	11,4	
Photovoltaik	1,9	17,9	18,2	18,4	18,5	
Biomasse	2,2	7,1	7,2	7,2	7,2	
Geothermie		0,3	0,3	0,4	0,5	
Gesamt Nettoleistung	125,9	147,5	146,8	149,6	146,2	
Nettostromerzeugung, in TWh						
Kernkraft	151,0	30,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	128,0	169,6	112,3	95,2	64,5	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	15,3	28,2	
Braunkohle	152,0	101,8	144,0	131,8	110,7	
Braunkohle mit CCS		0,0	22,3	51,9	72,1	
Erdgas	67,0	61,5	48,4	29,8	36,5	
Öl und sonstige	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	7,1	15,8	16,6	17,4	18,3	
Wasserkraft	19,6	24,3	24,3	24,4	24,4	
Windenergie insgesamt	27,2	87,2	95,0	97,6	99,8	
Windenergie Onshore	27,2	53,5	56,4	56,5	56,6	
Windenergie Offshore		33,7	38,6	41,1	43,1	
Photovoltaik	1,2	15,5	16,6	17,1	17,6	
Biomasse	12,0	46,2	46,5	44,7	44,7	
Geothermie		1,8	2,1	2,6	3,6	
Gesamt Nettostromerzeugung	583,2	554,0	528,0	527,9	520,4	
Jahresvolllaststunden, in h/a						
Kernkraft	7.588	7.435	-	-	-	
Steinkohle	4.588	6.024	5.522	5.261	3.725	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	7.020	6.762	
Braunkohle	7.308	6.067	6.156	5.810	6.712	
Braunkohle mit CCS	-	-	7.431	7.415	7.631	
Erdgas	3.418	2.722	2.025	1.294	1.708	
Öl und sonstige	3.481	8	3	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	1.315	2.786	2.808	2.834	2.866	
Wasserkraft	4.261	4.758	4.737	4.769	4.769	
Windenergie insgesamt	1.478	2.293	2.452	2.475	2.514	
Onshore	1.478	1.909	2.009	2.000	2.000	
Offshore	-	3.370	3.620	3.677	3.792	
Photovoltaik	632	867	913	934	955	
Biomasse	5.455	6.465	6.470	6.184	6.184	
Geothermie	-	6.575	6.687	7.000	7.000	
Durchschnitt	4.632	3.757	3.597	3.527	3.560	

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.3.3 Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen

Ausgangspunkt der Berechnung der CO₂-Emissionen ist der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern. Dieser ergibt sich aus der jeweiligen Nettostromerzeugung und aus den zugehörigen mittleren jährlichen Brennstoffnutzungsgraden der Erzeugungsanlagen (Jahresnutzungsgrade). Aufgrund des technischen Fortschritts steigen die Brennstoffnutzungsgrade bei allen konventionellen Kraftwerken, die den Anlagenpark nach und nach durchdringen.

Die Ergebnisse für die Variante „Referenz mit CCS“ weichen erst mit Einführung der CCS-Technologie von denen der Variante „Referenz ohne CCS“ ab. Auslöser hierfür sind einerseits die im Vergleich zu konventionellen Anlagen niedrigeren Brennstoffnutzungsgrade der CCS-Anlagen und andererseits sinkende Jahresnutzungsstunden für die herkömmlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke.

Tabelle 4.3-54: Variante „Referenz mit CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050

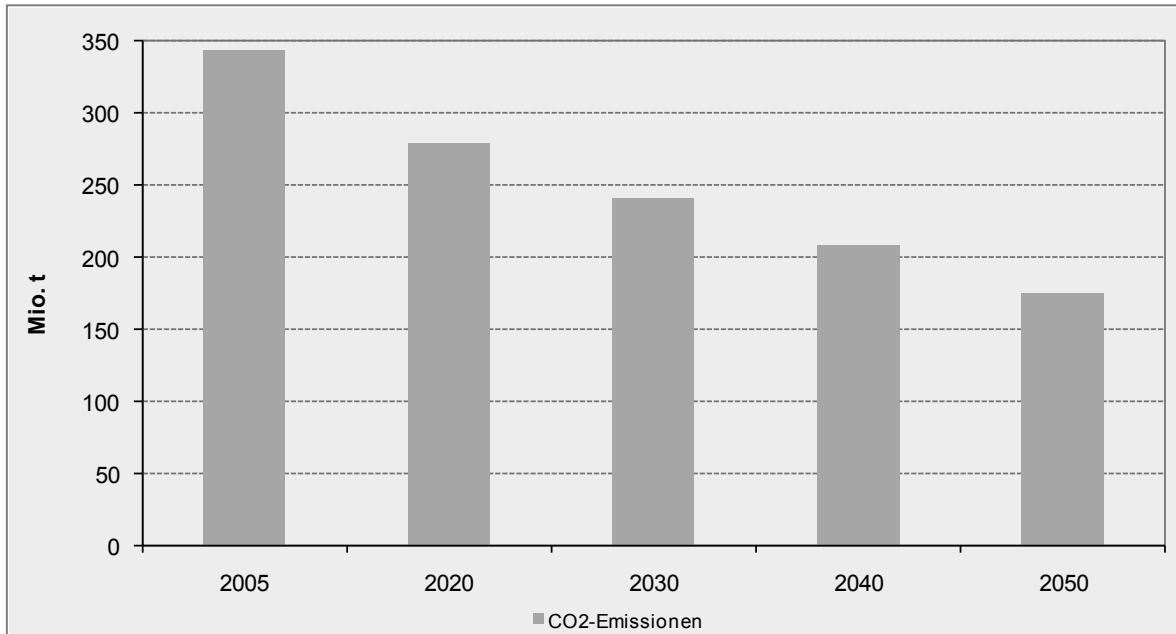
	2005	Referenzszenario mit CCS			
		2020	2030	2040	2050
Brennstoff- / Primärenergieeinsatz					
Kernkraft	1.658	332	0	0	0
Steinkohle	1.182	1.461	909	738	537
Steinkohle mit CCS	0	0	0	121	220
Braunkohle	1.537	932	1.086	983	812
Braunkohle mit CCS	0	0	193	426	562
Erdgas	571	473	366	228	282
Öl und sonstige	314	0	0	0	0
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	40	77	81	85	89
Wasserkraft	82	93	92	93	93
Windenergie insgesamt	98	314	342	351	359
Onshore	98	193	203	203	204
Offshore	0	121	139	148	155
Photovoltaik	4	56	60	62	63
Biomasse	136	486	468	432	415
Geothermie	0	71	74	87	114
Gesamt Brennstoffeinsatz	5.622	4.294	3.672	3.605	3.546
Jahresnutzungsgrad in %					
Kernkraft	32,8	32,8	-	-	-
Steinkohle	39,0	41,8	44,5	46,5	43,3
Steinkohle mit CCS	-	-	-	45,4	46,1
Braunkohle	35,6	39,3	47,7	48,3	49,1
Braunkohle mit CCS	-	-	41,7	43,9	46,2
Erdgas	42,2	46,8	47,5	47,0	46,5
Öl und sonstige	20,8	22,4	22,2	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Wasserkraft	94,0	94,3	94,5	94,8	95,0
Windenergie insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Onshore	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Offshore	-	100,0	100,0	100,0	100,0
Photovoltaik	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Biomasse	31,8	34,2	35,8	37,3	38,8
Geothermie	-	9,4	10,1	10,8	11,5
Durchschnitt	36,9	46,4	51,8	52,7	52,8

Quelle: Prognos 2009

Insgesamt geht der Brennstoffeinsatz im Szenario „Referenz mit CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 36,9 % zurück. Dieser Rückgang ist etwas schwächer als in der Variante „Referenz ohne CCS“.

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland verringern sich in dieser Variante zwischen 2005 und 2050 um fast die Hälfte.

Abbildung 4.3-41: Variante „Referenz mit CCS“: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t



* Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wird entsprechend der allgemein gültigen Definition als CO₂-emissionsneutral bewertet. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung werden deshalb ausschließlich die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdgas sowie Öl und sonstige Brennstoffe (Biomasse inkl. Abfall mit geringen Mengen nicht erneuerbarer Brennstoffe) herangezogen. Grundlage der Kalkulation sind der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern und die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren. Für die CCS-Technologie wurde von einer 90%igen Abscheiderate ausgegangen. Die spezifischen Emissionsfaktoren für den Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen wurden dementsprechend mit einem Zehntel ihres Werts für konventionelle Kraftwerke gleichen Brennstoffs angesetzt.

Tabelle 4.3-55: Variante „Referenz mit CCS“: Fossiler Brennstoffeinsatz, CO₂-Emissionsfaktoren und CO₂-Emissionen 2005 – 2050

		Referenzszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Brennstoffeinsatz, in PJ						
Steinkohle	1.182	1.461	909	738	537	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	121	220	
Braunkohle	1.537	932	1.086	983	812	
Braunkohle mit CCS	0	0	193	426	562	
Erdgas	571	473	366	228	282	
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	136	486	468	432	415	
CO₂-Emissionsfaktoren, in kg/GJ						
Steinkohle	94	94	94	94	94	
Steinkohle mit CCS	9	9	9	9	9	
Braunkohle	112	112	112	112	112	
Braunkohle mit CCS	11	11	11	11	11	
Erdgas	56	56	56	56	56	
Öl und sonstige	80	80	80	80	80	
Biomasse/Abfall	23	23	23	23	23	
CO₂-Emissionen, in Mio. t						
Steinkohle	111	137	85	69	50	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	1	2	
Braunkohle	172	104	122	110	91	
Braunkohle mit CCS	0	0	2	5	6	
Erdgas	32	27	21	13	16	
Öl und sonstige	25	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	3	11	11	10	9	
Gesamt CO ₂ -Emissionen	344	279	241	208	175	

* Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

4.3.6.3.4 Kosten

Analog zu Kapitel 4.3.6.2.4 werden hier kurz die Gestehungskosten und die Vollkosten der Stromerzeugung dargestellt (Tabelle 4.3-56).

Die spezifischen Gestehungskosten verhalten sich ähnlich wie in der Referenz ohne CCS, sie steigen bis 2050 auf 9,1 €-ct/kWh an. Aufgrund der Kostendifferenz im Umgang mit CO₂ (CCS ist spezifisch günstiger als der CO₂-Zertifikatspreis, sonst würde es nicht zugebaut) fallen die Vollkosten in 2050 geringfügig (um knapp 3 %) niedriger aus als in der Variante ohne CCS.

Tabelle 4.3-56: Variante „Referenz mit CCS“: Spezifische Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung, 2005 – 2050

		Referenzszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Spezifische Gestehungskosten der Nettostromerz. in €-Cent/kWh (real, 2007)						
Durchschnitt Konventionelle Erzeugung	4,3	7,8	8,1	8,4	9,5	
Kernkraft	4,0	4,1	-	-	-	
Steinkohle	4,6	7,4	8,2	9,4	12,4	
Steinkohle mit CCS				8,1	9,4	
Braunkohle	3,3	6,6	6,1	6,7	6,8	
Braunkohle mit CCS			5,1	5,0	4,9	
Erdgas	8,0	12,6	15,0	19,3	22,1	
Öl und sonstige						
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	10,3	11,3	11,0	11,0	11,5	
Stromimport	0,0	9,5	8,4	7,5	7,0	
Durchschnitt Erneuerbare Erzeugung	12,0	10,3	9,0	8,5	8,4	
Wasserkraft	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Windenergie insgesamt	11,1	8,6	7,3	7,1	6,9	
Onshore	11,1	8,0	7,4	7,3	7,3	
Offshore	0,0	9,5	7,3	6,8	6,5	
Photovoltaik	54,8	14,6	10,9	9,9	9,4	
Biomasse	13,2	12,2	11,4	10,5	10,5	
Geothermie	45,8	9,8	8,5	7,5	7,1	
Durchschnitt insgesamt	5,2	8,7	8,5	8,5	9,1	
Vollkosten der Stromerzeugung, in Mrd. € (real, 2007)						
Konventionelle Erzeugung insgesamt	22,3	28,2	26,5	27,3	29,7	
Kernkraft	6,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	5,9	12,6	9,3	8,9	8,0	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	1,2	2,7	
Braunkohle	5,0	6,7	8,9	8,8	7,5	
Braunkohle mit CCS	-	-	1,1	2,6	3,5	
Erdgas	5,3	7,7	7,3	5,8	8,1	
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	0,7	1,8	1,8	1,9	2,1	
Stromimport	-	0,0	0,5	0,6	0,7	
Erneuerbare Erzeugung insgesamt	7,5	18,0	16,7	15,9	16,0	
Wasserkraft	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	
Windenergie insgesamt	3,0	7,5	7,0	6,9	6,9	
Onshore	3,0	4,3	4,2	4,1	4,1	
Offshore	-	3,2	2,8	2,8	2,8	
Photovoltaik	0,7	2,3	1,8	1,7	1,7	
Biomasse	1,6	5,6	5,3	4,7	4,7	
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	
Gesamt Vollkosten der Stromerzeugung	30,5	48,0	45,5	45,8	48,5	

Quelle: Prognos 2009

4.3.7 Fernwärmeerzeugung

Die Fernwärmenachfrage sinkt im Referenzszenario von 300 PJ auf 167 PJ. In 2005 wurde sie fast zur Hälfte durch Erdgas (KWK-Anlagen und Heizwerke) gedeckt, gefolgt von Auskopplungen aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken mit einem Brennstoffeinsatz von insgesamt 306 PJ. Mit den reduzierten konventionellen Kraftwerksbauten und abnehmender Wärmedichte wird für das Referenzszenario angenommen, dass Fernwärme künftig mit wachsenden Anteilen aus Abwärme, Biomasse und thermischer Solarenergie erzeugt wird. Der Gaseinsatz steigt bis 2030 noch um 16 %, 2050 liegt er um 8 % unter dem Niveau von 2005. Insgesamt werden 2050 rund 211 PJ Primärenergie für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt.

4.3.8 Übrige Umwandlung

In den übrigen Umwandlungssektoren sinkt parallel zum rückläufigen Energieträgerverbrauch auch der Einsatz zu ihrer Bereitstellung von 556 PJ auf 540 PJ (ohne CCS) und 538 PJ (mit CCS). Der Einsatz von Biomasse zur Produktion von Biogas und Biokraftstoffen erhöht sich von 72 PJ auf 274 PJ.

4.3.9 Primärenergie

4.3.9.1 Variante „ohne CCS“

Wie in Kap. 2.1 erläutert, wird der Primärenergieverbrauch (abweichend von der Konvention der Energiebilanz) hier ohne den nichtenergetischen Verbrauch ausgewiesen.

Der Primärenergieeinsatz wird im Referenzszenario von 2005 bis 2050 um 38 % reduziert. Hierzu tragen vor allem die Effizienzmaßnahmen in den Endverbrauchssektoren bei, aber auch die allmählichen Strukturveränderungen in der Stromerzeugung. Der Einsatz der erneuerbaren Energien Solarthermie, Photovoltaik, Geothermie, Wind führt durch den definitionsgemäß hohen Wirkungsgrad zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs.

Biomassekraftstoffe und Biogas benötigen zur Erzeugung den Einsatz von Biomasse, der bei der Primärenergiebilanzierung zu Buche schlägt. An dieser Stelle wurde für die Biomasseprodukte abweichend von der üblichen Konvention eine Darstellung gewählt, in der die Endenergieträger Biokraftstoff und Biogas einzeln verbucht werden und der für ihre Erzeugung benötigte zusätzliche Umwandlungseinsatz unter dem Posten „Biomasse“ verbucht ist. Dadurch wird die graduelle Substitution insbesondere der fossilen Kraftstoffe durch Biokraftstoffe sichtbar (Tabelle 4.3-57, Abbildung 4.3-42).

Der Einsatz von Kohle verringert sich zwischen 2005 und 2050 um 33 %, bei Steinkohle um 39 %, bei Braunkohle um 27 %. Die Gründe hierfür liegen hauptsächlich in der rückläufigen Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken sowie erhöhten Wirkungsgraden der Neuanlagen.

Tabelle 4.3-57: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ

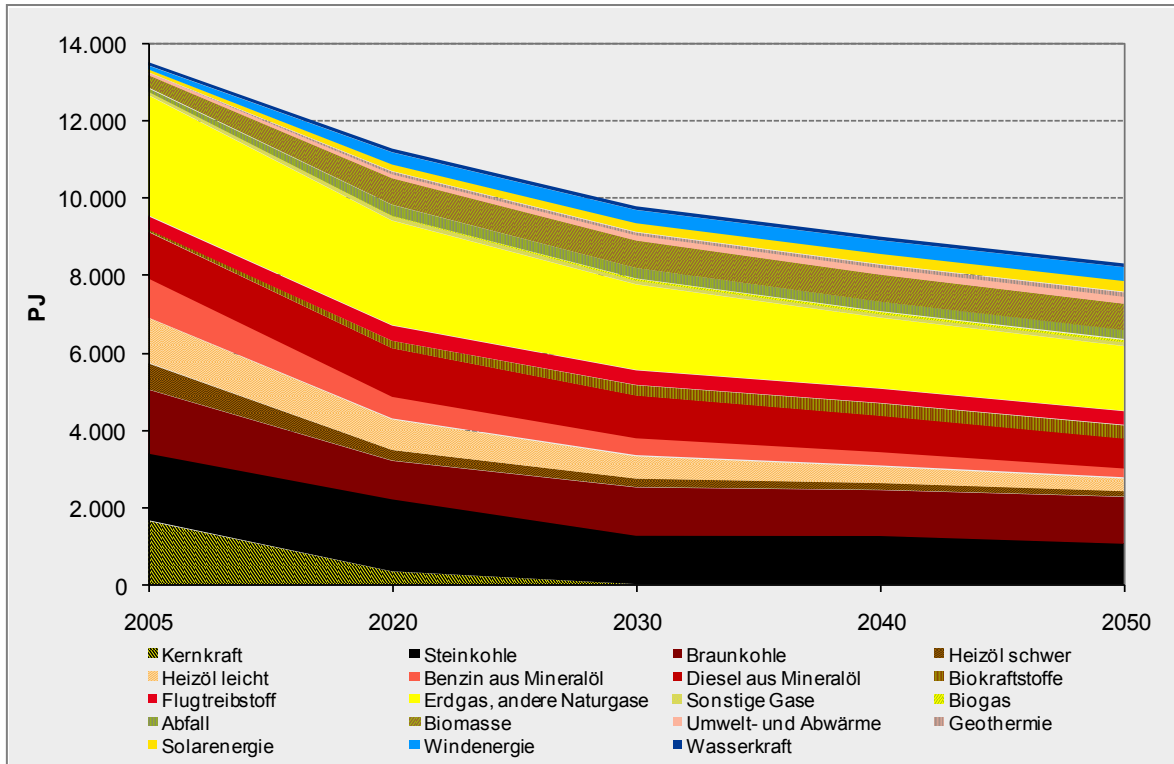
		Referenzszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
nach Energieträgern ohne CCS					
Kernkraft	1.658	332	0	0	0
Kohle	3.412	2.888	2.529	2.458	2.284
Steinkohle	1.749	1.888	1.274	1.268	1.066
Braunkohle	1.662	1.000	1.255	1.190	1.218
Mineralölprodukte	4.407	3.299	2.753	2.293	1.865
Heizöl leicht	1.151	787	576	423	325
Heizöl schwer	675	275	227	183	149
Benzin aus Mineralöl	1.033	583	461	369	254
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.260	1.114	952	787
Flugtreibstoff	345	394	374	365	350
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0
Gase	3.228	2.818	2.318	1.933	1.792
Erdgas, andere Naturgase	3.105	2.697	2.210	1.827	1.673
Sonstige Gase	123	121	108	106	119
Abfall	87	283	272	251	241
Erneuerbare Energien	741	1.678	1.937	2.090	2.148
Biomasse	337	698	724	711	689
Umwelt- und Abwärme	69	112	150	187	200
Solarenergie	77	180	237	280	292
Wasserkraft	82	93	92	93	93
Windenergie	98	314	342	351	359
Biokraftstoffe	77	193	268	321	340
Biogas	0	17	50	60	60
Geothermie	0	71	74	87	114
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	11.298	9.808	9.024	8.330
nach Sektoren ohne CCS					
Private Haushalte	2.069	1.660	1.445	1.255	1.096
Dienstleistungen	923	685	464	322	270
Industrie	1.556	1.444	1.281	1.176	1.127
Verkehr	2.529	2.361	2.180	1.996	1.760
Fernwärmeerzeugung	306	271	255	248	211
Stromerzeugung	5.583	4.217	3.568	3.429	3.327
Sonstige Umwandlung	567	661	616	598	540
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	11.298	9.808	9.024	8.330

Quelle: Prognos 2009

Mineralölprodukte erfahren einen Rückgang von 58 %. Dieser ist vor allem auf die höhere Energieeffizienz (und den Einsatz erneuerbarer Energien) bei der Erzeugung von Raumwärme und in geringerem Maße bei der Bereitstellung von Prozesswärme zurückzuführen. Hinzu kommen Effizienz- und Substitutionseffekte bei den Fahrzeugen.

Der Gasverbrauch geht um 44 % zurück. Hierzu tragen sowohl die um annähernd 50 % reduzierte Erdgasverstromung (Einsatz hauptsächlich als Spitzen- und Regelenergie) als auch der verringerte Raumwärmebedarf sowie die teilweise Substitution von Gas durch Erneuerbare (Umweltwärme, Solarthermie) bei der Erzeugung von Raumwärme bei.

Abbildung 4.3-42: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern, 2005 - 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

In der Industrie verringert sich der Gasverbrauch nur um knapp 20 %, im Verkehrssektor nimmt er, ausgehend von einem niedrigem Niveau, um fast einen Faktor 30 zu.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien (inkl. energetische Abfallnutzung) zur Deckung des Primärenergieverbrauchs steigt nahezu um einen Faktor 3. Hier weisen Biokraftstoffe und Biomasse (z. T. im Umwandlungsbereich) die stärksten Zuwächse (Faktor 4,3) auf, dicht gefolgt von Windenergie mit einem Faktor 4 und Solarenergie mit einem Faktor 3. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch verfünffacht sich von 5 % auf knapp 26 %.

4.3.9.2 Variante „mit CCS“

In der Variante „mit CCS“ verändert sich der Primärenergieeinsatz gegenüber der Variante „ohne CCS“ nur wenig, er sinkt von 2005 bis 2050 um 37 % (Tabelle 4.3-58, Abbildung 4.3-43).

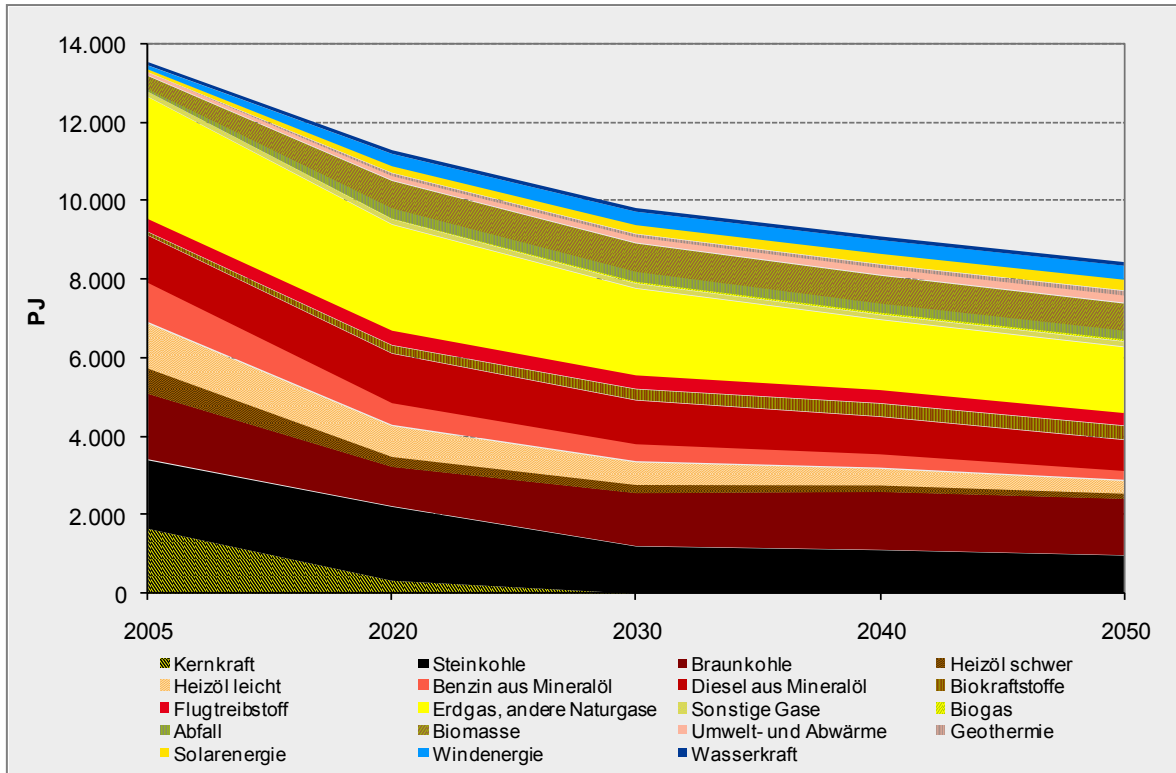
Der Grund hierfür liegt in dem erhöhten Einsatz von Kohle in der Stromerzeugung mit CCS-Technologie. Dieser zusätzliche Verbrauch beträgt 2050 ca. 6 % am gesamten Primärenergieverbrauch von Kohlen. Bezogen auf die Stromerzeugung beträgt der zusätzliche Verbrauch von Steinkohle 11 % und von Braunkohle 15 %. Alle anderen Daten bleiben unverändert (vgl. Kap. 4.3.9.1.)

Tabelle 4.3-58: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, (ohne nichtenergetischen Verbrauch), 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
nach Energieträgern mit CCS						
Kernkraft	1.658	332	0	0	0	
Kohle	3.412	2.888	2.554	2.585	2.409	
Steinkohle	1.749	1.888	1.207	1.112	975	
Braunkohle	1.662	1.000	1.347	1.474	1.434	
Mineralölprodukte	4.407	3.299	2.753	2.293	1.865	
Heizöl leicht	1.151	787	576	423	325	
Heizöl schwer	675	275	227	183	149	
Benzin aus Mineralöl	1.033	583	461	369	254	
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.260	1.114	952	787	
Flugtreibstoff	345	394	374	365	350	
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	
Gase	3.228	2.818	2.313	1.890	1.794	
Erdgas, andere Naturgase	3.105	2.697	2.205	1.784	1.675	
Sonstige Gase	123	121	108	106	119	
Abfall	87	283	272	251	241	
Erneuerbare Energien	741	1.678	1.937	2.090	2.148	
Biomasse	337	698	724	711	689	
Umwelt- und Abwärme	69	112	150	187	200	
Solarenergie	77	180	237	280	292	
Wasserkraft	82	93	92	93	93	
Windenergie	98	314	342	351	359	
Biokraftstoffe	77	193	268	321	340	
Biogas	0	17	50	60	60	
Geothermie	0	71	74	87	114	
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	11.298	9.828	9.109	8.457	
nach Sektoren mit CCS						
Private Haushalte	2.069	1.660	1.445	1.255	1.096	
Dienstleistungen	923	685	464	322	270	
Industrie	1.556	1.444	1.281	1.176	1.127	
Verkehr	2.529	2.361	2.180	1.996	1.760	
Fernwärmeerzeugung	306	271	255	248	211	
Stromerzeugung	5.583	4.217	3.591	3.520	3.457	
Sonstige Umwandlung	567	661	613	591	538	
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	11.298	9.828	9.109	8.457	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 4.3-43: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005-2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

4.3.10 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zählen die direkten CO₂-Emissionen aus dem Verbrennungsprozess sowie die bei der (unvollständigen) Verbrennung entstehenden treibhauswirksamen Gase Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) (UBA 2009). Die z. B. über die Leckage-, Umwandlungs- und Transportverluste entstehenden Emissionen werden unter den flüchtigen Emissionen des Energiesektors (siehe Kapitel 4.3.11.1) ausgewiesen

Da die Unterschiede der Treibhausgasemissionen zwischen den Varianten „ohne CCS“ und „mit CCS“ lediglich im Umwandlungssektor (Stromerzeugung und sonstige Umwandlung) auftreten, werden die beiden Varianten hier in einem Kapitel behandelt (Tabelle 4.3-59).

Das Bezugsjahr für Treibhausgas-Reduktionsziele ist konventionsgemäß 1990, deshalb werden die Emissionsdaten (Inventardaten) für 1990 jeweils mit abgebildet. Da die Sektorabgrenzung im Modell, das für die hier vorgelegte Untersuchung genutzt wurde, von der Differenzierung der deutschen Treibhausgase aus methodischen Gründen signifikant abweicht, werden für das Jahr 1990 nur die Summendaten für die energiebedingten Treibhausgase betrachtet. Weiterhin werden für die Ist-Daten des Jahres 2005 in den Nachfragesektoren die kalibrierten und witterungsbereinigten Modelldaten angegeben, da für den Projektionszeitraum jeweils Standard-Rahmenbedingungen für Witterung etc. zu

Grunde gelegt werden. Die CO₂-Emissionen des Stromsektors werden gemäß Emissionsinventar verwendet und sind um die Emissionen aus der Rauchgasreinigung ergänzt. Gleichwohl werden die Veränderungsdaten für die gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen bezogen auf den angegebenen Ist-Emissionswert der deutschen Treibhausgasinventare ausgewiesen.

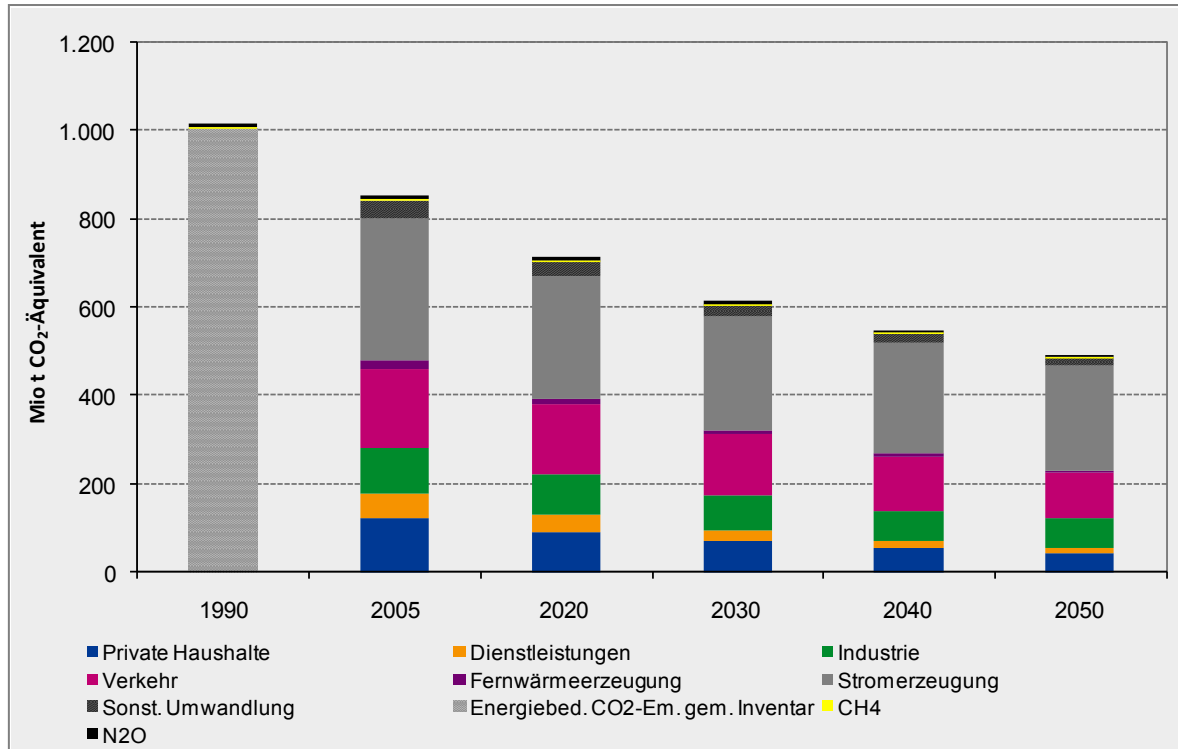
Tabelle 4.3-59 Szenario „Referenz“, energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

Mio. t CO ₂ -Äqu.	1990	2005	Referenzszenario			
			2020	2030	2040	2050
Private Haushalte		121,1	89,6	69,9	54,4	42,5
GHD		58,0	40,3	25,6	16,3	13,4
Industrie		100,7	90,5	77,7	69,3	64,8
Verkehr		179,5	159,1	140,4	123,0	103,5
Umwandlungssektor gesamt						
Fernwärmerzeugung		22,3	12,0	9,6	8,5	7,3
Stromerzeugung ohne CCS		323,4	280,5	257,1	247,0	235,4
Stromerzeugung mit CCS		323,4	280,5	241,7	209,0	176,0
Sonst. Umwandlung ohne CCS		40,0	34,5	27,3	24,7	20,0
Sonst. Umwandlung mit CCS		40,0	34,5	27,3	24,7	20,0
Gesamt ohne CCS	1.005,4	845,0	706,5	607,7	543,2	486,9
Gesamt mit CCS	1.005,4	845,0	706,5	592,2	505,2	427,6
CH ₄ ohne CCS	4,5	1,3	1,0	0,9	0,9	0,8
CH ₄ mit CCS	4,5	1,3	1,0	0,9	0,9	0,8
N ₂ O ohne CCS	7,7	7,9	7,3	6,1	5,6	5,0
N ₂ O mit CCS	7,7	7,9	7,3	6,0	5,2	4,4
Insgesamt ohne CCS	1.017,6	854,2	714,8	614,7	549,7	492,7
Insgesamt mit CCS	1.017,6	854,2	714,8	599,1	511,3	432,8
Insgesamt ohne CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-16,1%	-29,8%	-39,6%	-46,0%	-51,6%
Veränderung ggü. 2005	20,7%	1,3%	-15,2%	-27,1%	-34,8%	-41,5%
Insgesamt mit CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-16,1%	-29,8%	-41,1%	-49,8%	-57,5%
Veränderung ggü. 2005	20,7%	1,3%	-15,2%	-28,9%	-39,3%	-48,7%
Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind bereinigte Daten, die Veränderung ggü. 2005 ist bezogen auf das Emissionsniveau der deutschen Treibhausgasinventare (842,9 Mio. t CO ₂ -Äqu.) angegeben; Emissionen der Stromerzeugung inklusive CO ₂ aus Rauchgasreinigungsanlagen						

Quelle: Prognos 2009

In der Variante „ohne CCS“ liegen die energiebedingten THG-Emissionen im Jahr 2050 um knapp 52 % unter dem 1990er Wert, in der Variante „mit CCS“ um 57,5 %. Bezogen auf 2005 beträgt die Reduktion in der Variante „ohne CCS“ 41,5 %, in der Variante „mit CCS“ rund 49 %.

Abbildung 4.3-44: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

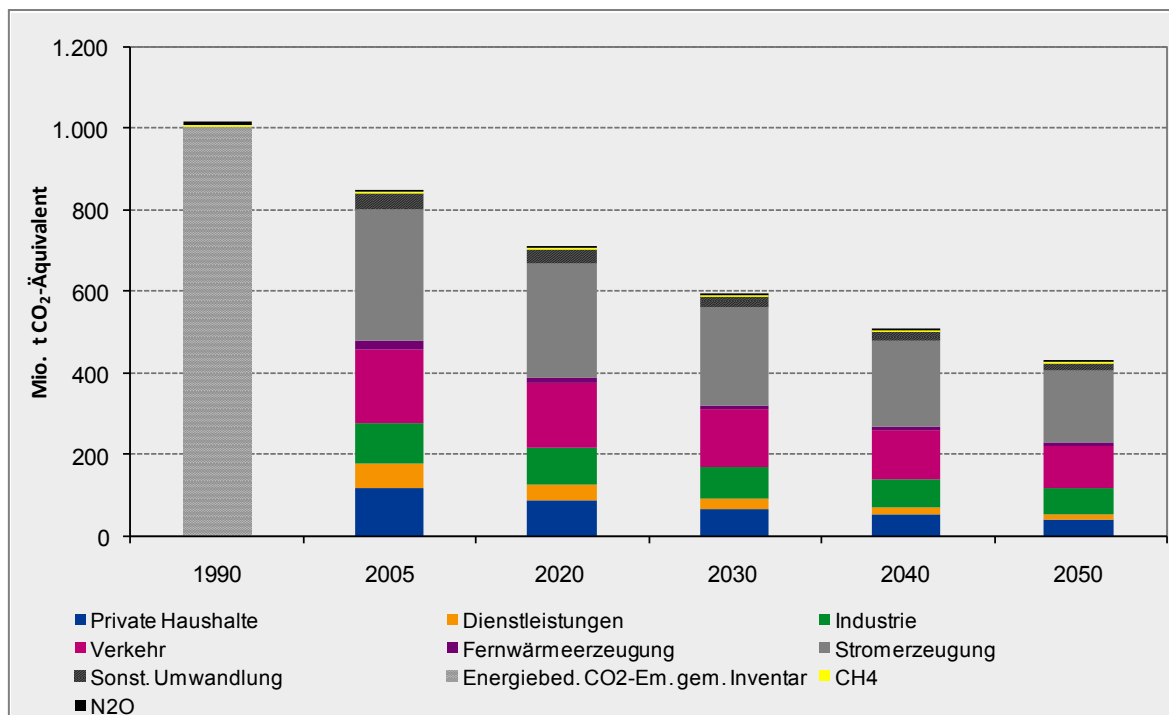


Quelle: Prognos 2009

Da die CO₂-Emissionen den größten Anteil an den energiebedingten THG-Emissionen ausmachen, werden diese nach Sektoren aufgeschlüsselt. Hierbei werden in den Nachfragesektoren die Emissionen aus der Strom- und Fernwärmeerzeugung nicht berücksichtigt, diese werden in der Summe im Umwandlungssektor verbucht.

Bei den privaten Haushalten verringern sich die CO₂-Emissionen von 2005 bis 2050 um 65 %, im Sektor Dienstleistungen um 77 %, im Industriesektor um 36 % und im Verkehrssektor um 42 %. Im Umwandlungsbereich beträgt die Reduktion 2050 gegenüber 2005 in der Variante „ohne CCS“ rund 32 % und in der Variante „mit CCS“ etwa 47 %. Eine differenzierte Betrachtung für den Umwandlungssektor ergibt eine Reduktion in der Fernwärmeerzeugung zwischen 2005 und 2050 von 67 %. In der Stromerzeugung ohne CCS beträgt sie 27 %, mit CCS 46 %, im sonstigen Umwandlungssektor 50%.

Abbildung 4.3-45: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos 2009

Die Methanemissionen wurden bereits zwischen 1990 und 2005 durch wesentliche Verbesserung der Verbrennungsprozesse erheblich abgesenkt. Die Einsparungen zwischen 1990 und 2050 betragen 82 %, bezogen auf den Zeitraum 2005 bis 2050 sind es 36 %. Die N₂O-Emissionen unterscheiden sich in den Varianten ohne und mit CCS, da sie von der Kohleverbrennung abhängen und im CO₂-Abscheidungsprozess je nach Technologie mit reduziert werden können. Hier betragen die Reduktionen zwischen 1990 und 2050 in der Variante „ohne CCS“ 35 % (2005 – 2050: 38 %) und in der Variante „mit CCS“ 42 % (44 %).

4.3.11 Flüchtige Emissionen des Energiesektors und nicht-energiebedingte Emissionen aus dem Industriesektor

4.3.11.1 Flüchtige Emissionen des Energiesektors

Die flüchtigen Emissionen des Energiesektors repräsentierten im Jahr 1990 einen Anteil von etwa 2,3 % der gesamten Treibhausgasemissionen. Bis zum Jahr 2005 waren die Emissionen dieses Quellsektors um rund 54 % zurückgegangen, vor allem als Folge der massiv rückläufigen Steinkohlenförderung in Deutschland, aber auch durch die Verbesserung der technischen Infrastruktur und z.B. die Reduzierung der Leckageverluste im Bereich der Erdgaswirtschaft. Damit sind im Jahr 2005 nur noch 1,2 % der gesamten Treibhausgasemissionen den flüchtigen Emissionen des Energiesektors zuzurechnen.

Die flüchtigen Emissionen aus dem Energiesektor – für Deutschland betrifft dies nur den Ausstoß von CH₄ – ergeben sich ganz überwiegend aus den Mengengerüsten für die energiewirtschaftlichen Aktivitäten in den verschiedenen Bereichen:

- Die Emissionen aus dem aktiven Kohlenbergbau ergeben sich aus den Volumina der Stein- und Braunkohlenförderung sowie der Grubengasnutzung.
- Die Emissionen aus der Ölförderung folgen den entsprechenden Fördermengen. Die Emissionen aus der Lagerung von Mineralölprodukten resultieren aus der Einsatzmenge von Mineralölprodukten.
- Die Emissionen aus der Erdgasproduktion und -verteilung sind an die einheimische Förderung sowie die Einsatzmengen in den verschiedenen Sektoren gekoppelt.

Neben dem nachfragegetriebenen Aufkommen für die verschiedenen Energieträger wurden die folgenden Aspekte berücksichtigt:

- Für den Emissionsbeitrag aus dem aktiven Steinkohlenbergbau ist die Entwicklung der Fördermenge entscheidend. Hier wurde (in beiden Szenarien) davon ausgegangen, dass die Steinkohlenförderung bis 2012 auf 12 Mio. Jahrestonnen zurückgeht und die Förderung in deutschen Bergwerken bis zum Jahr 2018 vollständig eingestellt wird.
- Die CH₄-Emissionen aus den stillgelegten Steinkohlenbergwerken wurden auf dem aktuellen (niedrigen) Niveau fortgeschrieben.
- Für die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland wurden die bei EWI/Prognos (2006) zu Grunde gelegten Mengengerüste verwendet und damit implizit unterstellt, dass Veränderungen in den Verbrauchsniveaus ausschließlich Veränderungen bei den Erdöl- und Erdgasimporten zur Folge haben.
- Darüber hinaus bilden vor allem die Mengengerüste für die Öl- und Gasnachfrage die zentralen Bestimmungsgrößen für die flüchtigen CH₄-Sektoren des Energiesektors.

Tabelle 4.3-60: Szenario „Referenz“, Entwicklung der flüchtigen CH₄-Emissionen des Energiesektors 2000-2050, in kt

		Referenzszenario				
kt CH ₄	2005	2020	2030	2040	2050	
CH ₄ -Emissionen						
Aktiver Kohlenbergbau						
Steinkohlen-Tiefbau	254,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
Steinkohlen-Aufbereitung	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	
Braunkohlen-Tagebau	2,0	1,1	1,4	1,4	1,4	
Umwandlung von Kohle	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	
Stillgelegte Zechen	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
Ölförderung und -bereitstellung						
Förderung	3,9	1,9	0,6	0,0	0,0	
Lagerung	2,3	1,7	1,4	1,2	1,0	
Erdgas						
Produktion	53,1	50,6	41,8	34,1	25,9	
Transport	40,1	35,3	29,5	24,8	23,1	
Verteilung	165,9	131,8	97,0	71,7	58,3	
Andere Leckagen	67,0	53,2	39,2	28,9	23,5	
Summe	606,3	278,8	214,0	165,1	136,1	
Veränderung ggü. 1990	-54,1%	-78,9%	-83,8%	-87,5%	-89,7%	
Veränderung ggü. 2005		-54,0%	-64,7%	-72,8%	-77,6%	

Quelle: Öko-Institut 2009

Tabelle 4.3-60 zeigt die Entwicklung der flüchtigen CH₄-Emissionen aus den Energiesektoren für das Referenzszenario. Der gesamte Emissionsrückgang von ca. 470 kt CH₄ im Zeitraum 2005 bis 2050 ist zu etwas mehr als der Hälfte geprägt von der Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus, für den sich als Nettoeffekt (aus rückläufigen Emissionen im aktiven Bergbau und konstanten Emissionen aus den stillgelegten Bergwerken) eine Minderung von ca. 252 kt CH₄ ergibt. Eine weitere Absenkung resultiert aus der Minderung der CH₄-Emissionen aus der Erdgasverteilung durch einem Rückgang des Erdgaseinsatzes in den privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor.

Insgesamt gehen die flüchtigen CH₄-Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2050 um ca. 78 % zurück.

4.3.11.2 Prozessbedingte CO₂-Emissionen

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen – in der in diesem Projekt definierten Abgrenzung – trugen im Jahr 2005 mit insgesamt 3 % zum gesamten Ausstoß von Treibhausgasen bei. Im Zeitraum 1990 bis 2005 ist zwar auch ein Rückgang dieser Emissionen festzustellen, er war mit 1,8 % jedoch deutlich schwächer ausgeprägt als die Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen. Entsprechend ergab sich für den Anteil an den Gesamtemissionen ein leicht steigender Trend (von 3,2 % in 1990 auf 3,6 % in 2005).

Die größten Beiträge zu den prozessbedingten CO₂-Emissionen entstammen chemischen Produktionsprozessen (z.B. Ammoniak- oder Methanolproduktion), der Metallherstellung (z. B. Herstellung von Primäraluminium) sowie dem Bereich Steine und Erden (Zement- und Kalksteinherstellung) bzw. der Glas- und Keramikherstellung oder der Mineralölverarbeitung.

Als eine erste Besonderheit ist hier darauf hinzuweisen, dass die CO₂-Emissionen aus der Eisenerzreduktion in der hier vorliegenden Analyse nicht den prozessbedingten Emissionen

nen, sondern den energiebedingten Emissionen aus dem Kokseneinsatz in der Stahlindustrie zugerechnet und hier nur nachrichtlich ausgewiesen werden. Für die Eisen- und Stahlindustrie verbleiben als Anteil des prozessbedingten CO₂-Ausstoßes damit nur die Emissionen aus dem Kalksteineinsatz. Eine zweite Besonderheit betrifft die CO₂-Emissionen aus den Rauchgasreinigungsanlagen der Kraftwerke. Diese werden im Folgenden abgeleitet, aber in die Aufsummierung bei den energiebedingten Emissionen einbezogen und hier ebenfalls nur nachrichtlich ausgewiesen.

Für die Erstellung der Projektionen für die prozessbedingten CO₂-Emissionen wurde ein dreistufiger Ansatz verfolgt:

1. Für einige (sehr relevante) Quellbereiche ist die Fortschreibung im Referenzszenario über Annahmen zur Entwicklung der Produktionsniveaus für eindeutig identifizierbare Produkte möglich.
2. Für einige (weniger relevante) Quellbereiche wurden die Determinanten der Emissionen nicht weiter analysiert und die Emissionen in den Szenarien auf dem Niveau von 2005 konstant gehalten.
3. Für einige (teilweise ebenfalls relevante) Quellbereiche können aus den energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z. B. hinsichtlich des Mineralölbedarfs) die CO₂-Emissionstrends abgeleitet werden.

Tabelle 4.3-61: Szenario „Referenz“, Entwicklung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für ausgewählte Industrieprozesse 2005-2050, in kt

		Referenzszenario				
kt CO ₂	2005	2020	2030	2040	2050	
Prozessemissionen						
Zementproduktion	12.921	12.595	12.345	12.094	11.844	
Kalksteinproduktion	5.415	5.279	5.174	5.069	4.964	
Glasproduktion	894	865	842	819	797	
Keramikproduktion	359	359	359	359	359	
Ammoniakproduktion	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253	
Karbidproduktion	16	16	16	16	16	
Katalysatorenabbrand	2.883	2.077	2.005	1.933	1.864	
Umwandlungsverluste	3.776	2.720	2.625	2.532	2.441	
Methanolherstellung	2.351	2.351	2.351	2.351	2.351	
Rußproduktion	589	589	589	589	589	
Eisen- und Stahl-Produktion (nur Kalksteineinsatz)	2.225	1.828	1.523	1.217	912	
Herstellung von Ferrolegierungen	3	3	3	3	3	
(Primär-) Aluminium-Produktion	883	871	862	853	844	
Summe	37.569	34.807	33.946	33.089	32.237	
Veränderung ggü. 1990	-1,8%	-9,0%	-11,3%	-13,5%	-15,7%	
Veränderung ggü. 2005		-7,4%	-9,6%	-11,9%	-14,2%	
Nachr.:						
Eisen- und Stahlproduktion (Reduktion)	40.330	33.132	27.594	22.057	16.520	
Rauchgasreinigungsanlagen	1.382	1.003	1.069	1.029	1.012	

Quelle: Öko-Institut 2009

Die Ermittlung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für die Zementherstellung erfolgte durch eine direkte Verknüpfung der Projektion für die Entwicklung der Produktion in diesem Sektor mit dem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor auf Basis des Endprodukts Zement. Im Ergebnis verringern sich die zukünftigen Emissionen an prozessbedingtem CO₂ aus der Zementherstellung bis zum Jahr 2050 leicht, weil die Nachfrage nach Ze-

ment durch den rückläufigen Neubau sinkt. Im Ergebnis gehen die CO₂-Emissionen nur geringfügig von rund 13 Mio. t in 2005 auf knapp 12 Mio. t im Jahr 2050 zurück.

Bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Kalksteinproduktion muss unterschieden werden zwischen den Emissionen aus dem Brennen von Kalkstein einerseits und von Dolomit andererseits. Die spezifischen Emissionen liegen bei der Branntkalkherstellung um etwa 16 % über dem Wert für gebrannten Dolomit. Allerdings ist das Verhältnis von Branntkalk und gebranntem Dolomit im langfristigen Trend sehr stabil und wird durch den hohen Anteil von Branntkalk (über 90 %) dominiert, so dass für die Projektion eine Differenzierung nicht erforderlich ist. Auch hier ergibt sich aus der Verknüpfung der Projektion für die zukünftige Kalksteinproduktion mit dem geringfügigen Produktionsrückgang und einem spezifischen Emissionswert ein nur wenig verringertes Niveau der prozessbedingten CO₂-Emissionen. Im Zeitraum 2005 bis 2050 gehen sie nur um etwa 0,5 Mio. t zurück.

Etwas komplizierter ist die Situation bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Glasherstellung, da diese in hohem Maße von den unterschiedlichen Glasprodukten und anderen Faktoren (z.B. dem Anteil von Recycling-Glas) abhängen. Gleichwohl zeigt sich im historischen Trend, und hier vor allem in den letzten Jahren ein relativ stabiles Verhältnis von Emissionen und aggregierter Produktion. Vor diesem Hintergrund wird auch für die zukünftigen prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Glasherstellung ein fester Faktor für die spezifischen CO₂-Emissionen je Tonne Glasproduktion in Ansatz gebracht. Im Ergebnis entsteht für die Periode 2005 bis 2050 ein Emissionsniveau in der Größenordnung von 0,8 Mio. t CO₂.

Die Produktion von Stahl bildet die größte Einzelposition der prozessbedingten CO₂-Emissionen. Dabei sind folgende Quellgruppen zu unterscheiden:

1. die als prozessbedingt definierten CO₂-Emissionen aus dem Reduktionsmitteleinsatz bei der Roheisenproduktion bzw. dem nachfolgenden Ausbrennen von Kohlenstoff bei der Oxygenstahlproduktion,
2. die CO₂-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz im Hüttenwerk,
3. die CO₂-Emissionen aus der Produktion von Elektro Stahl (Elektrodenabbrand, Schaumkohleneinsatz etc.).

Die größte Quellgruppe bildet dabei die Herstellung von Roheisen bzw. Oxygenstahl und hierbei die Reduktion des Eisenerzes. Die hierzu benötigten Kohlenstoffmengen und die daraus entstehenden CO₂-Emissionen folgen relativ starr den Produktionsmengen. Im hier vorliegenden Projekt werden diese Emissionen als Konvention jedoch den energiebedingten CO₂-Emissionen zugerechnet. Für die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz im Hüttenwerk kann in guter Näherung ebenfalls eine feste Kopplung an die Stahlproduktion angenommen werden. Gleiches gilt für die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus den Elektro Stahlwerken.

Es wird zukünftig von einer sinkenden Oxygenstahl- und einer steigenden Elektro Stahlproduktion ausgegangen. Elektro Stahl wird aus Schrotten hergestellt. Stahl kann sehr lange im Kreislauf geführt werden, wenn die Produkte am Ende ihrer Lebensdauer recycelt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Recyclingvolumen für Stahl weiter ansteigen. Annahmegemäß verringert sich bei einer sinkenden Stahlnachfrage in erster Linie die Produktion von Oxygenstahl. Dementsprechend sinken die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Oxygenstahlproduktion (einschließlich Kalksteineinsatz) von

2005 bis 2050 auf rund von 17 Mio. t. Für die Elektrostahlproduktion ergeben sich dagegen schwach steigende CO₂-Emissionsniveaus, die mit ca. 0,08 Mio. t in 2050 jedoch in einer ganz anderen Größenordnung liegen.

Die übrigen prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Primäraluminium, Karbid, Ferrolegierungen, Keramik-, Ruß-, Ammoniak und Methanolherstellung werden im Referenzszenario konstant gehalten. Insgesamt bleibt der CO₂-Ausstoß in diesen Quellbereichen auf einem Niveau von 10 Mio. t CO₂.

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus dem Katalysatorabbrand und den Umwandlungsverlusten wurden in der Dynamik des Primärenergieverbrauchs von Mineralöl fortgeschrieben. Damit ergeben sich bereits im Referenzszenario in beiden Bereichen rückläufige Emissionsniveaus, so dass im Jahr 2050 die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus dem Katalysatorenabbrand bei etwa 1,9 Mio. t und die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus den Umwandlungsverlusten in den Raffinerien bei ca. 2,4 Mio. t liegen.

Die – hier nur nachrichtlich ermittelten – CO₂-Emissionen aus den Rauchgasreinigungsanlagen ergeben sich ganz überwiegend aus dem Schwefeleintrag über den Kohleneinsatz in den Kraftwerken. In grober Näherung wird für die Projektion davon ausgegangen, dass sich die prozessbedingten CO₂-Emissionen proportional zum Einsatz von Kraftwerkskohlen (differenziert nach Braun- und Steinkohlen sowie gewichtet mit den mittleren Schwefelgehalten) verändern. Über diesen methodischen Ansatz ergibt sich die in Tabelle 4.3-61 gezeigte Entwicklung. Die Emissionen liegen im Referenzszenario in 2050 in einer Größenordnung von 1 Mio. t CO₂ und damit rund 27 % unter dem Niveau des Jahres 2005.

4.3.11.3 Prozessbedingte CH₄- und N₂O-Emissionen

Die prozessbedingten Emissionen von CH₄ machen in der Gesamtschau aller Treibhausgase einen Anteil von weniger als 0,1 % aus. Die prozessbedingten N₂O-Emissionen repräsentierten 2005 einen Anteil von etwa 1,4 %.

Da der Beitrag von CH₄ zu den gesamten prozessbedingten Emissionen sehr gering ist, wurden im Referenzszenario die Emissionsniveaus für den Projektionszeitraum bis 2050 konstant gehalten.

Für die Adipin- und Salpetersäureproduktion wurden der Projektion die folgenden Annahmen zu Grunde gelegt:

- Für die zukünftigen Produktionsniveaus wurde auf die Dynamik abgestellt, die auch für die GAINS-Modellrechnungen für das EU-Klima- und Energiepaket in Ansatz gebracht wurden. Im Jahr 2030 wird danach das Produktionsniveau von Adipinsäure gegenüber 2000 um etwa den Faktor 2,7 ausgeweitet sein, die entsprechende Produktion von Salpetersäure wird im Jahr 2030 etwa das 3,1-fache des Wertes von 2000 betragen. Bis 2050 bleibt die Produktion auf diesem Niveau konstant.
- Für die N₂O-Emissionen aus der Produktion von Salpetersäure und Adipinsäure werden im Referenzszenario Emissionsminderungen von 95% unterstellt.

Da das Gesamtniveau der prozessbedingten CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen vor allem durch den N₂O-Ausstoß bei der Adipin- und Salpetersäureproduktion bestimmt wird, zeigen die in diesem Bereichen ergriffenen Maßnahmen eine erhebliche Wirkung (Tabelle 4.3-62).

Tabelle 4.3-62: Szenario „Referenz“, Entwicklung der CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen und Produktverwendung 2005-2050, in kt CO₂-Äquivalenten

		Referenzszenario				
kt CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050	
CH ₄ -Emissionen						
Industrieprozesse	2	2	2	2	2	
Chemische Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Metallherstellung	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
N ₂ O-Emissionen						
Chemische Industrie	14.194	1.751	1.764	1.764	1.764	
Summe	14.197	1.753	1.766	1.766	1.766	
Veränderung ggü. 1990	-40,3%	-92,6%	-92,6%	-92,6%	-92,6%	
Veränderung ggü. 2005		-87,7%	-87,6%	-87,6%	-87,6%	

Quelle: Öko-Institut 2009

4.3.11.4 Emissionen von FKW, HFKW und SF₆

Die Emissionen von FKW, HFKW und SF₆ repräsentierten im Jahr 2005 zwar nur einen Anteil von 1,5 % der gesamten Treibhausgasemissionen, doch ist dieser Emissionsbereich durch massive Steigerungsraten gekennzeichnet. Von 1990 bis 2005 nahmen die Emissionen hier um über 30 % zu.

Im Referenzszenario wird für den Zeithorizont bis 2030 eine Reihe von Maßnahmen zur Reduzierung bzw. zur Dämpfung der Emissionstrends berücksichtigt:

- Wartungspflicht / Dichtheitsprüfungen für stationäre Kälteanlagen.
- Festlegung maximaler Leckraten für stationäre Kälteanlagen (Meseberg-Beschluss Nr. 23).
- Emissionsminderung bei fluorierten Treibhausgasen in der Halbleiterherstellung.
- Selbstverpflichtung der deutschen Primäraluminiumindustrie.
- Verwendungsverbote für synthetische Treibhausgase (neuartige Aerosole, Einwegbehälter, Autoreifen, Schuhe).

Für HFKW wurden die folgenden Maßnahmen berücksichtigt:

- Förderung der Substitution von HFKW in Gewerbekälteanlagen (ca. 30 % der neugebauten Kälteanlagen im Lebensmitteleinzelhandel pro Jahr; ca. 540 Anlagen pro Jahr).
- Substitution von HFKW durch Kältemittel mit einem GWP kleiner 150 sowie Verbesserung der Dichtheit bei mobilen Klimaanlage für ausgewählte Fahrzeugklassen.
- Substitution von HFKW durch Kältemittel mit einem GWP deutlich unter 150 für mobile Klimaanlage.
- Weitgehende Substitution von HFKW als Treibmittel für PU-Montageschäume.

Für SF₆ wurden die folgenden Maßnahmen berücksichtigt:

- Substitution von SF₆ als Schutzgas in großen Produktionsstätten der Magnesium-Produktion.
- Ersatz der SF₆-Technologie durch veränderte Glasaufbauten bei Schallschutzscheiben für Wohnhäuser.
- Selbstverpflichtung deutscher Schaltanlagenhersteller, -nutzer und SF₆-Produzenten zu SF₆-Emissionsbegrenzungsmaßnahmen bei elektrischen Betriebsmitteln.

Insgesamt führt dies bis zum Jahr 2020 zu einer Stabilisierung der Emissionen, für den Zeitraum danach werden die Emissionsniveaus konstant gehalten.

Tabelle 4.3-63: Szenario „Referenz“, Entwicklung der Emissionen von fluorierten Treibhausgasen 2005-2050, in kt CO₂-Äquivalenten

		Referenzszenario				
kt CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050	
Fluorierte THG						
HFKW-Emissionen						
Kühl- und Klimaanlage	7.491	8.399	8.399	8.399	8.399	
Schaumherstellung	1.250	471	471	471	471	
Weitere Quellen	1.155	1.210	1.210	1.210	1.210	
Zwischensumme HFKW	9.896	10.080	10.080	10.080	10.080	
FKW-Emissionen						
Aluminiumproduktion	338	167	167	167	167	
Kühl- und Klimaanlage	132	78	78	78	78	
Halbleiterproduktion	249	125	125	125	125	
Weitere Quellen	0	13	13	13	13	
Zwischensumme FKW	718	383	383	383	383	
SF ₆ -Emissionen						
Magnesium-Gießereien	668	524	524	524	524	
Elektrische Anlagen	762	595	595	595	595	
Reifenbefüllung	65	0	0	0	0	
Schallschutzfenster	1.348	1.904	1.904	1.904	1.904	
Weitere Quellen	537	442	442	442	442	
Zwischensumme SF ₆	3.380	3.464	3.464	3.464	3.464	
Summe	13.994	13.927	13.927	13.927	13.927	
Veränderung ggü. 1990	18,0%	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%	
Veränderung ggü. 2005		-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	

Quelle: Öko-Institut 2009

4.3.11.5 Zusammenfassung

Die hier betrachteten flüchtigen Emissionen aus dem Energiesektor, die Emissionen aus Industrieprozessen und aus F-Gasen gehen im Referenzszenario von 2005 bis 2050 um ca. 36 % zurück. Dieser unterproportionale Minderungsbeitrag ist auf die – ohne erhebliche technologische Innovationen – begrenzten Emissionsminderungspotenziale zurückzuführen. Gleichzeitig entfalten die aktuellen und geplanten Maßnahmen in diesen Bereichen nur begrenzte Wirkung.

Tabelle 4.3-64: Szenario „Referenz“, Entwicklung der Emissionen aus Industrieprozessen, von fluorierten Treibhausgasen und der flüchtigen Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt CO₂-Äquivalenten

kt CO ₂ -Äquivalente	2005	Referenzszenario			
		2020	2030	2040	2050
Prozessemissionen CO ₂	37.569	34.807	33.946	33.089	32.237
Fluorierte THG	13.994	13.927	13.927	13.927	13.927
Flüchtige CH ₄ -Emissionen des Energiesektors	12.732	5.855	4.494	3.467	2.857
CH ₄ und N ₂ O aus Industrieprozessen	15.371	1.753	1.766	1.766	1.766
Summe	79.665	56.341	54.134	52.250	50.788
Veränderung ggü. 1990	-21,6%	-44,6%	-46,7%	-48,6%	-50,0%
Veränderung ggü. 2005		-29,3%	-32,0%	-34,4%	-36,2%
Nachr.:					
Eisen- und Stahlproduktion (Reduktion)	40.330	33.132	27.594	22.057	16.520
Rauchgasreinigungsanlagen	1.382	1.003	1.069	1.029	1.012

Quelle: Öko-Institut 2009

4.3.12 Emissionen aus der Abfallwirtschaft

Die Abfallwirtschaft emittiert in Deutschland einen vergleichsweise kleinen, gleichwohl aber nicht zu vernachlässigenden Anteil der Treibhausgase. So repräsentierte der Ausstoß von CH₄ und N₂O im Jahr 2005 einen Anteil von 1,3 % der gesamten Treibhausgasemissionen. Im Jahr 1990 hatte dieser Anteil noch bei 3,4 % gelegen. Bei einem höheren Gesamtniveau der Emissionen in 1990 entspricht dies für den Zeitraum 1990 bis 2005 einer Minderung von rund 68 %. Die Abfallwirtschaft hat damit einen überproportionalen Beitrag zum bisher erreichten Stand der Treibhausgasminderungen erbracht.

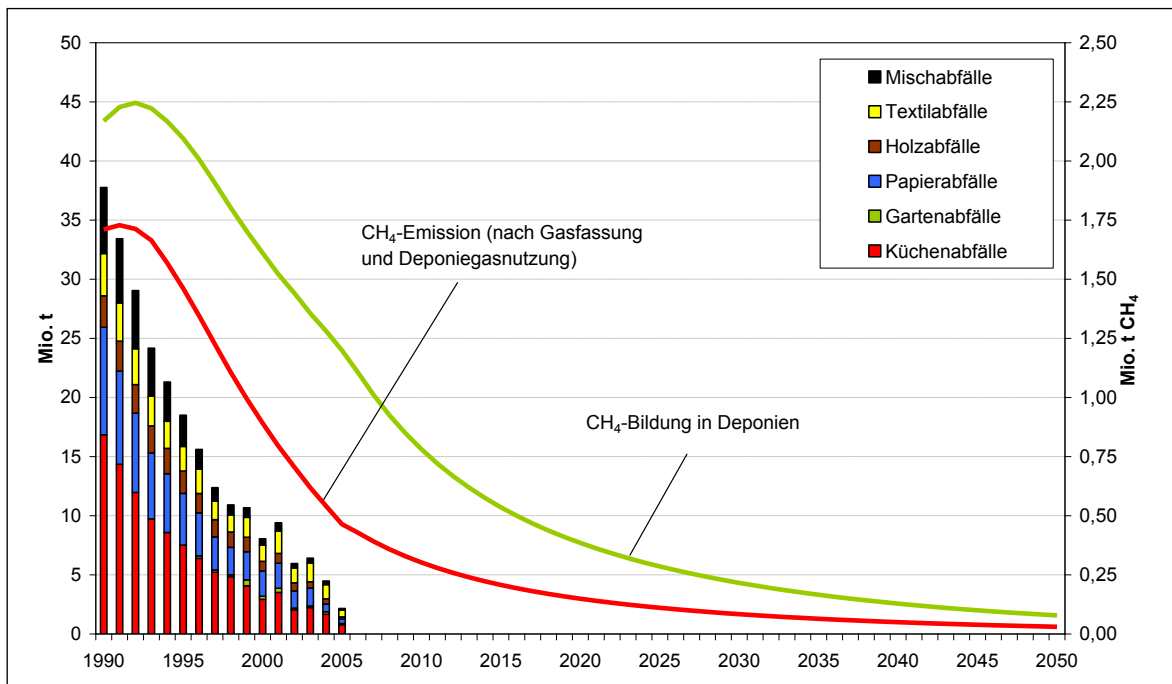
Der größte Anteil der CH₄-Emissionen entsteht über die Ausgasung von Abfalldeponien (bedingt durch den dorthin verbrachten organischen Abfall). Die N₂O-Emissionen der Abfallwirtschaft entstehen vor allem in der kommunalen Abwasserbehandlung.

Die erheblichen Treibhausgasreduktionen der letzten Jahre sind Ergebnis umfangreicher Regulierungen im Abfallsektor. Die entscheidenden regulatorischen Rahmenbedingungen für den Abfallsektor sind die TA Siedlungsabfall (TASi) und entsprechende Regelungen des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrW-/AbfG), die Abfallablagerungsverordnung (AbfAbIV), die Verordnung über Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen (30. BImSchV), die Novelle der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV), die seit Juni 2005 die Verbringung unbehandelter Abfälle (und damit auch der für die Ausgasung verantwortlichen organischen Stoffe) weitgehend unterbinden und die anderweitige Beseitigung im Wege der Verbrennung oder biologisch-mechanischen Abfallbehandlung ermöglichen.

Als Folge dieser Vorschriften ist die Verbringung von CH₄-bildenden Abfällen auf die Deponien für den Zeitraum nach 2005 ausgeschlossen, die verbleibenden CH₄-Emissionen entstehen aus dem in der Vergangenheit verbrachten organischen Abfall. Im Verlauf der nächsten zwei Dekaden werden die Methan-Emissionen der Deponien im Vergleich zu 2005 um rund drei Viertel und bis zum Ende des Szenarienzeitraums auf nahezu Null sinken (Abbildung 4.3-46). Das bedeutet, dass damit die für eine energetische Nutzung verfügbaren Deponiegasmengen ebenfalls sehr stark zurückgehen und zukünftig als Energiequelle ausfallen.

Im Zeitraum 2005 bis 2050 verringern sich die CH₄-Emissionen von 464 kt CH₄ (knapp 10 Mio. t CO₂-Äqu.) auf etwa 30 kt CH₄ (0,6 Mio. t CO₂-Äqu.). Dies entspricht einer Minderung von über 90 %. Der größte Teil des Emissionsrückgangs entfällt auf den Zeitraum bis 2030.

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 CH₄



Quelle: Öko-Institut 2009

Die – mit deutlichem Abstand – zweitwichtigste Quelle von Treibhausgasemissionen in der Abfallwirtschaft sind die N₂O-Emissionen aus der Abwasserbehandlung (Tabelle 4.3-65). Hier ist für die nächsten Jahre und Jahrzehnte nur mit geringen Veränderungen zu rechnen, die sich vor allem aus der rückläufigen Bevölkerung ergeben. Von 2005 bis 2050 resultiert ein Rückgang von etwa 6 %, das Emissionsniveau verbleibt bei ca. 2 Mio. t CO₂-Äqu.

Die CH₄- und N₂O-Emissionen von Kompostierungs-, Vergärungs- und Mechanisch-Biologischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA) folgen den entsprechenden Einsatzmengen, die ebenfalls etwa der Bevölkerungsentwicklung folgen. Darüber hinaus ist für die CH₄-Entwicklungen relevant, welcher Anteil der Abfallmengen in Vergärungsanlagen eingebracht wird. Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass das Verhältnis des in Vergärungs- bzw. Kompostierungsanlagen eingesetzten organischen Abfalls bis zum Jahr

2050 dem des Jahres 2005 entspricht. Insgesamt ergibt sich für diese Anlagen ein über den Szenarienzeitraum 2005 bis 2050 nur geringfügig sinkender Emissionsbeitrag von knapp 1 Mio. t CO₂-Äqu.

Tabelle 4.3-65: Szenario „Referenz“, CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft 2005 bis 2050, in kt

		Referenzszenario				
kt	2005	2020	2030	2040	2050	
Einsatzmengen						
Deponien (organisches Material)	2.154	0	0	0	0	
Kompostierungsanlagen	9.658	8.814	8.748	8.606	8.400	
Vergärungsanlagen	2.842	2.593	2.574	2.532	2.471	
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	2.520	3.652	3.625	3.566	3.480	
CH₄-Emissionen						
Deponien	464	149	84	50	30	
Kommunale Abwasserbehandlung	6	5	5	5	5	
Kompostierung und Vergärung	28	25	25	25	24	
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,38	0,20	0,20	0,20	0,19	
Summe	498	179	114	79	59	
N₂O-Emissionen						
Kommunale Abwasserbehandlung	7,57	7,43	7,38	7,26	7,08	
Kompostierung und Vergärung	0,71	0,65	0,64	0,63	0,62	
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,35	0,37	0,36	0,36	0,35	
Summe	8,63	8,45	8,38	8,25	8,05	
Summe CH₄ + N₂O (kt CO₂-Äqu.)	13.129	6.386	4.989	4.223	3.742	
Veränderung ggü. 1990	-67,5%	-84,2%	-87,7%	-89,6%	-90,7%	
Veränderung ggü. 2005	-	-51,4%	-62,0%	-67,8%	-71,5%	

Quelle: Öko-Institut 2009

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Abfallwirtschaft zeigt im Zeitraum 2005 bis 2050 sowohl hinsichtlich des Niveaus der gesamten Treibhausgasemissionen als auch der Struktur nach Quellsektoren bzw. Treibhausgasen erhebliche Veränderungen.

Die gesamten Emissionen sinken von 2005 bis 2050 um mehr als 71 %. Im Vergleich zum Ausgangsniveau von 1990 entspricht dies einem Rückgang von über 90 %.

Während im Jahr 2005 nahezu drei Viertel der Emissionen aus Abfalldeponien stammten, geht dieser Anteil bis 2050 auf rund 18 % zurück. Zur bedeutsamsten Emissionsquelle im Bereich der Abfallwirtschaft entwickelt sich bis 2050 die kommunale Abwasserbehandlung, sie repräsentiert dann etwa 59 % der gesamten Emissionen. Der entsprechende Wert für 2005 betrug rund 18 %. Eine erhebliche Dynamik und auch relevante absolute Emissionsniveaus ergeben sich schließlich für den CH₄-Ausstoß der Kompostierungs- und Vergärungsanlagen, der im Jahr 2050 bei etwa 0,5 Mio. t CO₂-Äqu. bzw. einem Anteil von 13 % an den gesamten Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft liegt.

Die CH₄-Emissionen repräsentierten 2005 etwa vier Fünftel der gesamten Emissionen der Abfallwirtschaft. Bis 2050 geht dieser Beitrag auf etwa ein Drittel zurück. Entsprechend steigt der Beitrag der N₂O-Emissionen von 20 % auf etwa zwei Drittel.

4.3.13 Emissionen aus der Landwirtschaft

Die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft setzen sich zusammen aus CH₄-Emissionen aus den Verdauungsprozessen (enterische Fermentation) der Tiere (32,5 % der gesamten THG-Emissionen der Landwirtschaft im Jahr 2005), CH₄- und N₂O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement (15 %) sowie der Freisetzung von N₂O aus landwirtschaftlich genutzten Böden (52,5 %). Die energiebedingten THG-Emissionen werden nach den Richtlinien des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zugeordnet.

Die CH₄-Emissionen der Landwirtschaft stammen aus der Tierhaltung und werden überwiegend durch die enterische Fermentation von Wiederkäuern, insbesondere von Rindern zur Milch- und Rindfleischproduktion, verursacht. Die zweite CH₄-Quelle ist das Wirtschaftsdüngermanagement, wobei wiederum Rinder die bedeutendste Emittentengruppe sind. N₂O-Emissionen aus der Tierhaltung entstehen ebenfalls im Wirtschaftsdüngermanagement und gehen vor allem auf die Rinder-, Geflügel- und Schweinehaltung zurück. Bedingt durch die deutlich verkleinerten Rinderbestände, insbesondere infolge des Transformationsprozesses in den ostdeutschen Bundesländern sanken der Methan-Ausstoß der Landwirtschaft von 1990 bis 2005 um 19 % und die Lachgas-Emissionen der Tierhaltung um 16 %.

Im Jahr 2005 beliefen sich die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft auf rund 53 Mio. t, was einem Anteil von 5,1 % an den gesamten Treibhausgasen Deutschlands entsprach. Die Verteilung der landwirtschaftlichen Treibhausgase ist in Tabelle 4.3-66 dargestellt.

Tabelle 4.3-66: Methan- und Lachgasemissionen der deutschen Landwirtschaft 2005

Treibhausgas und Quelle	1.000 t	GWP	Mio. t CO ₂ -Äqu.	Anteil %
CH ₄ aus Tierhaltung, Fermentation	872,5	21	17,2	76%
CH ₄ aus Tierhaltung, Wirtschaftsdünger	266,5	21	5,5	24%
Summe CH ₄	1.139,0		22,7	100%
N ₂ O aus Tierhaltung, Wirtschaftsdünger	7,8	310	2,4	8%
N ₂ O aus landwirtschaftlichen Böden	91,5	310	28,4	92%
Summe N ₂ O	99,3		30,8	100%
Insgesamt			53,4	

Quelle: Öko-Institut 2009

Von den gesamten Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft resultieren rund 47 % aus der Tierhaltung. Die Tabelle 4.3-67 zeigt deren Verteilung nach den IPCC-Hauptkategorien für Tiere.

Tabelle 4.3-67: Anteile an CH₄ und N₂O aus der Tierhaltung

Kategorie	Methan		Lachgas
	Fermentation bei der Verdauung	Wirtschaftsdüngermanagement	Wirtschaftsdüngermanagement
Rinder	92,6%	65,2%	55,4%
Schweine	3,4%	29,6%	14,1%
Schafe	2,5%	0,2%	1,1%
Geflügel	-	3,9%	20,7%
Sonstige	1,5%	1,2%	8,7%
Insgesamt	100,0%	100,0%	100,0%

Quelle: Öko-Institut 2009

Die CH₄-Emissionen aus der Fermentation werden überwiegend von Rindern verursacht. Während der Fermentationsvorgänge in den Mägen von Wiederkäuern wird Methan bei der Umwandlung von Nährstoffen unter den dort herrschenden anaeroben Konditionen als Stoffwechselprodukt erzeugt und von den Tieren an die Umgebung abgegeben. Der Einfluss auf diese Methan-Emissionen ist sehr begrenzt.

Die CH₄-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement stammen vor allem von der Rinder- und Schweinehaltung. Für die N₂O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement sind insbesondere die Rinder-, Geflügel- und Schweinehaltung verantwortlich. Schafe und sonstige Tiere (Ziegen, Pferde, Büffel) spielen bei beiden Gasen und Quellbecken eine untergeordnete Rolle. Die CH₄- und N₂O-Emissionen werden aus den Ausscheidungen der Tiere (Gülle, Jauche, Festmist) im Stall oder in Lagerbehältern während der Lagerung freigesetzt. Die THG-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement kann bei allen Tierarten grundsätzlich durch veränderte Tierhaltungs- und Wirtschaftsdüngerlagerungsverfahren beeinflusst werden.

N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden entsprachen im Jahr 2005 rund 53 % der Gesamtemissionen aus der Landwirtschaft und stammten zu 31 % aus der Anwendung synthetischer Düngemittel und zu 15 % aus dem Einsatz von Mineraldüngern. Die Bewirtschaftung von Mooren trug mit 18 % zu den N₂O-Emissionen bei und die Einarbeitung von Pflanzenrückständen mit 10 %. Die indirekten Einträge von Stickstoffspezies, die an die Einsatzmenge von Stickstoff in Düngern gekoppelt sind, hatten einen Anteil von 21 %, während Tierexkrementen bei der Weidehaltung mit 5 % zu den N₂O-Emissionen beitrugen.

Durch eine Reduzierung des Stickstoffeintrages in den 1990er Jahren wurden die N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden zwischen 1990 und 2005 um fast 10 % verringert (Düngereinsatz nach der Wiedervereinigung).

Aufgrund des oben dargestellten Emissionsprofils ist die Einsatzrate von Stickstoff die Stellgröße für eine Reduzierung der N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden. Da in der Landwirtschaft politische Regelungen zumeist auf EU-Ebene im Rahmen der gemeinsamen Agrarpolitik beschlossen werden, geht das Referenzszenario nicht von spezifischen Maßnahmen und Instrumenten zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen im Landwirtschaftssektor aus. Eine Reduktion des Stickstoffdüngereinsatzes wird allerdings durch die Reform der gemeinsamen Agrarpolitik und die Förderung des ökologischen Landbaus unterstützt. In Abhängigkeit von der Preisentwicklung von Mineraldüngern, der Abnahme an Wirtschaftsdüngern (Rückgang des Rinderbestands) sowie verbessertem Düngungsmanagement beinhaltet das Referenzszenario Projektionen für 2010, 2015 und 2020. Aufgrund fehlender Projektionsmöglichkeit mit ausreichender Qualität wird im Szenario der Wert von 2020 für die gesamte Zeitreihe bis 2050 fortgeschrieben.

Demnach werden die N₂O-Emissionen aus den landwirtschaftlichen Böden zwischen 2005 und 2050 um 7 % gesenkt. Im Vergleich zu dem Emissionsniveau von 1990 entspricht dies bis 2050 einer Reduktion um 16 %.

Unter den Treibhausgasemissionen aus landwirtschaftlichen Böden wird zudem die Methan-Konsumption aufgeführt. Hierbei handelt es sich um die Einbindung von Methan in gut durchlüfteten Böden durch methanotrophe Bakterien, 2005 in Höhe von 0,6 Mio. t CO₂-Äquivalenten. Da dieser Prozess von vielen Einflussfaktoren abhängt (Sauerstoffgehalt nach Starkregenereignissen, Feuchtigkeitsbedingungen im Boden) und

keine verlässlichen Daten zur Abschätzung der zukünftigen Einbindungsrate vorliegen, wird von einer weiteren Betrachtung abgesehen.

Im Referenzszenario sinken im Zeitraum 2005 bis 2050 der gesamte Ausstoß von CH₄ um 13 % und die N₂O-Emissionen um insgesamt 6 % (Tierhaltung und landwirtschaftliche Böden). Diese Entwicklung basiert u. a. auf folgenden Annahmen [Dämmgen/Osterburg, 2008]:

- erwarteter weiterer Rückgang des Tierbestands insbesondere durch Aufstockung der Milchquote in zwei Schritten (2008 und 2014/2015) und Produktivitätssteigerungen in der Milchproduktion;
- Bestandsrückgang durch Entkopplung der tierbezogenen Direktzahlungen bei Mutterkühen, Mastbullen und Schafen;
- Reduktion des Stickstoffdüngereinsatzes.

Die Wirkung dieser Annahmen wurde bis zum Jahr 2020 analysiert. Da weitere Entwicklungen weder bei den landwirtschaftlichen Böden noch in der Tierhaltung absehbar sind und bisher auf politischer Ebene keine Maßnahmen zur Minderung der THG-Emissionen in der Landwirtschaft getroffen wurden, werden die gesamten Emissionswerte von 2020 bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben, wie Tabelle 4.3-68 zeigt.

Tabelle 4.3-68: Szenario „Referenz“, CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Landwirtschaft 2005 bis 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

		Referenzszenario			
Mio. t CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050
Quellbereich					
CH₄-Emissionen					
Fermentation	17,2	14,5	14,5	14,5	14,5
Wirtschaftsdünger	5,5	5,1	5,1	5,1	5,1
Böden	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Summe CH ₄	22,0	19,0	19,0	19,0	19,0
N₂O-Emissionen					
Wirtschaftsdünger	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3
Böden	28,4	26,3	26,3	26,3	26,3
Summe N ₂ O	30,8	28,6	28,6	28,6	28,6
Summe CH₄ + N₂O	52,8	47,6	47,6	47,6	47,6
Veränderung ggü. 1990	-14,3%	-22,7%	-22,7%	-22,7%	-22,7%
Veränderung ggü. 2005		-9,8%	-9,8%	-9,8%	-9,8%

Quelle: Öko-Institut 2009

Die landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen sinken von 2005 bis 2020 (2050) um rund 10 %. Im Vergleich zu den Emissionsniveaus von 1990 entspricht dies einer Reduktion um knapp 23 %.

4.3.14 Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

Die Treibhausgaseinbindungen und -emissionen aus Landnutzung und Forstwirtschaft (LULUCF – land use, land use change and forestry) setzen sich zum einen aus CO₂-Einbindungen in die Waldbiomasse und zum anderen aus CO₂-Emissionen aus verschiedenen Quellen (Verbrennung/Zersetzung/Ernte von Waldbiomasse, ackerbauliche Nutzung von Mooren, Entwässerung von Grünlandböden, Entwaldung zu Siedlungsgewinnung etc.) zusammen.

Während des Wachstums von Pflanzen – v.a. von Waldbäumen – nehmen diese über die Photosynthese Kohlendioxid aus der Atmosphäre auf, speichern den Kohlenstoff in der Biomasse und geben den Sauerstoff wieder an die Atmosphäre ab. Wälder fungieren daher solange als CO₂-Senke, bis die Bäume absterben, eingeschlagen und genutzt werden oder durch Brände der in ihnen gebundene Kohlenstoff als CO₂ wieder freigesetzt wird. Größe und Entwicklung der Senke sind von mehreren Faktoren abhängig: klimatischen Bedingungen, Extremwetterereignissen, Baumartenzusammensetzung und Altersklassenstruktur des Waldes, natürlichen Störungen (Brände, Insektenbefall), Waldbaumethoden sowie Ernteverhalten.

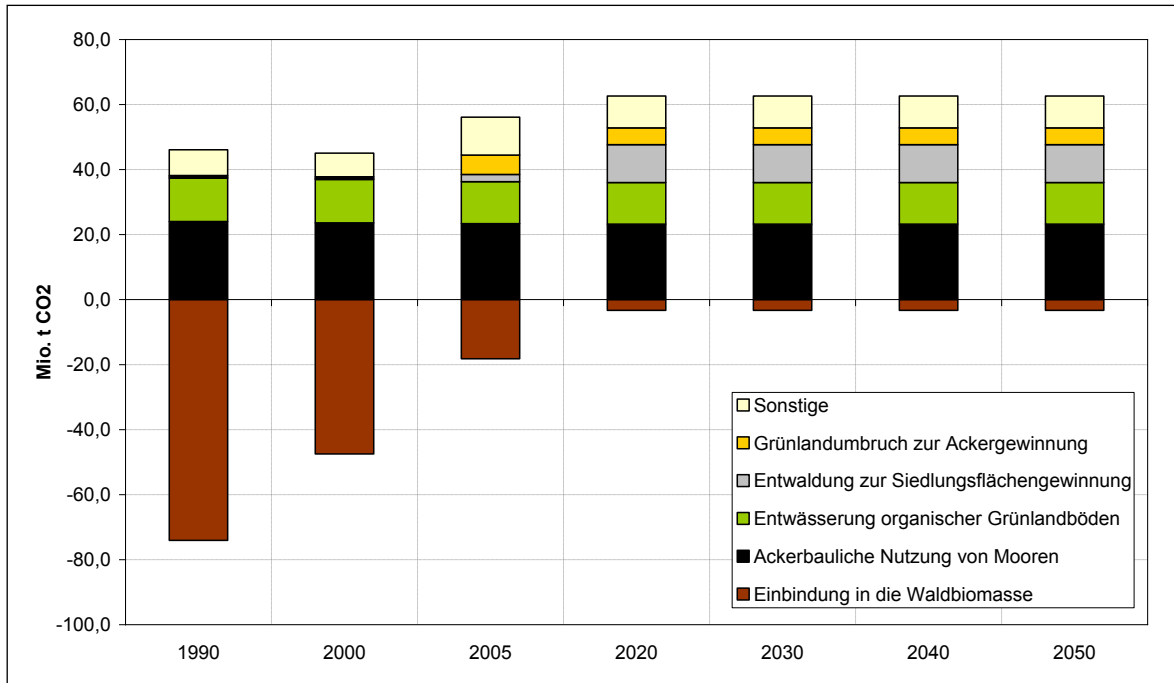
Deutschland ist zu ca. einem Drittel mit Wald bedeckt; die Ergebnisse der in Deutschland bislang durchgeführten beiden Bundeswaldinventuren zeigen, dass der bestehende Wald in der Vergangenheit über die **CO₂-Einbindung** eine Netto-Senke darstellte. Diese wurde allerdings bereits kleiner und wird in den kommenden Jahren, besonders ab Mitte der 2020er Jahre weiter abnehmen. Gründe hierfür sind die zunehmende Holznutzung aufgrund von Marktbedingungen (steigende Energie- und Rohstoffpreise) sowie die Entwicklung der Altersklassenstruktur. Ein Großteil der Anpflanzungen nach dem 2. Weltkrieg wird in den kommenden Dekaden einen starken Überhang von vorratsstarken höheren Altersklassen aufweisen, die das Erntealter erreicht haben. Zusätzlich zum erhöhten Nutzungsdruck kann die Zunahme von Störungen, wie z.B. Stürme wie Lothar, 1999 oder Kyrill, 2007 zu einer Abnahme der Senkenleistung führen.

CO₂-Emissionen aus dem Landnutzungssektor resultieren aus der Änderung des Kohlenstoffvorrats bei der Nutzung von Flächen (z.B. Kalkung von Waldböden) und deren Änderungen. Verschiedene Quellen verursachten so CO₂-Emissionen, die aber in der Vergangenheit durch die Senkenleistung des bestehenden Waldes kompensiert wurden.

Die größten Quellen des Landnutzungssektors in 2005 waren die ackerbauliche Nutzung von Mooren (42 % der CO₂-Emissionen des Landnutzungssektors ohne Senken in 2005), die Entwässerung von organischen Grünlandböden (23 %), die Entwaldung zur Siedlungsflächengewinnung (20 %), der Grünlandumbruch zur Ackerlandgewinnung (11 %) und andere Landnutzungsänderungen. Letztgenannte setzen sich aus 31 Unterkategorien zusammen (von der Umwandlung von Wald in Ackerland bis zur Kalkung von Wäldern). Im Rahmen dieser Studie können keine Maßnahmen für die einzelnen Unterkategorien abgeleitet werden. Ihre CO₂-Emissionen werden für die Szenarien in der Gruppe „Sonstige“ zusammengefasst.

Die CO₂-Emissionen aus der Landnutzung repräsentierten im Jahr 2005 einen Anteil von 5,8 % der gesamten Treibhausgasemissionen, unter Einbeziehung der CO₂-Einbindung in der Waldbiomasse reduzierte sich dieser Anteil auf 4 %. Im Jahr 1990 hatte der Anteil der CO₂-Emissionen noch bei 3,8 % der gesamten Treibhausgase gelegen.

Abbildung 4.3-47: Szenario „Referenz“, Kohlendioxid-Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂



Quelle: Öko-Institut 2009

Der Emissionsverlauf 1990 bis 2005 wird vor allem durch den Rückgang der CO₂-Einbindung in die Waldbiomasse aufgrund erhöhter Biomasseverluste durch Stürme und verstärkter Holzentnahme dominiert. Eine Kompensation der Emissionen aus den übrigen Landnutzungskategorien war ab 2003 nicht mehr möglich (Abbildung 4.3-47). Gleichzeitig stiegen zwischen 1990 und 2005 die Emissionen aus den vier Hauptquellen in der Landnutzung v.a. durch vermehrten Grünlandumbruch um 21 % an.

Stellgrößen für die Reduktion von CO₂-Emissionen im Landnutzungssektor sind eine Änderung der emissionsverursachenden Flächennutzung sowie der Erhalt bzw. Wiederaufbau der Senke. Im Referenzszenario wird von einer gleichbleibenden Flächennutzung, bzw. -veränderung ab 2007 ausgegangen. Wegen fehlender quantitativer Abschätzungen der Emissionsentwicklung ohne spezifische Maßnahmen werden die Werte für CO₂-Emissionen und -Einbindung der aktuell verfügbaren Treibhausgasinventare ab 2007 fortgeschrieben (Tabelle 4.3-69).

Tabelle 4.3-69: Szenario „Referenz“, CO₂-Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050

kha	1990	2005	Referenzszenario			
			2020	2030	2040	2050
Flächennutzung						
Fläche der Moornutzung	596	579	575	575	575	575
Gründlandfläche unter Entwässerung	726	704	698	698	698	698
Entwaldungsfläche für Siedlungsfläche	1	7	34	34	34	34
Fläche unter Gründlandumbruch	6	79	68	68	68	68
Mio. t CO₂						
CO₂-Emissionen und Einbindung						
Einbindung in die Waldbiomasse	-74,1	-18,2	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3
Ackerbauliche Nutzung von Mooren	24,0	23,4	23,2	23,2	23,2	23,2
Entwässerung organischer Grünlandböden	13,3	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8
Entwaldung zur Siedlungsflächengewinnung	0,3	2,2	11,7	11,7	11,7	11,7
Grünlandumbruch zur Ackergewinnung	0,5	6,0	5,1	5,1	5,1	5,1
Sonstige	7,9	11,7	9,8	9,8	9,8	9,8
Summe CO₂ ohne CO₂-Einbindung	46,1	56,1	62,6	62,6	62,6	62,6
Summe CO₂-Emissionen und Einbindung	-28,0	37,9	59,3	59,3	59,3	59,3
Veränderung CO ₂ -Emissionen ggü. 1990		21,8%	35,9%	35,9%	35,9%	35,9%
Veränderung CO ₂ -Emissionen und -Einbindung ggü. 1990		235,6%	312,0%	312,0%	312,0%	312,0%
Veränderung CO ₂ -Emissionen ggü. 2005			11,6%	11,6%	11,6%	11,6%
Veränderung CO ₂ -Emissionen und -Einbindung ggü. 2005			56,4%	56,4%	56,4%	56,4%

Quelle: Öko-Institut 2009

Hieraus ergibt sich eine Erhöhung der CO₂-Emissionen aus den oben genannten vier Hauptquellen um 12 % zwischen 2005 und 2050. Da die CO₂-Einbindungsrate in die Waldbiomasse v.a. zwischen 2002 und 2007 aufgrund eines Anstieges der Nachfrage nach Holz und der Altersklassenstruktur stark abnahm, steigen bei Berücksichtigung der Forstwirtschaft in derselben Zeit die CO₂-Emissionen um 56 % an.

4.3.15 Gesamte Treibhausgasemissionen

Die Tabelle 4.3-70 zeigt die Entwicklung für den gesamten Ausstoß an Treibhausgasen im Zeitraum 1990 bis 2050. Die gesamten Treibhausgasemissionen sinken im Zeitraum 1990 bis 2050 um 45 % (Variante „ohne CCS“) bzw. rund 50 % (Variante „mit CCS“).

Tabelle 4.3-70: Szenario „Referenz“, Gesamte Treibhausgasemissionen 1990 bis 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

			Referenzszenario			
Mio. t CO ₂ -Äqu.	1990	2005	2020	2030	2040	2050
Energiebedingte Emissionen (ohne CCS)						
CO ₂	1.005	835	706	608	543	487
CH ₄	5	1	1	1	1	1
N ₂ O	8	7	7	6	6	5
Energiebedingte Emissionen (mit CCS)						
CO ₂	1.005	835	706	592	505	428
CH ₄	5	1	1	1	1	1
N ₂ O	8	7	7	6	5	4
Flüchtige und prozessbedingte Emissionen						
CO ₂	38	37	35	34	33	32
CH ₄	28	13	6	4	3	3
N ₂ O	24	14	2	2	2	2
HFKW	4	10	10	10	10	10
FKW	3	1	0	0	0	0
SF ₆	5	5	3	3	3	3
Produktverwendung						
CO ₂	3	2	2	2	2	2
CH ₄	0	0	0	0	0	0
N ₂ O	2	1	1	1	1	1
Landwirtschaft						
CH ₄	27	22	19	19	19	19
N ₂ O	34	31	29	29	29	29
Landnutzung und Forsten						
CO ₂	-28	38	59	59	59	59
N ₂ O	0	1	1	1	1	1
Abfallwirtschaft						
CH ₄	38	10	4	2	2	1
N ₂ O	2	3	3	3	3	2
Insgesamt ohne CCS	1.199	1.031	888	785	717	658
Insgesamt mit CCS	1.199	1.031	888	769	679	598
Insgesamt ohne CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-25,9%	-34,5%	-40,2%	-45,1%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-13,8%	-23,9%	-30,5%	-36,2%
Insgesamt mit CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-25,9%	-35,8%	-43,4%	-50,1%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-13,8%	-25,4%	-34,2%	-42,0%

Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind Inventardaten; energiebedingte Emissionen inklusive CO₂ aus Rauchgasreinigungsanlagen

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Die in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen und teilweise sehr unterschiedlichen Emissionsentwicklungen führen zu einer gravierenden Veränderung in der Struktur des gesamten Ausstoßes von Treibhausgasen. Während im Jahr 1990 etwa 84 % und im Jahr 2005 noch etwa 82 % der gesamten Emissionen auf die energiebedingten CO₂-Emissionen entfielen, sinkt dieser Anteil in der Variante „ohne CCS“ bis 2030 auf 78 % und bis 2050 auf nur noch 75 %. In der Szenarienvariante „mit CCS“ liegt der Anteil der energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2050 mit 72 % noch etwas niedriger.

Der Anteil der prozessbedingten Treibhausgasemissionen bleibt insgesamt etwa stabil bei 8 %, wobei der (relative) Beitrag der prozessbedingten CO₂-Emissionen deutlich zunimmt und die prozessbedingten N₂O- und CH₄-Emission auf Anteile von deutlich unter 1 % zurückgehen.

Zunehmende Beiträge zum gesamten Treibhausgasausstoß sind wegen ihrer unterproportionalen Minderungsbeiträge bzw. wegen des ansteigenden Emissionstrends für die Landwirtschaft sowie die Bodennutzung und Forsten festzustellen.

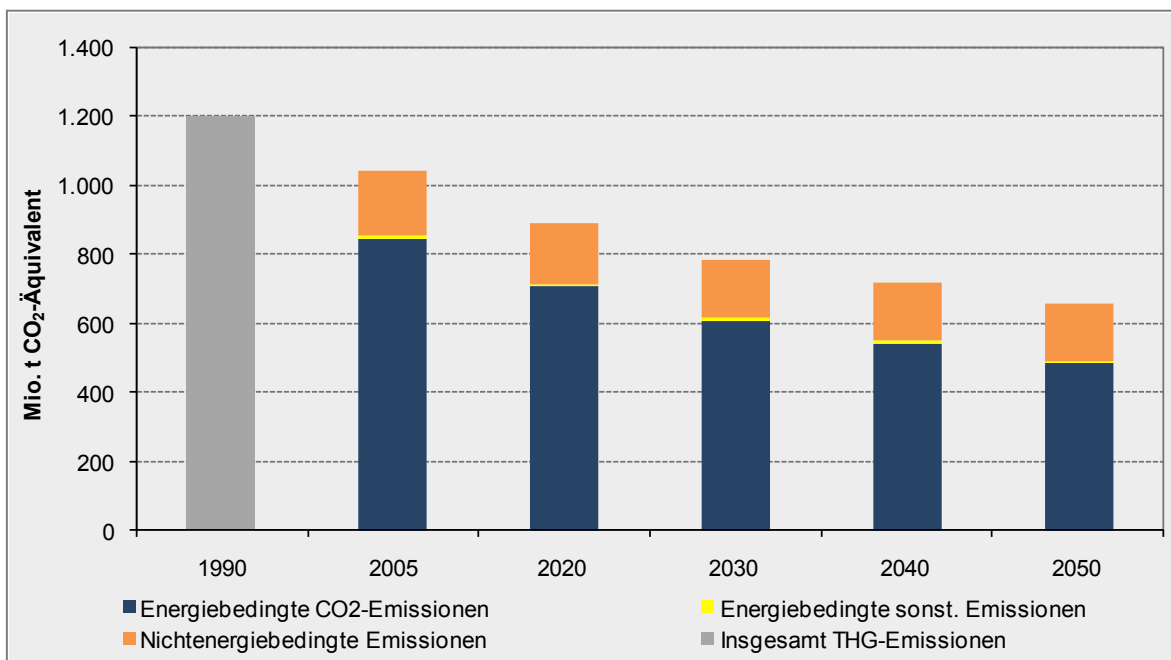
Obwohl im Referenzszenario der generelle Emissionsminderungstrend der Jahre 1990 bis 2005 – wenn auch mit einer insgesamt etwas geringeren Dynamik – fortgesetzt wird, wird das Ziel einer Emissionsminderung von 95 % gegenüber 1990 weit verfehlt.

Die Struktur der Emissionsbeiträge aus den verschiedenen Sektoren sowie der Blick auf die verschiedenen Treibhausgase zeigt, dass über das Referenzszenario hinausgehende Maßnahmen in allen Sektoren und bei allen Treibhausgasen notwendig sind, um das angestrebte Ziel zu erreichen.

Die Pro-Kopf-Emissionen im Referenzszenario (in der Variante „ohne CCS“ – die Werte in der Variante „mit CCS“ unterscheiden sich nur marginal) sinken von 12,5 t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 11,1 t CO₂ im Jahr 2005 bis 2030 auf Werte von 10,0 t CO₂-Äqu. bzw. 9,0 t CO₂ und erreichen im Jahr 2050 Werte von 9,1 t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 8,0 t CO₂. Unter Berücksichtigung der Entwicklung von 1990 bis 2005 wird damit für die Pro-Kopf-Emissionen eine Reduktion von 41 % erreicht.

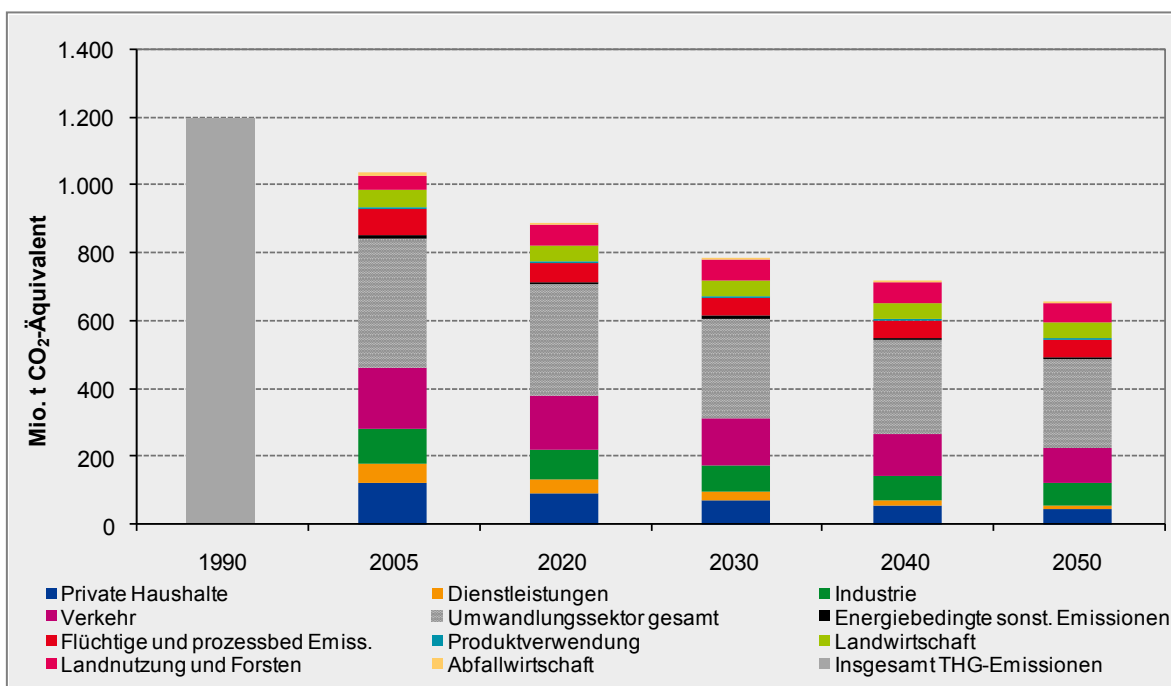
Die Berechnung der kumulierten Emissionen (ab 2005) führt für das Jahr 2030 zu einem Wert von 24 Mrd. t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 21,5 Mrd. t CO₂. Durch den im Referenzszenario nur leichten Emissionsrückgang in den Folgejahren ergibt sich bis zum Jahr 2050 noch ein Zuwachs von rund 14 Mrd. t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. knapp 13 Mrd. t CO₂, so dass die kumulierten Emissionen für den Gesamtzeitraum 2005 bis 2050 etwa 34 Mrd. t CO₂ bzw. 38 Mrd. t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) betragen. Damit ergibt sich für die bis 2030 emittierten Treibhausgasmengen ein Anteil von etwa 63 % der kumulierten Gesamtemissionen im Zeitraum 2005 bis 2050. Für den Szenarienstützpunkt 2020 liegt der entsprechende Anteil bei 40 %.

Abbildung 4.3-48: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Gasen, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



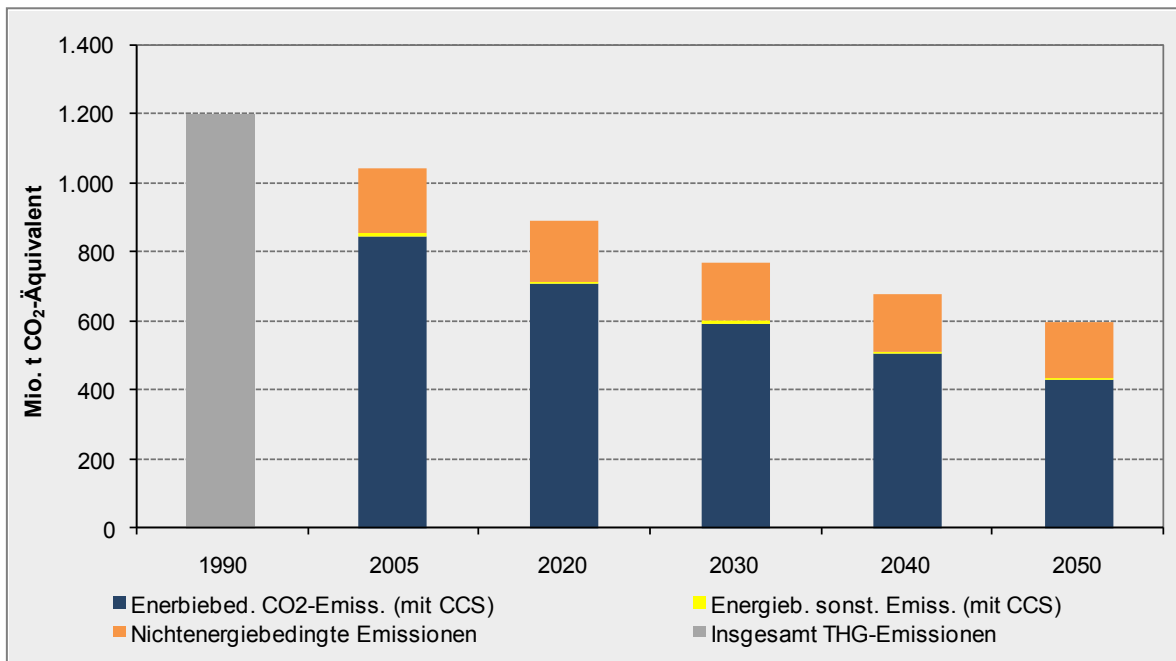
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 4.3-49: Szenario „Referenz“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



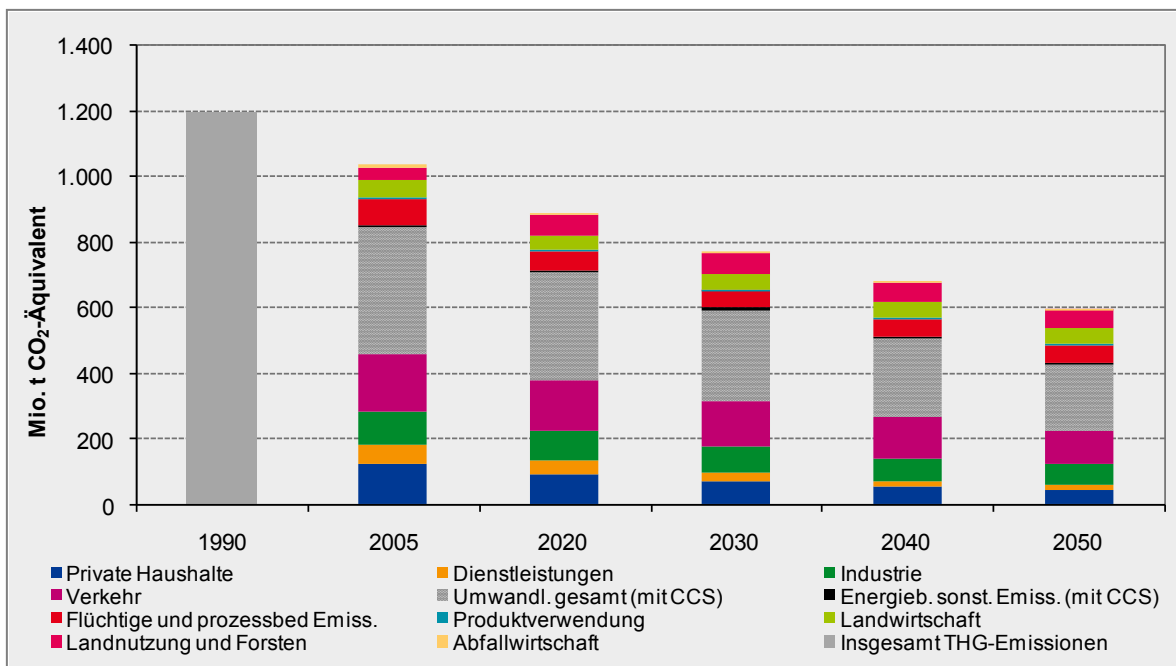
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 4.3-50: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Gasen, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 4.3-51: Szenario „Referenz“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen insgesamt nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

5 Szenario „Innovation“

5.1 Das Szenario im Überblick

Tabelle 5.1-1: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Innovationsszenarios, ohne CCS

		Innovationssz. (ohne CCS)				
	Einheit	2005	2020	2030	2040	2050
Ölpreis real (Preisbasis 2007)	USD (2007) / bbl	54	100	125	160	210
Preis für CO ₂ -Zertifikate real (Preisbasis 2007)	EUR (2007) / t	-	20	30	40	50
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland						
Bevölkerung	Mio.	82,5	79,8	78,6	76,0	72,2
Private Haushalte	Mio.	39,3	40,3	40,7	40,6	38,8
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	2.124	2.457	2.598	2.743	2.981
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd. EUR (2000)	430	521	537	551	578
PKW-Bestand	Mio.	45,5	48,5	48,7	47,8	45,8
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.084	1.101	1.087	1.052	998
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	563	779	876	953	1.047
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2005)						
Heizöl leicht	Cent(2005) / l	53,6	92,5	131,3	191,9	287,3
Erdgas	Cent(2005) / kWh	5,3	8,8	11,8	16,1	22,7
Strom	Cent(2005) / kWh	18,2	28,9	34,3	41,8	50,3
Normalbenzin	Cent(2005) / l	120,0	186,9	244,2	327,9	450,9
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2005)						
Heizöl leicht (Industrie)	EUR(2005) / t	499	884	1.244	1.802	2.694
Erdgas (Industrie)	Cent(2005) / kWh	2,5	5,1	7,0	10,0	14,6
Strom (Industrie)	Cent(2005) / kWh	6,8	13,2	15,6	19,5	23,9
Primärenergieverbrauch	PJ	13.532	9.936	7.680	6.294	5.766
Mineralöl	%	32,6	28,3	21,0	13,8	6,7
Gase	%	23,9	22,8	21,0	18,3	15,2
Steinkohle	%	12,9	14,9	10,6	5,2	1,0
Braunkohle	%	12,3	8,4	5,8	3,7	0,4
Kernenergie	%	12,3	3,3	0,0	0,0	0,0
Biomassen	%	3,1	11,0	20,9	26,6	29,8
Sonstige Erneuerbare	%	3,1	11,3	20,7	32,4	46,8
Endenergieverbrauch	PJ	9.208	7.144	5.596	4.546	3.857
Private Haushalte	%	29,7	28,0	26,2	22,4	17,2
Dienstleistungen	%	15,9	14,4	12,9	12,6	12,6
Industrie	%	26,3	24,8	24,9	26,4	29,8
Verkehr	%	28,1	32,8	36,1	38,6	40,4
Mineralölprodukte	%	41,2	36,8	26,9	17,8	9,4
Naturgase	%	27,0	23,9	20,4	19,4	19,9
Kohle	%	4,3	3,7	3,0	2,4	2,0
Strom	%	19,9	21,2	23,6	26,9	30,2
Fernwärme	%	3,3	3,2	2,9	2,5	1,9
Erneuerbare	%	4,3	11,3	23,2	31,0	36,6
Erneuerbare incl. Anteil Umwandlung	%	5,7	18,1	36,2	52,3	67,2
Nettostromerzeugung	TWh	583	485	428	403	405
Kernkraft	%	25,9	6,2	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	%	21,9	26,5	15,9	5,5	0,0
Braunkohle	%	26,1	17,7	11,6	5,7	0,0
Erdgas	%	11,5	10,2	10,9	7,0	2,8
Erneuerbare Energien	%	9,8	33,7	53,3	70,1	81,1
Sonstige	%	4,8	5,6	8,3	11,7	16,1
Effizienzindikatoren						
PEV pro Kopf	GJ / Kopf	164	125	98	83	80
BIP real 2000 / PEV	EUR / GJ	157	247	338	436	517
Industrieprod. / EEV Ind.	EUR / GJ	177	295	386	460	503
Personen-km. / EEV Pers-verk.	Pkm / GJ	576	669	813	968	1.124
Tonnen-km. / EEV Güterverk.	tkm / GJ	800	1.121	1.282	1.424	1.557
THG-Emissionen						
Insgesamt THG-Emissionen	Mio. t	1.031	709	447	276	157
Kumulierte THG-Emissionen ab 2005	Mio. t	1.031	14.924	20.620	24.066	26.083
Insgesamt CO ₂ -Emissionen	Mio. t	913	634	387	227	117
Kumulierte CO ₂ -Emissionen ab 2005	Mio. t	913	12.796	17.828	20.737	22.318
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	Mio. t	844	580	347	196	95
Energiebedingte THG-Emissionen	Mio. t	852	588	352	199	97
Sonstige THG-Emissionen	Mio. t	180	121	95	77	60
THG-Indikatoren						
THG-Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	485	289	172	101	53
CO ₂ -Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	430	258	149	83	39
Energiebed. THG-Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	401	239	136	73	32
THG-Emissionen / Einwohner	t / Kopf	12,5	8,9	5,7	3,6	2,2
CO ₂ -Emissionen / Einwohner	t / Kopf	11,1	7,9	4,9	3,0	1,6
Energiebed. THG-Emissionen / Einwohner	t / Kopf	10,3	7,4	4,5	2,6	1,3

Quelle: Prognos 2009

5.2 Allgemeine Szenarienannahmen

5.2.1 Szenariobeschreibung

Das Referenzszenario hat gezeigt, wie weit eine politische und technische Entwicklung führt, die vor allem auf stetige Effizienzsteigerungen bei bekannten Prozessen und Technologien setzt. Doch dabei gibt es physikalische Grenzen, und die politischen Rahmenbedingungen reichen nicht aus, um eine konsequente Entwicklung von neuen Prozesstechnologien, die Einführung neuer Verkehrslösungen sowie die Deckung der Energienachfrage hauptsächlich aus erneuerbaren Energien zu bewerkstelligen.

Dies sind Aufgaben für das Innovationszenario.

Definitionsgemäß geht es im Innovationsszenario darum, ein ambitioniertes Emissionsziel zu erreichen, ohne das System so weit zu verändern, dass man sich im Bereich der Utopie bewegen würde.

Ähnlichkeiten

Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass die Rahmendaten der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung ähnlich bleiben und sich die Welt gegenüber einer „Welt, wie wir sie kennen“ nicht zur Unkenntlichkeit verändert:

- Menschen leben immer noch in Häusern und nutzen den Individualverkehr, um ihr Mobilitätsbedürfnis zu erfüllen.
- Wirtschaft und Wertschöpfung wird weiterhin arbeitsteilig in verschiedenen Branchen und im weltweiten Austausch organisiert. Deutschland bleibt ein industrialisiertes Land mit Hightech-Anspruch.
- Informationstransfer wird mit Computern und über Netze bewerkstelligt.

Trends zur Globalisierung, zu hoher internationaler Mobilität und zur weiteren Entwicklung zur Dienstleistungsgesellschaft setzen sich ähnlich fort wie im Referenzszenario.

Veränderungen

Die ambitionierte Zielsetzung im Klimaschutz ist gesellschaftlich als überlebensnotwendig und anerkannt und genießt hohe Priorität. In Teilen wird sie als Chance zur Entwicklung neuer Märkte begriffen und genutzt. Deutschland als Hochtechnologieland mit guter Infrastruktur und einem gut ausgebildeten Fachkräftepotenzial kann hiervon profitieren.

Es wird davon ausgegangen, dass es einen internationalen Konsens zu gemeinsamen und verstärkten Klimaschutzanstrengungen gibt, der zu arbeitsteiliger Technologieentwicklung führt. Es wird davon ausgegangen, dass es ein weltweites völkerrechtlich verbindliches Abkommen über Klimaschutzverpflichtungen mit funktionierenden Instrumenten gibt. Dabei spielt der grenzüberschreitende Handel mit Emissionsrechten eine bedeutende Rolle. Außerdem wird angenommen, dass Kompensationssysteme verhindern, dass Entwicklungs- und Schwellenländer über Gebühr belastet und in ihren Entwicklungsmöglichkeiten eingeschränkt werden. Dies kann z. B. durch den Transfer von Effizienz- und

Regenerativtechnologien und/oder durch finanzielle Ausgleichszahlungen geschehen. Es wird angenommen, dass es keine oder nur sehr stark verringerte Leakage-Effekte gibt.

Alle Verbrauchssektoren müssen intensiv durch Effizienzmaßnahmen und z. T. starke technische Umstellungen zur Zielerreichung beitragen. Die Entlastung einzelner Sektoren und Branchen auf Kosten anderer ist weder ökonomisch noch ökologisch effizient.

Die technischen Umstellungen sind z. T. erheblich und führen etwa in den Jahren 2015 bis 2043 zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten, die letztlich vom Verbraucher oder vom Steuerzahler zu tragen sind. Die Umstellungen führen zum Umbau der Märkte, zu einer Verstärkung der Dienstleistungstendenz und zu leicht veränderten Branchenstrukturen.

Für die Umsetzung des Innovationsszenarios werden in den einzelnen Sektoren jeweils **strategische Maßnahmenbündel** unterstellt:

- Gebäude: Die Standards werden allmählich soweit verschärft, dass Neubauten und Sanierungen bereits ab 2020 auf Passivhausstandard erfolgen und der Heizenergiebedarf bis 2050 auf nahezu Null absinkt (Durchschnitt 5 kWh/m²a). Der gesamte Gebäudepark muss bis 2050 auf diese Standards gebracht werden. Dies bedeutet (mindestens) eine Verdoppelung der Sanierungsrate. Es dürfen nur noch energetische Sanierungen auf hohem Standard durchgeführt werden, da ansonsten das Ziel nicht zu erreichen ist. Für die Erzeugung von Raumwärme werden keine fossilen Heizenergieträger mehr genutzt. In Ausnahmefällen wird Gas in hocheffizienten Anwendungen (Brennstoffzellen, KWK, Wärmepumpen mit Kühlungsfunktion) [Prognos 2009] eingesetzt.
- Verkehr: Güterverkehr wird in signifikantem Umfang auf die Schiene verlagert (Erhöhung des Anteils der Schiene um knapp 10 Prozentpunkte). Hierbei wird zunächst keine flächendeckende neue Schieneninfrastruktur unterstellt, wohl aber Reaktivierungen und ein insgesamt besserer Zustand der Schieneninfrastruktur. Der höhere Anteil der Schiene am Güterverkehr wird vor allem durch verbesserte Auslastung und Netzregelung erreicht.
- Die individuelle Mobilität wird konsequent und strategisch auf (teilweise, mit Ziel einer vollen) Elektromobilität umgestellt. Dies wird durch Technologieeinführung mit den Zwischenstufen Hybrid, Plug-in-Hybrid umgesetzt.
- Im Straßengüterverkehr werden 2050 ausschließlich Biokraftstoffe eingesetzt, keine fossilen Kraftstoffe mehr. Dies ist eine strategische Setzung, die aus der in Kap. 2.5.2 diskutierten Alternativlosigkeit und Begrenzung der Biomassepotenziale resultiert. Die dazu notwendige Biomasse wird vorrangig in Deutschland produziert; in begrenztem Umfang werden Importe zugelassen, falls diese heimischen Potenziale nicht ausreichen. Dabei wird sicher gestellt, dass importierte Biomasse nachhaltig produziert wird (dies ist eine politisch-strategische Aufgabe).
- Industrie und Dienstleistungen produzieren u.a. die notwendigen Materialien und Techniken für die Veränderungen im Gebäude- und Verkehrsbereich. Die Sanierungstätigkeit wird verstärkt. Alle eingesetzten Materialien werden konsequent auf einen geringen Rohstoff- und Energieaufwand über die gesamte Prozesskette hin ausgerichtet. Bei Stromanwendungen und bei der Krafterzeugung gibt es eine „Zweite Effizienzrevolution“. Die deutlichen Veränderungen beim Bauen, im Fahr-

zeugbau und in der Materialproduktion bewirken entsprechende Veränderungen in der Branchenstruktur, die in Kapitel 5.3.3 ausführlicher dargestellt werden.

- In der Stromerzeugung werden erneuerbare Energien systematisch und strategisch ausgebaut. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien im Sonnengürtel der Erde und Import nach Europa wird ernsthaft verfolgt. Im Innovationsszenario wird nicht prioritär auf diese Option gesetzt, sie wird aber auch nicht ausgeschlossen.

5.2.2 Energie- und Klimaschutzpolitik

Der Umbau zu einer stark emissionsreduzierten Gesellschaft ist ein strategisches Politikziel. Deutschland und die EU-Staaten bleiben auch unter diesen Voraussetzungen im Kern hochtechnisierte, exportorientierte und von Ressourcenimporten abhängige Industrieländer.

Die Politik setzt jeweils sektoral effektive Rahmenbedingungen zur Umgestaltung der Märkte. Z. T. (beispielsweise im Gebäudesektor) greift striktes Ordnungsrecht mit hohen Vollzugsstandards. Dies wird von Instrumenten flankiert, die die Wirtschaftlichkeit für die Entscheider ermöglichen.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird mit dem Ziel der Vollversorgung gefördert. Die Mechanismen des Strommarkts werden so umgebaut, dass die Erneuerbaren reguläre Marktteilnehmer sind. Die Speicher- und Regelenenergiekapazitäten werden entsprechend ausgebaut.

Prioritär werden heimische erneuerbare Energieträger eingesetzt, deren Potenziale begrenzt sind (als quantitative Grenzen werden zunächst die Angaben von [Nitsch/DLR 2008] verwendet).

Es wird davon ausgegangen, dass Biomasse oder Biokraftstoffe bis 2050 nur in sehr begrenztem Maße importiert werden können, da der entsprechende Eigenbedarf aller Länder bei möglichst zu vermeidenden Flächenkonkurrenzen mit der Nahrungskette steigt. Ein heimisches Primärenergiepotenzial an Biomasse aus geeigneten Flächen und Reststoffen wird zunächst bei 1.200 PJ gesehen. Daher wird die Verwendung von Biomasse strategisch in die Produktion von Kraftstoffen gelenkt.

CCS ist eine Fallback-Option in der Stromerzeugung, falls der Ausbau der Erneuerbaren oder der Fortschritt der Effizienz nicht schnell genug voran kommt. Daher werden auch im Innovationsszenario zwei Varianten „mit CCS“ und „ohne CCS“ betrachtet.

5.2.3 Technologieentwicklungen

Insbesondere die neuen Schlüsseltechnologien werden systematisch in Richtung Energie- und Materialeffizienz entwickelt. Entsprechend technologische Zielsetzungen werden in die Pläne zur angewandten Forschungsförderung aufgenommen. An dieser Stelle kann und soll keine Technologieprognose gewagt werden. Vielmehr wird teilweise indikativ benannt, welche Technologien auf Basis bereits sichtbarer Forschungsergebnisse in einem

extremen Klimaschutzszenario förderlich sein könnten. Die genaue Ausgestaltung muss der Innovationsfähigkeit und Kreativität der Forschung und Industrie überlassen werden. Hier können allenfalls z. T. Kriterien genannt werden, denen die Technologien genügen müssen.

Im Einzelnen werden z. B. angenommen:

Gebäude

- weiter entwickelte Hochleistungsdämmstoffe, die einfach zu handhaben, nicht zu voluminös, dauerhaft und vor allem im Bestand nachzurüsten sind, um die hohen energetischen Sanierungsraten zu ermöglichen,
- „intelligente“ Fensterbeschichtungen mit schaltbaren und an die Umgebungsbedingungen anpassungsfähigen Gesamtenergiedurchlassgraden,
- neue Systeme zur verstärkten Tageslichtnutzung (z. B. Tageslichtlenkung, Lichtleiter, Konzentratoren etc.),
- Kühltechnologie auf Basis hocheffizienter Absorptions- und Adsorptionsprozesse sowie elektromagnetische Kühlung.

Geräte

- Ersatz von Reinigungsprozessen mit Lösemitteln, Wasser oder Dampf durch Reinigungs- und Desinfektionsprozesse mit UV-Licht oder katalytische/enzymatische Prozesse,
- miniaturisierte und „dezentrale“ Produktion (3D-Druck); Prozessenergieanwendungen „innerhalb“ der Werkstücke, nicht „außerhalb“ (z. B. konzentrierender Infrarotlaser),
- Magnetkühlschränke serienmäßig,
- wasserlose Waschmaschine, die Trockner überflüssig macht,
- weitere Miniaturisierung (z. B. Visoren statt Bildschirme).

Materialien

- neue spezifische energieeffiziente Materialien, insbesondere aus dem Bereich der Mikro- und Nanotechnologie und der Funktionskunststoffe,
- Ersatz von Stahl in statischen und elastischen Eigenschaften durch maßgeschneiderte Keramik- und Kompositwerkstoffe,
- mit spezifischen Werkstoffen „maßgeschneiderte“ Oberflächen, die Reibung bei mechanischen Prozessen und damit Kraftbedarf verringern,
- Verringerung des Einsatzes von strategischen Metallen durch neue Werkstoffe auf organochemischer Basis,

- Verringerung von Medikamentenmengen und Größenordnungen durch spezifische Carrier.

Prozesse

- zunehmende Anwendung katalytischer und biologischer Prozesse, vor allem in der Chemie, bei der Werkstoffherstellung, Oberflächenbearbeitung etc.,
- Einsatz von gezielten Infrarotlasern zur Erzeugung von „lokaler Prozesswärme“,
- Ersatz von Trocknungsprozessen,
- verstärkter Einsatz von Optoelektronik.

Energie

- Entwicklung hoch- und höchsteffizienter Stromspeicher, die den gesamten Größenklassenbereich von portablen Anwendungen über Fahrzeugbatterien bis zu Leistungen zur Ausregelung von mehreren GW umfassen,
- Entwicklung der Photovoltaik der dritten Generation (auf der Basis von organochemischen Materialien, z. B. Farbstoffen) in die Massenmarkttauglichkeit,
- Entwicklung von Elektroautos über mehrere Stufen in die breite Markteinführung,
- Entwicklung und Effektivierung von Produktionsprozessen künftiger maßgeschneiderter Biokraftstoffe auf der Basis eines breiten biogenen Ausgangsspektrums (z. B. biologischer Voraufschluss stark zellulosehaltiger Abfallstoffe).

Die hier genannten Technologien mögen zunächst spekulativ klingen. Es handelt sich aber um Entwicklungen aus der akademischen und industriellen Forschung, die alle bereits prototypische Phasen und Machbarkeitsstudien durchlaufen haben und deren Entwicklung zur Anwendungsreife für möglich gehalten wird [Prognos Technologiereports, MPI-Veröffentlichungen etc.]. Grundsätzlich sind bei einem langfristig orientierten Innovationsszenario spekulative Elemente nicht auszuschließen, sowohl auf der technologischen als auch auf der sozialen Ebene. Dies ist insbesondere verständlich, da das Referenzszenario gezeigt hat, dass das Klimaschutzziel im Rahmen der bisher bekannten Instrumente und Technologien nicht erreichbar scheint.

Grundsätzlich werden diese Technologieentwicklungen nicht als „Allheilmittel“ verstanden. Es muss vielmehr davon ausgegangen werden, dass neue Technologien auch neue Risiken beinhalten. Bei Bio- und Nanotechnologien gehören hierzu die Folgen unkontrollierter Freisetzung, unvorhersehbarer Gesundheitsrisiken und unvorhergesehener Einflüsse auf biologische und ökologische Wirkungsketten. Es wird unterstellt, dass die Technologien mit Augenmaß und Verantwortung weiter entwickelt werden und bei der Produktentwicklung (vom Labor bis zur Markteinführung) an strategischen Stellen Benchmarks, Technikfolgenabschätzungen und ethische Einschätzungen vorgenommen werden. Jede einzelne neue Technologie muss genau auf ihre Risiken und Nachhaltigkeit geprüft werden, bevor sie großtechnisch zum Einsatz kommt.

Auf die Innovationsfähigkeit und Problemlösungskompetenz einer Industriegesellschaft kann und muss angesichts der Herausforderungen des Klimaschutzes gesetzt werden. Denn mit bislang verfügbaren Techniken ist das ambitionierte Ziel nicht zu erreichen.

5.3 Ergebnisse

5.3.1 Energieverbrauch der privaten Haushalte

5.3.1.1 Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme

5.3.1.1.1 Entwicklung von Wohnflächen und Beheizungsstruktur

Grundsätzlich wird im Innovationsszenario eine mit dem Referenzszenario identische Entwicklung der Wohngebäude und Wohnflächen zu Grunde gelegt. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich bei der Beheizungsstruktur. Die Entwicklung der Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten gemäß dem Innovationsszenario ist in Tabelle 5.3-1 dargestellt. Ab 2015 werden in Wohnungsneubauten keine Öl-, Kohle- oder Stromdirektheizungen mehr eingebaut.

Gas verliert an Bedeutung. Im Jahr 2050 werden nur noch rund 30 % der Wohnfläche in neu erstellten Gebäuden mit Gas beheizt. Dazu werden vorwiegend Gas-Brennstoffzellen basierte Heizanlagen eingesetzt (Anteil ~75 %). Die konventionellen Gas-Niedertemperatur- oder Brennwertheizungen spielen kaum noch eine Rolle. Die Anteile der mit Gas betriebenen Wärmepumpen, Mini- und Mikro-BHKW sind kleiner als 5 %. Teilweise wird Erdgas durch Biogas ersetzt, der Anteil von Biogas am Gasverbrauch beläuft sich auf knapp 8 %. Diese Fälle kommen z. B. in ländlichen Gegenden vor, wo gleichzeitig Biogas effizient für Produktionszwecke genutzt wird. Wegen der Begrenztheit der Bioenergiepotenziale ist der Einsatz von Biogas im Sektor der privaten Haushalte aber keine Strategie, sondern eine Ausnahme.

Der Einsatz von Holz in Wohnungsneubauten steigt bis etwa 2020 noch deutlich an und stagniert dann. Dies ist unter anderem auf die zunehmende Nutzungskonkurrenz um die Ressource Holz zurückzuführen. Wir nehmen an, dass Holz ab ca. 2020 effizient in Prozessen zur Erzeugung von Biotreibstoffen der zweiten Generation eingesetzt werden kann.

Tabelle 5.3-1: Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2005 – 2050, in % der neuen Wohnfläche

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Ein- und Zweifamilienhäuser						
Fernwärme	3,9%	0,8%	0,9%	1,1%	1,1%	
Öl	12,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Gas	74,2%	43,3%	31,0%	26,3%	25,0%	
Kohle	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	2,9%	15,1%	16,1%	16,6%	16,6%	
Strom (ohne WP)	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
el. Wärmepumpen	4,3%	35,6%	38,9%	33,9%	33,6%	
Solar	0,3%	5,2%	13,1%	22,1%	23,7%	
Drei- und Mehrfamilienhäuser						
Fernwärme	20,0%	20,0%	20,9%	22,0%	23,0%	
Öl	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Gas	62,3%	62,3%	52,3%	43,8%	37,0%	
Kohle	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	5,7%	5,7%	6,4%	6,4%	6,4%	
Strom (ohne WP)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
el. Wärmepumpen	9,0%	9,0%	13,9%	18,8%	23,5%	
Solar	3,0%	3,0%	6,5%	9,0%	10,0%	
Nichtwohngebäude						
Fernwärme	20,2%	20,2%	21,2%	22,4%	23,3%	
Öl	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Gas	62,3%	62,3%	52,8%	44,4%	37,8%	
Kohle	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	5,5%	5,5%	6,0%	6,0%	6,3%	
Strom (ohne WP)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
el. Wärmepumpen	9,0%	9,0%	13,5%	18,2%	22,6%	
Solar	2,9%	2,9%	6,4%	8,9%	10,1%	
Alle Gebäude						
Fernwärme	5,4%	5,4%	5,4%	5,7%	5,9%	
Öl	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Gas	47,8%	47,8%	35,8%	30,2%	27,7%	
Kohle	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Holz	12,8%	12,8%	13,9%	14,3%	14,4%	
Strom (ohne WP)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
el. Wärmepumpen	29,3%	29,3%	33,3%	30,6%	31,4%	
Solar	4,7%	4,7%	11,7%	19,2%	20,6%	

Quelle: Prognos 2009

Neben dem Neubau ist die Substitution alter durch neue Heizanlagen im Wohnungsbestand von großer Bedeutung für die Veränderung der Beheizungsstruktur. Die Substitutionsrate ist im Innovationszenario höher als im Referenzszenario. Substitutionsgewinner sind die solare Strahlung und die Umgebungswärme, meist in Kombination mit einem Langzeitspeicher. KWK und Fernwärme verlieren längerfristig an Attraktivität, da die Nachfrage nach Wärme deutlich abnimmt.

Am Ende des Betrachtungszeitraums sind Öl-, Kohle- und elektrische Widerstandsheizungen beinahe vollständig verdrängt, ihr Anteil an der beheizten Wohnfläche sinkt auf 0,5 % (Tabelle 5.3-2). Die mit Gas beheizte Wohnfläche verringert sich ab dem Jahr 2010 und ist im Jahr 2050 nur noch rund halb so groß wie im Jahr 2005.

Der größte Zuwachs in Bezug auf die versorgte Wohnfläche ergibt sich für die Solaranlagen. Die mit Solarstrahlung beheizte Wohnfläche weitet sich von 2 Mio. m² im Jahr 2005 auf beinahe über 1.200 Mio. m² im Jahr 2050 aus. Rund 80 % des Zuwachses entfallen

auf Ein- und Zweifamilienhäuser. Mit einem Anteil von über 34 % an der beheizten Wohnfläche werden Solaranlagen zum wichtigsten Heizsystem (Tabelle 5.3-2). Einen höheren Anteil zu unterstellen wäre wenig realistisch, da die Solarnutzung eine geeignete Dachflächenausrichtung (Südost bis Südwest) voraussetzt, die im Durchschnitt nur bei ca. 25 % der Gebäude gegeben ist (falls die Ausrichtungen gleich verteilt sind). Bei Flachdächern sind Aufständermöglichkeiten gegeben, was die Durchdringungsoptionen erhöht. Darüber hinaus kann Solarheizung bei Ein- und Zweifamiliengebäuden aufgrund des Verhältnisses von Dachfläche zu Wohnfläche gut funktionieren; bei mehrstöckigen Gebäuden reicht im allgemeinen die Dachfläche nicht mehr aus, um ein Vielfaches an Wohnfläche mit Heizwärme und Warmwasser zu versorgen.

Die holzbeheizte Wohnfläche wird im Betrachtungszeitraum um 450 Mio. m² ausgeweitet, die mit elektrischen Wärmepumpen beheizte um 416 Mio. m² und die mit Fernwärme beheizte um 213 Mio. m².

Tabelle 5.3-2: Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes 2005 – 2050, in Mio. m² (bewohnte Wohnungen)

		Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Alle Wohnungen					
Fernwärme	307	381	441	486	524
Öl	1.082	833	569	288	13
Gas	1.537	1.500	1.309	1.078	842
Kohle	60	36	25	12	1
Holz	41	160	279	391	494
Elektroheizungen ohne WP	175	133	91	46	2
Wärmepumpen	18	142	248	348	440
Solar	2	300	621	926	1.207
Gesamt Wohnungsbestand	3.223	3.484	3.582	3.574	3.524
darunter Ein- / Zweifamilienhäuser					
Fernwärme	49	94	135	172	205
Öl	761	585	399	202	9
Gas	867	803	634	448	262
Kohle	33	21	14	7	0
Holz	29	134	239	339	430
Strom (ohne WP)	100	76	52	26	1
Wärmepumpen	15	119	208	292	369
Solar	1	237	491	733	957
Gesamt Ein- / Zweifamilienhäuser	1.856	2.069	2.171	2.220	2.235

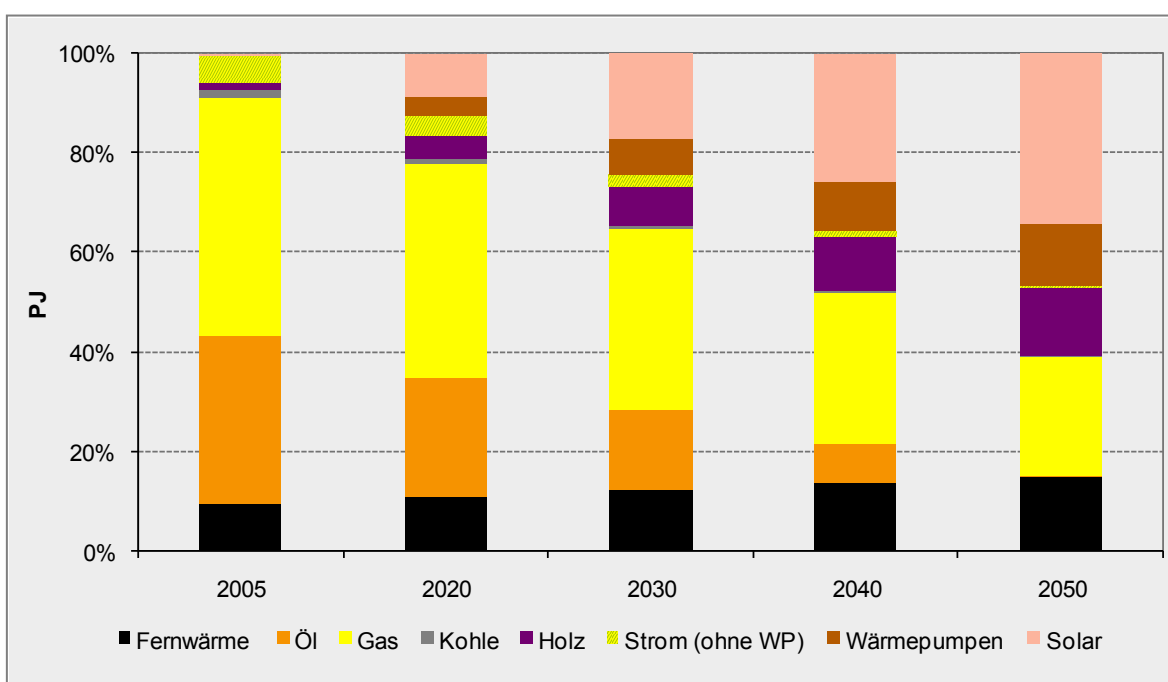
Quelle: Prognos 2009

Tabelle 5.3-3: Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in % (bewohnte Wohnungen)

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fernwärme	9,5%	10,9%	12,3%	13,6%	14,9%	
Öl	33,6%	23,9%	15,9%	8,0%	0,4%	
Gas	47,7%	43,0%	36,6%	30,1%	23,9%	
Kohle	1,9%	1,0%	0,7%	0,3%	0,0%	
Holz	1,3%	4,6%	7,8%	10,9%	14,0%	
Strom (ohne WP)	5,4%	3,8%	2,5%	1,3%	0,1%	
Wärmepumpen	0,5%	4,1%	6,9%	9,7%	12,5%	
Solar	0,1%	8,6%	17,3%	25,9%	34,3%	
Gesamt Wohnflächebestand	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-1: Szenario „Innovation“: Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in % (bewohnte Wohnungen)



Quelle: Prognos 2009

5.3.1.1.2 Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen

Bei den Wohnungsneubauten wird im Innovationsszenario gegenüber dem Referenzszenario von einer schnelleren und stärkeren Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs ausgegangen. Bereits ab 2020 wird bei den Neubauten der Passivhausstandard mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15 kWh/m² erreicht. Danach sinkt der Jahresheizwärmebedarf bei Neubauten weiter in Richtung Null-Energiehaus. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass auch bei einem Null-Energiehaus nicht garantiert werden kann, dass der Raumwärmebedarf im Durchschnitt in allen Witterungssituationen verschwindet. Im Kon-

zept des Nullenergiehauses werden verschiedene Bedarfs- und Erzeugungsoptionen bilanziert. Bei der hier angewendeten strikten Betrachtung muss aus physikalischen Gründen ein Rest an Raumwärmebedarf verbleiben. Im Jahr 2050 wird ein spezifischer Bedarfswert von (durchschnittlich) rund 5 kWh/m² erreicht.

Um das Emissionsziel zu erreichen, müssen zudem die Sanierungsrate und die Sanierungseffizienz gegenüber der Referenzentwicklung deutlich erhöht werden. Die Sanierungsrate wird in der Berechnung auf über 2 % p.a. angehoben (Tabelle 5.3-4). Folglich wird im Betrachtungszeitraum jedes Gebäude mit Baualter vor 2005 mindestens einmal energetisch saniert.

Durch die Sanierungsmaßnahmen soll ein Raumwärmebedarf erreicht werden, der demjenigen von Neubauten (in 2050 ebenfalls 5 kWh/m²a) entspricht. Da dies nicht als durchwegs erreichbar angenommen werden kann, wird der Durchschnitt insbesondere bei der Sanierung älterer Gebäude, als konservative Annahme, für die Rechnungen geringfügig höher angesetzt (ca. 10 kWh/m²a). Dies hat zur Folge, dass die Sanierungseffizienz, die Verbesserung des Heizenergiebedarfs je Sanierungsfall, gegen 90 % ansteigt. Dies kann nur mit einer verordneten Bauteilsanierung erreicht werden: wird an einem Gebäude ein Bauteil ersetzt, soll stets das energetisch beste Teil eingebaut werden. Eine solche gesetzliche Regelung muss dann auch strikt vollzogen werden. Damit solche anspruchsvollen Sanierungen flächendeckend umgesetzt werden können, ist es notwendig, dass extrem leistungsfähige (und damit dünne) Dämmstoffe entwickelt werden, die langlebig und einfach in der Handhabung sind, ggf. auch für Innendämmung geeignet, und für komplizierte Architekturen und technische Anforderungen Lösungen bieten.

Tabelle 5.3-4: Szenario „Innovation“: Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudealter, in % p.a.

Gebäudealter Jahrgang	Innovationsszenario									
	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Ein- und Zweifamilienhäuser										
bis 1918	3,2%	2,7%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1919-1948	3,2%	2,7%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1949-1968	3,2%	2,7%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1969-1978	2,1%	1,8%	1,5%	2,0%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1979-1987	1,6%	1,3%	1,1%	1,5%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1987-1991	0,6%	1,1%	0,9%	1,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1992-1995	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	0,9%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1996-1997	0,0%	0,2%	0,2%	0,3%	0,5%	0,9%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
1998-2000	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,9%	2,3%	2,3%	2,3%
2001-2005		0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	0,5%	0,9%	2,3%	2,3%	2,3%
2006-2010			0,0%	0,2%	0,4%	0,4%	0,5%	0,9%	2,3%	2,3%
2011-2015				0,1%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,9%	2,3%
2016-2020					0,1%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,9%
2021-2025						0,1%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%
2026-2030							0,1%	0,3%	0,4%	0,4%
2031-2035								0,1%	0,3%	0,4%
2036-2040									0,1%	0,3%
2041-2046										0,1%
Mehrfamilienhäuser / NWG										
bis 1918	3,2%	2,2%	2,6%	1,8%	1,3%	1,3%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
1919-1948	3,2%	2,2%	2,6%	1,8%	1,3%	1,3%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
1949-1968	3,2%	2,2%	2,6%	1,8%	1,3%	1,3%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%
1969-1978	2,5%	2,2%	2,7%	2,8%	2,3%	2,3%	1,8%	1,8%	0,9%	0,9%
1979-1987	2,1%	1,8%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	1,8%	1,8%	1,8%	0,9%
1987-1991	1,9%	1,6%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
1992-1995	0,1%	0,7%	2,0%	2,1%	2,2%	2,3%	2,2%	2,2%	1,8%	1,8%
1996-1997	0,1%	0,7%	2,0%	2,1%	2,2%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	1,8%
1998-2000	0,0%	0,1%	1,1%	2,0%	2,1%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
2001-2005		0,1%	1,1%	2,0%	2,1%	2,2%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%
2006-2010			0,1%	1,2%	2,0%	2,1%	2,3%	2,4%	2,2%	2,2%
2011-2015				0,1%	1,2%	2,0%	2,1%	2,3%	2,4%	2,2%
2016-2020					0,1%	1,2%	2,1%	2,1%	2,3%	2,4%
2021-2025						0,1%	1,2%	2,1%	2,1%	2,3%
2026-2030							0,1%	1,2%	2,1%	2,1%
2031-2035								0,1%	1,2%	2,1%
2036-2040									0,1%	1,2%
2041-2046										0,1%

Quelle: Prognos 2009

Als Folge der hohen Sanierungseffizienzen und Sanierungsraten sowie der strengen Anforderungen an die Neubauten verringert sich der spezifische Raumwärmebedarf des Wohnungsbestandes im Betrachtungszeitraum um über 85 % (Tabelle 5.3-5). Die forcierte Substitution in Richtung Heizanlagen mit hohem Wirkungsgrad (Wärmepumpen, Solaranlagen) hebt den durchschnittlichen Anlagennutzungsgrad auf 111 %. Der spezifische Endenergieverbrauch reduziert sich im Betrachtungszeitraum um knapp 90 %.

Tabelle 5.3-5: Szenario „Innovation“: mittlerer spezifischer Raumwärmebedarf, Nutzungsgrad und Endenergieverbrauch des Wohngebäudebestandes 2005 – 2050

	Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050
Heizenergiebedarf (MJ/m2)	473	333	229	141	67
Nutzungsgrad %	83	94	102	107	111
Endenergieverbrauch (MJ/m2)	573	353	224	132	61

Quelle: Prognos 2009

Insgesamt verringert sich im Innovationsszenario der Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme zwischen 2005 und 2050 um 86 %. Die jährliche Erhöhung der Energieproduktivität steigt an von anfänglich 1 % auf über 6 % gegen Ende des Betrachtungszeitraums, die durchschnittliche jährliche Effizienzsteigerung beläuft sich auf 4,3 %. Bei den in Tabelle 5.3-6 ausgewiesenen Endenergieverbräuchen zur Erzeugung von Raumwärme handelt es sich um witterungsneutrale Werte, bei denen die Klimaerwärmung um 1,75 °C bis 2050 berücksichtigt ist.

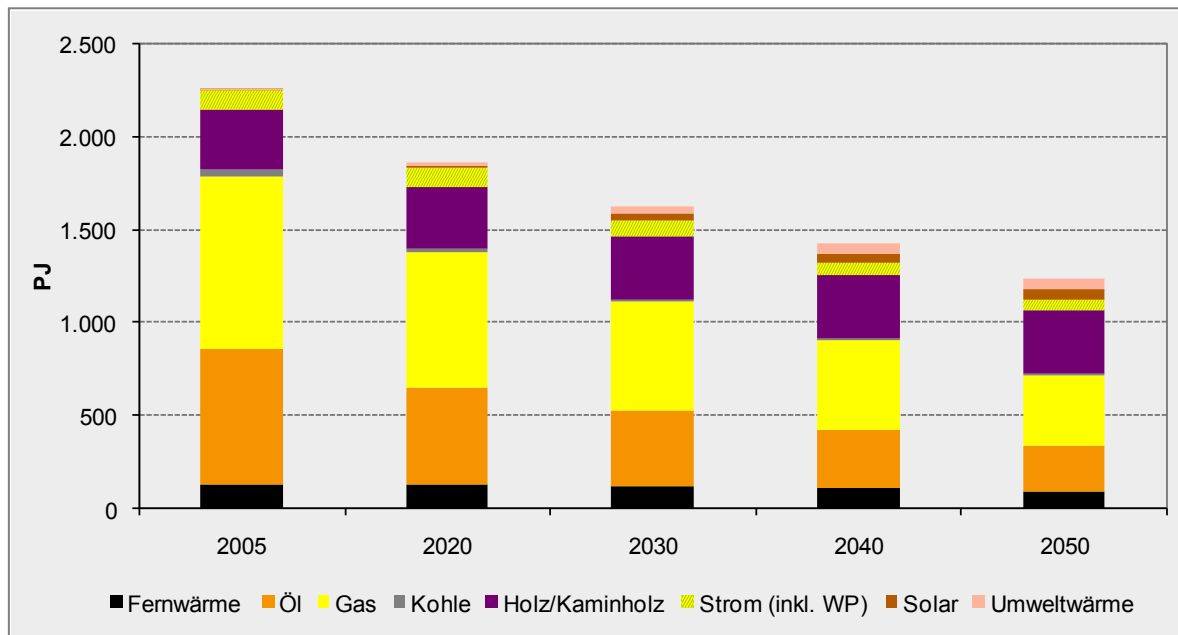
Im Jahr 2050 ist die Solarstrahlung mit einem Anteil von 26 % der wichtigste Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme. Von großer Bedeutung ist auch das Holz (inkl. Kaminholz) mit einem Anteil von 21 %. Auf Strom entfallen rund 7 %.

Tabelle 5.3-6: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2005 – 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
witterungsbereinigt						
Fernwärme	137	124	101	72	38	
Öl	730	360	157	47	1	
Gas	919	567	298	141	49	
Kohle	38	17	8	2	0	
Holz	177	184	164	121	66	
Elektroheizungen ohne WP	74	42	21	7	0	
elektrische Wärmepumpen	3	11	12	10	6	
Solar	1	87	149	135	83	
Umweltwärme	4	36	54	49	31	
+ Kaminholz	149	115	81	50	23	
+ Strom Direktheizung	15	11	6	2	0	
+ Strom Hilfsenergie	21	21	19	17	16	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.268	1.573	1.070	653	315	
nicht witterungsbereinigt						
Gesamt Endenergieverbrauch	2.145	1.458	989	603	291	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-2: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

5.3.1.2 Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser

Die Fortschreibung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung beruht auf folgenden Annahmen:

- Die herkömmlichen zentralen Warmwassersysteme auf Basis von Fernwärme, Öl, Gas, Kohle und Holz und dezentrale Öl- und Gasanlagen verschwinden fast vollständig aus dem Bestand.
- Solaranlagen werden zum wichtigsten Erzeugungssystem. Der Marktanteil der Solaranlagen steigt von 3 % im Jahr 2005 auf 56 % im Jahr 2050. Hierzu gilt das bereits im vorherigen Abschnitt Gesagte.
- Elektrobetriebene Warmwasseranlagen inklusive der Wärmepumpen gewinnen ebenfalls leicht hinzu, ihr Anteil steigt im Betrachtungszeitraum von 27 % auf 43 %.

Tabelle 5.3-7: Szenario „Innovation“: Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in Mio. Personen

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Warmwasserversorgung durch Zentrale heizungsgekop. Systeme						
Fernwärme	7,0	5,0	3,1	0,7	0,0	
Öl	16,9	8,6	3,4	2,2	0,2	
Gas	27,7	17,6	9,3	3,2	0,9	
Kohle	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	
Holz	0,2	1,2	1,7	0,1	0,1	
Zentrale ungekoppelte Systeme						
Solar*	2,6	10,5	21,6	31,8	40,2	
Wärmepumpen	1,0	4,8	7,4	9,1	10,0	
Dezentrale Systeme						
Strom	21,2	29,2	31,9	28,9	20,9	
Gas	4,1	2,3	0,0	0,0	0,0	
Gesamt versorgte Personen	81,0	79,5	78,5	76,1	72,4	
ohne eigene Warmwasserversorgung	1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	

*umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

Tabelle 5.3-8: Szenario „Innovation“: Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2005 – 2050, in %

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Zentrale heizungsgekop. Systeme						
Fernwärme	78	81	83	84	86	
Öl	63	72	77	81	84	
Gas	69	81	90	98	103	
Kohle	52	56	58	61	64	
Holz	57	63	64	66	67	
Zentrale ungekoppelte Systeme						
Solar*	100	100	100	100	100	
Wärmepumpen	206	221	231	241	251	
Dezentrale Systeme						
Strom	92	92	92	92	92	
Gas	73	77	79	79	79	
Insgesamt Warmwasserversorgung	74	89	97	103	106	

*umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

Aufgrund des höheren Anteils an elektrischen Wärmepumpen liegt im Innovationsszenario der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad der Warmwasseranlagen im Jahr 2050 mit 106 % höher als im Referenzszenario (Tabelle 5.3-8).

Die beiden Szenarien unterscheiden sich ebenfalls in Bezug auf die nachgefragte Warmwassermenge. Im Innovationsszenario wird von einer Reduktion des Warmwasserverbrauchs pro Kopf auf knapp 40 l/Tag ausgegangen. Dies wird erreicht durch wassersparende Armaturen, die den Wasserdurchfluss reduzieren.

Darüber hinaus wird im Innovationsszenario von einer verstärkten Umlagerung ausgegangen: Das von Waschmaschinen und Geschirrspülern benötigte Warmwasser wird weitgehend durch die zentrale Warmwasserversorgung bereit gestellt und nicht durch Elektroheizungen in den Geräten selbst erzeugt. Dadurch verschiebt sich ein Teil des Energieverbrauchs von Elektrogeräten hin zum Energieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser (+7 PJ im Jahr 2050).

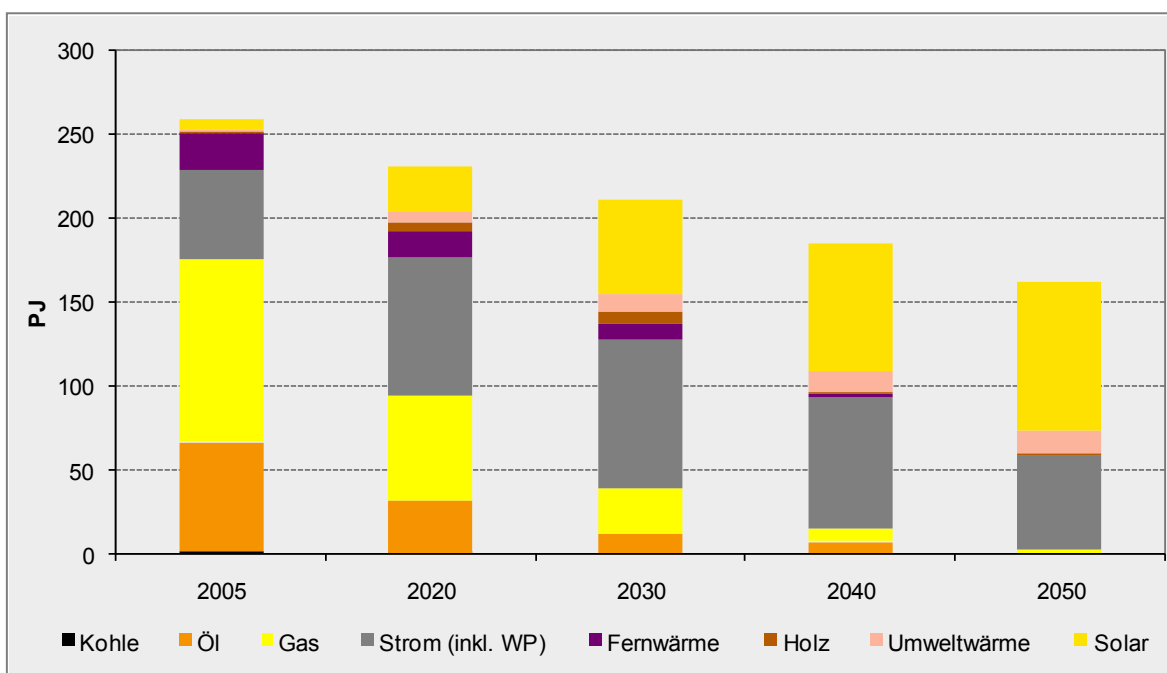
Aufgrund des stärkeren Anstiegs des Wirkungsgrades der Warmwasseranlagen und des Rückgangs der nachgefragten Warmwassermenge verringert sich der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser im Innovationsszenario stärker als im Referenzszenario. Im Betrachtungszeitraum nimmt der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser um 37 % ab (Tabelle 5.3-9).

Tabelle 5.3-9: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fernwärme	21,8	15,8	9,6	2,1	0,0	
Öl	64,8	30,4	11,5	6,5	0,4	
Gas	109,1	62,5	26,8	7,9	2,0	
Kohle	1,5	0,7	0,4	0,4	0,0	
Holz	0,9	5,0	6,7	0,3	0,2	
Strom (inkl. WP)	53,0	82,1	88,5	78,3	56,4	
Zwischensumme	251,0	196,5	143,4	95,4	59,1	
Solar	6,3	26,6	55,7	76,1	89,4	
Umweltwärme	1,3	6,7	10,8	12,8	13,4	
Gesamt Endenergieverbrauch WW	258,6	229,8	209,9	184,3	161,9	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-3: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

5.3.1.3 Endenergieverbrauch für das Kochen

Im Innovationsszenario wird von einer rascheren Marktdurchdringung mit Elektro-Induktionsherden ausgegangen. Dadurch sinkt der spezifische Verbrauch etwas rascher als im Referenzszenario. Da in Bezug auf die demografische Entwicklung, den Verlauf der Ausstattungsgrade, die Verteilung auf die Kochherdtypen und das Nutzerverhalten von identischen Annahmen ausgegangen wird, unterscheiden sich die beiden Szenarien im Energieverbrauch für das Kochen nicht wesentlich.

Insgesamt liegt der Energieverbrauch für das Kochen im Jahr 2050 mit 32 PJ um rund 46 % niedriger als im Jahr 2005 (Tabelle 5.3-10). 85 % des Energieverbrauchs entfallen auf Elektroherde, der Rest auf Gasherde.

Tabelle 5.3-10: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für das Kochen 2005 – 2050

		Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Ausstattungsgrad mit Kochherden, in %	99,0%	98,0%	97,0%	96,0%	95,0%
Elektroherd	79,4%	82,9%	83,9%	84,4%	84,2%
Gasherd	18,7%	14,9%	13,1%	11,6%	10,8%
Holzherd /Kohleherd	0,8%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Genutzte Geräte, in Mio.					
Elektroherd	31,2	33,5	34,1	34,4	32,8
Gasherd	7,4	6,0	5,3	4,7	4,2
Holzherd/Kohleherd	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0
Spezifischer Verbrauch, in kWh pro Gerät und Jahr					
Elektroherd	383,2	327,0	283,6	250,4	230,7
Gasherd	576,4	477,3	405,8	351,2	317,1
Holzherd /Kohleherd	622,8	617,0	591,1	548,7	531,4
Endenergieverbrauch, in PJ					
Elektroherd	43,0	39,4	34,8	31,0	27,2
Gasherd	15,3	10,4	7,8	6,0	4,8
Holzherd/Kohleherd	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0
Gesamt Endenergieverbrauch	59,0	49,9	42,7	37,0	32,1

Quelle: Prognos 2009

5.3.1.4 Stromverbrauch der Elektrogeräte

Im Innovationsszenario werden die Potenziale zur Steigerung der technischen Energieeffizienz etwas besser ausgenutzt als im Referenzszenario, insbesondere in den Bereichen Kühlen und Gefrieren sowie Waschen und Trocknen. Dadurch senken sich die entsprechenden mittleren spezifischen Geräteverbräuche stärker ab (Tabelle 5.3-11).

Die höhere Effizienzsteigerung wird unter anderem durch eine starke Marktdurchdringung mit wasserfreien Waschmaschinen, die keinen Trockner mehr benötigen und mit Magnet-Stromkühlschränken erreicht. Eine gewisse Bedeutung hat auch die Miniaturisierung von Geräten, beispielsweise die Verwendung von Visoren anstelle von Bildschirmen.

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)

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Licht	281	125	105	42	33	
Kühlschrank	256	191	126	92	70	
Kühl-Gefrier-Gerät	329	229	145	102	79	
Gefrier-Gerät	299	218	152	114	89	
Waschmaschine	223	163	113	76	42	
Waschtrockner	613	480	340	232	147	
Wäschetrockner	298	227	173	129	90	
Geschirrspüler	243	200	176	153	133	
Farb-TV	162	207	148	94	79	
Radio-HiFi	51	48	46	44	42	
Video / DVD	40	8	8	8	8	
Bügeleisen	25	24	23	22	20	
Staubsauger	24	23	22	21	20	
Kaffeemaschine	85	85	68	68	68	
Toaster	25	24	23	22	20	
Fön	25	24	23	22	20	
Dunstabzugshaube	45	43	41	39	37	
Mikrowelle	35	33	32	30	29	
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	196	84	62	62	62	
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	28	21	20	17	17	

Quelle: Prognos 2009

In Bezug auf die Zahl der Elektrogeräte unterscheiden sich die beiden Szenarien nicht, es wird von einer identischen Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung und von identischen Ausstattungsgraden ausgegangen. Eine Ausnahme bildet die Entwicklung der Klimageräte. Im Innovationsszenario wird die Nachfrage nach Klimatisierung durch einen stärkeren Einsatz bautechnischer Maßnahmen, beispielsweise durch bessere Gebäudedämmung oder wassergekühlte Baukerne, gedämpft. Zudem werden vermehrt solare Kühlsysteme mit Hochleistungskollektoren eingesetzt. Dadurch steigt der Stromverbrauch zur Raumklimatisierung weniger stark an als im Referenzszenario.

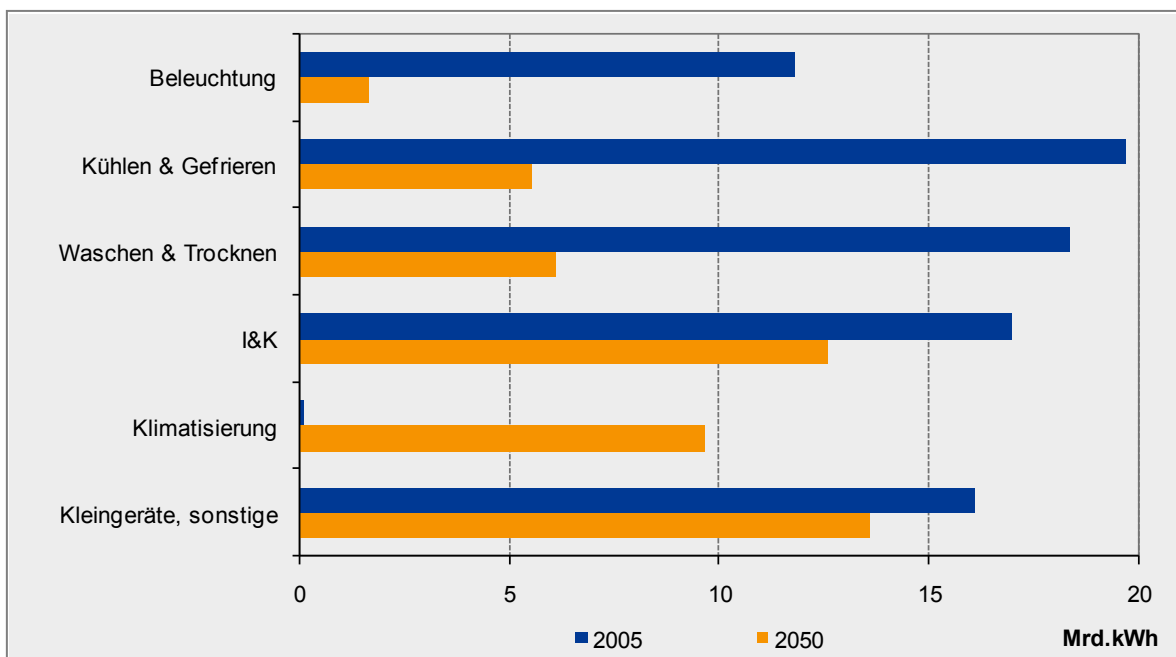
Insgesamt reduziert sich der Stromverbrauch von Elektrogeräten und Klimatisierung innerhalb des Referenzzeitraumes um 41 % und beläuft sich im Jahr 2050 auf 49 TWh (Tabelle 5.3-12). Der größte Rückgang zeigt sich im Bereich Kühlen und Gefrieren mit einer Verbrauchsreduktion von 14 TWh (-71 %; Abbildung 5.3-4). Der Verbrauch für das Waschen und Trocknen verringert sich im Betrachtungszeitraum um 12 TWh. Der Stromverbrauch zur Raumklimatisierung steigt bis ins Jahr 2050 auf knapp 10 TWh. Dadurch werden am Ende des Betrachtungszeitraums rund 20 % des Stromverbrauchs der privaten Haushalte für die Raumklimatisierung eingesetzt.

Tabelle 5.3-12: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten 2005 – 2050, in Mrd. kWh

	2005	Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050
Licht	11,2	5,2	4,4	1,8	1,3
Kühlschrank	7,6	5,1	3,2	1,9	1,2
Kühl-Gefrier-Gerät	4,2	3,6	2,4	2,0	1,6
Gefrier-Gerät	7,9	6,3	4,5	3,4	2,7
Waschmaschine	7,1	4,1	1,7	0,8	0,3
Wäschetrockner	1,8	2,8	3,2	3,7	3,0
Wäschetrockner	4,1	3,3	2,4	1,4	0,7
Geschirrspüler	5,3	4,7	2,8	2,4	2,1
TV	7,0	9,8	7,4	4,9	4,2
Radio-HiFi	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5
Video / DVD	1,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Bügeleisen	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7
Staubsauger	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7
Kaffeemaschine	3,1	3,2	2,6	2,6	2,4
Toaster	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7
Fön	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
Dunstabzugshaube	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0
Mikrowelle	0,9	1,1	1,1	1,1	1,0
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	6,8	6,7	5,7	6,3	6,6
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3
Klimatisierung	0,0	1,9	4,5	6,9	9,7
Sonstige Verbräuche	7,7	8,9	9,4	7,9	6,4
Gesamt Endenergieverbrauch	83,0	73,5	62,2	53,5	49,1

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-4: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in Mrd. kWh



Quelle: Prognos 2009

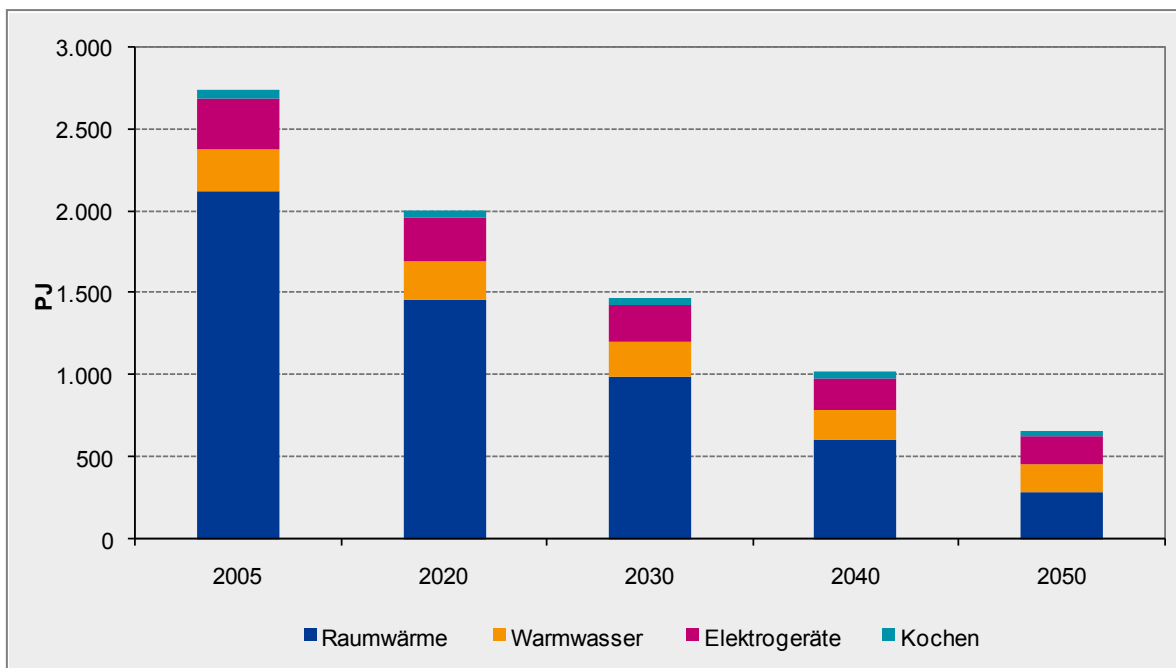
5.3.1.5 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

Die grundsätzlichen Rahmendaten bezüglich Bevölkerung, Flächen und Wohnungszahlen verändern sich nicht.

Im Innovationsszenario verringert sich der Energieverbrauch der privaten Haushalte von 2.735 PJ im Jahr 2007 auf 662 PJ im Jahr 2050 (-75 %; Tabelle 5.3-13).

Aufgrund der deutlichen Unterschiede in Bezug auf die Effizienzentwicklung zeigt sich eine ausgeprägte Verschiebung der Anteile der Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch: Mit einem Anteil von 44 % im Jahr 2050 verbleibt die Erzeugung von Raumwärme der dominierende Verwendungszweck, gegenüber dem Jahr 2005 bedeutet dies jedoch einen Rückgang im Anteil um mehr als 31 %-Punkte (Tabelle 5.3-13). Hingegen steigen die Anteile zur Erzeugung von Warmwasser um 14 %-Punkte und der Elektrogeräte (inklusive Klimatisierung) um knapp 16 %-Punkte. Mit einem Anteil von 5 % am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2050 bleibt die Bedeutung des Energieverbrauchs für das Kochen gering.

Abbildung 5.3-5: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken (Raumwärme, Warmwasser, Elektrogeräte, Kochen) 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Der Verbrauch an fossilen Brennstoffen geht sehr stark zurück, der Verbrauch von Heizöl und Kohle verringert sich jeweils um mehr als 99 %. Der Erdgasverbrauch geht um 95 % zurück. Damit fällt der Anteil von fossilem Gas am Gesamtenergieverbrauch der privaten Haushalte bis ins Jahr 2050 auf 8 % (Tabelle 5.3-14).

Tabelle 5.3-13: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 1990 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Verwendungszwecke						
Raumwärme	2.118	1.458	989	603	291	
Warmwasser	259	230	210	184	162	
Kochen	59	50	43	37	32	
Elektrogeräte	299	265	224	193	177	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.735	2.003	1.465	1.017	662	
Anteile, in %						
Raumwärme	77,5%	72,8%	67,5%	59,3%	44,0%	
Warmwasser	9,5%	11,5%	14,3%	18,1%	24,5%	
Kochen	2,2%	2,5%	2,9%	3,6%	4,8%	
Elektrogeräte	10,9%	13,2%	15,3%	18,9%	26,7%	

Quelle: Prognos

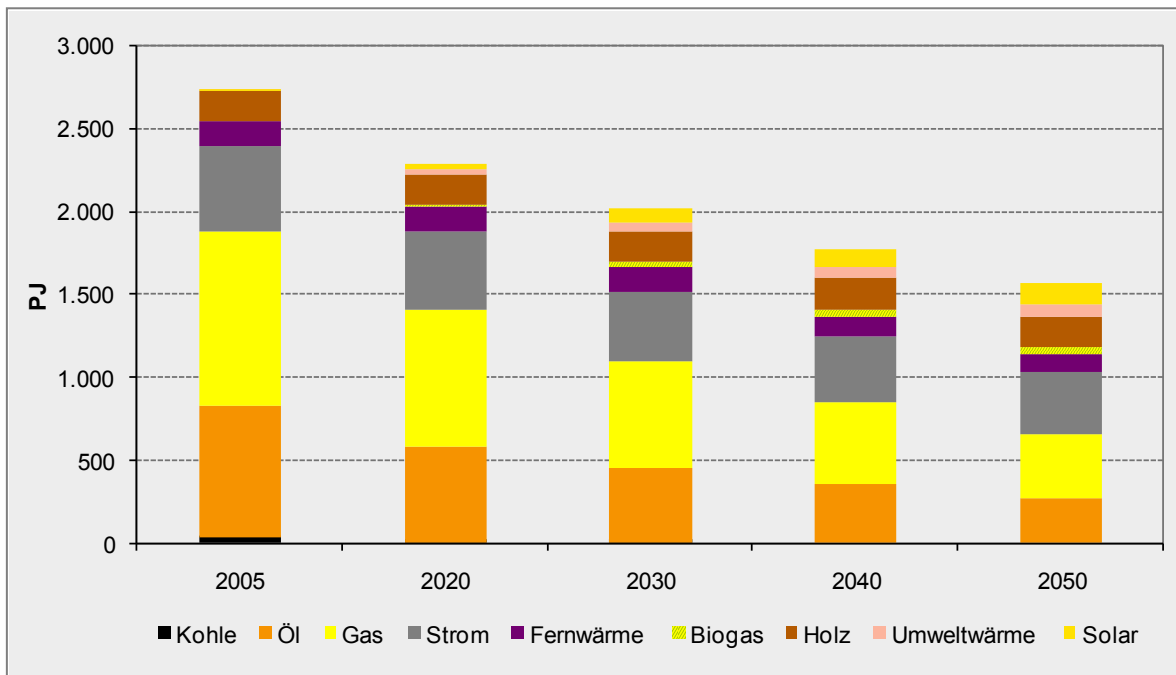
Auch die Verbräuche von Fernwärme (-76 %), Elektrizität (-44 %) und Holz (-62 %) gehen deutlich zurück.

Tabelle 5.3-14: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Energieträger, in PJ						
Fernwärme	158	140	111	74	38	
Öl	795	390	168	54	1	
Gas	1.043	633	316	144	51	
Kohle	40	18	8	3	0	
Holz	178	189	171	122	66	
Strom	508	471	406	338	283	
Umweltwärme	6	42	65	62	44	
Solar	7	113	205	211	173	
Biogas	0	7	16	11	5	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.735	2.003	1.465	1.017	662	
Struktur in %						
Fernwärme	5,8%	7,0%	7,5%	7,2%	5,8%	
Öl	29,1%	19,5%	11,5%	5,3%	0,2%	
Gas	38,1%	31,6%	21,6%	14,1%	7,7%	
Kohle	1,5%	0,9%	0,6%	0,3%	0,0%	
Holz	6,5%	9,4%	11,6%	11,9%	10,0%	
Strom	18,6%	23,5%	27,7%	33,2%	42,8%	
Umweltwärme	0,2%	2,1%	4,4%	6,1%	6,7%	
Solar	0,3%	5,7%	14,0%	20,7%	26,1%	
Biogas	0,0%	0,3%	1,1%	1,1%	0,8%	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-6: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Die Bedeutung von Biogas bleibt im Bereich private Haushalte gering, der Verbrauch steigt im Betrachtungszeitraum auf 5 PJ. Der Einsatz von Umweltwärme steigt bis ins Jahr 2040 auf über 75 PJ an, jener von Solarwärme auf rund 210 PJ. Als Folge der nachlassenden Nachfrage nach Wärme beginnen ab 2040 auch diese Energieverbräuche leicht zu sinken.

Mit einem Verbrauchsanteil von rund 40 % wird Strom im Jahr 2050 zum wichtigsten Energieträger. Knapp 25 % des Verbrauchs entfallen auf die Solarwärme, der Anteil der erneuerbaren Energien steigt auf 45 %.

5.3.2 Energieverbrauch des Dienstleistungssektors

5.3.2.1 Rahmendaten

Das Innovationsszenario geht von deutlich höherwertigen Neubauten sowie verstärkten und höherwertigen Sanierungen aus, von einer Veränderung des Materialeinsatzes, Entwicklung und Produktion neuer weniger energieintensiver Materialien und insgesamt verstärkten Mess- und Regelungsanstrengungen. Auch im Fahrzeug- und Transportsektor verändern sich die Produkte (vgl. Kap.5.1.1, 5.2.4). Diese Bedingungen korrespondieren mit einer veränderten Branchenstruktur. Verschiedene Branchen im Dienstleistungssektor (z. B. Baugewerbe, Verkehr/Nachrichtenübermittlung) wachsen schneller, ebenso gewinnen wissensintensive Vorleistungen an Bedeutung gegenüber dem Referenzszenario. Dies äußert sich beispielsweise in einer höheren Dynamik der sonstigen privaten Dienstleistungen. Insgesamt liegt die Bruttowertschöpfung des Dienstleistungssektors im Jahr 2050 um 4,6 % höher als im Referenzszenario.

Tabelle 5.3-15: Szenario „Innovation“: Rahmendaten für den Dienstleistungssektor 2005 – 2050

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Erwerbstätige (in 1.000)						
Landwirtschaft, Gärtnerei	853	728	649	580	516	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1.673	1.347	1.210	1.087	980	
Baugewerbe	2.185	2.115	2.063	1.979	1.940	
Handel	5.903	5.646	5.373	5.116	4.852	
Kreditinst./ Versicherungen	1.239	1.181	1.164	1.141	1.120	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	2.118	2.187	2.179	2.175	2.132	
Sonstige priv. Dienstleistungen	9.675	11.097	10.490	9.848	9.590	
Gesundheitswesen	4.036	4.930	4.806	4.693	4.849	
Unterrichtswesen	2.281	2.522	2.404	2.300	2.284	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	2.298	2.060	1.858	1.677	1.535	
Verteidigung	373	350	351	351	351	
Gesamt Branchen	32.634	34.163	32.546	30.947	30.150	
Bruttowertschöpfung (in Mrd. €)						
Landwirtschaft, Gärtnerei	23	25	25	26	27	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	68	79	82	85	89	
Baugewerbe	76	82	89	94	102	
Handel	215	236	254	271	297	
Kreditinst./ Versicherungen	69	91	101	111	128	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	114	145	159	173	196	
Sonstige priv. Dienstleistungen	598	704	778	855	966	
Gesundheitswesen	141	184	204	225	253	
Unterrichtswesen	84	91	92	93	97	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	99	111	108	107	108	
Verteidigung	16	19	20	22	25	
Gesamt Branchen	1.503	1.766	1.912	2.062	2.288	

Quelle: Prognos 2009

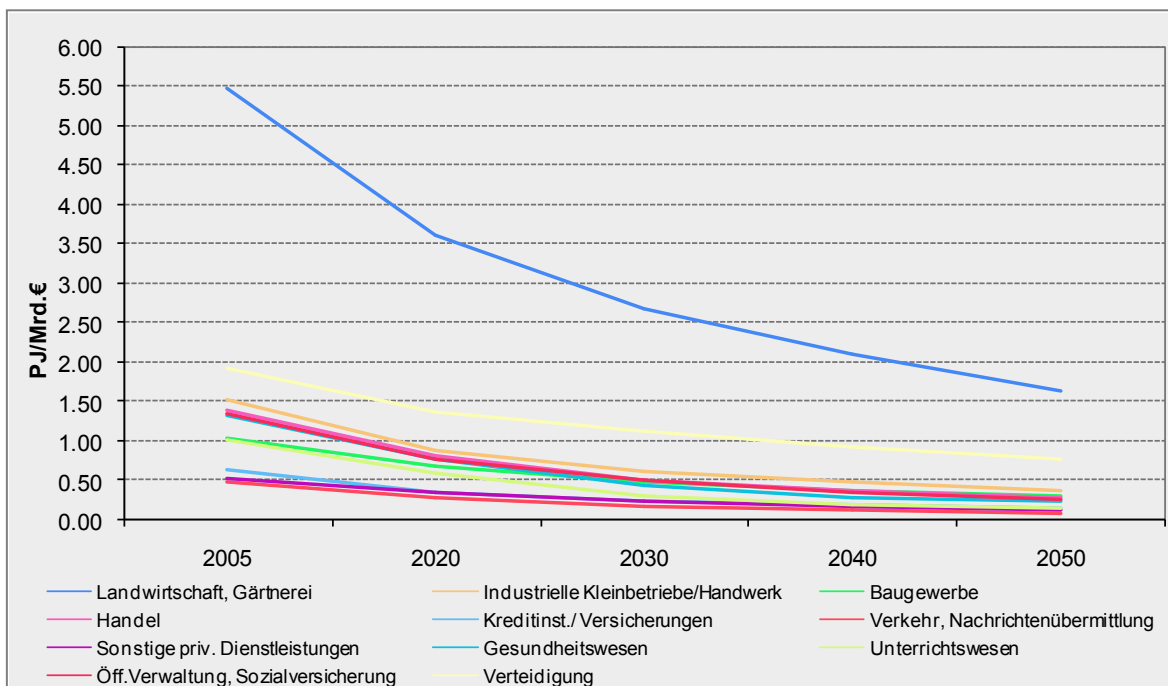
Die für das Referenzszenario angenommenen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz finden auch im Innovationsszenario Anwendung (Tabelle 5.3-16, Abbildung 5.3-7, Abbildung 5.3-8). Es wird jedoch unterstellt, dass die Effizienzpotenziale schneller umgesetzt und vollständig genutzt werden. Die Entwicklung des spezifischen Verbrauchs folgt tendenziell der Entwicklung des Referenzszenarios, d. h. der spezifische Verbrauch sinkt in Branchen mit hohen Raumwärmeanteilen stärker als in Branchen mit hohen Anteilen an Prozesswärme und mechanischer Energie. Die verschiedenen technologischen Entwicklungen im Material- und Prozessbereich kommen im Dienstleistungssektor weniger stark zum Tragen als im Industriesektor. Hier wurden bereits in der Referenz starke Einsparungen realisiert, im Innovationsszenario erhöhen sich diese nur noch graduell. Dennoch werden technologische Neuerungen umgesetzt, z.B. bei der Sterilisation im Gesundheitswesen (UV-Licht statt Dampf, Miniaturisierung). Die Gebäude folgen in ihren technischen Anforderungen und in der Reduktion des Raumwärmebedarfs wiederum dem Sektor der privaten Haushalte.

Tabelle 5.3-16: Szenario „Innovation“: Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung) im Dienstleistungssektor absolut (in PJ/Mrd. €) und indexiert, 2005 – 2050, Modellergebnisse, temperaturreinigt

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
spezifischer Verbrauch						
Landwirtschaft, Gärtnerei	5,48	3,62	2,69	2,10	1,63	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1,54	0,88	0,62	0,49	0,38	
Baugewerbe	1,04	0,68	0,49	0,38	0,30	
Handel	1,39	0,82	0,51	0,38	0,28	
Kreditinst./ Versicherungen	0,65	0,36	0,24	0,19	0,15	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	0,49	0,28	0,17	0,12	0,09	
Sonstige priv. Dienstleistungen	0,53	0,35	0,23	0,18	0,14	
Gesundheitswesen	1,34	0,76	0,44	0,29	0,23	
Unterrichtswesen	1,02	0,60	0,31	0,20	0,15	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	1,34	0,78	0,50	0,35	0,27	
Verteidigung	1,93	1,38	1,13	0,94	0,78	
normalisierter spez. Verbrauch						
Landwirtschaft, Gärtnerei	100	66	49	38	30	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	100	57	41	32	25	
Baugewerbe	100	65	47	36	29	
Handel	100	59	37	28	20	
Kreditinst./ Versicherungen	100	55	37	29	23	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	100	58	35	25	19	
Sonstige priv. Dienstleistungen	100	66	44	34	27	
Gesundheitswesen	100	57	33	22	17	
Unterrichtswesen	100	59	31	19	14	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	100	58	37	26	20	
Verteidigung	100	71	58	49	40	

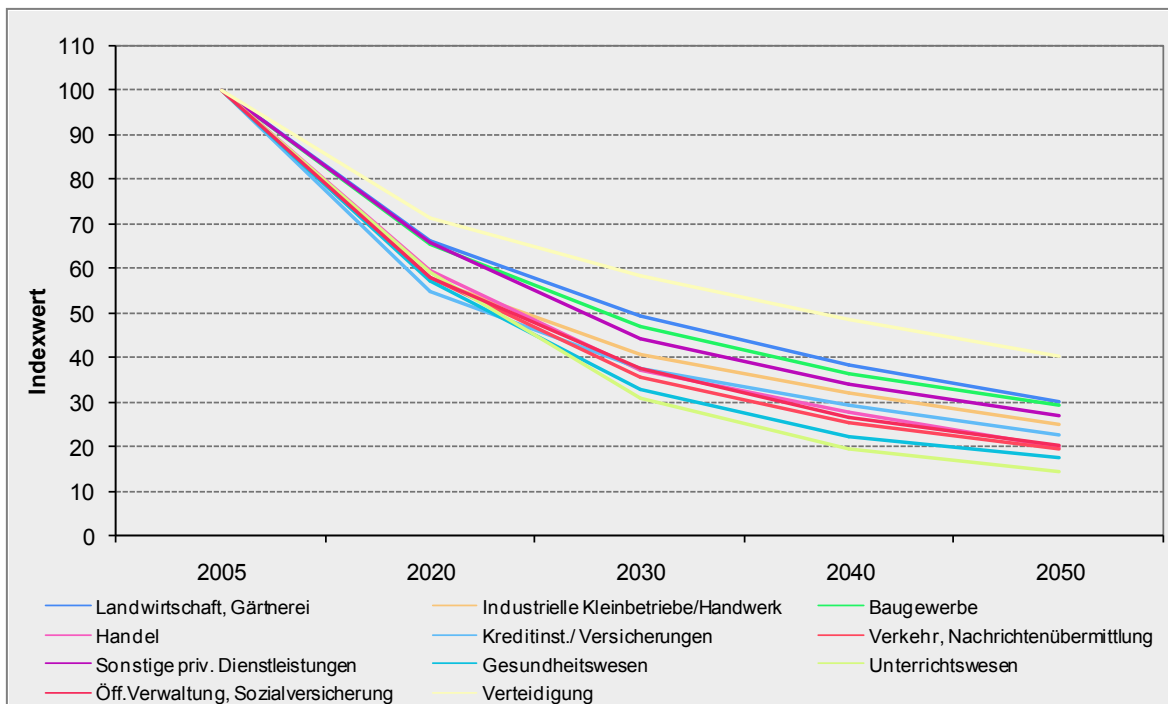
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-7: Szenario „Innovation“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ/Mrd. €



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-8: Szenario „Innovation“: spezifischer Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, indexiert auf 2005



Quelle: Prognos 2009

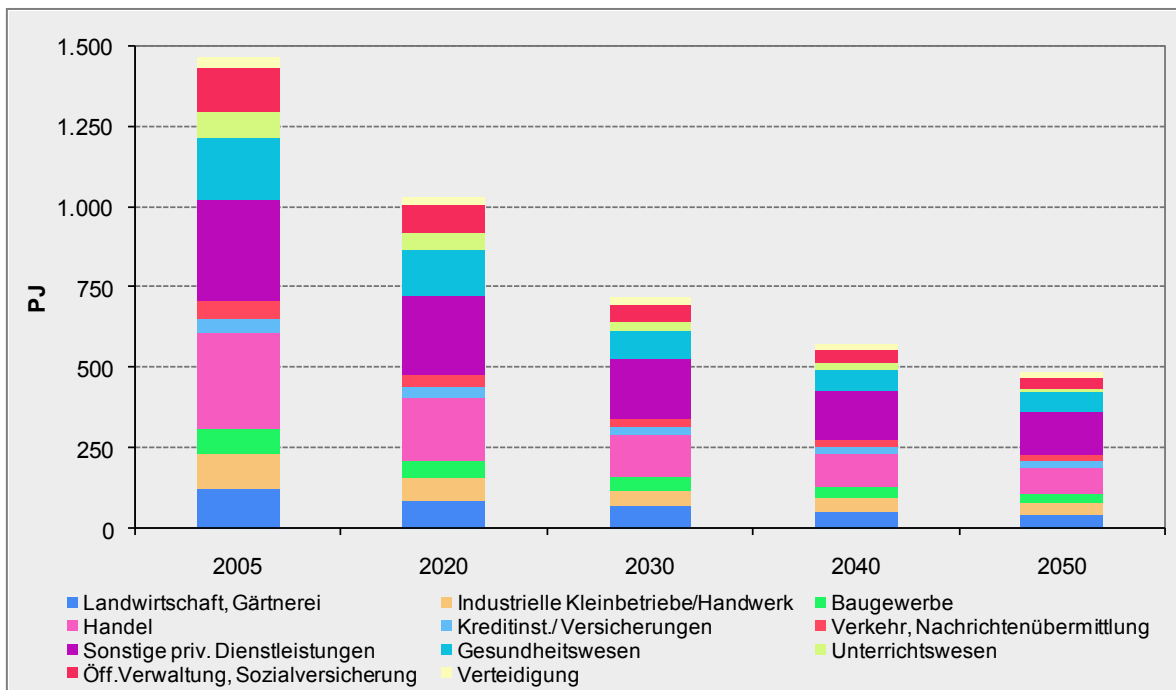
In den „energieintensiven“ (weil mobilitätsintensiven) Branchen Landwirtschaft und Verteidigung werden die weiteren Effizienzsteigerungen der Motoren und Fahrzeuge, die im Verkehrssektor unterstellt werden, abgeschwächt auf die Spezialfahrzeuge übertragen.

In den IKT-intensiven Branchen wird davon ausgegangen, dass Technologieshifts (Optoelektronik, weiter miniaturisierte Hochleistungstechnologie für Datenspeicherung und -verarbeitung, neue Kühltechnologien etc.) zum Tragen kommen. Damit können die spezifischen Energieverbräuche im Innovationsszenario von 2005 bis 2050 innerhalb eines Fächers von 60 % bis 86 % abgesenkt werden.

5.3.2.2 Endenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen

Im Innovationsszenario nimmt der Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor zwischen 2005 und 2050 um 67 % auf 486 PJ ab und liegt damit um mehr als 30 % unter dem Energieverbrauch des Referenzszenarios. Bei der Betrachtung nach Branchen (Tabelle 5.3-17, Abbildung 5.3-9) zeigt sich, dass die Effizienzeffekte in allen Branchen das Wertschöpfungswachstum weitaus überkompensieren. Insbesondere in der gewichtigen und in der Wertschöpfung um 61 % wachsenden Branche „sonstige private Dienstleistungen“ nimmt der Energieverbrauch um 60 % ab, im Gesundheitswesen, das um 80 % wächst, verringert er sich um 69 %.

Abbildung 5.3-9: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Branchen 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

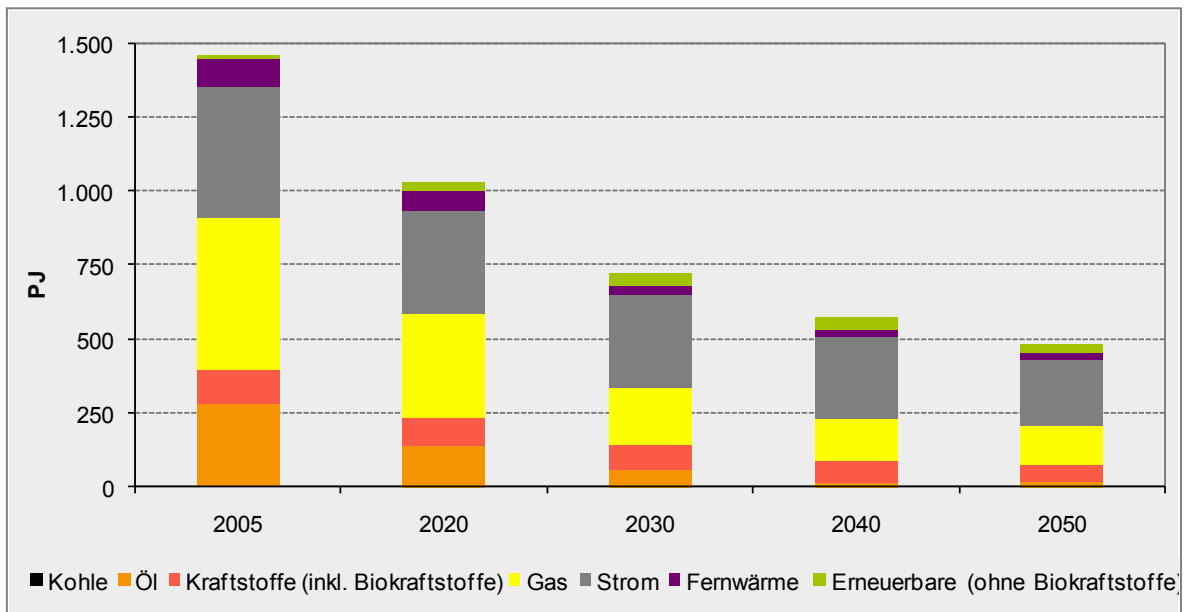
Zwischen den einzelnen Energieträgern gibt es zum Teil erhebliche strukturelle Verschiebungen. Strom weitet seinen Anteil aus und steht im Jahr 2050 für ca. 50 % des Energieverbrauchs, 17 %-Punkte mehr als 2005. Gas trägt im Jahr 2050 mit 27 % zur Bedarfsdeckung bei, 2005 waren es noch 30 %. Die Anteile für Fernwärme und Mineralöle (Heizöl und Kraftstoffe) werden mehr als halbiert. Kohle verschwindet fast vollständig.

Tabelle 5.3-17: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Sektor GHD 1990 – 2050 nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Branchen						
Landwirtschaft, Gärtnerei	127	89	68	55	45	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	104	69	51	41	34	
Baugewerbe	79	56	43	35	31	
Handel	298	194	130	104	82	
Kreditinst./ Versicherungen	45	32	25	21	19	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	55	41	27	21	18	
Sonstige priv. Dienstleistungen	315	243	181	153	136	
Gesundheitswesen	189	141	89	66	59	
Unterrichtswesen	85	54	29	18	14	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	133	86	54	38	29	
Verteidigung	32	26	23	21	19	
Gesamt Branchen	1.462	1.031	720	574	486	
Verwendungszwecke						
Raumwärme	664	347	108	18	2	
Prozesswärme	310	300	283	265	256	
Kühlen und Lüften	65	63	79	96	75	
Beleuchtung	148	95	64	43	30	
Bürogeräte	56	46	36	26	18	
Kraft	220	180	151	126	106	
Gesamt Verwendungszwecke	1.462	1.031	720	574	486	
Energieträger						
Kohle	5	0	0	0	0	
Öl	279	140	57	19	15	
Gas	515	350	201	141	130	
Strom	443	354	310	282	229	
Fernwärme	96	61	34	22	19	
Erneuerbare (ohne Biokraftstoffe)	10	32	37	39	32	
Kraftstoffe (inkl. Biokraftstoffe)	114	94	82	70	60	
Gesamt Energieträger	1.462	1.031	720	574	486	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-10: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



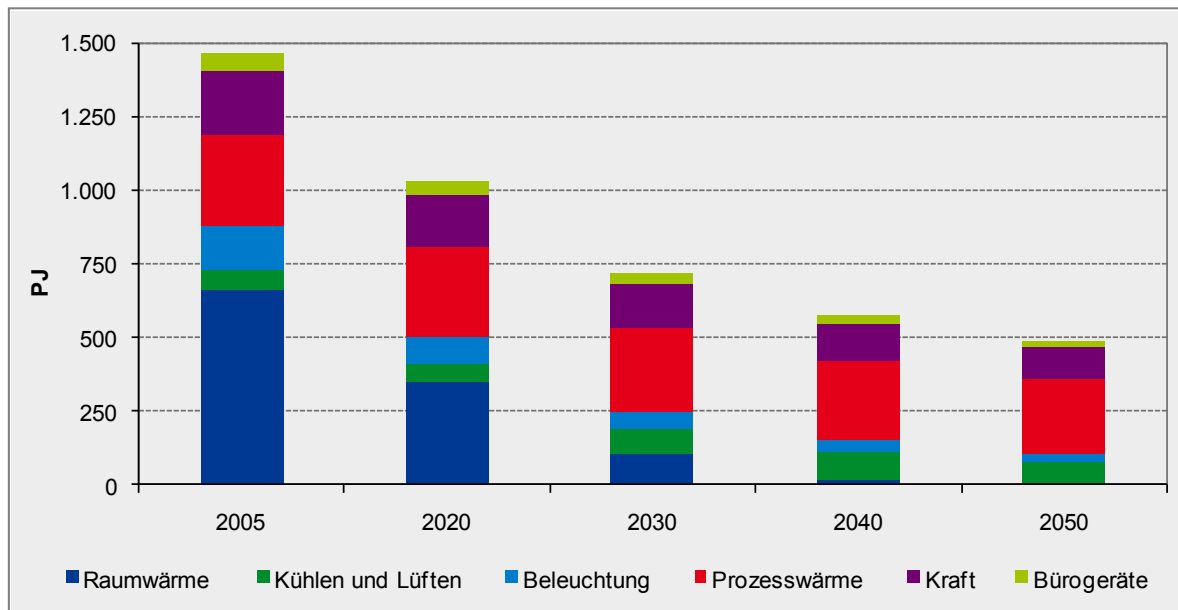
Quelle: Prognos 2009

5.3.2.3 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Im Jahr 2050 verringert sich der Energieverbrauch für die Bereitstellung von Raumwärme gegenüber der Referenz nochmals graduell und geht auf fast Null zurück (Abbildung 5.3-11).

Der spezifische Energiebedarf der zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzten Anlagen vermindert sich im Betrachtungszeitraum im Durchschnitt um 40 % (Strom) bis 45 % (Brennstoffe). Die zugrunde gelegten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz entsprechen den Maßnahmen des Referenzszenarios. Es wird aber eine schnellere Umsetzung und eine vollständige Ausschöpfung der Potenziale unterstellt. Darüber hinaus gibt es einige geringfügige Prozessverschiebungen, wie z. B. Sterilisation mit UV-Licht statt mit Dampf im Gesundheitssektor, analoge Prozesse für Wäschereien (wasserloses Waschen, dadurch entfallen Trockenprozesse), veränderte Prozesse bei Oberflächenbehandlungen, z. B. Trocknungsprozesse mit Lösungsmitteln im Kreislaufprozess statt mit Lufttrocknung, und Härtingsprozesse mit Infrarotlasern im Material statt im Hitzebad etc..

Abbildung 5.3-11: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Der Energieverbrauch für den Verwendungszweck Kühlen und Lüften steigt zwischen 2005 und 2050 um mehr als 16 % an. Im Gegensatz zum Referenzszenario wird eine verstärkte Nutzung energieeffizienter Klima- und Lüftungsanlagen und der Austausch sowie die Bedarfsanpassungen bestehender Anlagen unterstellt. Der geringere Kühlungsbedarf neuer IT-Technologie trägt ebenfalls zu den Einsparungen bei. Steigende Ausstattungs- und Nutzungsgrade führen zu einem höheren Energiebedarf, der durch die oben genannten Effizienzmaßnahmen zum Teil wieder kompensiert wird. Dies begrenzt den Anstieg auf ca. 75 PJ.

Der Energieverbrauch für Beleuchtung reduziert sich im Innovationsszenario zwischen 2005 und 2050 um 80 % und macht 2050 nur noch 6 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Gegenüber dem Referenzszenario bedeutet dies eine Halbierung des Bedarfs.

Erhebliche Möglichkeiten zur Absenkung der spezifischen Verbräuche bestehen auch bei Bürogeräten. Bereits im Referenzszenario wurde eine Reduktion des spezifischen Verbrauchs um bis zu 60 % realisiert. Im Innovationsszenario wird der Verbrauch durch vollständige Durchdringung und vor allem Alternativen zu Bildschirmen um 77 % verringert. Bis zum Jahr 2050 geht der Endenergiebedarf für diesen Verwendungszweck auf ein Drittel zurück.

Der spezifische Verbrauch für die Bereitstellung von Kraft verringert sich energieträgerabhängig zwischen 40 % (Brennstoffe) und 50 % (Strom). Der Energiebedarf für diesen Verwendungszweck halbiert sich bis 2050. Gegenüber dem Referenzszenario bedeutet dies einen weiteren Rückgang um 10 %.

5.3.3 Energieverbrauch des Industriesektors

5.3.3.1 Rahmendaten

Im Innovationsszenario erfolgen zusätzlich zu dem im Referenzszenario angenommenen Strukturwandel durch Effizienzinnovationen getriebene Veränderungen: So wirken sich die Veränderungen bei der Bau- und Sanierungstätigkeit, der Produktion neuer Materialien sowie der Veränderung von Prozessen auf die Branchenstruktur aus. Gegenüber der Struktur des Referenzszenarios kommt es dadurch zu leichten Verschiebungen:

Die Branchen Sonstige chemische Industrie sowie Glas- und Keramik steigern ihre Produktion gegenüber der Referenz aufgrund der erhöhten Nachfrage nach Dämmstoffen, Hochleistungsgläsern, Kunststoffen und neuen Werkstoffen, die hier z. T. der chemischen Industrie, z. T. der Kunststoff- und der Keramikindustrie zugeordnet werden. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass die Produktpaletten dieser Industriezweige i.a. sehr breit sind, so dass die Veränderungen in dieser Palette (z. B. die erhöhte Dämmstoffproduktion) zu einem relativen Wachstum der Branchen zwischen zehn und zwanzig Prozent gegenüber der Referenz führt (Tabelle 5.3-18).

Im Gegenzug sinkt die Nachfrage nach Metallen als Baustoffen und Ausgangsstoffen für Konstruktionen sowie für Anwendungen in der Infrastruktur (teilweise Ablösung von Kupfer in Stromleitungen durch Spezialwerkstoffe, vor allem zunächst in Bauteilen und in der Feinverteilung). Dies führt insbesondere in der Metallerzeugung zu einer verringerten Produktion. Fahrzeugbau und Maschinenbau verändern ihre Ausgangsstoffe und stellen z. T. andere Produkte (z. B. Elektroautos) her. Es wird davon ausgegangen, dass die Produktionswerte ähnlich bleiben wie im Referenzszenario.

Im Ergebnis geht die Produktion in den energieintensiven Branchen zurück. Insgesamt sinkt die Produktion der Branchen Gewinnung von Steinen, sonst. Bergbau, NE-Metalle/Gießereien, Grundstoffchemie, Glas, Keramik, Papiergewerbe, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallerzeugung zwischen 2005 und 2050 um 24 % (Abbildung 5.3-12, Abbildung 5.3-13).

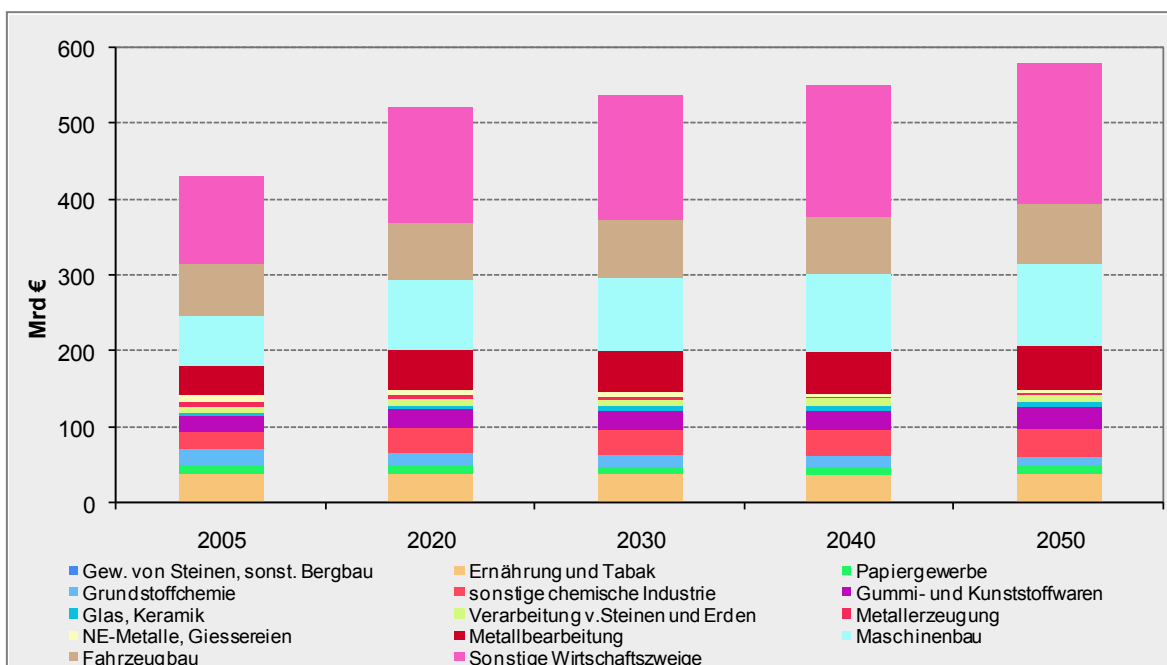
Nicht energieintensive Branchen wachsen dagegen deutlich stärker, von 2005 bis 2050 44 %. Insgesamt legt die Industrieproduktion bis 2050 um 34 % zu. Gegenüber dem Referenzszenario liegt sie 2050 um 0,7 % niedriger.

Tabelle 5.3-18: Szenario „Innovation“: Industrieproduktion, 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in Mrd. €, in Preisen von 2000

	2005	Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	1,9	1,2	1,0	0,9	0,8
Ernährung und Tabak	37,3	37,0	36,4	35,9	37,2
Papiergewerbe	10,4	11,1	10,7	10,6	10,9
Grundstoffchemie	20,7	17,6	14,9	13,0	12,0
sonstige chemische Industrie	23,0	30,7	32,7	34,6	37,4
Gummi- und Kunststoffwaren	20,6	25,0	26,0	27,1	28,9
Glas, Keramik	5,2	6,6	6,4	6,4	6,7
Verarbeitung v.Steinen und Erden	8,0	8,2	8,2	8,4	8,9
Metallerzeugung	6,0	5,2	3,8	2,8	2,2
NE-Metalle, Giessereien	8,3	7,5	6,4	5,4	4,5
Metallbearbeitung	41,3	51,6	53,4	55,1	57,9
Maschinenbau	64,0	91,9	98,0	102,4	108,8
Fahrzeugbau	68,0	74,4	75,0	76,3	78,8
Sonstige Wirtschaftszweige	115,5	152,9	163,7	172,4	183,5
Gesamt Industrieproduktion	430,3	521,1	536,6	551,2	578,4

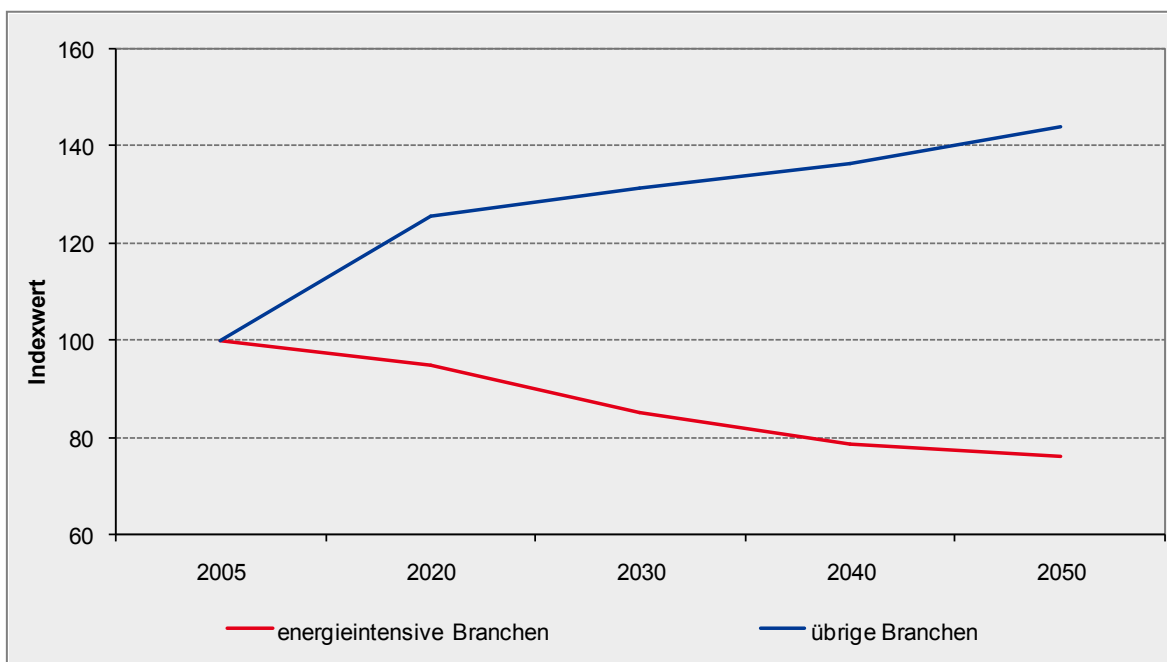
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-12: Szenario „Innovation“: Industrieproduktion 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in Mrd. €, in Preisen von 2000



Quelle: Prognos 2009

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)



Quelle: Prognos 2009

Die grundsätzliche Struktur des Sektors verändert sich aufgrund der hohen Differenzierung jedoch nur wenig. Wie im Referenzszenario werden die größten Beiträge auch im Innovationsszenario vom Maschinenbau, dem Fahrzeugbau, der Metallbearbeitung, der sonstigen chemischen Industrie sowie der Ernährungs- und Tabakindustrie erbracht.

Im Betrachtungszeitraum ist mit einer weiteren Verringerung der Energieintensität in den einzelnen Industriebranchen zu rechnen. Diese führt - wie auch im Dienstleistungssektor - zu einer stärkeren Absenkung der spezifischen Energieverbräuche als im Referenzszenario. Effizienzpotenziale werden schneller und vollständig umgesetzt. Die angenommenen grundsätzlichen Verschiebungen und z. T. Substitutionen bei Prozessen und Produkten führen im Innovationsszenario gegenüber der Referenz zu einer weiteren Absenkung der Energieintensität. Beispiele hierfür sind katalytische und biologische Prozesse in der Chemie, die den Prozesswärmebedarf verringern, Trocknungsprozesse mit geschlossenen Lösungsmittelkreisläufen, Härtingsprozesse mit Infrarotlasern, Reinigungsprozesse mit UV-Licht etc.

Gegenüber dem Referenzszenario sinkt der spezifische Energieverbrauch branchenabhängig zusätzlich um 30 % bis 40 %. In den Branchen Metallerzeugung sowie NE-Metalle und Gießereien bleibt der zusätzliche Effizienzgewinn begrenzt. Im Vergleich zum Referenzszenario sinkt der spezifische Verbrauch zwischen 10 % (Metallerzeugung) und 18 % (NE-Metalle, Gießereien). Dies hat zwei Ursachen: Einerseits steigt die Wertigkeit der Produkte und Werkstoffe aufgrund ihrer spezifischen und maßgeschneiderten Eigenschaften, andererseits werden durch Prozessveränderungen (hier vor allem Miniaturisierung, Integration und hohe räumliche Konzentration des Energieeinsatzes am Werkstück) weitere Verringerungen der spezifischen Verbräuche möglich, die bei konventionellen Prozessen aus physikalischen Gründen nicht erreichbar wären.

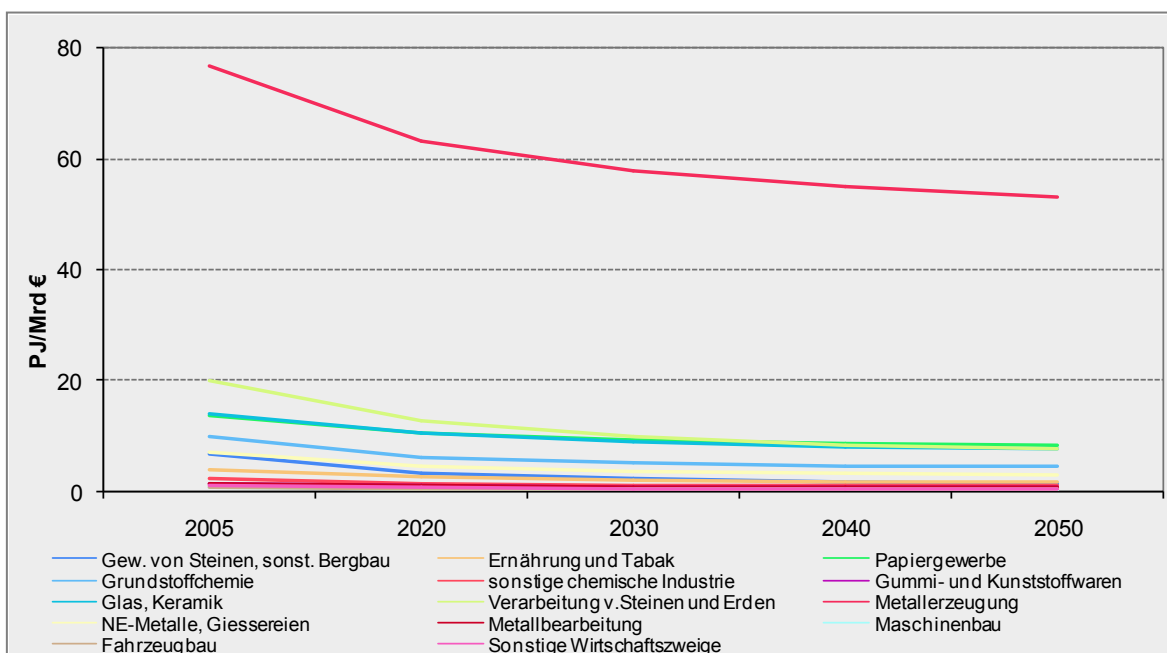
Die spezifischen Brennstoffverbräuche verlaufen im Innovationsszenario grundsätzlich ähnlich wie im Referenzszenario, sinken jedoch mit den oben genannten Spezifikationen durchwegs stärker ab (Tabelle 5.3-19, Abbildung 5.3-14, Abbildung 5.3-15, Abbildung 5.3-16).

Tabelle 5.3-19: Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie nach Branchen (Abgrenzung der Energiebilanz) 2005 – 2050, in PJ/Mrd. EUR

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	6,6	3,2	2,3	1,7	1,4	
Ernährung und Tabak	3,8	2,5	2,0	1,7	1,6	
Papiergewerbe	13,6	10,6	9,2	8,5	8,3	
Grundstoffchemie	9,7	6,0	5,0	4,5	4,4	
sonstige chemische Industrie	2,2	1,5	1,2	1,0	1,0	
Gummi- und Kunststoffwaren	1,5	0,9	0,7	0,6	0,6	
Glas, Keramik	14,1	10,4	8,8	8,0	7,7	
Verarbeitung v.Steinen und Erden	19,9	12,6	9,8	8,3	7,6	
Metallerzeugung	76,7	63,1	57,7	55,0	52,9	
NE-Metalle, Giessereien	7,0	4,6	3,7	3,2	2,8	
Metallbearbeitung	1,4	1,0	0,8	0,7	0,7	
Maschinenbau	0,7	0,4	0,3	0,3	0,3	
Fahrzeugbau	0,8	0,5	0,4	0,4	0,3	
Sonstige Wirtschaftszweige	1,0	0,6	0,5	0,5	0,5	
Gesamt Brennstoffverbrauch	3,7	2,2	1,6	1,3	1,2	

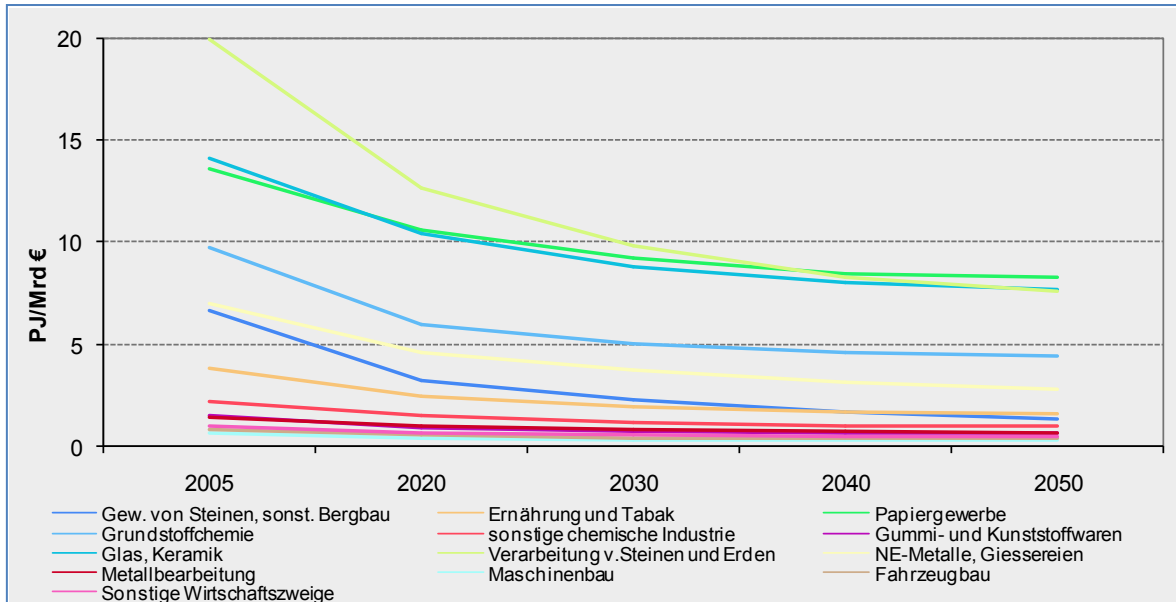
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-14: Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR



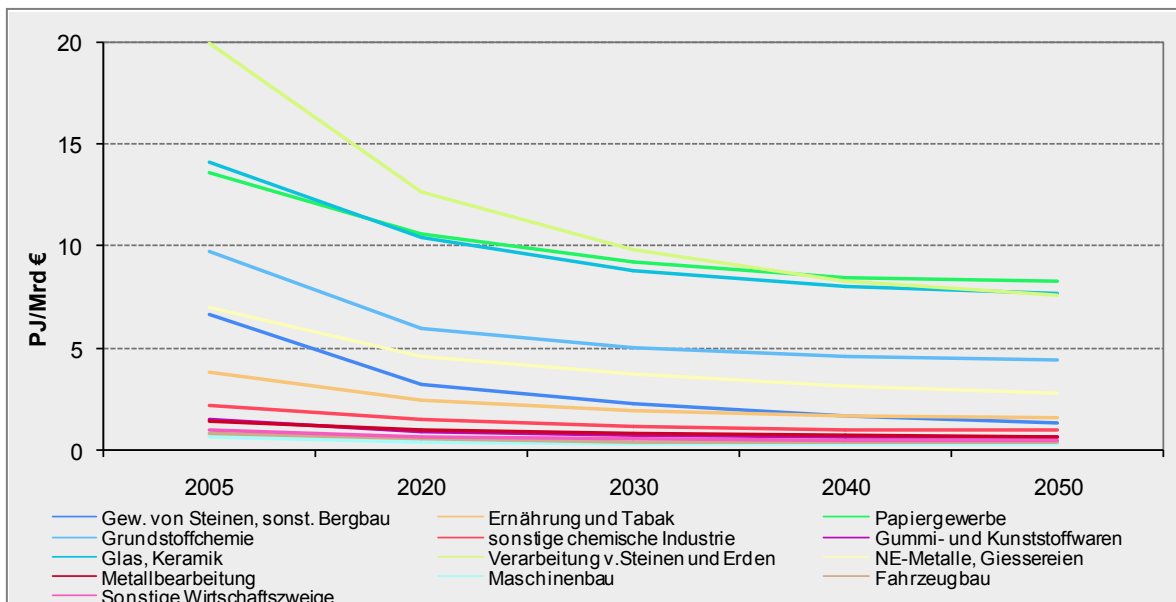
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-15: Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne Metallerzeugung



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-16: Szenario „Innovation“: Spezifischer Brennstoffverbrauch der Industrie (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, in PJ/Mrd. EUR, nicht energieintensive Branchen



Quelle: Prognos 2009

Beim spezifischen Stromverbrauch sind die zusätzlichen Einsparpotenziale zu den bereits im Referenzszenario konsequent umgesetzten Querschnittstechnologien begrenzt. Miniaturisierung sowie die nächste und übernächste Generation der Lichterzeuger, IT-Technologien, Kältetechnologien etc. tragen dazu bei. Grundsätzlich ergeben sich durch die Prozessinnovationen zusätzliche Substitutionen von vorher brennstoffgefeuerten Prozessen zu strombasierten Techniken (z. B. Härtingsprozesse mit Infrarotlasern). Zusätzlich zu

den Entwicklungen im Referenzszenario wird branchenabhängig eine Verringerung des spezifischen Stromverbrauchs im Bereich von 24 % bis 33 % erreicht.

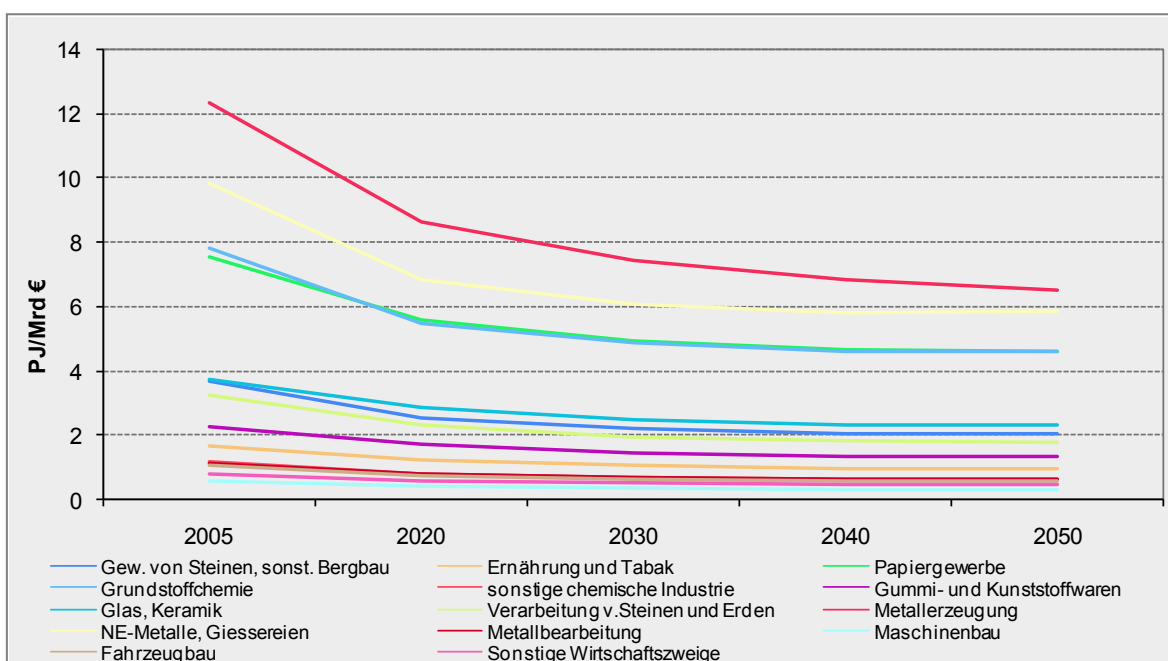
Die Branchen mit den höchsten spezifischen Stromverbräuchen sind die Metallerzeugung (Elektrostahl), NE-Metalle/Gießereien und das Papiergewerbe, einen mittleren spezifischen Stromverbrauch weist die Gewinnung von Steinen und Erden auf. Alle weiteren Branchen (incl. Metallbearbeitung, Maschinenbau und Fahrzeugbau) liegen im Vergleich dazu deutlich niedriger (Tabelle 5.3-20, Abbildung 4.3-16).

Tabelle 5.3-20: Szenario „Innovation“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	3,7	2,5	2,2	2,0	2,0	
Ernährung und Tabak	1,6	1,2	1,0	0,9	0,9	
Papiergewerbe	7,5	5,6	4,9	4,6	4,6	
Grundstoffchemie	7,8	5,4	4,8	4,6	4,6	
sonstige chemische Industrie	1,2	0,8	0,7	0,6	0,6	
Gummi- und Kunststoffwaren	2,2	1,7	1,4	1,3	1,3	
Glas, Keramik	3,7	2,8	2,5	2,3	2,3	
Verarbeitung v.Steinen und Erden	3,2	2,3	1,9	1,8	1,8	
Metallerzeugung	12,4	8,7	7,4	6,8	6,5	
NE-Metalle, Giessereien	9,8	6,9	6,1	5,8	5,9	
Metallbearbeitung	1,1	0,8	0,7	0,6	0,6	
Maschinenbau	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	
Fahrzeugbau	1,0	0,7	0,6	0,6	0,5	
Sonstige Wirtschaftszweige	0,8	0,6	0,5	0,4	0,4	
Gesamt spez. Stromverbrauch	1,9	1,2	1,0	0,8	0,8	

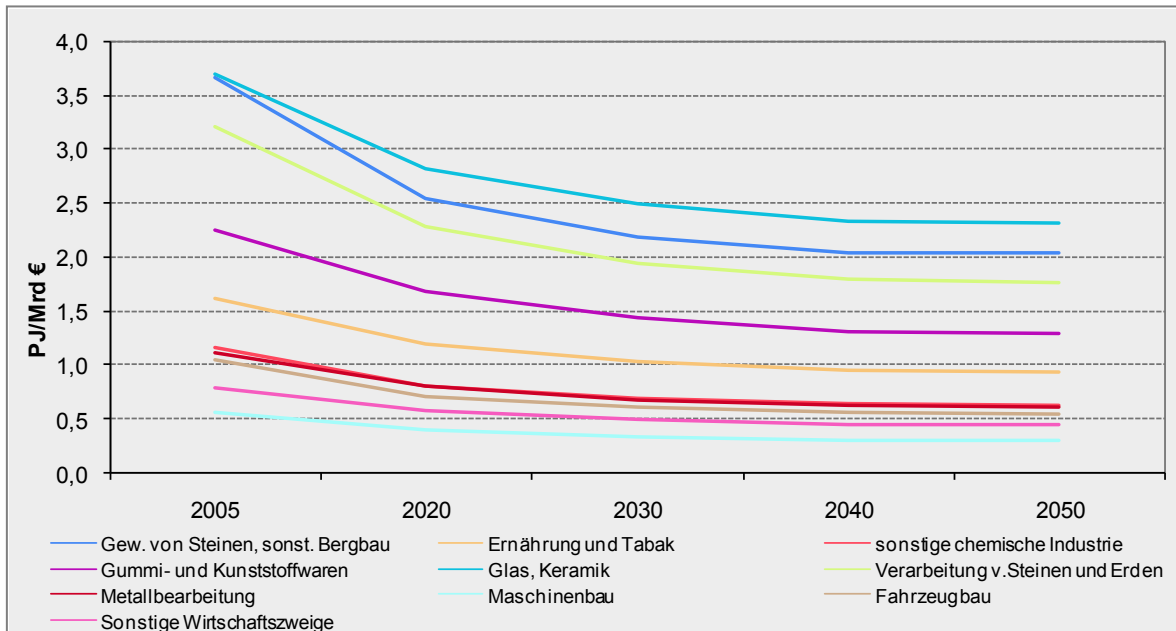
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-17: Szenario „Innovation“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-18: Szenario „Innovation“: Spezifischer Stromverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR, ohne stromintensive Branchen



Quelle: Prognos 2009

Insgesamt sinkt der spezifische Energieverbrauch der Industrie im Referenzszenario bis 2050 um 65 % (Tabelle 5.3-21).

Tabelle 5.3-21: Szenario „Innovation“: Spezifischer Energieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ/Mrd. EUR

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	10,3	5,7	4,5	3,7	3,4	
Ernährung und Tabak	5,4	3,7	3,0	2,6	2,5	
Papiergewerbe	21,1	16,2	14,1	13,1	12,9	
Grundstoffchemie	17,5	11,4	9,9	9,1	9,0	
sonstige chemische Industrie	3,4	2,3	1,9	1,7	1,6	
Gummi- und Kunststoffwaren	3,7	2,6	2,2	2,0	1,9	
Glas, Keramik	17,8	13,3	11,3	10,3	10,0	
Verarbeitung v.Steinen und Erden	23,1	14,9	11,8	10,0	9,4	
Metallerzeugung	89,0	71,7	65,2	61,8	59,4	
NE-Metalle, Giessereien	16,8	11,4	9,8	8,9	8,7	
Metallbearbeitung	2,5	1,8	1,5	1,3	1,3	
Maschinenbau	1,2	0,8	0,7	0,6	0,6	
Fahrzeugbau	1,9	1,2	1,0	0,9	0,9	
Sonstige Wirtschaftszweige	1,8	1,2	1,0	0,9	0,9	
Gesamt Energieverbrauch	5,6	3,4	2,6	2,2	2,0	

Quelle: Prognos 2009

5.3.3.2 Endenergieverbrauch im Industriesektor

Der Endenergieverbrauch im Industriesektor nimmt im Innovationsszenario zwischen 2005 und 2050 um 53 % auf 1.149 PJ ab. Gegenüber dem Referenzszenario bedeutet dies im Endjahr eine Reduktion um 40 %. In den Branchen Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, Metallerzeugung sowie NE-Metalle und Gießereien wirkt sich die Verringerung der Produktion deutlich auf den Energieverbrauch aus. Gegenüber dem Ausgangsjahr 2005 sinkt dieser um bis zu 83 %. Im Referenzszenario sind es bis zu 74 %.

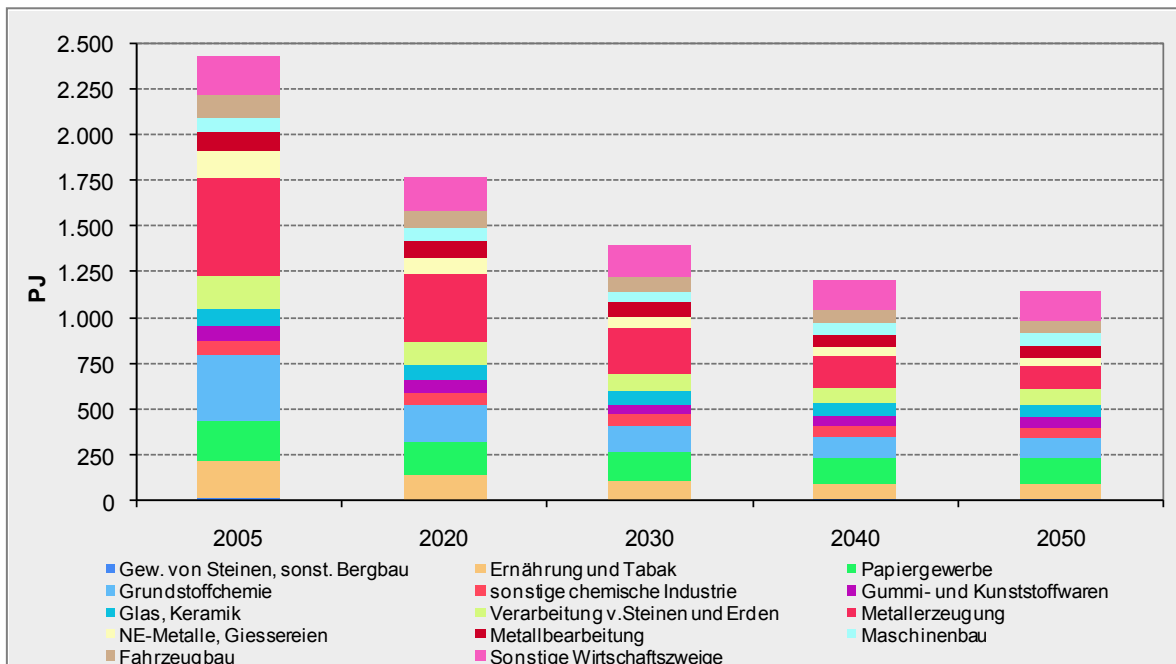
Anders als im Referenzszenario geht der Energieverbrauch in den meisten Branchen zurück, weil die Reduktion des spezifischen Verbrauchs jeweils die Produktionsausweitung übertrifft (Tabelle 5.3-22, Abbildung 5.3-19).

Tabelle 5.3-22: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 in Branchen (Abgrenzung der Energiebilanz), in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	19	7	4	3	3	
Ernährung und Tabak	201	136	109	95	94	
Papiergewerbe	220	181	151	140	141	
Grundstoffchemie	362	201	147	119	108	
sonstige chemische Industrie	77	71	61	57	59	
Gummi- und Kunststoffwaren	77	65	56	53	55	
Glas, Keramik	92	87	73	66	67	
Verarbeitung v.Steinen und Erden	185	122	97	84	83	
Metallerzeugung	537	373	245	173	130	
NE-Metalle, Giessereien	140	86	63	48	39	
Metallbearbeitung	104	93	79	73	75	
Maschinenbau	79	74	64	59	61	
Fahrzeugbau	127	93	77	70	71	
Sonstige Wirtschaftszweige	203	182	164	158	165	
Gesamt Energieverbrauch	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-19: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Branchen 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Zwischen den einzelnen Energieträgern gibt es strukturelle Verschiebungen (Tabelle 5.3-23, Abbildung 5.3-20). Die Reduktion von Kohlen und Mineralöl zur Prozesswärmeerzeugung durch Effizienzmaßnahmen und Prozess- sowie Energieträgersubstitution ist als Strategie unterstellt und führt zu einem deutlichen Rückgang beim Einsatz dieser Energieträger: zwischen 2005 und 2050 wird Steinkohle um 84 % reduziert, Braunkohle um 61 %, Mineralöle um 79 %.

Tabelle 5.3-23: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ

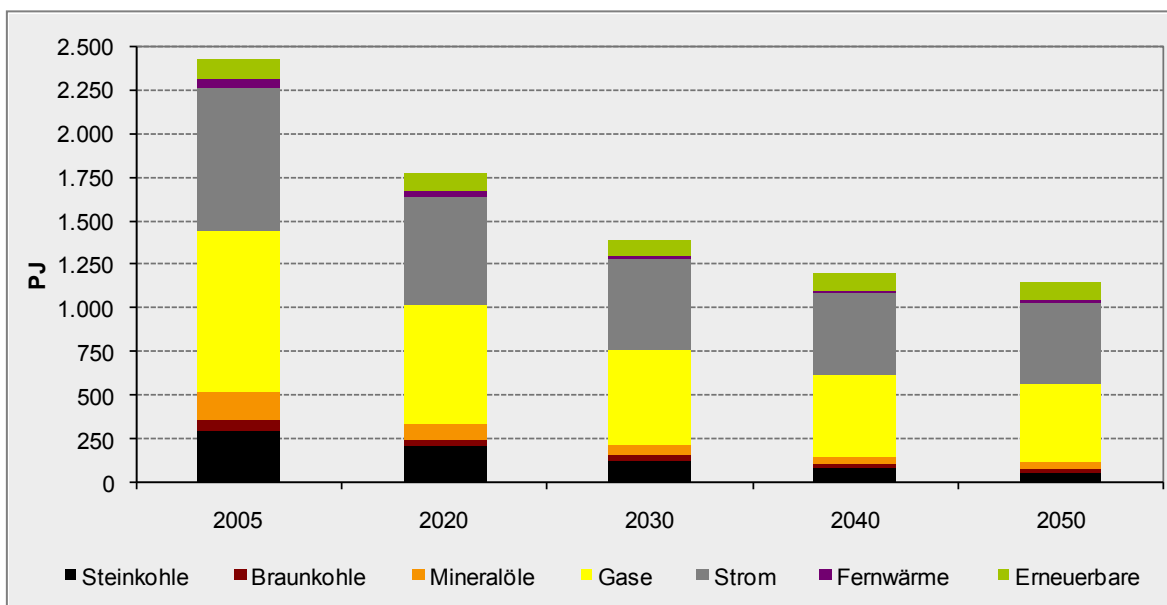
		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Steinkohle	296	206	130	83	55	
Braunkohle	59	38	29	24	22	
Mineralöle	162	93	61	43	35	
darunter: Heizöl leicht	77	44	31	23	20	
Heizöl schwer	67	39	24	16	11	
übrige Mineralölprodukte	19	10	7	5	4	
Gase	921	677	536	467	451	
darunter: Naturgase	800	597	484	429	422	
Flüssiggas, Raffineriegas	11	9	6	4	3	
Kokereigas	33	21	14	10	8	
Gichtgas	77	49	33	24	18	
Erneuerbare	118	103	96	97	104	
Strom	823	623	517	467	466	
Fernwärme	45	28	21	17	16	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149	

Quelle: Prognos 2009

„Substitutionsgewinner“ sind Gase, sie verlieren „nur“ ca. 50 %, erhöhen aber ihren Anteil im Mix.

Strom weitet seinen Anteil ebenfalls aus und deckt im Jahr 2050 über 40 % des Energiebedarfs bei einer Reduktion des absoluten Verbrauchs um 46 %. Damit werden Strom und Gase für die Industrie zu den wichtigsten Energieträgern. Zusammen decken diese ca. 80 % des Energiebedarfs. Die Bedeutung der erneuerbaren Energien nimmt weiter zu. Im Jahr 2050 decken sie 9 % des Energiebedarfs. Hierbei handelt es sich vor allem um Umgebungs- und Solarwärme, die für Vorwärmung, Warmwassererzeugung, Klimatisierung und in Kaskadenprozessen eingesetzt werden. Aufgrund des nahezu verschwundenen Raumwärmebedarfs und der geringen Energiedichte der erneuerbaren Energien können diese im Industriesektor in unseren Breiten nur begrenzte Beiträge leisten. Die Biomasse wird strategisch zur Kraftstoffproduktion für den Güterverkehr eingesetzt, daher steht sie im Industriesektor nicht zur Verfügung (was unter anderen strategischen Rahmenentscheidungen sonst technisch grundsätzlich möglich wäre).

Abbildung 5.3-20: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

5.3.3.3 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Im Betrachtungszeitraum verändern sich die Anteile der Verwendungszwecke am Gesamtverbrauch kaum (Tabelle 5.3-24, Abbildung 5.3-21). Dominierend bleibt die Prozesswärme, deren Anteil leicht von 66 % auf 70 % im Jahr 2050 steigt. Der Anteil der mechanischen Energie am Gesamtverbrauch erhöht sich ebenfalls um 4 %-Punkte auf 25 %. Prozesswärme und mechanische Energie zusammen beanspruchen 2050 rund 95 % des Gesamtverbrauchs.

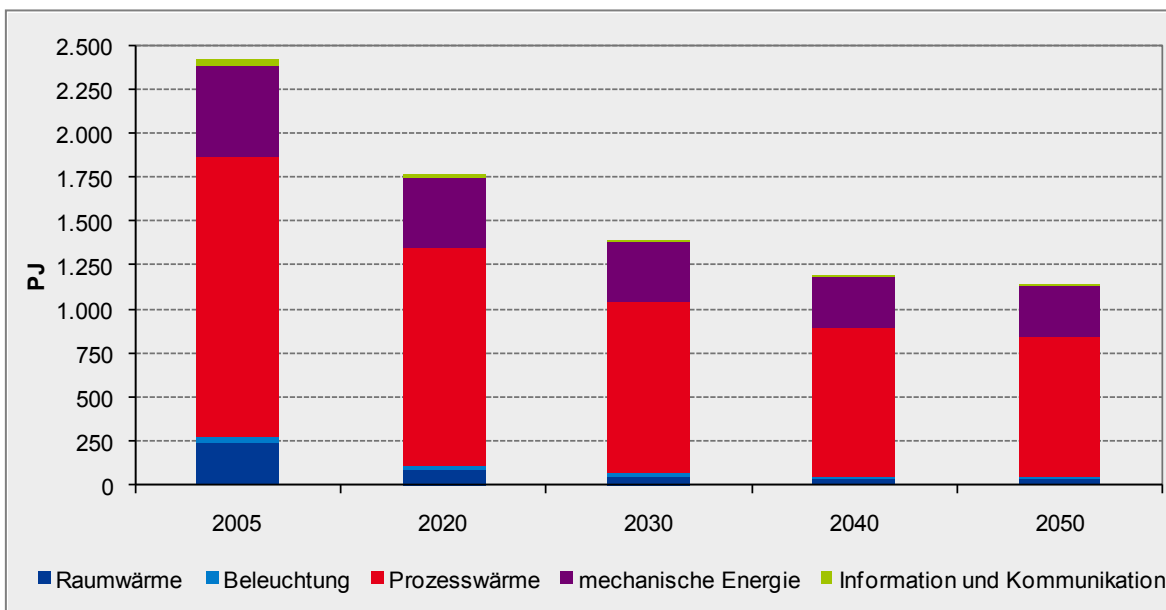
Tabelle 5.3-24: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie 2005 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Raumwärme	240	89	53	38	35	
Prozesswärme	1.597	1.239	983	844	801	
mechanische Energie	516	403	329	295	293	
Information und Kommunikation	33	18	12	10	10	
Beleuchtung	39	20	14	11	11	
Gesamt Endenergieverbrauch	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149	

Quelle: Prognos 2009

Die Veränderung des spezifischen Verbrauchs für die Erzeugung von Raumwärme orientiert sich an der Entwicklung im Dienstleistungssektor. Der spezifische Verbrauch sinkt bis 2050 um ca. 80 %. Dies führt dazu, dass der Energieverbrauch auf bis dahin 35 PJ zurück geht. Im Referenzszenario liegt dieser noch bei 138 PJ. Eine stärkere Reduktion des Raumwärmebedarfs durch weitere Gebäudedämmung wäre grundsätzlich möglich, ökonomisch aber wenig sinnvoll, da in der Industrie i.a. niedertemperaturige Abwärme anfällt, mit der die Raumwärme bereit gestellt werden kann.

Abbildung 5.3-21: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch der Industrie nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Der spezifische Energiebedarf der zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzten Anlagen vermindert sich im Betrachtungszeitraum im Durchschnitt um ca. 45 %. Eine Ausnahme bildet die Branche Metallerzeugung. Hier sinkt der spezifische Verbrauch für die Erzeugung von Stahl bis 2050 nur um 20 %.

Für die Bereitstellung von Kraft sinkt der spezifische Energiebedarf um bis zu 50 %. Dabei kommen im Wesentlichen die im Referenzszenario beschriebenen Maßnahmen zur Anwendung und werden vor allem durch Miniaturisierung und Prozessintegration unterstützt. Der Energieverbrauch verringert sich bis 2050 um 43 %.

Die verstärkte Nutzung energieeffizienter Beleuchtungssysteme führt zu einer deutlichen Reduktion des Stromverbrauchs. Im Jahr 2050 wird weniger als 1 % des Gesamtenergieverbrauchs für diesen Verwendungszweck benötigt. Im Referenzszenario sind es 1,6 %. Eine vergleichbare Entwicklung zeigt sich beim Verwendungszweck Information und Kommunikation.

5.3.4 Energieverbrauch des Verkehrssektors

5.3.4.1 Die zugrunde liegenden Annahmen zur Verkehrsentwicklung

Im Innovationsszenario werden im Wesentlichen drei strategische Forderungen abgeprüft und umgesetzt:

Die Verkehrsmengen werden daraufhin überprüft, ob und wie sie bei gleicher oder ähnlicher Bedarfsdeckung effektiviert bzw. reduziert werden können. Dies betrifft vor allem Rahmenbedingungen der Organisation von Warenströmen und der Raumplanung. Grundsätzliche Strukturänderungen beispielsweise bezüglich des „Konsums von Freizeitverkehren“ werden nicht angenommen.

Der Modal Split wird nach allen verkehrswissenschaftlich abgesicherten Möglichkeiten zugunsten der Schiene verändert. Das Szenario zeigt, wie viel eine solche Option an Einsparungen ermöglicht.

Auf der Ebene der Technik und der Energieträger wird unterstellt, dass für den Personenverkehr die Elektromobilität – mit den Zwischenstufen Hybrid- und Plug-In-Hybridfahrzeuge – systematisch und gerichtet entwickelt wird und die reinen Verbrennungsmotoren perspektivisch ablöst. Auf diesem Weg wird die Effizienz der Antriebstechniken systematisch optimiert. Ebenfalls wird die Entwicklung der Gasantriebe voran getrieben und die gasbetriebenen Fahrzeuge werden mit Intensität in den Markt eingeführt. Auch Brennstoffzellenantriebe werden weiter entwickelt, aufgrund der strategischen Orientierung zu den Elektroantrieben bleibt diese Antriebsform weiterhin wie im Referenzszenario eine Nische, da wir keinen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur unterstellen.

Die verwendeten flüssigen Kraftstoffe werden systematisch bis 2050 durch Biokraftstoffe ersetzt; dies betrifft vor allem den Güterverkehr, in dem flüssige Kraftstoffe aufgrund ihrer Energiedichte derzeit als alternativlos eingeschätzt werden. Dies erfordert die in Kapitel 2.5.2 dargestellte strategische Prioritätensetzung, Biomasse für Kraftstoffe einzusetzen. Dies ist nur in dem im Szenario dargestellten Umfang möglich, wenn die im Kapitel 2.5.2 dargestellten Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt sind.

5.3.4.1.1 Personenverkehr

Die Mobilität, gemessen in Kilometer je Person und Jahr hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen. Es gibt keine Hinweise, dass sich dieser Trend signifikant umkehren würde. Hintergrund ist die Tatsache, dass die zur Ortsveränderung eingesetzte Zeit zwar konstant bleibt, aber die technologisch verfügbaren Geschwindigkeiten weiter ansteigen, so dass mit gleichem Zeiteinsatz größere Entfernungen zurückgelegt werden.

Im Referenzszenario steigt die Personenmobilität von 2005 bis 2030 um 1.270 km, bis 2050 dann nochmals um fast 900 km. Im Innovationsszenario steigt die Mobilität im gleichen Zeitraum bis 2030 um nur 400 km, bis 2050 sinkt sie dann leicht um 65 km ab. Das bedeutet einen Trendbruch. Ein stärkeres Absenken der Personenmobilität scheint aus heutiger Sicht nicht vorstellbar. Erreicht wird der Trendbruch durch die Substitution längerer Wege durch kürzere sowie ein vermehrtes Wegeaufkommen im Langsamverkehr.

Beim Modal-Split zeigt sich auch im Innovationsszenario eine hohe Abhängigkeit vom Motorisierten Individualverkehr. Trotz gegenüber dem Referenzszenario verstärkter raumstruktureller Anpassungen an die Preisentwicklung (sowie z. T. energiepolitisch bedingt) und einer stärkeren Substitution längerer durch kürzere Wege, verringert sich der Anteil des MIV nur unwesentlich. Dies verdeutlicht die enorme Abhängigkeit des Modal-Splits von den demografisch bedingten Fahrtzweckverschiebungen (Freizeit- und Einkaufsverkehr) und Motorisierungsgraden.

5.3.4.1.2 Güterverkehr

Die Ausrichtung der bestimmenden Faktoren für den Güterverkehr im Innovationsszenario (Modal-Split und Transportweiten) stellt eine Variation der Ausprägungen im Referenzszenario in Richtung einer ambitionierten CO₂-Reduktion dar. Zwei Treiber sind maßgebend: Einerseits eine güter- und relationsabhängige Verschiebung von der Straße auf die Schiene (und teilweise auf die Binnenwasserstraße) und andererseits eine Verringerung der mittleren Transportweiten gegenüber dem Referenzszenario. Auslöser für die Verringerung der Transportweiten können z. B. energiepreisinduzierte Effizienzsteigerungen und tendenziell höhere Anteile bei der Verlagerung von Transporten mit niedrigeren Durchschnittsdistanzen sein.

Dem entgegen wirken systembedingte Umwegfahrten auf den weniger dichten Schienen- und Wassernetzen und vermehrte Vor- und Nachläufe auf der Straße. Der Shift auf die transportweiten-intensiven Verkehrsträger Bahn und Binnenschiff bedeutet insgesamt längere Wege, so dass im Innovationsszenario die Güterverkehrsleistung ansteigt. Die Verschiebung des Modal-Splits wird durch verkehrsträgerspezifische Transportweiten überkompensiert.

Der LKW hat seine Vorteile im Nahbereich und zur Feinverteilung, respektive zur feinräumigen Versorgung des Verarbeitenden Gewerbes. Im Innovationsszenario wird der aufkommensbezogenen Anteil der LKW reduziert durch:

- eine geringere Nachfrage nach fossilen Energieträgern, die dann auch nicht mehr feinverteilt werden müssen (Tankstellen, Heizöl);
- eine verstärkte Verlagerung von Stückgütern in den kombinierten Verkehr, so dass der LKW dort keine reinen Quelle-Ziel-Fahrten mehr übernimmt, sondern vorwiegend Vor- und Nachlauf zu den Umschlagterminals;
- eine Anpassung von Logistik- und Transportprozessen in der Feinverteilung zur Ver- und Entsorgung des Handels mit Nahrungsmitteln und Konsumgütern;
- eine teilweise Verlagerung von Durchgangsverkehren auf die Schiene durch Optimierung der Transitrelationen (dies ist aber nicht immer zielführend, da Schienenkapazitäten fehlen können und darüber hinaus viele Transitverkehre durch logistische Dienstleistungen Wertschöpfung und Arbeitsplätze mit sich bringen).

5.3.4.2 Die Entwicklung der Rahmendaten für den Verkehrssektor

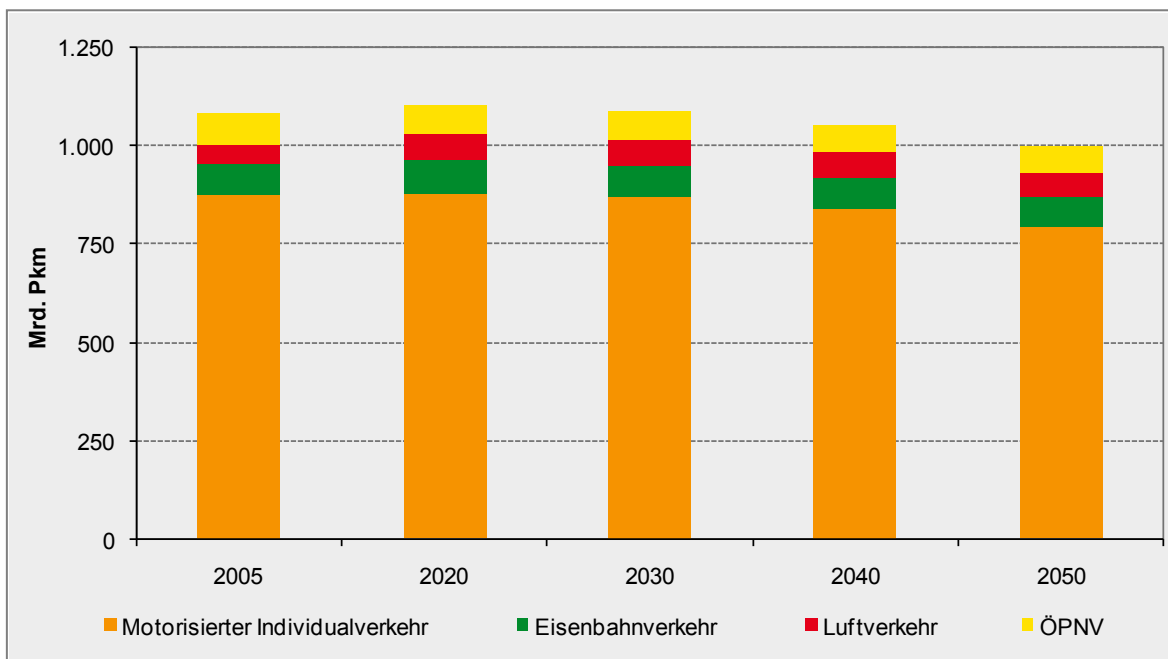
Basierend auf den zugrunde gelegten sozio-ökonomischen Veränderungen und den dar-
gelegten Annahmen ergeben sich im Innovationsszenario folgende Entwicklungen beim
Personenverkehr: Die Verkehrsleistung, gemessen an Personenkilometern, stagniert bis
ins Jahr 2020 und geht anschließend leicht, ab 2030 stärker zurück. Im Betrachtungszeit-
raum verringert sich die Personenverkehrsleistung um 8 % (Tabelle 5.3-25). Die verschie-
denen Verkehrsträger entwickeln sich unterschiedlich. Der MIV (-9 %), Schienenverkehr
(-1 %) und der Öffentliche Personennahverkehr (-16 %) weisen eine abnehmende Ver-
kehrsleistung auf. Hingegen zeigt sich beim Luftverkehr eine Zunahme um 19 %. Die An-
teile der Verkehrsmoden an der Personenverkehrsleistung verschieben sich nur geringfü-
gig. Die Anteile des Luft- und Schienenverkehrs nehmen leicht zu, während sich die Antei-
le des MIV und des ÖPNV etwas verringern. Der MIV bleibt mit einem Anteil knapp unter
80 % die dominante Größe.

*Tabelle 5.3-25: Szenario „Innovation“: Personenverkehrsleistungen 2005 – 2050, in
Mrd. Personenkilometer*

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Motorisierter Individualverkehr	876	880	867	839	793	
PKW	857	862	851	824	781	
Zweiräder	19	18	16	14	13	
Eisenbahnverkehr	77	81	81	79	76	
Schienenbahnverkehr	43	44	44	43	41	
Schienenfernverkehr	34	36	37	36	35	
ÖPNV	79	74	70	68	66	
Strassen-, Stadt-, U-Bahnen	15	16	15	15	14	
Busse	63	58	55	53	51	
Luftverkehr	53	67	68	66	63	
Insgesamt Personenverkehrsleistungen	1.084	1.101	1.087	1.052	998	
Anteile in %						
Motorisierter Individualverkehr	80,8	79,9	79,8	79,7	79,5	
Eisenbahnverkehr	7,1	7,3	7,5	7,5	7,6	
ÖPNV	7,2	6,7	6,5	6,5	6,6	
Luftverkehr	4,9	6,1	6,2	6,3	6,3	

Quelle: ProgTrans / Prognos

Abbildung 5.3-22: Szenario „Innovation“: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Personenkilometern



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Im Innovationsszenario nimmt die **Güterverkehrsleistung**, gemessen in Tonnenkilometern, im Betrachtungszeitraum um 86 % zu (Tabelle 5.3-26). Damit liegt die Zunahme der Güterverkehrsleistung im Innovationsszenario leicht über der Zunahme im Referenzszenario, was auf die systembedingten Umwegfahrten (Schiene, Binnenschifffahrt) zurückzuführen ist.

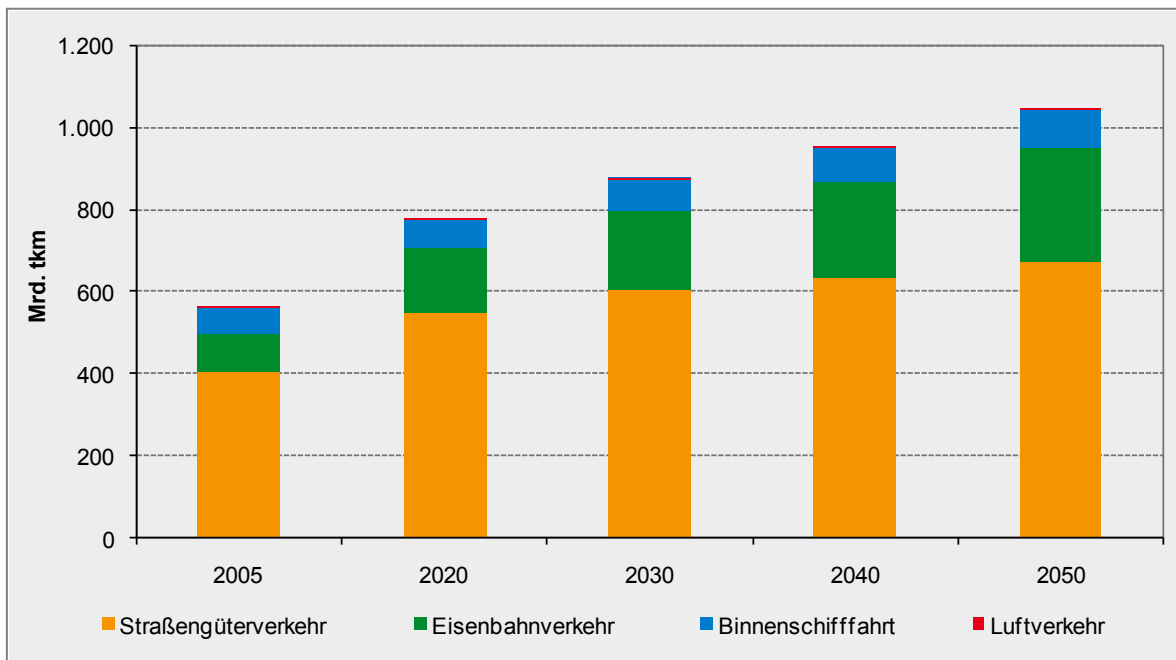
Die Güterverkehrsleistungen auf der Schiene verdreifachen sich nahezu; die Bedeutung der Schiene im Mix erhöht sich um nahezu 10 %-Punkte. Der Binnenschifffahrt wächst mit einer Zunahme um 48 % deutlich gegenüber dem Referenzszenario. Dennoch bleibt die Dominanz des Transportverkehrs durch den Straßengüterverkehr (Wachstum um 67 %) während der Betrachtungszeit erhalten. Trotz starken Wachstums (Verdreifachung) bleibt die Bedeutung des Luftverkehrs für den Gütertransport insgesamt gering.

Tabelle 5.3-26: Szenario „Innovation“: Güterverkehrsleistungen 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern

		Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050
Straßengüterverkehr	403	550	604	635	671
deutsche Lkw/Sattelzugmaschinen	272	355	387	409	434
Fernverkehr	196	275	307	328	353
Nah-/Regionalverkehr	75	80	80	80	81
ausländische Lkw/Sattelzugmaschinen	131	195	217	226	237
Eisenbahnverkehr	95	156	192	232	278
Binnenschifffahrt	64	71	78	85	95
Luftverkehr	1	2	2	3	3
Insgesamt Güterverkehrsleistungen	563	779	876	953	1.047
Anteile in %					
Straßenverkehr	71,5	70,6	69,0	66,6	64,1
Eisenbahnverkehr	16,9	20,1	21,9	24,3	26,5
Binnenschifffahrt	11,4	9,1	8,9	8,9	9,1
Luftverkehr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-23: Szenario „Innovation“: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern 2005 – 2050, in Mrd. Tonnenkilometern



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

5.3.4.3 Der Endenergieverbrauch im Straßenverkehr

Beim **Personenverkehr** führen im Innovationsszenario die rückgängigen Verkehrsleistungen, die signifikante Veränderung des Fahrzeugparks sowie die deutliche Verringerung der spezifischen Energieverbräuche bei den einzelnen Antriebsarten noch stärker als in der Referenz zu einem Rückgang des Energieverbrauchs um insgesamt 67 %.

Fahrzeuge mit reinem ottomotorischem Antrieb werden zunehmend durch Hybridfahrzeuge und Dieselfahrzeuge substituiert und etwa ab 2030, spätestens 2035, nicht mehr neu zugelassen. Im Jahr 2050 sind sie aus dem Fahrzeugpark verschwunden (Tabelle 5.3-27). Hybridfahrzeuge werden systematisch entwickelt und in den Fahrzeugpark eingeführt. Beträgt ihre Zahl in 2010 noch 47.000, sind es 2015 bereits fast 500.000 und in 2020 4,1 Millionen Fahrzeuge. Im Jahr 2028 erreicht der Bestand mit knapp 20 Millionen das Maximum, um danach langsam zurück zugehen, denn dann wirkt sich allmählich die nächste Welle der Fahrzeugevolution auf den Markt aus: Plug-in-Hybride erreichen 2026 einen Bestand von gut einer Million, 2035 knapp zwei Millionen und 2050 schließlich 12,6 Millionen. Reine Elektrofahrzeuge kommen leicht zeitversetzt in den Park, sie erreichen 2028 die Millionengrenze, 2039 die fünf Millionen und bis 2050 gut 8,1 Millionen. Dieselfahrzeuge setzen bis 2018 mit 16,2 Mio. Fahrzeugen zunächst den seit einigen Jahren zu beobachtenden „Dieseltrend“ fort; danach beginnt die Fahrzeuganzahl zu sinken und Dieselantriebe verlieren massiv Marktanteile an alle anderen Antriebsarten. Brennstoffzellenfahrzeuge werden in die Großversuchsphase entwickelt und erreichen 2050 die Marke von ca. 1 Million Fahrzeugen.

Im Jahr 2050 sind beinahe zwei Drittel der Fahrzeuge Hybridfahrzeuge, ein Fünftel der Fahrzeuge verfügt über einen reinen Elektroantrieb. Die Hybrid- und Elektrofahrzeuge haben auf der Ebene der spezifischen Endenergieverbräuche gegenüber den allein kraftstoffbetriebenen PKW erhebliche Effizienzvorteile. 15 % der Fahrzeuge sind gasbetrieben (Tabelle 5.3-27).

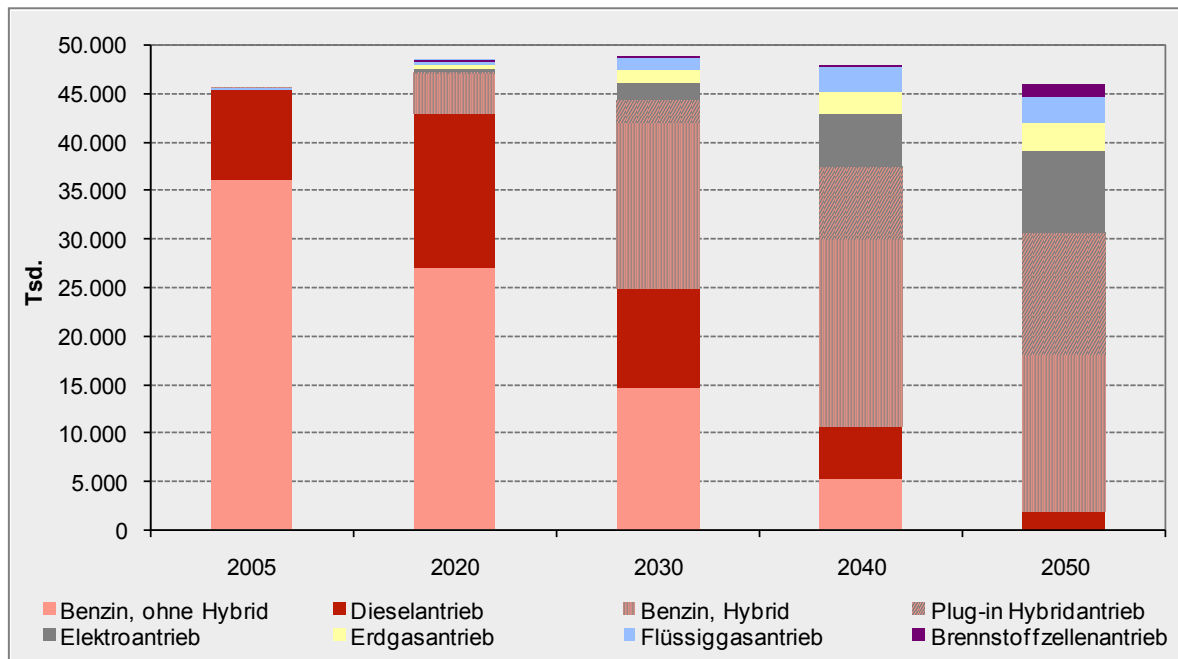
Die spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge sinken gegenüber der Referenzentwicklung nochmals deutlich: Bei den Benzin- und gasbetriebenen Fahrzeugen reduziert sich der spezifische Verbrauch der Gesamtflotte im Durchschnitt um knapp 50 % (bei Neuwagen bis 2050 um bis zu 60 %). Bei Tabelle 5.3-27 ist zu beachten, dass es sich jeweils um Durchschnittswerte der gesamten Flotte, nicht allein der Neufahrzeuge handelt. Bezogen auf die gesamte Fahrzeugflotte verbessert sich die Energieeffizienz um 64 %. Dies hängt vor allem mit dem Vordringen der Elektrofahrzeuge zusammen, da deren Endenergieeffizienz um mindestens einen Faktor 2 - 2,5 höher ist als bei verbrennungsmotorisch angetriebenen PKW.

Tabelle 5.3-27: Szenario „Innovation: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch von PKW und Kombi, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fahrzeugbestand (Tsd.)	45.521	48.491	48.739	47.835	45.828	
Benzin, ohne Hybrid	36.050	26.999	14.624	5.253	0	
Benzin, Hybrid	25	4.134	17.033	19.223	16.288	
Dieselantrieb	9.392	15.840	10.255	5.401	1.739	
Erdgasantrieb	20	507	1.330	2.429	2.805	
Flüssiggasantrieb	32	510	1.312	2.423	2.800	
Elektroantrieb	2	212	1.824	5.456	8.401	
Plug-in Hybridantrieb	0	287	2.358	7.519	12.640	
Brennstoffzellenantrieb	0	2	3	132	1.154	
Jahresfahrleistung (Tsd. Fzkm/Fz)	12,8	12,3	12,2	12,0	11,9	
Benzin, ohne Hybrid	10,9	9,7	11,1	11,5	11,8	
Benzin, Hybrid	8,1	8,6	11,0	11,5	11,8	
Dieselantrieb	19,9	17,5	16,3	14,7	13,2	
Erdgasantrieb	15,7	16,5	16,3	14,7	13,2	
Flüssiggasantrieb	15,7	16,5	16,3	14,7	13,2	
Elektroantrieb	3,2	4,7	8,2	10,9	11,7	
Plug-in Hybridantrieb	0,0	4,7	8,2	10,9	11,7	
Brennstoffzellenantrieb	1,5	2,8	4,3	5,6	7,0	
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	581,7	595,0	592,5	573,8	543,4	
Benzin, ohne Hybrid	393,9	262,4	161,9	60,3	0,0	
Benzin, Hybrid	0,2	35,8	186,7	220,7	191,9	
Dieselantrieb	186,7	277,8	166,8	79,7	22,9	
Erdgasantrieb	0,3	8,4	21,6	35,8	37,0	
Flüssiggasantrieb	0,5	8,4	21,3	35,7	37,0	
Elektroantrieb	0,0	1,0	14,9	59,2	98,5	
Plug-in Hybridantrieb	0,0	1,4	19,2	81,6	148,1	
Brennstoffzellenantrieb	0,0	0,0	0,0	0,7	8,0	
Spezifischer Verbrauch						
PKW (Benzin, Diesel, Hybrid; l/100 km)	7,8	5,8	4,6	4,1	3,9	
Benzin, ohne Hybrid (l/100 km)	8,3	6,4	5,2	4,7	4,2	
Benzin, Hybrid (l/100 km)	6,2	4,8	3,9	3,5	3,2	
Dieselantrieb (l/100 km)	6,8	5,4	4,8	4,4	4,3	
Erdgasantrieb (kg/100km)	5,6	4,3	3,5	3,2	2,9	
Flüssiggasantrieb (kg/100km)	6,1	4,7	3,8	3,4	3,1	
Elektroantrieb (kWh / 100 km)	20,6	16,5	14,5	14,0	13,9	
Plug-in Hybridantrieb (kWh / 100 km)		23,5	20,0	18,6	17,7	
Brennstoffzelle (kg H2 / 100 km)	1,8	1,4	1,2	1,2	1,1	
Besetzungsgrad (Pkm/Fzkm)	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-24: Szenario „Innovation“: Fahrzeugbestände PKW und Kombi nach Antriebstypen, 2005 – 2050, in Tsd.



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

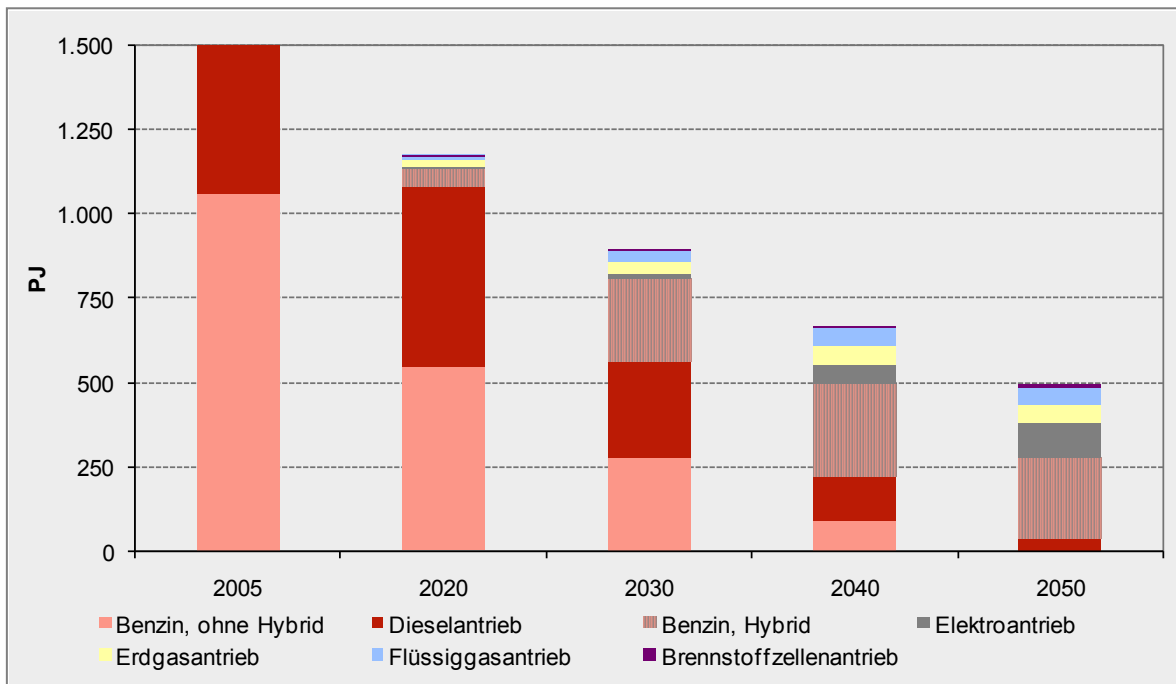
Insgesamt verringert sich der Energieverbrauch von PKW und Kombi zwischen 2005 und 2050 um 67 %.

Tabelle 5.3-28: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch von PKW und Kombi 2005 – 2050 nach Antriebsarten, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Benzin, ohne Hybrid	1.062	546	276	92	0	
Benzin, Hybrid	0	56	245	278	242	
Dieselantrieb	457	538	286	126	35	
Erdgasantrieb	1	18	38	57	53	
Flüssiggasantrieb	1	18	38	56	53	
Elektroantrieb	0	1	15	59	101	
Brennstoffzellenantrieb	0	0	0	1	10	
Gesamt Energieverbrauch	1.521	1.177	898	669	495	
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050	
Benzin, ohne Hybrid		-4,5	-7,7	-10,4	-100,0	
Benzin, Hybrid		52,6	9,7	1,3	-1,4	
Dieselantrieb		-2,1	-6,8	-7,9	-11,9	
Erdgasantrieb		9,8	7,2	4,0	-0,6	
Flüssiggasantrieb		5,9	7,1	4,1	-0,6	
Elektroantrieb		-	26,4	14,8	5,6	
Brennstoffzellenantrieb		-	5,0	48,9	25,9	
Gesamt Energieverbrauch		-2,2	-2,7	-2,9	-3,0	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-25: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch von PKW und Kombi nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Der Benzinverbrauch geht um 77 % zurück, der Dieserverbrauch um 92 %. Die fossilen Anteile von Benzin und Diesel werden bis ins Jahr 2050 vollständig durch Biotreibstoffe der zweiten und dritten Generation ersetzt. Auf die Biokraftstoffe entfällt im Jahr 2050 etwas mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs von PKW und Kombi. Weitere rund 20 % entfallen je auf Elektrizität und Gas (Erd- und Flüssiggas; Tabelle 5.3-28, Abbildung 5.3-25).

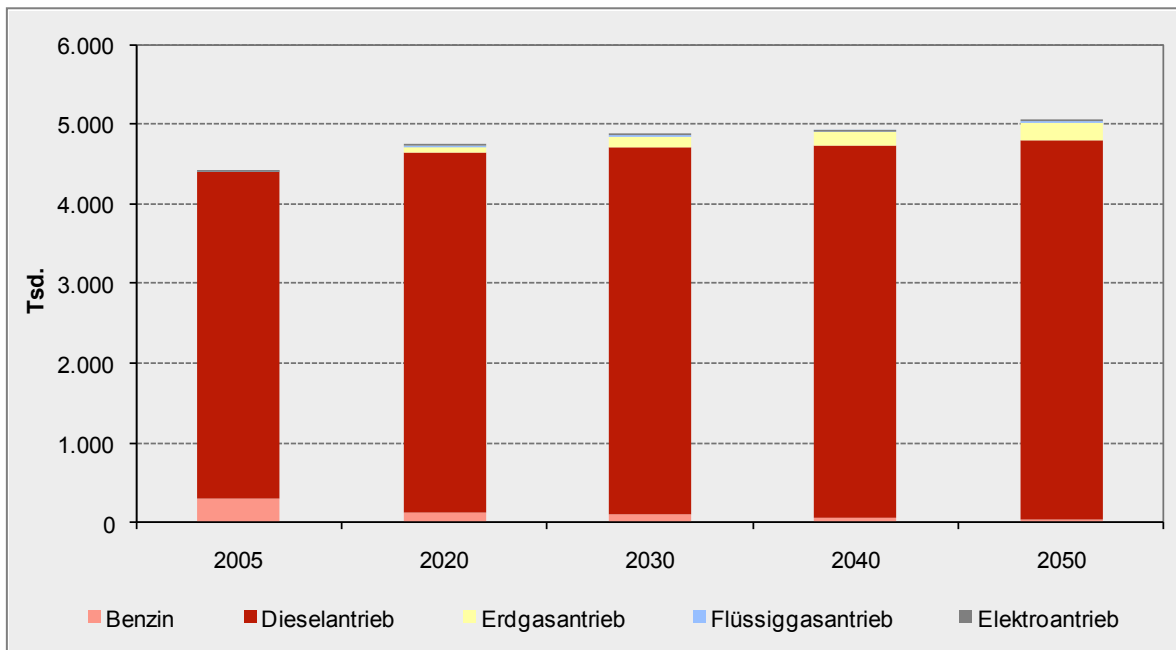
Im motorisierten **Güterverkehr** sind die steigenden Verkehrsleistungen auch im Innovationsszenario die dominierende Größe. Diese werden mit steigenden Fahrzeugzahlen (+ 14 %) erbracht. Die Fahrzeugauslastung wird bis 2050 gegenüber 2005 um 41 % erhöht (Tabelle 5.3-29). Diese Verbesserung ist geringer als in der Referenz, da aufgrund der erhöhten Schienentransporte mehr kleinteilige Verteilverkehre in der Fläche erfolgen. Bezüglich der Fahrzeugtechnik gehen wir für die Entwicklung im Innovationsszenario davon aus, dass alle eingesetzten Antriebsarten gegenüber dem Referenzszenario nochmals deutliche Effizienzerhöhungen erfahren. Die spezifischen Verbräuche der Dieselfahrzeuge sinken bis 2050 um 28 %, diejenigen der Benzinser um 30 %. Grundsätzlich gehen wir auch hier davon aus, dass sich zu den Antrieben mit flüssigen Kraftstoffen nur wenig Alternativen bis zur Marktreife entwickeln lassen. Gas- und Elektrofahrzeuge finden wie in der Referenz im Bereich der Lieferwagen und im Stadt- und Verteilverkehr eine Nische.

Tabelle 5.3-29: Szenario „Innovation: Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs, jeweils gemittelt über den gesamten Fahrzeugbestand, 2005 – 2050

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Fahrzeugbestand (Tsd.)	4.424	4.742	4.873	4.936	5.053	
Benzin	308	139	100	74	50	
Dieselantrieb	4.107	4.499	4.603	4.652	4.753	
Erdgasantrieb	6	86	141	171	201	
Flüssiggasantrieb	2	11	17	24	30	
Elektroantrieb	2	7	11	15	20	
Jahresfahrleistung (Tsd. Fzkm/Fz)	19,3	20,4	20,5	20,5	20,5	
Benzin	10,4	10,6	10,4	9,4	7,3	
Dieselantrieb	20,0	20,9	21,0	21,1	21,1	
Erdgasantrieb	10,9	12,0	12,1	12,1	12,2	
Flüssiggasantrieb	9,5	11,4	11,7	11,9	12,0	
Elektroantrieb	8,6	9,0	9,2	9,2	9,2	
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	85,5	96,8	99,9	101,4	103,7	
Benzin	3,2	1,5	1,0	0,7	0,4	
Dieselantrieb	82,2	94,1	96,9	98,2	100,4	
Erdgasantrieb	0,1	1,0	1,7	2,1	2,5	
Flüssiggasantrieb	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	
Elektroantrieb	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	
Spezifischer Verbrauch (PJ/ Mrd. km)	8,3	7,1	6,6	6,2	6,0	
Benzinantrieb (l/100 km)	13,7	11,4	10,0	9,4	9,5	
Dieselantrieb (l/100 km)	23,5	20,1	18,6	17,5	16,8	
Erdgasantrieb (kg/100 km)	15,8	13,8	12,4	11,5	11,1	
Flüssiggasantrieb (kg/100 km)	16,6	14,9	13,5	12,5	12,2	
Elektroantrieb (kWh/100 km)	56,0	49,6	46,1	43,0	41,2	
mittlerer Ladefaktor (tkm/Fzkm)	4,3	5,0	5,4	5,7	6,0	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-26: Szenario „Innovation“: Fahrzeugbestände im Straßengüterverkehr nach Antriebstypen, 2005 – 2050, in Tsd.



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

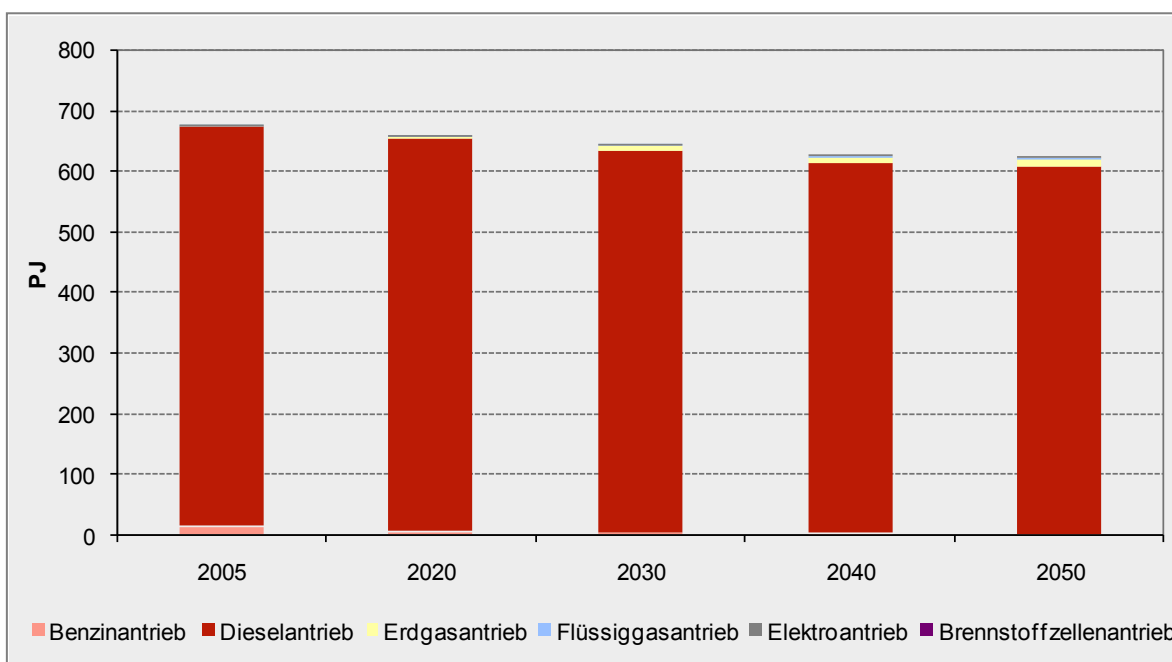
Der gesamte Verbrauch des Straßengüterverkehrs verringert sich als Ergebnis der kumulierten Effekte in der Betrachtungsperiode um 8 %. Diese Reduktion folgt praktisch vollständig aus der Effizienzsteigerung der Dieselantriebe. Wie in der Referenz kompensieren die Energieverbräuche der aus dem Fahrzeugpark verschwindenden Benzin- und der hineinwachsenden Gas- und Elektrofahrzeuge einander in etwa.

Tabelle 5.3-30: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch des Straßengüterverkehrs 2005 – 2050 nach Energieträgern, in PJ

	2005	Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050
Benzinantrieb	13,8	5,2	3,3	2,1	1,1
Dieselantrieb	660,6	646,2	629,0	610,5	606,4
Erdgasantrieb	0,5	6,5	9,7	10,9	12,5
Flüssiggasantrieb	0,1	1,0	1,4	1,8	2,2
Elektroantrieb	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Brennstoffzellenantrieb	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt Energieverbrauch	675,0	659,0	643,6	625,5	622,5
Veränderung in % p.a.		2020			
		2020	2030	2040	2050
Benzinantrieb		-6,3	-3,6	-4,3	-6,1
Dieselantrieb		0,0	-0,5	-0,3	-0,1
Erdgasantrieb		7,9	3,1	1,1	1,4
Flüssiggasantrieb		6,4	3,2	2,4	2,2
Elektroantrieb		-	3,3	2,5	2,2
Brennstoffzellenantrieb		-	-	-	-
Gesamt Energieverbrauch		0,0	-0,5	-0,3	0,0

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-27: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch im Straßengüterverkehr nach Antriebsarten, 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Aus Platz- und Signifikanzgründen werden hier die Entwicklungen bei den motorisierten Zweirädern sowie im öffentlichen Straßenpersonenverkehr nicht gesondert abgebildet. Diese sind im folgenden Gesamtenergieverbrauch des Straßenverkehrs enthalten. Der öffentliche Straßenpersonenverkehr (aktuell hauptsächlich Busse, perspektivisch Sammeltaxen und Kleinbusse) trug 2005 zum Dieselverbrauch bei, perspektivisch verteilen sich die dort benötigten Verbräuche auch auf die anderen Energieträger.

Um den Energieverbrauch auf die Systematik der Energiebilanz abzustimmen, müssen die ermittelten Werte um den „Tanktourismus“ bereinigt werden. Damit wird der „Import“ von Kraftstoffen sowohl durch ausländische Fahrzeuge als auch durch Tanken im Ausland in Grenzregionen bezeichnet. Dieser Kraftstoffimport betrug im Jahr 2005 ca. 74,5 PJ Benzin, das aufgrund des Preisgefälles zu den Nachbarländern jenseits der Grenze getankt wurde, und reduziert sich allmählich auf ca. 20 PJ. Bei Diesel ist die Situation umgekehrt, hier wird z. T. geringfügig „exportiert“.

Tabelle 5.3-31: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs 2005 – 2050, in PJ

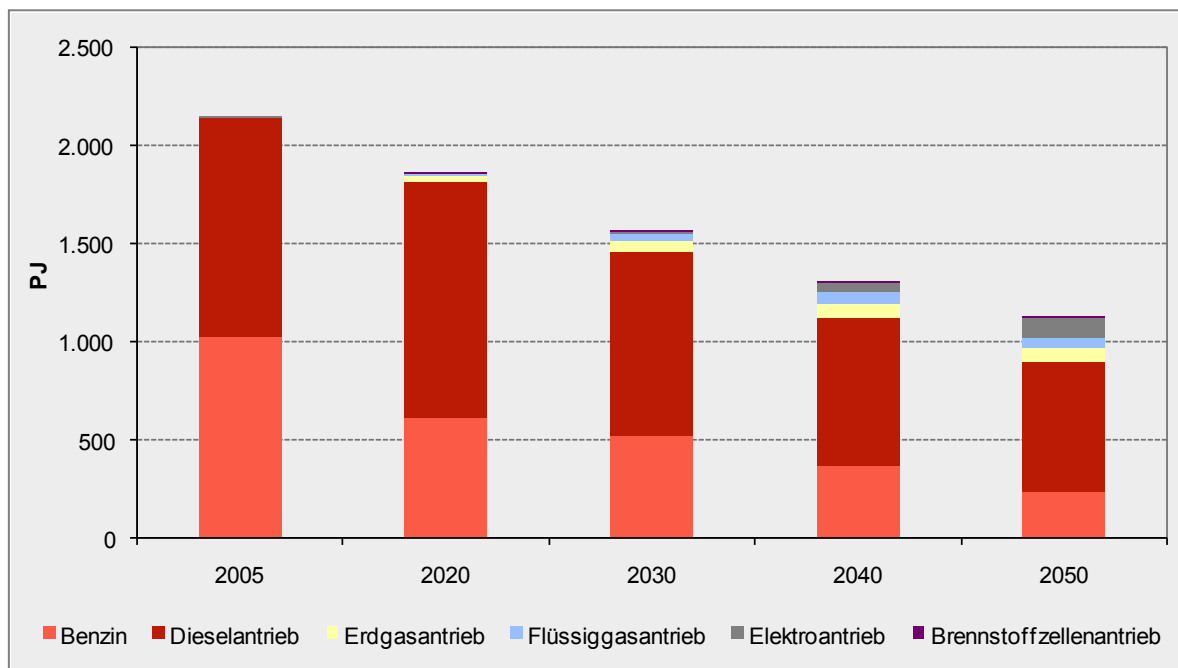
		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Benzin	1.025	609	524	368	236	
Dieselantrieb	1.124	1.207	937	757	661	
Erdgasantrieb	2	26	50	69	68	
Flüssiggasantrieb	2	19	39	59	56	
Elektroantrieb	0	1	15	59	101	
Brennstoffzellenantrieb	0	0	0	1	10	
Gesamt Straßenverkehr	2.152	1.862	1.565	1.313	1.133	
nachrichtlich: Biokraftstoff	9	255	494	617	732	
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050	
Benzin		-2,8	-1,7	-3,5	-4,3	
Dieselantrieb		-1,0	-2,7	-2,1	-1,3	
Erdgasantrieb		9,0	6,1	3,4	-0,2	
Flüssiggasantrieb		-	6,7	2,1	-1,4	
Elektroantrieb		-	25,2	10,5	4,0	
Brennstoffzellenantrieb		-	5,6	62,0	15,8	
Insgesamt Straßenverkehr		-1,5	-1,8	-1,7	-1,4	
nachrichtlich: Biokraftstoff		6,6	4,6	1,3	3,3	
Personenverkehr	1.477	1.203	921	688	511	
Güterverkehr	675	659	644	625	622	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Der gesamte Endenergieverbrauch im Straßenverkehr verringert sich im Betrachtungszeitraum um 47 % von 2.152 PJ auf 1.133 PJ (Tabelle 5.3-31). Der Rückgang ist hauptsächlich auf den Verbrauchsrückgang beim Personenverkehr zurückzuführen, der sich im Betrachtungszeitraum von 1.477 PJ auf 511 PJ verringert (-65 %, inkl. Busse und Zweiräder). Der hohe Anteil an Dieselantrieben ist auch hier vor allem auf den Güterverkehr zurückzuführen.

Die flüssigen Kraftstoffe werden im Lauf der Zeit allmählich durch Biokraftstoffe ersetzt, bis 2050 auf der Straße nur noch Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation eingesetzt werden. Dies wird in der zusammenfassenden Energieträgerdarstellung (Abbildung 5.3-31) abgebildet.

Abbildung 5.3-28: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs nach Antriebsarten 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

5.3.4.4 Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs

Im Gegensatz zum Referenzszenario wird im Innovationsszenario beim ÖPNV nicht von einem abnehmenden, sondern einem geringfügig steigenden Auslastungsgrad ausgegangen. Als Folge der abnehmenden Fahrleistung verringert sich die Personenverkehrsleistung des ÖPNV im Betrachtungszeitraum dennoch um 7 %. Der spezifische Verbrauch sinkt bis 2050 um 16 %, der Verbrauch insgesamt um 22 % gegenüber dem Ausgangsniveau (Tabelle 5.3-32).

Tabelle 5.3-32: Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch des schienengebundenen Öffentlichen Personennahverkehrs (Straßenbahn, S-Bahn, U-Bahn), in PJ

	2005	Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)	15,3	15,7	15,4	15,0	14,4
Auslastungsgrad (Pkm/Wkm)	24,3	24,7	24,7	24,7	24,7
Fahrleistung (Mio. Wkm)	629,1	633,6	623,7	606,7	583,5
Spez. Verbrauch (kWh/Wkm)	2,9	2,6	2,5	2,5	2,4
Verbrauch (Strom, PJ)	6,6	6,0	5,7	5,4	5,1

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Beim Eisenbahnpersonenverkehr zeigt sich im Betrachtungszeitraum ein Rückgang der Verkehrsleistung um rund 1,3 %. Der Rückgang ist hauptsächlich auf die Entwicklung im Nahverkehr zurückzuführen, bei dem die Verkehrsleistung um 5 % abnimmt. Beim Fern-

verkehr steigt die Verkehrsleistung bis 2030 noch an, sinkt danach leicht und liegt im Jahr 2050 um 4 % über dem Ausgangswert.

Aufgrund des gegenüber der Referenz nochmal stärker sinkenden spezifischen Verbrauchs sowohl beim Nahverkehr (-15 %) als auch beim Fernverkehr (-25 %) nimmt der Energieverbrauch in beiden Kategorien ab. Insgesamt reduziert sich der Energieverbrauch des Eisenbahnpersonenverkehrs im Betrachtungszeitraum um 20 % auf rund 29 PJ. Davon entfallen rund 70 % auf Strom, der Rest auf Biokraftstoff (Tabelle 5.3-33).

Tabelle 5.3-33: Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Eisenbahnpersonenverkehr

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Nahverkehr						
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)						
Elektrotraktion	31,5	34,9	34,8	33,6	32,1	
Dieseltraktion	11,6	9,6	9,5	9,2	8,8	
Gesamt Verkehrsleistung	43,1	44,4	44,4	42,9	40,9	
Spezifischer Verbrauch (kJ/Pkm)						
Elektrotraktion	486	442	433	426	422	
Dieseltraktion	1.038	1.009	992	984	982	
Gesamt spez. Verbrauch	636	564	553	546	542	
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	15,3	15,4	15,1	14,3	13,5	
Diesel (inkl. Biodiesel)	12,1	9,6	9,5	9,1	8,6	
Gesamt Energieverbrauch	27,4	25,1	24,6	23,4	22,2	
Fernverkehr						
Verkehrsleistung (Mrd. Pkm)						
Elektrotraktion	32,9	35,6	35,9	35,2	34,2	
Dieseltraktion	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	
Gesamt Verkehrsleistung	33,7	36,3	36,6	35,9	34,9	
Spezifischer Verbrauch (kJ/Pkm)						
Elektrotraktion	261	217	205	198	196	
Dieseltraktion	715	669	652	643	639	
Gesamt spez. Verbrauch	272	226	213	207	205	
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	8,6	7,7	7,3	7,0	6,7	
Diesel (inkl. Biodiesel)	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	
Gesamt Energieverbrauch	9,2	8,2	7,8	7,4	7,1	
Personenverkehr insgesamt						
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	23,9	23,1	22,4	21,3	20,2	
Diesel (incl. Biodiesel)	12,7	10,1	9,9	9,5	9,1	
Gesamt Energieverbrauch	36,5	33,2	32,3	30,8	29,3	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Beim Schienengüterverkehr steigt die Transportleistung massiv an sie verdreifacht sich fast. Gemessen in Tonnenkilometern weitet sie sich bis 2050 auf knapp 280 Mrd. tkm aus (Tabelle 5.3-34). Als Folge der forcierten Verlagerung von der Straße auf die Schiene liegt

die schienengebundene Transportleistung im Innovationsszenario um rund 35 % höher als im Referenzszenario. Gegenüber dem Referenzszenario wird im Innovationsszenario von einer stärkeren technischen Effizienzsteigerung ausgegangen. Der spezifische Verbrauch verringert sich gegenüber dem Ausgangsniveau um 34 %.

Insgesamt steigt der Energieverbrauch für den Schienengüterverkehr auf knapp 32 PJ (+91 %). Die Bedeutung von Diesel nimmt ab, der Verbrauchsanteil sinkt von 22 % auf 6,5 %. Der fossile Diesel wird bis 2050 vollständig durch Biokraftstoff ersetzt.

Der Energieverbrauch für die Örtlichen Leistungen (Rangierleistungen, stationäre Anlagen) erhöht sich in der Folge von rund 17 PJ im Jahr 2007 auf 30 PJ im Jahr 2050. Für diese Verkehrsleistungen wird am Ende der Betrachtungsperiode ausschließlich Strom eingesetzt.

Tabelle 5.3-34: Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe und Energieverbrauch für den Schienengüterverkehr

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)						
Elektrotraktion	83	147	183	224	271	
Dieseltraktion	13	10	9	8	7	
Gesamt Verkehrsleistung	95	156	192	232	278	
Spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)						
Elektrotraktion	143	121	116	113	109	
Dieseltraktion	368	319	309	303	297	
Gesamt spez. Verbrauch	173	133	125	119	114	
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	11,8	17,7	21,2	25,2	29,6	
Diesel (inkl. Biodiesel)	4,7	3,2	2,8	2,4	2,0	
Gesamt Energieverbrauch	16,5	20,9	24,0	27,6	31,7	
Örtliche Leistungen						
Energieverbrauch (PJ)						
Strom	16,1	20,3	22,5	25,8	30,7	
Diesel (inkl. Biodiesel)	1,5	0,7	0,5	0,3	0,0	
Gesamt Energieverbrauch	17,5	20,9	23,0	26,1	30,7	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

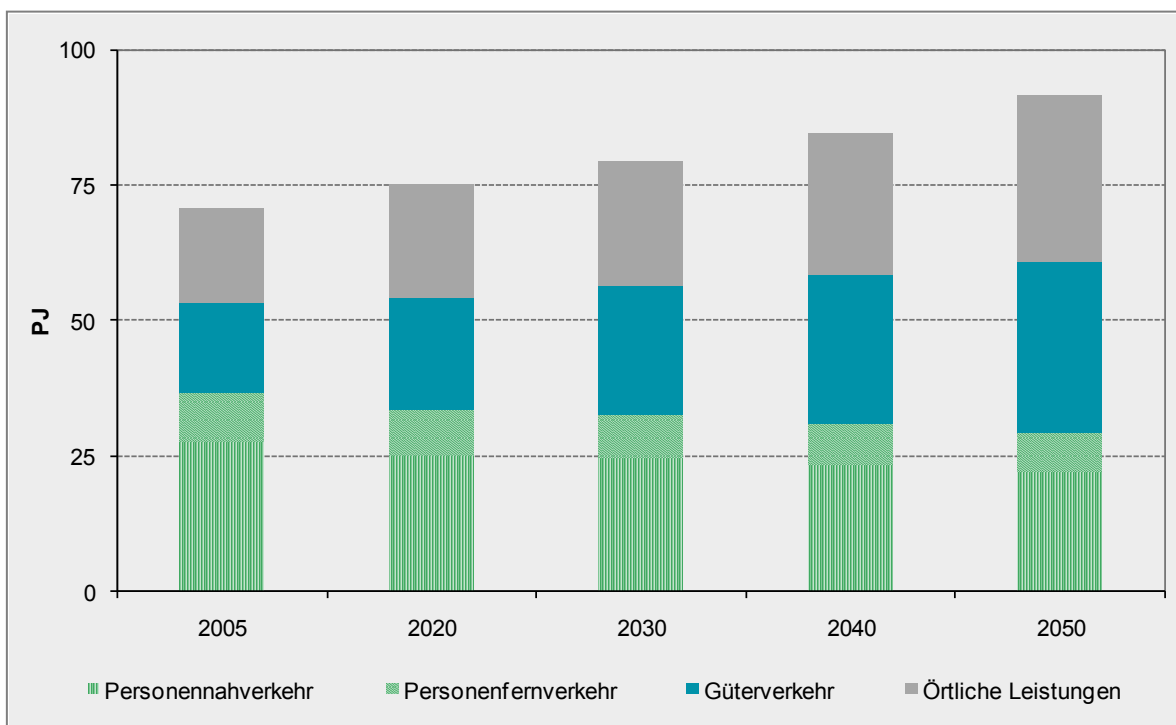
Für den gesamten Schienenverkehr (Personen und Güter) ergibt sich bis 2050 ein Zuwachs des Endenergieverbrauchs um rund 30 % auf 92 PJ (Tabelle 5.3-35). Der Stromanteil steigt von 73 % auf 89 %. Der Zuwachs ist Folge der Verbrauchszunahmen beim Güterverkehr und bei den Örtlichen Leistungen. Damit verbunden ist eine ausgeprägte Verschiebung der Anteile der Verkehrskategorien am Gesamtverbrauch: Der Anteil des Personenverkehrs (Nah und Fern) sinkt zwischen 2005 und 2050 von über 50 % auf 32 %, der Anteil des Güterverkehrs steigt von 24 % auf 35 % und der Anteil der Örtlichen Leistungen erhöht sich von 25 % auf 33 % (Abbildung 5.3-29).

Tabelle 5.3-35: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch im Schienenverkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Strom	51,7	61,1	66,2	72,3	80,5	
Diesel (inkl. Biodiesel)	18,9	13,9	13,2	12,2	11,1	
Gesamt Schienenverkehr	70,6	75,0	79,3	84,5	91,7	
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050	
Strom		1,0	0,8	0,8	0,7	
Diesel (inkl. Biodiesel)		-0,6	-0,1	-0,4	-0,9	
Gesamt Energieverbrauch		0,7	0,6	0,6	0,5	
Personennahverkehr	27,4	25,1	24,6	23,4	22,2	
Personenfernverkehr	9,2	8,2	7,8	7,4	7,1	
Güterverkehr	16,5	20,9	24,0	27,6	31,7	
Örtliche Leistungen	17,5	20,9	23,0	26,1	30,7	
Gesamt Energieverbrauch	70,6	75,0	79,3	84,5	91,7	
nachrichtlich ÖSPNV	6,6	6,0	5,7	5,4	5,1	

Quelle: ProgTrans / Prognos

Abbildung 5.3-29: Szenario „Innovation“: Energieverbrauch im Schienenverkehr nach Verwendungszweck 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

5.3.4.5 Der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt und des Luftverkehrs

Aufgrund der forcierten Substitution des Straßengüterverkehrs erhöht sich im Innovationsszenario die Transportleistung der Binnenschifffahrt stärker als im Referenzszenario. Die Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt steigt bis ins Jahr 2050 um 48 % auf 95 Mrd. tkm. Mit einem Anteil von 9 % an der Gütertransportleistung bleibt die Bedeutung der Binnenschifffahrt beschränkt.

Bei einem Rückgang des spezifischen Verbrauchs um 31 % und einer längerfristig wieder ansteigenden inländischen Betankungsquote erhöht sich der Energieverbrauch der Binnenschifffahrt bis 2050 um 43 % auf rund 18 PJ (Tabelle 5.3-36).

Tabelle 5.3-36: Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch der Binnenschifffahrt, 2005 - 2050

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Verkehrsleistung (Mrd. tkm)	64	71	78	85	95	
Spezifischer Verbrauch (kJ/tkm)	172	145	132	123	119	
Verbrauch (Diesel inkl. Biokraftstoff, PJ)	13	15	15	16	18	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Beim Luftverkehr nimmt die Personenverkehrsleistung innerhalb der Betrachtungszeit um 19 % zu. Gleichzeitig verdreifacht sich die Frachtleistung des Luftverkehrs. Diese bleibt jedoch gemessen an der gesamten Güterverkehrsleistung von geringer Bedeutung. Die technische Effizienz verbessert sich um 40 %. Das Zusammenspiel dieser Faktoren bewirkt bis 2050 eine Abnahme des Energieverbrauchs des Luftverkehrs um 10 %.

Tabelle 5.3-37: Szenario „Innovation“: Bestimmungsgründe für den Energieverbrauch des Luftverkehrs, 2005 – 2050

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Verkehrsleistung Personen (Mrd. Pkm)	53	67	68	66	63	
Verkehrsleistung Fracht (Mrd. tkm)	1	2	2	3	3	
Spezifischer Verbrauch (PJ/Mrd. Pkm-Äquivalente ¹⁾)	5	5	4	4	3	
Verbrauch (Flugtreibstoff, PJ)	345	383	354	336	312	

¹⁾ 1tkm=10 Pkm

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

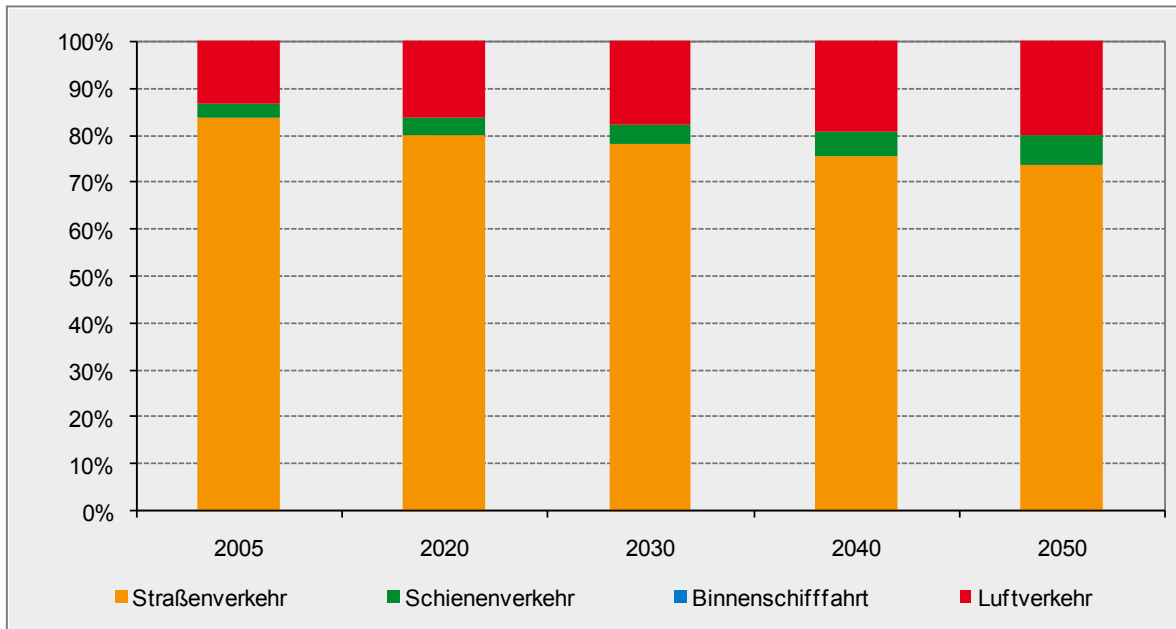
5.3.4.6 Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors insgesamt und nach Energieträgern

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor verringert sich im Innovationsszenario während des Betrachtungszeitraums um rund 40 %.

Die Anteile der unterschiedenen Verkehrsträger am Energieverbrauch verschieben sich teilweise deutlich. Der Verbrauchsanteil des Straßenverkehrs sinkt um 11 %-Punkte auf 73 %, der Anteil des Luftverkehrs vergrößert sich um 7 %-Punkte auf 20 %, der Anteil des Schienenverkehrs steigt um 3,2 %-Punkte auf 6,2 %. Obwohl sich der Energieverbrauch

der Binnenschifffahrt verdoppelt, bleibt die Bedeutung dieses Verkehrsträgers gering (Abbildung 5.3-30).

Abbildung 5.3-30: Szenario „Innovation“: Anteile der Verkehrsträger am Energieverbrauch des Verkehrssektors 2005 – 2050



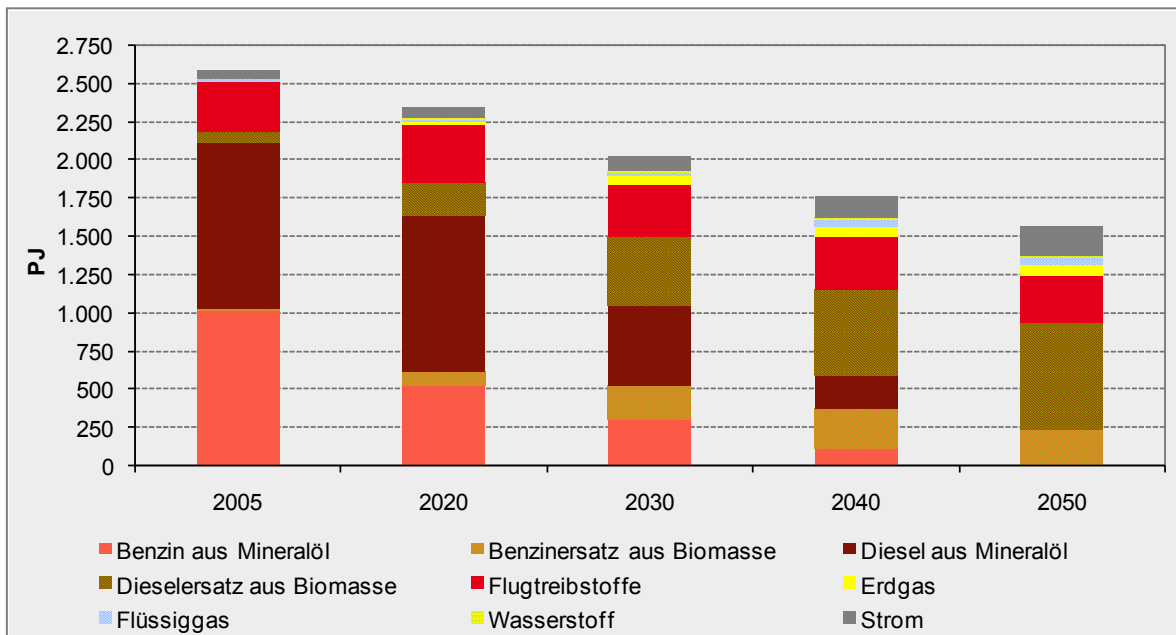
Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die einzelnen Energieträger weisen unterschiedliche Entwicklungen auf (Abbildung 5.3-31 und Tabelle 5.3-38). Als Folge von effizienteren Fahrzeugen und Substitution durch andere Energieträger geht der Verbrauch an flüssigen Kraftstoffen deutlich zurück. Der Benzinverbrauch verringert sich im Betrachtungszeitraum um 77 % von 1.025 PJ auf 236 PJ. Benzin aus Mineralöl wird bis 2050 vollständig vom Markt verdrängt, anfänglich durch die Beimischung von Bioethanol, gegen Ende der Beobachtungsperiode wird ausschließlich Biokraftstoff der zweiten oder bereits der dritten Generation eingesetzt.

Der Verbrauch an Dieselmotorkraftstoff steigt bis ins Jahr 2015 noch an, zwischen 2015 und 2050 verringert sich der Dieselmotorkraftstoffverbrauch auf 661 PJ (-41 % gegenüber 2005). Analog zur Entwicklung beim Benzin wird der fossile Diesel anfänglich durch die Beimischung von Biokraftstoff und gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch reinen Biokraftstoff verdrängt.

Die Nachfrage nach Erd- und Flüssiggas nimmt zu. Mit einem Verbrauch von 124 PJ erreichen diese Gase einen Anteil am sektoralen Gesamtverbrauch von 11 %. Der Energieträger Wasserstoff nimmt im Innovationsszenario keine bedeutende Rolle ein, sein Anteil bleibt unter 1 %.

Abbildung 5.3-31: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die Stromnachfrage erhöht sich im Betrachtungszeitraum um rund 221 % und liegt im Jahr 2050 bei 187 PJ. Bestimmt wird die Stromnachfrage vor allem durch den Straßenpersonenverkehr, dicht gefolgt vom Schienenverkehr. Der Verbrauch an Flugtreibstoff (Kerosin) stagniert bis ins Jahr 2025 und verringert sich danach bis 2050 auf 312 PJ (-10 %).

Tabelle 5.3-38: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch im Verkehr insgesamt 2005 – 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Straßenverkehr						
Benzin	1.025	609	524	368	236	
Benzinersatz aus Biomasse	0	87	228	257	236	
Benzin aus Mineralöl	1.025	521	296	112	0	
Diesel	1.124	1.207	937	757	661	
Dieselersatz aus Biomasse	0	209	430	540	661	
Diesel aus Mineralöl	1.124	998	507	217	0	
Erdgas	2	26	50	69	68	
Flüssiggas	2	19	39	59	56	
Wasserstoff	0	0	0	1	10	
Strom	0	1	15	59	101	
Motorenöl	1	0	0	0	0	
Gesamt Straßenverkehr	2.152	1.862	1.565	1.314	1.133	
Schienenverkehr						
Strom	58	67	72	78	86	
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	19	14	13	12	11	
Kohle	0	0	0	0	0	
Gesamt Schienenverkehr	77	81	85	90	97	
Binnenschifffahrt						
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	13	15	15	16	18	
Luftverkehr						
Flugtreibstoffe	345	383	354	336	312	
Insgesamt Verkehr	2.587	2.341	2.019	1.756	1.560	
Benzin (inkl. Bio)	1.025	609	524	368	236	
Benzinersatz aus Biomasse	9	87	228	257	236	
Benzin aus Mineralöl	1.015	521	296	112	0	
Diesel (inkl. Bio)	1.155	1.236	965	786	691	
Dieselersatz aus Biomasse	62	214	443	561	691	
Diesel aus Mineralöl	1.093	1.021	522	225	0	
Flugtreibstoffe	345	383	354	336	312	
Erdgas	2	26	50	69	68	
Flüssiggas	2	19	39	59	56	
Wasserstoff	0	0	0	1	10	
Strom	58	68	87	137	187	
Motorenöl	1	0	0	0	0	

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

5.3.5 Endenergieverbrauch insgesamt

Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern entwickelt sich gemäß Tabelle 5.3-39, Tabelle 5.3-40 sowie Abbildung 5.3-32 und Abbildung 5.3-33.

Bis zum Jahr 2050 sinkt der Endenergieverbrauch stetig auf 3.857 PJ (Abnahme um 58 % gegenüber 2005) und damit um jährlich durchschnittlich 2,0 %. Nach den krisenbedingten Schwankungen steigt die jährliche Abnahme bis 2020 auf 2,3 % an, danach verringert sie sich bis 2050 auf durchschnittlich 1,6 %.

Neben dem deutlichen Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs erfolgt eine starke Umstrukturierung des Energiemix.

Um die Ziele der CO₂-Reduzierung zu erreichen, wird der Verbrauch an Mineralölprodukten drastisch verringert. Deckten sie mit 41 % im Ausgangsjahr den größten Teil der Endenergienachfrage, reduziert sich ihr Anteil bis 2050 auf 9,4 %. Im Jahr 2050 wird Mineralöl primär als Flugtreibstoff eingesetzt, ohne den die Mineralölprodukte nur 1,6 % des Energieverbrauchs ausmachen. Während der Anteil des konventionellen Benzins und von Heizöl von Anfang an und zunehmend reduziert wird, weitet sich der Anteil von Diesel aus Mineralöl bis 2020 noch um zwei Prozentpunkte aus, bevor er mit zunehmender Geschwindigkeit sinkt.

Der Anteil der **Gas**e ändert sich nur leicht und nimmt um 7 Prozentpunkte ab (von 27 % auf 20 %).

Im Gegensatz zu Gas und Mineralölprodukten steigt der Anteil von **Strom** um 10 Prozentpunkte (von 20 % auf 30 %). Dabei verringert sich die Stromnachfrage zwischen 2005 und 2050 um knapp 38 % von 1.832 PJ auf 1.165 PJ.

Die **erneuerbaren Energien** tragen mit zunehmender Bedeutung zur Bedarfsdeckung bei. Von 2005 auf 2050 erhöht sich ihr Anteil um den Faktor 8,5 auf 36,6 %, was einem Zuwachs von 257 % gegenüber 2005 entspricht. Die größte Bedeutung innerhalb der Erneuerbaren haben 2050 die Biokraftstoffe. Sie allein decken 2050 rund ein Viertel des gesamten Endenergiebedarfs.

Beträgt im Jahr 2005 das Verhältnis der Marktanteile von Mineralölprodukten zu Gasen zu Strom zu erneuerbaren Energien in etwa 4:3:2:1/8, verschiebt sich diese Struktur bis 2050 vollständig zu 1:2:3:3,5.

Die durch **Kohle** bereitgestellte Endenergie sinkt überdurchschnittlich stark um 82 %, so dass sie 2050 nur noch 2,0 % Marktanteil besitzt.

Durch die sinkende Wärmenachfrage reduziert sich der Anteil der **Fernwärme** auf 1,9 %.

Tabelle 5.3-39: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren 2005 - 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
nach Energieträgern						
Kohle	400	262	168	110	77	
Steinkohle	341	224	138	86	55	
Braunkohle	59	38	29	24	22	
Mineralölprodukte	3.798	2.627	1.504	809	363	
Heizöl leicht	1.151	574	256	96	36	
Heizöl schwer	67	39	24	16	11	
Benzin aus Mineralöl	1.033	534	303	115	0	
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.097	566	246	4	
Flugtreibstoff	345	383	354	336	312	
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	
Gase	2.482	1.705	1.142	880	766	
Erdgas, andere Naturgase	2.359	1.606	1.050	783	671	
Sonstige Gase	123	99	92	97	95	
darunter Gichtgas	77	49	33	24	18	
Erneuerbare Energien	396	804	1.297	1.409	1.412	
Biomasse	178	189	171	122	66	
Umweltwärme	68	104	124	122	106	
Solarenergie	73	187	279	287	247	
Biokraftstoff	77	318	708	867	987	
Biogas	0	7	16	11	5	
Strom	1.832	1.517	1.320	1.224	1.165	
Fernwärme	300	229	165	113	74	
Insgesamt Endenergieverbrauch	9.208	7.144	5.596	4.546	3.857	
nach Verbrauchssektoren						
Private Haushalte	2.735	2.003	1.465	1.017	662	
Dienstleistungen	1.462	1.031	720	574	486	
Industrie	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149	
Verkehr	2.587	2.341	2.019	1.756	1.560	

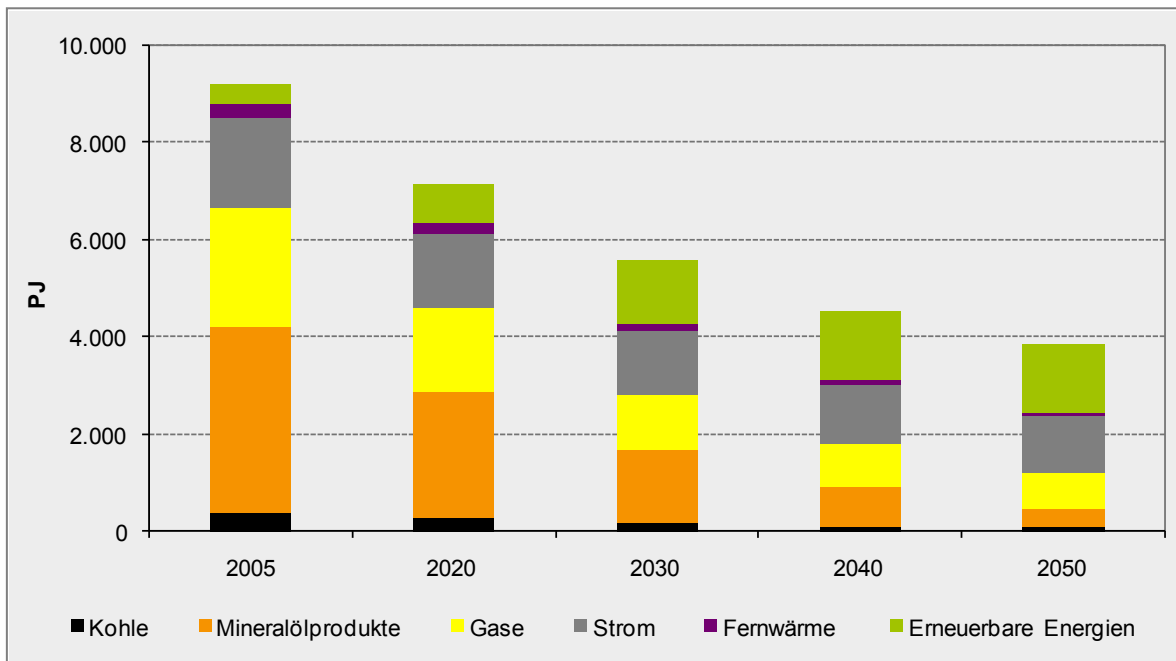
Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Tabelle 5.3-40: Szenario „Innovation“: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren 2005 - 2050, in %

Struktur in %	2005	2020	2030	2040	2050
nach Energieträgern					
Kohle	4,3	3,7	3,0	2,4	2,0
Steinkohle	3,7	3,1	2,5	1,9	1,4
Braunkohle	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6
Mineralölprodukte	41,2	36,8	26,9	17,8	9,4
Heizöl leicht	12,5	8,0	4,6	2,1	0,9
Heizöl schwer	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3
Benzin aus Mineralöl	11,2	7,5	5,4	2,5	0,0
Diesel aus Mineralöl	13,1	15,4	10,1	5,4	0,1
Flugtreibstoff	3,7	5,4	6,3	7,4	8,1
andere Mineralölprodukte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gase	27,0	23,9	20,4	19,4	19,9
Erdgas, andere Naturgase	25,6	22,5	18,8	17,2	17,4
Sonstige Gase	1,3	1,4	1,6	2,1	2,5
darunter Gichtgas	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5
Erneuerbare Energien	4,3	11,3	23,2	31,0	36,6
Biomasse	1,9	2,6	3,0	2,7	1,7
Umweltwärme	0,7	1,4	2,2	2,7	2,7
Solarenergie	0,8	2,6	5,0	6,3	6,4
Biokraftstoff	0,8	4,4	12,7	19,1	25,6
Biogas	0,0	0,1	0,3	0,2	0,1
Strom	19,9	21,2	23,6	26,9	30,2
Fernwärme	3,3	3,2	2,9	2,5	1,9
Insgesamt Endenergieverbrauch	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
nach Verbrauchssektoren					
Private Haushalte	29,7	28,0	26,2	22,4	17,2
Dienstleistungen	15,9	14,4	12,9	12,6	12,6
Industrie	26,3	24,8	24,9	26,4	29,8
Verkehr	28,1	32,8	36,1	38,6	40,4

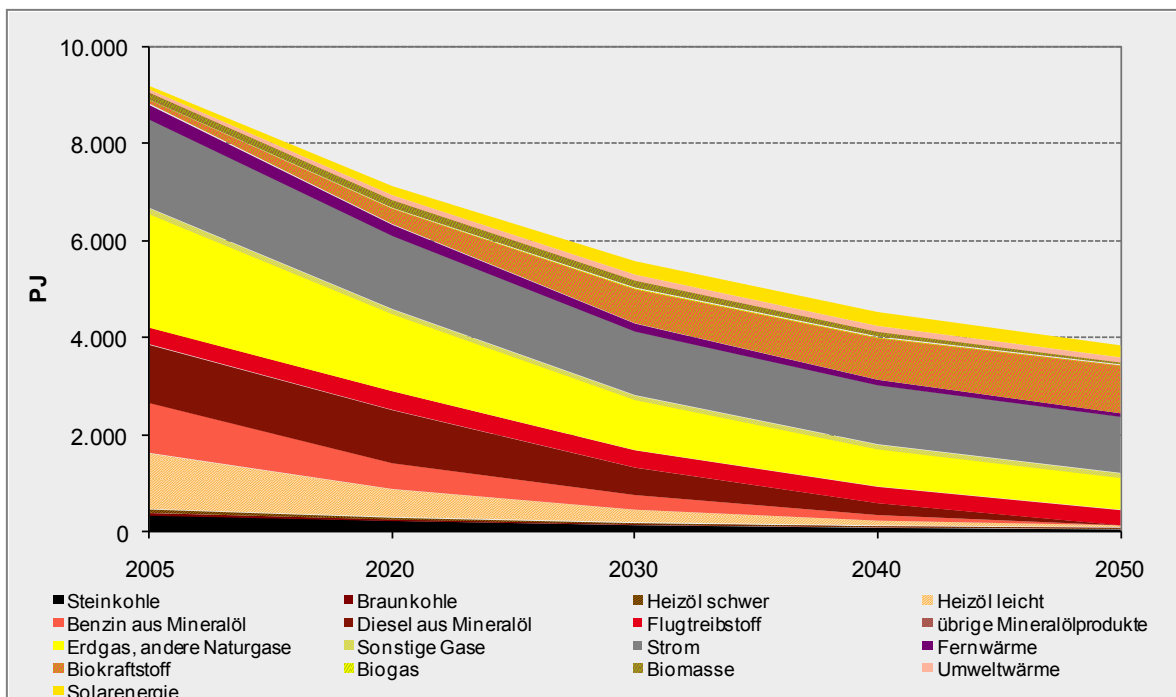
Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-32: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Energieträgergruppen 2005 – 2050, in PJ



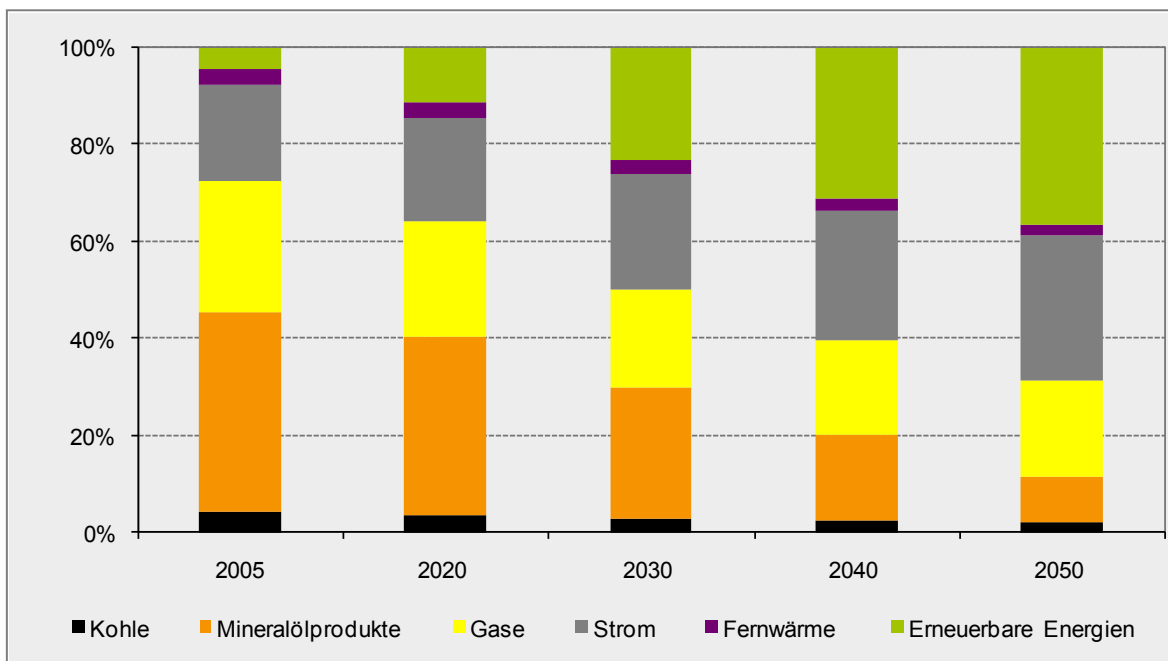
Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-33: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 5.3-34: Szenario „Innovation“: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgergruppen 2005 – 2050, in %

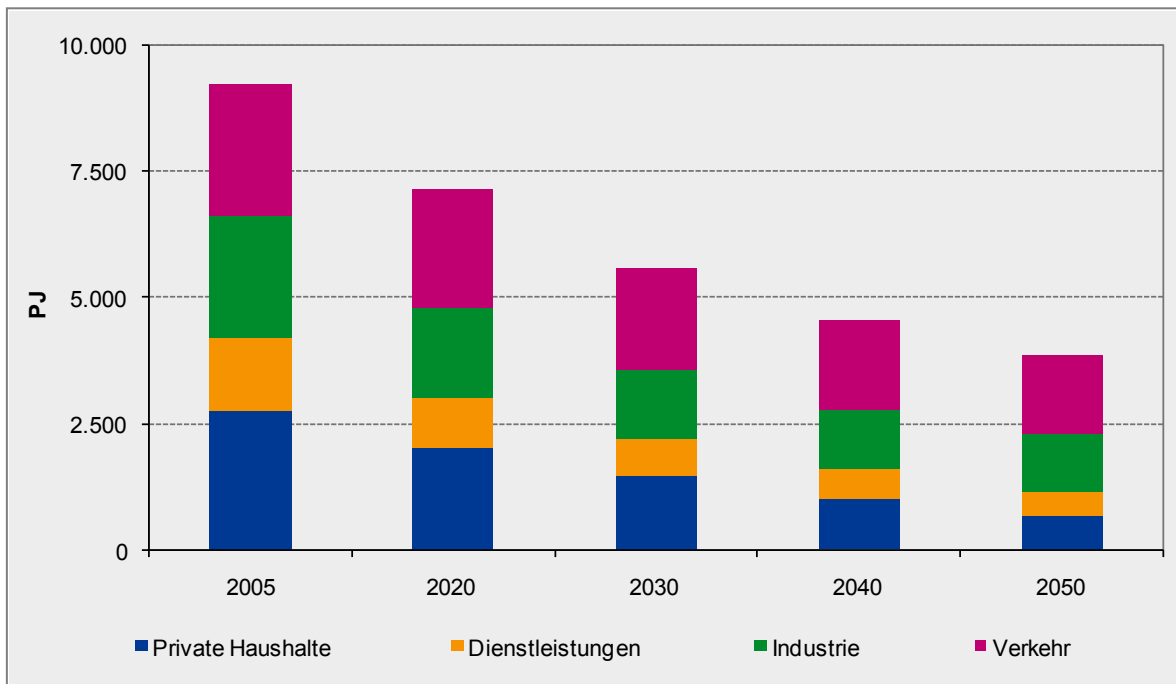


Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs verläuft in den einzelnen Sektoren unterschiedlich: Absolut (-2.073 PJ) und relativ (76 %) erfolgt die größte Endenergieeinsparung zwischen 2005 und 2050 im Sektor private Haushalte. Dies liegt vor allem an der systematischen Reduktion des Raumwärmebedarfs in nahezu allen neuen und bestehenden Gebäuden. Der Dienstleistungssektor reduziert seinen Verbrauch um 67 %, im Wesentlichen aus demselben Grund. Darüber hinaus gibt es dort Prozessverschiebungen, vor allem im Wärmebereich. Im der Industrie beträgt die Verbrauchsreduktion 53 %, im Verkehrssektor 47 %.

Durch diese Veränderungen verschieben sich die relativen Gewichte am Endenergieverbrauch deutlich: Ausgehend von einer relativ gleichmäßigen Verteilung (Dienstleistungssektor mit 15 % mit geringstem Anteil) im Jahr 2005 gewinnen die Industrie (30 %) und der Verkehrssektor (40 %) Anteile, die Bedeutung von Privathaushalten (17 %) und Dienstleistungen (13 %) geht zurück.

Abbildung 5.3-35: Szenario „Innovation“: Endenergieverbrauch nach Nachfragesektoren 2005 – 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

5.3.6 Stromerzeugung

5.3.6.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Primäres Ziel ist in den Varianten „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“ die Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Erneuerbaren werden in Deutschland weiter dynamisch ausgebaut, und der Stromimport von erneuerbar erzeugtem Strom, vor allem aus solarthermischen Kraftwerken, nimmt deutlich stärker zu als in den Referenzszenarien.

Auch die Innovations-Varianten unterscheiden zwischen zwei Entwicklungspfaden hinsichtlich der Einführung der CCS-Technologie zur CO₂-Abscheidung. In der Variante „Innovation ohne CCS“ wird davon ausgegangen, dass die CCS-Technologie in Deutschland nicht in die konventionelle Stromerzeugung eingeführt wird.

In der Variante „Innovation mit CCS“ hingegen steht diese Technologie ab 2025 technisch ausgereift zur Verfügung und ist – bei der unterstellten Entwicklung der CO₂-Preise – wirtschaftlich.

Hinsichtlich der Ausbaupfade für die zentrale und dezentrale KWK sowie für die Erneuerbaren gehen beide Varianten wiederum von den gleichen Annahmen aus. Deutliche Unterschiede ergeben sich in der langfristigen Struktur des konventionellen Kraftwerksparks, im Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien und beim Stromimport aus erneuerbaren Quellen.

Der Stromimport ergibt sich als Residualgröße aus der Nachfrage, der Entwicklung der Erneuerbaren, der Entwicklung der für die Regelenergie notwendigen Gas- und Speicherkraftwerke sowie im Fall „mit CCS“ der Entwicklung der konventionellen Kraftwerke mit CCS. Es wird davon ausgegangen, dass es sich bei den Importen um Strom aus erneuerbaren Quellen handelt.

5.3.6.1.1 KWK

Die Stromerzeugung in zentralen und dezentralen KWK-Anlagen erfolgt wärmegeführt. Aufgrund des deutlich sinkenden Wärme- und Strombedarfs in den Endenergiesektoren nimmt die Erzeugung von KWK-Strom in den Varianten „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“ zwischen 2005 und 2050 um mehr als die Hälfte ab. Sie sinkt von 68 TWh im Jahr 2005 bis 2050 auf 28 TWh. Die installierte Kapazität ist im Kraftwerksmodell den entsprechenden Energieträgern, vor allem Erdgas und Biomasse, zugeordnet.

5.3.6.1.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

Grundlage des Ausbaupfades für die erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung ist in den Varianten „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“ jeweils das Leitszenario (Nitsch/DLR 2008). Allerdings ergaben die Analysen in den Verbrauchssektoren, dass für die Biomassenutzung ein Zielkonflikt hinsichtlich der am besten geeigneten Verwendung besteht.

Wegen der begrenzten Möglichkeiten, fossile Flüssigkraftstoffe im Verkehrssektor, und hier insbesondere im Gütertransport und im Luftverkehr, durch Strom zu substituieren, wird bei der Stromerzeugung aus Biomasse vom Ausbaupfad des Leitszenarios abgewichen. Obwohl Biomasse energetisch am sinnvollsten in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung einsetzbar ist, wird ein größerer Anteil dem Verkehrssektor für Biokraftstoffe zugeschlagen, um die Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen zu verbessern. Die Varianten „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“ weichen aus diesem Grund für das Jahr 2050 von dem ambitionierten Leitszenario für die Stromerzeugung aus Biomasse um etwa 12,5 TWh (23 %) nach unten ab.

Wegen des geringen Nettostromverbrauchs in den Endenergiebedarfssektoren werden auch die Potenziale für den Import erneuerbar erzeugten Stroms, vor allem aus solarthermischen Kraftwerken, im Vergleich zum Leitszenario nicht komplett ausgeschöpft. Stattdessen werden zunächst die einheimischen Potenziale genutzt. Die Variante „Innovation ohne CCS“ bleibt im Jahr 2050 um rund 41 TWh (ein Drittel) hinter den im Leitszenario genannten Werten zurück, die Variante „Innovation mit CCS“ sogar um rund 70 TWh (58 %).

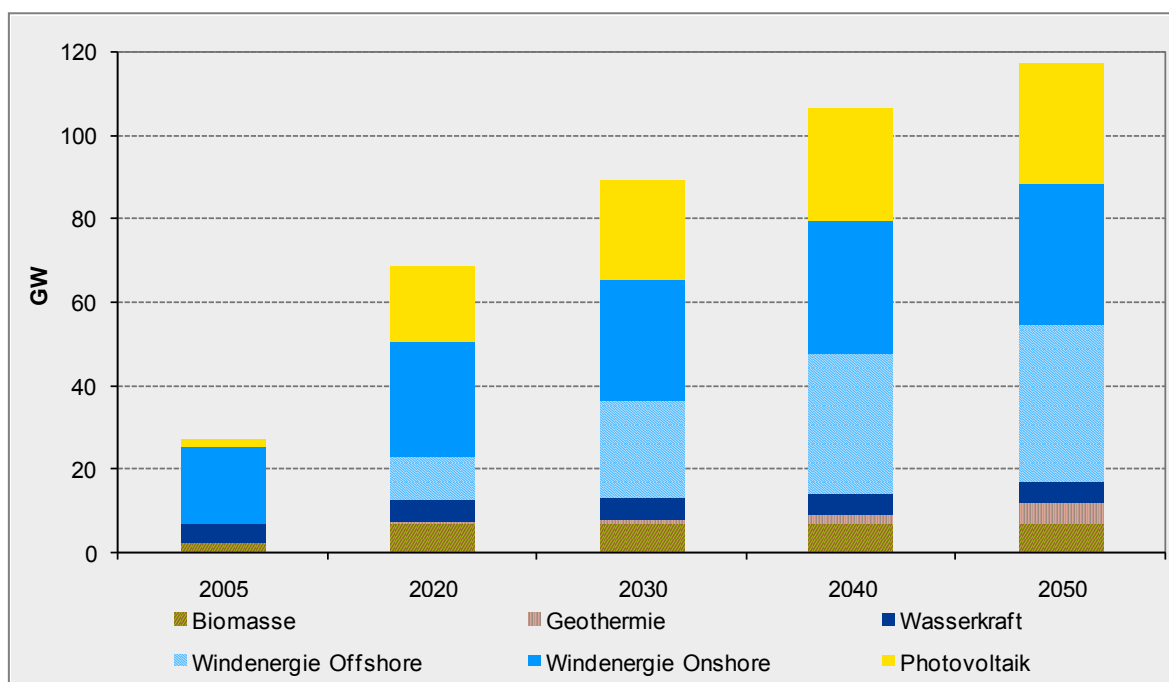
In der Variante „Innovation ohne CCS“ steigt die in Deutschland installierte Leistung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren zwischen 2005 und 2050 um den Faktor 4,3, von 27,1 GW auf 117,0 GW (vgl. Tabelle 5.3-41, Abbildung 5.3-36). Die Entwicklung im Einzelnen:

- Wasserkraft legt um 13 % von 4,6 GW auf 5,2 GW zu,
- Windkraft steigt um fast einen Faktor vier von 18,4 GW auf 71,0 GW, hiervon allein 37,6 GW in Offshore-Anlagen,
- Photovoltaik steigt um den Faktor 15 von 1,9 GW auf 29,0 GW,
- Biomasse wird um einen Faktor 3 von 2,2 GW auf 6,7 GW ausgebaut und unterschreitet damit den Ausbaupfad des Szenarios „Referenz“,
- Geothermie erreicht eine installierte Leistung von 5,1 GW.

Die gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien nimmt im Prognosezeitraum ebenfalls zu. Da der Schwerpunkt des Zubaus bei den Erneuerbaren auf Windkraft und Photovoltaik entfällt, deren fluktuierende Erzeugung nur wenig zur gesicherten Leistung beiträgt, ist die Zunahme jedoch begrenzt. Von etwa 6,0 GW im Jahr 2005 steigt sie in der Variante „Innovation ohne CCS“ bis 2050 in Deutschland um den Faktor 3,5 auf etwa 20 GW. Durch den Import erneuerbar erzeugten Stroms in Höhe von 48,1 TWh im Jahr 2050 erhöht sich die gesicherte Leistung dann bis auf 26,8 GW.

Der starke Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren (Wind, Photovoltaik) stellt mit seinem steigenden Regellenergiebedarf besondere Ansprüche an den Ausbau der Speicherkapazität.

Abbildung 5.3-36: Variante „Innovation ohne CCS“: Installierte Leistung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in GW



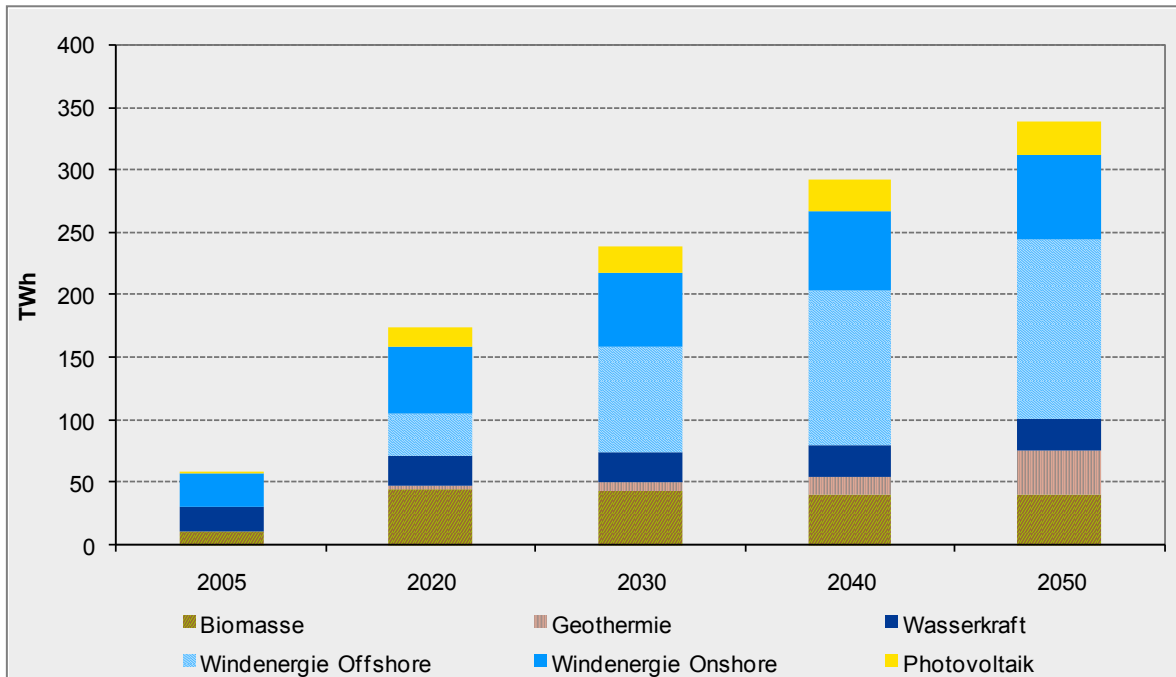
Quelle: Prognos 2009

Zusätzlich zu den heute vorhandenen Pumpspeichern müssen weitere Kapazitäten zum Ausgleich der Ungleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf geschaffen werden. Da die Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland nahezu erschöpft sind, wird zunehmend auf andere Stromspeichertechniken wie beispielsweise Druckluftspeicher zurückgegriffen. Diese haben jedoch in der Regel niedrigere Wirkungsgrade, also ein schlechteres Verhältnis zwischen eingespeistem und ausgespeistem Strom, als die Pumpspeicher. Deshalb sinkt langfristig der mittlere Jahresnutzungsgrad der Speicherkraftwerke. Insgesamt steigt der Bedarf an Speicherkapazität in Deutschland im Szenario „Innovation ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um den Faktor 3,8 von 5,4 GW auf 20,4 GW. Die Abgabemenge (Nettostromerzeugung) der Speicher steigt von 7,1 TWh im Jahr 2005 bis 2050 auf 54,7 TWh.

In der Variante „Innovation ohne CCS“ nimmt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren zwischen 2005 und 2050 von 60 TWh um den Faktor 5,6 bis auf 339 TWh zu (vgl. Tabelle 5.3-41, Abbildung 5.3-37). Die Entwicklung im Einzelnen:

- Strom aus Wasserkraft legt um 27 % von 19,6 TWh auf 24,8 TWh zu,
- die Erzeugung aus Windkraft steigt um den Faktor 6,7 von 27,2 TWh auf 209,3 TWh,
- Photovoltaikstrom erhöht sich um den Faktor 22 von 1,2 TWh auf 27,7 TWh,
- die Biomasseverstromung wächst um einen Faktor 2,4 von 12 TWh auf 41,3 TWh und
- Geothermie steuert 35,7 TWh zur Stromerzeugung des Jahres 2050 bei.

Abbildung 5.3-37: Variante „Innovation ohne CCS“: Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in TWh



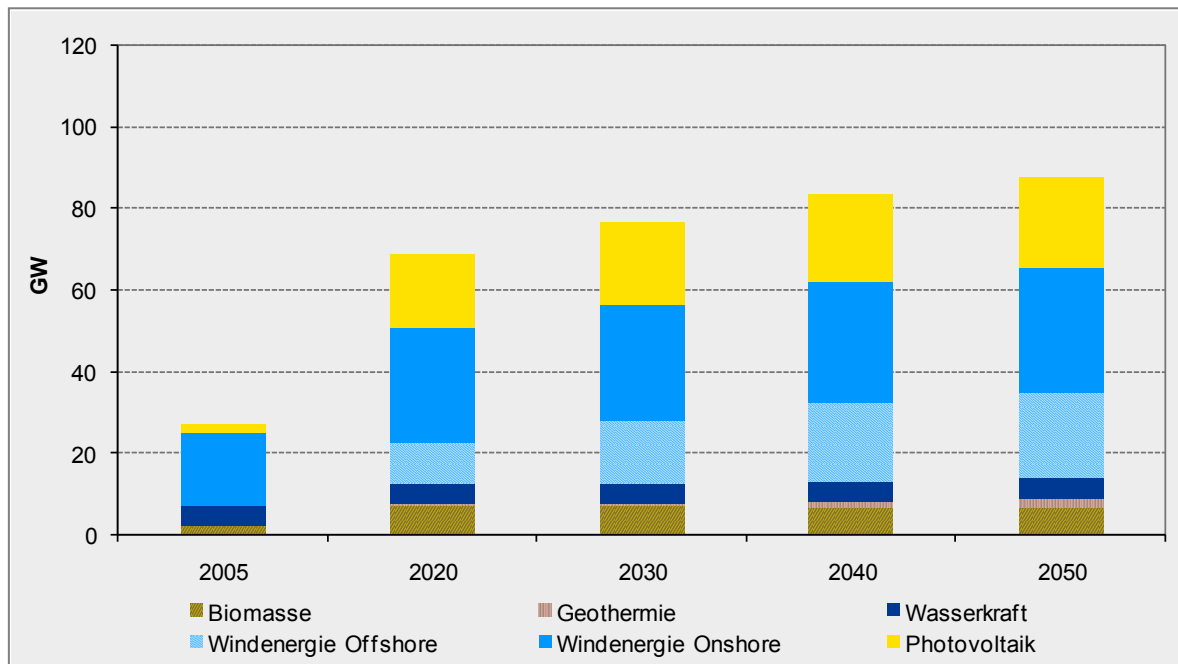
Quelle: Prognos 2009

Dass die in der Variante „Innovation ohne CCS“ weitgehend übernommenen, ambitionierten Ziele des Ausbauszenarios [Nitsch/DLR 2008] erreicht werden, ist aufgrund der bereits bei der Variante „Referenz ohne CCS“ dargestellten Umsetzungshemmnisse nicht sicher.

In der Variante „Innovation mit CCS“ steht deshalb neben dem Einsatz erneuerbarer Energien mit der CCS-Technologie eine zusätzliche Möglichkeit zur Verfügung, emissionsarm Strom zu produzieren. Insgesamt steigt in der Variante „Innovation mit CCS“ die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in Deutschland von 21,7 GW im Jahr 2005 auf rund 87,6 GW im Jahr 2050 (Faktor 4). Im Vergleich zur Variante „Innovation ohne CCS“ liegen die Ausbaupfade der Windkraft (Offshore), der Photovoltaik und der Geothermie deutlich niedriger. Insgesamt werden die Erneuerbaren aber deutlich stärker ausgebaut als in den Szenarien „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“. Die Entwicklung im Einzelnen:

- Wasserkraft legt um 12 % von 4,6 GW auf knapp 5,2 GW zu,
- Windkraft steigt um den Faktor 2,8 von 22,2 GW auf 51,2 GW, hiervon 21,0 GW in Offshore-Anlagen,
- die Photovoltaikkapazität wird um den Faktor 10 von 1,9 GW auf 22,3 GW aufgestockt,
- Biomasse wird wie in der Variante „Innovation ohne CCS“ um einen Faktor 3 von 2,2 GW auf 6,7 GW ausgebaut,
- Geothermie erreicht eine installierte Leistung von 2,2 GW.

Abbildung 5.3-38: Variante „Innovation mit CCS“: Installierte Leistung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

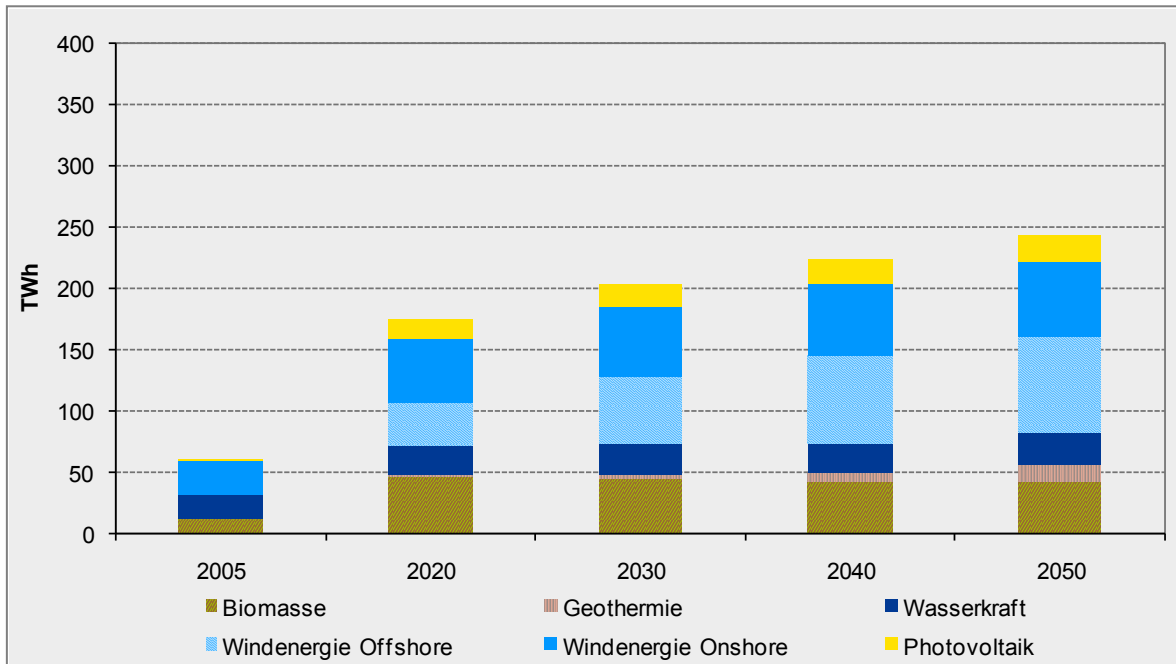
Die gesicherte Leistung aus Erneuerbaren steigt in der Variante „Innovation mit CCS“ durch den verminderten Kapazitätsausbau ebenfalls in geringerem Umfang. Von etwa 6 GW im Jahr 2005 steigt sie bis 2050 auf etwa 15,5 GW. Durch den Import erneuerbar erzeugten Stroms in Höhe von 51 TWh im Jahr 2050 nimmt die gesicherte Leistung dann bis auf 22,6 GW zu.

In der Variante „Innovation mit CCS“ fällt der Ausbau der Erneuerbaren geringer aus als in der Variante „Innovation ohne CCS“. Dementsprechend ist der Regelenergiebedarf niedriger und der Ausbau der Speicherkapazität ist in geringerem Umfang notwendig. Auch in dieser Variante wird zunehmend auf andere Techniken als Pumpspeicher zurückgegriffen, wie beispielsweise Druckluftspeicher. Insgesamt steigt der Bedarf an Speicherkapazität in Deutschland in der Variante „Innovation mit CCS“ zwischen 2005 und 2050 um den Faktor 2,4 von 5,4 GW auf 12,9 GW. Die Abgabemenge (Nettostromerzeugung) der Speicher steigt von 14,8 TWh bis zum Jahr 2050 auf 36,5 TWh.

In der Variante „Innovation mit CCS“ entwickelt sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren zwischen 2005 und 2050 wegen des geringeren Kapazitätszuwachses insgesamt langsamer als in der Variante „Innovation ohne CCS“. Sie steigt von 60 TWh im Jahr 2005 bis 2050 um den Faktor 4 auf 243 TWh (vgl. Abbildung 5.3-39). Die Entwicklung im Einzelnen:

- Strom aus Wasserkraft legt um 25 % von 19,6 TWh auf 24,6 TWh zu,
- die Erzeugung aus Windkraft steigt um den Faktor 5 von 27,2 TWh auf 140,1 TWh,
- Photovoltaikstrom steigt um den Faktor 17 von 1,2 TWh auf 21,3 TWh,

Abbildung 5.3-39: Variante „Innovation mit CCS“: Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien 2005 - 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2009

- die Biomasseverstromung wächst um einen Faktor 3,5 von 12 TWh auf 41,3 TWh,
- Geothermie steuert im Jahr 2050 mit 15,5 TWh deutlich weniger zur Stromerzeugung bei als in der Variante „Innovation ohne CCS“.

5.3.6.1.3 Neubau konventioneller Kraftwerke

Der Neubau von konventionellen Kraftwerken orientiert sich in den Varianten „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“ einerseits an der Sicherung der jährlichen Spitzenlast und andererseits am Ziel der CO₂-Vermeidung. Der Zubau und Abgang erfolgt nach der Grenzkostenlogik der jetzigen Marktmechanismen. Die Volllaststunden der einzusetzenden konventionellen Kraftwerke entwickeln sich entsprechend dem Leistungsbedarf bei dem vorgegebenen Ausbaupfad der erneuerbaren Energien. Davon hängt die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkseinsatzes entscheidend ab. In den im Folgenden zu beiden Varianten aufgeführten neu errichteten Kraftwerkskapazitäten sind die heute bereits im Bau befindlichen Kraftwerke (vgl. Kapitel 2) enthalten.

In der Variante „Innovation ohne CCS“ wird zwischen den Jahren 2008 und 2050 insgesamt 24,2 GW neue konventionelle Kraftwerkskapazität errichtet. Erdgaskraftwerke stellen mit 12,4 GW mehr als die Hälfte der neu installierten Leistung. Auf konventionelle Steinkohlekraftwerke entfallen weitere 6,6 GW, auf Braunkohlenkraftwerke 5,3 GW. Hier-von sind neun Kraftwerksblöcke bereits geplant oder im Bau mit einer Leistung von insge-samt knapp 9,4 GW. Darüber hinaus errechnet das Modell aufgrund der Logik der Merit Order einen Zubau von Kraftwerken auf Braunkohlebasis um insgesamt knapp 4 GW im Zeitraum von 2013 bis 2029 erstellt werden. Diese zusätzlichen Kraftwerke emittieren während ihrer Laufzeit bis zur wirtschaftlichkeitsbedingten Abschaltung bis zu 22,5 Mio. t

CO₂ pro Jahr, kumuliert emittieren sie während ihrer Lebensdauer knapp 600 Mio. t CO₂ und belasten so das von Deutschland in Anspruch genommene Carbon Budget. Wenn diese Leistung und Arbeit aus Gaskraftwerken bereit gestellt würde, würden sich die während der Lebensdauer ausgestoßenen CO₂-Emissionen um 350 Mio. t auf 250 Mio. t reduzieren.

In der Variante „Innovation mit CCS“ werden mit insgesamt 34,8 GW deutlich mehr konventionelle Kraftwerke errichtet. Dabei handelt es sich vor allem um zusätzliche Braunkohle-CCS-Anlagen (10 GW) und Steinkohle-CCS-Anlagen (3 GW), die in diesem Szenario zur CO₂-Reduktion beitragen. Im Gegenzug werden mit 9,7 GW weniger Gaskraftwerke errichtet, auch weil der Bedarf an Regelernergie geringer ausfällt.

5.3.6.2 Ergebnisse Variante „Innovation ohne CCS“

5.3.6.2.1 Arbeit

Der Nettostromverbrauch geht in der Variante „Innovation ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 20 % auf 453 TWh zurück. Ausschlaggebend hierfür ist der sinkende Endenergieverbrauch von Strom in den Sektoren private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr auf 330 TWh (vgl. Kapitel 5.3.5). Rückläufig ist auch der Verbrauch des Umwandlungssektors (Raffinerien, Fernwärmeerzeugung, Braunkohletagebaue etc.). Die Transportverluste im Stromnetz (Leistungsverluste) sinken wegen der abnehmenden Transportmenge ebenfalls leicht. Stark steigt der Stromverbrauch der Speicher.

Der Import erneuerbar erzeugten Stroms, nimmt spürbar zu. Ab dem Jahr 2021 übersteigen die Stromimporte den im Ausgangsjahr 2005 noch vorherrschenden Stromexport. Im Jahr 2050 erreicht der Importsaldo 48 TWh.

Vor diesem Hintergrund sinkt die erforderliche Nettostromerzeugung in Deutschland zwischen 2005 und 2050 von 583 TWh um ein Drittel auf 405 TWh.

Tabelle 5.3-41: Variante „Innovation ohne CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh

		Innovationsszenario ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Endenergieverbrauch Strom	517	423	370	345	330	
Verbrauch im Umwandlungsbereich	16	14	13	10	8	
Leistungsverluste	29	26	25	25	25	
Speicherstromverbrauch (Pump. etc.)	11	21	35	56	90	
Nettostromverbrauch	573	485	443	436	453	
Importsaldo*	-9	0	15	33	48	
Nettostromerzeugung	583	485	428	403	405	

*ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

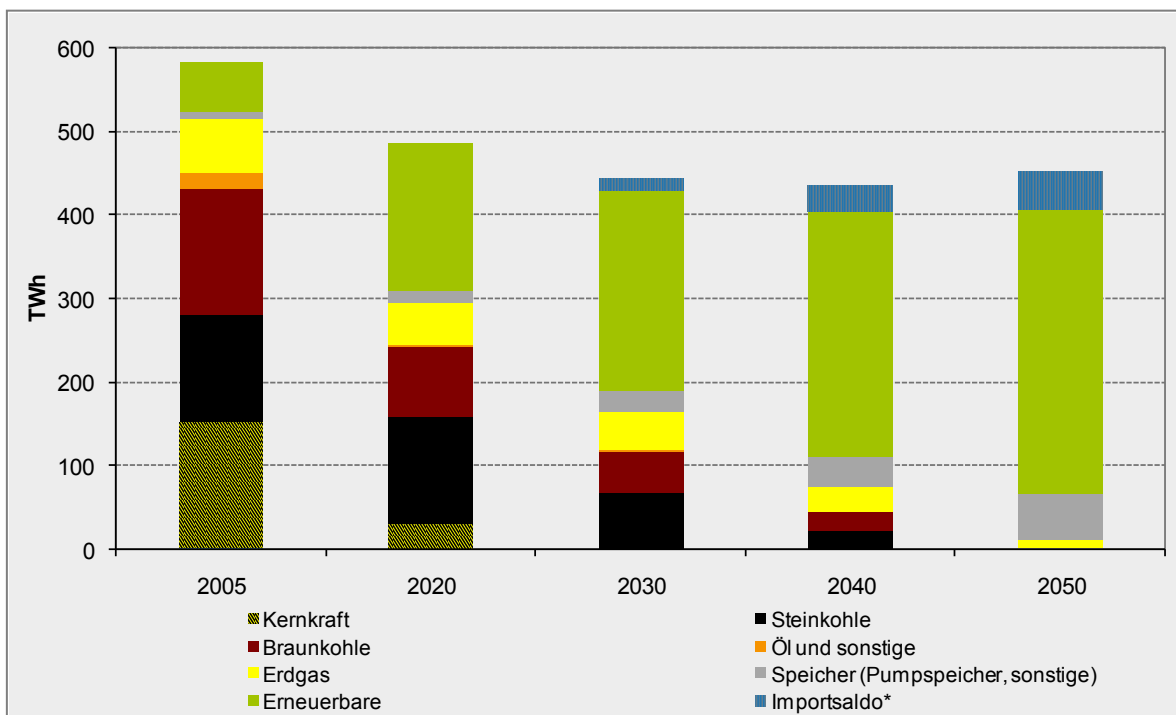
Quelle: Prognos 2009

Die Nettostromerzeugung des gesamten Kraftwerksparks incl. Speicher geht in der Variante „Innovation ohne CCS“ in Deutschland bis zum Jahr 2050 insgesamt um ein Drittel zurück. Die Erneuerbaren können ihren Anteil an der Nettostromerzeugung in Deutschland verachtfachen. Insbesondere die Offshore-Windkraft trägt stark zu diesem Wachstum bei (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 5.2-3).

- Es wird 2050 kein Strom mehr aus Stein- und Braunkohlekraftwerken erzeugt. Wie oben ausgeführt, geht das letzte Braunkohlekraftwerk 2047 nach einer Betriebsdauer von 18 Jahren vom Netz.
- Die Stromerzeugung aus Erdgas geht bis 2050 um 83 % gegenüber 2005 zurück. Ihr Anteil, der vor allem noch als Regelenergie und in geringem Umfang in der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt wird, schrumpft von 11,5 % bis auf 2,8 %.
- Die Speicher übernehmen die führende Rolle bei der Absicherung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren. Ihr Anteil an der Nettostromerzeugung wächst von 1,2 % auf 13,5 %.
- Die Stromerzeugung erfolgt im Jahr 2050 in Deutschland zu 83,7 % auf Basis erneuerbarer Energien. Gegenüber ihrem Anteil von 14,5 % im Jahr 2005 bedeutet dies eine Steigerung um den Faktor 8.

Betrachtet man bei der dargestellten Nettostromerzeugung allein die primäre Stromerzeugung und lässt die Zwischenspeicher für Strom als sekundäre Erzeugungsanlagen außer Acht, erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren nochmals deutlich.

Abbildung 5.3-40: Variante „Innovation ohne CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh



*ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

Bei der Primärerzeugung basieren im Jahr 2050 insgesamt 96,7 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland auf Erneuerbaren.

5.3.6.2.2 Leistung

Der rückläufige Nettostromverbrauch vermindert langfristig auch die jährlich auftretende Spitzenlast im deutschen Stromnetz, die durch gesicherte Erzeugungskapazität aus Er-

neuerbaren (mit Import), Speichern und konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss (vgl. Tabelle 5.3-48). Die bei den Erneuerbaren im Vergleich zur jährlichen Stromerzeugung niedrige gesicherte Leistung wirkt sich negativ auf die Spitzenlastdeckung aus. Der Ausbau der Erneuerbaren Wind und Photovoltaik hat zur Folge, dass vermehrt Regenergiekapazitäten, vor allem Speicher, zugebaut werden müssen. Bei der Modellierung des Kraftwerksparks wurde dieser Effekt berücksichtigt.

Tabelle 5.3-43: Variante „Innovation ohne CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW

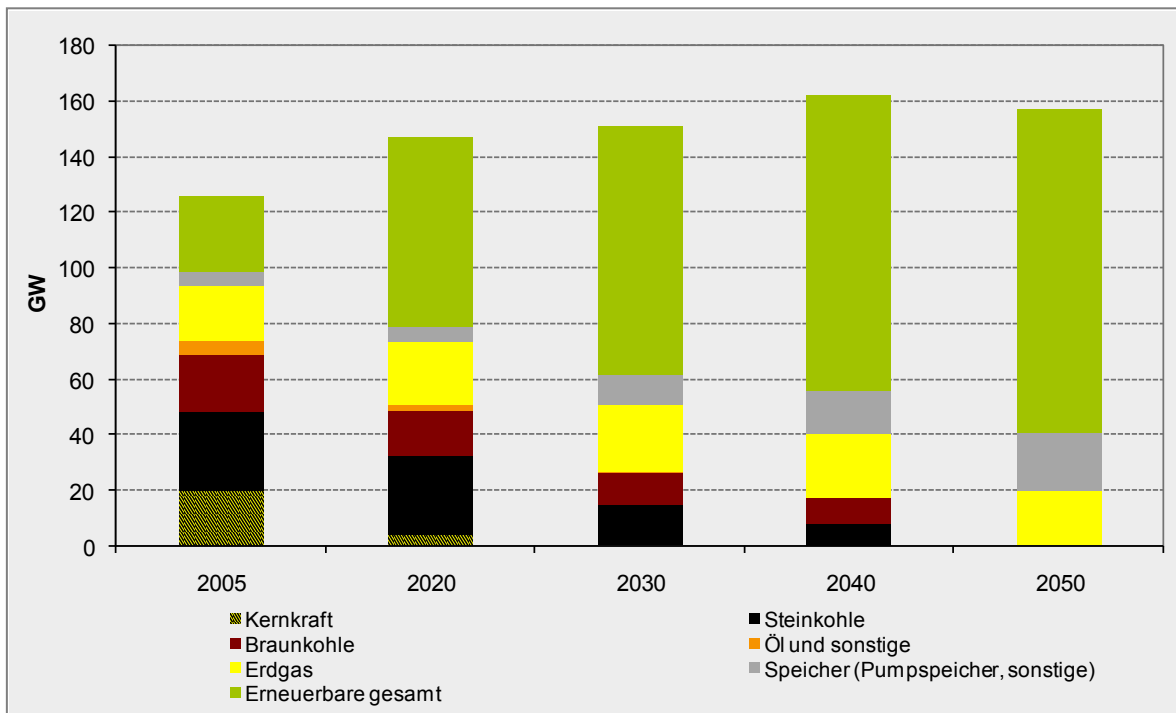
		Innovation ohne CSS			
	2005	2020	2030	2040	2050
Spitzenlast	84	68	60	56	54
Gesicherte Leistung	96	80	69	69	61
Erneuerbare (inkl. Import)	6	13	17	22	27
Konventionell und Speicher	89	67	52	47	34

Quelle: Prognos 2009

In der Variante „Innovation ohne CCS“ steigt die installierte Nettogleistung des deutschen Kraftwerksparks trotz deutlich sinkenden Nettostrombedarfs bis 2050 insgesamt von 139,4 GW um 12,8 % auf 157,3 GW. Da hier CCS-Technologie nicht verfügbar ist, umfasst der Kraftwerkspark im Jahr 2050 nur noch wenige konventionelle Kraftwerke für Erdgas. Erzeugungsanlagen zur Nutzung Erneuerbarer und Speicher prägen den Kraftwerkspark des Jahres 2050. Zu den Einzelentwicklungen zwischen den Jahren 2005 und 2050 vgl. auch Tabelle 5.3-50.

- Die Laufzeiten von Stein- und Braunkohlekraftwerke werden aufgrund des Zubaus der erneuerbaren Energien allmählich verringert, bis der Betrieb der Kraftwerke ab 2045 bis 2047 nicht mehr wirtschaftlich ist. Alle konventionellen Kraftwerke sind dann betriebswirtschaftlich abgeschrieben, allerdings noch z. T. deutlich unterhalb ihrer technischen Lebensdauer. Das „jüngste“ Braunkohlekraftwerk wird 18 Jahre alt (Laufzeit 2029 bis 2037, 1.250 MW), die anderen Braunkohlekraftwerke werden 29 – 30 Jahre alt (Bauzeit 2013 bis 2018, gehen sukzessive 2043 bis 2046 vom Netz.) Falls diese gegenüber den derzeit in Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt würden, würde sich der gesamte Kraftwerksgaseinsatz gegenüber heute bis 2030 geringfügig (von 571 PJ auf 629 PJ) erhöhen und danach deutlich bis auf knapp 150 PJ in 2050 absinken.
- Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke bleibt nahezu konstant. Ihr Anteil am Kraftwerkspark geht von 15,6 % im Jahr 2005 bis 2050 auf 12,6 % zurück.
- Die Speicherkapazität wird deutlich ausgebaut. Speicher weiten ihren Anteil an der installierten Leistung von 4,3 % in 2005 auf 13,0 % im Jahr 2050 aus.
- Die Erneuerbaren bauen ihren Anteil an der Gesamtkapazität kontinuierlich von 25 % auf knapp drei Viertel der gesamten installierten Leistung aus.

Abbildung 5.3-41: Variante „Innovation ohne CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Die Auslastung des Kraftwerksparks geht im Vergleich zu den Varianten „Referenz ohne CCS“ und „Referenz mit CCS“ deutlich zurück, obwohl die Verfügbarkeit der Erneuerbaren steigt. Der Hauptgrund für die sinkenden mittleren Jahresvolllaststunden des deutschen Kraftwerksparks ist das Ausscheiden des Großteils der heute noch in der Grundlast eingesetzten konventionellen Kraftwerke zur Verstromung von Kernenergie, Braun- und Steinkohle.

Tabelle 5.3-44: Variante „Innovation ohne CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050

		Innovation ohne CSS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Nettoleistung, in GW						
Kernkraft	19,9	4,1	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	27,9	28,1	14,7	7,5	0,0	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Braunkohle	20,8	16,8	11,4	9,7	0,0	
Braunkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Erdgas	19,6	22,6	23,9	23,0	19,8	
Öl und sonstige	5,2	1,7	0,7	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	5,4	5,4	10,4	15,4	20,4	
Wasserkraft	4,6	5,1	5,2	5,2	5,2	
Windenergie insgesamt	18,4	38,1	52,8	65,3	71,0	
Windenergie Onshore	18,4	28,1	28,9	31,9	33,5	
Windenergie Offshore		10,0	23,2	33,5	37,6	
Photovoltaik	1,9	17,9	24,0	27,1	29,0	
Biomasse	2,2	7,1	6,9	6,7	6,7	
Geothermie		0,3	0,9	2,1	5,1	
Gesamt Nettoleistung	125,9	147,2	150,3	162,1	157,3	
Nettostromerzeugung, in TWh						
Kernkraft	151,0	30,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	128,0	128,6	68,1	22,0	0,0	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Braunkohle	152,0	85,9	49,6	23,0	0,0	
Braunkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	
Erdgas	67,0	49,3	46,9	28,2	11,5	
Öl und sonstige	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	7,1	15,8	24,4	36,9	54,7	
Wasserkraft	19,6	24,3	24,6	24,8	24,8	
Windenergie insgesamt	27,2	87,2	142,2	186,7	209,3	
Windenergie Onshore	27,2	53,5	58,1	63,7	66,9	
Windenergie Offshore		33,7	84,1	123,0	142,4	
Photovoltaik	1,2	15,5	21,9	25,3	27,7	
Biomasse	12,0	46,2	44,7	41,3	41,3	
Geothermie		1,8	6,0	14,7	35,7	
Gesamt Nettostromerzeugung	583,2	484,9	428,4	402,9	405,1	
Jahresvolllaststunden, in h/a						
Kernkraft	7.588	7.428	-	-	-	
Steinkohle	4.588	4.572	4.626	2.923	-	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Braunkohle	7.308	5.116	4.370	2.373	-	
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Erdgas	3.418	2.183	1.962	1.222	581	
Öl und sonstige	3.481	3	3	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	1.315	2.912	2.338	2.392	2.679	
Wasserkraft	4.261	4.758	4.737	4.769	4.769	
Windenergie insgesamt	1.478	2.293	2.694	2.859	2.948	
Onshore	1.478	1.909	2.009	2.000	2.000	
Offshore	-	3.370	3.620	3.677	3.792	
Photovoltaik	632	867	913	934	955	
Biomasse	5.455	6.465	6.470	6.184	6.184	
Geothermie	-	6.575	6.687	7.000	7.000	
Durchschnitt	4.632	3.294	2.851	2.486	2.576	

Quelle: Prognos 2009

5.3.6.2.3 Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen

Ausgangspunkt der Berechnung der CO₂-Emissionen ist der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern. Dieser ergibt sich aus der jeweiligen Nettostromerzeugung und aus den zugehörigen mittleren jährlichen Brennstoffnutzungsgraden der Erzeugungsanlagen (Jahresnutzungsgrade). Die langfristig sinkenden Jahresnutzungsgrade der konventionellen Kraftwerke in diesem Szenario sind vor allem das Resultat der sinkenden Jahresvollaststundenzahl und der damit verbundenen häufigeren An- und Abfahrvorgänge.

Die Ergebnisse für die Variante „Innovation ohne CCS“ sind der Tabelle 5.3-45 zu entnehmen.

Tabelle 5.3-45: Variante „Innovation ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050

		Innovation ohne CSS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Brennstoff- / Primärenergieeinsatz						
Kernkraft	1.658	331	0	0	0	
Steinkohle	1.182	1.128	615	219	0	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	1.537	776	409	205	0	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	571	380	356	221	95	
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	35	77	127	203	324	
Wasserkraft	82	93	94	94	94	
Windenergie insgesamt	98	314	512	672	753	
Onshore	98	193	209	229	241	
Offshore	0	121	303	443	513	
Photovoltaik	4	56	79	91	100	
Biomasse	136	486	444	394	379	
Geothermie	0	71	215	490	1.118	
Gesamt Brennstoffeinsatz	5.617	3.711	2.850	2.591	2.863	
Jahresnutzungsgrad in %						
Kernkraft	32,8	32,8	0,0	-	-	
Steinkohle	39,0	41,0	39,9	36,2	-	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Braunkohle	35,6	39,8	43,7	40,5	-	
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Erdgas	42,2	46,8	47,4	45,8	43,5	
Öl und sonstige	20,8	20,8	22,2	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	
Wasserkraft	94,0	94,3	94,5	94,8	95,0	
Windenergie insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Onshore	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Offshore	-	100,0	100,0	100,0	100,0	
Photovoltaik	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Biomasse	31,8	34,2	36,2	37,7	39,2	
Geothermie	-	9,4	10,1	10,8	11,5	
Durchschnitt	36,9	47,0	54,1	56,0	50,9	

Quelle: Prognos 2009

Insgesamt geht der Brennstoffeinsatz bzw. die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen zwischen den Jahren 2005 und 2050 um 49 % zurück. Grund hierfür ist neben der rückläufigen Nettostromerzeugung auch der steigende Anteil der Erneuerbaren, für die mit Ausnahme der Stromerzeugung aus Geothermie und Biomasse ein „Brennstoff“-nutzungsgrad von 100 % definitorisch festgelegt wurde.

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wird entsprechend der allgemein gültigen Definition als CO₂-emissions-neutral bewertet. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sind deshalb ausschließlich die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdgas sowie Öl und sonstige Brennstoffe relevant. Die verstromten Biomassemengen enthalten etwa zur Hälfte Abfälle und Reststoffe, die zum Teil als nicht erneuerbar bilanziert und daher mit einem geringen CO₂-Faktor belegt werden. Grundlage der Kalkulation sind der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern und die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren gem. Treibhausgasinventar.

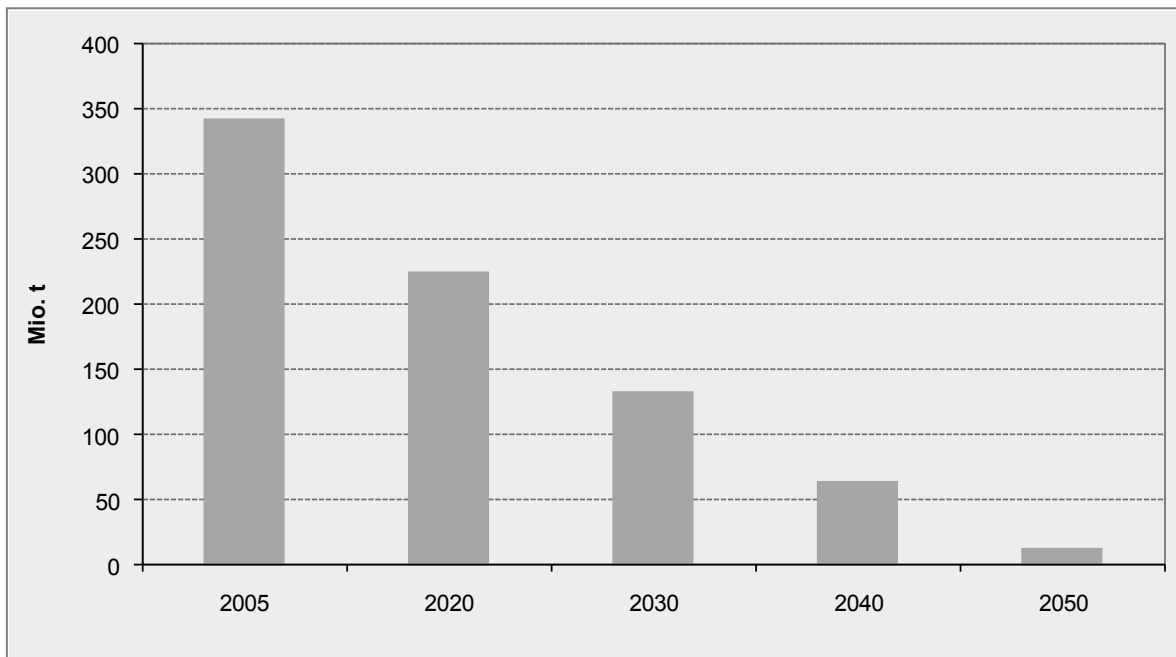
Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland gehen in der Variante „Innovation ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 96 % auf 14 Mio. t zurück. Die verbleibenden Emissionen stammen aus den verbliebenen Erdgasanlagen und Abfallanteilen in der Biomasse.

Tabelle 5.3-46: Variante „Innovation ohne CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und CO₂-Emissionen in Mio. t, 2005 – 2050

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Brennstoffeinsatz, in PJ						
Steinkohle	1.182	1.128	615	219	-	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	1.537	776	409	205	-	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	571	380	356	221	95	
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	136	486	444	394	379	
CO₂-Emissionsfaktoren, in kg/GJ						
Steinkohle	94	94	94	94	94	
Steinkohle mit CCS	9	9	9	9	9	
Braunkohle	112	112	112	112	112	
Braunkohle mit CCS	11	11	11	11	11	
Erdgas	56	56	56	56	56	
Öl und sonstige	80	80	80	80	80	
Biomasse/Abfall	23	23	23	23	23	
CO₂-Emissionen, in Mio. t						
Steinkohle	111	106	58	21	-	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	172	87	46	23	-	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	32	21	20	12	5	
Öl und sonstige	25	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	3	11	10	9	9	
Gesamt CO ₂ -Emissionen	344	225	134	65	14	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 5.3-42: Variante „Innovation mit CCS“: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in Mio. t, 2005 - 2050



Quelle: Prognos 2009

Falls aus betriebswirtschaftlichen Gründen die Fahrweise insbesondere der „jüngsten“, von 2016 an gebauten fossilen Braunkohlekraftwerke über 2037 hinaus mit reduzierter Leistung (bei dann ebenfalls reduzierter Netzeinspeisung der Erneuerbaren) eingesetzt würden, ergäbe sich – je nach Fahrweise – in 2050 noch ein Emissionssockel von ca. 8 - 11 Mio. t CO₂ (Direktemissionen, noch ohne Emissionen der Rauchgasreinigung) pro Jahr, kumuliert somit als Zusatzemissionen bis 2050 ca. 24 – 33 Mio. t.

5.3.6.2.4 Kosten

Die Kosten der Szenarien und Varianten werden anhand der Vollkosten der Stromerzeugung in Deutschland verglichen.

Die Vollkosten der Stromerzeugung umfassen für die inländische Stromerzeugung sämtliche Kosten, die für den Bau und den Betrieb der Kraftwerke anfallen. Hierzu gehören Investitionskosten, Brennstoffkosten (inkl. CO₂-Kosten) sowie sämtliche Kosten für Betriebsmittel, Reparatur und Wartung, Personal, Finanzierung und Versicherung der Anlagen. Die Kosten für die konventionelle Stromerzeugung basieren auf den Berechnungen des Kraftwerksmodells der Prognos AG. Für die erneuerbaren Energien und den Stromimport werden eigene Gestehungskosten, basierend auf der Leitstudie [Nitsch/DLR 2008], verwendet (Tabelle 5.3-47). Die Gestehungskosten je kWh steigen von 2005 bis 2050 um 61 %. Dies ist weniger als in der Referenz und hängt vor allem mit der von [Nitsch/DLR 2008] unterstellten starken Kostendegression der erneuerbaren Energieträger zusammen. Im Vergleich zur Referenz müssen nur wenige Gaskapazitäten zugebaut werden, welche allerdings teuer sind, außerdem sind nur noch wenige mit CO₂-Preisen belegte Kohlekraftwerke am Netz. Die Vollkosten steigen aufgrund der stark verringerten der Nachfrage nur um 25 % gegenüber 2005.

Tabelle 5.3-47: Variante „Innovation ohne CCS“: spezifische Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung 2005 – 2050

		Innovation ohne CSS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Spezifische Gestehungskosten der Nettostromerz. in €-Cent/kWh (real, 2007)						
Durchschnitt Konventionelle Erzeugung	4,3	8,1	10,3	14,8	29,8	
Kernkraft	4,0	4,1	-	-	-	
Steinkohle	4,6	8,0	9,3	12,9	-	
Steinkohle mit CCS		-	-	-	-	
Braunkohle	3,3	6,8	7,2	10,2	-	
Braunkohle mit CCS		-	-	-	-	
Erdgas	8,0	13,1	15,1	20,0	29,8	
Öl und sonstige		-	-	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	10,3	11,5	11,9	11,1	9,4	
Stromimport	0,0	9,5	8,4	7,5	7,0	
Durchschnitt Erneuerbare Erzeugung	12,0	10,3	8,7	8,0	7,7	
Wasserkraft	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Windenergie insgesamt	11,1	8,6	7,3	6,9	6,7	
Onshore	11,1	8,0	7,4	7,3	7,3	
Offshore	0,0	9,5	7,3	6,8	6,5	
Photovoltaik	54,8	14,6	10,9	9,9	9,4	
Biomasse	13,2	12,2	11,4	10,5	10,5	
Geothermie	45,8	9,8	8,5	7,5	7,1	
Durchschnitt insgesamt	5,2	9,0	9,5	9,4	8,4	
Vollkosten der Stromerzeugung, in Mrd. € (real, 2007)						
Konventionelle Erzeugung insgesamt	22,3	23,8	17,0	10,8	3,4	
Kernkraft	6,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	5,9	10,3	6,3	2,8	-	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Braunkohle	5,0	5,9	3,6	2,4	-	
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	
Erdgas	5,3	6,5	7,1	5,6	3,4	
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	0,7	1,8	2,9	4,1	5,1	
Stromimport	-	0,0	1,3	2,5	3,4	
Erneuerbare Erzeugung insgesamt	7,5	18,0	20,8	23,4	26,1	
Wasserkraft	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	
Windenergie insgesamt	3,0	7,5	10,4	13,0	14,1	
Onshore	3,0	4,3	4,3	4,7	4,9	
Offshore	-	3,2	6,1	8,3	9,3	
Photovoltaik	0,7	2,3	2,4	2,5	2,6	
Biomasse	1,6	5,6	5,1	4,3	4,3	
Geothermie	0,0	0,2	0,5	1,1	2,5	
Gesamt Vollkosten der Stromerzeugung	30,5	43,7	42,0	40,8	38,0	

Quelle: Prognos 2009

5.3.6.3 Ergebnisse Variante „Innovation mit CCS“

5.3.6.3.1 Arbeit

Hinsichtlich des Nettostromverbrauchs in Deutschland unterscheidet sich die Variante „Innovation mit CCS“ nicht von der Variante „Innovation ohne CCS“. Deutliche Unterschiede bestehen jedoch im Speicherstromverbrauch, der hier um 33 TWh (2050) niedriger ist sowie in den geringfügig höheren Stromimportmengen. Diese Effekte senken die erforderliche Nettostromerzeugung in Deutschland gegenüber der Variante „Innovation ohne CCS“ im Jahr 2050 um insgesamt 36 TWh auf 369 TWh.

Tabelle 5.3-48: Variante „Innovation mit CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh

	2005	Innovationsszenario mit CCS				
		2020	2030	2040	2050	
Endenergieverbrauch Strom	517	423	370	345	330	
Verbrauch im Umwandlungsbereich	16	14	13	10	8	
Leitungsverluste	29	26	25	25	25	
Speicherstromverbrauch (Pump. etc.)	11	21	29	40	57	
Nettostromverbrauch	573	485	436	420	420	
Importsaldo*	-9	0	14	35	51	
Nettostromerzeugung	583	485	423	384	369	

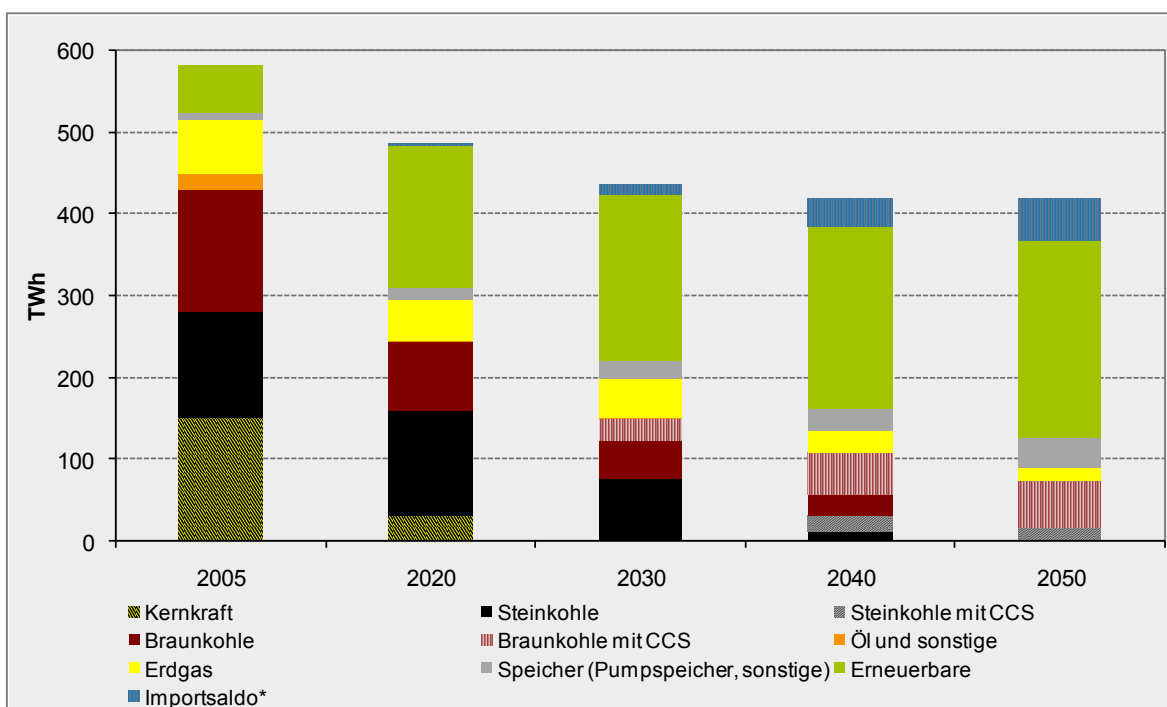
*ab 2020 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

Die Nettostromerzeugung des Kraftwerksparks incl. Speicher sinkt bis zum Jahr 2050 um 36 %. Vor allem die Erneuerbaren tragen dann stark zur Stromerzeugung bei, allerdings gewinnen mit CO₂-Abscheidung ausgestattete Kohlekraftwerke an Bedeutung. (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 5.3-50).

- Ab 2045 wird Strom nicht mehr in Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken ohne CCS erzeugt.
- Mit CCS-Technologie wird im Jahr 2050 aus Steinkohle ein Anteil von 4,4 % erzeugt. Braunkohle-CCS-Kraftwerke tragen dann mit 15,5 % bereits deutlich zur Deckung des Strombedarfs bei.
- Die Stromerzeugung aus Erdgas geht mit 76 % gegenüber 2005 zwar weniger stark als in der Variante „Innovation ohne CCS“, aber dennoch überdurchschnittlich zurück. Der Erdgasanteil, der auch in dieser Variante vor allem als Regelenergie und in der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt wird, schrumpft von 11,5 % auf 4,4 %.
- Die Speicher übernehmen auch in dieser Variante die führende Rolle bei der Absicherung der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren. Ihr Anteil an der Nettostromerzeugung erhöht sich wegen der niedrigeren Einspeisung der Erneuerbaren allerdings nur von 1,2 % auf 9,9 %.
- Erneuerbare tragen im Jahr 2050 in Deutschland mit 65,8 % zur Stromerzeugung bei. Gegenüber ihrem Anteil von 10 % im Jahr 2005 bedeutet dies eine Zunahme um den Faktor 6,5.

Abbildung 5.3-43: Variante „Innovation mit CCS“: Nettostromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in TWh



*ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

Betrachtet man, analog zur Vorgehensweise in der Variante „Innovation ohne CCS“ allein die primäre Stromerzeugung ohne die Zwischenspeicher, erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren in der Variante „Innovation mit CCS“ nochmals deutlich. Die Primärstromerzeugung in Deutschland basiert dann im Jahr 2050 zu 73,1 % auf Erneuerbaren.

5.3.6.3.2 Leistung

Den Varianten „Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“ liegen unterschiedliche Annahmen zum Entwicklungspfad der Erneuerbaren in Deutschland und auch zum langfristigen Stromimport zu Grunde. Weitere Unterschiede zwischen den Szenarien entstehen durch die Verfügbarkeit der CCS-Technologie für die Brennstoffe Braun- und Steinkohle. In der Variante „Innovation mit CCS“ durchdringt CCS den deutschen Kraftwerkspark ab 2025 allmählich. Durch Unterschiede im Zubau an konventioneller Kraftwerkskapazität und in der Nutzung der Erneuerbaren ergeben sich auch leichte Abweichungen hinsichtlich der gesicherten Leistung. Insgesamt ist der Anteil der gesicherten Leistung aus Erneuerbaren hier niedriger.

Tabelle 5.3-48: Variante „Innovation mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW

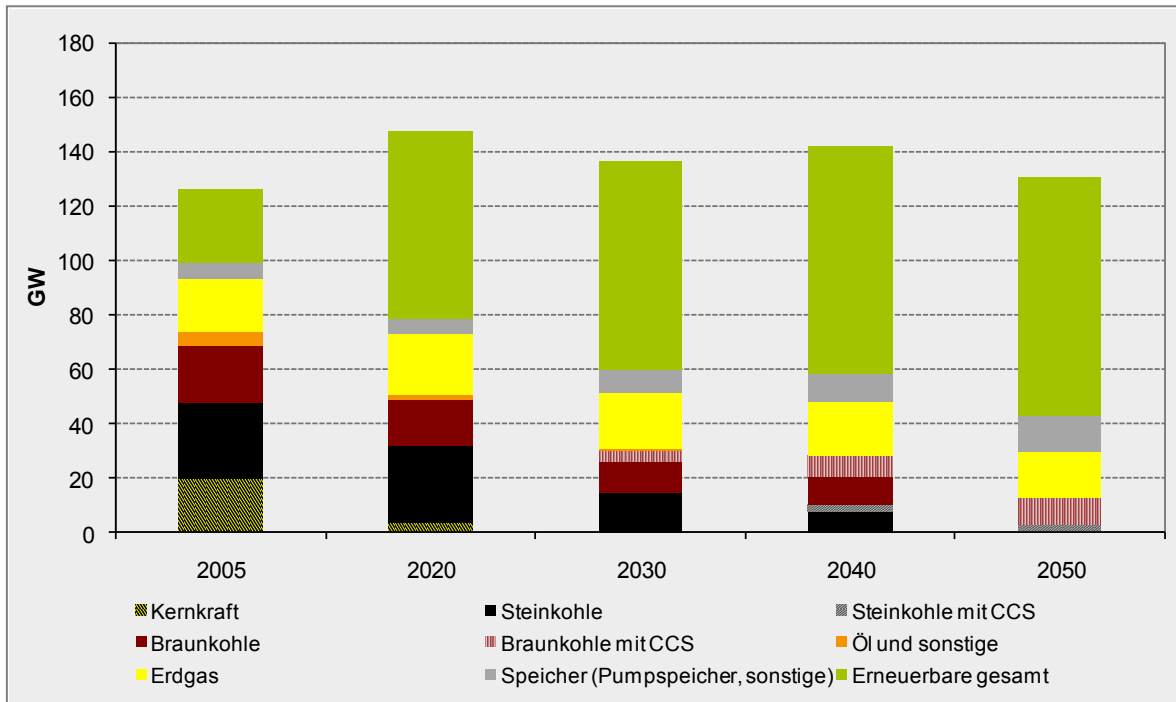
	2005	Innovationsszenario mit CCS			
		2020	2030	2040	2050
Spitzenlast	84	68	60	56	54
Gesicherte Leistung	96	80	67	69	59
Erneuerbare (inkl. Import)	6	13	16	19	23
Konventionell und Speicher	89	67	51	50	36

Quelle: Prognos 2009

Im Gegensatz zu den anderen beschriebenen Varianten steigt die installierte Nettoleistung des deutschen Kraftwerksparks bis 2050 in der Variante „Innovation mit CCS“ nur geringfügig an, von 125,9 GW im Jahr 2005 um 3,6 % auf 130,4 GW im Jahr 2050. Im Gegensatz zur Variante „Innovation ohne CCS“ beinhaltet der Kraftwerkspark neben Erdgaskraftwerken langfristig auch Kraftwerke für die Verstromung von Steinkohle (mit CCS) und Braunkohle (mit CCS). Ab 2025 werden Kohlekraftwerke nur noch mit CCS-Technologie zugebaut. Hinzu kommen die Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Alle Kernkraftwerke verlassen nach der Erzeugung ihrer jeweiligen Reststrommengen den Park. Ölkraftwerke werden aus Kostengründen nicht neu errichtet (vgl. zu Einzelergebnissen auch Tabelle 5.3-50). Zu den Einzelentwicklungen zwischen den Jahren 2005 und 2050:

- Vor 2025 errichtete Stein- und Braunkohlekraftwerke **ohne** CO₂-Abscheidung sind ab ca. 2045 nicht mehr wirtschaftlich und gehen vom Netz. Es werden keine alten Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie nachgerüstet. Mit einem Alter von mindestens 32 Jahren sind sie betriebswirtschaftlich abgeschrieben.
- **CCS-Kraftwerke** werden nach 2025 für Braunkohle und nach 2030 auch für Steinkohle errichtet. Die installierte Leistung dieser Anlagen erreicht für den Brennstoff Steinkohle im Jahr 2050 einen Anteil von 2,3 % und für Braunkohle 7,7 %
- Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke sinkt um ein knappes Viertel. Ihr Anteil am Kraftwerkspark geht von 15,6 % auf 12,9 % zurück.
- Die Speicherkapazität wird deutlich ausgebaut, allerdings weniger als in der Variante „Innovation ohne CCS“. Speicher weiten ihren Anteil an der installierten Leistung von 3,9 % im Jahr 2005 auf 9,9 % im Jahr 2050 aus.
- Die Erneuerbaren bauen ihren Anteil an der Gesamtkapazität kontinuierlich von 25 % auf rund zwei Drittel aus.

Abbildung 5.3-44: Variante „Innovation mit CCS“: Installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Die mittlere Auslastung des Kraftwerksparks (Jahresvollaststunden) sinkt in der Variante „Innovation mit CCS“ wegen des geringeren Anteils der Erneuerbaren und der Errichtung der in der Grundlast betriebenen CCS-Kraftwerke weniger stark als in der Variante „Innovation ohne CCS“. Die Erneuerbaren und vor allem die Speicherkraftwerke zeigen einen Anstieg ihrer mittleren jährlichen Auslastung, Erdgaskraftwerke werden hingegen im Mittel deutlich seltener eingesetzt.

Tabelle 5.3-50: Variante „Innovation mit CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatzenergieträgern 2005 – 2050

		Innovationsszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Nettleistung, in GW						
Kernkraft	19,9	4,1	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	27,9	28,1	14,7	7,5	0,0	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	3,0	3,0	
Braunkohle	20,8	16,8	11,4	9,7	0,0	
Braunkohle mit CCS		0,0	4,0	8,0	10,0	
Erdgas	19,6	22,6	20,9	20,0	16,8	
Öl und sonstige	5,2	1,7	0,7	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	5,4	5,4	7,9	10,4	12,9	
Wasserkraft	4,6	5,1	5,2	5,2	5,2	
Windenergie insgesamt	18,4	38,1	43,7	49,0	51,2	
Windenergie Onshore	18,4	28,1	28,4	29,6	30,2	
Windenergie Offshore		10,0	15,3	19,4	21,0	
Photovoltaik	1,9	17,9	20,3	21,6	22,3	
Biomasse	2,2	7,1	6,9	6,7	6,7	
Geothermie		0,3	0,5	1,0	2,2	
Gesamt Nettogleistung	125,9	147,2	136,2	142,1	130,4	
Nettostromerzeugung, in TWh						
Kernkraft	151,0	30,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	128,0	128,6	75,7	12,8	0,0	
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	17,5	16,3	
Braunkohle	152,0	85,9	46,9	26,9	0,0	
Braunkohle mit CCS		0,0	27,8	52,2	57,1	
Erdgas	67,0	49,3	48,0	24,4	16,1	
Öl und sonstige	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	7,1	15,8	20,5	27,2	36,5	
Wasserkraft	19,6	24,3	24,4	24,6	24,6	
Windenergie insgesamt	27,2	87,2	112,4	130,4	140,1	
Windenergie Onshore	27,2	53,5	57,0	59,1	60,4	
Windenergie Offshore		33,7	55,4	71,3	79,7	
Photovoltaik	1,2	15,5	18,6	20,1	21,3	
Biomasse	12,0	46,2	44,7	41,3	41,3	
Geothermie		1,8	3,5	7,1	15,5	
Gesamt Nettostromerzeugung	583,2	484,9	422,5	384,5	368,8	
Jahresvolllaststunden, in h/a						
Kernkraft	7.588	7.428	-	-	-	
Steinkohle	4.588	4.572	5.145	1.704	-	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	5.843	5.418	
Braunkohle	7.308	5.116	4.134	2.770	-	
Braunkohle mit CCS	-	-	6.959	6.521	5.710	
Erdgas	3.418	2.183	2.295	1.216	956	
Öl und sonstige	3.481	3	18	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	1.315	2.912	2.585	2.607	2.827	
Wasserkraft	4.261	4.758	4.737	4.769	4.769	
Windenergie insgesamt	1.478	2.293	2.573	2.664	2.735	
Onshore	1.478	1.909	2.009	2.000	2.000	
Offshore	-	3.370	3.620	3.677	3.792	
Photovoltaik	632	867	913	934	955	
Biomasse	5.455	6.465	6.470	6.184	6.184	
Geothermie	-	6.575	6.687	7.000	7.000	
Durchschnitt	4.632	3.294	3.102	2.706	2.829	

Quelle: Prognos 2009

5.3.6.3.3 Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen

Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt wie in den anderen Varianten über den Brennstoffeinsatz nach Energieträgern. Dieser ergibt sich aus der jeweiligen Nettostromerzeugung und aus den zugehörigen mittleren jährlichen Brennstoffnutzungsgraden der Erzeugungsanlagen (Jahresnutzungsgrade). Die langfristig sinkenden Jahresnutzungsgrade der konventionellen Kraftwerke in dieser Variante sind vor allem das Resultat der sinkenden Jahresvollaststundenzahl und der damit verbundenen häufigeren An- und Abfahrvorgänge.

Durch die Einführung der CCS-Technologie werden im Jahr 2050 deutlich mehr fossile Brennstoffe (vor allem Stein- und Braunkohle) eingesetzt als in der Variante „Innovation ohne CCS“.

Tabelle 5.3-51: Variante „Innovation mit CCS“: Brennstoffeinsatz in PJ und Jahresnutzungsgrade in %, 2005 – 2050

		Innovationsszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Brennstoff- / Primärenergieeinsatz						
Kernkraft	1.658	331	0	0	0	
Steinkohle	1.182	1.128	642	137	0	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	150	142	
Braunkohle	1.537	776	390	249	0	
Braunkohle mit CCS	0	0	238	443	507	
Erdgas	571	380	365	192	129	
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	35	77	104	144	207	
Wasserkraft	82	93	93	93	93	
Windenergie insgesamt	98	314	405	469	504	
Onshore	98	193	205	213	218	
Offshore	0	121	199	257	287	
Photovoltaik	4	56	67	73	77	
Biomasse	136	486	444	394	379	
Geothermie	0	71	126	235	484	
Gesamt Brennstoffeinsatz	5.617	3.711	2.874	2.581	2.522	
Jahresnutzungsgrad in %						
Kernkraft	32,8	32,8	-	-	-	
Steinkohle	39,0	41,0	42,5	33,6	-	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	42,1	41,2	
Braunkohle	35,6	39,8	43,3	38,9	-	
Braunkohle mit CCS	-	-	42,1	42,4	40,5	
Erdgas	42,2	46,8	47,3	45,7	45,1	
Öl und sonstige	20,8	20,8	26,0	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	
Wasserkraft	94,0	94,3	94,5	94,8	95,0	
Windenergie insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Onshore	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Offshore	-	100,0	100,0	100,0	100,0	
Photovoltaik	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Biomasse	31,8	34,2	36,2	37,7	39,2	
Geothermie	-	9,4	10,1	10,8	11,5	
Durchschnitt	36,9	47,0	52,9	53,6	52,6	

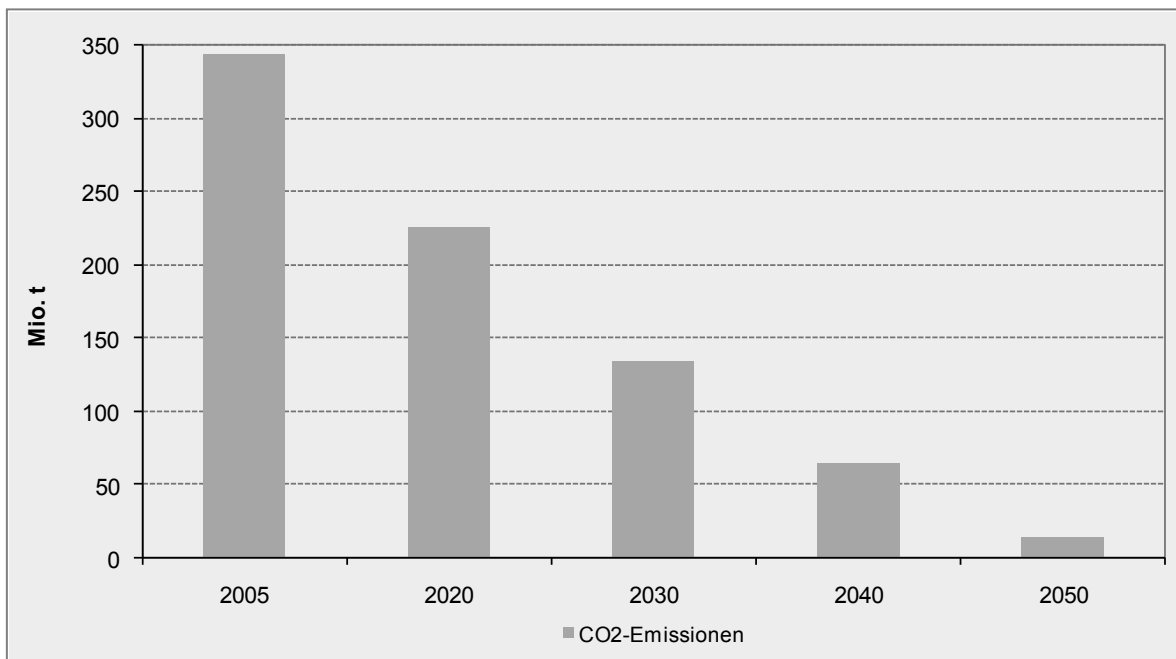
Quelle: Prognos 2009

Insgesamt geht der Brennstoffeinsatz bzw. die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen in der Variante „Innovation mit CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 55,1 % zurück. Dieser Rückgang ist stärker als in der Variante „Innovation ohne CCS“. Grund hierfür ist die deutlich niedrigere Nettostromerzeugung durch die Reduzierung des Speicherstrombedarfs.

Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung wird entsprechend der allgemein gültigen Definition als CO₂-emissionsneutral bewertet. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung werden deshalb nur die fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdgas sowie Öl und sonstige Brennstoffe betrachtet. Grundlage der Kalkulation sind der Brennstoffeinsatz nach Energieträgern und die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren. Für die CCS-Technologie wurde von einer 90%igen Abscheiderate ausgegangen. Die spezifischen Emissionsfaktoren für den Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen wurden dementsprechend mit einem Zehntel ihres Werts für konventionelle Kraftwerke gleichen Brennstoffs angesetzt.

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland gehen in der Variante „Innovation mit CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 93 % auf 23 Mio. t zurück.

Abbildung 5.3-45: Variante „Innovation ohne CCS“: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks 2005 - 2050, in Mio. t



*Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Tabelle 5.3-52: Variante „Innovation ohne CCS“: fossiler Brennstoffeinsatz, CO₂-Emissionsfaktoren und CO₂-Emissionen 2005 – 2050

		Innovationsszenario ohne CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Brennstoffeinsatz, in PJ						
Steinkohle	1.182	1.128	615	219	-	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	1.537	776	409	205	-	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	571	380	356	221	95	
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	136	486	444	394	379	
CO₂-Emissionsfaktoren, in kg/GJ						
Steinkohle	94	94	94	94	94	
Steinkohle mit CCS	9	9	9	9	9	
Braunkohle	112	112	112	112	112	
Braunkohle mit CCS	11	11	11	11	11	
Erdgas	56	56	56	56	56	
Öl und sonstige	80	80	80	80	80	
Biomasse/Abfall	23	23	23	23	23	
CO₂-Emissionen, in Mio. t						
Steinkohle	111	106	58	21	-	
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Braunkohle	172	87	46	23	-	
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	
Erdgas	32	21	20	12	5	
Öl und sonstige	25	0	0	0	0	
Biomasse/Abfall	3	11	10	9	9	
Gesamt CO ₂ -Emissionen	344	225	134	65	14	

*Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Falls aus wirtschaftlichen Gründen die Fahrweise insbesondere der „jüngsten“, von 2016 an gebauten Kraftwerke ohne CCS noch mit reduzierter Leistung (bei dann ebenfalls reduzierter Netzeinspeisung der Erneuerbaren) eingesetzt würden, ergäbe sich – je nach Fahrweise – in 2050 noch ein Emissionssockel von ca. 13 Mio. t CO₂ (Direktemissionen, noch ohne Emissionen der Rauchgasreinigung).

5.3.6.3.4 Kosten

Die Gestehungskosten und die Vollkosten der Stromerzeugung und des Stromimports werden nach den gleichen Prinzipien berechnet wie in den Kapiteln 4.3.6.2.4, 4.3.6.3.4, und 5.3.6.2.4.

Die Gestehungskosten entwickeln sich sehr ähnlich zu denjenigen in der Variante „Innovation ohne CCS“, während die Gesamtkosten vor allem aufgrund der deutlich geringeren Speicherinvestitionen erheblich darunter liegen. In realen Preisen liegen die Gesamtkosten der Stromerzeugung in 2050 nur um 18 % höher als 2005 (Tabelle 5.3-53).

Tabelle 5.3-53: Variante „Innovation mit CCS“: Gestehungskosten und Vollkosten der Stromerzeugung 2005 – 2050

		Innovationsszenario mit CCS				
	2005	2020	2030	2040	2050	
Spezifische Gestehungskosten der Nettostromerz. in €-Cent/kWh (real, 2007)						
Durchschnitt Konventionelle Erzeugung	4,3	8,1	9,4	10,5	10,5	
Kernkraft	4,0	4,1	-	-	-	
Steinkohle	4,6	8,0	8,7	15,8	-	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	9,1	10,9	
Braunkohle	3,3	6,8	7,4	9,8	-	
Braunkohle mit CCS	-	-	5,3	5,5	6,2	
Erdgas	8,0	13,1	14,7	20,1	25,3	
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	10,3	11,5	11,5	10,8	9,7	
Stromimport	0,0	9,5	8,4	7,5	7,0	
Durchschnitt Erneuerbare Erzeugung	12,0	10,3	8,9	8,3	8,0	
Wasserkraft	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Windenergie insgesamt	11,1	8,6	7,3	7,0	6,8	
Onshore	11,1	8,0	7,4	7,3	7,3	
Offshore	0,0	9,5	7,3	6,8	6,5	
Photovoltaik	54,8	14,6	10,9	9,9	9,4	
Biomasse	13,2	12,2	11,4	10,5	10,5	
Geothermie	45,8	9,8	8,5	7,5	7,1	
Durchschnitt insgesamt	5,2	9,0	9,2	9,1	8,6	
Vollkosten der Stromerzeugung, in Mrd. € (real, 2007)						
Konventionelle Erzeugung insgesamt	22,3	23,8	18,6	14,0	9,4	
Kernkraft	6,0	1,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	5,9	10,3	6,6	2,0	0,0	
Steinkohle mit CCS	-	-	-	1,6	1,8	
Braunkohle	5,0	5,9	3,5	2,6	0,0	
Braunkohle mit CCS	-	-	1,5	2,9	3,5	
Erdgas	5,3	6,5	7,1	4,9	4,1	
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	0,7	1,8	2,4	2,9	3,5	
Stromimport	-	0,0	1,2	2,6	3,6	
Erneuerbare Erzeugung insgesamt	7,5	18,0	18,1	18,5	19,5	
Wasserkraft	2,2	2,4	2,4	2,5	2,5	
Windenergie insgesamt	3,0	7,5	8,2	9,1	9,6	
Onshore	3,0	4,3	4,2	4,3	4,4	
Offshore	-	3,2	4,0	4,8	5,2	
Photovoltaik	0,7	2,3	2,0	2,0	2,0	
Biomasse	1,6	5,6	5,1	4,3	4,3	
Geothermie	0,0	0,2	0,3	0,5	1,1	
Gesamt Vollkosten der Stromerzeugung	30,5	43,7	40,2	38,1	36,0	

Quelle: Prognos 2009

5.3.7 Fernwärmeerzeugung

Die Fernwärmenachfrage nimmt im Innovationsszenario aufgrund der Reduktion des Raumwärmebedarfs von 300 PJ in 2005 auf 70 PJ im Jahr 2050 ab. Entsprechend sinkt der Energieeinsatz für die Fernwärmeerzeugung von 306 PJ auf 74 PJ. Der Energieträgermix verschiebt sich von Erdgas (knapp 50 % in 2005) zu den erneuerbaren Energien: Abwärmenutzung ist 2050 mit 38 PJ der Energieträger mit dem höchsten Anteil (50 %), gefolgt von Solarwärme mit 24 PJ (31 %). Biomasse spielt übergangsweise eine Rolle, wird ab 2030 jedoch strategisch reduziert, um die im Verkehrssektor benötigten Potenziale freizustellen.

5.3.8 Übrige Umwandlung

Die starke Verbrauchsreduktion aller konventionellen Energieträger verringert im Umwandlungssektor den Energieeinsatz für deren Bereitstellung. Die Erzeugung der Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation (987 PJ) erfordert allerdings einen erheblichen Einsatz an primärer Biomasse. Selbst bei einer optimistischen Effizienzsteigerung der Umwandlungsprozesse bis auf 62 % im Jahr 2050 ist noch mit einem Einsatz von 470 PJ hierfür zu rechnen. Damit sind – mit den restlichen Umwandlungseinsätzen für Kohle, Gas und Biogas - insgesamt in der sonstigen Umwandlung 530 PJ Primärenergie zu verbuchen.

5.3.9 Primärenergie

Wie in Kap. 2.1 erläutert, wird der Primärenergieverbrauch abweichend zur Konvention der Energiebilanz hier ohne den nichtenergetischen Verbrauch ausgewiesen.

5.3.9.1 Variante „ohne CCS“

Der Primärenergieeinsatz wird im Innovationsszenario in der Variante „ohne CCS“ zwischen 2005 und 2050 um 57 % reduziert. Zusätzlich zu den Effizienzgewinnen wirken sich hier die Technologishifts in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie der Umbau der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien und das Ausphasen der Kohle aus.

Bezüglich der Energieträger (Tabelle 5.3-54, Abbildung 5.3-46) ergibt sich grob das folgende Bild: Von den fossilen Energieträgern bleiben nur noch Restbestände an Gas für Bereitstellung von Prozesswärme und für die Erzeugung von Spitzen- bzw. Regelernergie sowie Flugtreibstoffe und Diesel (Binnenschifffahrt) im Mix. Die durch konsequente Effizienzmaßnahmen und Prozessinnovationen verringerte Nachfrage wird systematisch durch erneuerbare Energien gedeckt. Kohlen werden zu 98 % reduziert, ein Restbestand von 77 PJ wird in der Metallerzeugung eingesetzt, dieser erfordert einen Umwandlungseinsatz von 82 PJ, die 2050 noch im Mix sind. Der Einsatz von Mineralölprodukten wird um 91 % reduziert. Hier sind 2050 im Wesentlichen die Flugtreibstoffe sowie 73 PJ (leichtes und schweres) Heizöl in der Prozesswärmeproduktion in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen im Primärenergieverbrauch enthalten. Benzin wird 2050 nicht mehr eingesetzt,

an Diesel nur noch 4 PJ (Binnenschifffahrt, Restbestände im Güter- und Schienenverkehr). Gas erfährt die relativ geringste Reduktion um 73 %. Von der verbleibenden Menge werden 766 PJ vor allem in der Industrie und im Dienstleistungssektor für die Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt, 95 PJ in der Stromerzeugung (z. T. mit industriellen Kraftwerken im KWK-Betrieb). Durch die zunehmende energetische Nutzung von Abfall (in der gekoppelten Stromerzeugung) erhöht sich der Einsatz dieses Brennstoffs um den Faktor 2,5.

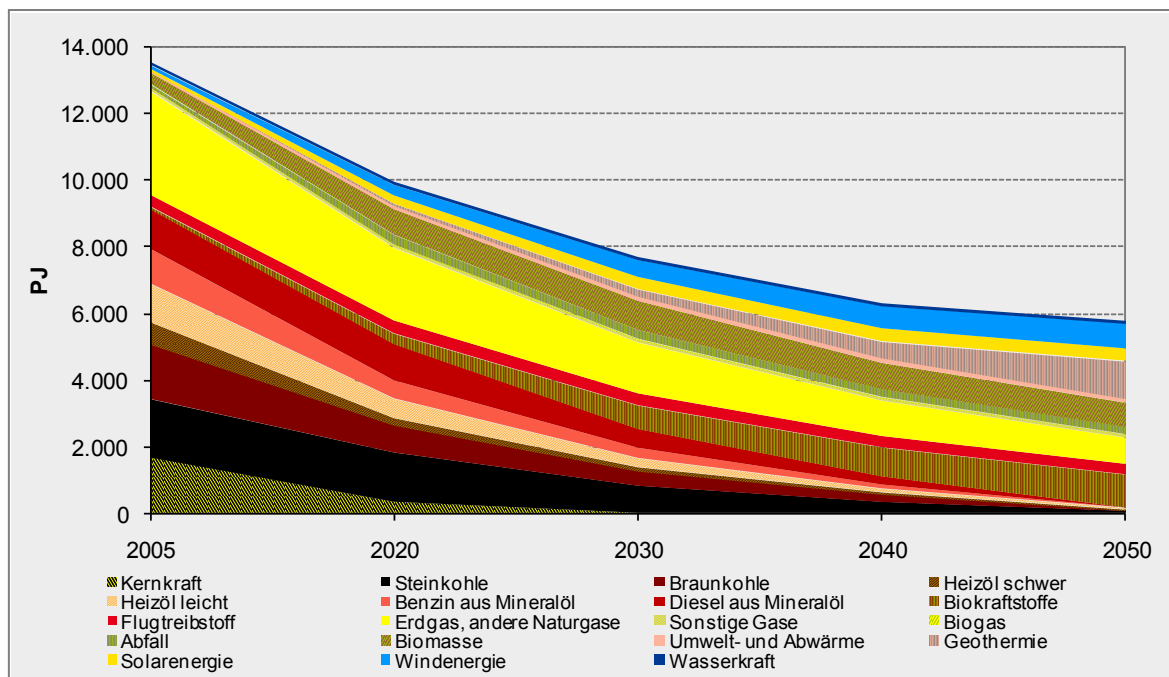
Tabelle 5.3-54: Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
nach Energieträgern ohne CCS						
Kernkraft	1.658	331	0	0	0	
Kohle	3.412	2.308	1.261	564	82	
Steinkohle	1.749	1.476	814	330	59	
Braunkohle	1.662	832	447	234	23	
Mineralölprodukte	4.407	2.813	1.610	866	389	
Heizöl leicht	1.151	574	256	96	36	
Heizöl schwer	675	225	130	72	37	
Benzin aus Mineralöl	1.033	534	303	115	0	
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.097	566	246	4	
Flugtreibstoff	345	383	354	336	312	
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	
Gase	3.228	2.269	1.611	1.150	875	
Erdgas, andere Naturgase	3.105	2.170	1.519	1.053	780	
Sonstige Gase	123	99	92	97	95	
Abfall	87	283	258	229	221	
Erneuerbare Energien	741	1.932	2.939	3.484	4.200	
Biomasse	337	765	874	791	726	
Umwelt- und Abwärme	69	112	149	164	144	
Solarenergie	77	246	362	388	371	
Wasserkraft	82	93	94	94	94	
Windenergie	98	314	512	672	753	
Biokraftstoffe	77	318	708	867	987	
Biogas	0	14	26	17	7	
Geothermie	0	71	215	490	1.118	
Gesamt Primärenergiebedarfverbrauch	13.532	9.936	7.680	6.294	5.766	
nach Sektoren ohne CCS						
Private Haushalte	2.069	1.391	949	605	341	
Dienstleistungen	923	617	376	269	237	
Industrie	1.556	1.118	853	714	667	
Verkehr	2.529	2.272	1.933	1.620	1.373	
Fernwärmeerzeugung	306	253	188	123	79	
Stromerzeugung	5.583	3.634	2.723	2.387	2.539	
Sonstige Umwandlung	567	651	658	575	530	
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	9.936	7.680	6.294	5.766	

Quelle: Prognos 2009

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Primärenergiebedarfs versechsfacht sich annähernd, wobei die Entwicklung der einzelnen Energieträger sehr unterschiedlich ist: Das absolut und relativ stärkste Wachstum weist die Geothermie auf, die von Null auf 1.118 PJ ansteigt und vollständig zur Stromerzeugung genutzt wird.

Abbildung 5.3-46: Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005-2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Die Biokraftstoffe weisen mit einem absoluten Wachstum von 910 PJ eine Verdreizehnfachung auf. Sie stellen nahezu alle flüssigen Kraftstoffe im Straßenverkehr. Damit verbunden sind Umwandlungsverluste von 470 PJ, die bei der Biomasse verbucht sind und dort einen Teil des Wachstums (115 %) ausmachen. Windenergie erfährt eine knappe Verachtfachung, die Nutzung von Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie) vervielfacht sich knapp.

5.3.9.2 Variante „mit CCS“

Die Variante „mit CCS“ unterscheidet sich von der Variante „ohne CCS“ deutlich hinsichtlich der Stromerzeugung und in der Folge geringfügig bei der sonstigen Umwandlung (Tabelle 5.3-55, Abbildung 5.3-47). In der Summe reduziert sich der Primärenergieeinsatz von 2005 bis 2050 um 59 %.

Bei den Energieträgern betrifft dies die Kohlen sowie die erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung. Durch den Einsatz von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung wird bis 2050 noch Stein- und Braunkohle in CCS-Kraftwerken in der Grund- und Mittellast eingesetzt, so dass die Steinkohlen einen Verbrauchsrückgang zwischen 2005 und 2050 um 88% und die Braunkohlen um 68 % aufweisen, und 2050 zusammen noch mit 753 PJ in der Bilanz stehen.

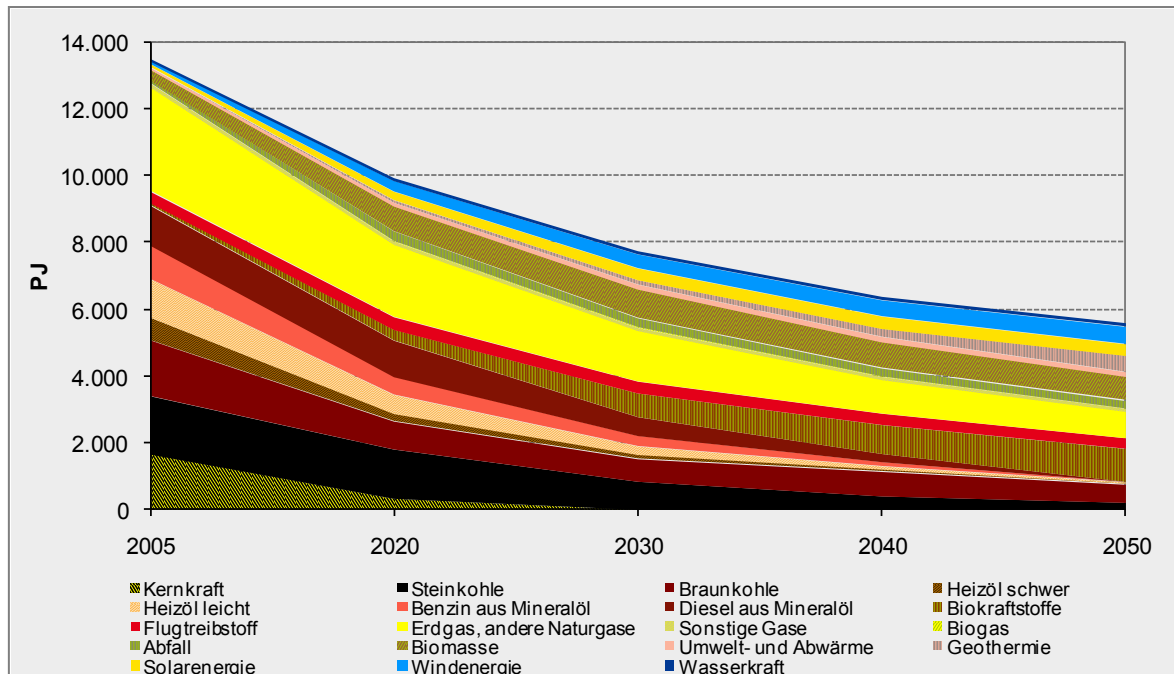
Tabelle 5.3-55: Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ

		Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	
nach Energieträgern mit CCS						
Kernkraft	1.658	331	0	0	0	
Kohle	3.412	2.308	1.514	1.135	753	
Steinkohle	1.749	1.476	843	404	212	
Braunkohle	1.662	832	671	731	540	
Mineralölprodukte	4.407	2.813	1.611	866	389	
Heizöl leicht	1.151	574	256	96	36	
Heizöl schwer	675	225	131	72	37	
Benzin aus Mineralöl	1.033	534	303	115	0	
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.097	566	246	4	
Flugtreibstoff	345	383	354	336	312	
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	
Gase	3.228	2.269	1.620	1.121	908	
Erdgas, andere Naturgase	3.105	2.170	1.528	1.024	813	
Sonstige Gase	123	99	92	97	95	
Abfall	87	283	258	229	221	
Erneuerbare Energien	741	1.932	2.730	3.007	3.294	
Biomasse	337	765	874	791	726	
Umwelt- und Abwärme	69	112	149	164	144	
Solarenergie	77	246	350	369	348	
Wasserkraft	82	93	93	93	93	
Windenergie	98	314	405	469	504	
Biokraftstoffe	77	318	708	867	987	
Biogas	0	14	26	17	7	
Geothermie	0	71	126	235	484	
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	9.936	7.733	6.358	5.564	
nach Sektoren mit CCS						
Private Haushalte	2.069	1.391	949	605	341	
Dienstleistungen	923	617	376	269	237	
Industrie	1.556	1.118	853	714	667	
Verkehr	2.529	2.272	1.933	1.620	1.373	
Fernwärme	306	253	188	123	79	
Stromerzeugung	5.583	3.634	2.769	2.437	2.315	
Sonstige Umwandlung	567	651	664	590	552	
Gesamt Primärenergieverbrauch	13.532	9.936	7.733	6.358	5.564	

Quelle: Prognos 2009

Bei den Erneuerbaren erhöht sich der Beitrag der Geothermie auf 484 PJ (im Vergleich zu 1.118 PJ in der Variante „ohne CCS“), die Windenergienutzung verfünffacht sich (Verachtfachung in der Variante „ohne CCS“) und die Solarenergie zeigt einen Zuwachs um 350 % (379 % in der Variante „ohne CCS“).

Abbildung 5.3-47: Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005 - 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Insgesamt reduziert sich der Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung in der Variante „mit CCS“ im Zeitraum von 2005 bis 2050 um 59 % (55 % in der Variante „ohne CCS“). Dieses angesichts der höheren Umwandlungsverluste von CCS-Kohlekraftwerken scheinbar kontraintuitive Ergebnis begründet sich durch die Lastcharakteristik der Stromerzeugung und die Importbilanz: Durch die von den Kohlekraftwerken bereitgestellte Grund- und Mittellast ist die Last- und Leistungscharakteristik der zuzubauenden Erneuerbaren günstiger und es müssen geringere Mengen zum Lastmanagement „umgespeichert“ werden. Damit entstehen auch keine Speicherverluste (mit 30 % angesetzt), der entsprechende Strom muss nicht erzeugt werden. Darüber hinaus ist die Importbilanz in der Variante „mit CCS“ um 3 TWh höher als in der Variante „ohne CCS“.

5.3.10 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Die energiebedingten Treibhausgase werden im Innovationsszenario zwischen dem Bezugsjahr 1990 und 2050 in der Variante „ohne CCS“ um 91 %, zwischen 2005 und 2050 um 89 % reduziert, in der Variante „mit CCS“ um rund 90 % bzw. 88 %.

Hierzu tragen alle Sektoren erheblich, aber unterschiedlich stark bei. Die anfangs „raumwärmelastigen“ Sektoren private Haushalte und Dienstleistungen verringern ihre energiebedingten CO₂-Emissionen von 2005 bis 2050 (witterungsbereinigt) um 98 % bzw. 85 %. Im Sektor Industrie wird eine Reduktion um 64 % erreicht. In diesem Sektor ist zusätzlich zu Effizienz- und Strukturveränderungen nur wenig Substitutionen von konventionellen Brennstoffen durch Erneuerbare möglich, daher bleiben die Reduktionspotenziale hier „begrenzt“. Im Verkehrssektor können insbesondere durch Elektrifizierung im Personenverkehr und durch die Substitution der fossilen Kraftstoffe durch Biokraftstoffe im

Straßenverkehr von 2005 bis 2050 83 % der Emissionen eingespart werden. Die absolut größte Emissionsminderung erbringt die Stromerzeugung.

Tabelle 5.3-56: Szenario „Innovation“, energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

			Innovationsszenario			
Mio. t CO ₂ -Äqu.	1990	2005	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte		121,1	66,0	31,0	12,3	3,0
GHD		58,0	35,7	18,7	10,8	8,4
Industrie		100,7	70,2	51,2	40,6	36,0
Verkehr		179,5	143,9	91,3	57,0	30,3
Umwandlungssektor gesamt						
Fernwärmerzeugung		22,3	10,9	5,6	2,2	0,7
Stromerzeugung ohne CCS		323,4	226,3	134,1	65,0	14,0
Stromerzeugung mit CCS		323,4	226,3	137,7	67,0	22,9
Sonst. Umwandlung ohne CCS		39,5	28,3	16,0	7,9	2,4
Sonst. Umwandlung mit CCS		39,5	28,3	16,0	7,9	2,4
Gesamt ohne CCS	1.005,4	844,5	581,3	347,9	195,8	94,8
Gesamt mit CCS	1.005,4	844,5	581,3	351,5	197,8	103,7
CH ₄ ohne CCS	4,5	1,3	1,0	0,7	0,5	0,3
CH ₄ mit CCS	4,5	1,3	1,0	0,8	0,5	0,3
N ₂ O ohne CCS	7,7	7,9	6,3	4,2	2,6	1,5
N ₂ O mit CCS	7,7	7,9	6,3	4,2	2,6	1,6
Insgesamt ohne CCS	1.017,6	853,7	588,6	352,8	199,0	96,6
Insgesamt mit CCS	1.017,6	853,7	588,6	356,5	200,9	105,5
Insgesamt ohne CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-16,1%	-42,2%	-65,3%	-80,4%	-90,5%
Veränderung ggü. 2005	20,7%	1,3%	-30,2%	-58,1%	-76,4%	-88,5%
Insgesamt mit CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-16,1%	-42,2%	-65,0%	-80,3%	-89,6%
Veränderung ggü. 2005	20,7%	1,3%	-30,2%	-57,7%	-76,2%	-87,5%

Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind bereinigte Daten, die Veränderung ggü. 2005 ist bezogen auf das Emissionsniveau der deutschen Treibhausgasinventare (842,9 Mio. t CO₂-Äqu.) angegeben; Emissionen der Stromerzeugung inklusive CO₂ aus Rauchgasreinigungsanlagen

Quelle: Prognos 2009

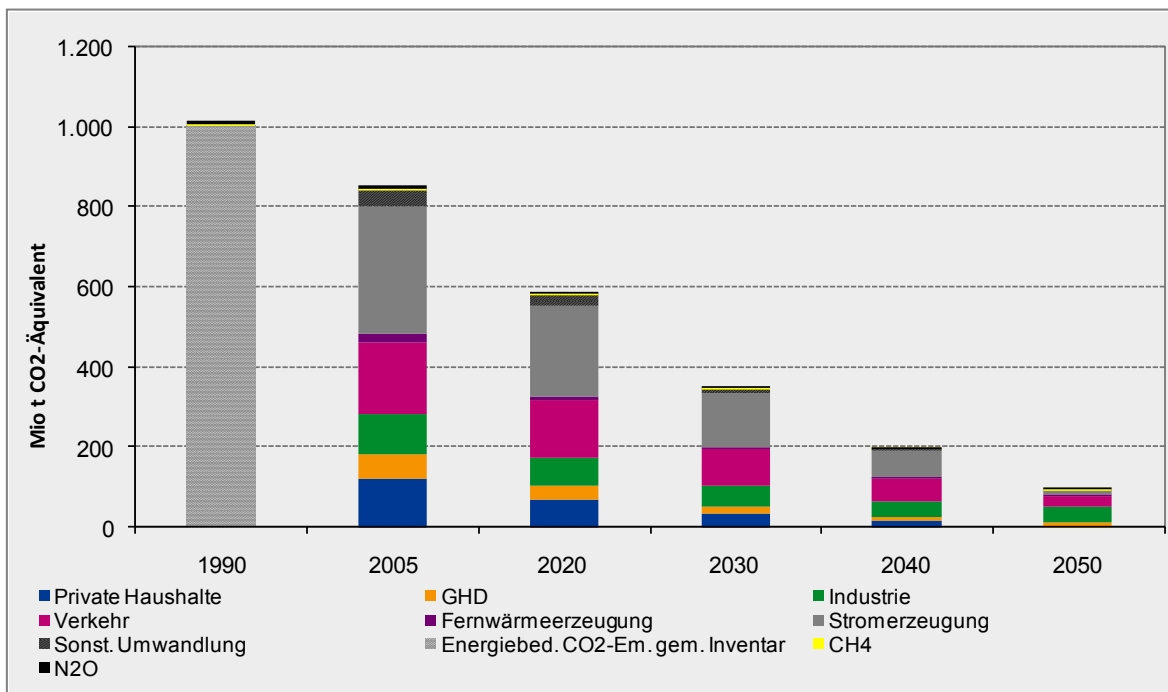
In der Variante „ohne CCS“ beträgt die Reduktion der Stromerzeugung von 2005 bis 2050 rund 96 %, in der Variante „mit CCS“ 93 %. Die Emissionsminderung im Bereich der Fernwärmerzeugung beläuft sich im gleichen Zeitraum auf 97 %, die der anderen Umwandlungssektoren auf 94 %.

Die CH₄-Emissionen aus den Verbrennungsprozessen entwickeln sich trotz unterschiedlicher Technologien und Brennstoffe in den beiden Varianten sehr ähnlich, sie weisen eine Reduktion von 94 % gegenüber 1990 auf. Bereits in den Jahren 1990 bis 2005 wurden diese Emissionen erheblich reduziert, so dass die Absenkung gegenüber 2005 nur mehr 79 % beträgt. Die Lachgas-Emissionen unterschieden sich in den beiden Varianten geringfügig, sie verringern sich bezogen auf die Vergleichsjahre 1990 und 2005 um etwa 80%.

Die relative Reduktion der gesamten energiebedingten Treibhausgase insgesamt folgt derjenigen der energiebedingten CO₂-Emissionen mit 90,5 % in der Variante „ohne CCS“ und knapp 90 % in der Variante „mit CCS“. Dieser kleine Unterschied ist auf den höheren Einsatz der Kohlen in der Stromerzeugung zurückzuführen, deren Emissionen nicht vollständig durch die CCS-Technologien neutralisiert werden können. Im Vergleich zum Emissionsniveau des Jahres 2005 ergeben sich Minderungen um 88,5 % (Variante „ohne CCS“) bzw. 87,5 % (Variante „mit CCS“).

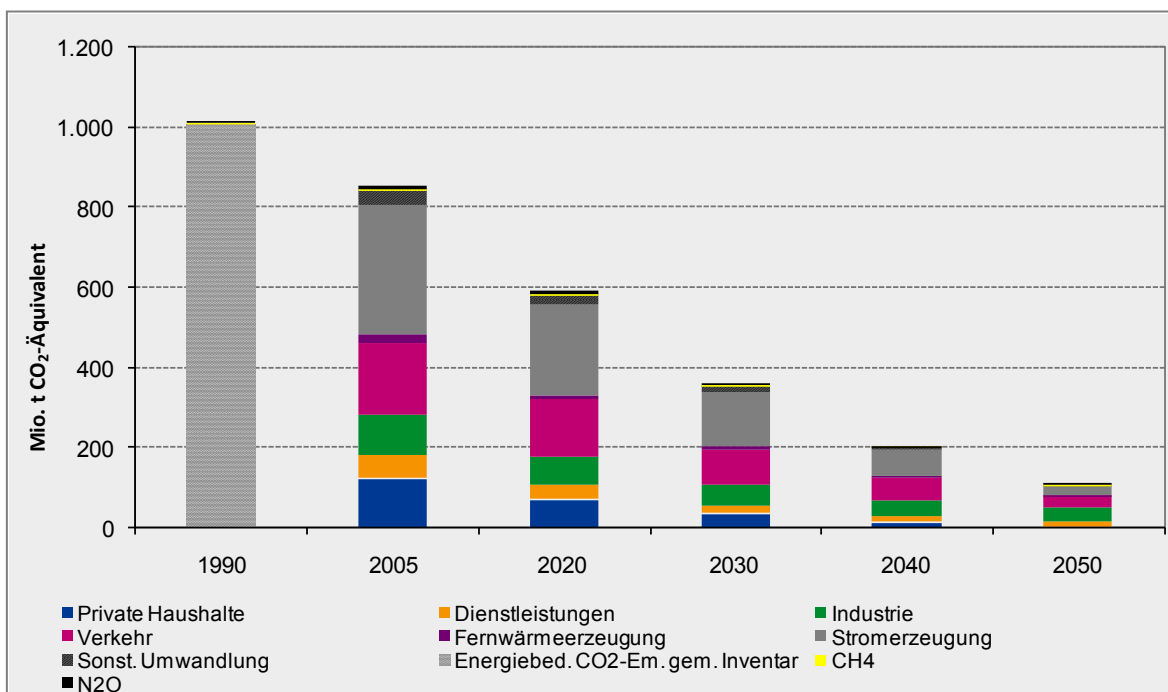
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 5.3-48: Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 5.3-49: Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

5.3.11 Flüchtige Emissionen des Energiesektors und nicht-energiebedingte Emissionen aus dem Industriesektor

5.3.11.1 Flüchtige Emissionen des Energiesektors

Obwohl die Energienachfrage im Innovationsszenario deutlich absinkt, bleiben die Auswirkungen auf die flüchtigen CH₄-Emissionen des Energiesektors eher gering (Tabelle 5.3-57). Dies begründet sich vor allem aus der dominierenden Rolle der Steinkohlenförderung für diesen Quellbereich. Angesichts der wie im Referenzszenario auslaufenden Steinkohleförderung ergeben sich im Innovationsszenario keine Änderungen. Die deutlichste Änderung der Emissionen folgt aus der Freisetzung von CH₄-Emissionen im Erdgas-Verteilungssystem, die sich als Folge des deutlich abnehmenden Erdgaseinsatzes erheblich verringern. Im Jahr 2050 liegen die CH₄-Emissionen aus Erdgasförderung, Erdgastransport und -verteilung sowie anderen Leckagen bei etwa 1,4 Mio. t CO₂-Äquivalenten.

Tabelle 5.3-57: Szenario „Innovation“, Entwicklung der flüchtigen CH₄-Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt

		Innovationsszenario				
kt CH ₄	2005	2020	2030	2040	2050	
CH ₄ -Emissionen						
Aktiver Kohlenbergbau						
Steinkohlen-Tiefbau	254,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
Steinkohlen-Aufbereitung	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	
Braunkohlen-Tagebau	2,0	0,9	0,5	0,2	0,0	
Umwandlung von Kohle	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	
Stillgelegte Zechen	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
Ölförderung und -bereitstellung						
Förderung	3,9	1,9	0,6	0,0	0,0	
Lagerung	2,3	1,4	0,8	0,4	0,2	
Erdgas						
Produktion	53,1	50,6	41,8	34,1	25,9	
Transport	40,1	28,5	20,4	14,6	11,0	
Verteilung	165,9	106,8	56,2	30,9	19,7	
Andere Leckagen	67,0	43,1	22,7	12,5	7,9	
Summe	606,3	236,4	146,0	95,7	67,6	
Veränderung ggü. 1990	-54,1%	-82,1%	-88,9%	-92,8%	-94,9%	
Veränderung ggü. 2005		-61,0%	-75,9%	-84,2%	-88,8%	

Quelle: Öko-Institut 2009

Insgesamt gehen die flüchtigen CH₄-Emissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2050 im Innovationsszenario um 90 % zurück.

5.3.11.2 Prozessbedingte CO₂-Emissionen

Die Projektionen für die prozessbedingten CO₂-Emissionen im Innovationsszenario erfolgen in drei Schritten:

1. Für die emissionsintensivsten Prozesse wird angenommen, dass anspruchsvolle Minderungsoptionen durchgeführt werden.
2. Für andere, weniger emissionsintensive, aber relevante Prozesse können aus den energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z. B. hinsichtlich der stark abnehmenden Braunkohleförderung und des stark sinkenden Mineralöleinsatzes) die CO₂-Emissionstrends abgeleitet werden.
3. Für einige (weniger relevante) Quellbereiche wurden die Determinanten der Emissionen nicht weiter analysiert und die Emissionen in den Szenarien auf dem Niveau von 2005 konstant gehalten.

Mit Blick auf die besonders relevanten prozessbedingten CO₂-Emissionen, die auf der Basis von Projektionen für die zukünftigen Produktionsvolumina beruhen, ist zunächst auf die Zementklinker- und Kalkproduktion hinzuweisen. Es wird davon ausgegangen, dass die verbleibenden Emissionen komplett durch CCS vermieden werden können. Dies ist deshalb der Fall, weil durch die prozessbedingten Emissionen die Konzentration von CO₂ im Rauchgas eines Zement- oder Kalkofens viel höher ist als in einem Kohlekraftwerk. Deshalb ist der spezifische Energiebedarf für die Abscheidung und Verdichtung des CO₂ in diesen Prozessen relativ niedrig. Bis 2050 werden die CO₂ Emissionen aus der Zement- und Kalkherstellung auf Null zurückgeführt.

Für die Herstellung von Ammoniak wird als Zwischenprodukt reiner Wasserstoff benötigt. Die Herstellung des Wasserstoffs ist der emissionsintensivste Produktionsschritt in der Ammoniakherstellung. Der Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff für die Ammoniakherstellung ist besonders sinnvoll, weil keine weiteren Umwandlungsschritte notwendig sind, bei denen Energieverluste auftreten. Eine ähnliche Situation besteht bei der Produktion von Methanol. Bisher wird Methanol wie Ammoniak aus Erdgas hergestellt. Für die Zukunft wäre es denkbar, diesen Grundstoff aus Wasserstoff und CO₂ herzustellen. Der dafür benötigte Wasserstoff kann entweder aus überschüssigem Windstrom produziert werden, der sonst abgeregelt werden müsste, oder er kann importiert werden. Insgesamt werden die prozessbedingten Emissionen aus der Herstellung von Ammoniak und Methanol bis 2050 auf Null gesenkt.

Für die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Glasherstellung wird davon ausgegangen, dass durch höhere Mehrwegquoten und einen höheren Scherbeneinsatz die Emissionen um 50 % gegenüber ihrem Ausgangsniveau zurückgehen.

Die übrigen prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Stahl, Ziegel, Primäraluminium, Karbid, Ferrolegierungen und Ruß werden auch im Innovationsszenario konstant gehalten.

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus dem Katalysatorabbrand und den Umwandlungsverlusten in Raffinerien sinken durch den stark verringerten Einsatz von Mineralöl erheblich ab. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die für die Entschwefelung notwendige Produktion von Wasserstoff in den Raffinerien ebenfalls auf regenerativen Was-

serstoff umgestellt wird. Damit gehen die Emissionen aus den Umwandlungsverlusten auf Null zurück.

Tabelle 5.3-58: Szenario „Innovation“, Entwicklung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für ausgewählte Industrieprozesse 2005-2050, in kt

		Innovationsszenario				
kt CO ₂	2005	2020	2030	2040	2050	
Prozessemissionen						
Zementproduktion	12.921	10.796	7.054	3.456	0	
Kalksteinproduktion	5.415	4.525	2.956	1.448	0	
Glasproduktion	894	759	655	551	447	
Keramikproduktion	359	359	359	359	359	
Ammoniakproduktion	5.253	4.503	3.002	1.501	0	
Karbidproduktion	16	16	16	16	16	
Katalysatorenabbrand	2.883	1.969	1.127	606	272	
Umwandlungsverluste	3.776	2.211	844	227	0	
Methanolherstellung	2.351	2.016	1.344	672	0	
Rußproduktion	589	589	589	589	589	
Eisen- und Stahl-Produktion (nur Kalksteineinsatz)	2.225	1.828	1.523	1.217	912	
Herstellung von Ferrolegierungen	3	3	3	3	3	
(Primär-) Aluminium-Produktion	883	871	862	853	844	
Summe	37.569	30.444	20.334	11.498	3.442	
Veränderung ggü. 1990	-1,8%	-20,4%	-46,8%	-69,9%	-91,0%	
Veränderung ggü. 2005		-19,0%	-45,9%	-69,4%	-90,8%	
Nachr.:						
Eisen- und Stahlproduktion (Reduktion)	40.330	33.132	27.594	22.057	16.520	
Rauchgasreinigungsanlagen	1.382	609	271	0	0	

Quelle: Öko-Institut 2009

Im Ergebnis verringern sich die prozessbedingten CO₂-Emissionen im Innovationsszenario von 37,6 Mio. t CO₂ im Jahr 2005 auf 3,4 Mio. t CO₂ im Jahr 2050.

Die CO₂-Emissionen aus den Rauchgasentschwefelungsanlagen sinken durch den stark sinkenden Kohleneinsatz bis 2050 auf Null.

5.3.11.3 Prozessbedingte CH₄- und N₂O-Emissionen

Der Beitrag der prozessbedingten CH₄-Emissionen zu den gesamten Emissionen ist sehr gering, sie wurden im Projektionszeitraum bis 2050 konstant gehalten.

Für die Adipin- und Salpetersäureproduktion wurden der Projektion die folgenden Annahmen zu Grunde gelegt:

- Durch das verstärkte Preissignal des Emissionshandels wird die verfügbare Minderungstechnologie weiter verbessert.
- Für die N₂O-Emissionen aus der Produktion von Salpetersäure und Adipinsäure wird für das Innovationsszenario unterstellt, dass ab dem Jahr 2025 von allen Anlagen eine katalytische Zersetzung von 99,5 % erreicht wird.
- Unter anderem kann es bei hohen CO₂ Preisen wirtschaftlich sein, Anlagen zur katalytischen Zersetzung des N₂O redundant auszuführen, so dass bei Ausfall ei-

nes Katalysators weiterhin die N₂O Emissionen mit einem zweiten Katalysator vermieden werden können.

Tabelle 5.3-59: Szenario "Innovation", Entwicklung der CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen 2005-2050, in kt CO₂-Äquivalenten

		Innovationsszenario				
kt CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050	
CH ₄ -Emissionen						
Industrieprozesse	2	2	2	2	2	
Chemische Industrie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Metallherstellung	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	
N ₂ O-Emissionen						
Chemische Industrie	14.194	1.751	244	244	244	
Summe	14.197	1.753	246	246	246	
Veränderung ggü. 1990	-40,3%	-92,6%	-99,0%	-99,0%	-99,0%	
Veränderung ggü. 2005		-87,7%	-98,3%	-98,3%	-98,3%	

Quelle: Öko-Institut 2009

Da das Gesamtniveau der prozessbedingten CH₄- und N₂O-Emissionen aus Industrieprozessen vor allem durch den N₂O-Ausstoß bei der Adipin- und Salpetersäureproduktion bestimmt wird, zeigen die in diesem Bereichen ergriffenen Maßnahmen eine erhebliche Wirkung. Im Zeitraum 2005 bis 2050 gehen die gesamten prozessbedingten CH₄- und N₂O-Emissionen im Innovationsszenario um 99 % zurück (Tabelle 5.3-59).

5.3.11.4 Emissionen von FKW, HFKW und SF₆

Im Innovationsszenario wird davon ausgegangen, dass das Ordnungsrecht zur Vermeidung des Einsatzes von FKW, HFKW und SF₆ verschärft wird. Außerdem werden annehmegemäß durch eine konsequente Bepreisung weitere Anreize zur Reduktion der verbleibenden Emissionen gesetzt.

Hinsichtlich einer weiteren Reduktion der Emissionen von fluorierten Treibhausgasen sind die folgenden (ordnungsrechtlichen) Maßnahmen berücksichtigt.

Zunächst wird unterstellt, dass der Einsatz von HFKW in mobilen Kälteanlagen für alle Fahrzeugtypen und für die private und gewerbliche Kältebereitstellung ordnungsrechtlich ausgeschlossen wird. Hier ist eine Substitution von HFKW durch natürliche Kältemittel möglich. Außerdem werden ein Verbot für den Einsatz von HFKW bei der Herstellung PU-Schaumprodukten, bei XPS-Hartschäumen und bei Aerosolen (Dosier- und technische Aerosole) sowie eine Bepreisung des F-Gas-Einsatzes in den verbleibenden Bereichen unterstellt (Steuer bzw. Einbeziehung in das EU-Emissionshandelssystem). Durch das hohe Treibhausgaspotenzial wirkt ein Preissignal besonders stark und bewirkt technische Innovationen. Dadurch wird es wirtschaftlich, Substitute für diese F-Gase zu finden und einzusetzen. Außerdem werden so verstärkte Anreize für eine Kreislaufführung der F-Gase gesetzt. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass eine Absenkung der Emissionen von 90% gegenüber 1990 möglich ist.

Tabelle 5.3-60: Szenario „Innovation“, Entwicklung der Emissionen FKW, HFKW und SF₆ 2005-2050, in kt CO₂-Äquivalenten

		Innovationsszenario				
kt CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050	
Fluorierte THG						
HFKW-Emissionen						
Kühl- und Klimaanlage	7.491	8.399	5.849	3.299	749	
Schaumherstellung	1.250	471	355	240	125	
Weitere Quellen	1.155	1.210	845	480	116	
Zwischensumme HFKW	9.896	10.080	7.050	4.020	990	
FKW-Emissionen						
Aluminiumproduktion	338	167	123	78	34	
Kühl- und Klimaanlage	132	78	57	35	13	
Halbleiterproduktion	249	125	92	58	25	
Weitere Quellen	0	13	9	4	0	
Zwischensumme FKW	718	383	280	176	72	
SF ₆ -Emissionen						
Magnesium-Gießereien	668	524	371	219	67	
Elektrische Anlagen	762	595	422	249	76	
Reifenbefüllung	65	0	0	0	0	
Schallschutzfenster	1.348	1.904	1.314	724	135	
Weitere Quellen	537	442	317	191	66	
Zwischensumme SF ₆	3.380	3.464	2.422	1.380	338	
Summe	13.994	13.927	9.751	5.575	1.399	
Veränderung ggü. 1990	18,0%	17,4%	-17,8%	-53,0%	-88,2%	
Veränderung ggü. 2005		-0.5%	-30,3%	-60,2%	-90,0%	

Quelle: Öko-Institut 2009

5.3.11.5 Zusammenfassung

Im Innovationsszenario gehen die flüchtigen Emissionen aus dem Energiesektor, die Emissionen aus Industrieprozessen und aus F-Gasen bis 2050 um 92 % im Vergleich zu 2005 zurück. Im Jahr 2050 betragen die Emissionen noch 6,5 Mio. t CO₂-Äqu. Im Vergleich zum Referenzszenario beträgt die zusätzliche Emissionsminderung im Jahr 2050 rund 43 Mio. t CO₂-Äqu.. Dies verdeutlicht, dass in diesen Sektoren durch ambitionierte Maßnahmen noch erhebliche Emissionsminderungen erschlossen werden können.

Tabelle 5.3-61: Szenario „Innovation“, Entwicklung der Emissionen aus Industrieprozessen, F-Gasen und den flüchtigen Emissionen des Energiesektors 2005-2050, in kt CO₂-Äquivalenten

		Innovationsszenario				
kt CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050	
Prozessemissionen CO ₂	37.569	30.444	20.334	11.498	3.442	
Fluorierte THG	13.994	13.927	9.751	5.575	1.399	
Flüchtige CH ₄ -Emissionen des Energiesektors	12.732	4.964	3.067	2.009	1.420	
CH ₄ und N ₂ O aus Industrieprozessen	15.371	1.753	246	246	246	
Summe	79.665	51.088	33.398	19.328	6.507	
Veränderung ggü. 1990	-21,6%	-49,7%	-67,1%	-81,0%	-93,6%	
Veränderung ggü. 2005		-35,9%	-58,1%	-75,7%	-91,8%	
Nachr.:						
Eisen- und Stahlproduktion (Reduktion)	40.330	33.132	27.594	22.057	16.520	
Rauchgasreinigungsanlagen	1.382	609	271	0	0	

Quelle: Öko-Institut 2009

5.3.12 Emissionen aus der Abfallwirtschaft

Die im Innovationsszenario unterstellten Maßnahmen und Entwicklungen betreffen ausschließlich die Emissionsbereiche jenseits der Abfalldeponien. Bei diesen sind die ergriffenen Maßnahmen bereits so wirksam, dass keine Emissionsminderungen erzielt werden können, die über die im Referenzszenario beschriebene Entwicklung hinausgehen.

Für den Bereich der kommunalen Abwasserbehandlung wurde im Innovationsszenario untersucht, welchen Effekt eine spezifische (Ab-) Wassereinsparung in der Größenordnung von einem Viertel bis 2050 hat. Grundlage dieser Annahme ist eine aktive Förderung von Wasser sparenden Armaturen, Geräten und Anlagen. Entsprechend gehen von 2005 bis 2050 die N₂O-Emissionen von 2,3 Mio. t CO₂-Äqu. auf etwa 1,6 Mio. t CO₂-Äqu. zurück.

Tabelle 5.3-62: Szenario „Innovation“, CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Abfallwirtschaft 2005 bis 2050, in kt

kt	2005	Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050
Einsatzmengen					
Deponien (organisches Material)	2.154	0	0	0	0
Kompostierungsanlagen	9.658	6.673	5.293	4.010	2.854
Vergärungsanlagen	2.842	3.593	4.330	4.901	5.300
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	2.520	3.287	3.081	2.853	2.610
CH₄-Emissionen					
Deponien	464	149	84	50	30
Kommunale Abwasserbehandlung	6	5	4	4	4
Kompostierung und Vergärung	28	19	15	11	8
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,38	0,18	0,17	0,16	0,14
Summe	498	173	103	65	42
N₂O-Emissionen					
Kommunale Abwasserbehandlung	7,57	6,69	6,27	5,81	5,31
Kompostierung und Vergärung	0,71	0,49	0,39	0,29	0,21
Mechanisch-biologische Abfallbehandlung	0,35	0,33	0,31	0,29	0,26
Summe	8,63	7,51	6,97	6,39	5,78
Summe CH₄ + N₂O (kt CO₂-Äqu.)	13.129	5.956	4.326	3.348	2.680
Veränderung ggü. 1990	-67,5%	-85,3%	-89,3%	-91,7%	-93,4%
Veränderung ggü. 2005	-	-54,6%	-67,0%	-74,5%	-79,6%

Quelle: Öko-Institut 2009

Auch für Kompostierungs- und Vergärung sowie die Abfallbehandlung in Mechanisch-Biologischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA) wurde eine Verminderung des entsprechend verbrachten Abfallvolumens um spezifisch 25 % untersucht, bedingt durch verstärkte Maßnahmen zur Müllvermeidung und zur Wiederverwertung. Im Bereich der Müllkompostierung wurde unterstellt, dass im Zuge einer gezielten Biogasstrategie das Verhältnis der Behandlung organischer Abfälle in Kompostierungs- und Vergärungsanlagen deutlich in Richtung der Gasgewinnungsanlagen verschoben wird. Statt 2,5 Mio. t organischer Abfälle im Referenzszenario werden im Innovationsszenario im Jahr 2050 rund 5,3 Mio. t Abfälle zur Biogasgewinnung eingesetzt. In der Kombination beider Entwicklungen ergibt sich eine Minderung der CH₄-Emissionen um etwa 70 %, die Emissionen sinken um rund 0,4 Mio. t CO₂-Äqu. Insgesamt resultiert für die Kompostierungs- und MBA-Anlagen über den Szenarienzeitraum 2005 bis 2050 ein Rückgang um rund zwei Drittel, dies entspricht einer Emissionsminderung von 0,9 Mio. t CO₂-Äqu. auf 0,3 Mio. t CO₂-Äqu.

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Abfallwirtschaft zeigt im Zeitraum 2005 bis 2050 sowohl hinsichtlich des Niveaus als auch der Struktur nach Quellsektoren bzw. Treibhausgasen erhebliche Veränderungen.

Die gesamten Treibhausgasemissionen in der Abfallwirtschaft sinken von 2005 bis 2050 um knapp 80 %. Bezogen auf das Ausgangsniveau von 1990 entspricht dies einem Rückgang von rund 93 %.

Der Anteil der Treibhausgasemissionen aus Kompostierungs- und Vergärungsanlagen im Jahr 2050 liegt im Innovationsszenario bei 8 %, im Referenzszenario sind es 19 %, Als größte Emissionsquelle in der Abfallwirtschaft verbleiben auch im Innovationsszenario mit rund einem Drittel die kommunalen Abwasserbehandlungsanlagen.

Die CH₄-Emissionen repräsentieren im Jahr 2050 auch im Innovationsszenario ein Drittel der gesamten abfallwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen. Entsprechend liegt der Beitrag der N₂O-Emissionen in diesem Sektor bei etwa zwei Dritteln.

5.3.13 Emissionen aus der Landwirtschaft

Im Innovationsszenario wird eine Minderung der CH₄- und N₂O-Emissionen aus der **Tierhaltung** durch zwei zentrale Maßnahmen herbeigeführt:

- deutlicher Abbau des Viehbestandes sowie
- gasdichte Lagerung von Gülle und verstärkte Fermentation der Gülle in Biogasanlagen.

Die deutsche Bevölkerung ist mit Energie- und Proteinzufuhr aus tierischen Lebensmitteln üerversorgt und dadurch hohen gesundheitlichen Risiken ausgesetzt. Der Fleischverzehr liegt gegenwärtig bei ca. 60 kg pro Person und Jahr; die aus gesundheitlicher Sicht optimale Menge beträgt dagegen etwa 20 kg pro Person und Jahr. Im Innovationsszenario wird mit entsprechenden politischen Instrumenten (Kapitel 9.12) erreicht, dass der Konsum tierischer Produkte bis zum Jahr 2050 sukzessive sinkt. Im Jahr 2050 verzehrt jede Person im Durchschnitt 20 kg (statt 60 kg) Fleisch, 260 kg (statt 330 kg) Milch (einschließlich Milchprodukte) und 130 (statt 220) Hühnereier [Woitowitz 2007]. Die geringeren Verzehrsmengen führen zu einer deutlichen Reduktion der Tierbestände in Deutschland, wobei der volle Selbstversorgungsgrad der einheimischen Bevölkerung gewährleistet bleibt. Betrachtet wird ausschließlich der Milchvieh-, Rind- und Schweinebestand.

Tabelle 5.3-63: Szenario „Innovation“, Viehbestand in Deutschland 2005 bis 2050, in Tsd.

Viehbestand (1.000)		Innovationsszenario				
		2005	2020	2030	2040	2050
Milchvieh		4.236	4.102	3.968	3.834	3.700
Rind		8.799	7.553	6.307	5.061	3.815
Schwein		26.858	22.693	18.529	14.364	10.200

Quelle: Öko-Institut 2009

Durch den Konsum der aus gesundheitlichen Aspekten optimalen Menge tierischer Produkte sinkt von 2005 bis 2050 der Bestand an Milchkühen um 13 %, an Rindern zur Rindfleischproduktion um 57 % und an Schweinen um 62 %, was entsprechend zu Minderungen der THG-Emissionen aus der enterischen Fermentation und aus dem Wirtschaftsdüngermanagement führt.

Die Treibhausgasemissionen aus durch den Viehbestandsabbau bereits verringerten Mengen an tierischen Exkrementen können durch veränderte Tierhaltungs- und Wirtschaftsdüngermanagementverfahren weiter reduziert werden. Die effektivste Maßnahme ist die gasdichte Lagerung der Gülle, um eine Ausgasung von CH_4 und N_2O während der Lagerungsdauer zu verhindern. Zugleich findet eine verstärkte Fermentation von Gülle in Biogasanlagen statt. In Biogasanlagen werden – vergleichbar mit der enterischen Fermentation im Magen der Wiederkäuer – die in der Gülle enthaltenen Nährstoffe durch Mikroorganismen verstoffwechselt und u.a. in Methan umgewandelt. Dieses Methan steht zur energetischen Nutzung in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeproduktion zur Verfügung und kann fossile Energieträger ersetzen.

Eine weitere Möglichkeit zur Senkung der THG-Emissionen aus der Tierhaltung ist die weitere Produktivitätssteigerung der Tiere, die jedoch aus Gründen der damit einhergehenden gesundheitlichen Risiken und der artgerechten Haltung nicht weiter verfolgt wird.

Die N_2O -Emissionsentwicklung aus **landwirtschaftlichen Böden** basiert im Innovations-szenario auf denselben Stellgrößen wie im Referenzszenario: Wiederum stellt der Einsatz von mineralischen Düngemitteln die bedeutendste Emissionsquelle von N_2O dar. Im Gegensatz zum Referenzszenario werden im Innovationsszenario spezifische Maßnahmen und Instrumente zugrunde gelegt, die Einfluss auf die N_2O -Emissionsentwicklung haben. Hierbei handelt es sich Maßnahmen, die in verschiedenen Kontexten (z.B. Biodiversitätsstrategie, Nachhaltigkeitsstrategie) bereits diskutiert wurden. Ihre Umsetzung in den kommenden Dekaden wird als realistisch eingeschätzt. Die einzelnen Maßnahmen greifen zu verschiedenen Zeitpunkten (z.B. Ausweitung des Ökolandbaus bis 2030) und laufen z. T. parallel (verbessertes Düngemanagement zwischen 2005 und 2050). Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen erfolgt im Kapitel 9.12.

Im Vergleich zum Referenzszenario werden die N_2O -Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden zwischen 2005 und 2050 um 35 % gemindert. Die größte Emissionsreduktion wird durch ordnungsrechtliche Maßnahmen bei der Kultivierung von Mooren erreicht (-58 % zwischen 2005 und 2050). Mittels Ausweitung des Ökolandbaus, Einführung einer Abgabe auf Stickstoffüberschüsse und verbessertem Düngermanagement wird die Einsatzmenge von synthetischen Düngemitteln bis 2050 um 38 % reduziert. Mit Rückgang des Viehbestandes, v.a. bei Rindern und Milchvieh wird die Rate der Exkrementausscheidung beim Weidegang um 36 % verringert.

Das geringste Minderungspotenzial besteht beim Einsatz von Wirtschaftsdünger und Ernterückständen. Prognosen über die Einsatzrate bis 2050 sind vor dem Hintergrund einer möglichen verstärkten Nutzung der Eingangssubstrate Gülle und Ernterückstände in Biogasanlagen einerseits und deren notwendigen Verwendung für den Erhalt der Bodenfruchtbarkeit und des -kohlenstoffs nur schwer zu präzisieren. Daher wird im Innovations-szenario von einer eher konservativen Minderungsrate ausgegangen.

Die gesamten Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft sinken von 2005 bis 2050 um 43 %. Im Vergleich zu den Emissionsniveaus von 1990 entspricht dies einer Reduktion von rund 51 % (Tabelle 5.3-64).

Tabelle 5.3-64: Szenario „Innovation“, CH₄- und N₂O-Emissionen aus der Landwirtschaft 2005 bis 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

		Innovationsszenario				
Mio. t CO ₂ -Äquivalente	2005	2020	2030	2040	2050	
Quellbereich						
CH ₄ -Emissionen						
Fermentation	17,2	12,3	10,8	9,2	7,7	
Wirtschaftsdünger	5,5	4,8	4,4	4,0	3,7	
Böden	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	
Summe CH ₄	22,0	16,5	14,6	12,7	10,8	
N ₂ O-Emissionen						
Wirtschaftsdünger	2,4	2,1	1,8	1,5	1,3	
Böden	28,4	20,7	19,4	18,7	18,0	
Summe N ₂ O	30,8	22,8	21,2	20,2	19,3	
Summe CH ₄ + N ₂ O	52,8	39,3	35,8	32,9	30,1	
Veränderung ggü. 1990	-14,3%	-36,3%	-41,9%	-46,6%	-51,2%	
Veränderung ggü. 2005		-25,6%	-32,1%	-37,7%	-43,0%	

Quelle: Öko-Institut 2009

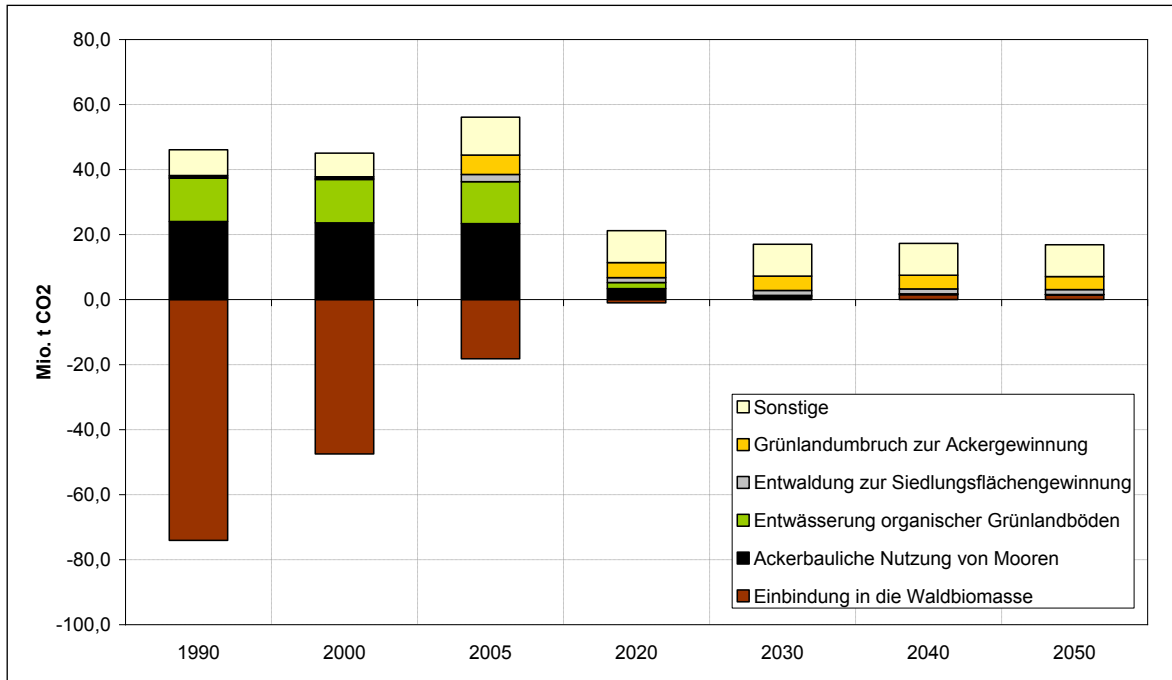
5.3.14 Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

Die im Innovationsszenario unterstellten Maßnahmen zielen vor allem auf die CO₂-Emissionen aus den emittierenden Landnutzungskategorien ab. Für die Forstwirtschaft wird angenommen, dass die Waldbewirtschaftung in Zukunft naturnah und nachhaltig vorgenommen wird. Ziel ist, die Senkenwirkung des Waldes, bzw. den Kohlenstoffvorrat in der Waldbiomasse zu erhalten und zu erhöhen. Dies soll über die Stabilisierung der Waldbestände durch Waldumbau (unter anderem vermehrt Laub- statt Nadelbäume, diverse waldbauliche Maßnahmen), Anpassung an sich verändernde Klimaänderungen und die Förderung natürlicher Waldgesellschaften erreicht werden. Vorratserhalt steht im Klimanutzen vor Aufforstung, da Aufforstungsmaßnahmen für die bestehende Waldsenke erst in ca. 20 Jahren einen Vorratszuwachs im Bestand bewirken.

Dem Ziel des Vorratserhalts steht in Zukunft der Nutzungsdruck, v.a. durch eine erhöhte Biomassenutzung entgegen. Das Innovationsszenario nimmt an, dass trotz nachhaltiger Forstwirtschaft die Fläche erntefähiger Waldbestände aufgrund der Altersklassenstruktur des Waldes und der damit verbundenen Bewirtschaftung abnimmt. Dies betrifft insbesondere den Vorrat bei Laubbäumen, da der gegenwärtige Stammdurchmesser bei Buche und Eiche in den dominierenden Altersklassenstrukturen in den nächsten Dekaden über den Richtwerten für die Ernte liegen wird.

Daher greifen im Innovationsszenario die Maßnahmen für die CO₂-Reduktion im LULUCF-Sektor an den vier identifizierten Hauptquellen an, die nicht mehr durch eine starke Senkenleistung des Waldes kompensiert werden können und daher in ihrer Emissionshöhe reduziert werden müssen. Durch den Rückgang der emissionsverursachenden Flächennutzung und -veränderung gehen von 2005 bis 2050 die CO₂-Emissionen um 73 % zurück. Bei Einbeziehung der CO₂-Einbindung in die Waldbiomasse nimmt dieser Rückgang auf 56 % ab, da die Waldsenke im Jahr 2005 noch 32 % der Emissionen aus der Landnutzung und Landnutzungsänderung kompensieren konnte (Abbildung 5.3-50).

Abbildung 5.3-50: Szenario „Innovation“, Kohlendioxid-Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050, in Mio. t CO₂



Quelle: Öko-Institut 2009

Die zugrunde liegenden Maßnahmen wurden bereits in verschiedenen Kontexten (z.B. Biodiversitätsstrategie, Cross Compliance) diskutiert. Ihre Umsetzung in den kommenden Dekaden wird als realistisch eingeschätzt. Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen erfolgt in Kapitel 9.13.

Durch den Schutz von Grünland im Rahmen der Cross Compliance sowie durch die Umsetzung von Zielen der Biodiversitätsstrategie der Bundesregierung wird der Flächenanteil mit Grünlandumbruch um 33 % reduziert. In der gleichen Größenordnung kann über ordnungsrechtliche Maßnahmen die Flächenversiegelung verringert werden.

Den größten Minderungseffekt hat die Reduzierung der Landnutzungsänderungen mit bedeutender Kohlenstofffreisetzung (Flächen mit organischen Böden, die unter ackerbaulicher Nutzung stehen oder als Grünland genutzt und hierfür entwässert werden). Untersuchungen bescheinigen der Moorumnutzung ein hohes Einsparungspotenzial [Mc Kinsey 2009; Freibauer/Drösler 2009], welches durch Anreize (Förderung von Moorrenaturierung, Anrechnung von Paludikultur als Nutzungsalternative für EU-Zahlungsansprüchen) bis 2050 nahezu vollständig ausgeschöpft werden kann (Tabelle 5.3-65).

Tabelle 5.3-65: Szenario „Innovation“, CO₂-Emissionen und –Einbindung aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1990 – 2050, in Mio. t CO₂

kha	1990	2005	Innovationsszenario			
			2020	2030	2040	2050
Flächennutzung						
Fläche der Moornutzung	596	579	83	19	4	1
Gründlandfläche unter Entwässerung	726	704	101	23	5	1
Entwaldungsfläche für Siedlungsfläche	1	7	4	4	4	4
Fläche unter Gründlandumbruch	6	79	61	58	55	53
Mio. t CO₂						
CO₂-Emissionen und Einbindung						
Einbindung in die Waldbiomasse	-74,1	-18,2	-1,0	0,1	1,5	1,5
Ackerbauliche Nutzung von Mooren	24,0	23,4	3,4	0,8	0,2	0,0
Entwässerung organischer Grünlandböden	13,3	12,9	1,9	0,4	0,1	0,0
Entwaldung zur Siedlungsflächengewinnung	0,3	2,2	1,5	1,5	1,5	1,5
Grünlandumbruch zur Ackergewinnung	0,5	6,0	4,6	4,4	4,2	4,0
Sonstige	7,9	11,7	9,8	9,8	9,8	9,8
Summe CO₂ ohne CO₂-Einbindung	46,1	56,1	21,2	16,9	15,8	15,4
Summe CO₂-Emissionen und Einbindung	-28,0	37,9	20,2	17,0	17,3	16,9
Veränderung CO ₂ -Emissionen ggü. 1990		21,8%	-54,0%	-63,3%	-65,7%	-66,6%
Veränderung CO ₂ -Emissionen und -Einbindung ggü. 1990		235,6%	172,2%	160,9%	161,8%	160,3%
Veränderung CO ₂ -Emissionen ggü. 2005			-62,2%	-69,9%	-71,9%	-72,6%
Veränderung CO ₂ -Emissionen und -Einbindung ggü. 2005			-46,8%	-55,1%	-54,4%	-55,5%

Quelle: Öko-Institut 2009

Die hohe Emissionsreduktion bei der ackerbaulichen Nutzung von Böden und der Entwässerung von Grünlandböden bewirkt, dass trotz abnehmender CO₂-Einbindung durch die Forstwirtschaft die CO₂-Emissionen aus dem LULUCF-Sektor im Innovationsszenario von 2005 bis 2050 um 56 % und zwischen 1990 und 2050 um 67 % abnehmen.

5.3.15 Gesamte Treibhausgasemissionen

Die gesamten Treibhausgasemissionen im Innovationsszenario reduzieren sich zwischen 1990 und 2050 um 87 % (Variante „ohne CCS“) bzw. 86 % (Variante „mit CCS“). Im Vergleich zum Jahr 2005 – als Basisjahr für die Szenarienentwicklung – ergeben sich Emissionsminderungen von rund 85 % bzw. 84 %.

Tabelle 5.3-66: Szenario „Innovation“, Gesamte Treibhausgasemissionen 1990 bis 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

			Innovationsszenario			
Mio. t CO ₂ -Äqu.	1990	2005	2020	2030	2040	2050
Energiebedingte Emissionen (ohne CCS)						
CO ₂	1.005	835	581	348	196	95
CH ₄	5	1	1	1	0	0
N ₂ O	8	7	6	4	3	2
Energiebedingte Emissionen (mit CCS)						
CO ₂	1.005	835	581	352	198	104
CH ₄	5	1	1	1	0	0
N ₂ O	8	7	6	4	3	2
Flüchtige und prozessbedingte Emissionen						
CO ₂	38	37	30	20	11	3
CH ₄	28	13	5	3	2	1
N ₂ O	24	14	2	0	0	0
HFKW	4	10	10	7	4	1
FKW	3	1	0	0	0	0
SF ₆	5	5	3	2	1	0
Produktverwendung						
CO ₂	3	2	2	2	2	2
CH ₄	0	0	0	0	0	0
N ₂ O	2	1	1	1	1	1
Landwirtschaft						
CH ₄	27	22	17	15	13	11
N ₂ O	34	31	23	21	20	19
Landnutzung und Forsten						
CO ₂	-28	38	20	17	17	17
N ₂ O	0	1	1	1	1	1
Abfallwirtschaft						
CH ₄	38	10	4	2	1	1
N ₂ O	2	3	2	2	2	2
Insgesamt ohne CCS	1.199	1.031	709	447	276	157
Insgesamt mit CCS	1.199	1.031	709	451	278	166
Insgesamt ohne CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-40,8%	-62,7%	-77,0%	-86,9%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-31,2%	-56,6%	-73,3%	-84,8%
Insgesamt mit CCS						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-40,8%	-62,4%	-76,8%	-86,2%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-31,2%	-56,3%	-73,1%	-83,9%
Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind Inventardaten; energiebedingte Emissionen inklusive CO ₂ aus Rauchgasreinigungsanlagen						

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Den wesentlichen Treiber hierfür bilden die drastisch sinkenden energiebedingten Emissionen, v.a. in der Stromerzeugung, im Verkehr sowie im GHD-Sektor und bei den privaten Haushalten. Deutlich kleiner ist der Beitrag der Industrie. Auch die prozessbedingten Treibhausgasemissionen verringern sich erheblich. Im Vergleich zum Jahr 1990 (wie auch bezogen auf das Jahr 2005) ergeben sich hier Minderungen von rund 93 %.

Die Struktur der Treibhausgasemissionen ändert sich ebenfalls drastisch. Die energiebedingten Emissionen repräsentieren im Jahr 2050 nur noch einen Anteil von knapp 63 %. Dagegen steigen die Emissionsanteile der Sektoren mit nur begrenzten Emissionsminderungen bzw. Emissionsminderungsmöglichkeiten erheblich, im Jahr 2050 stammen rund

19 % der gesamten Treibhausgasemissionen im Innovationsszenario aus der Landwirtschaft und rund 11 % sind dem Sektor Landnutzung und Forstwirtschaft zuzurechnen.

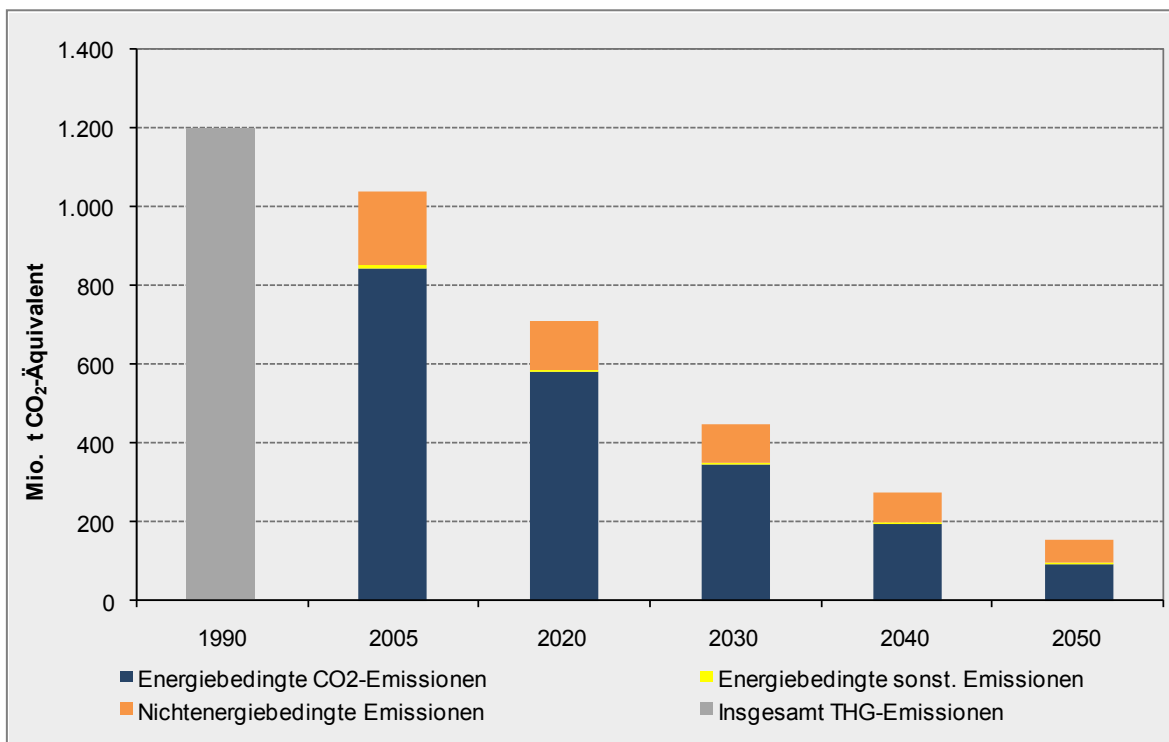
Trotz dieser Rückgänge wird mit den im Innovationsszenario berücksichtigten Maßnahmen das Ziel einer Emissionsminderung um 95 % nicht erreicht. Die zu schließende Lücke beträgt etwa 97 Mio. t CO₂-Äqu.

Eine wesentliche Ursache für die Zielverfehlung bildet die Situation im Bereich Landnutzung und Forstwirtschaft. Hier entwickelt sich eine Netto-CO₂-Senke im Zeitraum 1990 bis 2050 zu einer signifikanten CO₂-Quelle. Wird das Minderungsziel von 95 % auf die Treibhausgasemissionen ohne Berücksichtigung von Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft bezogen, so ergibt sich einerseits nur ein sehr geringfügig höheres Zielniveau für das Jahr 2050 (61 Mio. t CO₂-Äqu. statt 60 Mio. t CO₂-Äqu.). Gleichzeitig entfällt bei Ausklammerung dieses Sektors das dort adressierbare Minderungspotenzial, so dass sich im Zieljahr des Innovationsszenarios zwar ein etwas niedrigeres Emissionsniveau (139 Mio. t CO₂-Äqu. statt 157 Mio. t CO₂-Äqu.) einstellt, die zur Erreichung des 95 %-Ziels verbleibende Lücke sinkt jedoch nur um knapp 19 Mio. t CO₂-Äqu. auf 78 Mio. t CO₂-Äqu.

Die Pro-Kopf-Emissionen im Innovationsszenario (in der Variante „ohne CCS“ – die Werte in der Variante „mit CCS“ unterscheiden sich nur marginal) sinken von 12,5 t CO₂-Äqu. bzw. 11,1 t CO₂ im Jahr 2005 bis 2030 auf Werte von 5,7 t CO₂-Äqu. bzw. 4,9 t CO₂ und erreichen im Jahr 2050 Werte von 2,2 t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 1,6 t CO₂. Unter Berücksichtigung der Entwicklung von 1990 bis 2005 wird damit für die Pro-Kopf-Emissionen eine Reduktion von 86 % erreicht.

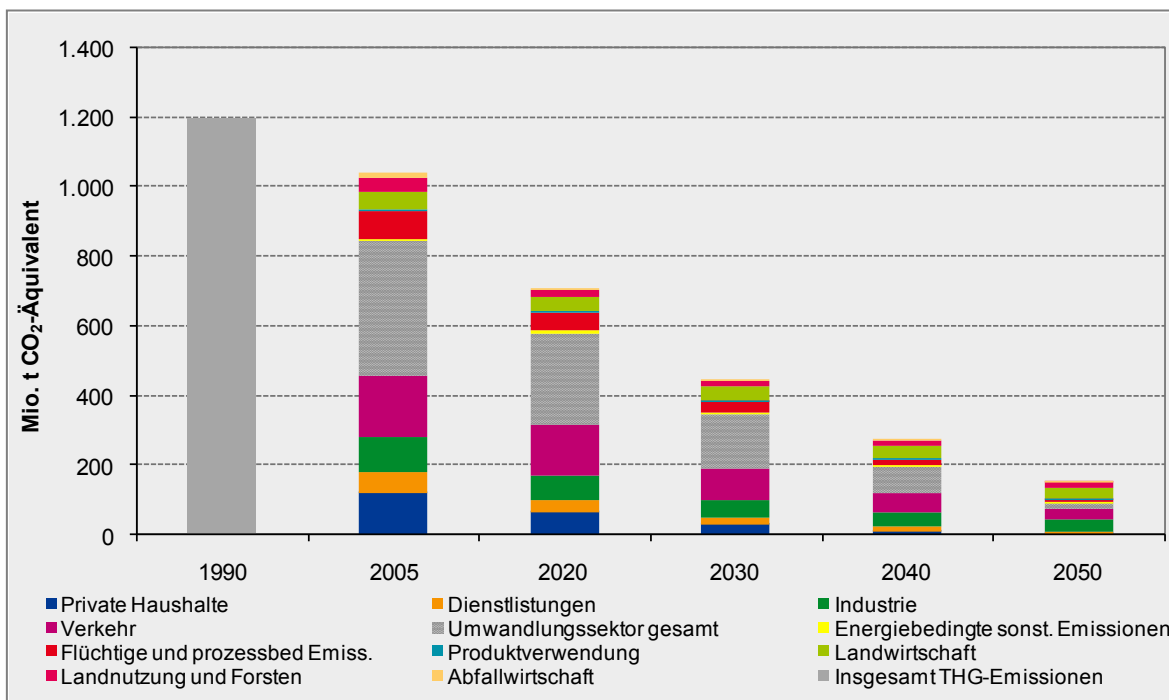
Die Berechnung der kumulierten Emissionen (ab 2005) führt für das Jahr 2030 zu einem Wert von 20 Mrd. t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. knapp 18 Mrd. t CO₂. Durch die massiven Emissionsminderungen im Innovationsszenario ergibt sich bis zum Jahr 2050 nur noch ein Zuwachs von 5 Mrd. t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) bzw. 4 Mrd. t CO₂, so dass die kumulierten Emissionen für den Gesamtzeitraum 2005 bis 2050 etwa 22 Mrd. t CO₂ bzw. 25,5 Mrd. t CO₂-Äqu. (alle Treibhausgase) betragen. Damit ergibt für die bis 2030 emittierten Treibhausgasmengen ein Anteil von etwa 80 % der kumulierten Gesamtemissionen im Zeitraum 2005 bis 2050. Für den Szenarienstützpunkt 2020 liegt der entsprechende Anteil bei deutlich über 50 %.

Abbildung 5.3-51: Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Gasen 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



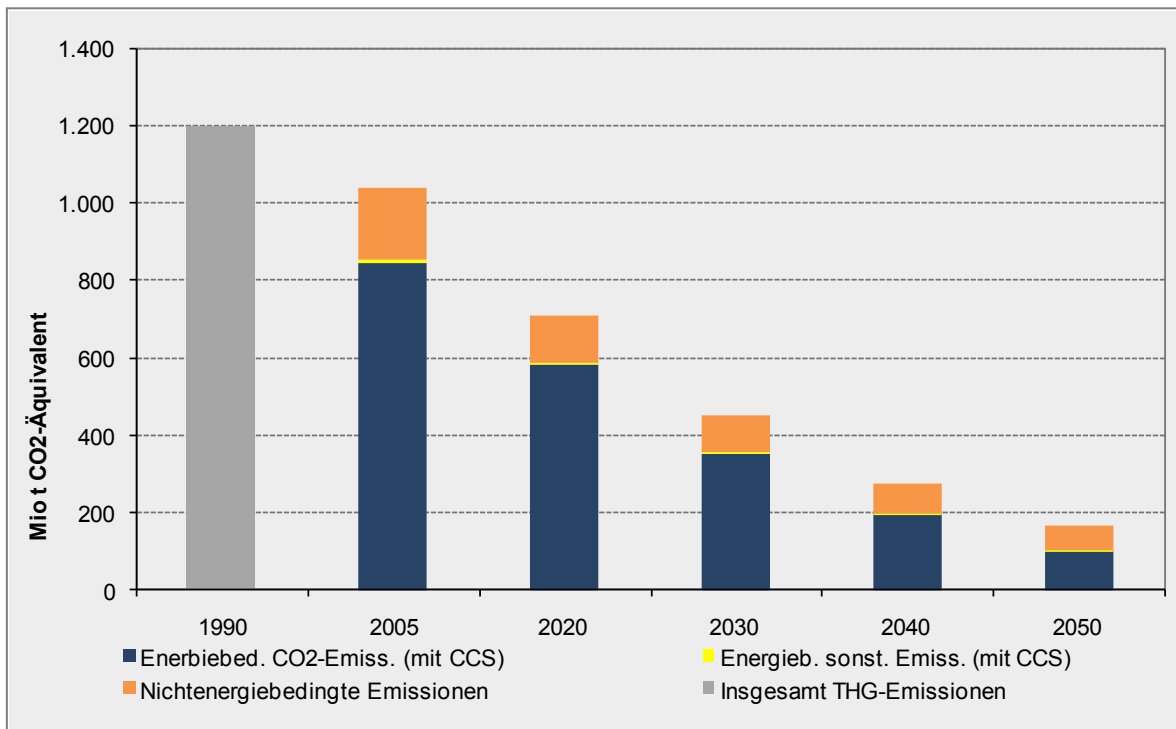
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 5.3-52: Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Sektoren 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



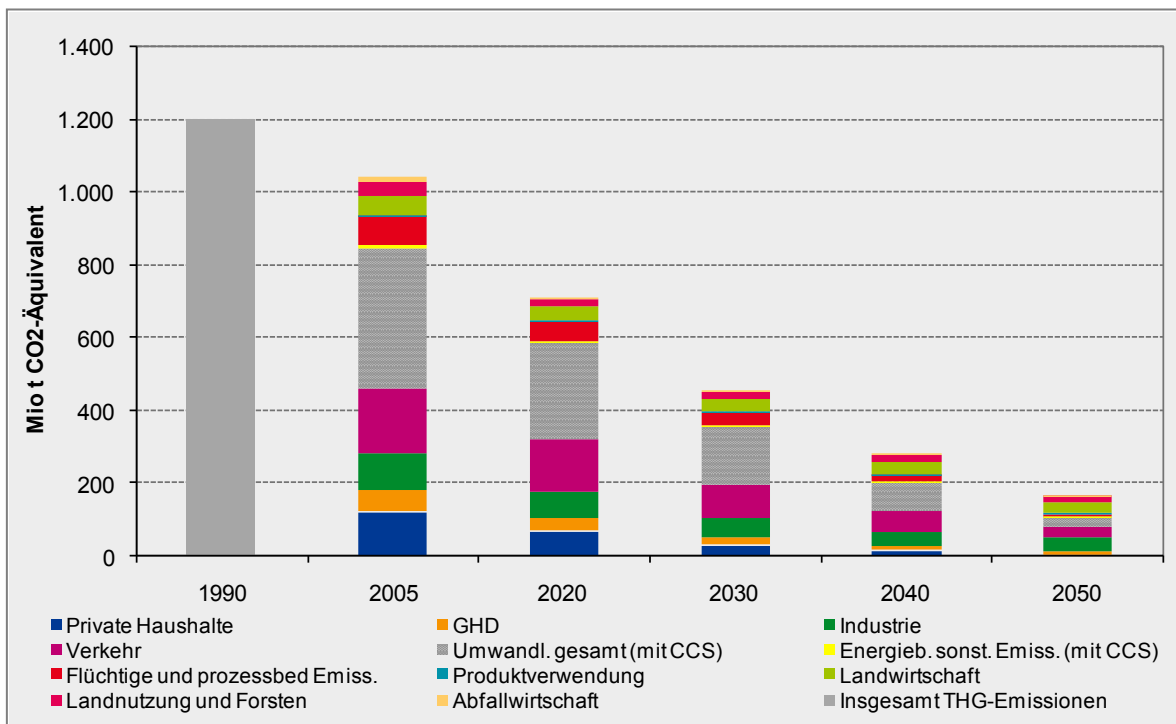
Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 5.3-53: Szenario „Innovation“, Variante „mit CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Gasen 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Abbildung 5.3-54: Szenario „Innovation“, Variante „ohne CCS“, Treibhausgasemissionen gesamt nach Sektoren 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

6 Szenarienvergleich

Tabelle 6-1: Numerische Annahmen und Ergebnisse des Szenarienvergleichs
2005 - 2050, Varianten „ohne CCS“

			Referenzsz. (ohne CCS)				Innovationsz. (ohne CCS)				Inn / Ref
	Einheit	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	Vergleich 2050
Ölpreis real (Preisbasis 2007) Preis für CO ₂ -Zertifikate real (Preisbasis 2007)	USD (2007) / bbl EUR (2007) / t	54 -	100 20	125 30	160 40	210 50	100 20	125 30	160 40	210 50	
Sozioökonomische Rahmendaten Deutschland											
Bevölkerung	Mio	82,5	79,8	78,6	76,0	72,2	79,8	78,6	76,0	72,2	
Private Haushalte	Mio	39,3	40,3	40,7	40,6	38,8	40,3	40,7	40,6	38,8	
BIP real (Preisbasis 2000)	Mrd EUR (2000)	2.124	2.457	2.598	2.743	2.981	2.457	2.598	2.743	2.981	
Industrieproduktion real (Preisbasis 2000)	Mrd EUR (2000)	430	522	538	553	581	521	537	551	578	
PKW-Bestand	Mio	45,5	48,5	48,7	47,8	45,8	48,5	48,7	47,8	45,8	
Personenverkehrsleistung	Mrd Pkm	1.084	1.111	1.104	1.075	1.023	1.101	1.087	1.052	998	98%
Güterverkehrsleistung	Mrd tkm	563	775	869	944	1.033	779	876	953	1.047	101%
Preise Haushalte (inkl. MwSt), real (Preisbasis 2005)											
Heizöl leicht	Cent(2005) / l	53,6	92,5	131,3	191,9	287,3	92,5	131,3	191,9	287,3	
Erdgas	Cent(2005) / kWh	5,3	8,8	11,8	16,1	22,7	8,8	11,8	16,1	22,7	
Strom	Cent(2005) / kWh	18,2	28,9	34,3	41,8	50,3	28,9	34,3	41,8	50,3	
Normalbenzin	Cent(2005) / l	120,0	186,9	244,2	327,9	450,9	186,9	244,2	327,9	450,9	
Preise Großhandel (ohne MwSt), real (Preisbasis 2005)											
Heizöl leicht (Industrie)	EUR(2005) / t	499	884	1.244	1.802	2.694	884	1.244	1.802	2.694	
Erdgas (Industrie)	Cent(2005) / kWh	2,5	5,1	7,0	10,0	14,6	5,1	7,0	10,0	14,6	
Strom (Industrie)	Cent(2005) / kWh	6,8	13,2	15,6	19,5	23,9	13,2	15,6	19,5	23,9	
Primärenergieverbrauch	PJ	13.532	11.298	9.808	9.024	8.330	9.936	7.680	6.294	5.766	69%
Mineralöl	%	32,6	29,2	28,1	25,4	22,4	28,3	21,0	13,8	6,7	30%
Gase	%	23,9	24,9	23,6	21,4	21,5	22,8	21,0	18,3	15,2	71%
Steinkohle	%	12,9	16,7	13,0	14,1	12,8	14,9	10,6	5,2	1,0	8%
Braunkohle	%	12,3	8,9	12,8	13,2	14,6	8,4	5,8	3,7	0,4	3%
Kernenergie	%	12,3	2,9	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	
Biomassen	%	3,1	8,0	10,6	12,1	13,1	11,0	20,9	26,6	29,8	228%
Sonstige Erneuerbare	%	3,1	9,3	11,9	13,8	15,6	11,3	20,7	32,4	46,8	300%
Endenergieverbrauch	PJ	9.208	8.178	7.291	6.644	6.099	7.144	5.596	4.546	3.857	63%
Private Haushalte	%	29,7	27,9	27,6	26,7	25,7	28,0	26,2	22,4	17,2	67%
GHD	%	15,9	14,3	12,8	12,3	12,0	14,4	12,9	12,6	12,6	105%
Industrie	%	26,3	28,1	28,7	29,5	31,3	24,8	24,9	26,4	29,8	95%
Verkehr	%	28,1	29,7	30,9	31,5	31,0	32,8	36,1	38,6	40,4	130%
Mineralölprodukte	%	41,2	37,6	35,2	32,3	28,6	36,8	26,9	17,8	9,4	33%
Naturgase	%	27,0	26,2	24,1	22,5	22,7	23,9	20,4	19,4	19,9	88%
Kohle	%	4,3	3,9	3,4	3,1	2,9	3,7	3,0	2,4	2,0	68%
Strom	%	19,9	21,6	23,3	25,6	27,5	21,2	23,6	26,9	30,2	110%
Fernwärme	%	3,3	3,2	3,1	2,9	2,7	3,2	2,9	2,5	1,9	70%
Erneuerbare	%	4,3	7,5	10,9	13,7	15,6	11,3	23,2	31,0	36,6	235%
Erneuerbare incl. Anteil Umwandlung	%	5,6	12,9	17,9	21,6	24,4	18,1	36,2	52,3	67,2	276%
Nettostromerzeugung	TWh	583	554	530	529	520	485	428	403	405	78%
Kernkraft	%	25,9	5,5	0,0	0,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0	
Steinkohle	%	21,9	30,6	22,8	25,8	21,0	26,5	15,9	5,5	0,0	0%
Braunkohle	%	26,1	18,4	29,9	28,8	31,9	17,7	11,6	5,7	0,0	0%
Erdgas	%	11,5	11,1	9,3	6,8	7,0	10,2	10,9	7,0	2,8	41%
Erneuerbare Energien	%	9,8	29,5	32,6	33,1	34,4	33,7	53,3	70,1	81,1	236%
Sonstige	%	4,8	4,9	5,3	5,4	5,7	5,6	8,3	11,7	16,1	283%
Effizienzindikatoren											
PEV pro Kopf	GJ / Kopf	164	142	125	119	115	125	98	83	80	69%
BIP real 2000 / PEV	EUR / GJ	157	217	265	304	358	247	338	436	517	144%
Industrieprod. / EEV Ind.	EUR / GJ	177	227	257	282	305	295	386	460	503	165%
Personen-km. / EEV Pers-verk.	Pkm / GJ	576	648	722	787	891	669	813	968	1.124	126%
Tonnen-km. / EEV Güterverk.	tkm / GJ	800	1.088	1.204	1.303	1.391	1.121	1.282	1.424	1.557	112%
THG-Emissionen											
Insgesamt THG-Emissionen	Mio t	1.042	888	785	717	658	709	447	276	157	24%
Kumulierte THG-Emissionen ab 2005	Mio t	1.042	15.607	23.992	31.395	38.214	14.924	20.620	24.066	26.083	68%
Insgesamt CO ₂ -Emissionen	Mio t	913	803	703	638	581	634	387	227	117	20%
Kumulierte CO ₂ -Emissionen ab 2005	Mio t	913	13.988	21.539	28.140	34.176	12.796	17.828	20.737	22.318	65%
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	Mio t	844	705	606	542	486	580	347	196	95	20%
Energiebedingte THG-Emissionen	Mio t	852	714	614	549	492	588	352	199	97	20%
Sonstige THG-Emissionen	Mio t	190	175	171	168	166	121	95	77	60	36%
THG-Indikatoren											
THG-Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	490	362	302	261	221	289	172	101	53	24%
CO ₂ -Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	430	327	271	232	195	258	149	83	39	20%
Energiebed. THG-Emissionen / BIP real	g / EUR(2000)	401	290	236	200	165	239	136	73	32	20%
THG-Emissionen / Einwohner	t / Kopf	12,6	11,1	10,0	9,4	9,1	8,9	5,7	3,6	2,2	24%
CO ₂ -Emissionen / Einwohner	t / Kopf	11,1	10,1	8,9	8,4	8,0	7,9	4,9	3,0	1,6	20%
Energiebed. THG-Emissionen / Einwohner	t / Kopf	10,3	8,9	7,8	7,2	6,8	7,4	4,5	2,6	1,3	20%

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

6.1 Endenergienachfrage

6.1.1 Die Endenergienachfrage der privaten Haushalte

6.1.1.1 Rahmendaten

Die Grundvoraussetzungen beider Szenarien im Sektor der privaten Haushalte sind identisch, wie in Kapitel 3 beschrieben. Der Energieverbrauch der privaten Haushalte hängt wesentlich von den Wohnflächen, der Wohnbevölkerung (und z. T. ihrer Altersverteilung), der Verteilung auf Größenklassen (Personen je Haushalt bzw. Wohnung) sowie der Verteilung auf Gebäudegrößen ab. Die Rahmendaten sollen hier nicht nochmals ausführlich referiert werden, wegen der Wichtigkeit als Basisgröße werden in Tabelle 3.1-3 die Zusammenfassung über die gesamte Wohnfläche sowie die Nettozugänge nochmals abgebildet:

Tabelle 6.1-1: Zugang an Wohnfläche (netto) und bewohnte Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m²

	2005	2020	2030	2040	2050
Nettozugang Wohnfläche					
Insgesamt	54,8	11,5	3,2	-3,9	-6,6
Ein- und Zweifamilienhäuser (1+2)	45,2	10,6	8,4	2,6	0,5
Drei- und Mehrfamilienhäuser (3+)	9,1	0,9	-5,0	-6,3	-6,9
Nichtwohngebäude (NWG)	0,4	0,0	-0,1	-0,2	-0,2
Wohnfläche bewohnt					
Insgesamt	3.223	3.485	3.583	3.576	3.525
Ein- und Zweifamilienhäuser	1.856	2.069	2.171	2.220	2.235
Mehrfamilienhäuser/NWG	1.367	1.415	1.412	1.356	1.290
Leerwohnflächenquote	4,2%	3,6%	3,2%	3,1%	3,1%

Quelle: Prognos 2009

Aufgrund der abnehmenden Bevölkerung sind gegen Ende des Betrachtungszeitraums die Zugangsbilanzen negativ, d.h. es werden mehr Flächen stillgelegt oder abgerissen als neu gebaut. Dies ist für die Entwicklung des Wärmebedarfs unter Energie- und CO₂-Reduktionsgesichtspunkten nicht ungünstig, denn es bedeutet auch, dass mehr alte Gebäude mit tendenziell höheren spezifischen Wärmebedarfen aus dem Betrieb gehen.

Ebenfalls gleich sind die klimatischen Bedingungen (allmählich steigende Durchschnittstemperaturen mit Häufung von Extremereignissen) sowie das mittlere Nutzerverhalten, das sich in den Vollbenutzungsstunden der Heizsysteme quantifizieren lässt.

6.1.1.2 Der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in den privaten Haushalten

Bei gegebenen Wohnflächen, Gebäude- und Haushaltsstrukturen sind die folgenden Faktoren für den Raumwärmebedarf und den mit seiner Deckung verbundenen Energieverbrauch, dessen Struktur sowie CO₂-Emissionen maßgebend:

- die Beheizungsstruktur nach Energieträgern und Heizsystemen;
- der wärmetechnische Zustand der Gebäudehülle und die daraus resultierenden spezifischen Heizwärmebedarfe, bezogen auf die Wohnfläche;
- die Wirkungsgrade der Heizungssysteme.

Die beiden ersten Parameter werden in den beiden Szenarien unterschiedlich variiert. Bezüglich der Wirkungsgrade der Heizsysteme werden in beiden Szenarien über die Zeit gleiche Entwicklungen unterstellt: Bereits heute sind konventionelle Heizsysteme sehr nah an den Obergrenzen des möglichen Wirkungsgrades und Wärmepumpen stehen bereits heute unter starkem Druck, die Nutzungsgrade zu erhöhen. Wir gehen daher davon aus, dass bereits in der Referenz der politische Weg zu einer Optimierung der Heizsysteme führt.

Im Szenarienvergleich wird die Beheizungsstruktur im Innovationsszenario deutlich gegenüber der Referenz verändert: Nur noch „Restbestände“ an Wohnungen werden im Innovationsszenario mit Öl und Kohle beheizt. Mit diesen „Restbeständen“ muss vernünftigerweise gerechnet werden, sie finden sich z. B. bei Ferienwohnungen in entlegenen Gebieten, aber auch in Gebäuden mit gemischter gewerblicher und wohnlicher Nutzung. Der Rückgang im Innovationsszenario bei diesen Energieträgern gegenüber dem Referenzszenario ist nahezu 100 %, ebenso bei direkt strombeheizten Wohnungen. Der Rückgang bei gasbeheizten Wohnflächen beträgt 50 %. Die erneuerbaren Energieträger Holz, Umweltwärme und Solarwärme sind die Substitutionsgewinner (vgl. Tabelle 6.1-2).

Tabelle 6.1-2: Szenarienvergleich: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach Wohnfläche 2005 – 2050, in Mio. m²

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Alle Wohnungen									
Fernwärme	307	358	391	410	425	381	441	486	524
Öl	1.082	1.010	959	895	829	833	569	288	13
Gas	1.537	1.733	1.765	1.732	1.677	1.500	1.309	1.078	842
Kohle	60	35	32	31	29	36	25	12	1
Holz	41	73	103	129	150	160	279	391	494
Elektroheizungen ohne WP	175	147	119	89	59	133	91	46	2
Wärmepumpen	18	114	181	238	286	142	248	348	440
Solar	2	15	32	51	70	300	621	926	1.207
Gesamt Wohnungsbestand	3.223	3.485	3.583	3.576	3.525	3.484	3.582	3.574	3.524
darunter Ein- / Zweifamilienhäuser									
Fernwärme	49	72	86	98	108	94	135	172	205
Öl	761	716	687	651	612	585	399	202	9
Gas	867	1.012	1.049	1.052	1.039	803	634	448	262
Kohle	33	20	18	18	17	21	14	7	0
Holz	29	58	84	107	127	134	239	339	430
Strom (ohne WP)	100	84	69	53	36	76	52	26	1
Wärmepumpen	15	97	155	204	246	119	208	292	369
Solar	1	11	23	37	50	237	491	733	957
Gesamt Ein- / Zweifamilienhäuser	1.856	2.069	2.171	2.220	2.235	2.069	2.171	2.220	2.235

Quelle: Prognos 2009

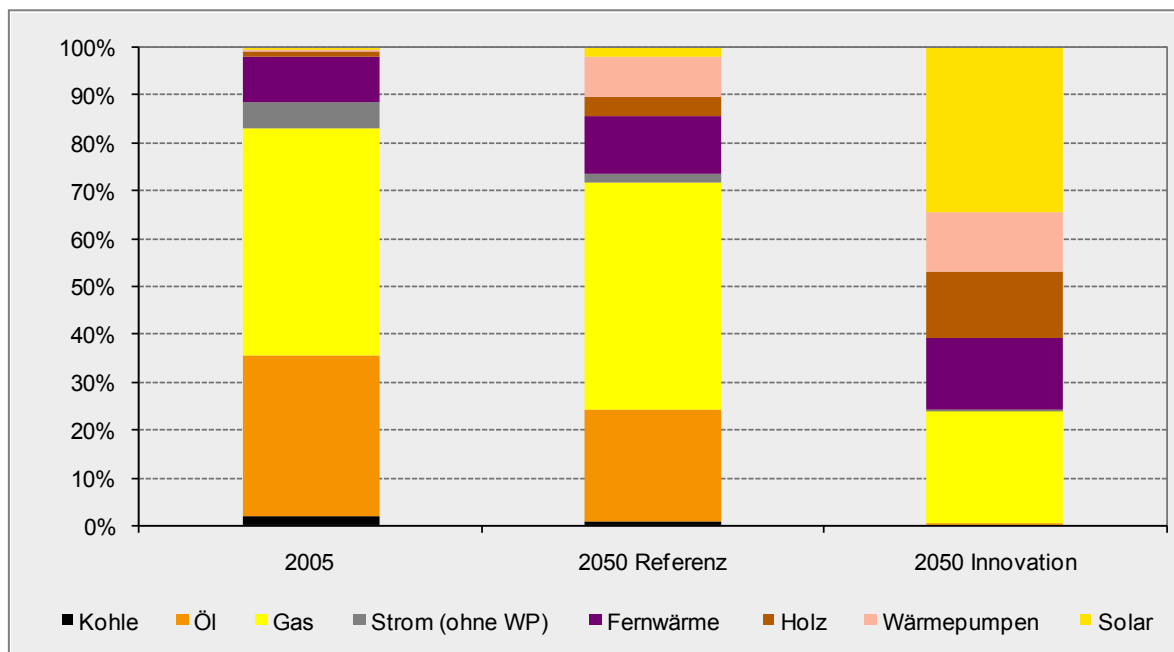
Diese Entwicklung wird im Innovationsszenario dadurch bewerkstelligt, dass bei bestehenden Gebäuden jeweils zum Zeitpunkt des Heizungsersatzes die Substitution vorgenommen wird und bei Neubauten von vornherein vor allem Heizsysteme auf der Basis erneuerbarer Energieträger sowie Fern- und Nahwärme eingesetzt werden. Die relative Beheizungsstruktur zeigen Tabelle 6.1-3 und Abbildung 6.1-1.

Tabelle 6.1-3: Szenarienvergleich: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach Wohnfläche 2005 – 2050, in %

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Fernwärme	9,5%	10,3%	10,9%	11,5%	12,1%	10,9%	12,3%	13,6%	14,9%
Öl	33,6%	29,0%	26,8%	25,0%	23,5%	23,9%	15,9%	8,0%	0,4%
Gas	47,7%	49,7%	49,3%	48,4%	47,6%	43,0%	36,6%	30,1%	23,9%
Kohle	1,9%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	1,0%	0,7%	0,3%	0,0%
Holz	1,3%	2,1%	2,9%	3,6%	4,3%	4,6%	7,8%	10,9%	14,0%
Strom (ohne WP)	5,4%	4,2%	3,3%	2,5%	1,7%	3,8%	2,5%	1,3%	0,1%
Wärmepumpen	0,5%	3,3%	5,1%	6,7%	8,1%	4,1%	6,9%	9,7%	12,5%
Solar	0,1%	0,4%	0,9%	1,4%	2,0%	8,6%	17,3%	25,9%	34,3%
Gesamt Wohnungsbestand	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-1: Szenarienvergleich: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes nach Wohnflächen 2005 und 2050, in %



Quelle: Prognos 2009

Eine wesentliche Rolle bei der Reduktion der Raumwärmenachfrage spielt die energetische Qualität der Gebäudehülle. Hier wird im Innovationsszenario davon ausgegangen, dass sowohl in den Neubauten wie auch beim Bestand bis 2050 ein extrem hoher Qualitätsstandard (spezifischer Heizenergiebedarf von durchschnittlich 5 kWh/m²a) angestrebt wird, der den derzeitigen Passivhausstandard (15 kWh/m²a) noch übertrifft. Bei den Neubauten geschieht dies durch sukzessive verschärfte Standards, bei den Sanierungen müssen einerseits die Sanierungsraten erhöht (abhängig vom Gebäudealter werden sie bis 2050 z. T. mehr als verdoppelt) und andererseits die energetische Effizienz der Sanierung dramatisch verbessert werden: Nach zwei Zyklen müssen Häuser des heutigen Bestands den dann herrschenden Neubaustandard erreicht haben. Die Einzelheiten zu diesen zeitlichen Pfaden sind den jeweiligen Kapiteln zum Referenz- und Innovationsszenario zu entnehmen. Zusammengefasst wird der mittlere spezifische Heizenergiebedarf im Referenzszenario bis 2050 bereits um 50 % gegenüber dem Stand von 2005 abgesenkt, im Innovationsszenario um 86 %.

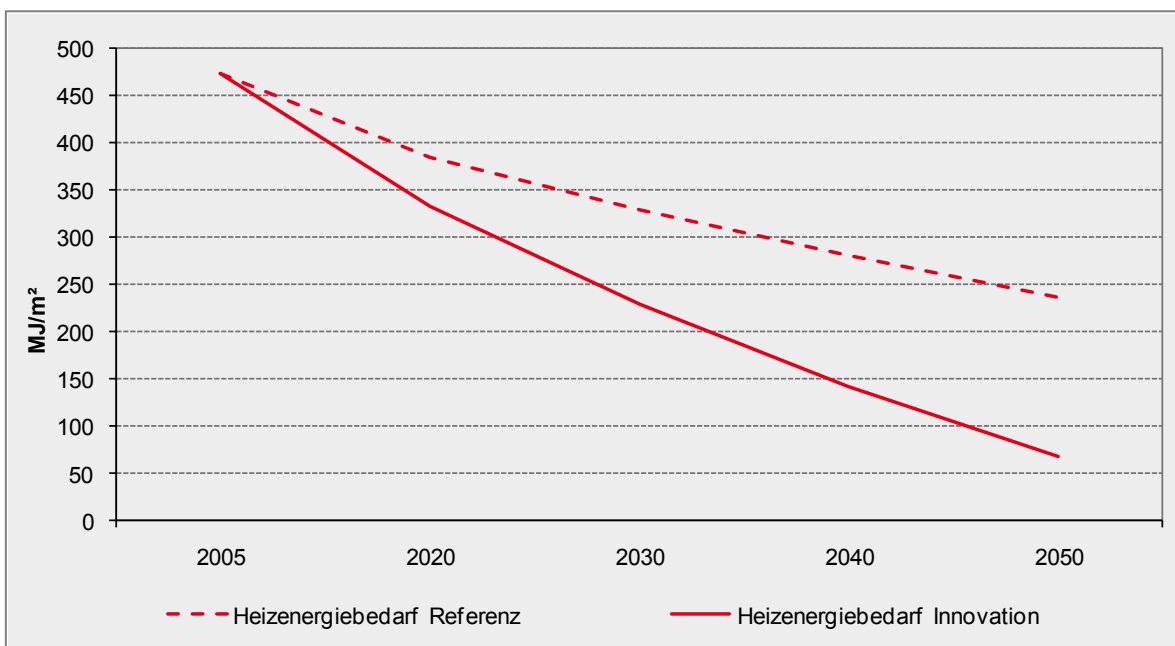
Aufgrund der veränderten Beheizungsstruktur mit einem höheren Anteil von Wärmepumpen und hocheffizienten Gasheizungen im Mix steigt der mittlere Nutzungsgrad der Heizsysteme im Innovationsszenario gegenüber der Referenz geringfügig an (vgl. Tabelle 6.1-4, Abbildung 6.1-2).

Tabelle 6.1-4: Szenarienvergleich: mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf, mittlerer Nutzungsgrad der Heizsysteme, mittlerer spezifischer Endenergieverbrauch des Wohnungsbestandes 2005 – 2050

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Heizenergiebedarf (MJ/m ²)	473	385	328	280	236	333	229	141	67
Nutzungsgrad %	83	92	97	100	102	94	102	107	111
Endenergieverbrauch (MJ/m ²)	573	417	337	280	231	353	224	132	61

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-2: Szenarienvergleich: mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf des Wohnflächenbestandes 2005 – 2050, in MJ/m²



Quelle: Prognos 2009

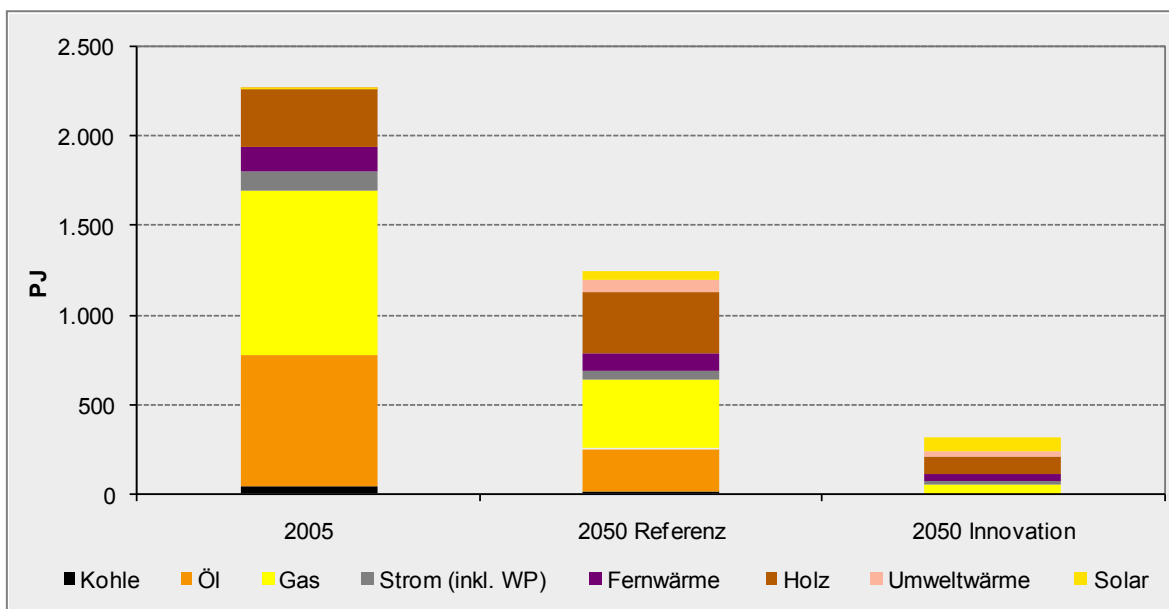
Damit resultiert insgesamt die in Tabelle 6.1-5 sowie Abbildung 6.1-3 dargestellte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Raumwärme im Sektor private Haushalte. Der Endenergiebedarf im Innovationsszenario liegt im Jahr 2050 um 73 % niedriger als in der Referenz, den Ausgangswert des Jahres 2005 unterschreitet er (witterungsbereinigt) um 85 %.

Tabelle 6.1-5: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Raumwärme im Sektor private Haushalte, nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Fernwärme	137	132	124	112	99	124	101	72	38
Öl	730	519	403	313	241	360	157	47	1
Gas	919	733	589	480	383	567	298	141	49
Kohle	38	19	14	12	9	17	8	2	0
Holz	326	333	339	342	342	298	245	171	90
Strom (inkl. WP)	113	97	81	67	54	85	59	36	23
Solar	1	12	38	49	53	87	149	135	83
Umweltwärme	4	24	44	54	61	36	54	49	31
Gesamt Endenergieverbrauch	2.268	1.869	1.632	1.429	1.242	1.573	1.070	653	315

Quelle: Prognos 2009

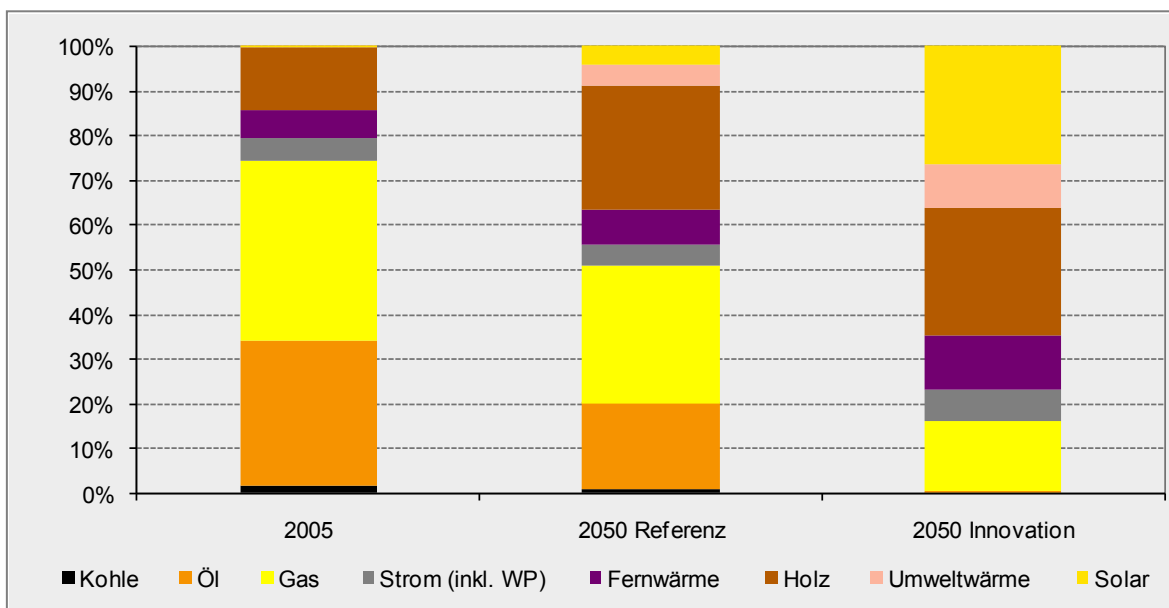
Abbildung 6.1-3: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Raumwärme im Sektor private Haushalte, nach Energieträgern 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Die Energieträgerstruktur verändert sich stark, die Raumwärme wird zu 84 % durch erneuerbare Energien sowie Fernwärme und Strom (für Wärmepumpen) bereit gestellt (vgl. Abbildung 6.1-4).

Abbildung 6.1-4: Szenarienvergleich: Energieträgerstruktur Raumwärme im Sektor private Haushalte, in %



Quelle: Prognos 2009

Die im Innovationsszenario angenommene Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung unterscheidet sich im Innovationsszenario deutlich vom Referenzszenario (vgl. Tabelle 6.1-6):

- Die herkömmlichen zentralen Warmwassersysteme auf Basis von Fernwärme, Öl, Gas, Kohle und Holz und dezentrale Öl- und Gasanlagen verschwinden fast vollständig aus dem Bestand.
- Solaranlagen werden zum wichtigsten Erzeugungssystem. Der Marktanteil der Solaranlagen steigt von 3 % im Jahr 2005 auf 56 % im Jahr 2050. Es wird davon ausgegangen, dass hiermit der maximal mögliche Marktanteil erreicht ist. Die Versorgungsmöglichkeiten mit Solarwärme hängen von der Ausrichtung der Dachflächen sowie vom Verhältnis der Dachfläche zu den zu versorgenden Nutzflächen ab.
- Elektrobetriebene Warmwasseranlagen inklusive der Wärmepumpen gewinnen ebenfalls leichte Marktanteile dazu. Der Marktanteil der strombetriebenen Anlagen steigt im Betrachtungszeitraum von 27 % auf 43 %.

Tabelle 6.1-6: Szenarienvergleich: Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in Mio. Personen

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Warmwasserversorgung durch Zentrale heizungsgekop. Systeme									
Fernwärme	7,0	6,2	5,9	3,9	3,2	5,0	3,1	0,7	0,0
Öl	16,9	12,6	10,7	10,0	8,0	8,6	3,4	2,2	0,2
Gas	27,7	24,6	22,2	12,8	13,7	17,6	9,3	3,2	0,9
Kohle	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0
Holz	0,2	0,4	0,5	0,1	0,1	1,2	1,7	0,1	0,1
Zentrale ungekoppelte Systeme									
Solar*	2,6	8,0	13,9	22,3	26,8	10,5	21,6	31,8	40,2
Wärmepumpen	1,0	3,7	4,7	6,4	6,7	4,8	7,4	9,1	10,0
Dezentrale Systeme									
Strom	21,2	22,2	20,5	20,3	13,9	29,2	31,9	28,9	20,9
Gas	4,1	1,7	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0
Gesamt versorgte Personen	81,0	79,6	78,5	76,1	72,4	79,5	78,5	76,1	72,4
ohne eigene Warmwasserversorgung	1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0

*umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

Aufgrund des höheren Anteils an elektrischen Wärmepumpen liegt im Innovationsszenario der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad der Warmwasseranlagen im Jahr 2050 mit 106 % über jenem im Referenzszenario (Tabelle 6.1-7).

Die beiden Szenarien unterscheiden sich ebenfalls in Bezug auf die nachgefragte Warmwassermenge. Im Innovationsszenario wird von einer Reduktion des Warmwasserverbrauchs pro Kopf auf knapp 40 l/Tag ausgegangen (gegenüber 51 l in der Referenz). Dies wird erreicht durch wassersparende Armaturen, die den Wasserdurchfluss reduzieren, ohne den Wasserdruck abzusenken.

Darüber hinaus wird im Innovationsszenario von einer verstärkten Umlagerung ausgegangen: Das von Waschmaschinen und Geschirrspülern benötigte Warmwasser wird

weitgehend durch die zentrale Warmwasserversorgung bereit gestellt und nicht durch Elektroheizungen in den Geräten selbst erzeugt. Dadurch verschiebt sich ein Teil des Energieverbrauchs von Elektrogeräten hin zum Energieverbrauch zur Bereitstellung von Warmwasser (+7 PJ im Jahr 2050).

Tabelle 6.1-7: Szenarienvergleich: Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2005 – 2050, in %

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Zentrale heizungsgekop. Systeme									
Fernwärme	78	81	83	84	86	81	83	84	86
Öl	63	72	77	81	84	72	77	81	84
Gas	69	81	87	91	95	81	90	98	103
Kohle	52	56	58	61	64	56	58	61	64
Holz	57	63	64	66	67	63	64	66	67
Zentrale ungekoppelte Systeme									
Solar*	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Wärmepumpen	206	221	231	241	251	221	231	241	251
Dezentrale Systeme									
Strom	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Gas	73	77	79	79	79	77	79	79	79
Gesamt	74	86	92	97	100	89	97	103	106

*umgerechnet auf Vollversorgung

Quelle: Prognos 2009

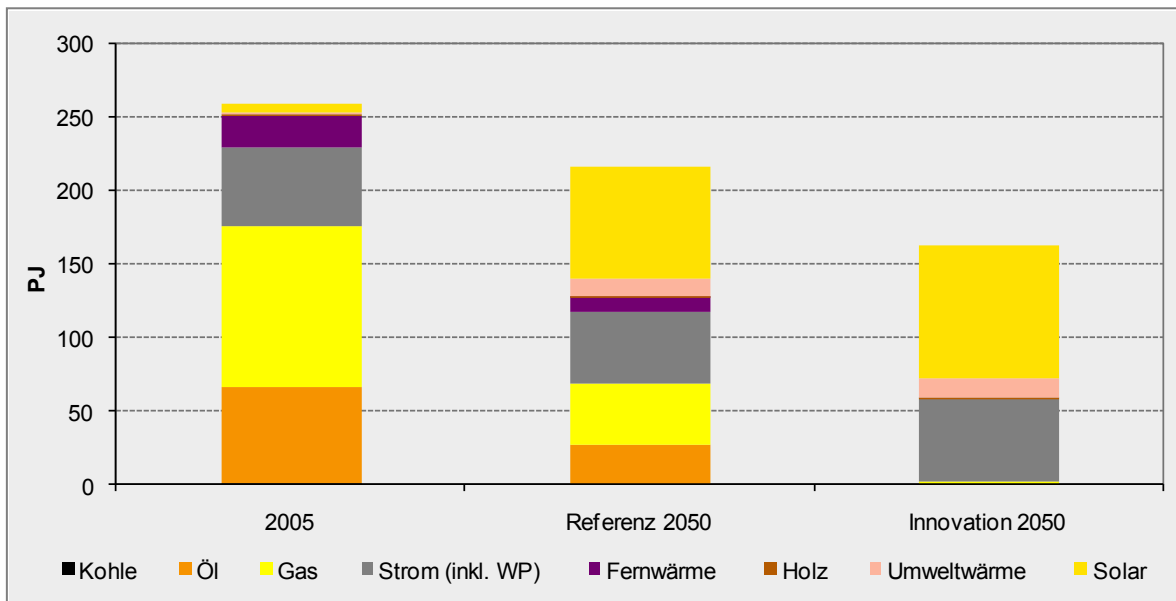
Somit kann der gesamte Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser im Sektor private Haushalte im Innovationsszenario bis 2050 um 52 % gegenüber dem Referenzszenario reduziert werden (Tabelle 6.1-8, Abbildung 6.1-5).

Tabelle 6.1-8: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Fernwärme	21,8	20,1	20,2	13,4	10,7	15,8	9,6	2,1	0,0
Öl	64,8	45,9	39,7	35,4	27,0	30,4	11,5	6,5	0,4
Gas	109,1	85,3	72,6	40,7	41,3	62,5	26,8	7,9	2,0
Kohle	1,5	0,8	0,6	1,1	0,2	0,7	0,4	0,4	0,0
Holz	0,9	1,6	2,2	0,4	0,3	5,0	6,7	0,3	0,2
Strom (inkl. WP)	53,0	62,7	61,7	65,6	48,5	82,1	88,5	78,3	56,4
Zwischensumme	251,0	216,4	197,2	156,7	128,2	196,5	143,4	95,4	59,1
Solar	6,3	20,9	39,5	64,6	76,5	26,6	55,7	76,1	89,4
Umweltwärme	1,3	5,3	7,6	10,9	11,5	6,7	10,8	12,8	13,4
Gesamt Endenergieverbrauch	258,6	242,5	244,3	232,2	216,2	229,8	209,9	184,3	161,9

Quelle: Prognos 2009

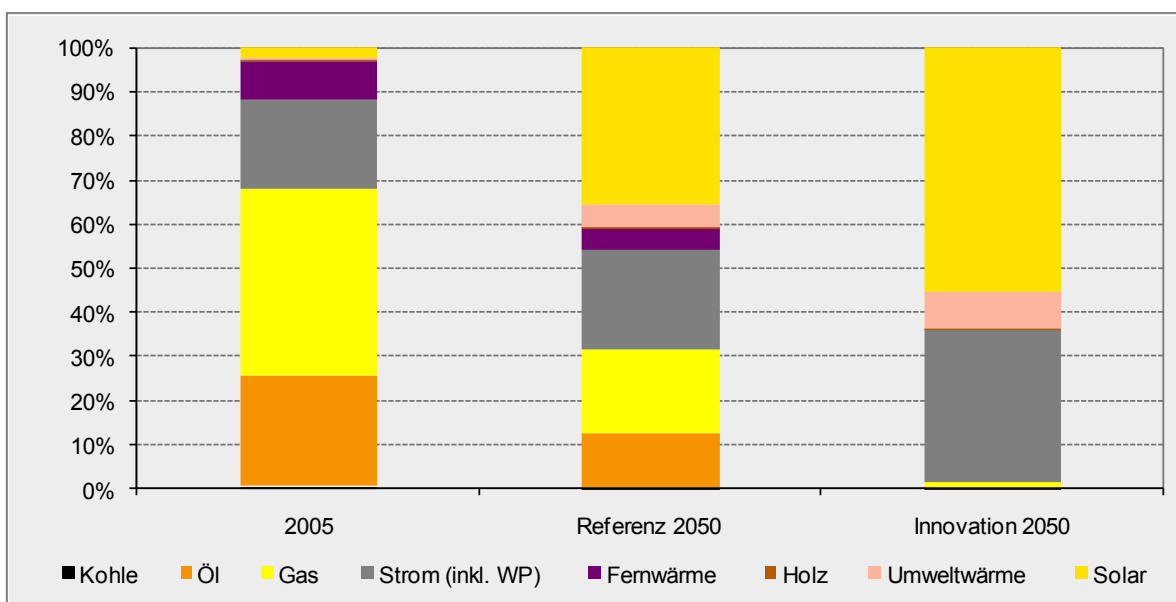
Abbildung 6.1-5: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser nach Energieträgern, 2005 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Die Energieträgerstruktur verschiebt sich praktisch vollständig zu den erneuerbaren Energien, inkl. Betriebsstrom für Wärmepumpen sowie Betriebsgas für gasbetriebene Wärmepumpen oder Anteile an der zentralen Nutzung sonstiger hocheffizienter Gastechnologien (z. B. Stirling-Motoren) (Abbildung 6.1-6).

Abbildung 6.1-6: Szenarienvergleich: Endenergieträgerstruktur für die Erzeugung von Warmwasser 2005 – 2050, in %



Quelle: Prognos 2009

6.1.1.3 Kochen und elektrische Anwendungen

Beim Kochen werden in den Szenarien nur geringfügige Änderungen im Zeitverlauf durch eine etwas schnellere Durchdringung mit Induktionsherden erzielt. Gravierende Änderun-

gen in anderen Rahmenbedingungen (wie z. B. veränderte Kochgewohnheiten gegenüber dem Referenzszenario) werden nicht unterstellt. Im Jahr 2050 ist der Energieverbrauch für das Kochen in der hier vorgestellten Auflösung in beiden Szenarien gleich (Tabelle 6.1-9).

Tabelle 6.1-9: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für das Kochen 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario					Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2066	2076	2086	2096	
Ausstattungsgrad mit Kochherden, in %	99,0%	98,0%	97,0%	96,0%	95,0%	98,0%	97,0%	96,0%	95,0%	
Elektroherd	80,2%	84,6%	86,4%	88,0%	88,6%	82,9%	83,9%	84,4%	84,2%	
Gasherd	18,9%	15,2%	13,5%	12,0%	11,4%	14,9%	13,1%	11,6%	10,8%	
Holzherd /Kohleherd	0,8%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	
Genutzte Geräte, in Mio.										
Elektroherd	31,2	33,5	34,1	34,4	32,8	33,5	34,1	34,4	32,8	
Gasherd	7,4	6,0	5,3	4,7	4,2	6,0	5,3	4,7	4,2	
Holzherd /Kohleherd	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	
Spezifischer Verbrauch, in kWh pro Gerät und Jahr										
Elektroherd	383,2	328,7	285,3	251,3	230,7	327,0	283,6	250,4	230,7	
Gasherd	576,4	479,8	408,1	352,3	317,1	477,3	405,8	351,2	317,1	
Holzherd /Kohleherd	622,8	620,2	594,6	550,5	531,4	617,0	591,1	548,7	531,4	
Endenergieverbrauch, in PJ										
Elektroherd	43,0	39,6	35,0	31,1	27,2	39,4	34,8	31,0	27,2	
Gasherd	15,3	10,4	7,8	6,0	4,8	10,4	7,8	6,0	4,8	
Holzherd /Kohleherd	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	
Gesamt Endenergieverbrauch	59,0	50,1	42,9	37,1	32,1	49,9	42,7	37,0	32,1	

Quelle: Prognos 2009

Bei den sonstigen Elektrogeräten werden in beiden Szenarien die gleichen Ausstattungs-raten und grundsätzlichen Anwendungen unterstellt. Die einzige Ausnahme bilden hier die Anlagen zur Klimatisierung: Aufgrund der besseren energetischen Qualität der Gebäude-hüllen werden auch die sommerlichen Wärmegewinne geringer. Zudem werden vermehrt solare Kühlsysteme mit Hochleistungskollektoren eingesetzt. Dadurch steigt der Strom-verbrauch zur Raumklimatisierung im Innovationsszenario weniger stark an als im Refe-renzszENARIO. Bei den übrigen Stromnutzungen (für Unterhaltung/Kommunikation, Weiße und Braune Ware) werden im Innovationsszenario die Potenziale zur Steigerung der technischen Energieeffizienz besser ausgenutzt als im Referenzszenario, insbesondere in den Bereichen Kühlen und Gefrieren sowie Waschen und Trocknen. Dadurch sinken die entsprechenden mittleren spezifischen Geräteverbräuche stärker ab (Tabelle 6.1-10).

Die höhere Geräteeffizienz im Innovationsszenario wird unter anderem durch eine starke Marktdurchdringung mit wasserfreien Waschmaschinen, die keinen Trockner mehr benö-tigen und mit Magnet-Stromkühlschränken erreicht. Eine gewisse Bedeutung hat auch die Miniaturisierung von Geräten, beispielsweise die Verwendung von Visoren anstelle von Bildschirmen (beim Farb-TV „verbucht“).

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)

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Licht	281	125	105	42	33	125	105	42	33
Kühlschrank	256	199	145	122	114	191	126	92	70
Kühl-Gefrier-Gerät	329	237	156	114	95	229	145	102	79
Gefrier-Gerät	299	225	170	141	127	218	152	114	89
Waschmaschine	223	171	143	128	117	163	113	76	42
Waschtrockner	613	495	422	379	348	480	340	232	147
Wäschetrockner	298	235	204	183	166	227	173	129	90
Geschirrspüler	243	202	184	169	156	200	176	153	133
Farb-TV	162	207	150	97	83	207	148	94	79
Radio-HiFi	51	48	46	44	42	48	46	44	42
Video / DVD	40	8	8	8	8	8	8	8	8
Bügeleisen	25	24	23	22	20	24	23	22	20
Staubsauger	24	23	22	21	20	23	22	21	20
Kaffeemaschine	85	85	68	68	68	85	68	68	68
Toaster	25	24	23	22	20	24	23	22	20
Fön	25	24	23	22	20	24	23	22	20
Dunstabzugshaube	45	43	41	39	37	43	41	39	37
Mikrowelle	35	33	32	30	29	33	32	30	29
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	196	84	62	62	62	84	62	62	62
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	28	21	20	17	17	21	20	17	17

Quelle: Prognos 2009

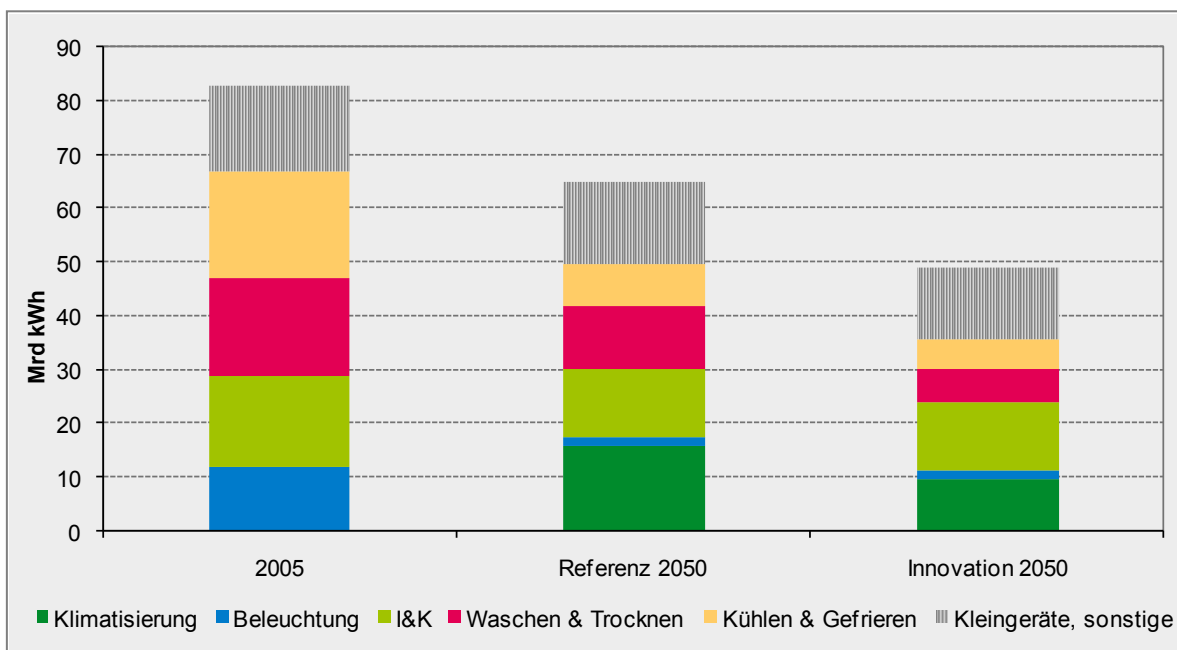
Damit liegt im Ergebnis der Stromverbrauch für Elektrogeräte in 2050 im Innovationsszenario gegenüber der Referenz um 20 % niedriger (gegenüber 2005 um 40 %), wobei die größten Beiträge hier von den Waschmaschinen (-60 %), Wäschetrocknern (-50 %), Kühlschränken (-40 %) und der Klimatisierung (-40 %) geleistet werden (vgl. Tabelle 5.3-12, Abbildung 6.1-7).

Tabelle 6.1-11: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte in privaten Haushalten 2005 – 2050, in Mrd. kWh

	2005	Referenzszenario					Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050		2020	2030	2040	2050
Licht	100	100	100	100	100		100	100	100	100
Kühlschrank	68	62	60	52	47		62	60	52	47
Kühl-Gefrier-Gerät	32	38	40	48	53		38	40	48	53
Gefrier-Gerät	59	64	66	68	72		64	66	68	72
Waschmaschine	88	81	72	53	38		81	72	53	38
Wäschetrockner	8	16	27	47	62		16	27	47	62
Wäschetrockner	38	41	40	33	25		41	40	33	25
Geschirrspüler	59	75	80	82	85		75	80	82	85
Farb-TV	94	94	94	94	94		94	94	94	94
Radio-HiFi	100	100	100	100	100		100	100	100	100
Video / DVD	83	92	96	100	100		92	96	100	100
Bügeleisen	98	99	99	99	99		99	99	99	99
Staubsauger	99	99	99	99	99		99	99	99	99
Kaffeemaschine	95	98	100	100	100		98	100	100	100
Toaster	90	94	96	98	99		94	96	98	99
Fön	81	84	87	89	93		84	87	89	93
Dunstabzugshaube	59	66	69	70	73		66	69	70	73
Mikrowelle	65	84	94	97	100		84	94	97	100
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	68	100	100	100	100		100	100	100	100

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-7: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch für Elektrogeräte(klassen) in privaten Haushalten 2005 und 2050, in Mrd. kWh



Quelle: Prognos 2009

6.1.1.4 Endenergienachfrage der privaten Haushalte insgesamt

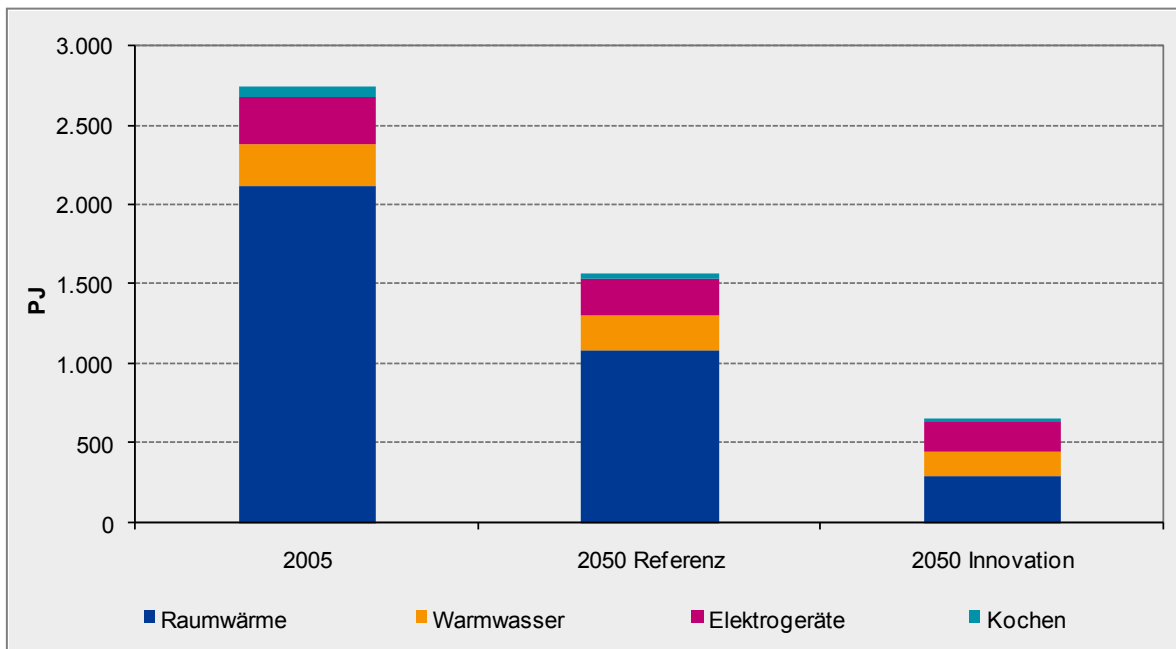
In der Summation unterschreitet die Endenergienachfrage der privaten Haushalte in 2050 im Innovationsszenario den Wert des Referenzszenarios 54 % gegenüber der Referenz und den Ausgangswert des Jahres 2005 um 75 %. Aufgrund der extremen Reduktion der Raumwärme verschieben sich die Anteile der Verwendungszwecke am Endenergiebedarf (Tabelle 6.1-12, Abbildung 6.1-8).

Tabelle 6.1-12: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Verwendungszwecke									
Raumwärme	2.118	1.718	1.479	1.275	1.087	1.458	989	603	291
Warmwasser	259	243	244	232	216	230	210	184	162
Kochen	59	50	43	37	32	50	43	37	32
Elektrogeräte	299	271	246	232	234	265	224	193	177
Gesamt Endenergieverbrauch	2.735	2.282	2.013	1.777	1.569	2.003	1.465	1.017	662
Anteile, in %									
Raumwärme	77,5%	75,3%	73,5%	71,8%	69,3%	72,8%	67,5%	59,3%	44,0%
Warmwasser	9,5%	10,6%	12,1%	13,1%	13,8%	11,5%	14,3%	18,1%	24,5%
Kochen	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	2,5%	2,9%	3,6%	4,8%
Elektrogeräte	10,9%	11,9%	12,2%	13,1%	14,9%	13,2%	15,3%	18,9%	26,7%

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-8: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken, 2005 und 2050, in PJ



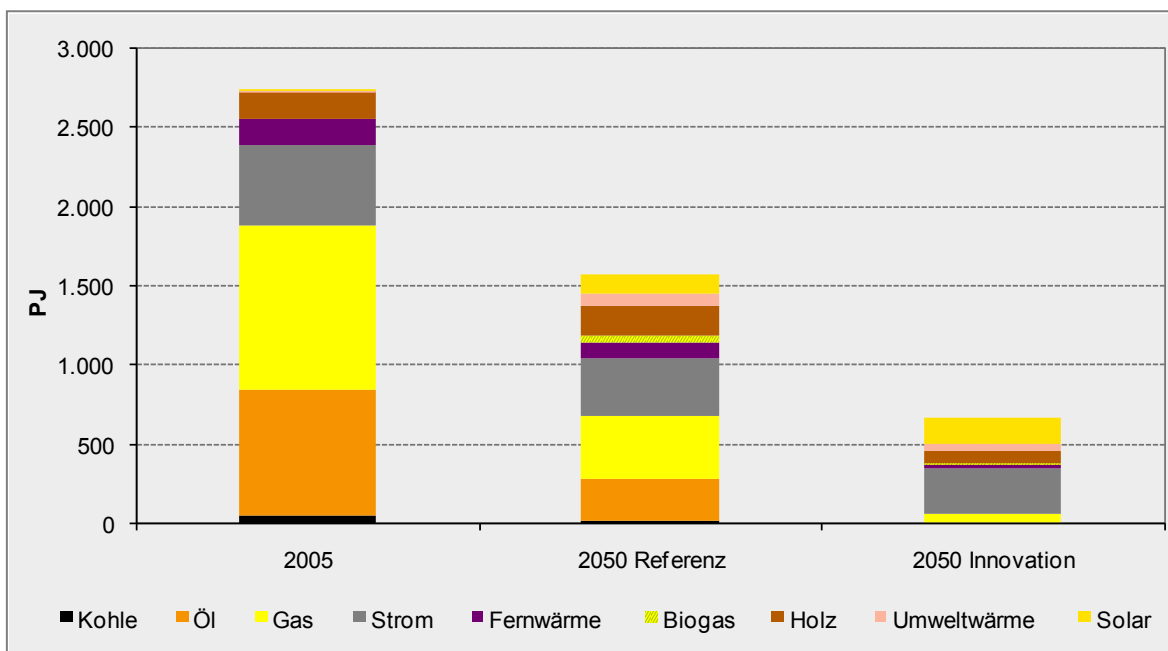
Quelle: Prognos 2009

Tabelle 6.1-13: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2005 und 2050, in PJ

	2005	Referenzszenario					Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050		2020	2030	2040	2050
Energieträger										
Fernwärme	158	153	144	126	110		140	111	74	38
Öl	795	565	442	348	268		390	168	54	1
Gas	1.043	819	638	489	389		633	316	144	51
Kohle	40	19	15	13	9		18	8	3	0
Holz	178	184	188	189	188		189	171	122	66
Strom	508	470	424	396	364		471	406	338	283
Umweltwärme	6	29	52	65	73		42	65	62	44
Solar	7	33	78	114	129		113	205	211	173
Biogas	0	9	32	38	40		7	16	11	5
Gesamt Endenergieverbrauch	2.735	2.282	2.013	1.777	1.569		2.003	1.465	1.017	662
Struktur in %										
Fernwärme	5,8%	6,7%	7,2%	7,1%	7,0%		7,0%	7,5%	7,2%	5,8%
Öl	29,1%	24,8%	22,0%	19,6%	17,1%		19,5%	11,5%	5,3%	0,2%
Gas	38,1%	35,9%	31,7%	27,5%	24,8%		31,6%	21,6%	14,1%	7,7%
Kohle	1,5%	0,9%	0,8%	0,7%	0,6%		0,9%	0,6%	0,3%	0,0%
Holz	6,5%	8,1%	9,4%	10,6%	12,0%		9,4%	11,6%	11,9%	10,0%
Strom	18,6%	20,6%	21,1%	22,3%	23,2%		23,5%	27,7%	33,2%	42,8%
Umweltwärme	0,2%	1,3%	2,6%	3,7%	4,6%		2,1%	4,4%	6,1%	6,7%
Solar	0,3%	1,5%	3,9%	6,4%	8,2%		5,7%	14,0%	20,7%	26,1%
Biogas	0,0%	0,4%	1,6%	2,1%	2,5%		0,3%	1,1%	1,1%	0,8%

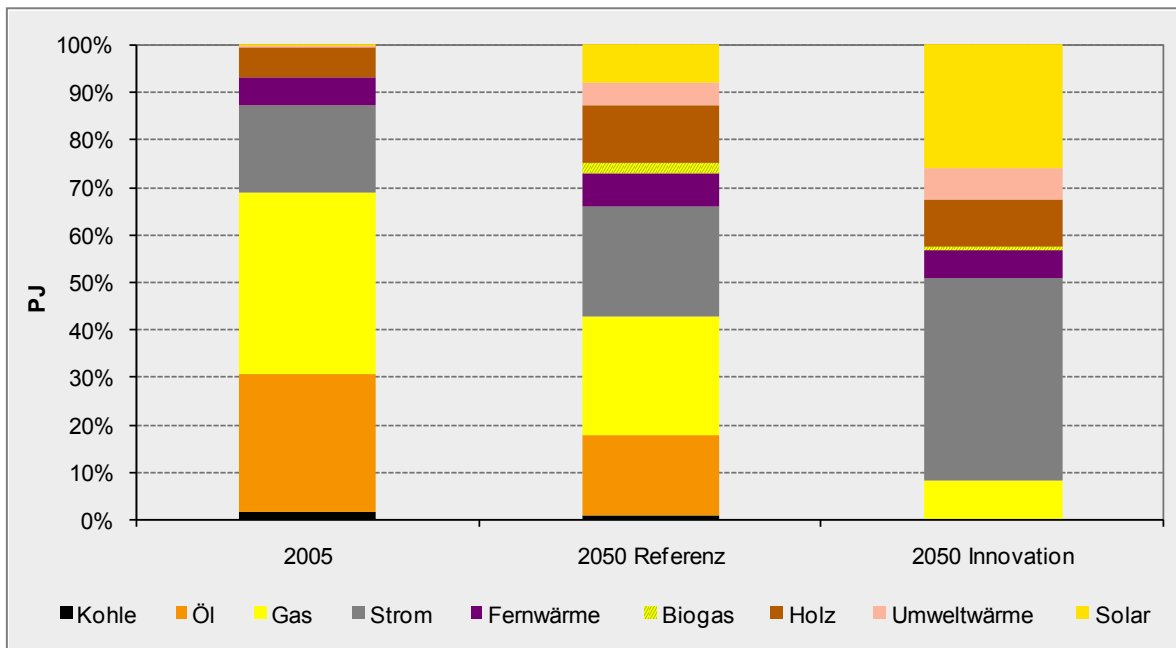
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-9: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Energieträgern, 2005 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-10: Szenarienvergleich: Endenergieträgerstruktur der privaten Haushalte, 2005 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

6.1.2 Die Endenergienachfrage des Dienstleistungssektors

6.1.2.1 Rahmendaten

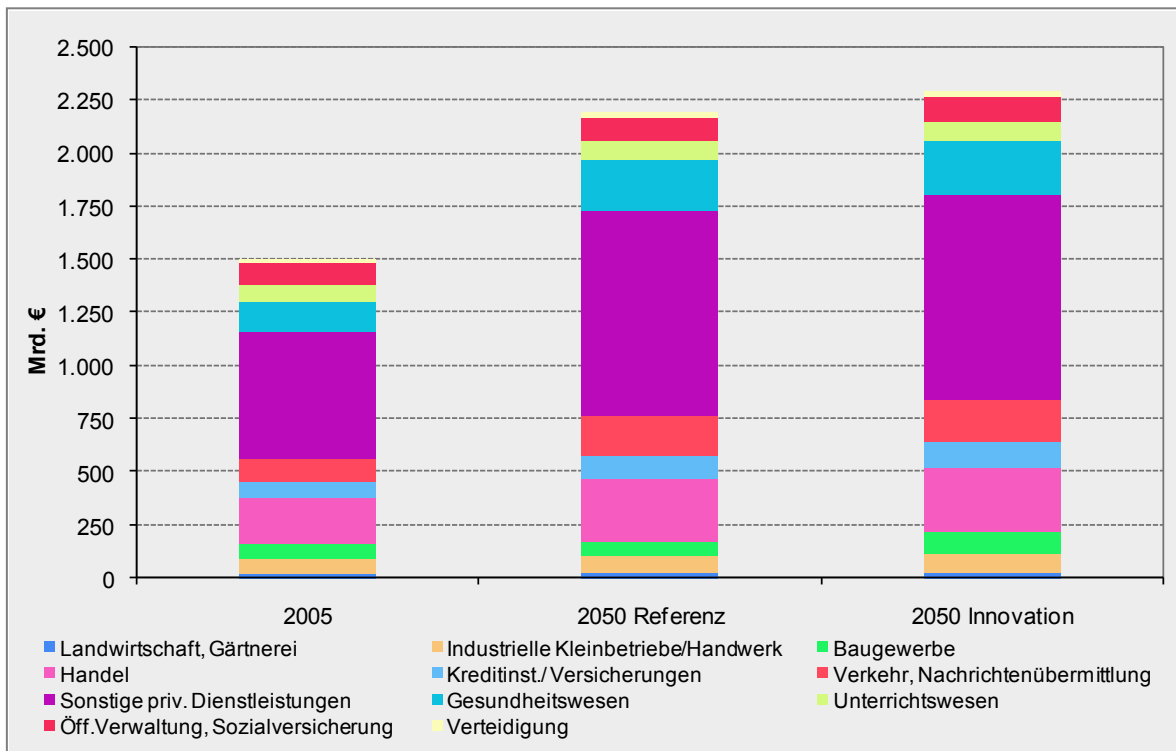
Die wesentlichen Unterschiede in der Entwicklung der Branchenstruktur im Dienstleistungssektor liegen in einer um 36,5 Mrd. € (55 %) erhöhten Wertschöpfung des Baugewerbes im Jahr 2050 im Innovationsszenario im Vergleich zum Referenzszenario sowie in einer um 20,6 Mrd. € (19 %) erhöhten Wertschöpfung des Kredit- und Versicherungsgewerbes. Diese stehen im unmittelbaren Zusammenhang mit den verstärkten Bauinvestitionen für verbesserte Neubaustandards und – weitaus stärker – der Totalsanierung des Gebäudebestandes auf energetisch höchstwertigem Standard. In den anderen Sektoren ergeben sich geringfügige Veränderungen in der Wertschöpfung – es wird zwar mit unterschiedlicher – energiesparender – Technologie gearbeitet, und die Dienstleistungen sind z.T. unterschiedlich, werden aber in denselben Branchen verbucht. Z.B. wird weniger physisch transportiert, dafür nimmt die Kommunikation zu (Virtualisierung des Austauschs) – beides wird in der Verkehr und Nachrichtenübermittlung verbucht und die Wertschöpfung bleibt in der Summe nahezu gleich. Insgesamt profitiert der Dienstleistungssektor von dem ambitionierten CO₂-Reduktionspfad, die Wertschöpfung liegt im Jahr 2050 im Innovationsszenario um 92,1 Mrd. € (4,2 %) höher als im Referenzszenario (vgl. Tabelle 6.1-14, Abbildung 6.1-11).

Tabelle 6.1-14: Szenarienvergleich: Erwerbstätige (in 1.000) und Bruttowertschöpfung (in Mrd. €) im Dienstleistungssektor nach Branchen, 2005 – 2050

		Referenzszenario					Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
Erwerbstätige (in 1000)										
Landwirtschaft, Gärtnerei	853	702	611	533	464	728	649	580	516	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1.673	1.331	1.188	1.061	953	1.347	1.210	1.087	980	
Baugewerbe	2.185	1.968	1.834	1.686	1.597	2.115	2.063	1.979	1.940	
Handel	5.903	5.628	5.345	5.081	4.813	5.646	5.373	5.116	4.852	
Kreditinst./ Versicherungen	1.239	1.127	1.082	1.037	1.005	1.181	1.164	1.141	1.120	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	2.118	2.187	2.179	2.175	2.132	2.187	2.179	2.175	2.132	
Sonstige priv. Dienstleistungen	9.675	11.089	10.478	9.834	9.574	11.097	10.490	9.848	9.590	
Gesundheitswesen	4.036	4.830	4.655	4.504	4.625	4.930	4.806	4.693	4.849	
Unterrichtswesen	2.281	2.521	2.403	2.298	2.282	2.522	2.404	2.300	2.284	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	2.298	2.059	1.857	1.676	1.534	2.060	1.858	1.677	1.535	
Verteidigung	373	350	350	350	350	350	351	351	351	
Gesamt Branchen	32.634	33.792	31.982	30.235	29.329	34.163	32.546	30.947	30.150	
Bruttowertschöpfung (in Mrd. €)										
Landwirtschaft, Gärtnerei	23	23	23	23	23	25	25	26	27	
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	68	77	80	82	86	79	82	85	89	
Baugewerbe	76	71	69	66	65	82	89	94	102	
Handel	215	234	252	268	294	236	254	271	297	
Kreditinst./ Versicherungen	69	85	90	95	107	91	101	111	128	
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	114	145	159	173	196	145	159	173	196	
Sonstige priv. Dienstleistungen	598	704	776	853	963	704	778	855	966	
Gesundheitswesen	141	178	192	209	233	184	204	225	253	
Unterrichtswesen	84	91	92	93	97	91	92	93	97	
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	99	111	108	107	108	111	108	107	108	
Verteidigung	16	19	20	22	25	19	20	22	25	
Gesamt Branchen	1.503	1.736	1.861	1.991	2.196	1.766	1.912	2.062	2.288	

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-11: Szenarienvergleich: Bruttowertschöpfung (in Mrd. €) im Dienstleistungssektor nach Branchen, 2005 und 2050



Quelle: Prognos 2009

6.1.2.2 Endenergie

Die spezifische Endenergienachfrage verringert sich in allen Branchen im Innovations-szenario deutlich gegenüber dem Referenzszenario (vgl. Tabelle 6.1-15). Dabei ist zu berücksichtigen werden, dass bereits im Referenzszenario die spezifischen Energiever-bräuche durchweg mehr als halbiert werden. Hierzu tragen vor allem die konsequente Reduktion des Raumwärmebedarfs sowie die hohen Effizienzsteigerungen bei der Be-leuchtung bei, die bereits mit der derzeit in Entwicklung befindlichen Technik möglich sind. Die hohen Reduktionen im Raumwärmebedarf sind vor allem der Tatsache geschuldet, dass in diesem Sektor die mittlere Lebensdauer der Gebäude relativ gering ist, ein Ge-bäude wird eher ersetzt als aufwändig saniert. Dadurch ist ein Großteil des Gebäudebe-stands in diesem Sektor bis 2050 umgeschlagen. Ebenfalls wird bereits in der Referenz von einer hohen Effizienzsteigerung aller Bürogeräte sowie der IuK-Netzwerktechnologie (Stichwort „Green IT“) ausgegangen. Diese Entwicklung wird vor allem deshalb voran getrieben, weil die Kosten für Energieversorgung und Kühlung von Servern sowie den damit verbundenen Platzbedarf mittlerweile einen spürbaren Posten im Budget zahlrei-cher stark von IT abhängiger Branchen (wie z. B. Banken, Versicherungen) ausmachen.

Im Innovationsszenario werden weitere Einsparungen durch Prozessveränderungen, z. B. bei der Erzeugung von Prozesswärme und Kälte sowie durch effizientere Nutzung von mechanischer Energie (effizientere Motoren und Pumpen, Miniaturisierung von Prozes-sen), Steuerung und Regelung sowie veränderte Produkte, Werkstoffe und Dienstleistun-gen ermöglicht.

Tabelle 6.1-15: Szenarienvergleich: spezifischer Energieverbrauch im Dienstleistungssektor von 2005 – 2050, in PJ/Mrd. € sowie indexiert auf das Jahr 2005

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
spezifischer Verbrauch									
Landwirtschaft, Gärtnerei	5,48	4,09	3,38	2,92	2,44	3,62	2,69	2,10	1,63
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	1,54	1,00	0,80	0,69	0,58	0,88	0,62	0,49	0,38
Baugewerbe	1,04	0,83	0,69	0,60	0,53	0,68	0,49	0,38	0,30
Handel	1,39	0,98	0,75	0,67	0,55	0,82	0,51	0,38	0,28
Kreditinst./ Versicherungen	0,65	0,43	0,34	0,29	0,24	0,36	0,24	0,19	0,15
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	0,49	0,32	0,22	0,17	0,13	0,28	0,17	0,12	0,09
Sonstige priv. Dienstleistungen	0,53	0,39	0,30	0,26	0,22	0,35	0,23	0,18	0,14
Gesundheitswesen	1,34	0,89	0,59	0,41	0,33	0,76	0,44	0,29	0,23
Unterrichtswesen	1,02	0,70	0,45	0,32	0,25	0,60	0,31	0,20	0,15
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	1,34	0,90	0,67	0,52	0,42	0,78	0,50	0,35	0,27
Verteidigung	1,93	1,46	1,24	1,07	0,91	1,38	1,13	0,94	0,78
spezifischer Verbrauch, indexiert									
Landwirtschaft, Gärtnerei	100	75	62	53	45	66	49	38	30
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	100	65	52	45	38	57	41	32	25
Baugewerbe	100	80	66	57	51	65	47	36	29
Handel	100	71	54	48	39	59	37	28	20
Kreditinst./ Versicherungen	100	66	52	45	37	55	37	29	23
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	100	66	46	34	26	58	35	25	19
Sonstige priv. Dienstleistungen	100	75	58	49	42	66	44	34	27
Gesundheitswesen	100	67	44	31	25	57	33	22	17
Unterrichtswesen	100	69	45	31	24	59	31	19	14
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	100	67	50	39	31	58	37	26	20
Verteidigung	100	75	64	55	47	71	58	49	40

Quelle: Prognos 2009

Die integrierte Endenergienachfrage nach Branchen, Energieträgern sowie Verwendungszwecken in den beiden Szenarien ist in Tabelle 6.1-16 dargestellt. Bereits im Referenzszenario wird der Anstieg der Bruttowertschöpfung von ca. 46 % zwischen 2005 und 2050 durch eine überproportionale Erhöhung der Energieeffizienz überkompensiert – der Endenergieverbrauch des Jahres 2050 liegt im Referenzszenario um 50 % unter dem Energieverbrauch im Jahr 2005, im Innovationsszenario sind es 67 %.

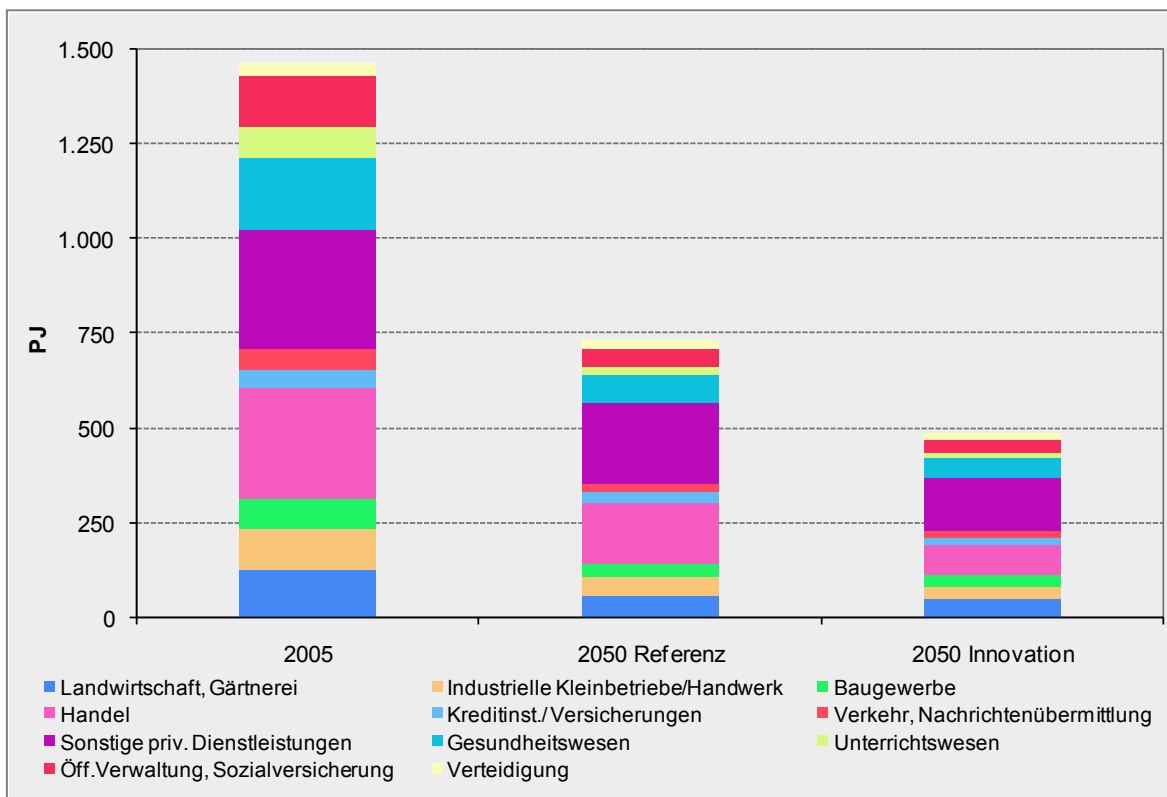
Zu den Reduktionen tragen alle Branchen bei, je nach Ausprägung der begrenzenden Faktoren Prozesswärme und mechanische Energie in unterschiedlichem Maße. Die nochmalige Verringerung der spezifischen Energieverbräuche variiert von ca. 15 % (Verteidigung) bis knapp 50 % (Handel), was sich bei der jeweiligen Wertschöpfungsentwicklung allerdings nicht in einer deutlichen Strukturverschiebung im Energieverbrauch nach Branchen auswirkt (vgl. Abbildung 6.1-12).

Tabelle 6.1-16: Szenarienvergleich: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor 2005 – 2050, nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern, in PJ

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Branchen									
Landwirtschaft, Gärtnerei	127	95	78	67	57	89	68	55	45
Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk	104	77	63	56	50	69	51	41	34
Baugewerbe	79	59	47	39	35	56	43	35	31
Handel	298	230	189	180	160	194	130	104	82
Kreditinst./ Versicherungen	45	36	30	28	25	32	25	21	19
Verkehr, Nachrichtenübermittlung	55	47	35	29	25	41	27	21	18
Sonstige priv. Dienstleistungen	315	277	236	222	211	243	181	153	136
Gesundheitswesen	189	158	114	86	76	141	89	66	59
Unterrichtswesen	85	63	42	30	24	54	29	18	14
Öff.Verwaltung, Sozialversicherung	133	100	73	56	45	86	54	38	29
Verteidigung	32	27	25	24	22	26	23	21	19
Gesamt Branchen	1.462	1.169	933	815	731	1.031	720	574	486
Verwendungszwecke									
Raumwärme	664	415	189	53	7	347	108	18	2
Prozesswärme	310	310	301	292	291	300	283	265	256
Kühlen und Lüften	65	85	137	213	215	63	79	96	75
Beleuchtung	148	119	97	80	66	95	64	43	30
Bürogeräte	56	52	45	36	28	46	36	26	18
Kraft	220	189	165	142	124	180	151	126	106
Gesamt Verwendungszwecke	1.462	1.169	933	815	731	1.031	720	574	486
Energieträger									
Kohle	5	0	0	0	0	0	0	0	0
Öl	279	159	80	30	20	140	57	19	15
Gas	515	394	256	171	147	350	201	141	130
Strom	443	415	426	465	439	354	310	282	229
Fernwärme	96	69	43	28	22	61	34	22	19
Erneuerbare (ohne Biokraftstoffe)	10	34	41	44	35	32	37	39	32
Kraftstoffe (inkl. Biokraftstoffe)	114	98	87	76	67	94	82	70	60
Gesamt Energieträger	1.462	1.169	933	815	731	1.031	720	574	486

Quelle: Prognos 2009

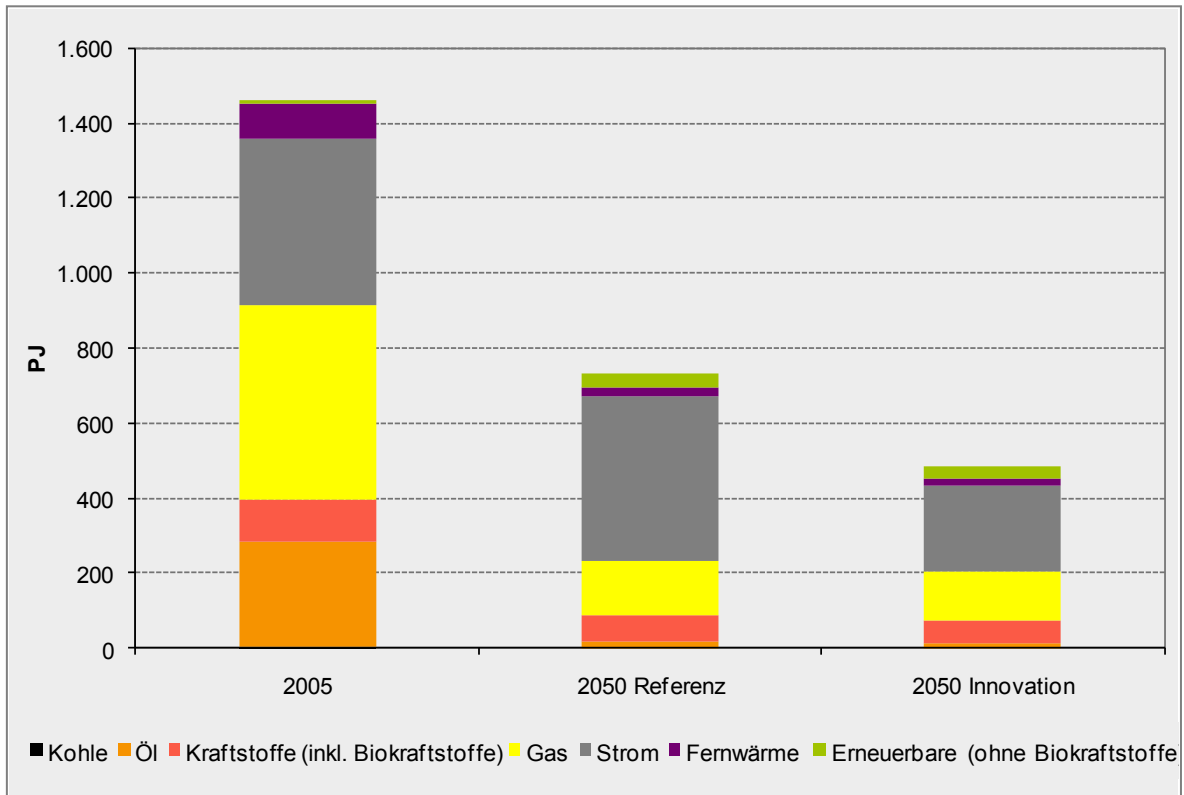
Abbildung 6.1-12: Szenarienvergleich: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor 2005 und 2050, nach Branchen, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Bezogen auf Energieträger und Verwendungszwecke ist die Reduktion im Innovations-szenario im Vergleich mit dem Referenzszenario hauptsächlich auf eine massive Absen-kung des Stromverbrauchs für Beleuchtung, Lüftung und Kühlung zurückzuführen.

Abbildung 6.1-13: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor im Jahr 2005 und 2050 nach Energieträgern, in PJ

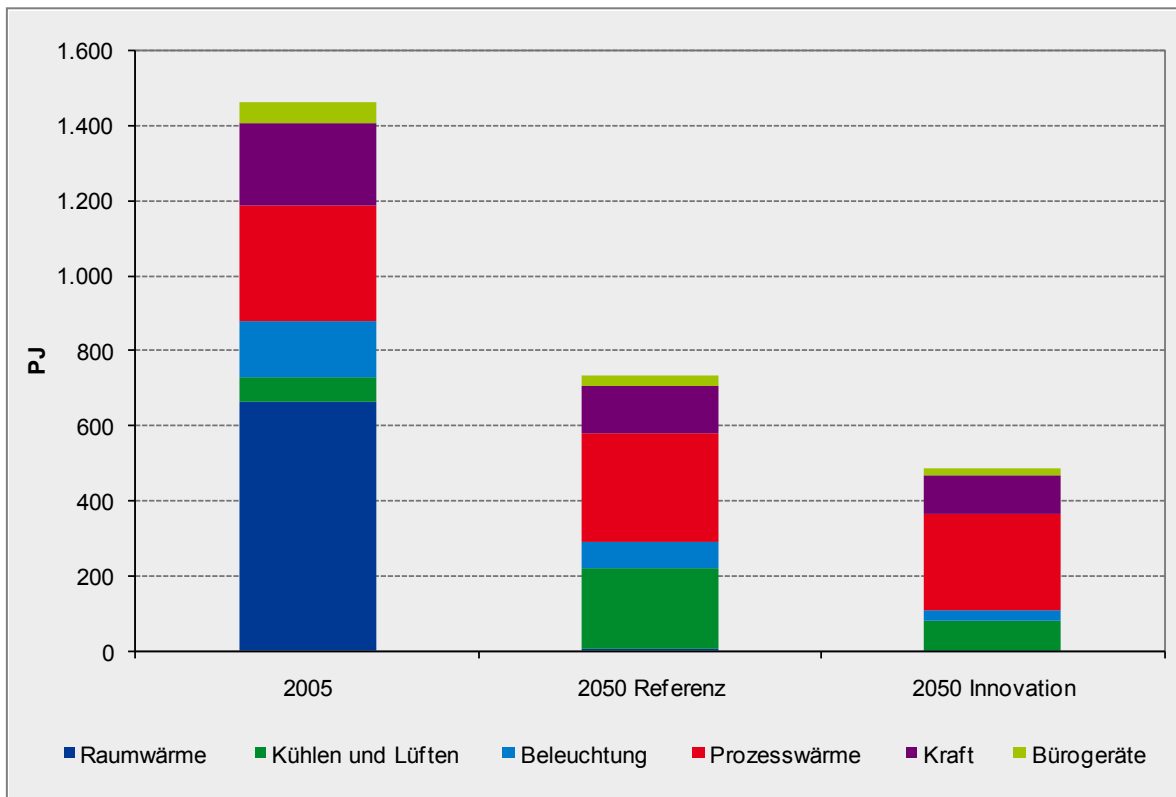


Quelle: Prognos 2009

Der „Sockel“ an Gas und Heizöl ist primär auf den Einsatz in der Prozesswärmeerzeugung zurückzuführen. Aufgrund der prioritären Nutzung der Bioenergieträger im Verkehr steht nicht genügend Biogas zur Verfügung, das hier vom technischen Standpunkt gesehen ebenfalls zum Einsatz kommen könnte. Eine Substitution in der Prozesswärmeerzeugung zu Strom wurde nur in sehr geringem Maße unterstellt (bei gleichzeitiger hoher Effizienzsteigerung). Bei den Erneuerbaren handelt es sich vornehmlich um solarthermische Warmwassererzeugung sowie Solar- und Umgebungswärme beim Einsatz von Wärmepumpen zur Erzeugung von Raum- sowie Warmwasserwärme und -kühlung.

Abbildung 6.1-14 zeigt die Aufteilung der Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken. Deutlich wird die Reduktion der Raumwärmenachfrage auf nahezu Null in beiden Szenarien. Im Referenzszenario zeigt sich, dass die Klimaerwärmung einen deutlichen Anstieg des Bedarfs an Raumkühlung erwarten lässt, der künftig einen erheblichen Anteil am Energieverbrauch des Sektors ausmacht, sofern hier nicht alle verfügbaren Effizienzpotenziale konzentriert ausgeschöpft werden. Die Durchdringung mit Kühlungsoptionen im Jahr 2050 ist in beiden Szenarien gleich, technisch wird die Nutzenergie jedoch im Innovationsszenario durch innovative Technologien, insbesondere bivalente Wärmepumpen, z. T. gasbetrieben, die im Sommer kühlen und im Winter heizen sowie durch solare Kühlung, bereit gestellt. Die beiden Blöcke „Prozesswärme“ und „mechanische Energie“ sind durch Effizienzmaßnahmen nicht beliebig zu reduzieren, da es physikalische Untergrenzen gibt, die im realen Prozess nie erreicht werden können.

Abbildung 6.1-14: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken im Jahr 2005 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

6.1.3 Die Endenergienachfrage des Sektors Industrie

6.1.3.1 Rahmendaten

Tabelle 6.1-17 weist die Industrieproduktion nach Branchen in den beiden Szenarien aus. Die Priorität auf CO₂-Reduktion und Energieeffizienz führt zu einer leichten Verschiebung der Branchenstruktur und letztlich zu einer geringfügigen Produktionseinschränkung in 2050 (0,7 %) im Industriesektor zugunsten einer verstärkten Wertschöpfung des Dienstleistungssektors (+ 4 %, vgl. Kap. 6.1.2.1). Innerhalb der Industrie profitiert insbesondere die Chemie- und Kunststoffbranche, aber auch Glas und Keramik von der Entwicklung neuer Werkstoffe sowie insbesondere der Nachfrage nach Hochleistungs-Wärmedämmstoffen, Hochleistungsfenstern etc. als Folge der energetisch hochwertigen Gebäudesanierung. Die energieintensive Metallerzeugung (sowohl ferröse als auch nonferröse Metalle) ist in dieser Materialrevolution der Substitutionsverlierer: Es kommen maßgeschneiderte Werkstoffe und Bautechniken auf den Markt, die Metalle ersetzen oder sie als Teil von Kompositen oder komplett neuartigen Verbindungen benötigen, so dass sowohl Mengen als auch Wertschöpfung in diesen Branchen zurück gehen. Es wird auch damit gerechnet, dass ein Teil der Produktion in Weltregionen verlagert wird, in denen die entsprechenden konzentrierten Energiepotenziale vorhanden sind.

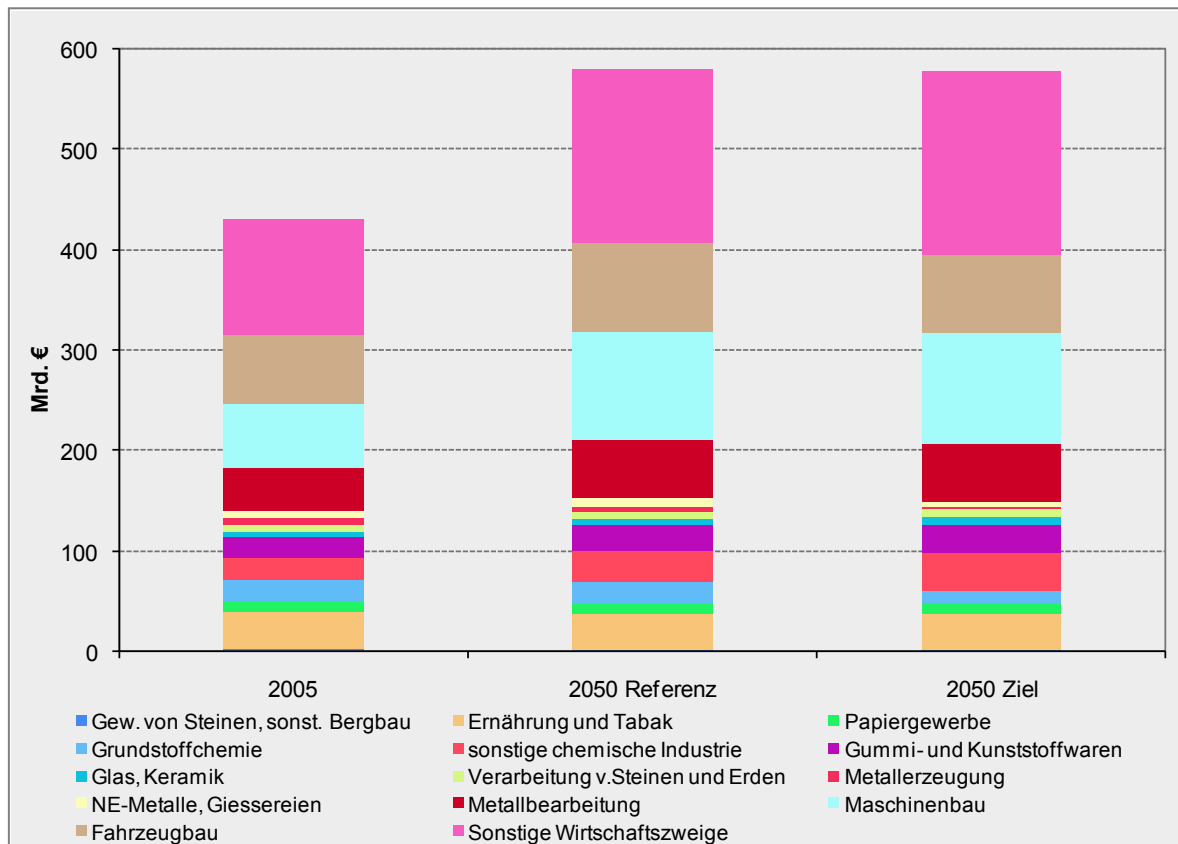
Der Fahrzeugbau produziert insgesamt weniger, kleinere und leichtere Fahrzeuge als im Referenzszenario und stemmt den Übergang zur weit gehenden Elektromobilität. In den sonstigen Wirtschaftszweigen ist u.a. die Energieindustrie samt Verteil- und Zulieferindustrien (Messelektronik etc.) enthalten, deren Produktion durch den Umbau des Elektrizitätssektors erheblich gewinnt. Der Maschinenbau bleibt trotz deutlicher Veränderungen in der Binnenstruktur (Effizienztechnologien, andere Arten von Maschinen, erhöhter Anteil an Steuerungselektronik) weiterhin die große Wachstumsbranche. Insgesamt ändert sich die Branchenstruktur nicht dramatisch. Es bricht keine „Schlüsselbranche“ weg, von der die Volkswirtschaft empfindlich abhängig wäre (vergl. auch Tabelle 6.1-17, Abbildung 6.1-15). Die unterschiedliche Entwicklung der energieintensiven und der anderen Branchen in den beiden Szenarien ist in Abbildung 6.1-16 abgebildet.

Tabelle 6.1-17: Szenarienvergleich: Industrieproduktion (Abgrenzung der Energiebilanz), 2005 – 2050, in Mrd. € (Preise von 2000)

	Referenzszenario					Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	2005	2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	1,9	1,3	1,1	1,0	0,9	1,9	1,2	1,0	0,9	0,8
Ernährung und Tabak	37,3	37,0	36,3	35,7	37,0	37,3	37,0	36,4	35,9	37,2
Papiergewerbe	10,4	11,1	10,6	10,5	10,7	10,4	11,1	10,7	10,6	10,9
Grundstoffchemie	20,7	20,1	19,1	19,0	19,8	20,7	17,6	14,9	13,0	12,0
sonstige chemische Industrie	23,0	29,0	29,7	30,4	32,0	23,0	30,7	32,7	34,6	37,4
Gummi- und Kunststoffwaren	20,6	24,0	24,2	24,5	25,5	20,6	25,0	26,0	27,1	28,9
Glas, Keramik	5,2	6,3	5,9	5,7	5,7	5,2	6,6	6,4	6,4	6,7
Verarbeitung v.Steinen und Erden	8,0	7,9	7,8	7,7	8,0	8,0	8,2	8,2	8,4	8,9
Metallerzeugung	6,0	5,9	4,9	4,4	4,4	6,0	5,2	3,8	2,8	2,2
NE-Metalle, Giessereien	8,3	8,9	8,8	8,8	8,9	8,3	7,5	6,4	5,4	4,5
Metallbearbeitung	41,3	51,5	53,1	54,6	57,3	41,3	51,6	53,4	55,1	57,9
Maschinenbau	64,0	91,9	97,9	102,4	108,7	64,0	91,9	98,0	102,4	108,8
Fahrzeugbau	68,0	77,8	80,7	84,3	89,3	68,0	74,4	75,0	76,3	78,8
Sonstige Wirtschaftszweige	115,5	149,6	158,1	164,5	173,2	115,5	152,9	163,7	172,4	183,5
Gesamt Industrieproduktion	430,3	522,0	538,1	553,4	581,3	430,3	521,1	536,6	551,2	578,4

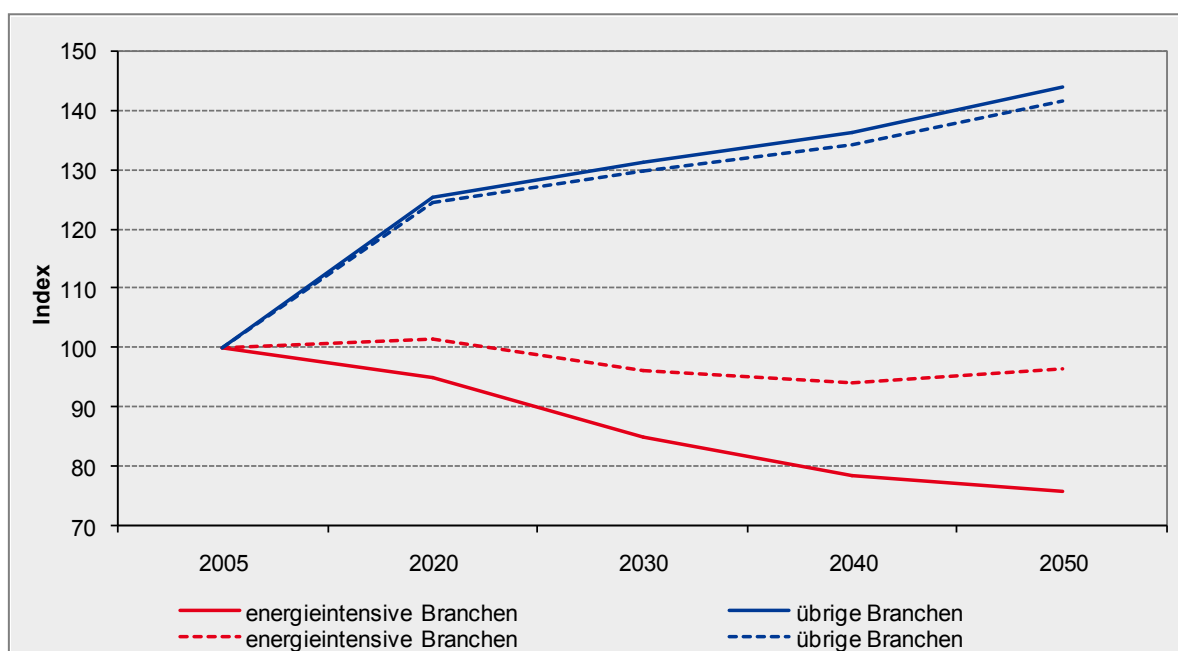
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-15: Szenarienvergleich: Industrieproduktion nach Branchen 2005 und 2050, in Mrd. € (Preise von 2000)



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-16: Szenarienvergleich: Industrieproduktion der energieintensiven Branchen und der übrigen Branchen, 2005 bis 2050, indexiert, Referenzszenario (gestrichelt), Innovationsszenario (durchgezogen)



Quelle: Prognos 2009

6.1.3.2 Endenergienachfrage

Der spezifische Energieverbrauch je Produktionswert sinkt in allen Branchen im Referenzszenario ab, im Durchschnitt liegt er 2050 bei 58 % des Wertes von 2005. Dies bedeutet eine durchschnittliche jährliche Effizienzsteigerung um ca. 1,2 %. Im Innovations-szenario sinkt der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch bis 2050 auf 35 % des 2005er Wertes, das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Effizienzsteigerung um ca. 2,3 %.

Der spezifische Energieverbrauch verändert sich in den einzelnen Branchen unterschiedlich (vgl. Tabelle 6.1-18).

Tabelle 6.1-18: Szenarienvergleich: Spezifische Energieverbräuche in den Industriebranchen 2005 - 2050, in PJ/Mrd. €

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario				
		2020	2030	2040	2050	2005	2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	10,3	7,5	6,8	6,1	5,5	10,3	5,7	4,5	3,7	3,4
Ernährung und Tabak	5,4	4,8	4,5	4,2	3,9	5,4	3,7	3,0	2,6	2,5
Papiergewerbe	21,1	20,2	19,4	18,7	18,0	21,1	16,2	14,1	13,1	12,9
Grundstoffchemie	17,5	14,3	13,6	13,0	12,5	17,5	11,4	9,9	9,1	9,0
sonstige chemische Industrie	3,4	3,1	2,8	2,6	2,4	3,4	2,3	1,9	1,7	1,6
Gummi- und Kunststoffwaren	3,7	3,4	3,2	3,0	2,9	3,7	2,6	2,2	2,0	1,9
Glas, Keramik	17,8	16,7	15,8	15,0	14,2	17,8	13,3	11,3	10,3	10,0
Verarbeitung v.Steinen und Erden	23,1	19,5	17,6	15,8	14,2	23,1	14,9	11,8	10,0	9,4
Metallerzeugung	89,0	80,0	76,1	73,3	69,6	89,0	71,7	65,2	61,8	59,4
NE-Metalle, Giessereien	16,8	14,2	13,5	12,8	12,1	16,8	11,4	9,8	8,9	8,7
Metallbearbeitung	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	2,5	1,8	1,5	1,3	1,3
Maschinenbau	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	1,2	0,8	0,7	0,6	0,6
Fahrzeugbau	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,9	1,2	1,0	0,9	0,9
Sonstige Wirtschaftszweige	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,8	1,2	1,0	0,9	0,9
Gesamt spez. Energieverbrauch	5,6	4,4	3,9	3,5	3,3	5,6	3,4	2,6	2,2	2,0

Quelle: Prognos 2009

In den energieintensiven Branchen sind die zusätzlichen spezifischen Einsparungen geringer als in den weniger energieintensiven Branchen. Dies liegt einerseits daran, dass es für Prozesse, die Prozesswärme und mechanische Energie benötigen, physikalische Untergrenzen gibt und weitere Effizienzsteigerungen vor allem in den Nebenprozessen „geholt“ werden müssen. Andererseits bedeutet Energie in den energieintensiven Branchen grundsätzlich einen spürbaren Kostenfaktor, an dem bereits seit einigen Jahren optimiert wird. Einsparungen im Kernprozess werden vor allem durch Prozess- und Materialinnovationen, weitere optimierte Steuerung und Miniaturisierung realisiert.

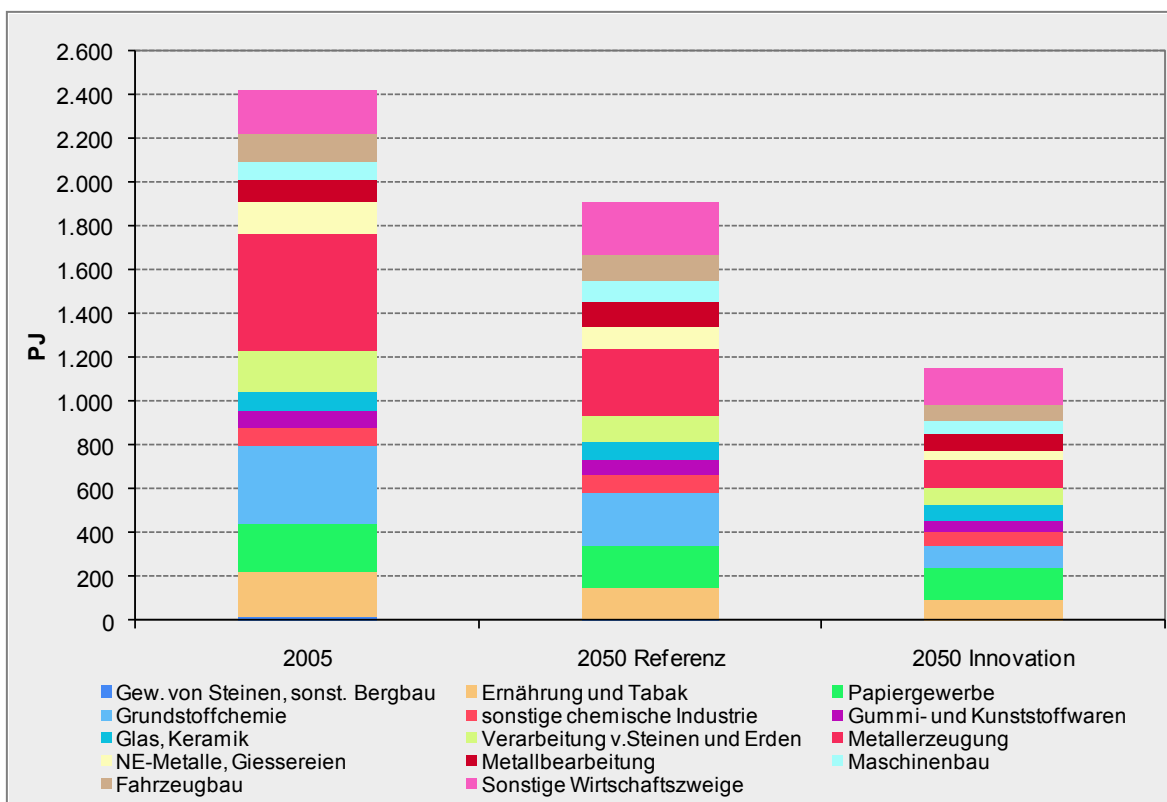
Damit ergibt sich der Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Tabelle 6.1-19 und Abbildung 6.1-17:

Tabelle 6.1-19: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Sektor Industrie nach Branchen 2005 - 2050, in PJ

	Referenzszenario					Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	2005	2020	2030	2040	2050
Gew. von Steinen, sonst. Bergbau	19	9	7	6	5	19	7	4	3	3
Ernährung und Tabak	201	179	163	149	143	201	136	109	95	94
Papiergewerbe	220	223	205	196	193	220	181	151	140	141
Grundstoffchemie	362	287	260	247	246	362	201	147	119	108
sonstige chemische Industrie	77	89	84	80	78	77	71	61	57	59
Gummi- und Kunststoffwaren	77	81	77	74	73	77	65	56	53	55
Glas, Keramik	92	105	94	85	81	92	87	73	66	67
Verarbeitung v.Steinen und Erden	185	154	136	122	113	185	122	97	84	83
Metallerzeugung	537	468	373	325	303	537	373	245	173	130
NE-Metalle, Giessereien	140	127	119	112	108	140	86	63	48	39
Metallbearbeitung	104	122	118	114	113	104	93	79	73	75
Maschinenbau	79	98	98	96	95	79	74	64	59	61
Fahrzeugbau	127	128	125	124	123	127	93	77	70	71
Sonstige Wirtschaftszweige	203	232	234	232	234	203	182	164	158	165
Gesamt Endenergienachfrage	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-17: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Industriesektors in den Jahren 2005 und 2050, nach Branchen, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Im Referenzszenario wird die Endenergienachfrage insgesamt um 21 % gesenkt, während sie im Innovationsszenario um 53 % zurück geht. Das Gewicht der energieintensiven Branchen am Gesamtverbrauch nimmt insgesamt ab.

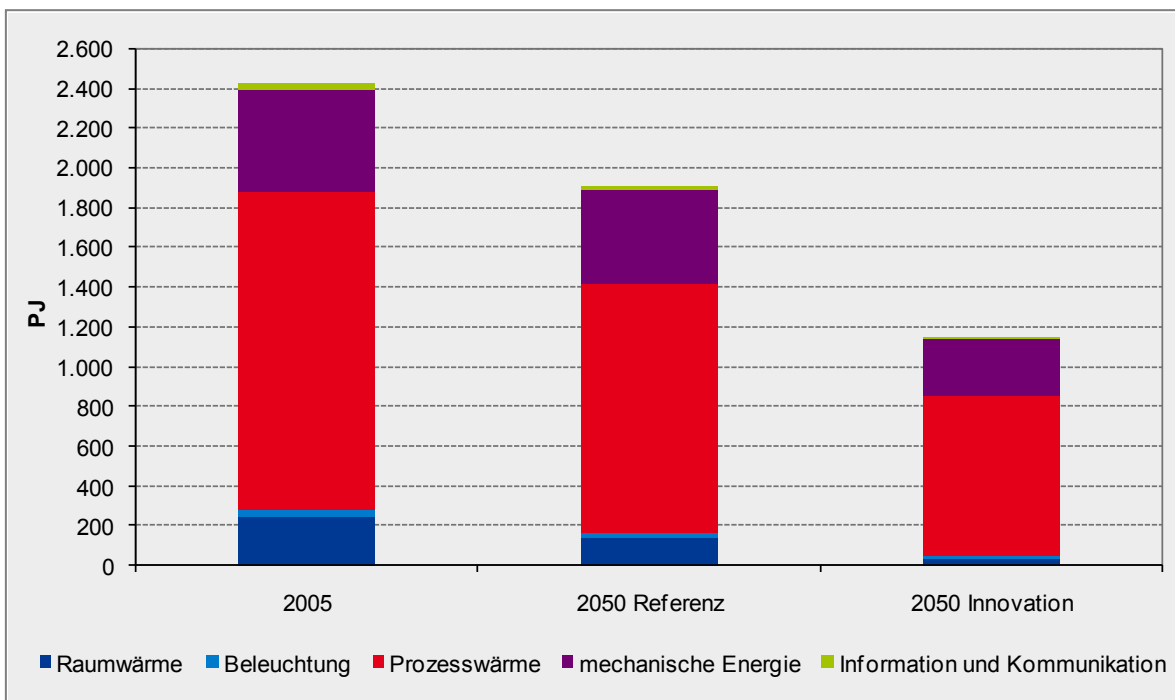
Der Vergleich der Endenergienachfrage im Industriesektor nach Verwendungszwecken ist in Tabelle 6.1-20 und Abbildung 6.1-18 dargestellt. Es dominieren weiterhin die Verwendungszwecke Prozesswärme sowie mechanische Energie, die benötigt werden, um materielle Dinge umzuwandeln sowie zu be- und verarbeiten. Der relative Anteil der Prozesswärme steigt im Innovationsszenario von 66 % im Jahr 2005 auf 70 % im Jahr 2050. Dies liegt daran, dass in allen anderen Bereichen, insbesondere Raumwärme, Beleuchtung und Hilfsenergie (Motoren, Pumpen, Druckluft) die Einsparpotenziale größer sind.

Tabelle 6.1-20: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken 2005 - 2050, in PJ

	Referenzszenario					Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	2005	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	240	182	162	147	138	240	89	53	38	35
Prozesswärme	1.597	1.524	1.376	1.283	1.248	1.597	1.239	983	844	801
mechanische Energie	516	527	496	475	469	516	403	329	295	293
Information und Kommunikation	33	31	27	24	23	33	18	12	10	10
Beleuchtung	39	37	34	31	30	39	20	14	11	11
Gesamt Endenergienachfrage	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.1-18: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Verwendungszwecken, in den Jahren 2005 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Der Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern ist in Tabelle 6.1-21 und Abbildung 6.1-19 dargestellt. Insbesondere in der Metallurgie bleibt auch im Innovationsszenario ein Anteil an Kohlen zum Einsatz für die direkte Produktion von Hochtemperatur-Prozesswärme sowie Reduktionsprozesse im Mix erhalten. Hauptenergieträger in der Prozesswärmeproduktion ist Gas, das hocheffizient genutzt wird.

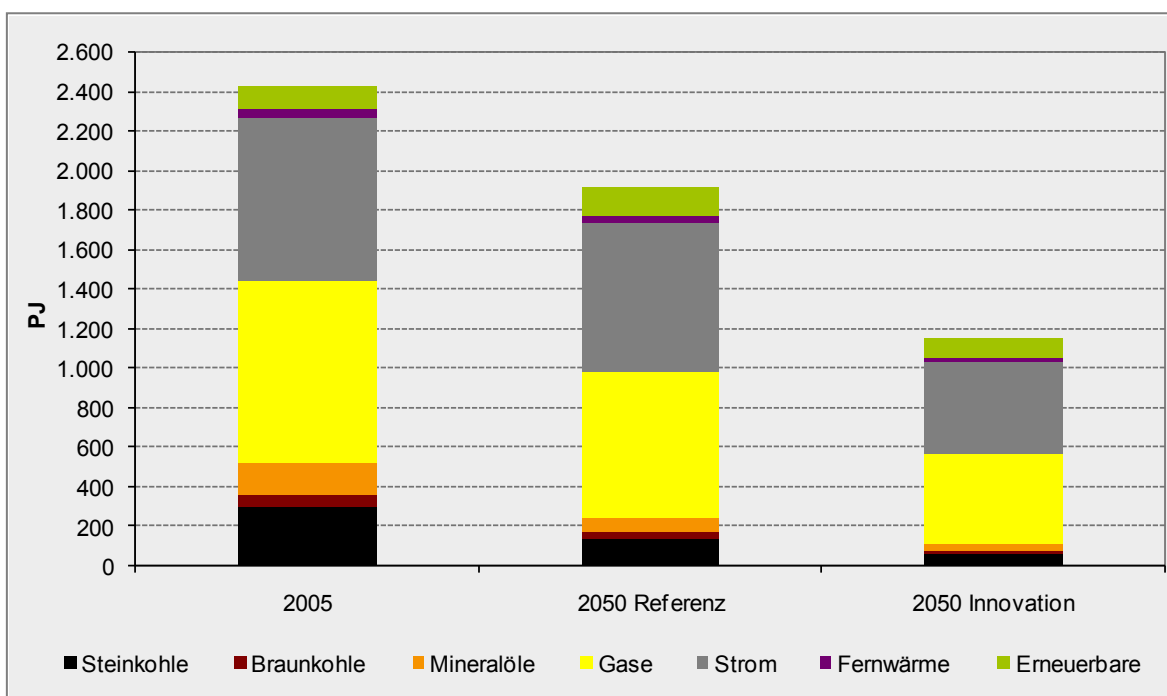
Tabelle 6.1-21: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Sektor Industrie nach Energieträgern 2005 - 2050, in PJ

	Referenzszenario					Innovationsszenario				
	2005	2020	2030	2040	2050	2005	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	296	252	193	158	137	296	206	130	83	55
Braunkohle	59	48	41	35	32	59	38	29	24	22
Mineralöle	162	132	107	87	72	162	93	61	43	35
darunter: Heizöl leicht	77	63	54	45	38	77	44	31	23	20
Heizöl schwer	67	55	42	33	27	67	39	24	16	11
übrige Mineralölprodukte	19	14	11	9	7	19	10	7	5	4
Gase	921	883	807	759	742	921	677	536	467	451
darunter: Naturgase	800	780	724	687	674	800	597	484	429	422
Flüssiggas, Raffineriegas	11	13	11	9	8	11	9	6	4	3
Kokereigas	33	27	22	19	18	33	21	14	10	8
Gichtgas	77	63	50	44	42	77	49	33	24	18
Erneuerbare	118	129	132	137	144	118	103	96	97	104
Strom	823	814	773	748	746	823	623	517	467	466
Fernwärme	45	43	40	37	35	45	28	21	17	16
Gesamt Endenergienachfrage	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	2.424	1.769	1.391	1.199	1.149

Quelle: Prognos 2009

Die Bedeutung des Stroms im gesamten Energieträgermix nimmt geringfügig zu – von 34 % im Jahr 2005 auf 39 % im Jahr 2050 im Referenzszenario und auf 41 % im Innovationsszenario. Dieser vergleichsweise moderate Anstieg hat seinen Grund in konsequenten Effizienzmaßnahmen bei den Hilfsenergien sowie in der Reduktion des Niedertemperaturwärmebedarfs, so dass kaum Substitutionen in den Strom hinein erfolgen.

Abbildung 6.1-19: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern in den Jahren 2005 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Die Möglichkeiten zum direkten Einsatz von erneuerbaren Energien sind in der Industrie beschränkt: Hauptsächlich kommen Solarwärme, Umgebungswärme und Geothermie zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme und in standortgünstigen Ausnahmefällen

Geothermie zur Erzeugung höhergrädiger Wärme oder in der KWK in Frage. Insbesondere im Innovationsszenario werden die anfallenden Abfälle und biogenen Reststoffe bewusst nicht im Industriesektor energetisch verwertet, sondern im Verkehrssektor genutzt. Daher steigt der Anteil Erneuerbarer zwar von 5 % im Jahr 2005 auf 8 % im Jahr 2050 im Referenzszenario und auf 9 % im Innovationsszenario, bleibt aber aus technischen Gründen begrenzt.

6.1.4 Die Endenergienachfrage des Verkehrssektors

6.1.4.1 Rahmendaten, Verkehrsleistungen

Die Verkehrsleistungen unterschieden sich in den beiden Szenarien nur marginal. Deutschland bleibt ein Transitland für den internationalen Handel und nimmt als weiterhin exportorientiertes Land aktiv daran teil. Die Güterverkehrsleistungen wächst zwischen 2005 und 2050 in beiden Szenarien um über 80 %.

Die Personenverkehrsleistung hängt vor allem von Pendel- und Freizeitverkehren ab und entwickelt sich in der weiterhin unterstellten Situation einer Sättigung mit Fahrzeugen und Zeitbudgets für Mobilität in Relation zur erwachsenen Bevölkerung. Im Innovationszenario wird die Personenverkehrsleistung zwischen 2005 und 2050 um ca. 8 % verringert, während sie im Referenzszenario nur um 6 % abnimmt. Hierbei werden im Innovationsszenario geringfügig verringerte Pendelverkehre, ein bewussteres Freizeitverkehrsverhalten sowie ein Umstieg auf Langsamverkehr bei Kurzstrecken unterstellt.

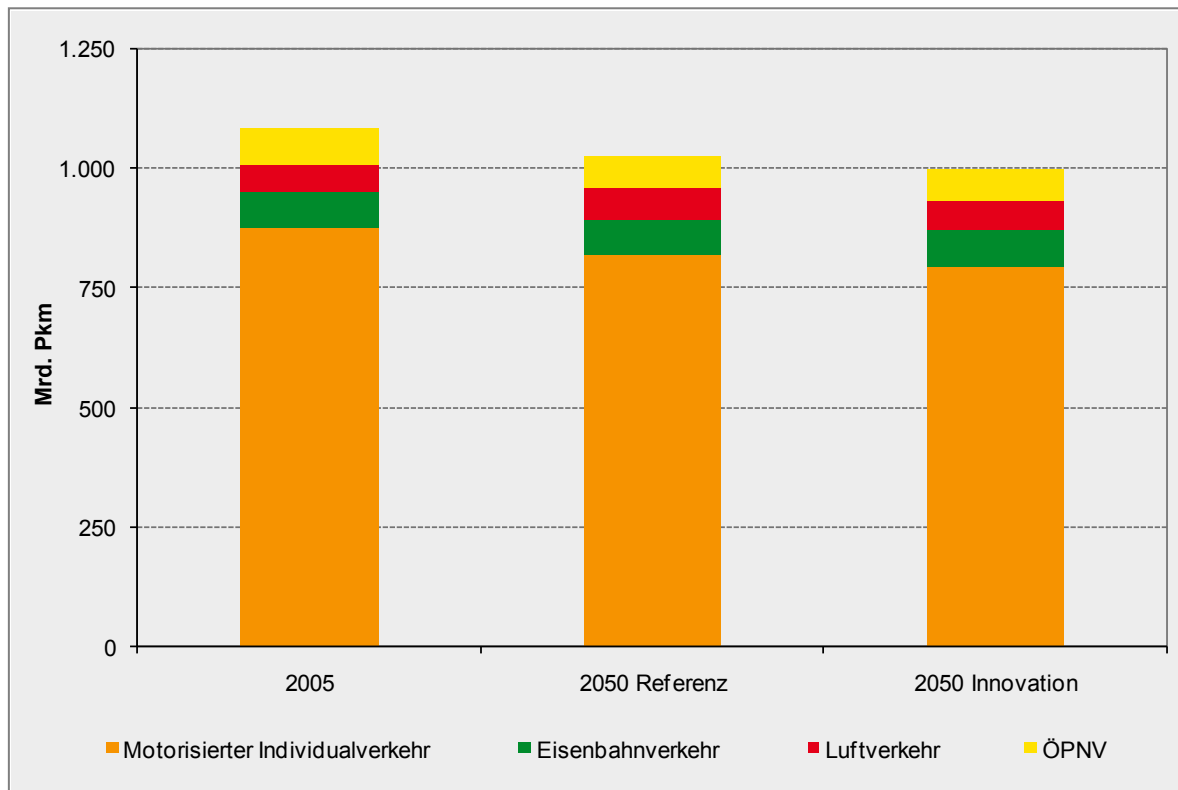
Verändert wird in den Szenarien der Mix der Verkehrsträger: Beim Personenverkehr erscheint die Verlagerung auf die Schiene in signifikantem Ausmaß Fachleuten – auch angesichts der demographischen Entwicklung – nahezu unmöglich. Bis 2050 werden ca. 0.5 % Verringerung des Anteils der Straße an den Personenverkehrsleistungen im Szenarienvergleich als realistisch angenommen. Tabelle 6.1-22 weist die Personenverkehrsleistungen im Szenarienvergleich aus, Tabelle 6.1-23 die Güterverkehrsleistungen.

Tabelle 6.1-22: Szenarienvergleich: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, in Mrd. Personenkilometern, 2005 – 2050

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Motorisierter Individualverkehr	876	889	884	860	819	880	867	839	793
PKW	857	871	867	845	805	862	851	824	781
Zweiräder	19	18	17	16	14	18	16	14	13
Eisenbahnverkehr	77	81	81	78	74	81	81	79	76
Schienenbahnverkehr	43	44	43	42	40	44	44	43	41
Schienenfernverkehr	34	37	37	36	34	36	37	36	35
ÖPNV	79	74	70	68	64	74	70	68	66
Strassen-, Stadt-, U-Bahnen	15	16	15	15	14	16	15	15	14
Busse	63	58	55	53	50	58	55	53	51
Luftverkehr	53	68	69	68	66	67	68	66	63
Insgesamt Personenverkehrsleistung	1.084	1.111	1.104	1.075	1.023	1.101	1.087	1.052	998
Anteile in %									
Motorisierter Individualverkehr	80,8	80,0	80,0	80,0	80,0	79,9	79,8	79,7	79,5
Eisenbahnverkehr	7,1	7,3	7,3	7,3	7,2	7,3	7,5	7,5	7,6
ÖPNV	7,2	6,6	6,4	6,3	6,3	6,7	6,5	6,5	6,6
Luftverkehr	4,9	6,1	6,3	6,4	6,4	6,1	6,2	6,3	6,3

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 6.1-20: Szenarienvergleich: Personenverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2005 und 2050, in Mrd. Personenkilometern



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

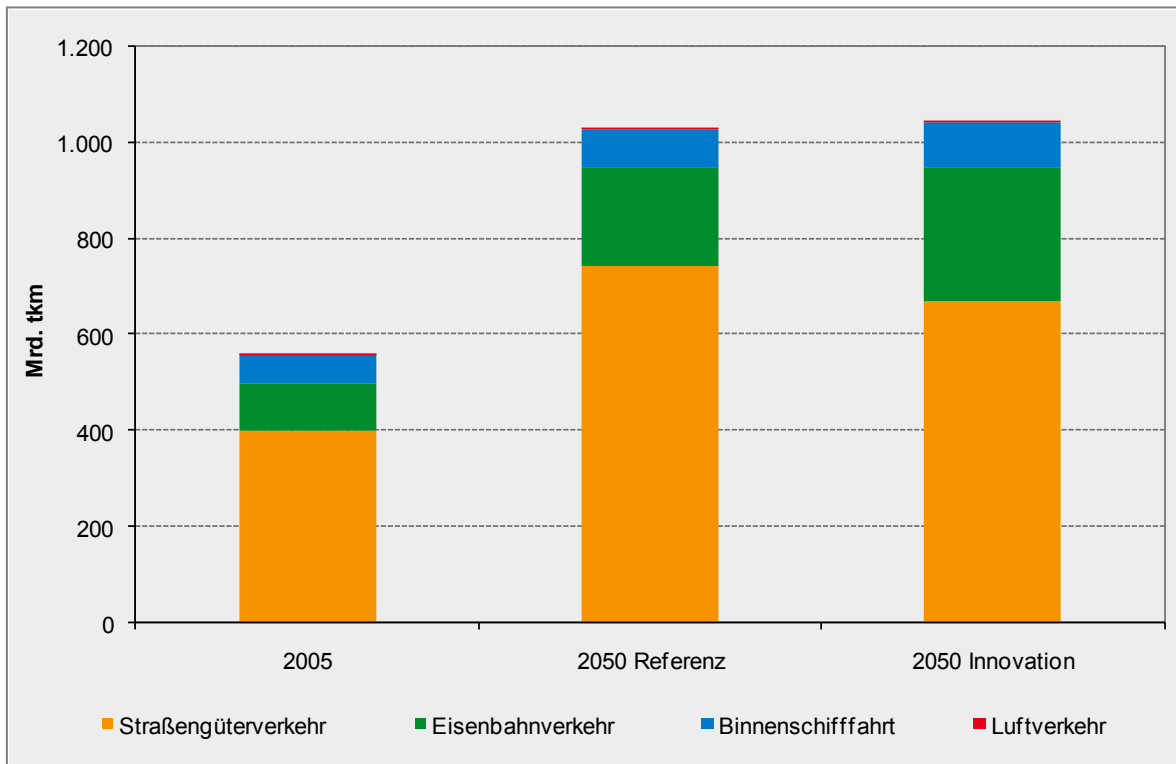
Im Innovationsszenario wird insbesondere im Güterverkehr der Anteil der Schiene an den Verkehrsleistungen im Vergleich zum Referenzszenario in 2050 um gut ein Drittel erhöht. Dies erfolgt unter der Annahme deutlich verbesserter Auslastungen des vorhandenen Netzes. Eine Ergänzung der Schieneninfrastruktur um ein „drittes Gleis“ wird nicht unterstellt. Die Verlagerung auf die Schiene zieht allerdings neue Verteilverkehre, v.a. auf der Straße nach sich, so dass die Güterverkehrsleistungen im Innovationsszenario 2050 im Vergleich zum Referenzszenario geringfügig (ca. 1,3 %) höher liegen. Neben der Schiene profitiert die Binnenschifffahrt von einer Verlagerung: Wachsen die Verkehrsleistungen auf dem Wasser im Referenzszenario zwischen 2005 und 2050 um ca. 20 %, so nehmen sie im Innovationsszenario um 48 % zu.

Tabelle 6.1-23: Szenarienvergleich: Güterverkehrsleistungen, in Mrd. Tonnenkilometern, 2005 – 2050

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Straßengüterverkehr	403	565	634	684	744	550	604	635	671
deutsche Lkw/Sattelzugmaschinen	272	365	406	441	533	355	387	409	434
Fernverkehr	196	285	326	360	452	275	307	328	353
Nah-/Regionalverkehr	75	80	80	80	81	80	80	80	81
ausländische Lkw/Sattelzugmaschinen	131	199	228	243	211	195	217	226	237
Eisenbahnverkehr	95	141	162	182	206	156	192	232	278
Binnenschifffahrt	64	67	72	75	79	71	78	85	95
Luftverkehr	1	2	2	3	4	2	2	3	3
Insgesamt Güterverkehrsleistungen	563	775	869	944	1.033	779	876	953	1.047
Anteile in %									
Straßenverkehr	71,5	72,9	72,9	72,4	72,1	70,6	69,0	66,6	64,1
Eisenbahnverkehr	16,9	18,2	18,6	19,3	19,9	20,1	21,9	24,3	26,5
Binnenschifffahrt	11,4	8,7	8,3	8,0	7,6	9,1	8,9	8,9	9,1
Luftverkehr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2	0,3	0,3

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Abbildung 6.1-21: Szenarienvergleich: Güterverkehrsleistungen nach Verkehrsträgern, 2005 und 2050, in Mrd. Tonnenkilometern



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

6.1.4.2 Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs

Die wesentlichen den Energieverbrauch bestimmenden Faktoren im Verkehrssektor sind die Fahrzeugflotte mit dem Technologieshift zur Elektrifizierung im motorisierten Personenverkehr sowie die sukzessive Substitution von fossilen durch biogene Kraftstoffe, insbesondere im Güterverkehr.

Im **Personenverkehr** wird im Referenzszenario vor allem der konventionelle Fahrzeugpark weiterhin moderat verbessert, die Substitution von Benzin- und Diesel-PKW nimmt zu. Gasantriebe sowie teil- und später vollelektrische Antriebe werden allmählich eingeführt, machen aber insgesamt deutlich weniger als 50 % des gesamten Fahrzeugbestandes aus. Im Innovationsszenario hingegen wird die Einführung von Elektro-PKW und das Verschwinden von reinen benzin- oder dieselpetriebenen PKW als energie- und verkehrspolitische Strategie umgesetzt. Damit sind 2050 zwar noch einige Dieselfahrzeuge (aufgrund ihrer Langlebigkeit) im Park, die mit Biokraftstoffen betrieben werden. Sie machen aber weniger als 20 % des Bestandes im Referenzszenario aus. Den Hauptanteil stellen Hybridantriebe, mit Biokraftstoffen betrieben, reine Elektrofahrzeuge und Plug-In-Hybride. Reine wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-PKW haben 2050 keinen signifikanten Anteil im Mix. Es ist unwahrscheinlich, dass bis dahin die Probleme der Wasserstoffinfrastruktur gelöst sind, der Aufbau einer Strom-Infrastruktur erscheint heute realistischer. Die Bestimmungsgrößen für den Energieverbrauch von PKW und Kombis sind in Tabelle 6.1-24 zusammen gefasst.

Tabelle 6.1-24: Szenarienvergleich: Bestimmungsfaktoren des Energieverbrauchs von PKW und Kombifahrzeugen, 2005 – 2050

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Fahrzeugbestand (Tsd.)	45.521	48.491	48.739	47.835	45.828	48.491	48.739	47.835	45.828
Benzin, ohne Hybrid	36.050	29.078	24.025	16.382	7.915	26.999	14.624	5.253	0
Benzin, Hybrid	25	784	4.057	8.197	10.593	4.134	17.033	19.223	16.288
Dieselantrieb	9.392	17.314	17.560	15.239	10.823	15.840	10.255	5.401	1.739
Erdgasantrieb	20	493	815	1.091	1.640	507	1.330	2.429	2.805
Flüssiggasantrieb	32	457	710	1.064	1.570	510	1.312	2.423	2.800
Elektroantrieb	2	158	624	2.659	6.020	212	1.824	5.456	8.401
Plug-in Hybridantrieb	0	204	944	3.070	6.113	287	2.358	7.519	12.640
Brennstoffzellenantrieb	0	2	3	132	1.154	2	3	132	1.154
Jahresfahrleistung (Tsd. Fzkm/Fz)	12,8	12,4	12,4	12,4	12,3	12,3	12,2	12,0	11,9
Benzin, ohne Hybrid	10,9	9,4	9,9	10,8	11,6	9,7	11,1	11,5	11,8
Benzin, Hybrid	8,1	8,4	9,8	10,8	11,6	8,6	11,0	11,5	11,8
Dieselantrieb	19,9	17,6	16,5	15,4	14,4	17,5	16,3	14,7	13,2
Erdgasantrieb	15,7	16,6	16,5	15,4	14,4	16,5	16,3	14,7	13,2
Flüssiggasantrieb	15,7	16,6	16,5	15,4	14,4	16,5	16,3	14,7	13,2
Elektroantrieb	3,2	4,6	7,3	10,2	11,5	4,7	8,2	10,9	11,7
Plug-in Hybridantrieb	0,0	4,6	7,3	10,2	11,5	4,7	8,2	10,9	11,7
Brennstoffzellenantrieb	1,5	2,7	3,9	5,3	6,8	2,8	4,3	5,6	7,0
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	581,7	602,0	605,5	591,3	564,7	595,0	592,5	573,8	543,4
Benzin, ohne Hybrid	393,9	272,9	238,3	176,4	91,8	262,4	161,9	60,3	0,0
Benzin, Hybrid	0,2	6,5	39,8	88,3	122,8	35,8	186,7	220,7	191,9
Dieselantrieb	186,7	305,1	290,6	234,6	156,0	277,8	166,8	79,7	22,9
Erdgasantrieb	0,3	8,2	13,5	16,8	23,6	8,4	21,6	35,8	37,0
Flüssiggasantrieb	0,5	7,6	11,8	16,4	22,6	8,4	21,3	35,7	37,0
Elektroantrieb	0,0	0,7	4,6	27,0	69,4	1,0	14,9	59,2	98,5
Plug-in Hybridantrieb	0,0	0,9	6,9	31,2	70,5	1,4	19,2	81,6	148,1
Brennstoffzellenantrieb	0,0	0,0	0,0	0,7	7,9	0,0	0,0	0,7	8,0
Spezifischer Verbrauch									
PKW (Benzin, Diesel, Hybrid; l/100 km)	7,8	6,0	5,2	4,9	4,6	5,8	4,6	4,1	3,9
Benzin, ohne Hybrid (l/100 km)	8,3	6,7	5,8	5,4	5,0	6,4	5,2	4,7	4,2
Benzin, Hybrid (l/100 km)	6,2	5,0	4,4	4,0	3,8	4,8	3,9	3,5	3,2
Dieselantrieb (l/100 km)	6,8	5,4	4,9	4,7	4,5	5,4	4,8	4,4	4,3
Erdgasantrieb (kg/100km)	5,6	4,5	3,9	3,7	3,4	4,3	3,5	3,2	2,9
Flüssiggasantrieb (kg/100km)	6,1	4,9	4,3	4,0	3,7	4,7	3,8	3,4	3,1
Elektroantrieb (kWh / 100 km)	20,6	17,0	15,0	14,2	14,0	16,5	14,5	14,0	13,9
Plug-in Hybridantrieb (kWh / 100 km)		24,5	21,5	20,1	19,2	23,5	20,0	18,6	17,7
Brennstoffzelle (kg H ₂ / 100 km)	1,8	1,4	1,2	1,2	1,1	1,4	1,2	1,2	1,1
Besetzungsgrad (Pkm/Fzkm)	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die Jahresfahrleistungen im Innovationsszenario liegen als Folge des reduzierten individuellen motorisierten Personenverkehrs geringfügig niedriger als im Referenzszenario (um ca. ein halbes Prozent). Daraus folgen ebenfalls geringfügig verringerte Gesamtfahrleistungen.

Die spezifischen Verbräuche sind im Innovationsszenario gegenüber dem Referenzszenario deutlich durchweg niedriger – bei den verbrennungsmotorisch betriebenen Fahrzeugen als Folge verschärfter verkehrspolitischer Strategien, bei den teil- oder vollelektrisch betriebenen Fahrzeugen als Folge von Marktentwicklung und Skaleneffekten. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um den aggregierten Durchschnittsverbrauch der jeweiligen

Flotten handelt, nicht nur um Verbräuche von Neuwagen. Im Durchschnitt über die gesamte Flotte sinkt der Energieverbrauch je Fahrzeugkilometer im Referenzszenario um 51 %, im Innovationsszenario um 65 %. Umgerechnet auf das derzeit für die EU als Effizienzstandard bei PKW festgelegte Maß der CO₂-Emissionen je Fahrzeugkilometer sinken die mittleren Emissionen von 190 g/Fzkm im Jahr 2005 bis 2050 auf 82 g/Fzkm im Referenzszenario und auf 48 g/Fzkm im Innovationsszenario. Hierbei wurden die Biokraftstoffe mit dem CO₂-Faktor der fossilen Kraftstoffe bewertet.

Tabelle 6.1-25: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der PKW und Kombis nach Antriebsarten, in PJ, 2005 – 2050

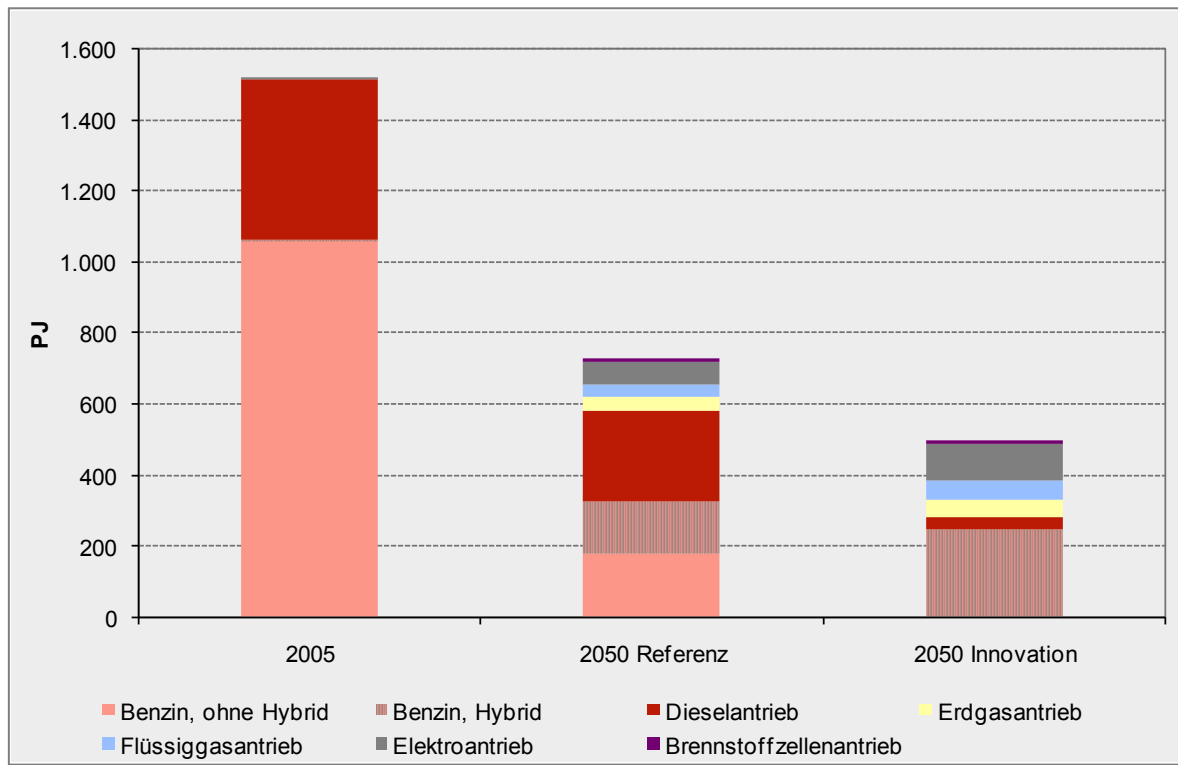
	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Benzin, ohne Hybrid	1.062	598	456	322	174	546	276	92	0
Benzin, Hybrid	0	11	57	116	150	56	245	278	242
Dieselantrieb	457	590	507	398	253	538	286	126	35
Erdgasantrieb	1	19	27	31	40	18	38	57	53
Flüssiggasantrieb	1	17	23	30	38	18	38	56	53
Elektroantrieb	0	1	5	25	60	1	15	59	101
Brennstoffzellenantrieb	0	0	0	1	10	0	0	1	10
Gesamt Endenergieverbrauch	1.521	1.235	1.074	923	726	1.177	898	669	495
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Benzin, ohne Hybrid		-3,4	-2,6	-3,4	-6,0	-4,5	-7,7	-10,4	-100,0
Benzin, Hybrid		25,9	15,5	7,5	2,6	52,6	9,7	1,3	-1,4
Dieselantrieb		-0,3	-1,6	-2,4	-4,4	-2,1	-6,8	-7,9	-11,9
Erdgasantrieb		10,1	1,8	1,5	2,7	9,8	7,2	4,0	-0,6
Flüssiggasantrieb		4,4	2,1	2,6	2,5	5,9	7,1	4,1	-0,6
Elektroantrieb		-	16,3	17,3	9,1	-	26,4	14,8	5,6
Brennstoffzellenantrieb		-	-	-	26,5	-	5,0	48,9	25,9
Gesamt Endenergieverbrauch		-1,6	-1,2	-1,5	-2,4	-2,2	-2,7	-2,9	-3,0

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Damit folgt der nach Antriebsarten aufgeschlüsselte Endenergieverbrauch für die PKW- und Kombiflotte, der in Tabelle 6.1-25 und Abbildung 6.1-22 gezeigt ist. Hier lässt sich ablesen, dass die „Hybridisierung“, Teil- und Vollelektrifizierung im Innovationsszenario 2050 insgesamt zu einer Verringerung des Energieverbrauchs um 31 % gegenüber dem Referenzszenario führt, obgleich die Fahrleistungen deutlich weniger abnehmen (nur um 3 %).

Im **Güterverkehr** liegen die Gesamtfahrleistungen im Innovationsszenario 2050 um 5 % tiefer als im Referenzszenario, bei gleichzeitig um 8 % verringerten Fahrzeugbeständen. Die spezifischen Verbräuche liegen 2050 in allen Fahrzeug- und Antriebsklassen im Innovationsszenario gegenüber der Referenz im Mittel um 7 % niedriger (Tabelle 6.1-26).

Abbildung 6.1-22: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch der PKW und Kombis nach Antriebsarten, 2005 und 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Tabelle 6.1-26: Szenarienvergleich: Bestimmungsfaktoren des Energieverbrauchs von Güterfahrzeugen, 2005 – 2050

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Fahrzeugbestand (Tsd.)	4.424	4.872	5.108	5.272	5.496	4.742	4.873	4.936	5.053
Benzintrieb	308	144	105	79	53	139	100	74	50
Dieselantrieb	4.107	4.648	4.880	5.026	5.228	4.499	4.603	4.652	4.753
Erdgasantrieb	6	62	93	125	160	86	141	171	201
Flüssiggasantrieb	2	12	19	26	33	11	17	24	30
Elektroantrieb	2	7	12	16	21	7	11	15	20
Jahresfahrleistung (Tsd. Fzkm/Fz)	19,3	20,2	20,0	19,9	19,8	20,4	20,5	20,5	20,5
Benzintrieb	10,4	10,3	9,9	8,8	6,8	10,6	10,4	9,4	7,3
Dieselantrieb	20,0	20,6	20,5	20,4	20,3	20,9	21,0	21,1	21,1
Erdgasantrieb	10,9	11,7	11,6	11,4	11,3	12,0	12,1	12,1	12,2
Flüssiggasantrieb	9,5	11,1	11,1	11,1	11,0	11,4	11,7	11,9	12,0
Elektroantrieb	8,6	8,8	8,8	8,7	8,6	9,0	9,2	9,2	9,2
Gesamtfahrleistung (Mrd. Fzkm)	85,5	98,2	102,3	105,2	109,0	96,8	99,9	101,4	103,7
Benzintrieb	3,2	1,5	1,0	0,7	0,4	1,5	1,0	0,7	0,4
Dieselantrieb	82,2	95,8	99,8	102,6	106,3	94,1	96,9	98,2	100,4
Erdgasantrieb	0,1	0,7	1,1	1,4	1,8	1,0	1,7	2,1	2,5
Flüssiggasantrieb	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,1	0,2	0,3	0,4
Elektroantrieb	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
Spezifischer Verbrauch (PJ/ Mrd. km)	8,3	7,3	6,9	6,6	6,4	7,1	6,6	6,2	6,0
Benzintrieb (l/100 km)	13,7	11,7	10,7	10,6	11,0	11,4	10,0	9,4	9,5
Dieselantrieb (l/100 km)	23,5	20,4	19,4	18,4	18,0	20,1	18,6	17,5	16,8
Erdgasantrieb (kg/100 km)	15,8	14,2	13,3	12,9	12,8	13,8	12,4	11,5	11,1
Flüssiggasantrieb (kg/100 km)	16,6	15,4	14,5	14,1	14,0	14,9	13,5	12,5	12,2
Elektroantrieb (kWh/100 km)	56,0	50,4	47,5	44,3	42,8	49,6	46,1	43,0	41,2
mittlerer Ladefaktor (tkm/Fzkm)	4,3	5,1	5,5	5,9	7,0	5,0	5,4	5,7	6,0

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Damit folgt für den Straßengüterverkehr im Innovationsszenario in 2050 gegenüber dem Referenzszenario eine Absenkung des Endenergieverbrauchs um 11 %. Dieser Effekt ist hauptsächlich auf die verbesserte Effizienz der Antriebe zurückzuführen; in den Anteilen der Antriebsarten am Fahrzeugpark verändert sich nur sehr wenig (Tabelle 6.1-27).

Tabelle 6.1-27: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des Straßengüterverkehrs, 2005 – 2050, in PJ

	2005	Referenzszenario					Referenzszenario			
		2020	2030	2040	2050		2020	2030	2040	2050
Benzintrieb	13,8	5,4	3,5	2,4	1,3		5,2	3,3	2,1	1,1
Dieselantrieb	660,6	667,7	674,6	673,4	687,2		646,2	629,0	610,5	606,4
Erdgasantrieb	0,5	4,7	6,6	8,5	10,6		6,5	9,7	10,9	12,5
Flüssiggasantrieb	0,1	1,0	1,5	2,0	2,6		1,0	1,4	1,8	2,2
Elektroantrieb	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3		0,1	0,2	0,2	0,3
Brennstoffzellenantrieb	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt Endenergieverbrauch	675,0	678,9	686,4	686,6	702,0		659,0	643,6	625,5	622,5
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050		2020	2030	2040	2050
Benzintrieb		-6,0	-3,3	-3,8	-6,0		-6,3	-3,6	-4,3	-6,1
Dieselantrieb		0,2	-0,2	0,0	0,2		0,0	-0,5	-0,3	-0,1
Erdgasantrieb		5,5	2,9	2,6	2,3		7,9	3,1	1,1	1,4
Flüssiggasantrieb		7,0	3,6	3,0	2,5		6,4	3,2	2,4	2,2
Elektroantrieb		-	3,2	2,6	2,3		-	3,3	2,5	2,2
Brennstoffzellenantrieb		-	-	-	-		-	-	-	-
Gesamt Endenergieverbrauch		0,2	-0,2	0,0	0,2		0,0	-0,5	-0,3	0,0

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Im Straßenverkehr insgesamt weist das Innovationszenario einen um 21 % geringeren Verbrauch aus als das Referenzszenario. Hierzu tragen vor allem die strategische Veränderung der PKW-Flotte sowie die zusätzlichen Effizienzsteigerungen bei. Auf der Ebene der Kraftstoffe werden Benzin und Diesel im Referenzszenario bis 2050 zu ca. 25 % durch Biokraftstoffe ersetzt, im Innovationsszenario vollständig (Tabelle 6.1-28).

Tabelle 6.1-28: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des gesamten Straßenverkehrs, 2005 – 2050, in PJ

	2005	Referenzszenario					Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050		2020	2030	2040	2050
Benzin	1.025	614	513	435	316		609	524	368	236
Dieselantrieb	1.124	1.281	1.204	1.094	962		1.207	937	757	661
Erdgasantrieb	2	24	34	41	52		26	50	69	68
Flüssiggasantrieb	2	18	25	32	41		19	39	59	56
Elektroantrieb	0	1	5	25	60		1	15	59	101
Brennstoffzellenantrieb	0	0	0	1	10		0	0	1	10
Gesamt Endenergieverbrauch	2.152	1.939	1.782	1.628	1.442		1.862	1.565	1.313	1.133
nachrichtlich: Biokraftstoff	69	181	251	300	317		255	494	617	732
Veränderung in % p.a.		2020	2030	2040	2050		2020	2030	2040	2050
Benzin		-3,2	-1,3	-1,6	-3,1		-2,8	-1,7	-3,5	-4,3
Dieselantrieb		0,0	-0,8	-1,0	-1,3		-1,0	-2,7	-2,1	-1,3
Erdgasantrieb		8,7	2,0	1,7	2,6		9,0	6,1	3,4	-0,2
Flüssiggasantrieb		-	1,8	2,6	2,7		-	6,7	2,1	-1,4
Elektroantrieb		-	14,7	16,2	6,6		-	25,2	10,5	4,0
Brennstoffzellenantrieb		-	5,8	62,2	16,4		-	5,6	62,0	15,8
Gesamt Endenergieverbrauch		-1,0	-0,8	-0,9	-1,2		-1,5	-1,8	-1,7	-1,4

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

6.1.4.3 Endenergieverbrauch des Gesamtverkehrs

Der Endenergieverbrauch des Gesamtverkehrs wird in beiden Szenarien bis 2050 durch den Straßenverkehr dominiert. Daher wird der Schienen-, Binnenschiffs- und Güterverkehr für den Szenarienvergleich im Gesamtzusammenhang dargestellt.

Der Endenergieverbrauch nach Verkehrs- und Energieträgern ist in Tabelle 6.1-29 dargestellt.

Tabelle 6.1-29: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrssektors von 2005 – 2050, nach Verkehrsträgern und Energieträgern, in PJ

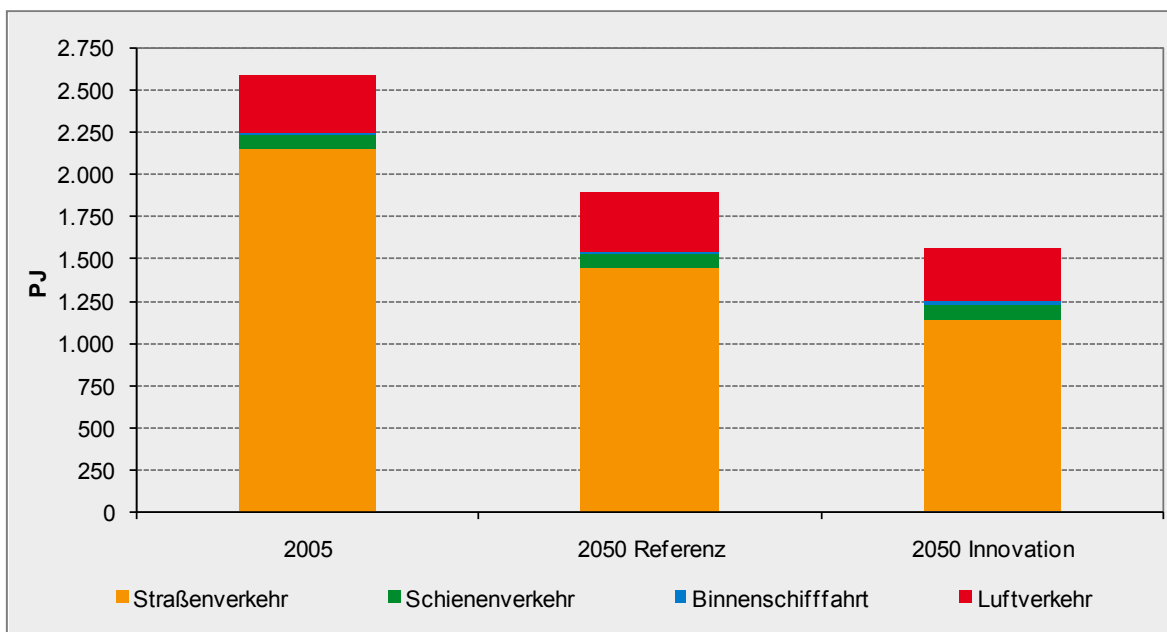
		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Straßenverkehr									
Benzin	1.025	614	513	435	316	609	524	368	236
Benzinersatz aus Biomasse	9	46	64	76	71	87	228	257	236
Benzin aus Mineralöl	1.015	568	449	359	245	521	296	112	0
Diesel	1.124	1.281	1.204	1.094	962	1.207	937	757	661
Dieselersatz aus Biomasse	60	135	187	224	245	209	430	540	661
Diesel aus Mineralöl	1.064	1.147	1.017	869	717	998	507	217	0
Erdgas	2	24	34	41	52	26	50	69	68
Flüssiggas	2	18	25	32	41	19	39	59	56
Wasserstoff	0	0	0	1	10	0	0	1	10
Strom	0	1	5	25	60	1	15	59	101
Motorenöl	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt Straßenverkehr	2.152	1.940	1.782	1.628	1.443	1.862	1.565	1.314	1.133
Schienenverkehr									
Strom	58	64	67	69	71	67	72	78	86
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	19	14	14	13	13	14	13	12	11
Gesamt Schienenverkehr	77	78	80	82	83	81	85	90	97
Binnenschifffahrt									
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	13	14	14	15	15	15	15	16	18
Luftverkehr									
Flugtreibstoffe	345	394	374	365	350	383	354	336	312
Insgesamt Verkehr	2.587	2.426	2.251	2.090	1.891	2.341	2.019	1.756	1.560
Benzin (inkl. Biokraftstoff)	1.025	614	513	435	316	609	524	368	236
Benzinersatz aus Biomasse	9	46	64	76	71	87	228	257	236
Benzin aus Mineralöl	1.015	568	449	359	245	521	296	112	0
Diesel (inkl. Biokraftstoff)	1.155	1.310	1.232	1.122	990	1.236	965	786	691
Dieselersatz aus Biomasse	62	138	191	230	252	214	443	561	691
Diesel aus Mineralöl	1.093	1.172	1.041	892	738	1.021	522	225	0
Flugtreibstoffe	345	394	374	365	350	383	354	336	312
Erdgas	2	24	34	41	52	26	50	69	68
Flüssiggas	2	18	25	32	41	19	39	59	56
Wasserstoff	0	0	0	1	10	0	0	1	10
Strom	58	65	72	94	131	68	87	137	187
Motorenöl	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die Abbildung 6.1-23 zeigt den Endenergieverbrauch des gesamten Verkehrssektors nach Verkehrsträgern. Hier zeigt sich eindrucksvoll, dass trotz stark steigendem Güterverkehrswachstum durch die Kombination der Effekte Modal Split, Effizienz der Fahrzeug-

technologie und Energieträgershift („Elektrifizierung“ des individuellen Personenverkehrs) der Gesamtenergieverbrauch im Innovationsszenario im Jahr 2050 um 27 % unter dem Referenzszenario liegt.

Abbildung 6.1-23: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern 2005 und 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Der Energieverbrauch des Schienenverkehrs insgesamt übersteigt 2050 im Innovationsszenario den Wert des Referenzszenarios um 8 %. Sein Anteil am Endenergieverbrauch in 2050 beträgt im Innovationsszenario 6,2 %, im Referenzszenario 4,4 %.

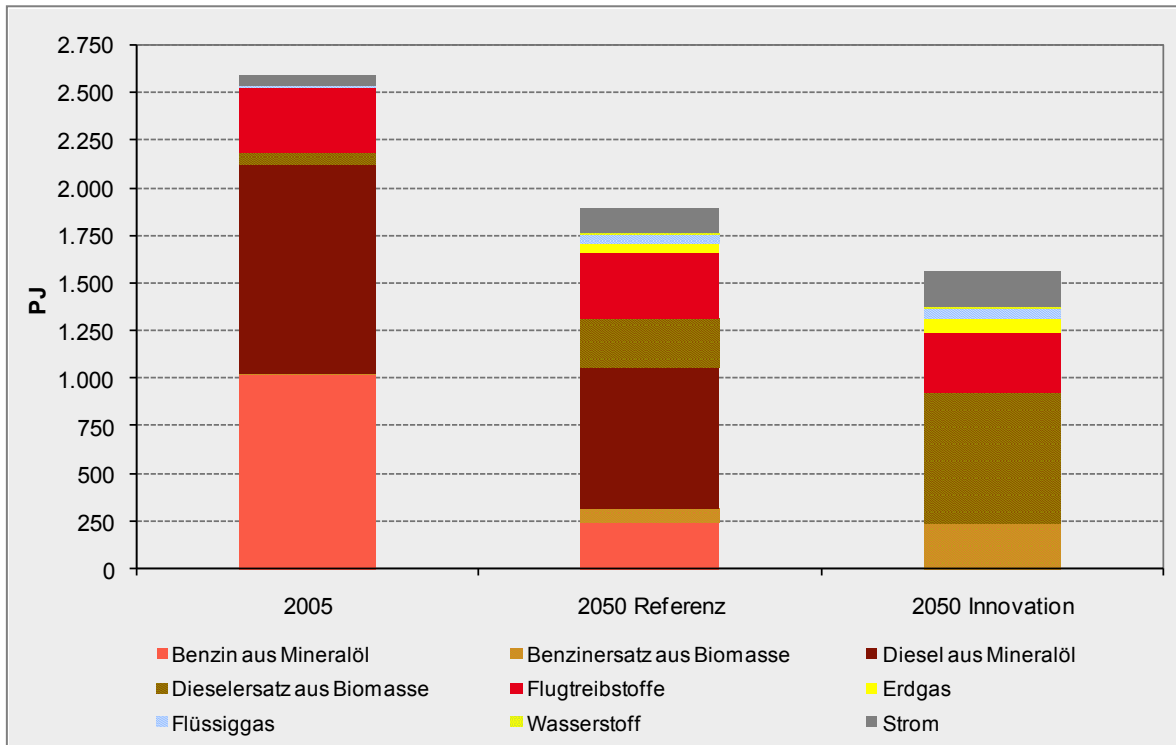
Der Energieverbrauch des Flugverkehrs unterschreitet 2050 vor allem aufgrund von Effizienzmaßnahmen bei den Flugzeugen im Innovationsszenario das Niveau des Referenzszenarios um 11 %. Für den Energieverbrauch des Gesamtverkehrs hat dies nur geringe Bedeutung.

In der Endenergiebilanz des gesamten Verkehrssektors zeigt sich die folgende Energieträgerstruktur (Abbildung 6.1-24):

Die flüssigen biogenen Kraftstoffe stellen aufgrund der weiterhin hohen Dominanz im Innovationsszenario mit knapp 60 % den Hauptteil der Energieträger. Wegen der Begrenztheit der biogenen Energieträger und der Internationalität des Flugverkehrs gehen wir davon aus, dass dort weiterhin fossile Flugtreibstoffe (2050 rund 350 PJ in der Referenz und 312 PJ im Innovationsszenario) eingesetzt werden.

Aufgrund der Elektrifizierung des individuellen Personenverkehrs und der Verlagerung eines Großteils der Güter auf die Bahn steigt der Elektrizitätsanteil am gesamten Endenergiebedarf von knapp 8 % auf 13 %.

Abbildung 6.1-24: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage im gesamten Verkehrssektor nach Energieträgern in den Jahren 2005 und 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die wesentlichen Bestimmungsgründe für diese Entwicklung, die auch eine Reduzierung der direkten, diesem Sektor anzurechnenden CO₂-Emissionen (ohne Stromerzeugung) um 71 % bedeuten, sind zusammengefasst:

- die deutliche Veränderung des Modal Split im Güterverkehr zugunsten der Schiene,
- die Substitution fossiler durch biogene Kraftstoffe (außer im Flugverkehr),
- die systematische Veränderung der PKW-Flotte zu Hybrid- und Elektrofahrzeugen und
- die systematische Effizienzsteigerung im gesamten Fahrzeugpark.

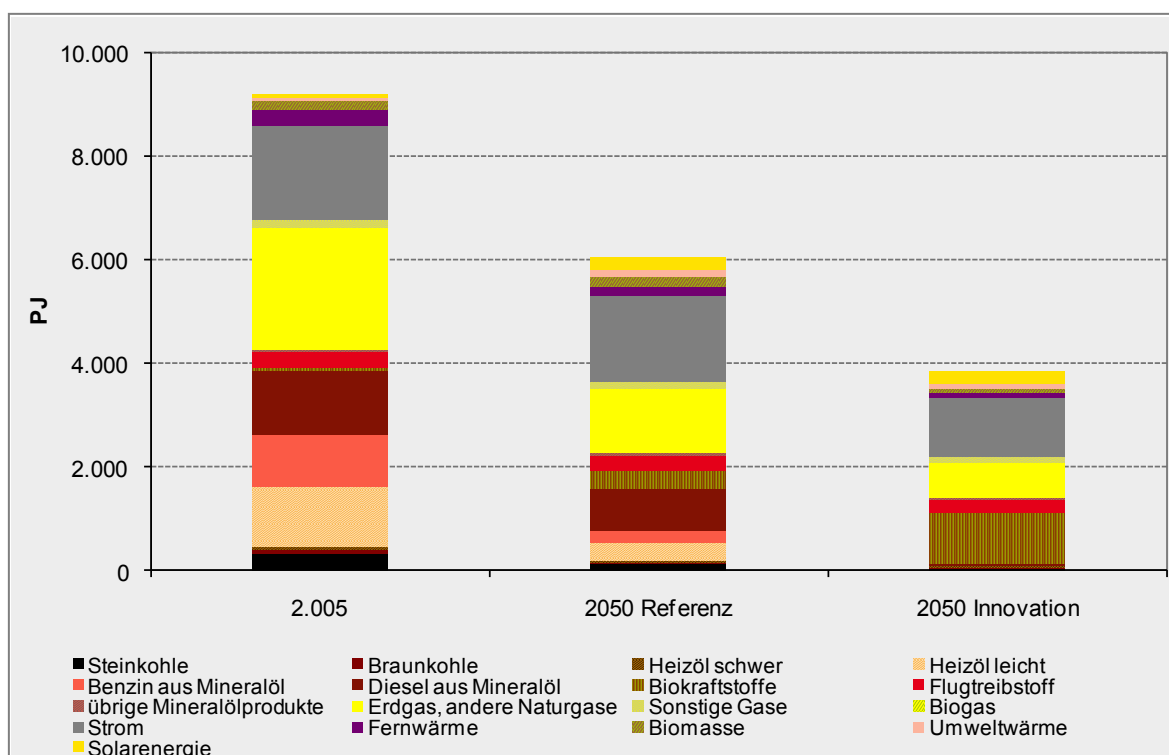
Diese Maßnahmen erfordern eine konsequente politische Strategie mit frühzeitiger Umsetzung neuer Formen der Energieeffizienz in allen Mobilitätsbereichen, insbesondere die Entwicklungsförderung der Elektromobilität sowie die Unterstützung des zugehörigen Infrastrukturaufbaus.

6.1.5 Die Endenergienachfrage gesamt

Die Endenergienachfrage aller Sektoren verringert sich zwischen 2005 und 2050 im Referenzszenario um 33,8 %, im Innovationsszenario um 58,1 %. Damit liegt der Wert im Innovationsszenario 2050 um knapp 37 % niedriger als in der Referenz. Tabelle 6.1-30 zeigt die Endenergienachfrage über alle Nachfragesektoren und Energieträger in zusammengefasster Form.

Abbildung 6.1-25 zeigt die Nachfrage nach Energieträgern, Abbildung 6.1-26 nach Energieträgergruppen. Die fossilen Energieträger werden im Innovationsszenario gegenüber der Referenz durchweg, z. T. stark, reduziert. Kohle, Mineralölprodukte und Gase werden praktisch nur noch dort, wo es unverzichtbar ist, im Industriesektor zur Erzeugung von Prozesswärme (Gas auch im Kraft-Wärme-gekoppelten Betrieb) eingesetzt. Fossile Kraftstoffe werden nur noch im Flugverkehr genutzt, für den motorisierten Güterverkehr und in kleinen Teilen des Personenverkehrs werden Biokraftstoffe eingesetzt. Die Nutzung der erneuerbaren Energieträger feste Biomasse, thermische Solarenergie und Umweltwärme werden gegenüber dem Referenzszenario reduziert. Sie werden vor allem zur Deckung des Raumwärmebedarfs eingesetzt, der im Innovationsszenario aufgrund von Effizienz- und Wärmeschutzmaßnahmen extrem abgesenkt wird.

Abbildung 6.1-25: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage insgesamt nach Energieträgern in den Jahren 2005 und 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Tabelle 6.1-30: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage nach Energieträgern und Verbrauchssektoren in den Jahren 2005 - 2050, in PJ

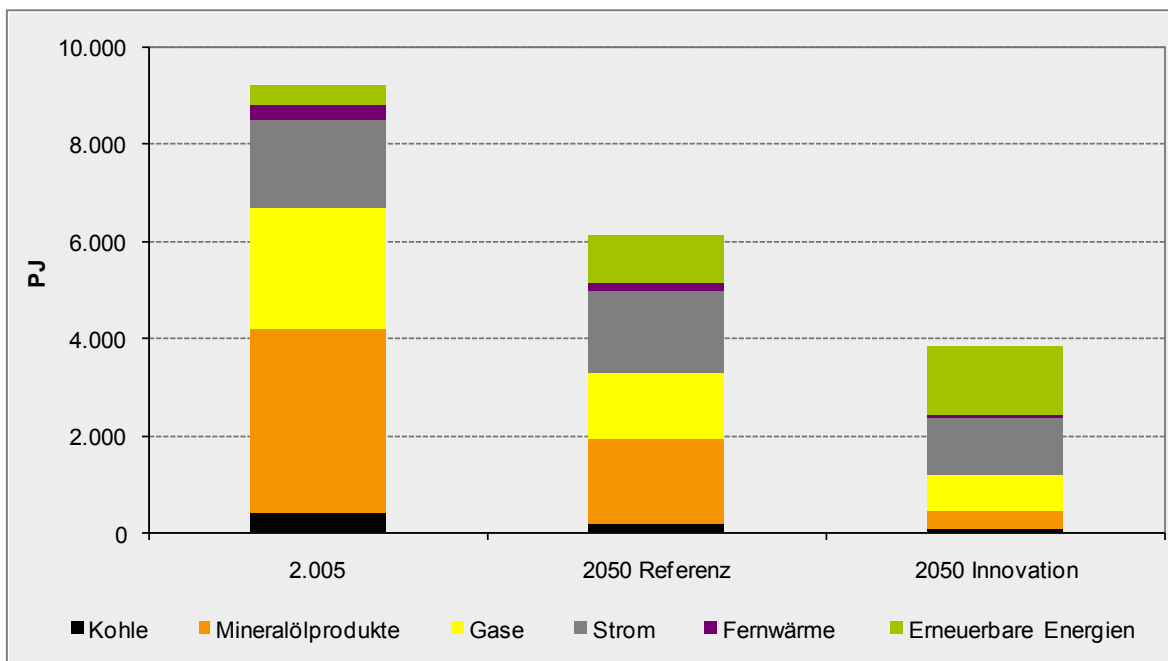
		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
nach Energieträgern									
Kohle	400	319	249	206	179	262	168	110	77
Steinkohle	341	272	208	170	146	224	138	86	55
Braunkohle	59	48	41	35	32	38	29	24	22
Mineralölprodukte	3.798	3.079	2.568	2.143	1.743	2.627	1.504	809	363
Heizöl leicht	1.151	787	576	423	325	574	256	96	36
Heizöl schwer	67	55	42	33	27	39	24	16	11
Benzin aus Mineralöl	1.033	583	461	369	254	534	303	115	0
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.260	1.114	952	787	1.097	566	246	4
Flugtreibstoff	345	394	374	365	350	383	354	336	312
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Gase	2.482	2.139	1.760	1.493	1.382	1.705	1.142	880	766
Erdgas, andere Naturgase	2.359	2.018	1.652	1.387	1.263	1.606	1.050	783	671
Sonstige Gase	123	121	108	106	119	99	92	97	95
darunter Gichtgas	77	63	50	44	42	49	33	24	18
Erneuerbare Energien	396	612	791	908	949	804	1.297	1.409	1.412
Biomasse	178	184	188	189	188	189	171	122	66
Umweltwärme	68	104	130	147	155	104	124	122	106
Solarenergie	73	122	173	213	226	187	279	287	247
Biokraftstoff	77	193	268	321	340	318	708	867	987
Biogas	0	9	32	38	40	7	16	11	5
Strom	1.832	1.764	1.695	1.704	1.680	1.517	1.320	1.224	1.165
Fernwärme	300	265	227	190	167	229	165	113	74
Insgesamt Endenergienachfrage	9.208	8.178	7.291	6.644	6.099	7.144	5.596	4.546	3.857
nach Verbrauchssektoren									
Private Haushalte	2.735	2.282	2.013	1.777	1.569	2.003	1.465	1.017	662
Dienstleistungen	1.462	1.169	933	815	731	1.031	720	574	486
Industrie	2.424	2.301	2.094	1.961	1.909	1.769	1.391	1.199	1.149
Verkehr	2.587	2.426	2.251	2.090	1.891	2.341	2.019	1.756	1.560

Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Bemerkenswert ist, dass die Nachfrage nach Strom im Innovationsszenario im Jahr 2050 im Vergleich zur Referenz um 30 % niedriger liegt, trotz des signifikanten Energieträgershifts zum Strom im Verkehrssektor (Güter auf die Schiene, PKW mit Elektroantrieb). Der Grund hierfür ist die Effizienzerhöhung in allen Sektoren und bei allen Verwendungszwecken, vor allem bei Beleuchtung, Lüften/Kühlen, IKT und Hilfsenergien bei Prozessen (Motoren, Pumpen, Druckluft etc.), durch intelligente Steuerungen und Regelungen sowie durch Prozessveränderungen und Miniaturisierung.

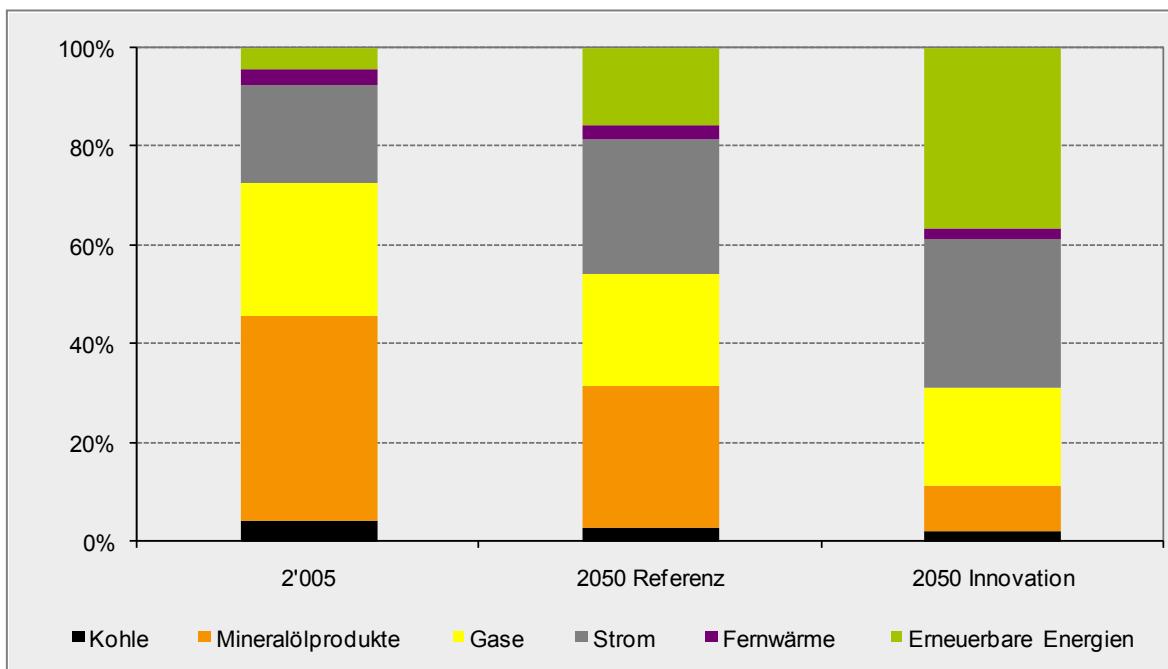
Die in Abbildung 6.1-27 dargestellten Anteile der Energieträgergruppen am Endenergieverbrauch zeigen deutlich, dass trotz der „Elektrifizierung“ der Systeme der Anteil des Stroms am gesamten Endenergieverbrauch im Innovationsszenario im Vergleich zum Referenzszenario nahezu konstant ist. Dies ist hauptsächlich den oben genannten Struktur- und Effizienzeffekten zuzuschreiben. Daneben wird deutlich, dass ein erheblicher Teil der fossilen Energieträger durch Erneuerbare ersetzt wird.

Abbildung 6.1-26: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage insgesamt nach Energieträgergruppen, in den Jahren 2005 und 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

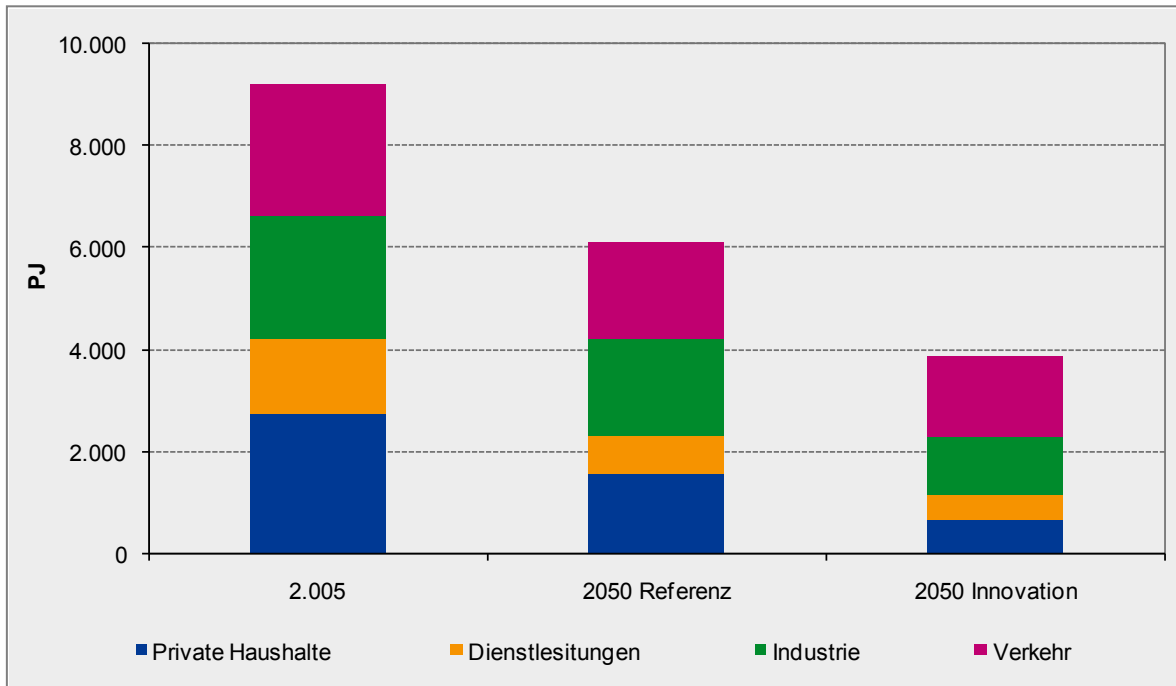
Abbildung 6.1-27: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage insgesamt nach Energieträgergruppen in den Jahren 2005 und 2050, Anteile in %



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Die Betrachtung nach Sektoren zeigt, dass alle Sektoren im Vergleich von Referenz und Innovationsszenario erheblich zur Einsparung beitragen (Abbildung 6.1-28), jedoch unterschiedlich stark. Im Sektor private Haushalte unterschreitet der Verbrauch im Jahr 2050 im Innovationsszenario den Referenzwert um 60 %.

Abbildung 6.1-28: Szenarienvergleich: Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2005 und 2050, in PJ



Quelle: ProgTrans / Prognos 2009

Dies liegt einerseits an der radikalen Verringerung des Raumwärmebedarfs, andererseits an massiven Effizienzerhöhungen bei der Beleuchtung und der Raumklimatisierung.

Im Sektor Dienstleistungen liegt der Verbrauch 2050 im Innovationsszenario um 33 % unter der Referenz, im Sektor Industrie um 40 %. Diese Einsparungen sind sowohl auf Strukturwandeleffekte (weniger energieintensive Industrieproduktion, mehr Dienstleistungen) als auch auf technologische Effizienzeffekte analog zu denen im Haushaltssektor zurückzuführen. Der Bedarf an Prozesswärme und Kraft lässt sich jedoch bei gegebener Produktion nicht beliebig reduzieren, weder im Bereich der Kernprozesse noch bei den Hilfsprozessen, hier bestehen physikalische Untergrenzen.

Im Verkehrssektor wird 2050 im Innovationsszenario „nur“ 17 % weniger Energie verbraucht als im Referenzszenario. Diese Reduktion ist vor allem auf die Veränderung des Modal Split im Güterverkehr, die geringeren spezifischen Verbräuche der Elektrofahrzeuge und die insgesamt verschärfte Entwicklung der Effizienz der Fahrzeugflotten zurückzuführen. Eine deutliche Veränderung zeigt die Energieträgerstruktur, was auch stark zur Reduktion der CO₂-Emissionen beiträgt.

Der relative Anteil der Sektoren am gesamten Energieverbrauch verschiebt sich aufgrund dieser strukturellen Veränderungen leicht: Durch die starke Reduktion der Raumwärmenachfrage und des Gesamtverbrauchs im Haushaltssektor sinkt dessen Anteil an der Gesamtnachfrage in 2050 von 25,7 % im Referenzszenario auf 17,2 % im Innovationsszenario.

Die anderen Sektoren „gewinnen“ dadurch Anteile, insbesondere nimmt das Gewicht des Verkehrssektors von 31,0 % in der Referenz auf 40,4 % im Innovationsszenario zu.

6.2 Kraftwerkspark, Umwandlungssektoren

6.2.1 Varianten ohne CCS

6.2.1.1 Nachfrage und Nettostromerzeugung

Die Nachfrage ist einer der wesentlichen Treiber für den Kraftwerkzubau und -einsatz. Als Resultat der konsequenten Effizienzstrategie auf der Nachfrageseite liegt trotz der ambitionierten Einführung der Elektromobilität die Stromnachfrage im Innovationsszenario im Jahr 2050 um 30 % niedriger als im Referenzszenario, und um 36 % niedriger als im Jahr 2005. Aufgrund des hohen Einsatzes an Erneuerbaren und zu einem großen Teil stochastischen Quellen für die Stromerzeugung im Innovationsszenario muss ein erheblicher Anteil der produzierten Energie zwischengespeichert werden. Hieraus resultiert ein Zusatzbedarf an Speicherstrom (Arbeit und Leistung). Der Speicherbedarf im Jahr 2050 ist im Innovationsszenario ohne CCS um einen Faktor 3,6 höher als in der Referenz. Die Nettostromerzeugung liegt um 22 % unter der des Referenzszenarios (Tabelle 6.2-1).

Tabelle 6.2-1: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Nettostromverbrauch und –erzeugung, 2005 – 2050, in TWh

	2005	Referenzszenario ohne CCS				Innovationsszenario ohne CCS			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	517	492	474	478	472	423	370	345	330
Verbrauch im Umwandlungsbereich	16	14	13	10	8	14	13	10	8
Leistungsverluste	29	26	25	25	25	26	25	25	25
Speicherstromverbrauch (Pump. etc.)	11	21	22	24	25	21	35	56	90
Nettostromverbrauch	573	554	534	536	530	485	443	436	453
Importsaldo*	-9	0	5	8	10	0	15	33	48
Nettostromerzeugung	583	554	530	529	520	485	428	403	405

*Ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

Die Spitzenlast unterschreitet im Innovationsszenario mit 54 GW den Referenzwert um 28 %. Die erneuerbaren Energien tragen trotz hoher installierter Leistung mit 27 GW nur weniger als die Hälfte zur Deckung dieser Spitzenlast bei. Das sind 81 % mehr als in der Referenz. Den restlichen Anteil liefern die verbleibenden Gaskraftwerke sowie Speicher (Tabelle 6.2-2).

Tabelle 6.2-2: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Spitzenlast und gesicherte Leistung, 2005 – 2050, in GW

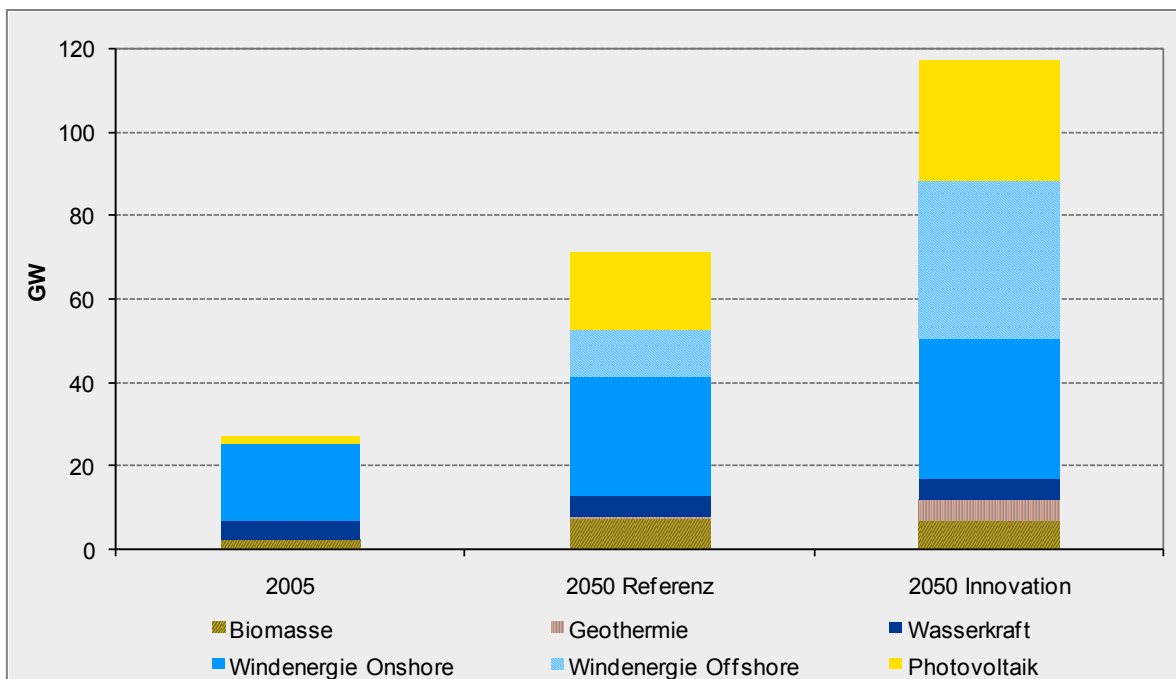
	2005	Referenzszenario ohne CCS				Innovationsszenario ohne CCS			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Spitzenlast	84	76	74	75	74	68	60	56	54
Gesicherte Leistung	96	80	79	79	78	80	69	69	61
Erneuerbare (inkl. Import)	6	13	14	14	15	13	17	22	27
Konventionell und Speicher	89	67	65	64	64	67	52	47	34

Quelle: Prognos 2009

6.2.1.2 Kraftwerkspark

Das Innovationsszenario ist stark durch den vorgegeben Ausbaupfad der erneuerbaren Energien definiert. Die „Lücke“ in Arbeit und Leistung zwischen diesem Ausbaupfad, dem abalternden konventionellen Kraftwerkspark und der Nachfrage wird nach der Grenzkostenlogik mit den jeweils „erlaubten“ konventionellen Kraftwerken geschlossen. Definitionsgemäß wird angenommen, dass (in den hier verglichenen Varianten ohne CCS) CCS als Option nicht zur Verfügung steht. Der Pfad der (neuen) erneuerbaren Energien führt im Jahr 2050 im Innovationsszenario zu einer um ca. 70 % höheren installierten Leistung im Vergleich zur Referenz (Abbildung 6.2-1) sowie zu ca. 52 % erhöhter Arbeit (Abbildung 6.2-2).

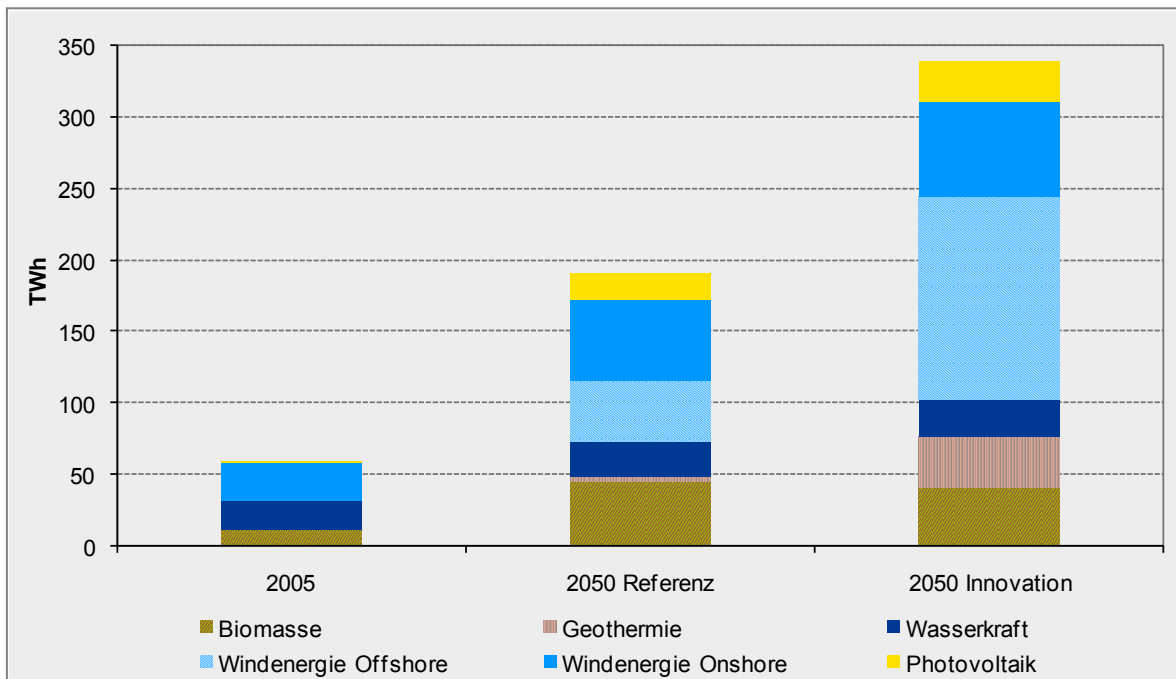
Abbildung 6.2-1: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, installierte Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, in 2005 und 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

In der Referenz werden bei gegebenem CO₂-Preis, aber ohne die CCS-Alternative gemäß Grenzkostenlogik die abalternden Kohlekraftwerke durch neue ersetzt und weitere hinzu gebaut. Insgesamt werden bis 2050 rund 38,5 GW Kohlekraftwerksleistung über diejenigen hinaus zugebaut, die bereits jetzt im Bau sind, davon 20,4 GW Braunkohlekraftwerke.

Abbildung 6.2-2: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Nettoproduktion auf Basis erneuerbarer Stromerzeugung, in 2005 und 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2009

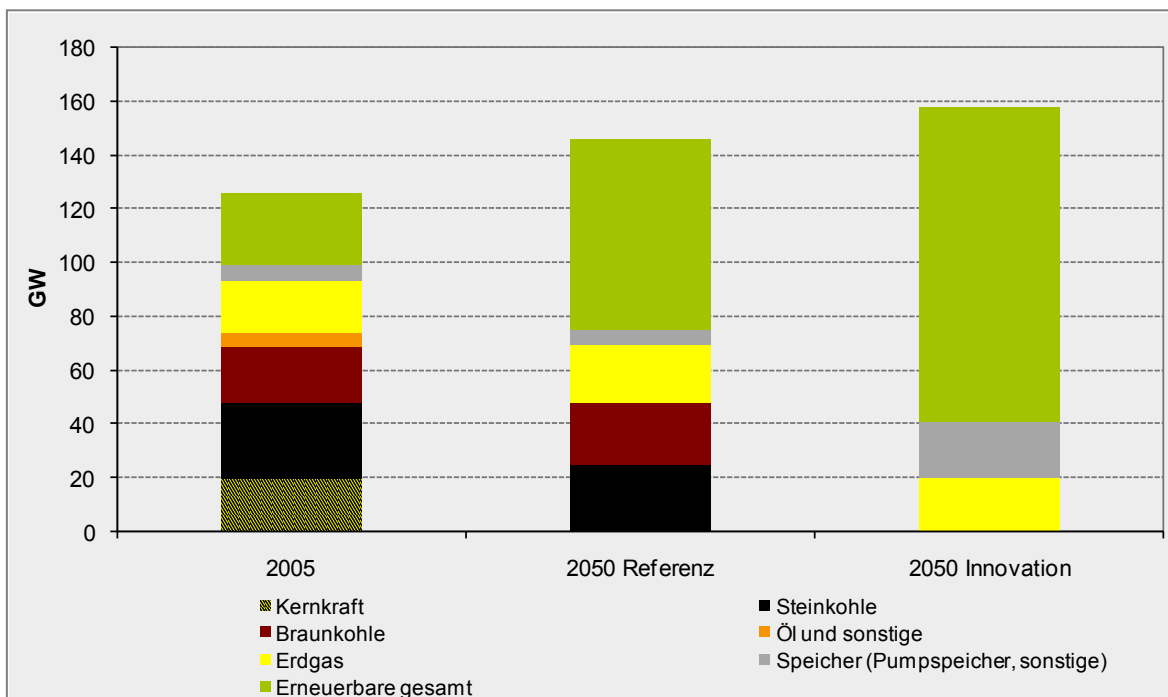
Im Innovationsszenario werden vor allem Gaskraftwerke zugebaut; diejenigen Kohlekraftwerke, die derzeit im Bau sind, gehen ans Netz, außerdem werden weitere 4,3 GW Braunkohlekraftwerke (gem. Grenzkostenlogik) zugebaut. In 2045 geht das letzte Braunkohlekraftwerk aus dem Park (Abbildung 6.2-3, Abbildung 6.2-4, Tabelle 6.2-3), da durch die Erzeugung der erneuerbaren Energien und den Einsatz der Speicherkapazitäten die Vollaststunden allmählich so stark reduziert werden, dass sich der Betrieb nicht mehr lohnt. Alle konventionellen Kraftwerke sind zu diesem Zeitpunkt bereits betriebswirtschaftlich abgeschrieben (die Abschreibungszeit wird im Modell mit 15 Jahren angenommen). Allerdings sind die zum jüngsten Zeitpunkt in Betrieb genommenen Kraftwerke noch „recht jung“.

Tabelle 6.2-3: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, *Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatz Energieträgern 2005 – 2050*

		Referenzszenario ohne CCS				Innovationszenario ohne CCS			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Nettoleistung, in GW									
Kernkraft	19,9	4,1	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	27,9	28,1	21,4	22,8	24,8	28,1	14,7	7,5	0,0
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,8	16,8	25,0	24,3	23,2	16,8	11,4	9,7	0,0
Braunkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	19,6	22,6	23,9	23,0	21,3	22,6	23,9	23,0	19,8
Öl und sonstige	5,2	1,7	0,7	0,0	0,0	1,7	0,7	0,0	0,0
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	10,4	15,4	20,4
Wasserkraft	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2
Windenergie insgesamt	18,4	38,1	38,8	39,4	39,7	38,1	52,8	65,3	71,0
Windenergie Onshore	18,4	28,1	28,1	28,2	28,3	28,1	28,9	31,9	33,5
Windenergie Offshore		10,0	10,7	11,2	11,4	10,0	23,2	33,5	37,6
Photovoltaik	1,9	17,9	18,2	18,4	18,5	17,9	24,0	27,1	29,0
Biomasse	2,2	7,1	7,2	7,2	7,2	7,1	6,9	6,7	6,7
Geothermie		0,3	0,3	0,4	0,5	0,3	0,9	2,1	5,1
Gesamt Nettoleistung	125,9	147,2	146,0	146,1	145,8	147,2	150,3	162,1	157,3
Nettostromerzeugung, in TWh									
Kernkraft	151,0	30,2	0,0	0,0	0,0	30,2	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	128,0	169,6	120,9	136,7	109,1	128,6	68,1	22,0	0,0
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	152,0	101,8	158,6	152,4	166,0	85,9	49,6	23,0	0,0
Braunkohle mit CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	67,0	61,5	49,1	35,8	36,3	49,3	46,9	28,2	11,5
Öl und sonstige	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	7,1	15,8	16,6	17,4	18,3	15,8	24,4	36,9	54,7
Wasserkraft	19,6	24,3	24,3	24,4	24,4	24,3	24,6	24,8	24,8
Windenergie insgesamt	27,2	87,2	95,0	97,6	99,8	87,2	142,2	186,7	209,3
Windenergie Onshore	27,2	53,5	56,4	56,5	56,6	53,5	58,1	63,7	66,9
Windenergie Offshore		33,7	38,6	41,1	43,1	33,7	84,1	123,0	142,4
Photovoltaik	1,2	15,5	16,6	17,1	17,6	15,5	21,9	25,3	27,7
Biomasse	12,0	46,2	46,5	44,7	44,7	46,2	44,7	41,3	41,3
Geothermie		1,8	2,1	2,6	3,6	1,8	6,0	14,7	35,7
Gesamt Nettostromerzeugung	583,2	554,0	529,7	528,7	520,0	484,9	428,4	402,9	405,1
Jahresvolllaststunden, in h/a									
Kernkraft	7.588	7.435	-	-	-	7.428	-	-	-
Steinkohle	4.588	6.024	5.653	5.982	4.400	4.572	4.626	2.923	-
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	7.308	6.067	6.342	6.271	7.168	5.116	4.370	2.373	-
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erdgas	3.418	2.722	2.056	1.553	1.701	2.183	1.962	1.222	581
Öl und sonstige	3.481	8	3	-	-	3	3	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	1.315	2.912	3.061	3.217	3.382	2.912	2.338	2.392	2.679
Wasserkraft	4.261	4.758	4.737	4.769	4.769	4.758	4.737	4.769	4.769
Windenergie insgesamt	1.478	2.293	2.452	2.475	2.514	2.293	2.694	2.859	2.948
Onshore	1.478	1.909	2.009	2.000	2.000	1.909	2.009	2.000	2.000
Offshore	-	3.370	3.620	3.677	3.792	3.370	3.620	3.677	3.792
Photovoltaik	632	867	913	934	955	867	913	934	955
Biomasse	5.455	6.465	6.470	6.184	6.184	6.465	6.470	6.184	6.184
Geothermie	-	6.575	6.687	7.000	7.000	6.575	6.687	7.000	7.000
Durchschnitt	4.632	3.763	3.628	3.619	3.568	3.294	2.851	2.486	2.576

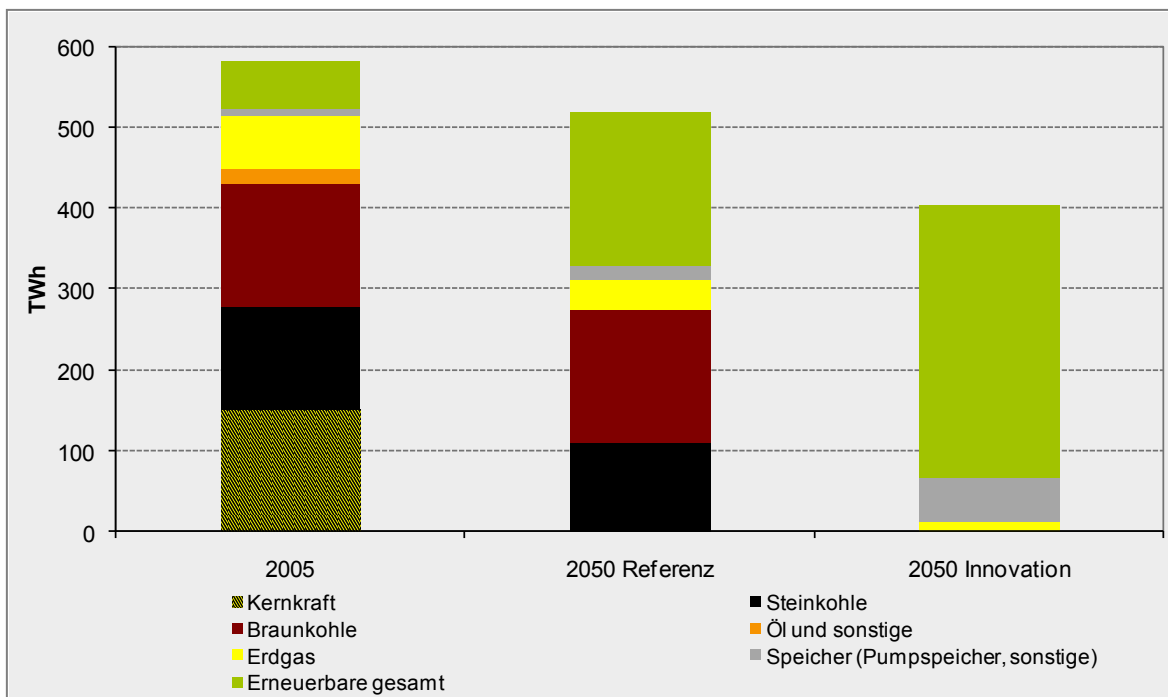
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.2-3: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, installierte Leistung des Kraftwerksparks in 2005 und 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.2-4: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Stromerzeugung nach Energieträgern in 2005 und 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2009

6.2.1.3 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sinken in der Referenz auf ca. 66 % des Wertes von 2005 ab, im Innovationsszenario auf 2 % (Tabelle 6.2-4).

Tabelle 6.2-4: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Brennstoffeinsatz, CO₂-Faktoren und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2005 – 2050, in Mio. t

		Referenzszenario ohne CCS				Innovationsszenario ohne CCS			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Brennstoffeinsatz, in PJ									
Steinkohle	1.182	1.461	971	1.004	840	1.128	615	219	-
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	1.537	932	1.189	1.130	1.162	776	409	205	-
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	571	473	371	271	281	380	356	221	95
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	136	486	468	432	415	486	444	394	379
CO₂-Emissionsfaktoren, in kg/GJ									
Steinkohle	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Steinkohle mit CCS	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Braunkohle	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Braunkohle mit CCS	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Erdgas	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Öl und sonstige	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Biomasse	23	23	23	23	23	23	23	23	23
CO₂-Emissionen, in Mio. t									
Steinkohle	111	137	91	94	79	106	58	21	-
Steinkohle mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	172	104	133	127	130	87	46	23	-
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	32	27	21	15	16	21	20	12	5
Öl und sonstige	25	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	3	11	11	10	9	11	10	9	9
Gesamt CO₂-Emissionen	344	279	256	246	234	225	134	65	14

*Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

Falls die „jüngsten“ (ab 2016 gebauten) Braunkohlekraftwerke noch mit veränderter Fahrweise am Netz blieben (was als Konsequenz auch eine veränderte Fahrweise der Erneuerbaren mit geringerer Einspeisung zur Folge hätte), würde ein zusätzlicher Emissionssockel von 8 - 11 Mio. t CO₂ resultieren.

6.2.1.4 Kosten

Die durchschnittlichen jährlichen Gestehungskosten und die jährlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung berechnen sich aus den Investitionen (Kapitalkosten), den Brennstoffkosten, fixen und variablen Betriebskosten (Wartung etc.) sowie CO₂-Kosten und Speicherkosten. Für letztere werden als Kostenobergrenze die Kosten eines Gasturbinenkraftwerks angesetzt (Opportunitätsüberlegung).

Es zeigt sich, dass im Innovationsszenario in den Jahren 2020 bis 2040 die Gesteungskosten geringfügig höher liegen als im Referenzszenario. Dies hat die Ursache vor allem in den relativen Verhältnissen des Zubaus: Die Gaskraftwerke führen zu höheren Kosten als die Kohlekraftwerke; letztere werden allerdings gegen Ende ihrer Laufzeit aufgrund der einsatzordnungsbedingt geringeren Volllaststunden (Vorrang der Erneuerbaren) im Innovationsszenario teurer. Im Jahr 2050 liegen die Gesteungskosten des Innovationsszenarios geringfügig unter denen der Referenz. Die Vollkosten der Erzeugung liegen im Innovationsszenario aufgrund der geringeren Nachfrage und des damit verbundenen geringeren Zubaus an Gesamtleistung immer niedriger als in der Referenz, im Jahr 2050 um 23 % (Tabelle 6.2-5).

Tabelle 6.2-5: Szenarienvergleich: Varianten „ohne CCS“, Gestehungskosten und Vollkosten der Erzeugung, 2005 – 2050

	Referenzszenario					Innovationszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Spezifische Gestehungskosten der Nettostromerz. in €-Cent/kWh (real, 2007)									
Durchschnitt Konventionelle Erzeugung	4,3	7,8	8,2	8,8	10,0	8,1	10,3	14,8	29,8
Kernkraft	4,0	4,1	-	-	-	4,1	-	-	-
Steinkohle	4,6	7,4	8,1	8,8	11,3	8,0	9,3	12,9	-
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	3,3	6,6	6,1	6,5	6,4	6,8	7,2	10,2	-
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erdgas	8,0	12,6	14,9	18,4	22,1	13,1	15,1	20,0	29,8
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	10,3	11,2	10,9	10,9	11,5	11,5	11,9	11,1	9,4
Stromimport	0,0	9,5	8,4	7,5	7,0	9,5	8,4	7,5	7,0
Durchschnitt Erneuerbare Erzeugung	12,0	10,3	9,0	8,5	8,4	10,3	8,7	8,0	7,7
Wasserkraft	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Windenergie insgesamt	11,1	8,6	7,3	7,1	6,9	8,6	7,3	6,9	6,7
Onshore	11,1	8,0	7,4	7,3	7,3	8,0	7,4	7,3	7,3
Offshore	0,0	9,5	7,3	6,8	6,5	9,5	7,3	6,8	6,5
Photovoltaik	54,8	14,6	10,9	9,9	9,4	14,6	10,9	9,9	9,4
Biomasse	13,2	12,2	11,4	10,5	10,5	12,2	11,4	10,5	10,5
Geothermie	45,8	9,8	8,5	7,5	7,1	9,8	8,5	7,5	7,1
Durchschnitt insgesamt	5,2	8,7	8,5	8,7	9,4	9,0	9,5	9,4	8,4
Vollkosten der Stromerzeugung, in Mrd. € (real, 2007)									
Konventionelle Erzeugung insgesamt	22,3	28,2	26,8	28,5	31,0	23,8	17,0	10,8	3,4
Kernkraft	6,0	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	5,9	12,6	9,9	12,0	12,3	10,3	6,3	2,8	-
Steinkohle mit CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	5,0	6,7	9,6	9,9	10,7	5,9	3,6	2,4	-
Braunkohle mit CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erdgas	5,3	7,7	7,3	6,6	8,0	6,5	7,1	5,6	3,4
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	0,7	1,8	1,8	1,9	2,1	1,8	2,9	4,1	5,1
Stromimport	-	0,0	0,5	0,6	0,7	0,0	1,3	2,5	3,4
Erneuerbare Erzeugung insgesamt	7,5	18,0	16,7	15,9	16,0	18,0	20,8	23,4	26,1
Wasserkraft	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5
Windenergie insgesamt	3,0	7,5	7,0	6,9	6,9	7,5	10,4	13,0	14,1
Onshore	3,0	4,3	4,2	4,1	4,1	4,3	4,3	4,7	4,9
Offshore	-	3,2	2,8	2,8	2,8	3,2	6,1	8,3	9,3
Photovoltaik	0,7	2,3	1,8	1,7	1,7	2,3	2,4	2,5	2,6
Biomasse	1,6	5,6	5,3	4,7	4,7	5,6	5,1	4,3	4,3
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,5	1,1	2,5
Gesamt Vollkosten der Stromerz.	30,5	48,0	45,7	47,0	49,8	43,7	42,0	40,8	38,0

Quelle: Prognos 2009

6.2.2 Varianten mit CCS

6.2.2.1 Nachfrage und Nettostromerzeugung

Die Nachfrage- und Treibersituation für den Kraftwerkseinsatz ist in den Varianten „mit CCS“ analog zu denjenigen „ohne CCS“. Die Endenergienachfrage nach Strom ist in den Varianten in den jeweiligen Bezugsszenarien jeweils gleich: Sie liegt im Innovationsszenario im Jahr 2050 um 30 % niedriger als im Referenzszenario und um 36 % niedriger als im Jahr 2005. Aufgrund des hohen Einsatzes an Erneuerbaren und zu einem großen Teil stochastischen Quellen für die Stromerzeugung im Innovationsszenario muss ein erheblicher Anteil der produzierten Energie zwischengespeichert werden. Hieraus resultiert ein Zusatzbedarf an Speicherstrom (Arbeit und Leistung). Der Speicherbedarf ist im Innovationsszenario mit CCS um einen Faktor 2,6 höher als in der Referenz. Gegenüber der Variante ohne CCS wird weniger Speicherkapazität benötigt, da ein größerer Teil der Last durch den konventionellen Kraftwerkspark bereit gestellt wird. Die Nettostromerzeugung liegt im Jahr 2050 um 29 % unter der des Referenzszenarios (Tabelle 6.2-6).

Tabelle 6.2-6: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Nettostromverbrauch und -erzeugung 2005 – 2050, in TWh

	2005	Referenzszenario mit CCS				Innovationsszenario mit CCS			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Endenergieverbrauch Strom	517	492	474	478	472	423	370	345	330
Verbrauch im Umwandlungsbereich	16	14	13	10	8	14	13	10	8
Leitungsverluste	29	26	25	25	25	26	25	25	25
Speicherstromverbrauch (Pump. etc.)	11	21	22	24	25	21	29	40	57
Nettostromverbrauch	573	554	534	536	530	485	436	420	420
Importsaldo*	-9	0	6	8	10	0	14	35	51
Nettostromerzeugung	583	554	528	528	520	485	423	384	369

* Ab 2021 Import von erneuerbar erzeugtem Strom

Quelle: Prognos 2009

Die Spitzenlast sinkt bis 2050 im Innovationsszenario im Vergleich zur Referenz um 28 % auf 54 GW. Die erneuerbaren Energien werden insgesamt zu einer installierten Leistung von 88 GW ausgebaut. Zur Deckung der Spitzenlast tragen sie allerdings nur mit 23 GW gesicherter Leistung bei. Verglichen mit der Referenz ist die gesicherte Leistung der Erneuerbaren in 2050 im Innovationsszenario um 53 % höher. mehr Den restlichen Anteil liefern die verbleibenden Gaskraftwerke sowie die Speicher (Tabelle 6.2-7).

Tabelle 6.2-7: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Spitzenlast und gesicherte Leistung 2005 – 2050, in GW

	2005	Referenzszenario mit CCS				Innovationsszenario mit CCS			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Spitzenlast	84	76	74	75	74	68	60	56	54
Gesicherte Leistung	96	81	80	82	79	80	67	69	59
Erneuerbare (inkl. Import)	6	13	14	14	15	13	16	19	23
Konventionell und Speicher	89	67	66	67	64	67	51	50	36

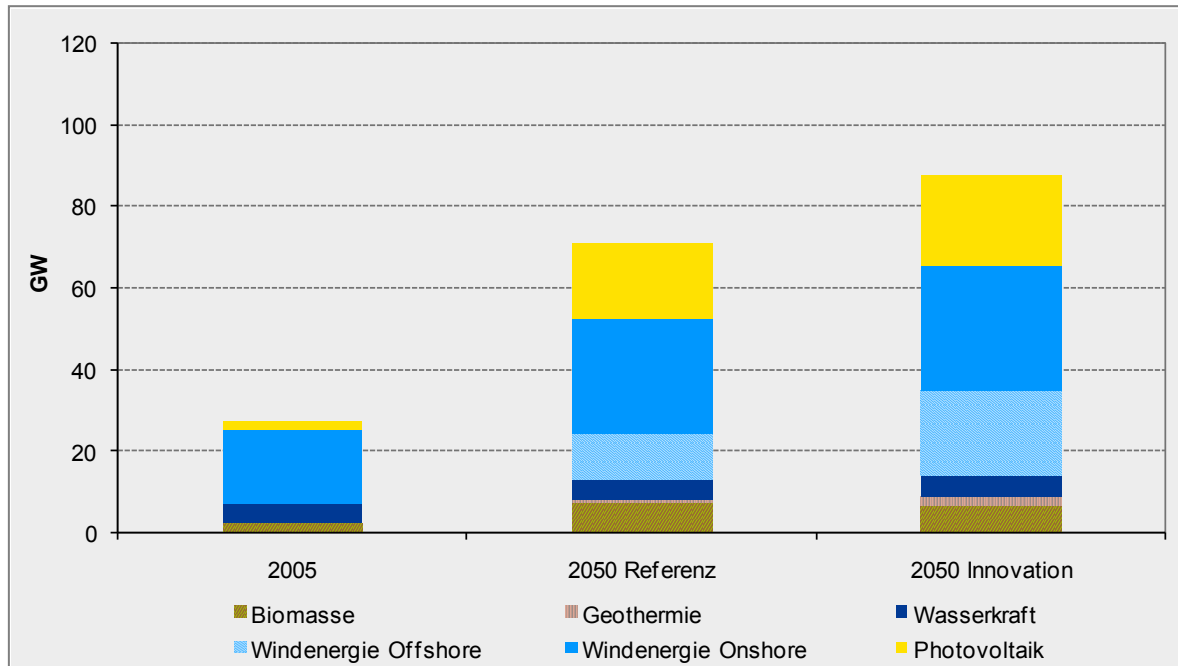
Quelle: Prognos 2009

6.2.2.2 Kraftwerkspark

Definitionsgemäß wird in dieser Variante angenommen, dass CCS als Option ab 2025 zur Verfügung steht. Nach unseren Abschätzungen der CCS-Kosten kommen CCS-Kraftwerke nach der Grenzkostenlogik zum Einsatz. Der Pfad der (neuen) erneuerbaren

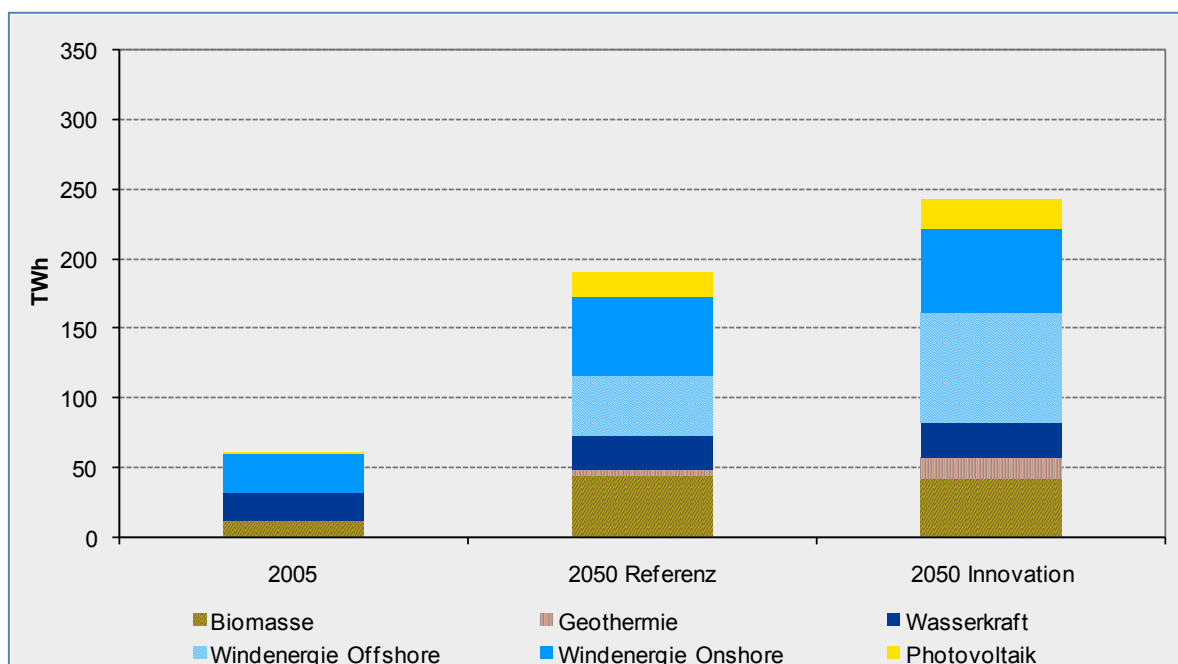
Energien führt im Jahr 2050 im Innovationsszenario zu einer um ca. 25 % höheren installierten Leistung im Vergleich zur Referenz (Abbildung 6.2-1) sowie zu ca. 1 % erhöhter Arbeit (Abbildung 6.2-6).

Abbildung 6.2-5: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: installierte Leistung der erneuerbaren Stromerzeugung in 2005 und 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.2-6: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Nettoproduktion der erneuerbaren Stromerzeugung in 2005 und 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2009

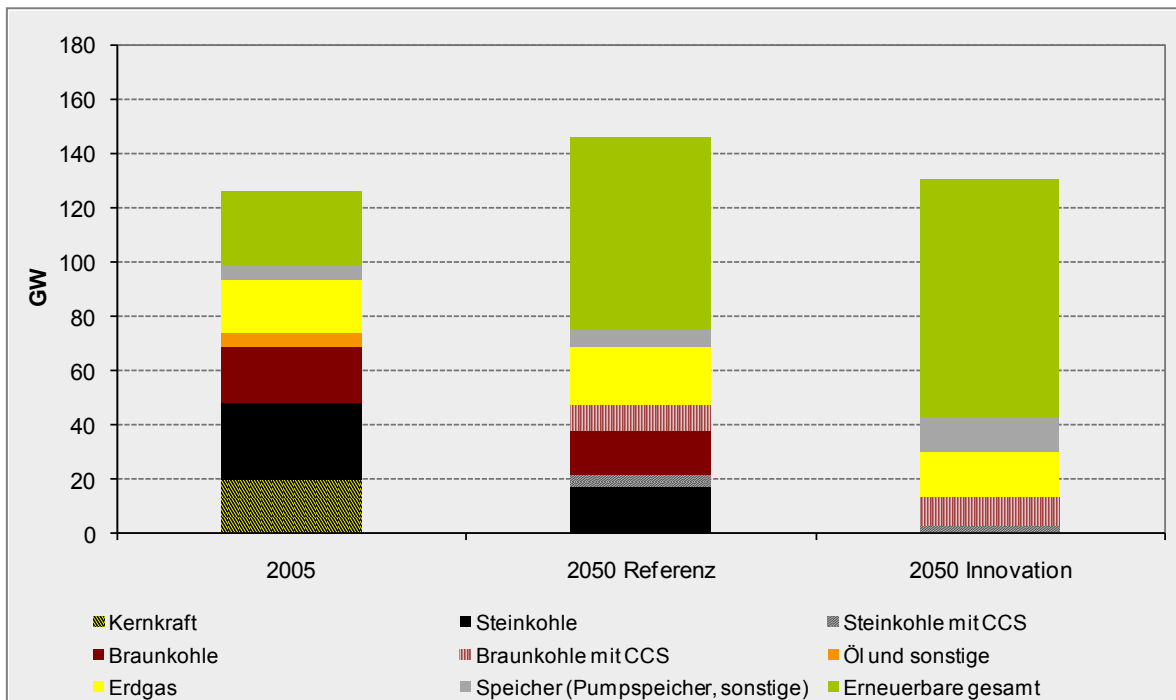
In der Referenz werden bei gegebenem CO₂-Preis mit CCS-Alternative gemäß Grenzkostenlogik die abalternden Kohlekraftwerke durch neue ersetzt und weitere hinzu gebaut. Es werden bereits vor 2020 neue konventionelle Kraftwerke benötigt, die dann ohne CCS hinzu gebaut werden. In der Referenz gehen über die bereits geplanten Kraftwerke hinaus weitere knapp 24 GW neue Kraftwerksleistung ohne CCS (13,4 GW Braunkohle, 10,6 GW Steinkohle) ans Netz, im Innovationsszenario 2,8 GW Braunkohle. Das letzte Braunkohlekraftwerk ohne CCS geht 2043, das letzte Steinkohlekraftwerk ohne CCS 2046 vom Netz (Abbildung 6.2-3). Diese Einsatzordnung resultiert aus der Tatsache, dass aus Leistungs- und Kostengründen die Kraftwerke ohne CCS mit immer weniger Vollbenutzungsstunden eingesetzt werden, so dass ihr Betrieb schließlich nicht mehr lohnend ist. Da sie (mit Bauzeitpunkten vor 2025) 32 Jahre im Betrieb waren, sind sie betriebswirtschaftlich abgeschrieben und es entstehen keine direkten Verluste. Die technische Lebensdauer ist allerdings bei einigen dieser Kraftwerke noch nicht erreicht. Deshalb wären in diesem Fall frühzeitig klare Rahmenbedingungen notwendig, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Falls diese in 2012 – 2016 gebauten Kraftwerke in veränderter Fahrweise am Netz blieben, würde ein zusätzlicher Emissionssockel von ca. 13 Mio. t CO₂ entstehen.

Tabelle 6.2-8: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Nettoleistung, Nettostromerzeugung und Jahresvolllaststunden nach Einsatz Energieträger, 2005 – 2050

		Referenzszenario mit CCS				Innovationszenario mit CCS			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Nettoleistung, in GW									
Kernkraft	19,9	4,1	0,0	0,0	0,0	4	0	0	0
Steinkohle	27,9	28,1	20,3	18,1	17,3	28	15	8	0
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	2,2	4,2	0	0	3	3
Braunkohle	20,8	16,8	23,4	22,7	16,5	17	11	10	0
Braunkohle mit CCS		0,0	3,0	7,0	9,5	0	4	8	10
Erdgas	19,6	22,6	23,9	23,0	21,3	23	21	20	17
Öl und sonstige	5,2	1,7	0,7	0,0	0,0	2	1	0	0
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	5,4	5,7	5,9	6,2	6,4	5	8	10	13
Wasserkraft	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	5	5	5	5
Windenergie insgesamt	18,4	38,1	38,8	39,4	39,7	38	44	49	51
Windenergie Onshore	18,4	28,1	28,1	28,2	28,3	28	28	30	30
Windenergie Offshore		10,0	10,7	11,2	11,4	10	15	19	21
Photovoltaik	1,9	17,9	18,2	18,4	18,5	18	20	22	22
Biomasse	2,2	7,1	7,2	7,2	7,2	7	7	7	7
Geothermie		0,3	0,3	0,4	0,5	0	1	1	2
Gesamt Nettoleistung	125,9	147,5	146,8	149,6	146,2	147,2	136,2	142,1	130,4
Nettostromerzeugung, in TWh									
Kernkraft	151,0	30,2	0,0	0,0	0,0	30	0	0	0
Steinkohle	128,0	169,6	112,3	95,2	64,5	129	76	13	0
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	15,3	28,2	0	0	18	16
Braunkohle	152,0	101,8	144,0	131,8	110,7	86	47	27	0
Braunkohle mit CCS		0,0	22,3	51,9	72,1	0	28	52	57
Erdgas	67,0	61,5	48,4	29,8	36,5	49	48	24	16
Öl und sonstige	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	7,1	15,8	16,6	17,4	18,3	16	20	27	37
Wasserkraft	19,6	24,3	24,3	24,4	24,4	24	24	25	25
Windenergie insgesamt	27,2	87,2	95,0	97,6	99,8	87	112	130	140
Windenergie Onshore	27,2	53,5	56,4	56,5	56,6	54	57	59	60
Windenergie Offshore		33,7	38,6	41,1	43,1	34	55	71	80
Photovoltaik	1,2	15,5	16,6	17,1	17,6	16	19	20	21
Biomasse	12,0	46,2	46,5	44,7	44,7	46	45	41	41
Geothermie		1,8	2,1	2,6	3,6	2	4	7	15
Gesamt Nettostromerzeugung	583,2	554,0	528,0	527,9	520,4	484,9	422,5	384,5	368,8
Jahresvolllaststunden, in h/a									
Kernkraft	7.588	7.435	-	-	-	7.428	-	-	-
Steinkohle	4.588	6.024	5.522	5.261	3.725	4.572	5.145	1.704	-
Steinkohle mit CCS	-	-	-	7.020	6.762	-	-	5.843	5.418
Braunkohle	7.308	6.067	6.156	5.810	6.712	5.116	4.134	2.770	-
Braunkohle mit CCS	-	-	7.431	7.415	7.631	-	6.959	6.521	5.710
Erdgas	3.418	2.722	2.025	1.294	1.708	2.183	2.295	1.216	956
Öl und sonstige	3.481	8	3	-	-	3	18	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	1.315	2.786	2.808	2.834	2.866	2.912	2.585	2.607	2.827
Wasserkraft	4.261	4.758	4.737	4.769	4.769	4.758	4.737	4.769	4.769
Windenergie insgesamt	1.478	2.293	2.452	2.475	2.514	2.293	2.573	2.664	2.735
Onshore	1.478	1.909	2.009	2.000	2.000	1.909	2.009	2.000	2.000
Offshore	-	3.370	3.620	3.677	3.792	3.370	3.620	3.677	3.792
Photovoltaik	632	867	913	934	955	867	913	934	955
Biomasse	5.455	6.465	6.470	6.184	6.184	6.465	6.470	6.184	6.184
Geothermie	-	6.575	6.687	7.000	7.000	6.575	6.687	7.000	7.000
Durchschnitt	4.632	3.757	3.597	3.527	3.560	3.294	3.102	2.706	2.829

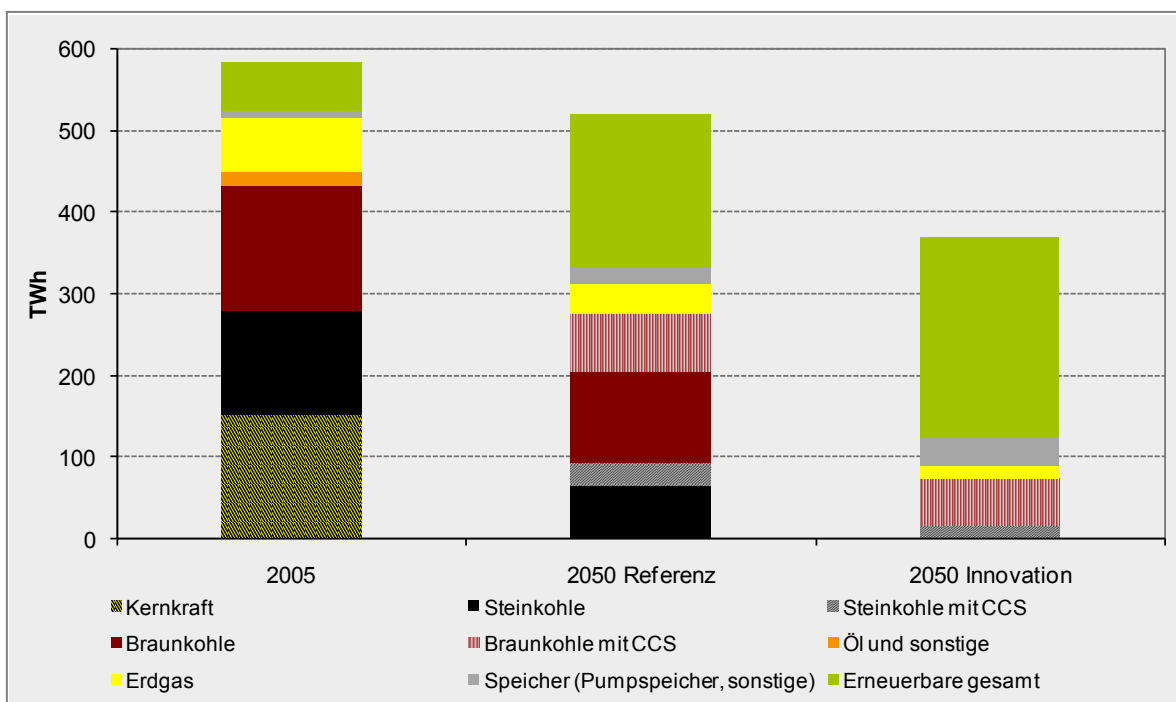
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.2-7: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: installierte Leistung des Kraftwerksparks in 2005 und 2050, in GW



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.2-8: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Stromerzeugung nach Energieträgern in 2005 und 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2009

6.2.2.3 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sinken in der Referenz auf ca. 48 % des Wertes von 2005, im Innovationsszenario auf 4 % (Tabelle 6.2-9).

Tabelle 6.2-9: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Brennstoffeinsatz, CO₂-Faktoren und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2005 – 2050, in Mio. t

		Referenzszenario mit CCS				Innovationsszenario mit CCS			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Brennstoffeinsatz, in PJ									
Steinkohle	1.182	1.461	909	738	537	1.128	642	137	-
Steinkohle mit CCS	0	0	0	121	220	-	-	150	142
Braunkohle	1.537	932	1.086	983	812	776	390	249	-
Braunkohle mit CCS	0	0	193	426	562	-	238	443	507
Erdgas	571	473	366	228	282	380	365	192	129
Öl und sonstige	314	0	0	0	0	0	0	-	-
Biomasse	136	486	468	432	415	486	444	394	379
CO₂-Emissionsfaktoren, in kg/GJ									
Steinkohle	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Steinkohle mit CCS	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Braunkohle	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Braunkohle mit CCS	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Erdgas	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Öl und sonstige	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Biomasse	23	23	23	23	23	23	23	23	23
CO₂-Emissionen, in Mio. t									
Steinkohle	111	137	85	69	50	106	60	13	-
Steinkohle mit CCS	0	0	0	1	2	-	-	1	1
Braunkohle	172	104	122	110	91	87	44	28	-
Braunkohle mit CCS	0	0	2	5	6	-	3	5	6
Erdgas	32	27	21	13	16	21	20	11	7
Öl und sonstige	25	0	0	0	0	0	0	-	-
Biomasse	3	11	11	10	9	11	10	9	9
Gesamt CO₂-Emissionen	344	279	241	208	175	225	137	67	23

*Emissionen ohne Anteile der Rauchgasentschwefelung

Quelle: Prognos 2009

6.2.2.4 Kosten

Die durchschnittlichen jährlichen Gestehungskosten und die jährlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung werden aus den Investitionen (Kapitalkosten), den Brennstoffkosten, fixen und variablen Betriebskosten (Wartung etc.) sowie CO₂-Kosten und Speicherkosten ermittelt. Für letztere werden als Kostenobergrenze die Kosten eines Gasturbinenkraftwerks angesetzt.

Es zeigt sich, dass – wie in der Variante ohne CCS – im Innovationsszenario in den Jahren 2020 bis 2040 die Gestehungskosten geringfügig höher liegen als im Referenzszenario. Dies liegt vor allem an den relativen Verhältnissen des Zubaus: Die Gaskraftwerke führen zu höheren Kosten als die Kohlekraftwerke. Letztere werden allerdings gegen Ende ihrer Laufzeit wegen einsatzordnungsbedingt geringerer Volllaststunden (Vorrang der Erneuerbaren) im Innovationsszenario teurer. Im Jahr 2050 liegen die Gestehungskosten

des Innovationsszenarios jedoch geringfügig (5 %) unter denen der Referenz. Die Vollkosten der Erzeugung liegen im Innovationsszenario aufgrund der geringeren Nachfrage und des daher geringeren Zubaus an Gesamtleistung immer niedriger als in der Referenz, in 2050 um 25 % (Tabelle 6.2-10). Insgesamt liegen sowohl die Gesteigungs- als auch die Vollkosten durchweg etwas günstiger als diejenigen des Variantensatzes ohne CCS. Die Gesteigungskosten gleichen sich zum Ende des Betrachtungszeitraums an.

Tabelle 6.2-10: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Gesteigungskosten und Vollkosten der Erzeugung 2005 – 2050

		Referenzszenario mit CCS				Innovationszenario mit CCS			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Spezifische Gesteigungskosten der Nettostromerz. in €-Cent/kWh (real, 2007)									
Durchschnitt Konventionelle Erzeugung	4,3	7,8	8,1	8,4	9,5	8,1	9,4	10,5	10,5
Kernkraft	4,0	4,1	-	-	-	4,1	-	-	-
Steinkohle	4,6	7,4	8,2	9,4	12,4	8,0	8,7	15,8	-
Steinkohle mit CCS		0,0	0,0	8,1	9,4	-	-	9,1	10,9
Braunkohle	3,3	6,6	6,1	6,7	6,8	6,8	7,4	9,8	-
Braunkohle mit CCS		0,0	5,1	5,0	4,9	-	5,3	5,5	6,2
Erdgas	8,0	12,6	15,0	19,3	22,1	13,1	14,7	20,1	25,3
Öl und sonstige		0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	10,3	11,3	11,0	11,0	11,5	11,5	11,5	10,8	9,7
Stromimport	0,0	9,5	8,4	7,5	7,0	9,5	8,4	7,5	7,0
Durchschnitt Erneuerbare Erzeugung	12,0	10,3	9,0	8,5	8,4	10,3	8,9	8,3	8,0
Wasserkraft	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Windenergie insgesamt	11,1	8,6	7,3	7,1	6,9	8,6	7,3	7,0	6,8
Onshore	11,1	8,0	7,4	7,3	7,3	8,0	7,4	7,3	7,3
Offshore	0,0	9,5	7,3	6,8	6,5	9,5	7,3	6,8	6,5
Photovoltaik	54,8	14,6	10,9	9,9	9,4	14,6	10,9	9,9	9,4
Biomasse	13,2	12,2	11,4	10,5	10,5	12,2	11,4	10,5	10,5
Geothermie	45,8	9,8	8,5	7,5	7,1	9,8	8,5	7,5	7,1
Durchschnitt insgesamt	5,2	8,7	8,5	8,5	9,1	9,0	9,2	9,1	8,6
Vollkosten der Stromerzeugung, in Mrd. € (real, 2007)									
Konventionelle Erzeugung insgesamt	22,3	28,2	26,5	27,3	29,7	23,8	18,6	14,0	9,4
Kernkraft	6,0	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	5,9	12,6	9,3	8,9	8,0	10,3	6,6	2,0	0,0
Steinkohle mit CCS	-	-	-	1,2	2,7	-	-	1,6	1,8
Braunkohle	5,0	6,7	8,9	8,8	7,5	5,9	3,5	2,6	0,0
Braunkohle mit CCS	-	-	1,1	2,6	3,5	-	1,5	2,9	3,5
Erdgas	5,3	7,7	7,3	5,8	8,1	6,5	7,1	4,9	4,1
Öl und sonstige	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Speicher (Pumpspeicher, sonstige)	0,7	1,8	1,8	1,9	2,1	1,8	2,4	2,9	3,5
Stromimport	-	0,0	0,5	0,6	0,7	0,0	1,2	2,6	3,6
Erneuerbare Erzeugung insgesamt	7,5	18,0	16,7	15,9	16,0	18,0	18,1	18,5	19,5
Wasserkraft	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5
Windenergie insgesamt	3,0	7,5	7,0	6,9	6,9	7,5	8,2	9,1	9,6
Onshore	3,0	4,3	4,2	4,1	4,1	4,3	4,2	4,3	4,4
Offshore	-	3,2	2,8	2,8	2,8	3,2	4,0	4,8	5,2
Photovoltaik	0,7	2,3	1,8	1,7	1,7	2,3	2,0	2,0	2,0
Biomasse	1,6	5,6	5,3	4,7	4,7	5,6	5,1	4,3	4,3
Geothermie	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,5	1,1
Gesamt Vollkosten der Stromerzeugung	30,5	48,0	45,5	45,8	48,5	43,7	40,2	38,1	36,0

Quelle: Prognos 2009

6.3 Primärenergie

6.3.1 Varianten „ohne CCS“

Im Jahr 2050 liegt der Primärenergieeinsatz (ohne nichtenergetischen Einsatz) im Innovationsszenario als Ergebnis zweier gegenläufiger Effekte um 31 % unter demjenigen im Referenzszenario. Die fossilen Energieträger werden gegenüber dem durch konsequente Effizienzmaßnahmen geprägten Referenzszenario im Innovationsszenario durch strategische Substitutionsmaßnahmen sowie Stromeinsparungen weiter verringert. Die Erneuerbaren sind in den Bereichen Mobilität und Stromerzeugung „Substitutionsgewinner“.

Im Einzelnen verschwinden die Kohlen im Innovationsszenario praktisch vollständig aus dem Mix. Die 2050 eingesetzte Menge Steinkohle liegt im Innovationsszenario um 96 % niedriger als im Referenzszenario, bei Braunkohle sind es 98 %. Von den verbleibenden 82 PJ werden 77 PJ in der Metallerzeugung eingesetzt, die restlichen 5 PJ stellen Umwandlungsverluste dar. Bei Mineralölprodukten beträgt der Unterschied 79 %. Hierbei werden die „klassischen“ Kraftstoffe Benzin und Diesel praktisch vollkommen verdrängt (Rückgang um 100 %). Diesel kommt mit 4 PJ nur noch in Nischenanwendungen vor. Flugtreibstoffe werden nicht ersetzt und gegenüber dem Referenzszenario lediglich um 11 % abgesenkt, sie bleiben 2050 mit 312 PJ im Mix. Aufgrund der begrenzt verfügbaren Biomassepotenziale werden biogene Brenn- und Kraftstoffe auch im Innovationsszenario als alternativlos angenommen. Heizölprodukte werden 2050 im Innovationsszenario gegenüber dem Referenzszenario um 79 % (Heizöl leicht) bzw. 75 % (Heizöl schwer) weniger genutzt. Sie werden in Restbeständen für die Prozesswärmeproduktion in der Industrie und im Dienstleistungssektor eingesetzt. Der Einsatz von Gasen liegt 2050 im Innovationsszenario um 51 % unter dem Referenzwert. Hier wirken zwei leicht gegenläufige Effekte: Reduzierend wirkt die Effizienzerhöhung auf der Nachfrageseite, die Verminderung der Stromnachfrage und der geringere Einsatz in der Stromproduktion. Tendenziell erhöhend wirken Substitutionseffekte bei der Prozesswärmeerzeugung in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen, der Einsatz von Gas im Verkehrssektor sowie der erhöhte Regelenenergiebedarf in der Stromerzeugung.

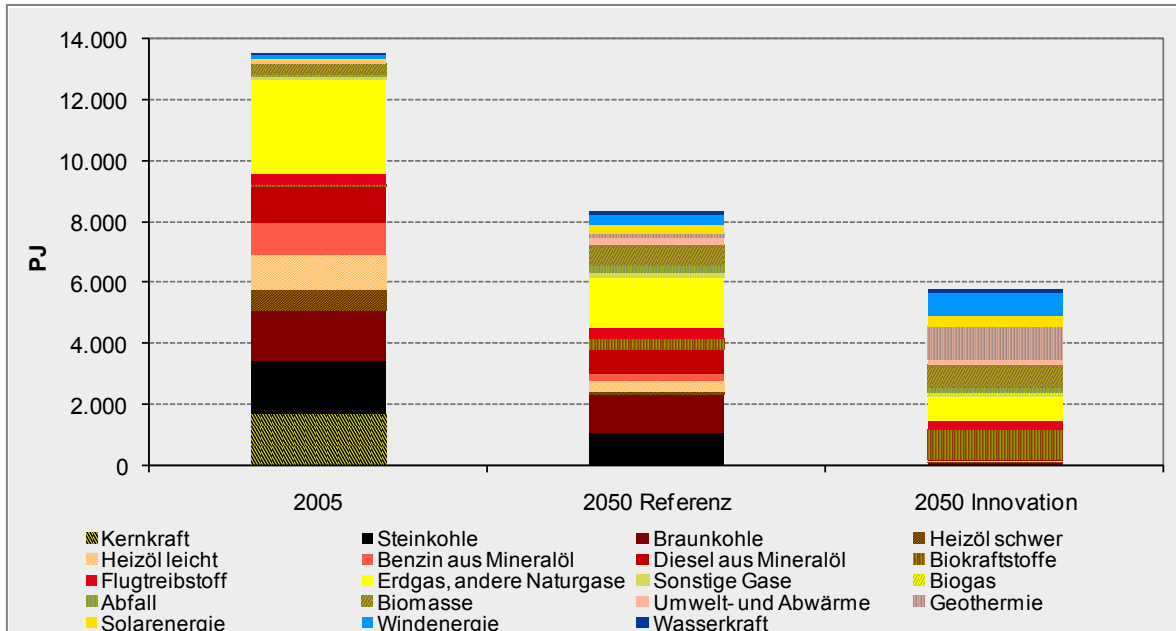
Tabelle 6.3-11: Szenarienvergleich, Variante „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
nach Energieträgern ohne CCS									
Kernkraft	1.658	332	0	0	0	331	0	0	0
Kohle	3.412	2.888	2.529	2.458	2.284	2.308	1.261	564	82
Steinkohle	1.749	1.888	1.274	1.268	1.066	1.476	814	330	59
Braunkohle	1.662	1.000	1.255	1.190	1.218	832	447	234	23
Mineralölprodukte	4.407	3.299	2.753	2.293	1.865	2.813	1.610	866	389
Heizöl leicht	1.151	787	576	423	325	574	256	96	36
Heizöl schwer	675	275	227	183	149	225	130	72	37
Benzin aus Mineralöl	1.033	583	461	369	254	534	303	115	0
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.260	1.114	952	787	1.097	566	246	4
Flugtreibstoff	345	394	374	365	350	383	354	336	312
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Gase	3.228	2.818	2.318	1.933	1.792	2.269	1.611	1.150	875
Erdgas, andere Naturgase	3.105	2.697	2.210	1.827	1.673	2.170	1.519	1.053	780
Sonstige Gase	123	121	108	106	119	99	92	97	95
Abfall	87	283	272	251	241	283	258	229	221
Erneuerbare Energien	741	1.678	1.937	2.090	2.148	1.932	2.939	3.484	4.200
Biomasse	337	698	724	711	689	765	874	791	726
Umwelt- und Abwärme	69	112	150	187	200	112	149	164	144
Solarenergie	77	180	237	280	292	246	362	388	371
Wasserkraft	82	93	92	93	93	93	94	94	94
Windenergie	98	314	342	351	359	314	512	672	753
Biokraftstoffe	77	193	268	321	340	318	708	867	987
Biogas	0	17	50	60	60	14	26	17	7
Geothermie	0	71	74	87	114	71	215	490	1.118
Gesamt Primärenergiebedarf	13.532	11.298	9.808	9.024	8.330	9.936	7.680	6.294	5.766
nach Sektoren ohne CCS									
Private Haushalte	2.069	1.660	1.445	1.255	1.096	1.391	949	605	341
Dienstleistungen	923	685	464	322	270	617	376	269	237
Industrie	1.556	1.444	1.281	1.176	1.127	1.118	853	714	667
Verkehr	2.529	2.361	2.180	1.996	1.760	2.272	1.933	1.620	1.373
Fernwärmeerzeugung	306	271	255	248	211	253	188	123	79
Stromerzeugung	5.583	4.217	3.568	3.429	3.327	3.634	2.723	2.387	2.539
Sonstige Umwandlung	567	661	616	598	540	651	658	575	530
Gesamt Primärenergiebedarf	13.532	11.298	9.808	9.024	8.330	9.936	7.680	6.294	5.766

Quelle: Prognos 2009

Der Einsatz der erneuerbaren Energien liegt im Zielszenario gegenüber dem Referenzszenario – mit den effizienzbedingten Ausnahmen Biogas und Abwärme/Umweltwärme – durchgängig höher, in der Summe ist es eine knappe Verdoppelung. Die stärkste absolute und relative Abweichung nach oben ist bei Geothermie (Stromerzeugung) zu verzeichnen: Dort beträgt der Unterschied mit einer Steigerung um 1.004 PJ fast das Zehnfache des Referenzwertes. Biokraftstoffe erfahren nahezu eine Verdreifachung aufgrund der Energieträgersubstitution im Straßenverkehr. Bei der Biomasse erfolgt lediglich eine Erhöhung um 5 %. Dies liegt daran, dass in der Referenz Biomasse „ungerichtet“ sowohl für die traditionelle Wärmeproduktion als auch für gekoppelte Stromproduktion eingesetzt wird. Im Innovationsszenario werden diese Mengen vorrangig zur Produktion von Biokraftstoffen eingesetzt.

Abbildung 6.3-9: Szenarienvergleich, Varianten „ohne CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern 2005 - 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Aus dem gleichen Grund liegt der Einsatz von Biogas 2050 im Innovationsszenario um 88 % unter dem Referenzwert: Der größte Teil der Biomasse, die im Referenzszenario zu großen Teilen für die Erzeugung von Biogas zur Wärmeproduktion und gekoppelten Wärme- und Stromproduktion eingesetzt wurden, wird im Innovationsszenario für die Erzeugung von Biokraftstoffen verwendet.

Die Umwelt- und Abwärmenutzung verringert sich im Innovationsszenario gegenüber der Referenz um 28 % aufgrund der Reduktion des Raumwärmebedarfs. Der Solarenergieeinsatz erhöht sich im Innovationsszenario gegenüber der Referenz um 27%; dies ist das Resultat der gegenläufigen Effekte der Reduktion von Niedertemperaturwärmenachfrage und erhöhter Stromproduktion. Windenergie wird im Innovationsszenario gut doppelt so stark ausgebaut wie in der Referenz.

6.3.2 Varianten „mit CCS“

In den Varianten mit CCS verändert sich gegenüber den Varianten „ohne CCS“ im Wesentlichen der Einsatz von Kohlen und erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung (Tabelle 6.3-12, Abbildung 6.3-10.).

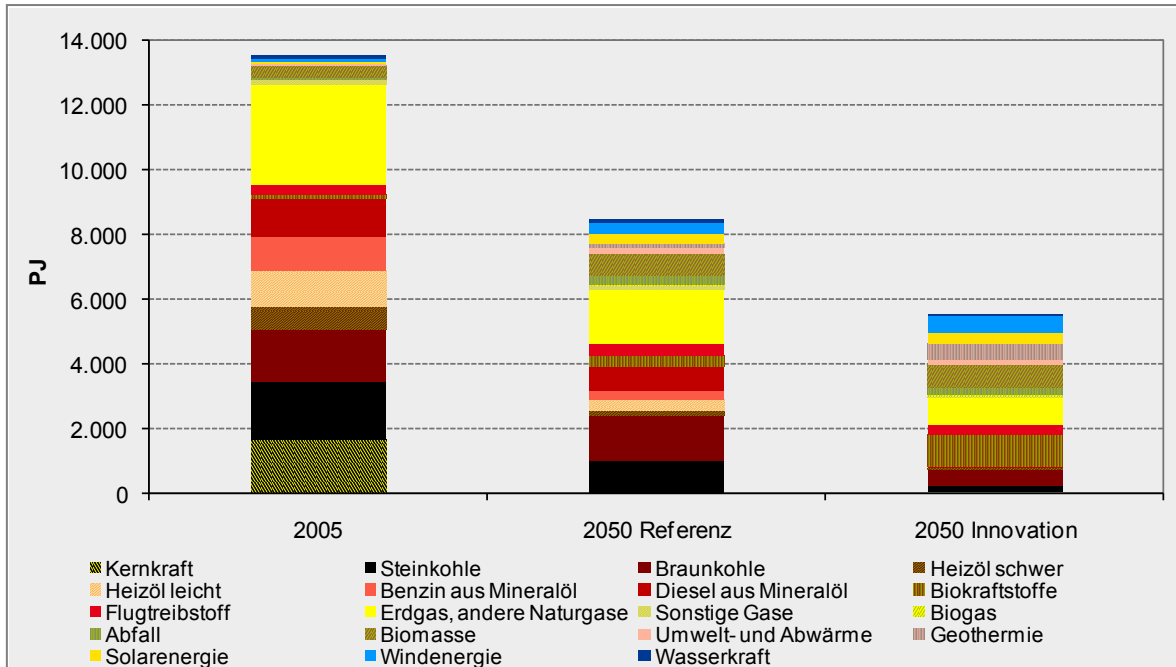
Tabelle 6.3-12: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern und Sektoren, 2005 – 2050, in PJ

		Referenzszenario				Innovationsszenario			
	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
nach Energieträgern mit CCS									
Kernkraft	1.658	332	0	0	0	331	0	0	0
Kohle	3.412	2.888	2.554	2.585	2.409	2.308	1.514	1.135	753
Steinkohle	1.749	1.888	1.207	1.112	975	1.476	843	404	212
Braunkohle	1.662	1.000	1.347	1.474	1.434	832	671	731	540
Mineralölprodukte	4.407	3.299	2.753	2.293	1.865	2.813	1.611	866	389
Heizöl leicht	1.151	787	576	423	325	574	256	96	36
Heizöl schwer	675	275	227	183	149	225	131	72	37
Benzin aus Mineralöl	1.033	583	461	369	254	534	303	115	0
Diesel aus Mineralöl	1.202	1.260	1.114	952	787	1.097	566	246	4
Flugtreibstoff	345	394	374	365	350	383	354	336	312
übrige Mineralölprodukte	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Gase	3.228	2.818	2.313	1.890	1.794	2.269	1.620	1.121	908
Erdgas, andere Naturgase	3.105	2.697	2.205	1.784	1.675	2.170	1.528	1.024	813
Sonstige Gase	123	121	108	106	119	99	92	97	95
Abfall	87	283	272	251	241	283	258	229	221
Erneuerbare Energien	741	1.678	1.937	2.090	2.148	1.932	2.730	3.007	3.294
Biomasse	337	698	724	711	689	765	874	791	726
Umwelt- und Abwärme	69	112	150	187	200	112	149	164	144
Solarenergie	77	180	237	280	292	246	350	369	348
Wasserkraft	82	93	92	93	93	93	93	93	93
Windenergie	98	314	342	351	359	314	405	469	504
Biokraftstoffe	77	193	268	321	340	318	708	867	987
Biogas	0	17	50	60	60	14	26	17	7
Geothermie	0	71	74	87	114	71	126	235	484
Gesamt Primärenergiebedarf	13.532	11.298	9.828	9.109	8.457	9.936	7.733	6.358	5.564
nach Sektoren mit CCS									
Private Haushalte	2.069	1.660	1.445	1.255	1.096	1.391	949	605	341
Dienstleistungen	923	685	464	322	270	617	376	269	237
Industrie	1.556	1.444	1.281	1.176	1.127	1.118	853	714	667
Verkehr	2.529	2.361	2.180	1.996	1.760	2.272	1.933	1.620	1.373
Fernwärmeerzeugung	306	271	255	248	211	253	188	123	79
Stromerzeugung	5.583	4.217	3.591	3.520	3.457	3.634	2.769	2.437	2.315
Sonstige Umwandlung	567	661	613	591	538	651	664	590	552
Gesamt Primärenergiebedarf	13.532	11.298	9.828	9.109	8.457	9.936	7.733	6.358	5.564

Quelle: Prognos 2009

Bei den Kohlen liegt der Verbrauch im Innovationsszenario 2050 um 69 % niedriger als in der Referenz, um 78 % bei Steinkohle und um 62 % bei Braunkohle. Hier spiegelt sich wider, dass noch 10 GW Kraftwerkskapazität auf Braunkohlebasis und 3 GW Kapazität auf Steinkohlebasis, jeweils mit CCS-Technologie, im Mix sind.

Abbildung 6.3-10: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: Primärenergieverbrauch (ohne nichtenergetischen Verbrauch) nach Energieträgern, 2005 - 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2009

Entsprechend ist die Steigerung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung mit 53 % weniger stark als in den Varianten „ohne CCS“. Der Geothermie-Einsatz liegt 2050 im Innovationsszenario lediglich viermal so hoch wie im Referenzszenario, Windenergie um 40 % höher, Solarenergie um 19 %.

In der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2050 die Reduktion im Innovationsszenario gegenüber dem Referenzszenario 33 %. Dieses verglichen mit dem Variantenvergleich „ohne CCS“ scheinbar paradoxe Ergebnis ist das Resultat zweier einander ergänzender Effekte. Einerseits ist der „Ausgangswert“ in der Referenz in der Variante „mit CCS“ aufgrund der geringeren Wirkungsgrade der CCS-Kraftwerke höher als derjenige in der Variante „ohne CCS“. Andererseits wird aufgrund der durch die thermischen Kraftwerke produzierten Grund- und Mittellast und des insgesamt geringeren fluktuierenden Aufkommens aus Erneuerbaren der zusätzliche Speicherbedarf mit seinen Verlusten von ca. 30 % geringer, so dass insgesamt 1.141 PJ eingespart werden.

6.4 Gesamte Treibhausgasemissionen

Im Szenarienvergleich der Treibhausgasemissionen unterscheiden sich die Varianten „ohne CCS“ und „mit CCS“ nur geringfügig; daher werden diese hier wie in den Kapiteln 4 und 5 parallel beschrieben.

Grundsätzlich wird die Entwicklung der Treibhausgasemissionen im zeitlichen Verlauf sehr stark von den energiebedingten Emissionen, und hier vor allem den energiebedingten CO₂-Emissionen (aus Verbrennungsprozessen) dominiert.

Tabelle 6.4-1: Szenarienvergleich, gesamte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

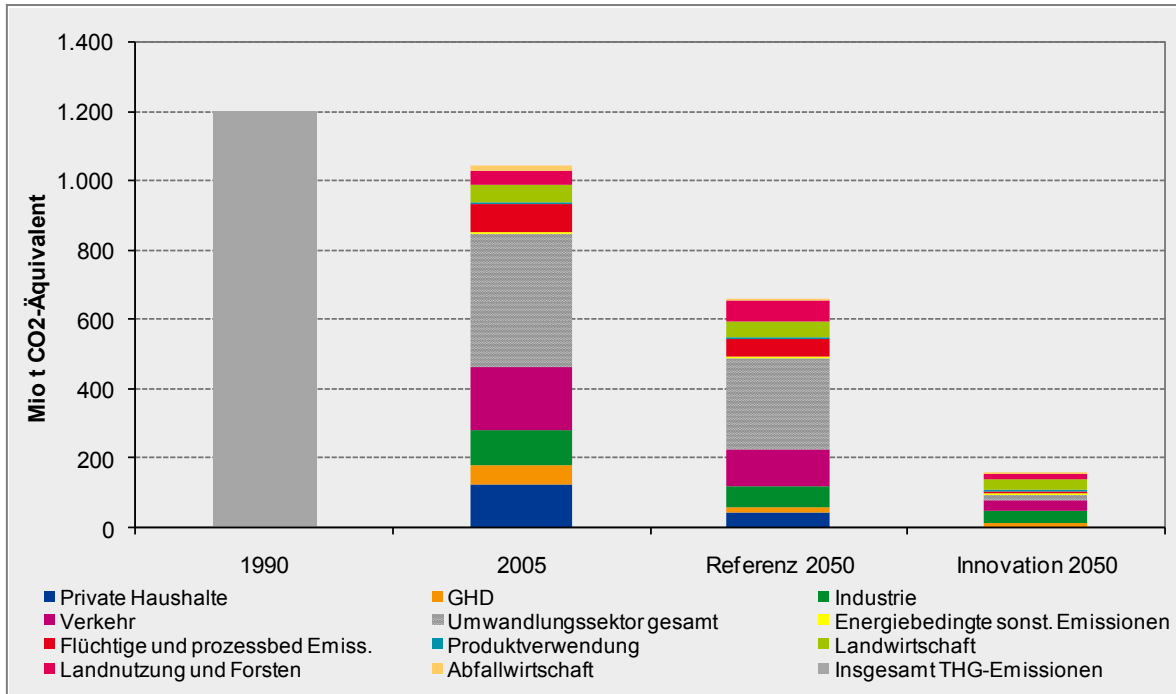
	Ist-Daten		Referenzszenario				Innovationsszenario			
Mio. t CO ₂ -Äqu.	1990	2005	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Nach Sektoren										
Verbrennungsprozesse ohne CCS	1.018	843	715	615	550	493	589	353	199	97
dav. Stromerzeugung ohne CCS		323	280	257	247	235	226	134	65	14
dav. Industrie		101	91	78	69	65	70	51	41	36
dav. Verkehr		179	159	140	123	103	144	91	57	30
Verbrennungsprozesse mit CCS	1.018	843	715	599	511	433	589	357	201	106
dav. Stromerzeugung mit CCS		323	280	242	209	176	226	138	67	23
Flüchtige und prozessbedingte Emissionen, Produktverwendung	107	84	60	57	56	54	54	37	23	10
Landwirtschaft	62	53	48	48	48	48	39	36	33	30
Landnutzung und Forsten	-28	39	60	60	60	60	21	18	18	18
Abfallwirtschaft	40	13	6	5	4	4	6	4	3	3
Nach Gasen										
Variante ohne CCS										
CO ₂	1.019	913	803	703	638	581	634	387	227	117
CH ₄	98	46	30	27	25	24	26	21	17	13
N ₂ O	70	56	42	41	40	40	35	30	27	25
Variante mit CCS										
CO ₂	1.019	913	803	688	600	521	634	391	229	126
CH ₄	98	46	30	27	25	24	26	21	17	13
N ₂ O	70	56	42	41	40	39	35	30	27	25
HFKW	4	10	10	10	10	10	10	7	4	1
FKW	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
SF ₆	5	5	3	3	3	3	3	2	1	0
Insgesamt ohne CCS	1.199	1.031	888	785	717	658	709	447	276	157
Insgesamt mit CCS	1.199	1.031	888	769	679	598	709	451	278	166
Insgesamt ohne CCS										
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-25,9%	-34,5%	-40,2%	-45,1%	-40,8%	-62,7%	-77,0%	-86,9%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-13,8%	-23,9%	-30,5%	-36,2%	-31,2%	-56,6%	-73,3%	-84,8%
Insgesamt mit CCS										
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-25,9%	-35,8%	-43,4%	-50,1%	-40,8%	-62,4%	-76,8%	-86,2%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-13,8%	-25,4%	-34,2%	-42,0%	-31,2%	-56,3%	-73,1%	-83,9%

Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind Inventardaten; energiebedingte Emissionen inklusive CO₂ aus Rauchgasreinigung

Quelle: Prognos / Öko-Institut 2009

Diese liegen im jeweiligen Innovationsszenario 2050 in der Variante „ohne CCS“ um 80 % und in der Variante „mit CCS“ um 76 % niedriger als in der entsprechenden Variante des Referenzszenarios. Dieser Unterschied resultiert vollständig aus den unterschiedlichen Entwicklungen in der Stromerzeugung. In der Variante „ohne CCS“ unterschreiten die damit verbundenen CO₂-Emissionen im Innovationsszenario 2050 den Wert der Referenz um 94 % (sie liegen dann bei 14 Mio. t), in der Variante „mit CCS“ um 87 % (entsprechend 23 Mio. t CO₂).

Abbildung 6.4-1: Szenarienvergleich, Varianten „ohne CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



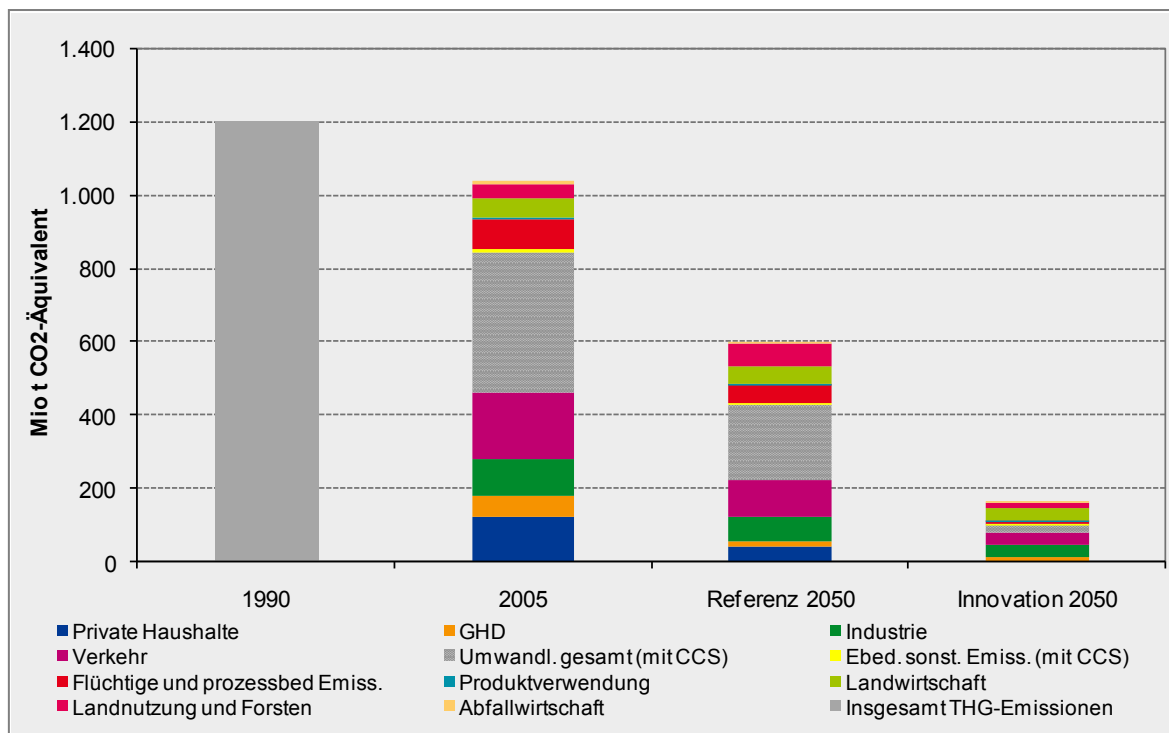
Quelle: Prognos/ Öko-Institut 2009

In den Nachfragesektoren ist die Entwicklung in den Szenarien sehr unterschiedlich (Abbildung 6.4-1). Im Sektor private Haushalte wird 2050 im Innovationsszenario, v.a. durch das Einsparen des Raumwärmebedarfs und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien eine Verringerung der Emissionen um 93 % gegenüber dem Referenzszenario erreicht. Im Dienstleistungssektor beträgt die entsprechend Reduktion 37 %. Der Unterschied ist deshalb vergleichsweise klein, weil hier bereits im Referenzszenario erhebliche Einsparerfolge erzielt werden. In der Industrie können durch die Prozess- und Werkstoffinnovationen im Innovationsszenario gegenüber dem effizienzgetriebenen Referenzszenario 44 % der Emissionen eingespart werden, im Verkehrssektor 71 %. Hier wirken die strategischen Maßnahmen Elektrifizierung des motorisierten Personenverkehrs, Güterverkehrsverlagerung und Ersatz fossiler durch biogene Kraftstoffe im PKW-Bereich und im motorisierten Güterverkehr zusammen.

Im sonstigen Umwandlungssektor liegen die Emissionen 2050 im Innovationsszenario um 88 % niedriger als in der Referenz. Diese Absenkung hängt vor allem mit dem verringerten Einsatz von Mineralölprodukten zusammen, da mit der Umwandlung von Biomasse in Biokraftstoffe definitionsgemäß keine direkten CO₂-Emissionen verbunden sind (indirekte und sonstige Emissionen werden in den Nicht-Energie-Sektoren verbucht, vgl. Kap. 4, 5 und 6). Die Reduktion der Fernwärmenachfrage und der Kohleneinsätze in der Stromerzeugung reduzieren die Emissionen ebenfalls.

Die Methan- und Lachgasemissionen aus Verbrennungsprozessen (energiebedingten CH₄- und N₂O-Emissionen) sinken zwar erheblich, sind aber mengenmäßig von nur sehr geringer Bedeutung.

Abbildung 6.4-2: Szenarienvergleich, Varianten „mit CCS“: energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



Quelle: Prognos/ Öko-Institut 2009

Die Unterschiede bei den flüchtigen Emissionen des Energiesektors, den prozessbedingten Emissionen sowie den Treibhausgasemissionen aus der Produktverwendung sind im Vergleich der beiden Szenarien v.a. durch zwei Entwicklungen geprägt. Erstens zieht die Veränderungen der Energieträgerstrukturen nochmals eine erhebliche Verringerung der flüchtigen Emissionen des Energiesektors nach sich, vor allem wegen der deutlich verringerten Methan-Emissionen des Öl- und Gassektors. Zweitens werden bei den prozessbedingten Emissionen in einigen Bereichen (Zementproduktion, chemische Industrie, fluorierte Gase) erhebliche Emissionsminderungen erzielt. Insgesamt liegen die Treibhausgasemissionen dieser Bereiche im Innovationsszenario im Jahr 2050 um insgesamt 82 % unter den Vergleichswerten im Referenzszenario.

Erhebliche Emissionsminderungen werden auch im Sektor Landwirtschaft erreicht. Im Vergleich der Szenarien ergeben sich hier für das Jahr 2050 im Innovationsszenario um 37 % niedrigere Emissionen, die vor allem aus den Veränderungen im Bereich der Tierhaltung und der Bodenbewirtschaftung resultieren.

Die Netto-Emissionen im Sektor Bodennutzung und Forstwirtschaft werden im Innovationsszenario auf etwa 18 Mio. t CO₂-Äqu. gesenkt, dies entspricht im Vergleich zum Referenzszenario einer Minderung um rund 71 %. Auch wenn die Senkenfunktion der Wälder gegenüber dem Referenzszenario nicht ausgebaut werden kann, zeigen die Ergebnisse deutlich, dass durch Maßnahmen im Bereich der Landnutzung erhebliche Treibhausgas-minderungen zu erzielen sind.

Die Minderemissionen im Bereich der Abfallwirtschaft sind im Vergleich der beiden Szenarien zwar spezifisch groß (-28 %), absolut liegen im Jahr 2050 die Emissionen im Inno-

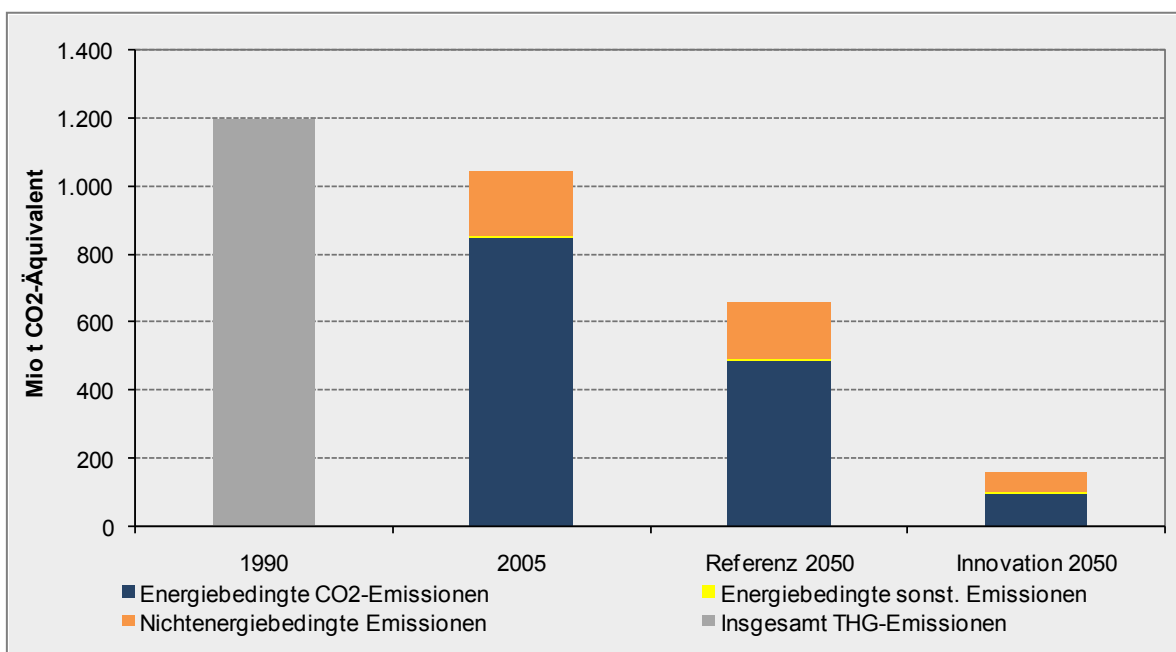
vationsszenario jedoch nur um etwa 1 Mio. t CO₂-Äqu. unter den entsprechenden Werten des Referenzszenarios.

Ein Vergleich der Emissionsverläufe nach Treibhausgasen zeigt wiederum die überragende Rolle der CO₂-Emissionen. Die Minderungen im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 betragen 80 % (Variante „ohne CCS“) bzw. 76 % (Variante „mit CCS“). Höhere spezifische Minderungen ergeben sich nur für die fluorierten Gase. Die hohen spezifischen Minderungen (-81 % bis -90 % für das Innovationsszenario im Jahr 2050) korrespondieren jedoch mit begrenzten absoluten Emissionseinsparungen von insgesamt 13 Mio. t CO₂-Äqu.

Die (vergleichsweise) geringsten Unterschiede zwischen dem Innovations- und dem Referenzszenario sind für die N₂O-Emissionen zu konstatieren. Die Differenz zwischen den Szenarien im Jahr 2050 liegt hier (je nach CCS-Variante) zwischen 14 und 15 Mio. t CO₂-Äqu., dies entspricht einer spezifischen Minderung von 37 % bis 38 %. Spezifisch größer (-44 %), absolut aber geringer (-11 Mio. t CO₂-Äqu.) sind die Emissionsdifferenzen bei Methan.

Die größten Emissionsbeiträge stammen im Jahr 2050 aus der Industrie (energiebedingte Emissionen von 34 Mio. t CO₂-Äqu.), der Landwirtschaft (30 Mio. t CO₂-Äqu.) sowie dem Verkehr (30 Mio. t CO₂-Äqu.), wobei dessen Emissionen ganz überwiegend auf den Straßengüter- und den Luftverkehr entfallen.

Abbildung 6.4-3: Szenarienvergleich, Varianten „ohne CCS“: gesamte Treibhausgasemissionen, aufgeteilt in energiebedingte und nicht energiebedingte Emissionen 1990 - 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten



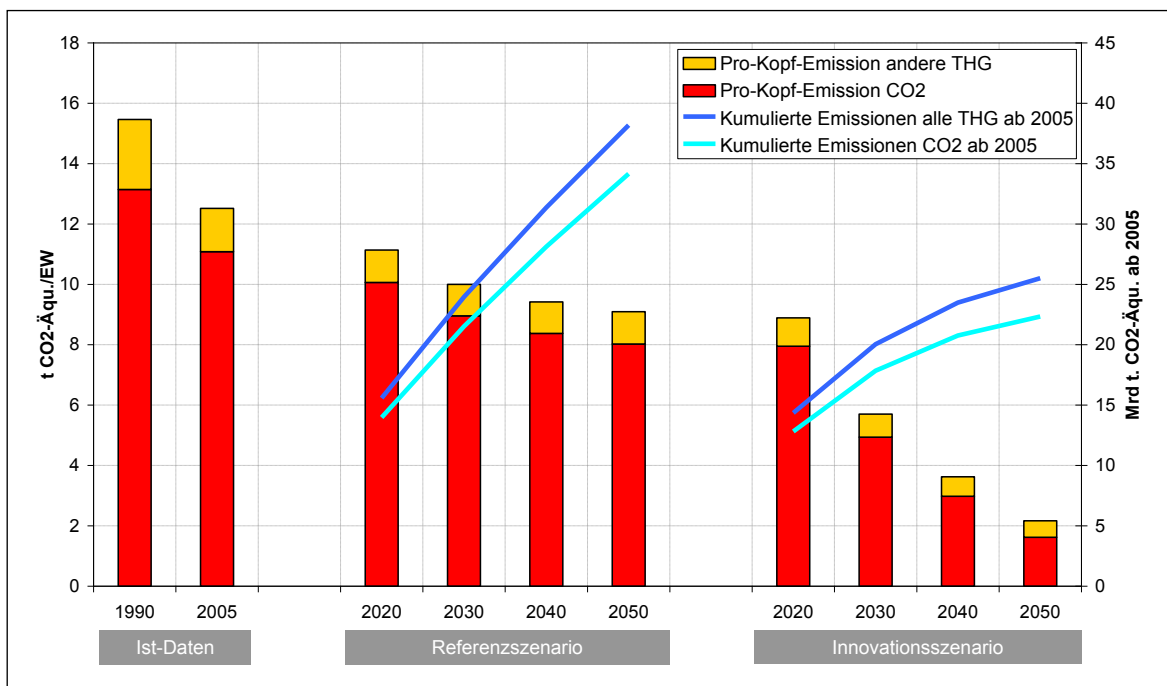
Quelle: Prognos / Öko-Institut 2009

Für die Einordnung der Szenarienergebnisse bilden sowohl die Pro-Kopf-Emissionen als auch die (ab 2005) kumulierten Treibhausgasemissionen wichtige Indikatoren. Die Pro-Kopf-Emissionen bzw. die Entwicklung der Pro-Kopf-Emissionen über die Zeit sind ein robuster Indikator für die Frage einer gerechten Zuordnung der Anstrengungen zur Emissionsminderung. Die kumulierten Treibhausgasemissionen sind dagegen ein präzises

Maß für den Verursacheranteil der globalen Klimaerwärmung bzw. den Wirkungsbeitrag im Rahmen einer Klimaschutzstrategie. Die Abbildung 6.4-4 verdeutlicht die grundsätzlich unterschiedlichen Entwicklungspfade der Treibhausgasemissionen.

Im Referenzszenario sinken die Pro-Kopf-Emissionen bis 2050 auf einen Wert von 9,1 t CO₂-Äqu. Im Vergleich zu 1990 entspricht dies einer Minderung der spezifischen Emissionen von etwa 41 %. Die Übersicht verdeutlicht auch nochmals, dass sich die wesentlichen Reduktionen im Bereich der CO₂-Emissionen vollziehen, die Veränderungen bei den anderen Treibhausgasen bleiben gering. Kumuliert über den Zeitraum 2005 bis 2050 betragen die gesamten Treibhausgasemissionen gut 38 Mrd. t CO₂-Äqu., die CO₂-Emissionen etwa 34 Mrd. t. Ausgehend von einem Budget von etwa 800 Mrd. t CO₂ bzw. 1.230 Mrd. t CO₂-Äqu. für den Zeitraum 2005 bis 2050 würde allein Deutschland das zur Begrenzung der globalen Klimaerwärmung auf einen Wert von unter 2°C verfügbare Emissionsbudget zu einem nicht unerheblichen Teil in Anspruch nehmen.

Abbildung 6.4-4: Szenarienvergleich, Pro-Kopf-Emissionen und kumulierte Emissionen (ab 2005), 1990 – 2050



Quelle: Prognos / Öko-Institut 2009

Die drastischen Emissionsminderungen im Innovationsszenario resultieren im Jahr 2050 in Pro-Kopf-Emissionen von 1,6 t CO₂ und von 2,2 t CO₂-Äqu. an gesamten Treibhausgasen. Dies entspricht einer Minderung um etwa 86 % gegenüber 2005. Der notwendige Übergangsprozess bei der Entwicklung des Treibhausgas-Ausstoßes führt aber mit Blick auf die kumulierten Emissionen zu weitaus weniger massiven Rückgängen. Im Zeitraum 2005 bis 2050 werden im Innovationsszenario etwa 22 Mrd. t CO₂ emittiert, für alle Treibhausgase beträgt der entsprechende Wert 25,5 Mrd. t CO₂-Äqu.. Im Innovationsszenario werden damit im gesamten Szenariozeitraum etwa 35 % weniger CO₂ bzw. 33 % weniger Treibhausgase ausgestoßen als im Referenzszenario.

Der hohe Beitrag des sich bis zum Jahr 2020 ergebenden Emissionssockels zu den bis 2050 kumulierten Gesamtemissionen unterstreicht die große Bedeutung nicht nur massiver, sondern vor allem auch schneller Emissionsminderungen. Für die klimapolitische

Bewertung von Emissionspfaden sind damit nicht nur die zu bestimmten Stichjahren erreichten Emissionsminderungen, sondern auch die kumulierten Emissionen und damit die Trajektorien der Emissionsreduktion von zentraler Bedeutung.

6.5 (Mehr- und Minder-)Kosten

Die Mehrkosten des Innovationsszenarios gegenüber dem Referenzszenario werden auf Sektorebene volkswirtschaftlich abgeschätzt. Dafür werden die für die Umsetzung benötigten Investitionen mit Finanzierungskosten über die Lebensdauer bestimmt. Diesen Investitionen werden als volkswirtschaftliche Einsparungen die vermiedenen Energieträgerimporte, vor allem bei Mineralölprodukten und Erdgas, gegen gerechnet. Grundsätzlich werden die Mehrkosten konservativ nach oben abgeschätzt.

Bei der Stromerzeugung werden die Vollkosten der Erzeugung in den beiden Szenarien miteinander verglichen. Diese schließen die Brennstoffkosten ein. Doppelzählungen vermiedener Energieträgerimporte werden bereinigt.

6.5.1 Mehrkosten im Sektor private Haushalte

Im Sektor private Haushalte treten in drei Bereichen zusätzliche Investitionen auf:

- bei der Erhöhung der wärmetechnischen Standards der Gebäude, sowohl bei Neubauten als auch bei Sanierungen;
- bei der Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien;
- bei Geräten für effizientere Stromanwendungen.

Die Erhöhungen der wärmetechnischen Standards der Gebäude werden mit mittleren Mehrkosten, bezogen auf die Wohnfläche, abgeschätzt. Derzeit wird bei Neubauten davon ausgegangen, dass die Mehrkosten für die Umsetzung eines sehr energieeffizienten Standards (ca. 30 kWh/m² a, bis hin zum Passivhaus-Standard) etwa zu Mehrkosten in Höhe von 8 - 10 % der Baukosten führen. Bei mittleren Erstellungskosten von 1.100 - 1.250 €/m² resultieren daraus Mehrkosten von ca. 100 €/m². Es sei darauf hingewiesen, dass die Kosten sowohl nach Gebäudetyp als auch regional stark streuen können und es sich bei den hier genannten Zahlen um nach oben abgeschätzte Mittelwerte innerhalb eines breiten Korridors handelt. Im Innovationsszenario wird angenommen, dass bereits frühzeitig das Ziel der Nullemissionsbauten als politisches Ziel verankert und mit entsprechender Forschung flankiert wird. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass mit angepassten Materialien und Bauweisen (Modularisierung, Vorfertigung etc.) sowie der Qualifizierung der beteiligten Gewerke die spezifischen Mehrkosten im Lauf der Zeit sinken. Hinzu kommt, dass auch in der Referenz die Standards allmählich anspruchsvoller werden, so dass die energetische Differenz der Neubauten zwischen den beiden Szenarien geringer wird.

Bei der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes müssen zwei Effekte betrachtet werden: Einerseits werden die energetischen Standards der Sanierungen im Innovationsszenario gegenüber dem Referenzszenario verschärft. Hier treten energetisch bedingte Differenzkosten auf. Diese können je nach Alter, Komplexität, baulichem und energetischem Zustand vorher/nachher erheblich streuen, es werden in der Literatur und von Fachleuten etwa 20 - 44 €/m² angegeben. Dies sind etwa 15 - 35 % der gesamten Sanierungskosten. Als Mittelwert wiederum am oberen Rand des Korridors gehen wir zunächst von 35 €/m² aus. Wenn ab etwa dem Jahr 2035 die „zweite Welle“ der Sanierungen be-

ginnt, starten diese durchwegs auf einem baulich wie energetisch besseren Ausgangsniveau, daher kann hier von geringeren spezifischen Kosten ausgegangen werden.

Der zweite Aspekt bei den Sanierungen ist die Verdoppelung der Sanierungsrate um den Raumwärmebedarf des gesamten Gebäudebestandes bis etwa zum Jahr 2050 nahezu zum Verschwinden zu bringen. Die mit den gegenüber der Referenz zusätzlichen Sanierungen verbundenen Vollkosten werden dem Innovationsszenario zugerechnet. Praktisch handelt es sich dabei um die Sanierungsvollkosten für die Hälfte des Bestandes. Auch hier streuen die Vollkosten sehr stark, zwischen 150 und 500 €/m². Als „oberer Mittelwert“ werden hier 300 €/m² für die Abschätzung angesetzt. Aufgrund der o.g. Komplexität und Verschiedenheit der Bestandsgebäude wird nicht damit gerechnet, dass bei der Sanierung analog zum Neubau systematische Kostendegressionen zu erzielen sind, daher werden die spezifischen Sanierungsvoll- und -mehrkosten jeweils konstant gehalten.

Die so berechneten „reinen“ energiebedingten Investitionen werden dann annuitätisch mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz von 1,5% p.a. über die Lebensdauer der Maßnahmen verteilt (Jahresscheiben) und integriert, um sie später den Einsparungen gegenüber stellen zu können.

Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die hier berücksichtigten investiven Mehrkosten unabhängig davon auftreten, ob sie im Einzelfall aus der Entscheiderperspektive durch Energiekosteneinsparungen oder Mietpreiserhöhungen refinanziert werden können. Die Bandbreite bezüglich dieser Einzelwirtschaftlichkeit ist sehr hoch (vgl. Kasten) und stark von der jeweiligen ökonomischen Rationalität des Entscheiders sowie von Rahmenbedingungen abhängig.

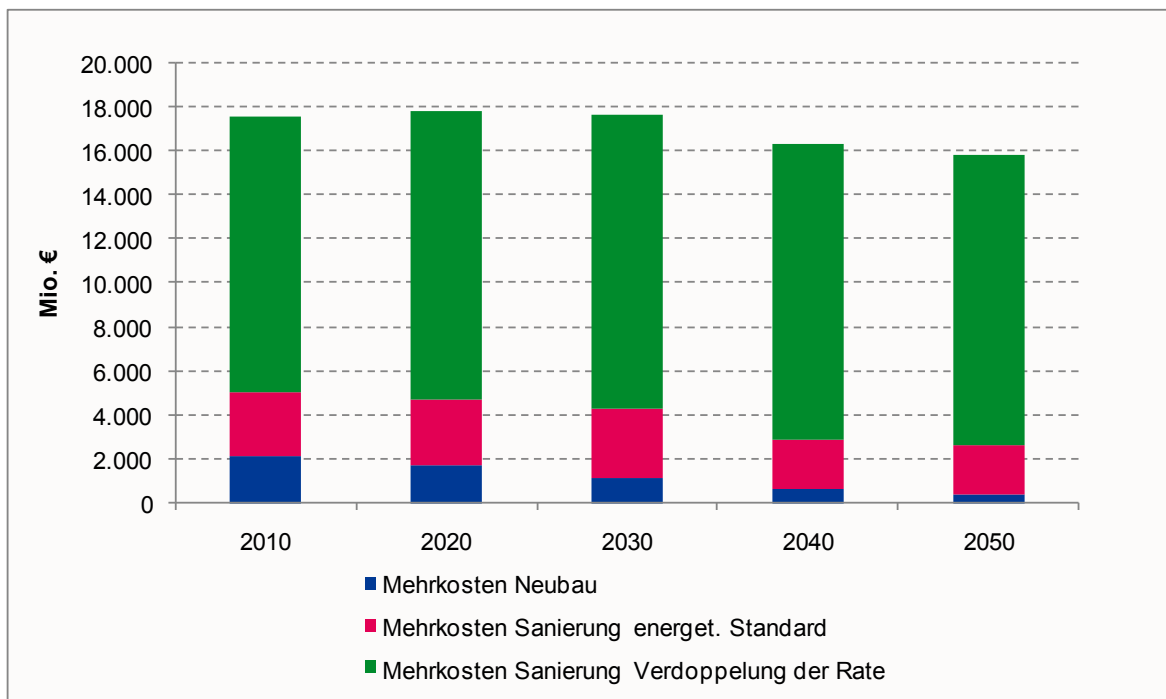
Der auf diese Weise ermittelte Mehrkostenblock ist in Tabelle 2.5-1 sowie in Abbildung 6.5-1 und Abbildung 6.5-2 dargestellt.

Tabelle 6.5-1 *Energetisch bedingte Mehrkosten im Wohngebäudesektor und Bestimmungsfaktoren 2010 – 2050*

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Flächen						
Neubau	Mio m ²	21,9	18,9	15,4	11,4	9,2
Bestand	Mio m ²	3.328	3.485	3.583	3.576	3.525
spezifische Mehrkosten						
spez. Mehrkosten Neubau	€/m ²	100	90,4	73,9	60,3	49,3
spezif. Mehrkosten Sanierung	€/m ²	35	35	35	25	25
spezif. Vollkosten Sanierung (normal)	€/m ²	300	300	300	300	300
Investitionen						
Mehrkosten Neubau	Mio €	2.190	1.705	1.141	690	454
Mehrkosten Sanierung energet. Standard	Mio €	2.912	3.049	3.135	2.235	2.203
Mehrkosten Sanierung Verdoppelung der Rate	Mio €	12.482	13.068	13.436	13.409	13.219
Summe	Mio €	17.584	17.822	17.712	16.334	15.876
Summe Jahresscheiben mit Annuität	Mio. €	1.260	14.049	19.039	17.558	17.066

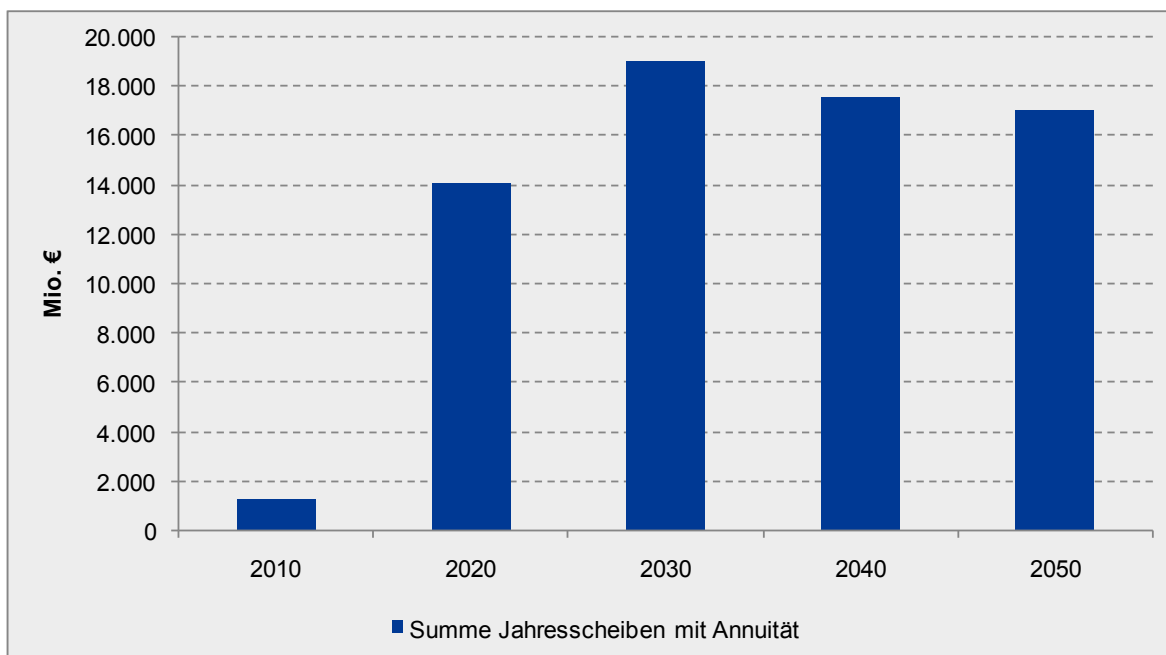
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-1 Energetisch bedingte jährliche Neuinvestitionen zur Reduktion der Raumwärme im Sektor Private Haushalte nach Einsatzzwecken, 2010 – 2050, nicht annuisiert, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-2 Energetisch bedingte Investitionen zur Reduktion der Raumwärme, 2010 - 2050, annuitätisch, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

Die Mehrkosten betragen bis zu knapp 20 Milliarden Euro jährlich. Bei der annuitätischen Betrachtung ist zu beachten, dass Mehrkosten auch noch nach 2050 auftreten, wenn auch langsam abnehmend.

Auf der Ebene der **Wärmeerzeugung** für Raumwärme und Warmwasser führt der unterschiedlich starke Einsatz der erneuerbaren Energien Solarwärme und Umweltwärme (Wärmepumpen) zu Mehrkosten im Innovationsszenario gegenüber der Referenz. Als mittlere Wärmegegestehungskosten werden auf Basis der Untersuchungen von Nitsch [Nitsch/DLR 2007] angegebene Werte für einen Mix aus kleinen und großen Anlagen mit moderaten Kostendegressionen angenommen, die auch in den Energieszenarien [Prognos 2007b] verwendet wurden. Diese sind als Vollkosten inkl. Finanzierungskosten zu verstehen. Die Kostendegressionen werden eher moderat angesetzt. Bei Solarwärme wird ab 2025 unterstellt, dass die Technik mit hoher Marktdurchdringung ausgereift ist und keine weiteren Degressionen mehr ermöglicht, bei Wärmepumpen wird dies bereits ab 2020 angenommen. Bei Umgebungswärme/ Wärmepumpen entstehen im Innovationsszenario gegenüber der Referenz Minderverbräuche aufgrund der Reduktion des Raumwärmebedarfs. Dieser führt in der Konsequenz zu Minderkosten. Bei Solarwärme wird ein großer Teil zur Produktion von Warmwasser genutzt, daher bleibt hier ein „Sockel“ an Mehrverbräuchen stehen.

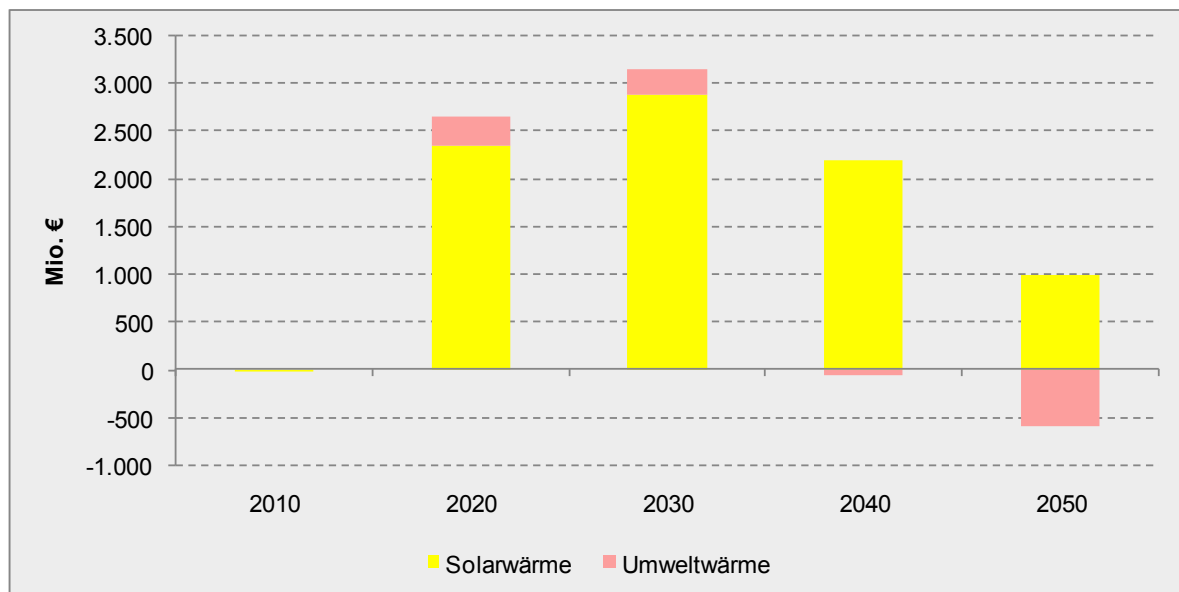
Die damit verbundenen Mehr- und Minderkosten sind in Tabelle 6.5-2 sowie Abbildung 6.5-3 dargestellt. Die Mehrkosten betragen bis zu gut 3 Milliarden € jährlich und nehmen aufgrund der Reduktion des Raumwärmebedarfs nach 2030 allmählich ab.

Tabelle 6.5-2 Energetisch bedingte Mehr- und Minderkosten für erneuerbare Wärmeerzeugung im Wohngebäudesektor und ihre Bestimmungsfaktoren, 2010 – 2050

		2010	2020	2030	2040	2050
Differenz Endenergieverbrauch Innovation - Referenz						
Solarwärme	PJ	0	80	127	97	44
Umgebungswärme	PJ	0	13	13	-3	-29
spez. Kosten Solarwärme	€/kWh	0,18	0,11	0,08	0,08	0,08
spez. Kosten Umgebungswärme	€/kWh	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08
Zusatzkosten EE Wärme, Jahresscheiben						
Solarwärme	Mio. €	0	2.350	2.889	2.202	997
Umweltwärme	Mio. €	0	306	269	-63	-599
Summe	Mio. €	0	2.656	3.157	2.138	398

Quelle: Prognos 2007, Nitsch/DLR 2007, Prognos 2009

Abbildung 6.5-3 Energetisch bedingte Mehr- und Minderkosten für erneuerbare Wärmeerzeugung im Wohngebäudesektor, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

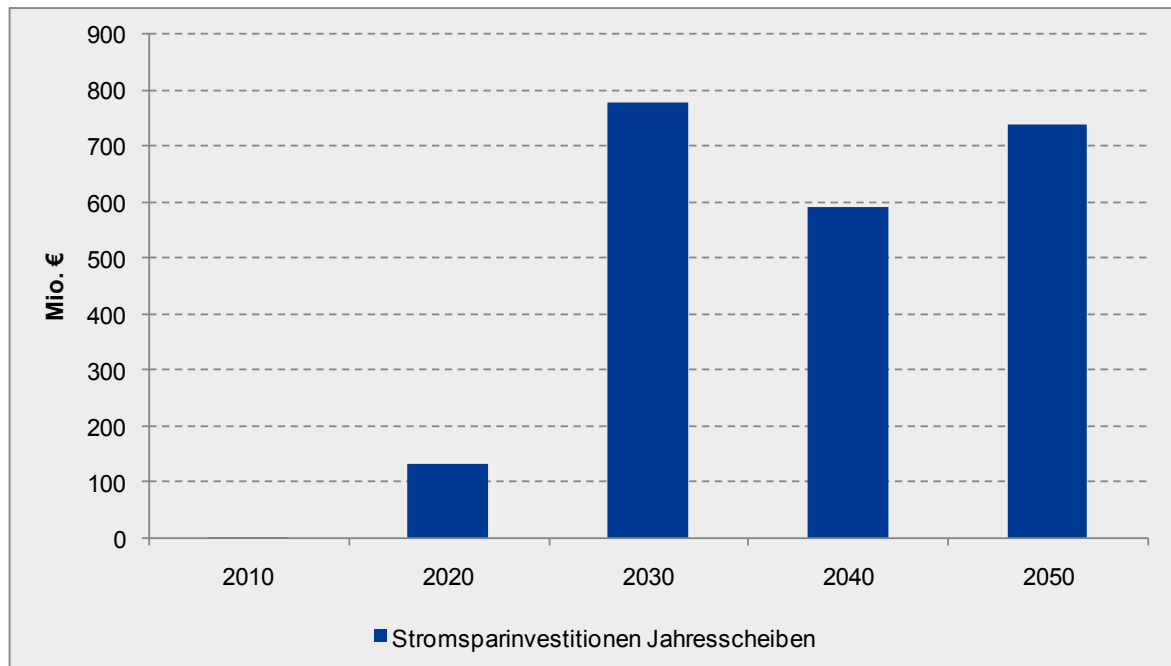
Die mit der Stromeinsparung verbundenen Mehrkosten sind schwieriger abzuschätzen. Derzeitige Stromspartechnologien sind gegenüber weniger stromsparenden Anwendungen bei Leuchten, Geräten, IKT etc. zum Teil hochwirtschaftlich mit Amortisationszeiten von ein bis zwei Jahren (Leuchten, Bildschirme), zum Teil haben sie längere Amortisationszeiten (z.B. Kühlschränke, Wärmepumpen-Wäschetrockner), zum Teil können die Mehrkosten innerhalb der Lebensdauer nicht durch die Einsparungen refinanziert werden. Bei neuen Technologien, die derzeit noch nicht die Marktreife erreicht haben, wie z.B. wasserlosen Waschmaschinen, Magnetkühlschränken, Visortechnologie oder neuen Leuchtmitteln, ist es nahezu unmöglich, Mehr- oder Minderkosten gegeneinander abzuschätzen. Daher wird hier die Methode der anlegbaren Kosten angewendet: es wird davon ausgegangen, dass die Stromspartechnologien aufgrund von Entwicklungsanstrengungen und Skaleneffekten im Durchschnitt etwa fünf Jahre Amortisationszeit haben dürfen, um sich am Markt durchsetzen zu können. Hierbei wird es vor allem durch Miniaturisierung und Automatisierung sowie veränderte Materialien auch eine Reihe von Technologien geben, die deutlich kürzere Amortisationszeiten haben (z.B. Beleuchtung, Visoren statt Bildschirme, Gebäudeautomation). Mit dieser Annahme werden aus den jährlichen Veränderungen der Einsparungen zwischen den Szenarien die jeweils zulässigen Investitionsscheiben (mit Finanzierungskosten, annuitätisch) ermittelt. Die Einsparung und Investitionen in Jahresscheiben sind in Tabelle 6.5-3 sowie Abbildung 6.5-4 dargestellt.

Tabelle 6.5-3 Stromeinsparungen und Investitionen für Stromeinsparung im Sektor private Haushalte 2010 – 2050

		2010	2020	2030	2040	2050
Einsparung Innovation - Referenz	PJ	0,0	-1,3	18,0	57,9	80,6
Summierte jährl. Investitionsscheiben inkl. Kap.-Kosten über 5 Jahre						
Investitionen annuitätisch	Mio. €	2	133	780	590	740

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-4 Investitionen für Stromeinsparung im Sektor private Haushalte 2010 - 2050, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

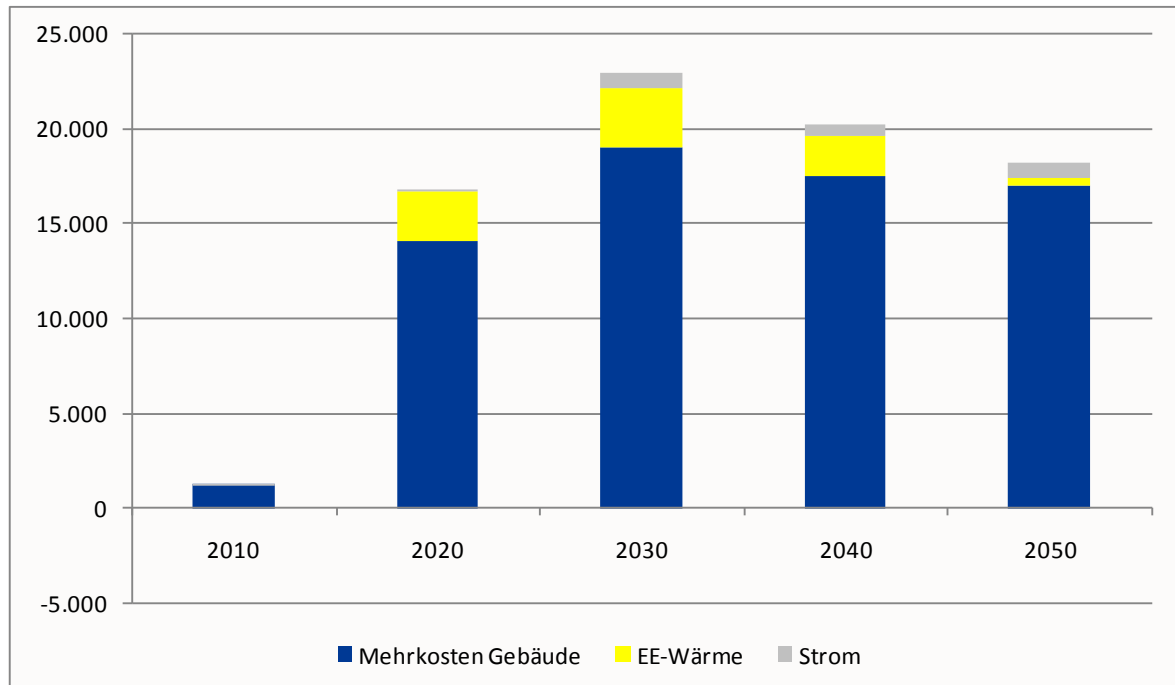
Die Summe der Investitionen (in annuitätischen Jahresscheiben) beträgt im Sektor Private Haushalte maximal knapp 23 Milliarden € Jahr 2030 (vgl. Tabelle 6.5-5, Abbildung 6.5-5).

Tabelle 6.5-4 Mehrinvestitionen für Energieeinsparung und Wärme aus erneuerbaren Energien (Zusammenfassung) im Sektor private Haushalte, 2010 – 2050, in Mio. €

		2010	2020	2030	2040	2050
Mehrkosten Gebäude	Mio. €	1.260	14.049	19.039	17.558	17.066
EE-Wärme	Mio. €	0	2.656	3.157	2.138	398
Strom	Mio. €	2	133	780	590	740
Summe	Mio. €	1.262	16.837	22.977	20.287	18.204

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-5 Mehrinvestitionen für Energieeinsparung und Wärme aus erneuerbaren Energien (Zusammenfassung) im Sektor private Haushalte, 2010 - 2050, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

6.5.2 Sektoren Dienstleistungen und Industrie

In den Sektoren Dienstleistungen und Industrie ist eine Abschätzung der Mehrkosten sehr schwierig, da im allgemeinen Anlageninvestitionen einem eher produktionsorientierten als energieorientierten Kalkül unterliegen. Deshalb wird auch hier mit der Methode der anlegbaren Kosten gearbeitet. Bereits heute sind Mehrkosten bei einzelnen Anlageninvestitionen, bezogen auf reine Energieeinsparungen, praktisch nicht bekannt. Ausnahmen bilden einige Querschnittstechnologien wie Elektromotoren, Pumpen und Druckluftherzeugung. Deren Einbindung in Anlagentechniken ist jedoch so vielfältig wie Branchen, Produktionsprozesse und Firmen selbst. Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass energie- oder rohstoffbedingte Investitionen und Mehrinvestitionen nur dann getätigt werden, wenn sie sich innerhalb relativ kurzer Zyklen durch die Einsparungen refinanzieren. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die entsprechenden Technologien durch Forschungsanstrengungen, Markteinführung und Skaleneffekte auch erst unter entsprechenden harten Wirtschaftlichkeitskriterien eine Umsetzungschance haben. Um die entsprechenden Investitionen einerseits vorsichtig (nach oben) abzuschätzen, andererseits die Belastungen der Branchen nicht unrealistisch hoch zu treiben, wird von einer Refinanzierungszeit von ca. 4 Jahren ausgegangen.

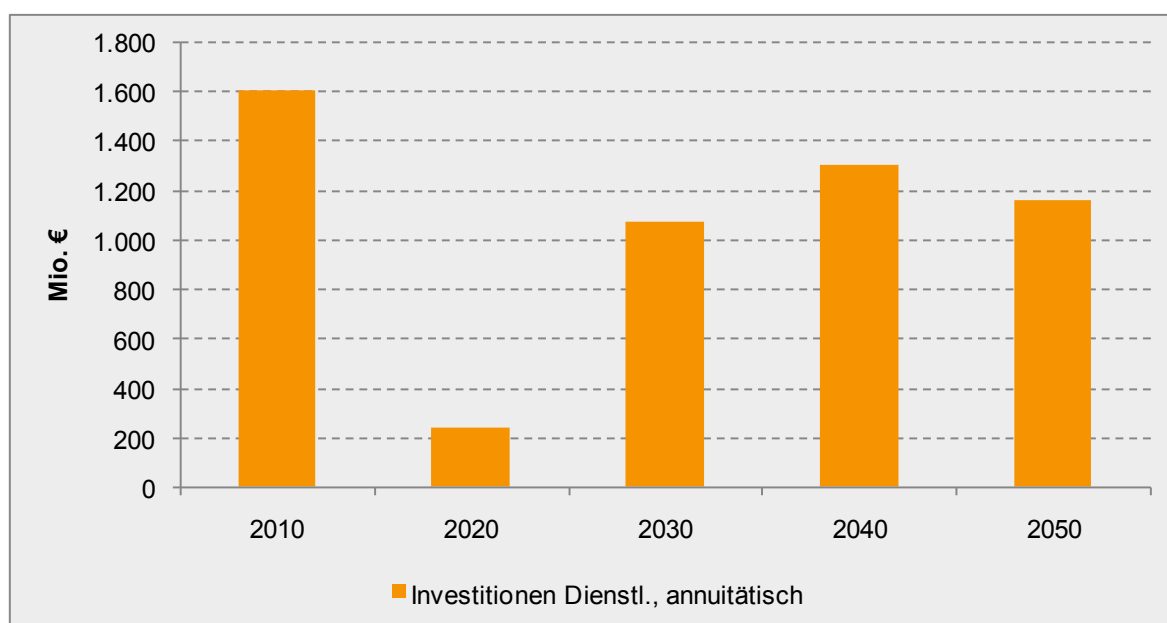
Die Berechnung der jährlichen Investitionen erfolgt auf der Basis der jährlichen zusätzlichen Einsparungen an fossilen Energieträgern und Strom, jeweils mit den mittleren Verbraucherpreisen für die Sektoren belegt. „Negative Einsparungen“ implizieren Nullinvestitionen. Tabelle 6.5-6 und Abbildung 6.5-7 sowie Tabelle 6.5-5 und Abbildung 6.5-6 zeigen die Einsparungen an Energieträgern und die daraus folgenden annuitätischen Investitionen in den beiden Sektoren.

Tabelle 6.5-5: *Einsparungen und Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 2010 - 2050*

Dienstleistungssektor	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Einsparungen Energieträger						
Kohle	PJ	0	0	0	0	0
Öl	PJ	1	19	22	11	5
Gas	PJ	3	44	55	30	17
Strom	PJ	11	62	116	183	210
Investitionen Dienstl., ann.	Mio. €	1.610	236	1.078	1.304	1.166

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-6: *Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 2010 bis 2050, in Mio. €*



Quelle: Prognos 2009

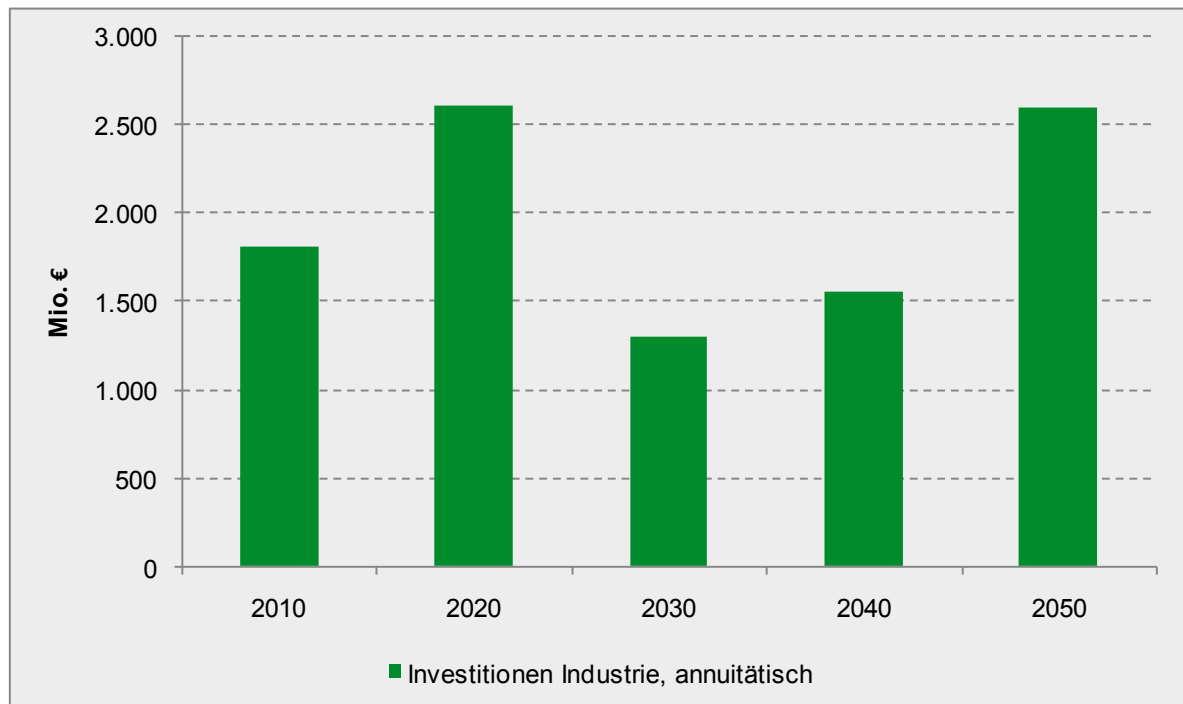
Die jährlichen zusätzlichen Einsparungen ergeben sich aus mehreren, z.T. gegenläufigen Effekten: Effekten der Branchenstruktur, unterschiedlichem „Einspartempo“ bei verschiedenen Energieträgern sowie Substitutionseffekten, von denen besonders Strom und Gas profitieren. Da die verschiedenen Energieträger mit unterschiedlichen Preisen gewichtet werden, verlaufen die kumulierten annuitätischen Investitionen nicht einheitlich in einer Richtung.

Tabelle 6.5-6 *Einsparungen und Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Industrie 2010 – 2050*

Industriesektor	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Einsparungen Energieträger						
Kohle	PJ	15	55	75	86	92
Heizöl leicht	PJ	5	19	23	22	18
Heizöl schwer	PJ	4	16	18	17	15
Erdgas	PJ	43	183	240	258	252
Strom	PJ	45	191	257	281	281
Investitionen Industrie, ann.	Mio. €	1.816	2.608	1.299	1.557	2.600

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-7 Mehrinvestitionen für Energieeinsparungen im Sektor Industrie 2010 - 2050, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

Im Industriesektor sind Energieverbrauch und Energieeinsparungen zwar deutlich höher als im Dienstleistungssektor, die Energiepreise sind jedoch niedriger, was sich auf die zulässigen Investitionen auswirkt. Somit liegen die jeweiligen Investitionen für Energieeinsparungen in den beiden Sektoren in ähnlichen Größenordnungen, jeweils im unteren einstelligen Milliardenbereich.

6.5.3 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor spielen drei wesentliche Faktoren bei der Unterscheidung der Szenarien eine Rolle:

- die Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektromobilität,
- die verstärkte Nutzung der Schiene für den Güterverkehr,
- die Umstellung auf Biokraftstoffe.

Der letzte Punkt führt gegenüber der Referenz nicht zu Mehrkosten, da bereits dort davon ausgegangen wird, dass die Verfahren zur großtechnischen Nutzung von Biokraftstoffen entwickelt werden und dem Markt, wenn auch in geringeren Mengen, zur Verfügung stehen. Die größeren Mengen im Innovationsszenario, verbunden mit den gegen Ende des Betrachtungszeitraums hohen Öl- und Kraftstoffpreisen, führen dazu, dass hier Kostenneutralität unterstellt wird.

Die Zusatzkosten der Elektromobilität werden nach oben auf Basis heutiger Kostendifferenzen von verfügbaren Fahrzeugen (nach öffentlich verfügbaren Informationen der Kraftfahrzeugbranche) mit Kostendegressionen abgeschätzt. Heutige Elektrofahrzeuge sind ca. 60 bis 65 % teurer als konventionelle Fahrzeuge der gleichen Fahrzeugklasse (Bsp. Lotus Elise 55.000 €, Tesla Roadster 90.000 €, Analoges gilt für die Polo-Klasse). Ein großer Teil dieser Mehrkosten hängt mit den geringen Stückzahlen zusammen, in denen diese Fahrzeuge derzeit gebaut werden. Wenn Elektrofahrzeuge mit Übergangsformen wie Plug-In-Hybriden etc. sich durchsetzen, ist davon auszugehen, dass die Kostendifferenzen kleiner werden und allmählich verschwinden, weil die Technik im Ganzen einfacher und besser beherrschbar wird (keine Verbrennung mehr, geringere Volumina für Antriebstechnik, einfachere Steuerung). Im Innovationsszenario sind bis 2045 rückläufige Mehrkosten unterstellt, danach sind sie gleich Null. Bei der Einführung der Elektrofahrzeuge gehen wir davon aus, dass zunächst die kleinen Fahrzeugklassen verstärkt „elektrifiziert“ werden, bis sich in etwa 2040 das Verhältnis der Fahrzeugklassen angeglichen hat.

Damit folgt in einer Mischkalkulation ein mittlerer Mehrpreis je Fahrzeug, der sich (in realer Betrachtung) von 12.800 € im Jahr 2020 bis auf ca. 2.500 € im Jahr 2040 reduziert. In einer den vorherigen Betrachtungen entsprechenden Annuitätenrechnung (in Jahresheften über 10 Jahre) folgen über den Zeitraum 2020 bis 2050 die in Tabelle 6.5-7 abgebildeten Mehrkosten.

Tabelle 6.5-7: Mehrkosten Elektrofahrzeuge mit Bestimmungsfaktoren 2010 – 2050

		2020	2030	2040	2050
durchschn. Mehrkosten je E-Auto ann.	€	1.281	769	256	0
Anzahl E-Mobile	Tsd.	499	4.182	12.975	21.041
Mehrkosten PKW	Mrd. €	0,6	3,2	3,3	0,0

Quelle: Prognos 2009

Zusätzlich muss eine Tankstelleninfrastruktur aufgebaut werden. Wir gehen davon aus, dass hierfür die vorhandene Infrastruktur - also nicht deutlich mehr Elektrotankstellen gebaut werden als derzeit Tankstellen für konventionelle Kraftstoffe existieren - verwendet und aus- bzw. umgebaut wird. Bei einer Annahme von ca. 25.000 € je Tankstelle und Jahr (d.h. einer Investition von ca. 250.000 € für zehn Jahre, was als großzügig eingeschätzt

wird) bedeutet das bei für die Zukunft angenommenen 13.000 Tankstellen in Deutschland Mehrkosten von 300 Millionen € pro Jahr.

Die Mehrkosten für die verstärkte Nutzung des Güterverkehrs auf der Schiene sind schwierig abzuschätzen. Da davon ausgegangen wird, dass keine neue großflächige Schieneninfrastruktur gebaut wird, sondern vor allem in Steuerung, Überholgleise, höhere Auslastung und ggf. Be- und Entladestrukturen investiert wird, setzen wir zunächst ca. 1,5 Milliarden € jährlich für diese Investitionen an. Das entspricht rund 60 % der vom Bund jährlich bereitgestellten Mittel für Erhalt und Modernisierung des Bestandsnetzes. [BMVBS 2009].

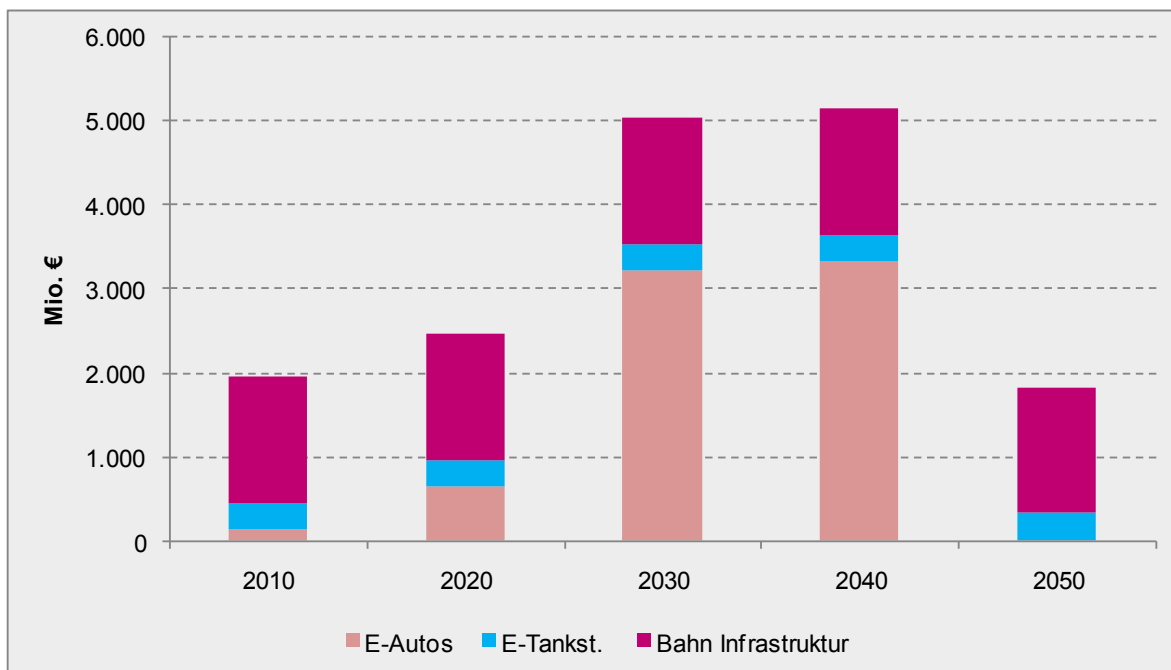
Die gesamten Mehrkosten im Sektor Verkehr betragen zusammen genommen maximal gut 6 Milliarden € im Jahr 2035.

Tabelle 6.5-8 Mehrinvestitionen im Sektor Verkehr 2010 - 2050, in Mio. €

		2010	2020	2030	2040	2050
E-Autos	Mio. €	128	639	3.216	3.325	0
E-Tankst.	Mio. €	325	325	325	325	325
Bahn Infrastruktur	Mio. €	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Summe	Mio. €	1.953	2.464	5.041	5.150	1.825

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-8 Mehrinvestitionen im Sektor Verkehr 2010 - 2050, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

6.5.4 Mehrkosten in allen Nachfragesektoren

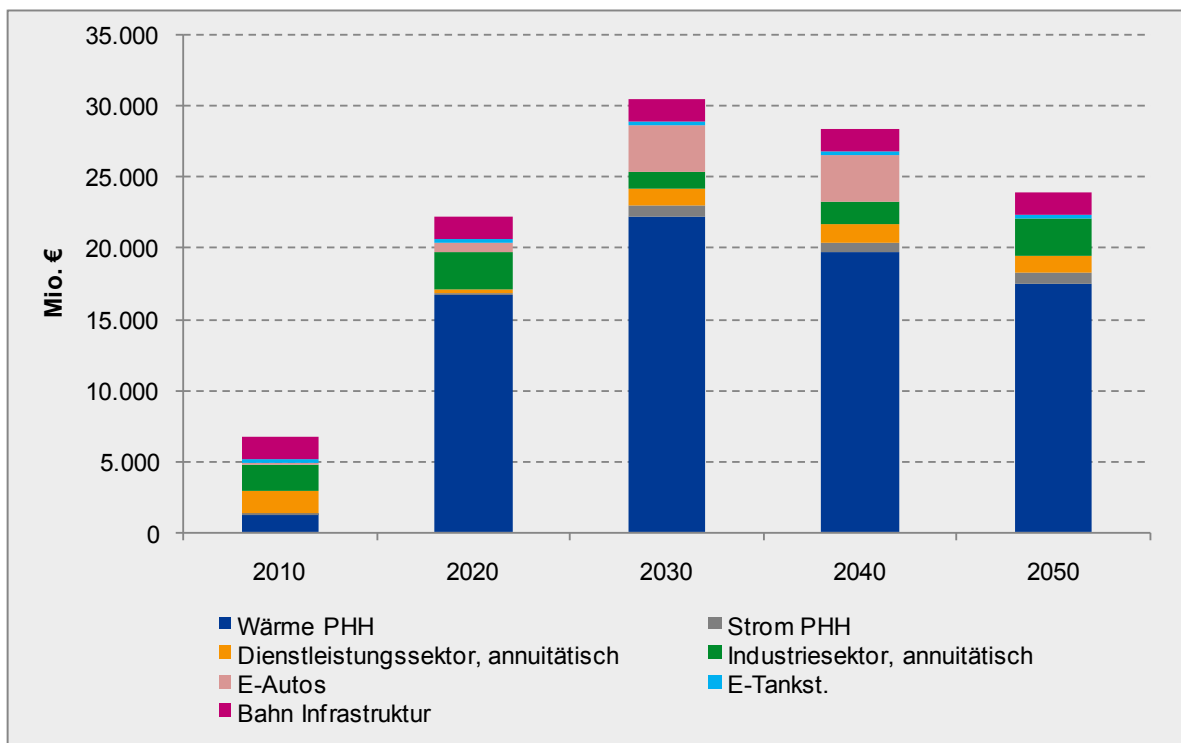
Über alle Sektoren summiert ergeben sich damit jährliche Mehrkosten von maximal 30,4 Milliarden € im Jahr 2030 (Tabelle 6.5-10, Abbildung 6.5-10, Abbildung 6.5-11).

Tabelle 6.5-9: Mehrinvestitionen aller Sektoren 2010 – 2050, in Mio. €

		2010	2020	2030	2040	2050
Wärme PHH	Mio. €	1.260	16.704	22.197	19.696	17.464
Strom PHH	Mio. €	2	133	780	590	740
Dienstleistungssektor, annuitätisch	Mio. €	1.610	236	1.078	1.304	1.166
Industriesektor, annuitätisch	Mio. €	1.816	2.608	1.299	1.557	2.600
E-Autos	Mio. €	128	639	3.216	3.325	0
E-Tankst.	Mio. €	325	325	325	325	325
Bahn Infrastruktur	Mio. €	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Summe	Mio. €	6.641	22.145	30.395	28.297	23.796

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-9: Mehrinvestitionen aller Sektoren 2010 - 2050, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

Im Sektorvergleich zeigt sich deutlich, dass der Gebäudebereich (aufgrund der Vollkosten der verstärkten Sanierungen) den größten Block der Mehrinvestitionen ausmacht. Auch die Elektromobilität stellt im Zeitraum 2020 bis 2040 einen erheblichen Kostenfaktor dar. In diesen Bereichen. Hier sind Instrumente und (auch intertemporale) Mechanismen gefragt, um diese Maßnahmen ohne große Verwerfungen umsetzen zu können.

6.5.5 Gegenrechnung: Einsparungen und Nettokosten

Den nach volkswirtschaftlichen Kriterien berechneten Investitionen stehen Einsparungen aufgrund verringerter Importe an fossilen Energieträgern sowie Einsparungen bei den Vollkosten der Stromerzeugung gegenüber (nicht gebaute Kraftwerke aufgrund geringerer Nachfrage). Die Einsparungen an fossilen Energieträgern werden für die volkswirtschaftliche Betrachtung mit den Grenzübergangspreisen bewertet. Alle weiteren Preiskomponenten wie Margen, Raffination, Steuern und Transportkosten sind aus gesamtwirtschaftlicher Sicht Umverteilungen, die die Volkswirtschaft netto nicht belasten. bei den Vollkosten der Stromerzeugung werden die Anlageninvestitionen incl. Finanzierung, Betriebskosten und Brennstoffkosten berücksichtigt. Speicherkosten werden als Anlagenkosten gerechnet und nach oben mit den Gestehungskosten von Spitzenenergie in Gaskraftwerken abgeschätzt. Netzentlastungen werden nicht berücksichtigt.

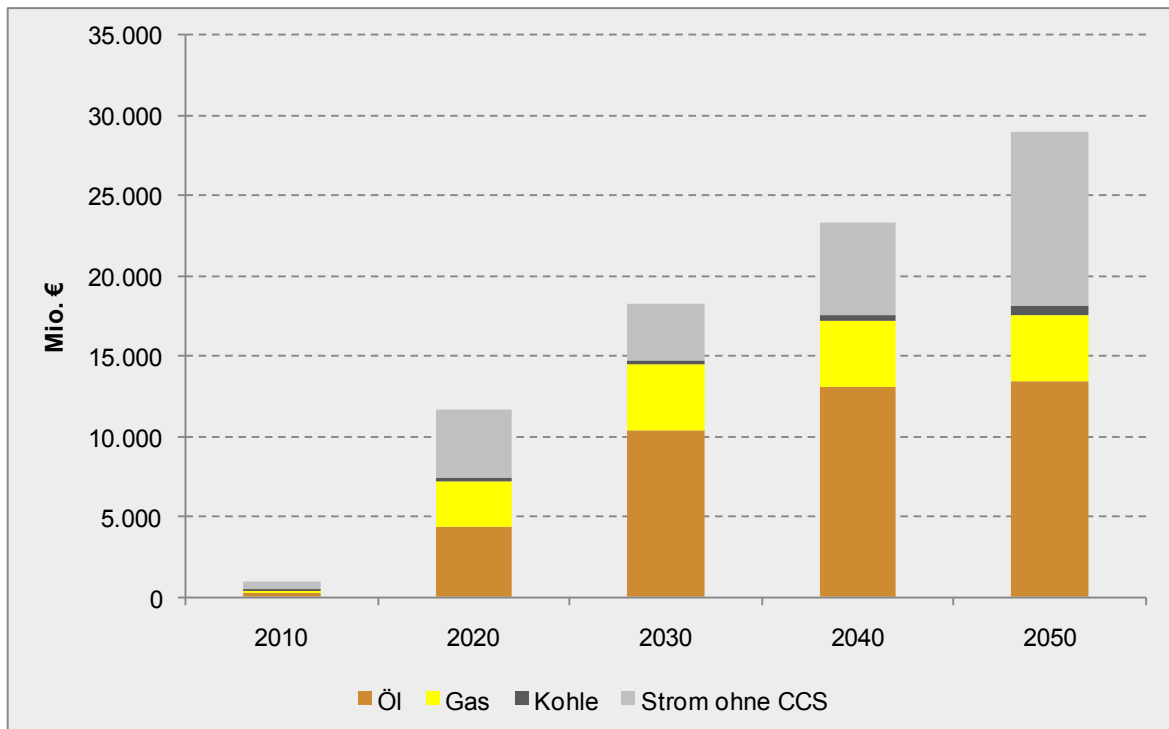
Die so berechneten Einsparungen sind in Abbildung 6.5-10, Abbildung 6.5-11 und Tabelle 6.5-10 aufgeführt.

Tabelle 6.5-10: Volkswirtschaftliche Einsparungen 2010 – 2050, in Mio. €

Einsparungen Energieträger		2010	2020	2030	2040	2050
Öl	Mio. €	189	4.416	10.407	13.042	13.489
Gas	Mio. €	305	2.808	4.101	4.120	4.031
Kohle	Mio. €	34	155	282	434	622
Einsparung Vollkosten der Stromerzeugung						
Strom ohne CCS	Mio. €	451	4.330	3.520	5.732	10.807
Strom mit CCS	Mio. €	390	4.330	4.953	7.478	12.006
Summe ohne CCS	Mio. €	979	11.710	18.310	23.328	28.949
Summe mit CCS	Mio. €	918	11.710	19.743	25.074	30.148

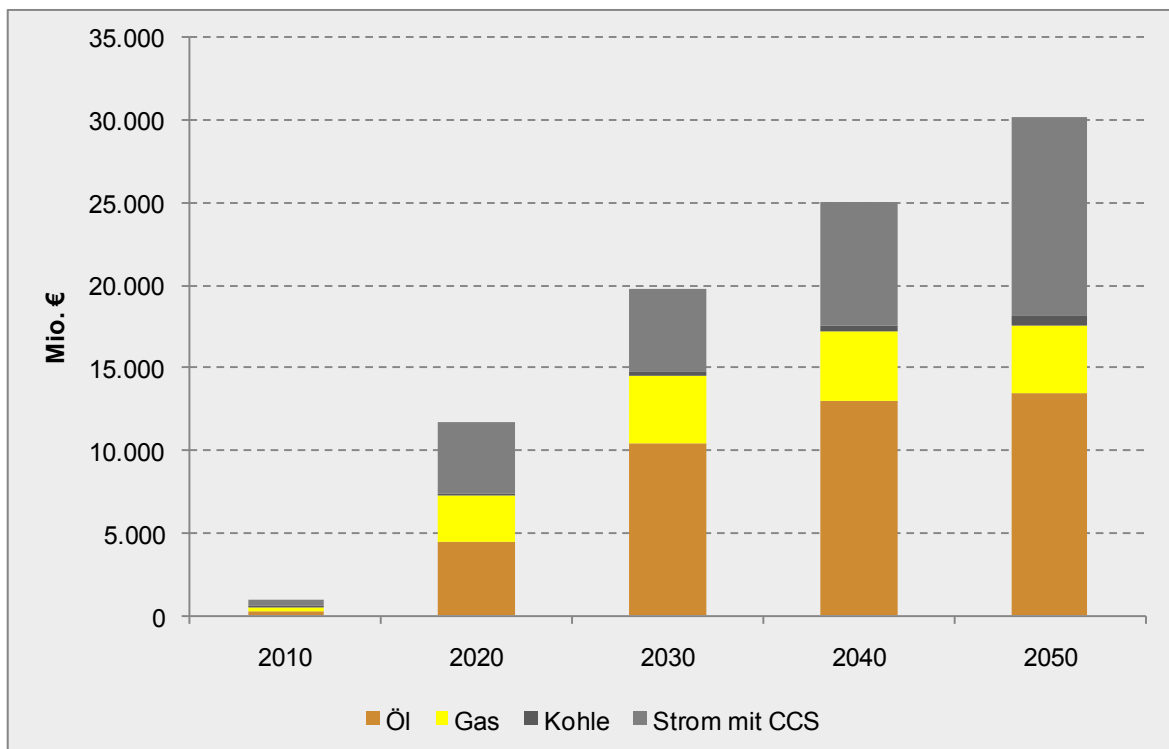
Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-10: Volkswirtschaftliche Einsparungen, Varianten „ohne CCS“, 2010 - 2050, in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-11: Volkswirtschaftliche Einsparungen, Varianten „mit CCS“, 2010 - 2050 in Mio. €



Quelle: Prognos 2009

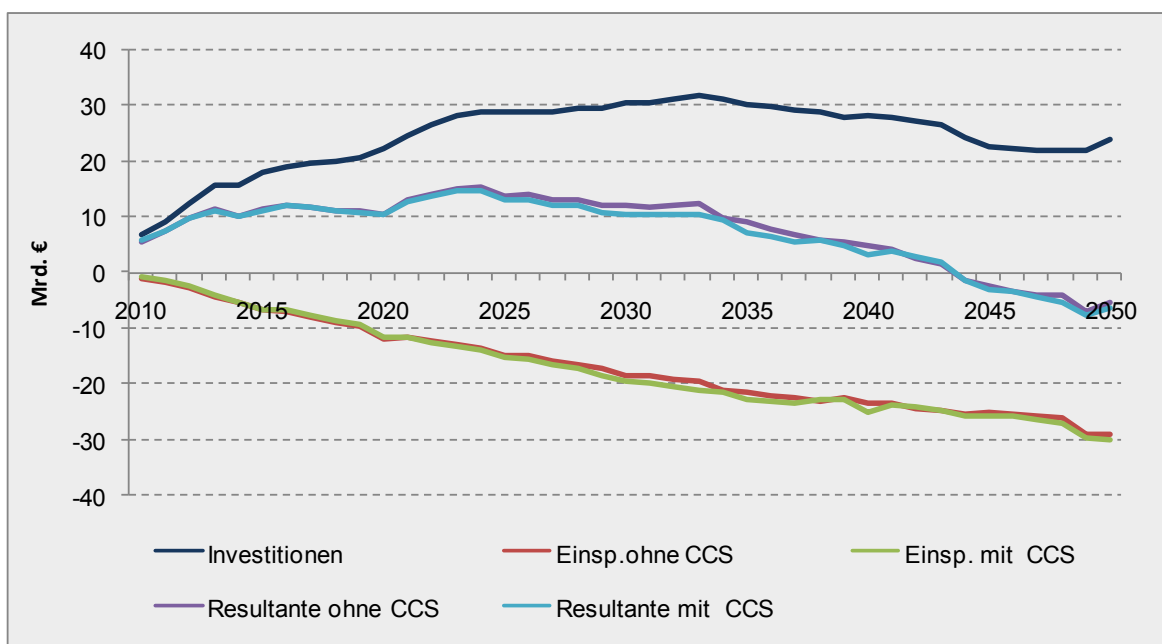
In der Gegenüberstellung von Mehrkosten und Einsparungen ergeben sich maximale Netto-Mehrkosten von ca. 15 Milliarden € im Jahr 2024. Ab dem Jahr 2044 übertreffen die Einsparungen die Mehrkosten (Tabelle 6.5-11, Abbildung 6.5-12).

Tabelle 6.5-11: Investitionen, Volkswirtschaftliche Einsparungen, Resultante mit und ohne CCS, 2010 – 2050, in Mrd. €

		2010	2020	2030	2040	2050
Investitionen	Mrd. €	6,6	22,1	30,4	28,3	23,8
Einsp. ohne CCS	Mrd. €	-1,0	-11,7	-18,3	-23,3	-28,9
Einsp. mit CCS	Mrd. €	-0,9	-11,7	-19,7	-25,1	-30,1
Resultante ohne CCS	Mrd. €	5,7	10,4	12,1	5,0	-5,2
Resultante mit CCS	Mrd. €	5,7	10,4	10,7	3,2	-6,4

Quelle: Prognos 2009

Abbildung 6.5-12 Volkswirtschaftliche Mehrkosten, Einsparungen mit und ohne CCS sowie Nettokosten (Resultante) 2010 -2050, in Mrd. €



Quelle: Prognos 2009

Bezogen auf das BIP errechnet sich daraus eine maximale Nettobelastung von 0,62 % im Jahr 2024.

Bezogen auf den gesamten Betrachtungszeitraum, sind mit der zusätzlichen Emissionsreduktion im Innovationsszenario (integriert und diskontiert) Netto-Mehrkosten in Höhe von 0,3 % des BIP verbunden.

III Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

7 Komponentenanalyse und Zielerreichung für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen

7.1 Vorbemerkungen

Die detaillierten Analysen für das Referenz- und das Innovationsszenario haben gezeigt, dass erhebliche Minderungen für Treibhausgasemissionen technisch-wirtschaftlich darstellbar sind, mit denen sehr ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden können. Die Analyse des Datenmaterials macht aber auch deutlich, dass es in erheblichem Maße einerseits politischer Rahmensetzungen und andererseits technischer, wirtschaftlicher, struktureller oder anderer Entwicklungen und Fortschritte bedarf, damit solche ambitionierten Ziele in einem ja vergleichsweise sehr kurzen Zeitraum von nur vier Dekaden auch real erreicht werden können.

In den folgenden Abschnitten sollen vor diesem Hintergrund die Ansatzpunkte und Ergebnisse von zwei Analyseschritten beschrieben werden:

Erstens soll mit einer Komponentenanalyse versucht werden, die zentralen Ansatzpunkte für die Umgestaltung des Energiesystems und anderer für die Treibhausgasemissionen besonders wichtiger Wirtschaftsbereiche zu identifizieren und – quantitativ – zu bewerten. Ergebnis dieser Analyse ist eine Quantifizierung der Minderungsbeiträge verschiedener energie- und klimapolitischer Handlungsansätze. Diese Wirkungsbeiträge können dann aus verschiedenen Perspektiven analysiert werden, um z.B. die Bedeutung zeitlicher Aspekte oder von Innovationsfaktoren hinsichtlich der Emissionsminderungsstrategien genauer zu bestimmen.

Zweitens soll mit einer Reihe von orientierenden Zusatzanalysen der Frage nachgegangen werden, wie die Minderungseffekte der im Innovationsszenario modellierten Strategien noch weiter verstärkt werden könnten. Im Vordergrund steht dabei die Frage, welche Ansatzpunkte bestehen, um die noch bestehende Lücke zwischen den im Innovationsszenario erreichten Emissionsniveaus und dem langfristigen Klimaschutzziel einer Emissionsminderung von 95 % gegenüber 1990 zu schließen, welche zusätzlichen Reduktionen von Treibhausgasemissionen noch erschlossen werden könnten bzw. welche Implikationen solche zusätzlichen Maßnahmen haben.

Die in diesem Kapitel präsentierten Analysen sind insgesamt vor allem an der Frage ausgerichtet, welche strategischen und politisch-instrumentellen Erkenntnisse aus den Szenarien- und Datenanalysen gezogen werden können.

7.2 Komponentenanalyse für die Szenarien

7.2.1 Methodische Vorbemerkungen

Grundlage der Analysen ist das Verfahren einer sektoral differenzierten Komponentenzerlegung. Mit derartigen Verfahren können historische Entwicklungen, aber auch Ergebnisse von detaillierten Sektormodellierungen für Treibhausgasemissionen hinsichtlich der verschiedenen Wirkungsmechanismen „zerlegt“ werden (sog. Komponentenzerlegung).

Mit einer Komponentenzerlegung können Treibhausgasentwicklungen durch sogenannte sozio-ökonomische Treibergrößen sowie Effizienz- und Dekarbonisierungsindikatoren erklärt werden. Die Komponentenzerlegung zeigt dabei, welche Anteile einer bestimmten Emissionsentwicklung den verschiedenen Einflussfaktoren zuzurechnen sind. Sie erlaubt es, gegenläufige oder sich verstärkende Wirkmechanismen zu identifizieren und auch Überlagerungseffekte einzugrenzen. Schließlich können mit Komponentenzerlegungen auch grobe und orientierende Abschätzungen vorgenommen werden, welche Emissionsentwicklung sich bei welchen Alternativvarianten für die verschiedenen Wirkungsmechanismen einstellen könnte.

Für die hier präsentierten Komponentenanalysen wurden Analysen für die folgenden vier Sektoren und die entsprechenden Subsektoren oder Energieanwendungsbereiche durchgeführt:

1. Private Haushalte
 - Bestandsgebäude
 - Neubauten
 - Warmwasser
 - Kochen
2. Dienstleistungssektor
 - Raumwärme
 - Prozesswärme
 - Nicht-elektrische Antriebe
3. Verkehr
 - Motorisierter Individualverkehr
 - Öffentlicher Personenverkehr
 - Straßen-Güterverkehr
 - Schienen-Güterverkehr

- Binnenschifffahrt
- Flugverkehr
- 4. Industrie
- 5. Stromerzeugung

Für jeden dieser Sektoren wurde der Verlauf der energiebedingten Emissionen im Referenz- und im Innovationsszenario hinsichtlich der Wirkungsbeiträge der folgenden Komponenten analysiert:

1. Nachfrage
 - sozioökonomische Aktivitäten (Wohnflächen, Wertschöpfung, Verkehrsleistung etc.)
 - Stromnachfrage (als Treiber für die Stromerzeugung)
2. Energieproduktivität (als Maß für die Entwicklung der Energieeffizienz in den verschiedenen Bereichen)
3. Anteil erneuerbarer Energien (in den Anwendungssektoren sowie in der Stromerzeugung)
4. Elektrifizierung (als Option der Emissionsverlagerung von den Endanwendungsbereichen in die Stromerzeugung)
5. Fern- und Nahwärme (als Option der Emissionsverlagerung von den Endanwendungsbereichen in den Energieumwandlungssektor)
6. Wasserstoff (als Option der Emissionsverlagerung von den Endanwendungsbereichen in den Energieumwandlungssektor)
7. Kernenergie (als Spezifikum für den Stromerzeugungssektor)
8. Fossiler Brennstoffwechsel (in den Endverbrauchssektoren wie auch in der Stromerzeugung)

Eine detaillierte Beschreibung des hier genutzten Verfahrens der Komponentenzerlegung sowie die einzelnen Ergebnisse der Komponentenanalyse sind im Anhang F zu diesem Bericht enthalten.

Dargestellt und diskutiert werden jeweils die tendenziell emissionserhöhenden Faktoren (jeweils im konkreten Fall näher beschrieben), die Ergebnisse des Referenz- sowie des Innovationsszenarios sowie die Quantifizierung der Komponenten, die die Veränderung der Emissionsentwicklung im Wesentlichen determinieren.

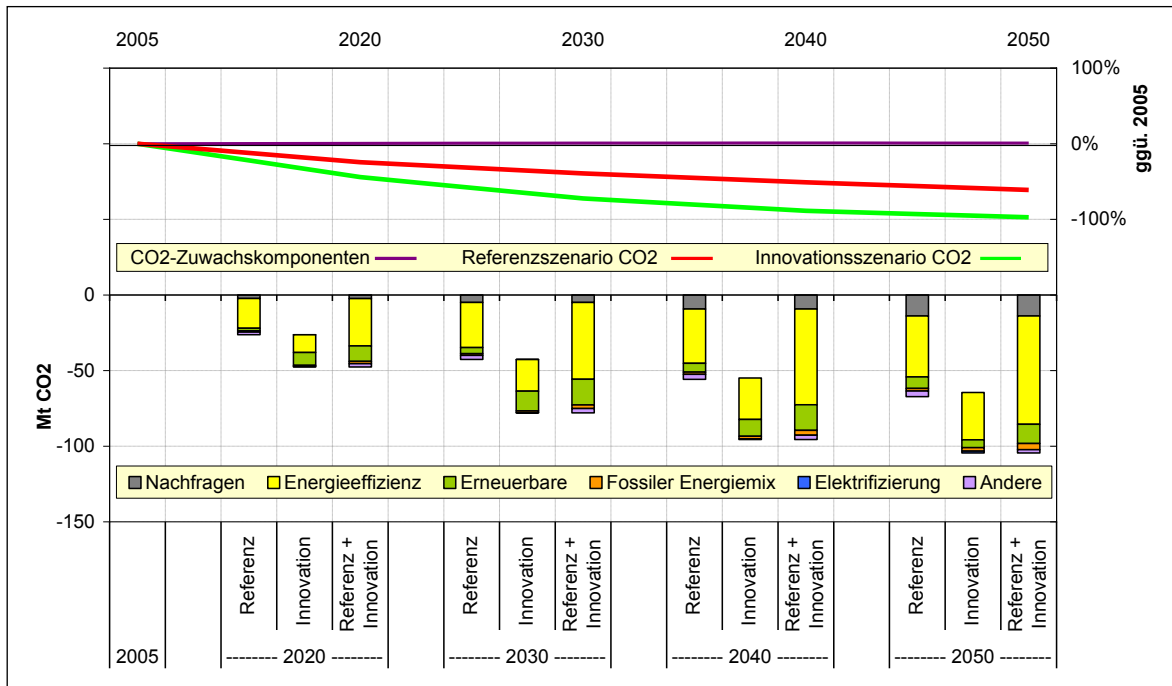
7.2.2 Ergebnisse der Komponentenzerlegung für den Gebäudesektor im Bereich der privaten Haushalte

Mit Blick auf den Gebäudesektor im Bereich der privaten Haushalte (im Folgenden: Wohngebäude) ist es sinnvoll und notwendig, zunächst zwei Teilsektoren zu unterscheiden. Als Wohngebäude des Bestandes werden in den nachfolgenden Analysen diejenigen Gebäude bezeichnet, die vor dem Jahr 2005 errichtet worden sind. Von diesen Bestandsgebäuden wird in den nächsten Jahrzehnten ein kleiner Teil abgerissen, der größere Teil wird weiter genutzt und ggf. saniert. Als neue Gebäude werden im Folgenden alle Wohngebäude bezeichnet, die im Zeitraum 2005 bis 2050 von Grund auf neu errichtet werden.

Die Bestandsgebäude sind in Deutschland ein wesentlicher Verursachersektor für die Treibhausgasemissionen. Im Jahr 2005 entfiel ein Ausstoß von etwa 107 Mio. t CO₂ auf die bestehenden Gebäude. Zwar verringern sich die Wohnflächen (als eine zentrale Treibergröße für die Emissionen) im Szenarienzeitraum von rund 3,4 Mrd. m² im Jahr 2005 auf knapp 3 Mrd. m² im Jahr 2050, die Bestandsgebäude repräsentieren jedoch auch im Jahr 2050 noch einen Anteil von 82 % der gesamten Wohnfläche. Für die Bestandsgebäude ergeben sich in den Szenarien keine Zuwachskomponenten, alle Einflussgrößen für die CO₂-Emissionen der Bestandsgebäude wirken damit emissionsmindernd. Insgesamt ergibt sich im Referenzszenario eine Minderung der (direkten) Treibhausgasemissionen von über 60 %.

Die Zusammenstellung der Komponentenwirkungen für das Referenzszenario zeigt Abbildung 2.6-1. Die gezeigten Minderungsbeiträge (Säulen) beschreiben dabei den gesamten Minderungsbeitrag, der zur resultierenden CO₂-Emissionsentwicklung in den jeweiligen Szenarien führt. Der gesamte Minderungsbeitrag umfasst dabei sowohl die Emissionsminderungen, mit denen die durch die verschiedenen Wachstums Komponenten bewirkten hypothetischen Emissionssteigerungen ab 2005 ausgeglichen werden als auch die Emissionsminderungsbeiträge, die darüber hinaus zur effektiven Emissionsänderung des jeweiligen Szenarios im Vergleich zum Ausgangswert von 2005 führen. Die Übersicht verdeutlicht, dass die Emissionsminderungen im Gebäudebestand ganz überwiegend durch zwei Komponenten bestimmt werden. Erstens nimmt die Wohnfläche als zentrale Nachfragegröße im Zeitverlauf um etwa 13 % ab, zweitens werden durch die Sanierungsmaßnahmen im Zeitverlauf erhebliche Effizienzverbesserungen erreicht. Der durchschnittliche Endenergiebedarf je Quadratmeter Wohnfläche geht von 2005 bis 2050 um nahezu 50 % zurück. Erneuerbare Energien, Energieträgerumstellungen etc. spielen im Referenzszenario für die Bestandsgebäude nur eine untergeordnete Rolle. Von der gesamten Emissionsminderung im Zeitraum 2005 bis 2050 in Höhe von ca. 67 Mio. t CO₂ entfallen damit etwa 21 % auf den Rückgang der Wohnfläche in Bestandsgebäuden, etwa 60 % auf Verbesserungen der Energieeffizienz und 11 % auf den Einsatz erneuerbarer Energien.

Abbildung 7.2-1: *Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung im Gebäudebestand, 2005 – 2050*

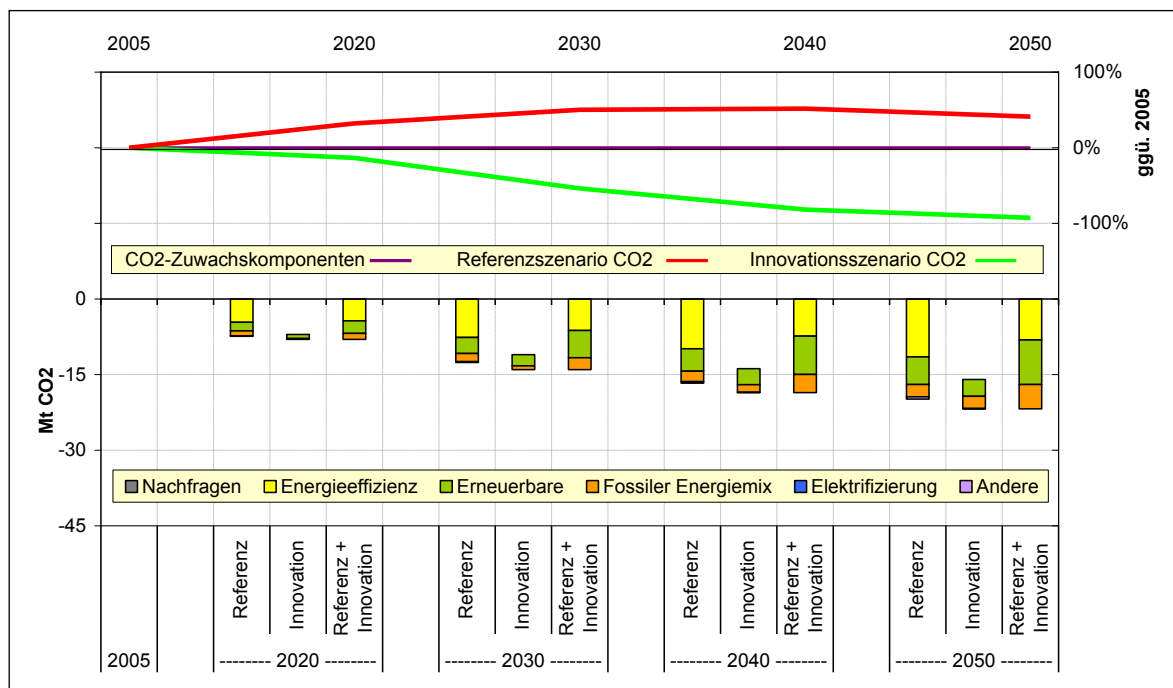


Quelle: Öko-Institut 2009

Im Innovationsszenario werden durch verstärkte Sanierungsaktivitäten weitere Emissionsminderungen von etwa 40 Mio. t CO₂ erreicht, so dass sich im Zeitraum 2005 bis 2050 eine Emissionsminderung von insgesamt knapp 105 Mio. t CO₂ ergibt. Dies entspricht einer Reduktion um etwa 97 %. Ursächlich dafür sind zusätzliche Effekte aus einer weiter erhöhten Energieeffizienz und ein nochmals erhöhter Beitrag der erneuerbaren Energien zur Raumheizung. Der spezifische Energieverbrauch im Wohngebäudebestand wird im Innovationsszenario bis zum Jahr 2050 um 86 % gesenkt, der verbleibende Energiebedarf wird zu 58 % durch erneuerbare Energien und zu 17 % durch leitungsgebundene Wärmeversorgung (Fern- und Nahwärme) abgedeckt.

Für die Gesamtheit der Emissionsminderungen im Innovationsszenario ergibt sich damit ein Beitrag des zurückgehenden Wohnflächenbestandes in bestehenden Wohngebäuden von etwa 13 %, ein Beitrag von knapp 69% der Energieeffizienz sowie ein Minderungseffekt von etwa 12 % durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien. Andere Wirkungskomponenten (leitungsgebundene Wärmeversorgung, etc.) spielen für die Emissionsminderung keine wesentliche Rolle. Letztlich ist eine massive Verstärkung der Energieeffizienz die entscheidende Determinante für die nahezu vollständige Rückführung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050.

Abbildung 7.2-2: Komponentenzzerlegung für die Emissionsentwicklung der neuen Gebäude, 2005 – 2050



Quelle: Öko-Institut 2009

Eine deutlich andere Situation ergibt sich für die neuen Wohngebäude. Der Wohnflächenbestand in den ab 2005 errichteten Gebäuden steigt bis zum Jahr 2050 auf etwa 670 Mio. m². Im Referenzszenario ergibt sich damit ein deutlicher Emissionszuwachs und im Jahr 2050 stellt sich ein Emissionsniveau von 1,5 Mio. t CO₂ ein. Verglichen mit dem Gebäudebestand ist dieses Emissionsvolumen jedoch äußerst gering, die Emissionen je Quadratmeter Wohnfläche betragen – im Referenzszenario – für das Jahr 2050 nur einen Bruchteil (ca. 16 %) der Vergleichswerte für die Bestandsgebäude. Wesentlicher Treiber für die geringen Treibhausgasemissionen der Neubauten ist ein über die Zeit nochmals deutlicher Zugewinn an Energieeffizienz. Aber auch die Rolle der erneuerbaren Energien für die Raumheizung nimmt deutlich zu. Im Vergleich zur Situation am Beginn des Szenarienzeitraums (2005) werden durch die verbesserte Energieeffizienz und den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im Referenzszenario die Emissionen um rund 20 Mio. t CO₂ verringert. Die größten Beiträge zur (fiktiven) Emissionsminderung leisten mit 58 % die Energieeffizienz und mit etwa 28% die erneuerbaren Energien.

Im Innovationsszenario werden bis zum Jahr 2050 die CO₂-Emissionen aus Neubauten auf einen Wert von 0,1 Mio. t CO₂ begrenzt. Wesentlicher Treiber hierfür ist vor allem die wachsende Rolle der erneuerbaren Energien, die im Innovationsszenario einen Anteil von knapp 90 % des verbleibenden Energiebedarfs decken. Von der gesamten Emissionsminderung im Innovationsszenario sind 37 % der Energieeffizienz und rund 40 % den erneuerbaren Energien zuzurechnen.

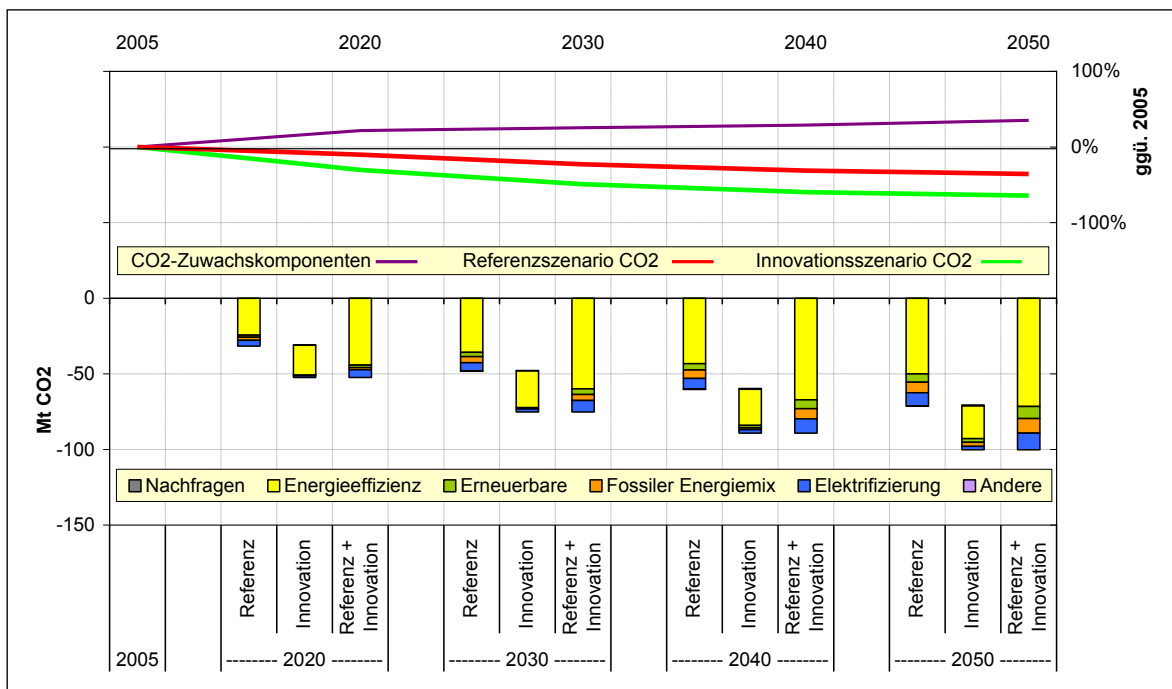
Für den Wohngebäudesektor insgesamt ist die massive Erhöhung der Energieeffizienz der entscheidende Faktor, wenn die Emissionsminderungen des Innovationsszenarios erreicht werden sollen. Der (relative) Beitrag erneuerbarer Energien nimmt zwar im Vergleich zwischen Innovations- und Referenzszenario etwas zu, bleibt aber im Bereich der Wohngebäude begrenzt und ist vor allem für die neuen Wohngebäude ein besonders relevanter Faktor der Emissionsminderung.

7.2.3 Ergebnisse der Komponentenerlegung für die Industrie (energiebedingte Emissionen)

Im Gegensatz zum Gebäudesektor existiert in der Industrie mit der deutlich ansteigenden Wertschöpfung ein massiver Wachstumstreiber für die Emissionen. Wenn alle anderen Faktoren gleich bleiben würden, würden im Jahr 2050 die CO₂-Emissionen der Industrie etwa 35 % über dem Niveau von 2005 liegen. Ein solcher Anstieg wäre bei einem Sektor, der im Jahr 2005 mit rund 101 Mio. t CO₂ zu den gesamten Treibhausgasemissionen beigetragen hat ein quantitativ erheblicher Effekt. Im Referenzszenario sinken jedoch die CO₂-Emissionen im Zeitraum von 2005 bis 2050 um etwa 36 % auf etwa 65 Mio. t. Im Innovationsszenario werden die Emissionen bis 2050 auf rund 36 Mio. t zurückgeführt.

Die Abbildung 7.2-3 verdeutlicht die Beiträge der verschiedenen Komponenten auf die Minderung der Emissionen. Die Emissionsminderung im Referenzszenario (gegenüber der bei unveränderten Strukturen stark steigenden Entwicklung) ist ganz überwiegend durch die Erhöhung der Energieproduktivität der Industrie charakterisiert. Der Energiebedarf je Wertschöpfungseinheit nimmt im Referenzszenario – bedingt durch technische Effizienzverbesserungen und intrasektoralen Strukturwandel – um über 40 % ab. Diese massive Erhöhung der Energieeffizienz bewirkt etwa 70% der gesamten Emissionsminderung im Referenzszenario. Die Beiträge anderer Faktoren (erneuerbare Energien, Wechsel zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern) fallen im Vergleich dazu deutlich weniger ins Gewicht, sind aber gleichwohl signifikant. Die erneuerbaren Energien tragen mit etwa 8 %, die Verschiebung des fossilen Energieträgermixes mit rund 9 % und der wachsende Anteil von Strom mit ca. 12 % zur im Referenzszenario erzielten Emissionsminderung bei.

Abbildung 7.2-3: Komponentenerlegung für die Emissionsentwicklung in der Industrie (energiebedingte Emissionen), 2005 – 2050



Quelle: Öko-Institut 2009

Auch die zusätzlichen Emissionsminderungen im Innovationsszenario sind ganz überwiegend durch die wachsenden Beiträge der Energieeffizienz geprägt. Die Struktur der zusätzlichen Minderungsbeiträge ist nahezu deckungsgleich mit der im Referenzszenario.

Einzig der Beitrag der Elektrifizierung von Produktionsprozessen sinkt leicht auf 8 %, dafür steigt der Minderungseffekt durch verstärkte Energieeinsparungen auf etwa 72 %.

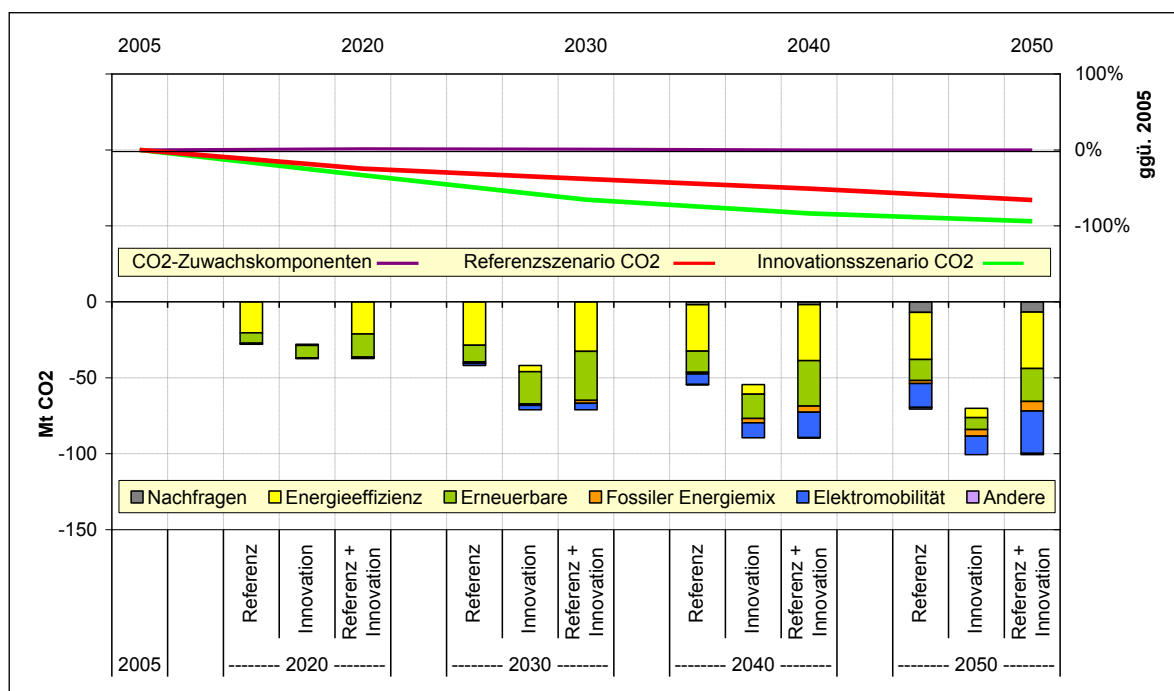
Insgesamt ist der im Innovationsszenario erzielte Emissionsrückgang vor allem der industriellen Energieeffizienz und in deutlich geringerem Maße den Beiträgen von erneuerbaren Energien, Energieträgerwechsel bzw. stärkerer Elektrifizierung zuzuordnen.

7.2.4 Ergebnisse der Komponentenzerlegung für den motorisierten Individualverkehr

Der motorisierte Individualverkehr repräsentiert für das Jahr 2005 ein Emissionsvolumen von etwa 107 Mio. t CO₂ sowie einen Beitrag von etwa 85 % zur gesamten Personenverkehrsleistung. Insgesamt wurden im motorisierten Individualverkehr 2005 knapp 880 Mrd. Pkm erbracht, die verbleibenden 155 Mrd. Pkm wurden durch öffentliche Verkehrsmittel abgedeckt.

Für den Zeitraum bis 2030 wird in den Szenarien nur noch ein sehr schwacher Anstieg bzw. eine nachfolgende Stagnation der durch den motorisierten Individualverkehr abgedeckten Verkehrsleistung erwartet. Nach 2030 geht dann die Verkehrsleistung wieder leicht zurück und liegt im Jahr 2050 um rund 6 % unter dem Ausgangswert von 2005. Auch für den motorisierten Individualverkehr ergeben sich damit keine oder nur sehr geringe Zuwachskomponenten (Abbildung 7.2-4).

Abbildung 7.2-4: Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung des motorisierten Individualverkehrs, 2005 – 2050



Quelle: Öko-Institut 2009

Die Entwicklung des Referenzszenarios führt für das Jahr 2050 zu einer Emissionsminderung um etwa zwei Drittel auf ein Niveau von etwa 36 Mio. t CO₂. Ursächlich für diesen Rückgang des Ausstoßes von Treibhausgasen ist vor allem eine deutlich verbesserte

Effizienz der (konventionellen) Kraftfahrzeuge. Der entsprechende Emissionsminderungsbeitrag liegt für den Zeitraum 2005 bis 2050 bei etwa 31 Mio. t CO₂ bzw. 44 % der im Referenzszenario insgesamt erzielten Emissionsminderung. Erhebliche Beiträge leisten im Referenzszenario auch die verstärkte Nutzung von Biokraftstoffen (20 %) sowie die Anteilsgewinne der Elektromobilität (22 %). Erwähnenswert sind weiterhin die emissionsmindernden Effekte der rückläufigen Verkehrsleistung des motorisierten Individualverkehrs (10 %).

Die zusätzlichen Emissionsminderungen im Innovationsszenario sind vor allem durch die deutlich steigenden Wirkungsbeiträge der Elektromobilität geprägt, die im Innovationsszenario etwa 28 % der insgesamt erreichten Emissionsminderung von etwas über 100 Mio. t CO₂-Äqu. repräsentieren. Dieser Wert liegt etwas über dem Wirkungsbeitrag der erneuerbaren Energien (22 %), aber deutlich unter der emissionsmindernden Wirkung einer erhöhten Fahrzeugeffizienz im Bereich der konventionellen Antriebe.

Die ausgeprägten Emissionsminderungen im motorisierten Individualverkehr – sowohl im Referenz- als auch im Innovationsszenario – sind damit zum einen das Ergebnis deutlicher Verbesserungen der konventionellen Antriebe, zum anderen erheblicher Beiträge aus der Elektromobilität und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger (Biokraftstoffe).

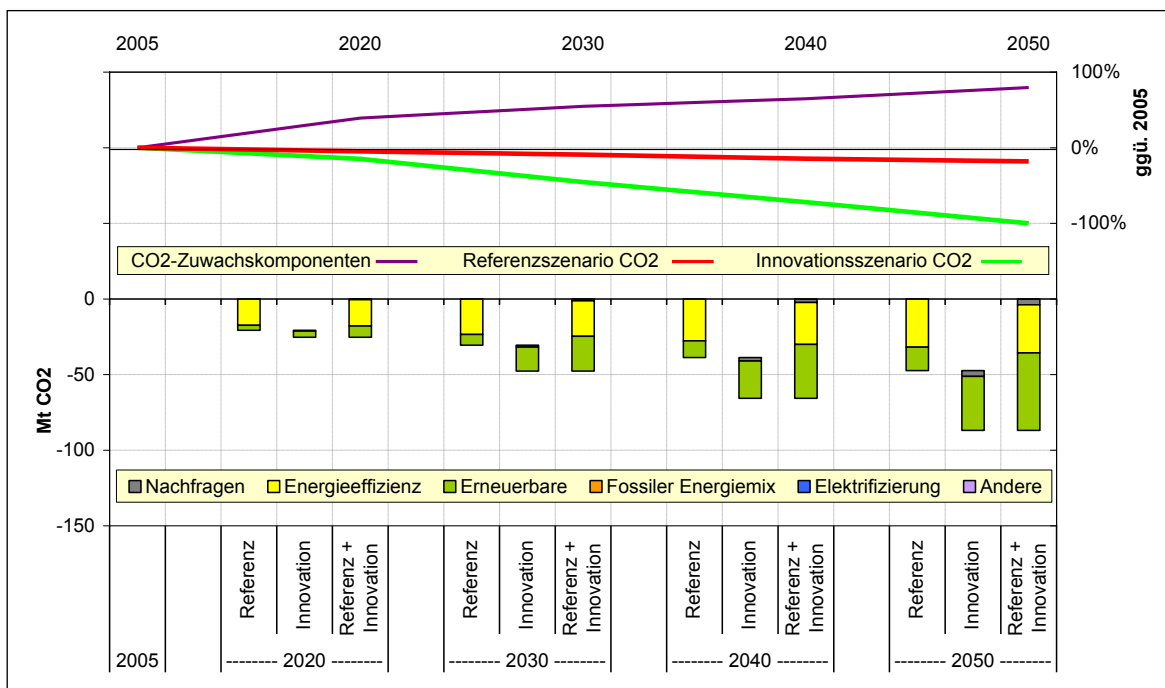
7.2.5 Ergebnisse der Komponentenerlegung für den Straßen-Güterverkehr

Anders als der motorisierte Individualverkehr ist der Straßen-Güterverkehr (mit 46 Mio. t CO₂ zweitgrößter Emissionsbereich des Verkehrssektors) durch ein starkes Wachstum der Verkehrsleistung geprägt. Das Referenzszenario ist dabei durch einen Anstieg der Verkehrsleistung um etwa 85 % geprägt. Im Innovationsszenario steigt die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs zwar etwas weniger stark an, liegt aber im Jahr 2050 immer noch um 67 % über dem Ausgangswert von 2005.

Die im Referenzszenario erzielte Emissionsminderung (im Vergleich zu einer statisch fortgeschriebenen Entwicklung) repräsentiert zwar einen Emissionsminderungsbeitrag von etwa 47 Mio. t CO₂, führt aber wegen des stark wachsenden Verkehrsaufkommens bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 2005 nur zu einer absoluten Absenkung der Emissionen um 18 %. Der überwiegende Teil der Emissionsminderung (67 %) wird hier durch eine verbesserte Fahrzeugeffizienz erreicht, der verbleibende Teil entfällt vollständig auf den ausgeweiteten Einsatz von Biokraftstoffen im Straßen-Güterverkehr (Abbildung 7.2-5).

Im Innovationsszenario werden die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig zurückgeführt. Der zusätzliche Emissionsrückgang von 40 Mio. t CO₂ entfällt dabei ganz überwiegend auf den stark ausgeweiteten Anteil der Biokraftstoffe, ein kleiner Beitrag von rund 10 % der zusätzlichen Emissionsminderung ist der Vermeidung bzw. Verlagerung des Straßen-Güterverkehrs zuzurechnen. Insgesamt überwiegt im Jahr 2050 für das Innovationsszenario mit etwa 59 % der Wirkungsbeitrag der Biokraftstoffe.

Abbildung 7.2-5: Komponentenzzerlegung für die Emissionsentwicklung des Straßen-Güterverkehrs, 2005 – 2050



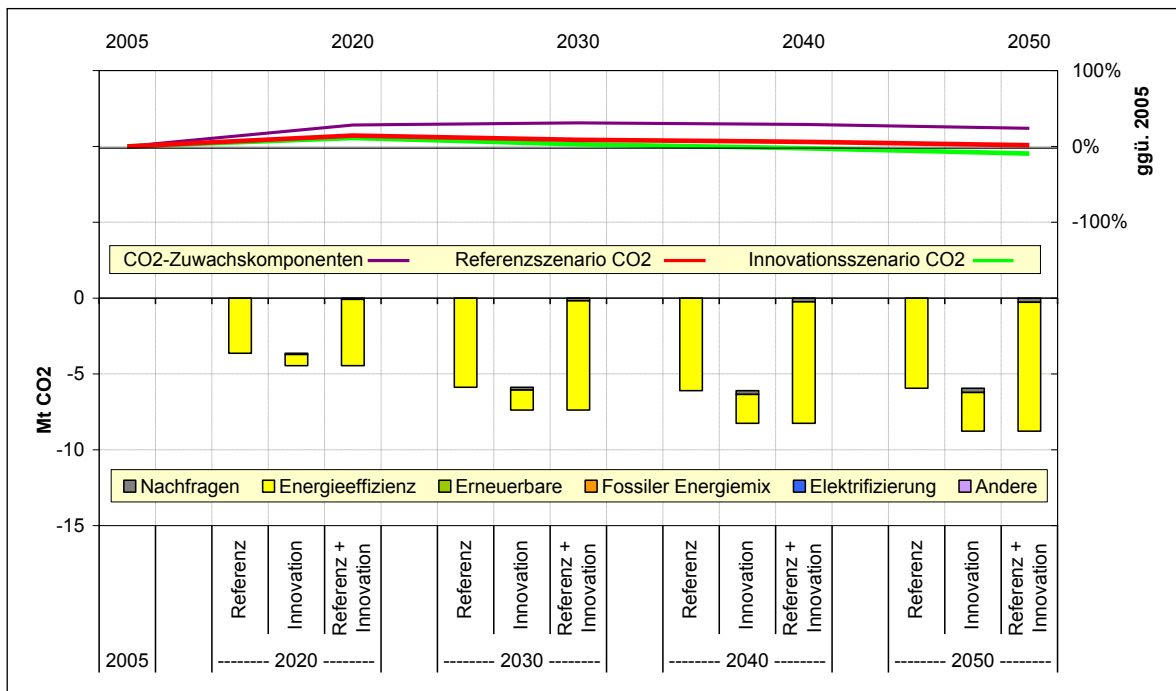
Quelle: Öko-Institut 2009

7.2.6 Ergebnisse der Komponentenzzerlegung für den Luftverkehr

Mit einem Emissionsniveau von etwa 25 Mio. t CO₂ gehört der Luftverkehr zu einem wesentlichen Verursacherbereich im Verkehrssektor. Der Luftverkehr war in den letzten Jahren durch erhebliche Steigerungsraten der Verkehrsleistung gekennzeichnet. Im Referenzszenario wird bis zum Jahr 2025 ein weiteres Wachstum von 30 % erwartet, gefolgt von einer Stagnation und dann einem leichten Rückgang, so dass im Jahr 2050 ein Luftverkehrsvolumen von etwa 25 % über dem Niveau von 2005 erreicht wird.

Im Referenzszenario steht diesem Wachstumstreiber eine Verbesserung der Energieeffizienz der Flugzeuge in der Größenordnung von knapp 20 % gegenüber, so dass das Emissionsniveau von 2005 zum Ende des Szenarienzeitraums noch um etwa 2 % überschritten wird (Abbildung 7.2-6).

Abbildung 7.2-6: *Komponentenzerlegung für die Emissionsentwicklung des Luftverkehrs, 2005 – 2050*



Quelle: Öko-Institut 2009

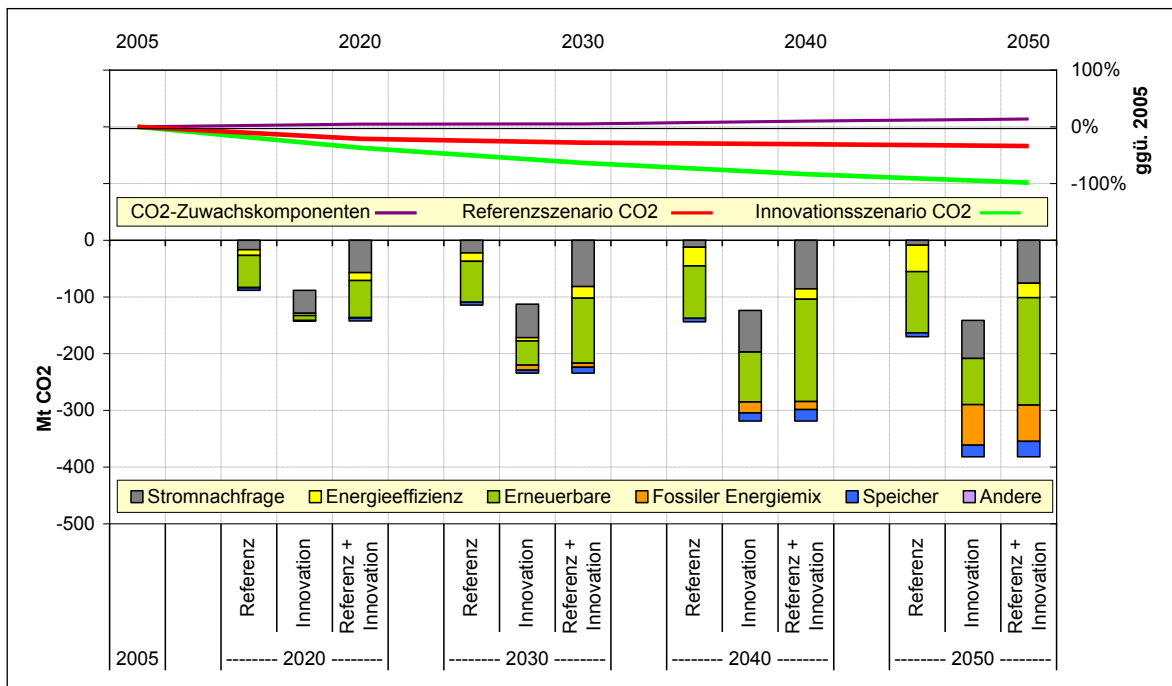
Im Innovationsszenario werden weitere Potenziale zur Erhöhung der Energieeffizienz erschlossen, ein insgesamt kleinerer Minderungsbeitrag entfällt auf die zurückgehende Verkehrsleistung des Flugverkehrs. Insgesamt wird jedoch fast die gesamte Minderungsleistung (98 %) des Flugverkehrs in Höhe von rund 9 Mio. t CO₂ durch Effizienzverbesserungen erzielt.

7.2.7 Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die Stromerzeugung

Die Stromerzeugung bildet in Deutschland den größten Verursachersektor für Treibhausgasemissionen. Der Stromverbrauch wird für das Referenzszenario als weitgehend konstant angenommen und geht zum Ende des Szenarienzeitraums leicht zurück. Gleichwohl sind für den Stromsektor kleinere Zuwachskomponenten zu berücksichtigen, die sich in der Komponentenanalyse vor allem aus dem Rückgang des Kernenergie-Anteils ergeben.

Im Referenzszenario (Variante „ohne CCS“) gehen die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um insgesamt 34 % zurück. Die entsprechende Minderungsleistung von etwa 170 Mio. t CO₂ ergibt sich vor allem aus dem Zuwachs der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (63 %). Geringere Anteile entfallen auf die verbesserte Effizienz der fossil gefeuerten Kraftwerke (27 %) sowie auf die geringere Stromnachfrage (5 %) und die Strombereitstellung über Speicher (4 %).

Abbildung 7.2-7: Komponentenzzerlegung für die Emissionsentwicklung der Stromerzeugung, 2005 – 2050



Quelle: Öko-Institut 2009

Das Innovationsszenario ist durch einen erheblichen Minderungsbeitrag der abgesenkten Stromnachfrage gekennzeichnet (Abbildung 7.2-7).

Die indirekten Effekte durch die Stromeinsparungen auf der Nachfrageseite repräsentieren damit einen Anteil von rund 20 % der gesamten Minderungsleistung im Innovationsszenario. Gleichwohl dominiert auch hier der nochmals deutlich gesteigerte Beitrag der erneuerbaren Energien (50 %). Als zusätzlicher Beitrag im Innovationsszenario ergibt sich weiterhin der ausschließliche Verbleib von fossilen Kraftwerkskapazitäten mit wenig CO₂-intensiven Brennstoffen im deutschen Stromerzeugungssystem, der sich in einem erheblichen Minderungsbeitrag aus dem fossilen Kraftwerksmix dokumentiert (17 % der gesamten Minderungsleistung im Innovationsszenario).

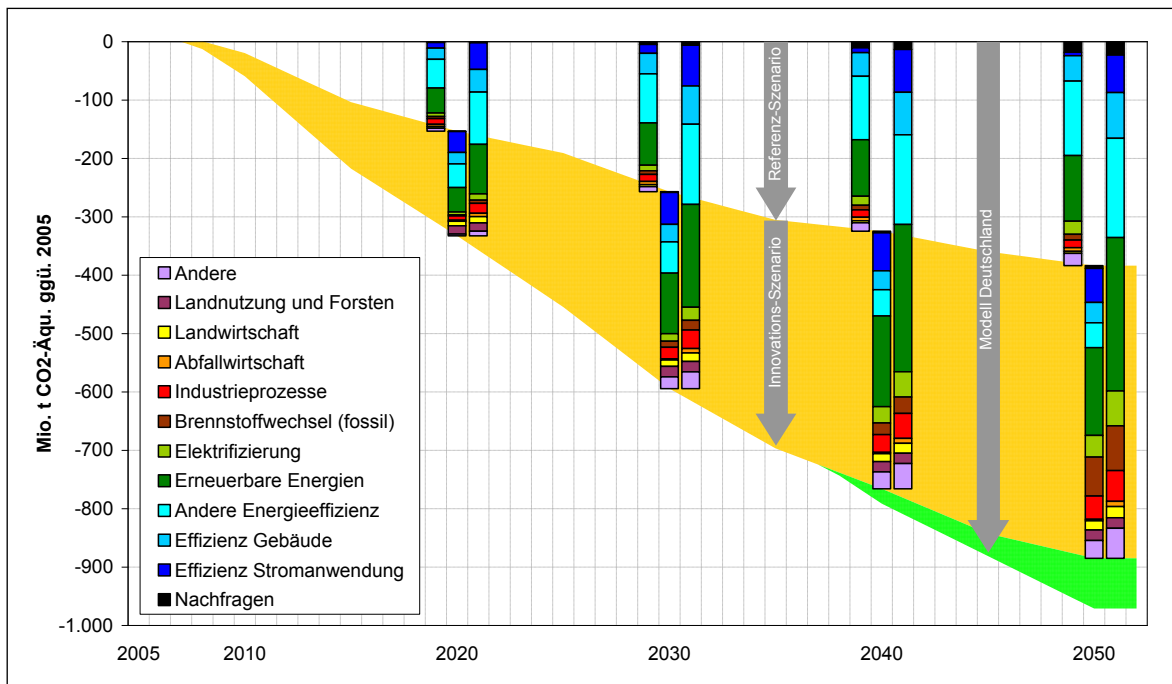
Eine Besonderheit ergibt sich für den Stromerzeugungssektor hinsichtlich des Minderungsbeitrags durch die verbesserte Effizienz der fossilen Kraftwerke. Da im Innovationsszenario deutlich weniger neue Kraftwerkswerkskapazitäten als im Referenzszenario in Betrieb genommen werden, verbessert sich die Effizienz des fossilen Kraftwerksparcs im Innovationsszenario in geringerem Maße als im Referenzszenario. Entsprechend ist der Wirkungsbeitrag aus der verbesserten Effizienz der fossilen Kraftwerke im Innovationsszenario (25 Mio. t CO₂) kleiner als im Referenzszenario (47 Mio. t CO₂).

Für die Erreichung ambitionierter Emissionsminderungsziele in der Stromerzeugung spielen vor allem der Ausbau der erneuerbaren Energien, aber auch die Rückführung der Stromnachfrage und der Brennstoffwechsel zu CO₂-armen fossilen Kraftwerken eine entscheidende Rolle. Unter diesen Handlungsansätzen dominiert klar der Ausbau der erneuerbaren Energien.

7.2.8 Ergebnisse der Komponentenerlegung für die gesamten Treibhausgasemissionen

Unter Berücksichtigung der in den vorstehenden Kapiteln nicht weiter diskutierten Sektoren und Subsektoren (mit kleineren Minderungsbeiträgen) sowie unter Einbeziehung der Minderungsoptionen aus dem Bereich der nicht-energiebedingten bzw. Nicht-CO₂-Emissionen ergibt sich das in Abbildung 7.2-8 gezeigte Gesamtbild.

Abbildung 7.2-8: Komponentenerlegung für die gesamte Emissionsentwicklung im Referenz- und Innovationsszenario, 2005 – 2050



Quelle: Öko-Institut 2009

Die Übersicht verdeutlicht, dass im Referenzszenario etwa die Hälfte (46 %) aller Minderungsbeiträge der Energieeffizienz (bei Strom, Gebäuden etc.) zuzurechnen ist. Auf die erneuerbaren Energien entfallen hier 29 %, auf die Elektrifizierung (v.a. des Verkehrs) rund 6 %. Zu beachten ist, dass vor allem in den ersten Dekaden des Szenarienzitraums 2005 bis 2050 die Wirkungsbeiträge der verschiedenen Handlungsbereiche im Bereich der Energieeffizienz Anteile von über 50 % der gesamten Minderungsleistung repräsentieren und die Beiträge der erneuerbaren Energien bei Werten um 30 % liegen.

Für das Innovationsszenario ergeben sich deutlich andere Akzente:

- Die spezifische Rolle der erneuerbaren Energien ist im Verhältnis zu den Energieeffizienzbeiträgen erheblich größer (35 % im Vergleich zu 30 % im Referenzszenario).
- Im Bereich der Energieeffizienzbeiträge kommt der effizienteren Stromnutzung eine deutlich größere Rolle zu (7 % im Vergleich zu 2 %).
- Der Ersatz von CO₂-intensiven durch weniger CO₂-intensive fossile Brennstoffe (soweit sie 2050 noch genutzt werden) erbringt erhebliche Zusatzbeiträge (9 % im Vergleich zu 2 %).

- Über die Minderung der Treibhausgasemissionen im Bereich der Industrieprozesse werden messbare Zusatzbeiträge erbracht (6 % im Vergleich zu 3 %).
- Der Bereich Landnutzung und Forsten liefert ebenfalls nicht zu vernachlässigende Minderungsbeiträge (2 % exklusiv im Innovationsszenario).

Die Minderungsbeiträge aus der gesamten Palette der Energieeffizienzoptionen sowie eine breite Einführung von erneuerbaren Energien bilden damit zentrale Bausteine sowohl des Referenz- als auch des Innovationsszenarios. Die im Innovationsszenario erreichten massiven Emissionsminderungen (87 % im Vergleich zu 1990 bzw. 73 % gegenüber 2005) erfordern jedoch neben einer verstärkten Erschließung der Energieeffizienzpotenziale eine deutlich größere Rolle der erneuerbaren Energien, der Elektrifizierung des Verkehrs und der fossilen Brennstoffsubstitution wie auch die Erschließung anderer Emissionsminderungsoptionen im Bereich von Industrieprozessen, Landnutzung, Landwirtschaft etc.

Die Übersicht in Abbildung 7.2-8 verdeutlicht schließlich auch, dass die verbleibenden Lücken bei der Emissionsreduktion für das Erreichen des 95 %-Minderungsziels vor allem in den Jahren nach 2040 entstehen. Für diesen – langfristigen – Zeithorizont wären dann zusätzlich Minderungspotenziale zu identifizieren und zu bewerten.

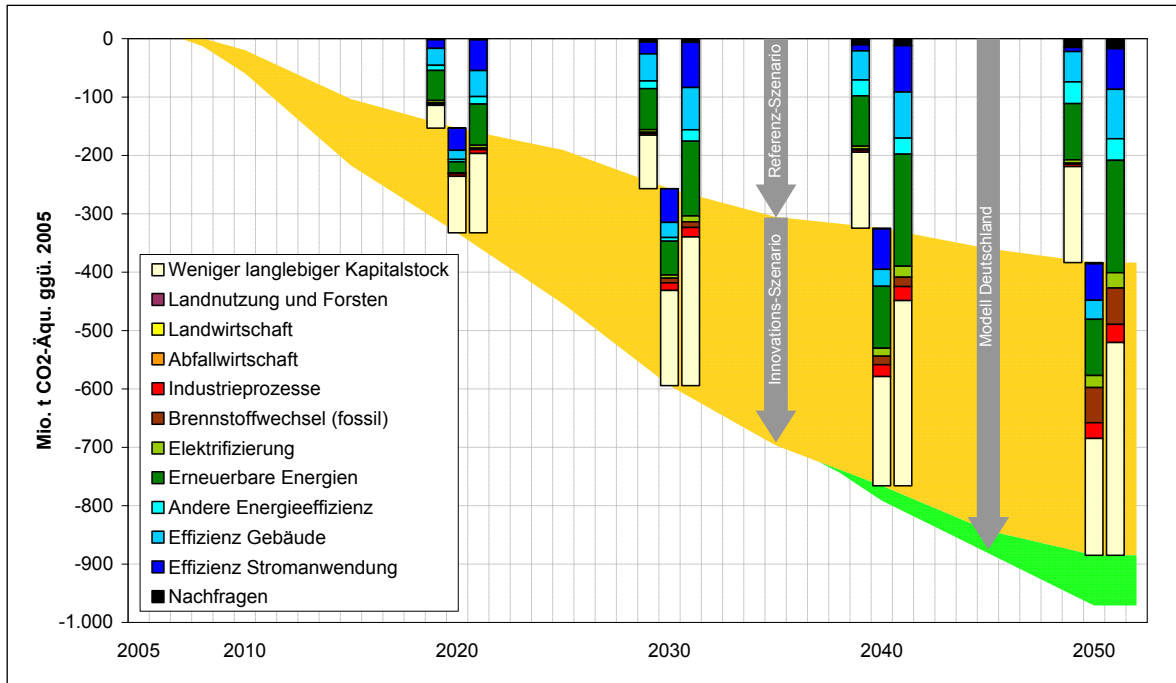
Die über die Komponentenzerlegung identifizierten Minderungsbeiträge können auch aus anderen Perspektiven analysiert werden. Eine zentrale Frage für die Umsetzung v.a. der ambitionierten Emissionsminderungsziele besteht beispielsweise darin, welche zeitlichen Handlungsfenster für die Erschließung der Reduktionspotenziale existieren. Gerade für Emissionsreduktionen in Bereichen, die durch einen besonders langlebigen Kapitalstock geprägt sind oder die indirekte Konsequenzen für solche Sektoren haben, bilden rechtzeitig und richtig terminierte Umsetzungsmaßnahmen eine Schlüsselbedingung. Andernfalls würde die Erschließung der Emissionsminderungspotenziale entweder unmöglich gemacht oder sie würde wegen der dann anstehenden Kapitalvernichtung zu vergleichsweise hohen Kosten führen.

Die Abbildung 7.2-9 verdeutlicht das Ergebnis einer entsprechenden Gruppierung der Minderungspotenziale. Als Wirkungsbeiträge mit Bezug zu einem besonders langlebigen Kapitalstock wurden demnach eingruppiert:

- Minderungsbeiträge im Bereich der Gebäude;
- Minderungsbeiträge im Bereich der Stromerzeugung (einschließlich der Nachfrage);
- schienenverkehrsbezogene Minderungsbeiträge;
- Minderungsbeiträge im Bereich der prozessbedingten CO₂-Emissionen.

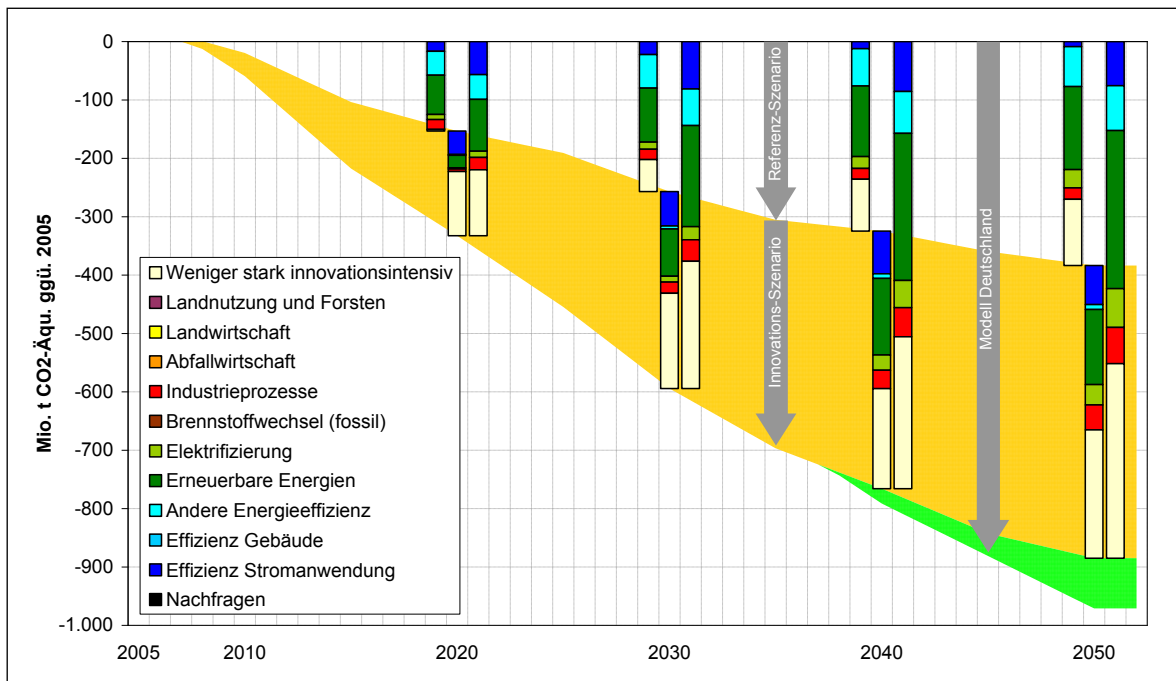
Die Ergebnisse dieser (naturgemäß groben und orientierenden) Analyse zeigen deutlich, dass die Minderungsbeiträge mit Bezug zu einem jeweils besonders langlebigen Kapitalstock auf lange Sicht etwa 60 % der modellierten Emissionsminderungen betreffen. Neben den richtigen Handlungsansätzen kommt damit den richtigen Interventionszeitpunkten zur Erschließung der Minderungspotenziale eine besondere und zunehmende Rolle zu.

Abbildung 7.2-9: *Komponentenzerlegung für die gesamte Emissionsentwicklung im Referenz- und Innovationsszenario unter Berücksichtigung der Langlebigkeit des jeweiligen Kapitalstocks, 2005 – 2050*



Quelle: Öko-Institut 2009

Abbildung 7.2-10: *Komponentenzerlegung für die gesamte Emissionsentwicklung im Referenz- und Innovationsszenario unter Berücksichtigung der Innovationsintensität der jeweiligen Minderungsbeiträge, 2005 – 2050*



Quelle: Öko-Institut 2009

Eine andere Analysedimension ergibt sich aus der Frage der notwendigen Innovationsintensität. Für eine Reihe von Minderungsbeiträgen bilden erhebliche Innovationen im Bereich von Technik, Kosten, Umweltqualität etc. die Voraussetzung. Abbildung 7.2-10 zeigt eine entsprechende Zuordnung.

Als besonders innovationsintensiv wurden dabei die folgenden Minderungsbeiträge eingeordnet:

- Minderungsbeiträge im Bereich erneuerbare Energien, Elektrifizierung etc. und im Sektor Industrie;
- erhöhte Effizienzstandards bei konventionellen PKW und Elektromobilität im Bereich des motorisierten Individualverkehrs;
- Effizienzverbesserungen im Bereich des Straßengüterverkehrs;
- Bereitstellung von Biokraftstoffen mit hoher Umweltqualität;
- Effizienzerhöhungen bei Flugzeugen;
- Emissionsminderungen bei CO₂ und N₂O aus Industrieprozessen und im Bereich der fluorierten Treibhausgase.

Auch hier zeigt die – orientierende – Zusammenstellung, dass mehr als 60 % der langfristig notwendigen Minderungsbeiträge erhebliche Innovationen als Voraussetzung haben. Zentrale Herausforderungen sind hier die erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, Biokraftstoffe mit hoher Umweltqualität, Energieeffizienz v.a. bei Stromanwendungen, Elektromobilität sowie Emissionsminderungen bei den nicht-energiebedingten Emissionen aus Industrieprozessen.

7.3 Zusatzanalysen

7.3.1 Abschätzung zusätzlicher Emissionsminderungspotenziale

Im Referenzszenario werden zwar erhebliche Emissionsreduktionen erzielt; mit einer Minderung des Treibhausgas-Ausstoßes von etwa 45 bis 50 % unter das Niveau von 1990 (Varianten „ohne CCS“ bzw. „mit CCS“) sind sie jedoch weit entfernt vom 95 %-Minderungsziel für 2050. Im Innovationsszenario wird die verbleibende Lücke zu erheblichen Teilen geschlossen, bei Emissionsminderungen von 86 % bis 87% verbleiben aber noch zusätzliche Minderungsnotwendigkeiten.

Im Folgenden wird eine Reihe von zusätzlichen Emissionsminderungen betrachtet, diskutiert und bewertet. Dabei geht es nicht um eine integrierte Betrachtung im Rahmen von erneuten Modellierungsarbeiten, sondern um grobe Abschätzungen und Implikationsanalysen.

In einer Reihe von Sektoren werden im Innovationsszenario die Emissionen bereits nahezu vollständig zurückgeführt, so dass zusätzliche Emissionsminderungen in diesen Bereichen keine Option bilden. Dazu gehören:

- der Gebäudesektor;
- der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen;
- die Stromerzeugung;
- der motorisierte Individualverkehr;
- der Straßen-Güterverkehr.

Signifikante Rest-Emissionen verbleiben zunächst vor allem für die Bereiche Industrie und Luftverkehr.

Eine nähere Analyse der Entwicklung von Energieverbrauch und Emissionen im Sektor Industrie zeigt, dass die Rest-Emissionen hier vor allem aus zwei Gründen relativ hoch sind:

- Der Ersatz von Steinkohlen durch andere Energieträger ist im Bereich der Eisen- und Stahlerzeugung nur begrenzt möglich, da diese Energieträger auch als Reduktionsmittel für die Roheisengewinnung benötigt werden (der hier im Bereich der energiebedingten CO₂-Emissionen bilanzierte Einsatz von Kohlen wird daher in den nationalen Treibhausgasinventaren unter den prozessbedingten Emissionen erfasst). Hier kommt als Emissionsminderungsmaßnahme nur die Substitution von Stahl durch andere Materialien, die weitere Einsparung von Stahl oder aber der Einsatz von CCS bei der Roheisenproduktion in Frage.
- Für eine Reihe von Industrieprozessen wird Erdgas zur Prozesswärmeerzeugung benötigt. Hier ist – neben allen Maßnahmen zur Einsparung bzw. in Teilbereichen zum Einsatz von Elektrowärme – perspektivisch der Einsatz von Biomethan als Erdgasersatz möglich.

Mit Blick auf die Emissionen des Flugverkehrs bildet für die Perspektive 2050 vor allem der Einsatz von Biokraftstoffen eine Option, wobei wie auch bei allen anderen Biomasse-einsätzen die Voraussetzung ist, dass hohe Standards zur Gewährleistung der Nachhaltigkeit der Biomasse existieren und durchgesetzt werden. Sowohl im Referenz- als auch im Innovationsszenario wird im Flugverkehr ausschließlich Mineralöl eingesetzt, hier kann – wie im Güterverkehr – der vollständige Ersatz durch Biokraftstoffe angestrebt werden.

Tabelle 7.3-1: *Zusätzliche CO₂-Emissionsminderungsoptionen (bezogen auf das Innovationsszenario), 2020 - 2050*

		Zusätzliche Emissionsminderungsoptionen			
		2020	2030	2040	2050
Eisen- und Stahlindustrie					
CO ₂ -Emissionen der Eisen- und Stahlproduktion (Reduktionsmitteleinsatz) - Innovationsszenario	Mio. t CO ₂	33	28	22	17
CO ₂ -Emissionen der Eisen- und Stahlproduktion (Kalksteineinsatz) - Innovationsszenario	Mio. t CO ₂	2	2	1	1
Potenzielle CO ₂ -Minderung mit CCS	Mio. t CO ₂		15	16	16
		0%	50%	70%	90%
Prozesswärme in der Industrie					
Gaseinsatz - Innovationsszenario	PJ	606	520	456	445
Öleinsatz - Innovationsszenario	PJ	28	21	17	16
	Mio. t CO ₂	36	31	27	26
Ersatz durch Bio-Methan	PJ		216	378	438
			40%	80%	95%
Potenzielle CO ₂ -Minderung durch Bio-Methan	Mio. t CO ₂	0	12	21	25
Zusätzlicher Primärenergiebedarf Biomasse	PJ		309	541	626
Kraftstoffe im Flugverkehr					
Flugkraftstoffbedarf - Innovationsszenario	PJ	383	354	336	312
	Mio. t CO ₂	28	26	25	23
Ersatz durch Bio-Kraftstoffe	PJ		142	269	296
			40%	80%	95%
Potenzielle CO ₂ -Minderung durch Bio-Kraftstoffe	Mio. t CO ₂	0	10	20	22
Zusätzlicher Primärenergiebedarf Biomasse	PJ		236	448	494
Zusatzoptionen insgesamt					
Potenzielle CO ₂ -Minderung	Mio. t CO ₂		37	58	63
Zusätzlicher Endenergiebedarf Biomasse	PJ		358	647	735
Zusätzlicher Primärenergiebedarf Biomasse	PJ		545	989	1.120

Quelle: Öko-Institut 2009

In der Tabelle 7.3-1 sind die über diese Maßnahmen möglicherweise erzielbaren CO₂-Minderungen (auf Basis des Innovationsszenarios) zusammengestellt. Die Übersicht verdeutlicht, dass für den Zeithorizont 2050 insgesamt eine zusätzliche Emissionsreduktion von etwa 60 Mio. t CO₂ erzielt werden könnte. Für diese Maßnahmen muss jedoch erstens die Voraussetzung erfüllt werden, dass die Option CCS zur Verfügung steht und dass zweitens die entsprechenden Mengen an Biomasse auf der End- oder der Primärenergieebene mit Nachhaltigkeitsstandards verfügbar gemacht werden können.

Gerade die Verfügbarkeit der zusätzlich erforderlichen Biomasse wirft in Bezug auf die einheimischen Potenziale erhebliche Fragen auf. Daher soll in einem weiteren Analyseschritt untersucht werden, in welcher Größenordnung Biomasse aus anderen Sektoren durch anderweitige Maßnahmen verfügbar gemacht werden könnte. Hierzu wurden mit dem Komponentenerlegungsmodell Sensitivitätsanalysen durchgeführt, deren Ergebnisse in Tabelle 7.3-2 zusammengestellt sind. Untersucht wurden vier verschiedene Parametervariationen:

- Eine um 20 % forcierte Einführung elektrischer Antriebe im Bereich des motorisierten Individualverkehrs: Die mit Elektrofahrzeugen bediente Verkehrsleistung steigt im Jahr 2050 von 354 auf 425 Mrd. Pkm.
- Eine Verkehrsvermeidung bzw. Verlagerung von 20 % der Personen- und Verkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr sowie im Straßen-Güterverkehr.
- Eine Verbesserung der Energieeffizienz für die konventionellen PKW- und LKW-Antriebe.
- Die Kombination der beiden letztgenannten Parametervariationen.

Die exemplarischen Berechnungen zeigen, dass durch die genannten Sensitivitätsuntersuchungen für den Zeithorizont 2050 etwa 350 PJ Biomasse (auf der Endenergiestufe) für andere Verwendungen frei werden könnten. Diese Größenordnung würde ausreichen, um z. B. den o.g. zusätzlichen Biokraftstoffbedarf für den Flugverkehr abzudecken. Gleichwohl bleibt ein erheblicher Zusatzbedarf an Biomasse zu decken, wenn auch die Ersatzstrategie mit Bio-Methan in der Industrie angestrebt werden soll.

Die anderen Effekte aus der Parameteranalyse hätten ggf. keine wesentlichen Auswirkungen auf die energiewirtschaftlichen Strukturen bzw. die langfristige Emissionsentwicklung. Die zusätzliche Stromnachfrage von 20 PJ (6 TWh) würde die elektrizitätswirtschaftliche Situation nicht nennenswert verändern. Die zusätzlichen Emissionsreduktionen erreichten vor allem für den Zeithorizont 2020/2030 eine deutliche Rolle, sie nehmen aber wegen des danach schnell zunehmenden Anteils regenerativer oder emissionsfreier Energieträger im Zeitverlauf wieder erheblich ab.

Tabelle 7.3-2: *Auswirkungen der Variantenrechnungen für den Verkehrssektor auf den Bedarf an Biokraftstoffen und Elektrizität sowie auf die CO₂-Emissionen, 2020 – 2050*

		Motorisierter Individualverkehr				Straßengüterverkehr			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Biotreibstoffbedarf (PJ)									
Forcierte Elektromobilität	20%	-1	-14	-51	-84	-	-	-	-
Reduzierte Verkehrsleistung	20%	-36	-72	-70	-56	-23	-59	-89	-124
Verbesserte Effizienz konventioneller Antriebe	20%	-36	-72	-70	-56	-23	-59	-89	-124
Reduzierte Verkehrsleistung & verbesserte Effizienz	je 20%	-65	-129	-125	-100	-41	-106	-161	-224
Effekt für Strombedarf (PJ)									
Forcierte Elektromobilität	20%	0	3	12	20	-	-	-	-
Treibhausgasemissionen (Mio. t CO₂-Äquivalent)									
Forcierte Elektromobilität	20%	-	-	-	-	-	-	-	-
Reduzierte Verkehrsleistung	20%	-14	-7	-4	-1	-8	-5	-3	0
Verbesserte Effizienz konventioneller Antriebe	20%	-26	-13	-6	-2	-8	-5	-3	0
Reduzierte Verkehrsleistung & verbesserte Effizienz	je 20%	-26	-13	-6	-2	-14	-9	-5	0

Quelle: Öko-Institut 2009

Eine letzte Möglichkeit zur Erzielung zusätzlicher Emissionsminderung ist die Ablagerung des bei der Biokraftstoffproduktion entstehenden biogenen CO₂ in geologischen Formationen. Mit dieser CCS-Anwendung würde eine Netto-CO₂-Senke geschaffen. Die Tabelle 7.3-3 zeigt eine grobe Abschätzung für das vorstellbare CO₂-Minderungspotenzial einer solchen Option.

Tabelle 7.3-3: CCS-Potenziale für (biogene) CO₂-Emissionen aus der Biokraftstoffproduktion, 2020 – 2050

		Zusätzliche Emissionsminderungsoptionen			
		2020	2030	2040	2050
Biokraftstoffverbrauch					
Bioethanol (Innovationsszenario)	PJ	86	227	258	242
Biodiesel (Innovationsszenario)	PJ	214	442	559	689
Zusätzlicher Biokraftstoffbedarf Flugverkehr	PJ	383	354	336	312
CO₂-Entstehung bei der Produktion					
Bioethanol	Mio. t CO ₂		7	7	7
Biodiesel und Flugkraftstoff	Mio. t CO ₂		23	26	29
CCS für CO₂ aus Biokraftstoffproduktion					
CO ₂ -Abscheidung und Ablagerung - Obergrenze	Mio. t CO ₂		15	23	32
			50%	70%	90%

Quelle: Öko-Institut 2009

Bei konsequenter Erschließung dieser zusätzlichen CO₂-Minderungsoptionen könnte ein Gesamtpotenzial von um die 80 Mio. t CO₂ für den Zeithorizont 2050 erschlossen und damit die Lücke zur Erreichung des 95 %-Minderungsziels geschlossen werden.

Gerade die zusätzlichen Minderungsbeiträge sind jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und bedürften in jedem Fall flankierender Maßnahmen in erheblichem Umfang, vor allem im Bereich der Biomasse und der CCS-Entwicklung.

Die Tabelle 7.3-4 zeigt die Ergebnisse der Zusatzanalysen im Kontext der Ergebnisse des Innovationsszenarios. Mit den erst mittelfristig (d.h. nach 2030) greifenden Maßnahmen im Bereich CCS und Biomasse können die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 noch einmal um etwa 90 Mio. t CO₂-Äqu. gedrückt werden, so dass sich in der Variante „ohne CCS“ (in der Stromerzeugung) im Vergleich zu 1990 eine Emissionsminderung um rund 95 % und in der Variante „mit CCS“ (in der Stromerzeugung) eine Emissionsreduktion von etwa 94 % ergibt. Wenn für die CO₂-Vermeidung durch den Einsatz von Biomasse in Kombination mit CCS die untere Schätzung in Ansatz gebracht wird, ergeben sich um etwa 1,5 Prozentpunkte geringere Minderungsbeiträge.

Tabelle 7.3-4: „Modell Deutschland“: Treibhausgasemissionen im Innovationsszenario mit den zusätzlich untersuchten Minderungspotenzialen, 1990 – 2050

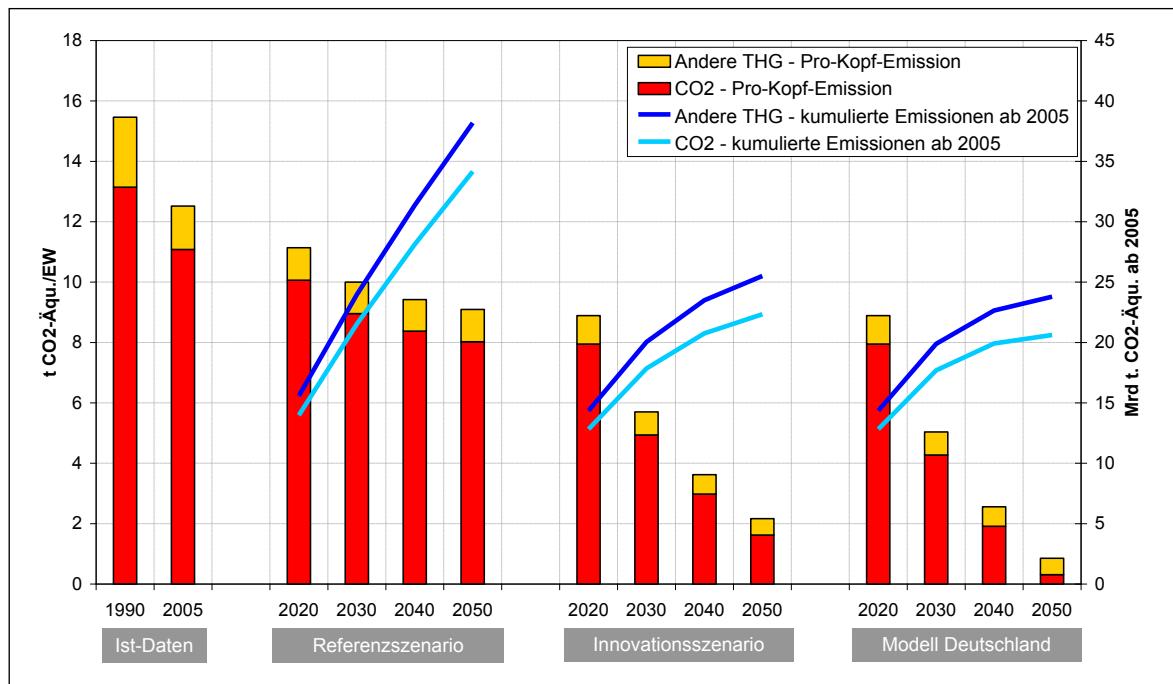
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Ist-Daten		Innovationsszenario			
	1990	2005	2020	2030	2040	2050
Szenarienanalysen						
Verbrennungsprozesse ohne CCS in der Stromerzeugung	1.018	843	589	353	199	97
Verbrennungsprozesse mit CCS in der Stromerzeugung	1.018	843	589	357	201	106
Flüchtige und prozessbedingte Emissionen, Produktverwendung	107	84	54	37	23	10
Landwirtschaft	62	53	39	36	33	30
Landnutzung und Forsten	-28	39	21	18	18	18
Abfallwirtschaft	40	13	6	4	3	3
Insgesamt ohne CCS in der Stromerzeugung	1.199	1.031	709	447	276	157
Insgesamt mit CCS in der Stromerzeugung	1.199	1.031	709	451	278	166
Insgesamt ohne CCS in der Stromerzeugung						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-40,8%	-62,7%	-77,0%	-86,9%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-31,2%	-56,6%	-73,3%	-84,8%
Insgesamt mit CCS in der Stromerzeugung						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-40,8%	-62,4%	-76,8%	-86,2%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-31,2%	-56,3%	-73,1%	-83,9%
Zusatzanalysen "Modell Deutschland"						
CCS für prozessbedingtes CO ₂ aus der Eisen- und Stahlindustrie				-15	-16	-16
Bio-Methan für verbleibende Prozessfeuerungen der Industrie				-12	-21	-25
Biokraftstoffe im Flugverkehr				-10	-20	-22
CCS bei Biokraftstoffherstellung (ohne Sicherheitsabschlag)				-15	-23	-32
Insgesamt ohne CCS in der Stromerzeugung	1.199	1.031	709	395	195	62
Insgesamt mit CCS in der Stromerzeugung	1.199	1.031	709	399	197	71
Insgesamt ohne CCS in der Stromerzeugung						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-40,8%	-67,0%	-83,8%	-94,8%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-31,2%	-61,7%	-81,1%	-94,0%
Insgesamt mit CCS in der Stromerzeugung						
Veränderung ggü. 1990	-	-14,0%	-40,8%	-66,7%	-83,6%	-94,1%
Veränderung ggü. 2005	16,3%	-	-31,2%	-61,3%	-80,9%	-93,1%

Anmerkung: Emissionsdaten für 2005 sind Inventardaten; energiebedingte Emissionen inklusive CO₂ aus Rauchgasreinigungsanlagen

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Die Szenarien- und Zusatzanalysen zeigen, dass Emissionsreduktionen in der Größenordnung von 95 % für Deutschland technisch-wirtschaftlich darstellbar sind, dass eine Reihe von Entwicklungsvarianten zu ähnlichen Ergebnissen führen, dass aber mit den Bereichen Biomasse und CCS kritische (und umstrittene) Handlungsfelder existieren, die essentiell für die Erreichbarkeit von Klimaschutzzielen in der Größenordnung von 95 % im Vergleich zu 1990 sind, selbst wenn die Minderungspotenziale von Energieeffizienz, erneuerbaren Energien etc. massiv erschlossen werden.

Abbildung 7.3-1: Szenarienvergleich, Pro-Kopf-Emissionen und kumulierte Emissionen (ab 2005), 1990 – 2050



Quelle: Prognos/Öko-Institut 2009

Abbildung 7.3-1 vermittelt einen Überblick zu den Auswirkungen der Zusatzrechnungen für die Variante „Modell Deutschland“ auf die Pro-Kopf- und die kumulierten Treibhausgasemissionen.

Die spezifischen Treibhausgasemissionen verringern sich in der Variante „Modell Deutschland“ auf 0,9 t CO₂-Äqu./EW für alle Treibhausgase sowie auf 0,3 t/EW für CO₂. Dieser sehr geringe Wert erklärt sich auch aus der Tatsache, dass in dieser Szenarienvariante erstmals die Schaffung einer Netto-CO₂-Senke mit einbezogen wurde. Insgesamt werden im Jahr 2050 etwa 0,4 t CO₂/EW aus biogenen Quellen in geologische CO₂-Lagerstätten verbracht und bilden damit eine CO₂-Senke. Zusammen mit den verbleibenden CO₂-Emissionen aus fossilen Quellen in Höhe von knapp 0,8 t/EW ergibt sich im Saldo der o.g. Wert von etwas mehr als 0,3 t CO₂/EW. Im Vergleich zum Ausgangswert des Jahres 1990 ergibt sich eine Reduktion der Pro-Kopf-Emissionen von 96 % für die gesamten Treibhausgasemissionen bzw. 98 % für die CO₂-Emissionen.

Die kumulierten Treibhausgasemissionen für die Periode 2005 bis 2050 betragen in der Variante „Modell Deutschland“ 23,8 Mrd. t CO₂-Äqu., für die CO₂-Emissionen beträgt der entsprechende Wert 20,6 Mrd. t. Damit liegen die kumulierten Emissionen in dieser Szenarienvariante etwa um 7 % unter dem Wert für das Innovationsszenario und 38 % unter dem für das Referenzszenario. Die zusätzlichen Emissionsminderungen, die v.a. zum Ende der Periode 2005 bis 2050 voll wirksam werden, verstärken auch hier noch einmal den Anteil der in den ersten Dekaden des Betrachtungszeitraums kumulierten Emissionen. Von den o.g. kumulierten Treibhausgasemissionen für die Periode 2005 bis 2050 entfällt ein Anteil von etwa 60 % auf den Zeitraum von 2005 bis 2020, der entsprechende Anteil für den Zeitraum 2005 bis 2030 liegt 84 %.

7.3.2 Biomasse-spezifische Analysen

Die Beschränkung der Biomassenutzung auf das in Deutschland nachhaltig gewinnbare Potenzial für die energetische Verwendung war eine der Leitplanken, auf deren Basis die Szenarienentwicklung begann. Die Analysen für das Innovationsszenario zeigten jedoch, dass eine massive Rückführung der CO₂-Emissionen um über 85 % nur gelingen kann, wenn in den Bereichen, in denen es keine erkennbaren emissionsfreien bzw. emissionsarmen Alternativen zur Biomassenutzung gibt (v.a. Straßen-Güterverkehr und der nicht für die Elektromobilität erschließbare Anteil des motorisierten Individualverkehrs), zusätzliche Biomasse­mengen eingesetzt werden. Dies gilt umso mehr, wenn auch die Ergebnisse der Zusatzanalysen für die Variante „Modell Deutschland“ berücksichtigt werden. Diese Analysen haben einerseits gezeigt, dass ein zusätzlicher Biomassebedarf entstehen wird, wenn die verbliebenen fossilen Energieträger im Flugverkehr und der Industrie (Flugkraftstoffe und Erdgas für den Einsatz in industriellen Prozessfeuerungen) abgelöst werden sollen. Die Sensitivitätsrechnungen haben aber andererseits auch gezeigt, in welcher Größenordnung Biokraftstoffe durch sehr massive Veränderungen im Bereich der Verkehrsvermeidung/-verlagerung, weitere Effizienzverbesserungen bei konventionellen Fahrzeugantrieben sowie eine nochmals forcierten Ausweitung der Elektromobilität freigesetzt werden können.

Die Tabelle 7.3-5 zeigt eine Biomassebilanz für die beiden Szenarien und die Zusatzrechnungen für die Variante „Modell Deutschland“. Die Summen für den gesamten Primärenergiebedarf an Biomasse enthalten neben den dem Endverbrauch an Biomasse bzw. Biomasse-Produkten und dem Einsatz von Biomasse in der Stromerzeugung auch die Menge an Biomasse, die zur Herstellung von Biokraftstoffen bzw. Biogas in den entsprechenden Umwandlungsprozessen benötigt werden.

Im Referenzszenario erreicht der Primärenergiebedarf an Biomasse im Jahr 2050 einen Wert von knapp 1.090 PJ. Dieser Wert liegt damit nur knapp unter dem Wert, der für das Potenzial an nachhaltiger Biomassebereitstellung in Deutschland angeleitet wurde (vgl. Kapitel 2.5.2). Im Innovationsszenario wird das genannte Gesamtpotenzial um etwa 43 % überschritten, vor allem als Folge des massiven Zusatzbedarfs an Biokraftstoffen und trotz des zurückgehenden Einsatzes von Biomasse in der Stromerzeugung. Diese Tendenz verstärkt sich nochmals in der Variante „Modell Deutschland“. Ohne Berücksichtigung von Biomassefreisetzungen durch gravierende Maßnahmen in den Bereiche Verkehrsvermeidung/-verlagerung, Fahrzeugeffizienz und forcierter Elektromobilität ergibt sich ein Primärenergiebedarf an Biomasse, der den Wert von 1.200 PJ um mehr als 120 % übersteigt. Aber selbst wenn man durch die genannten – und hinsichtlich ihrer vollständigen Realisierbarkeit nicht im Detail geprüften – Biomassefreisetzungen eine gewisse Entlastung erreichen könnte, wird das nachhaltige einheimische Potenzial um etwa 80 % überschritten.

Tabelle 7.3-5: Bilanz des Biomassebedarfs für das Referenz- und das Innovations-szenario sowie die zusätzlichen Maßnahmen des „Modell Deutschland“, 2005 – 2050

		Referenzszenario				
PJ	2005	2020	2030	2040	2050	
Endenergieverbrauch						
Biomasse	178	184	188	189	188	
Biokraftstoffe	77	193	268	321	340	
Biogas	0	7	16	11	5	
Stromerzeugung Biomasse	136	486	468	432	415	
Primärenergie	414	908	1.042	1.092	1.089	
		Innovationsszenario				
Endenergieverbrauch						
Biomasse	178	189	171	122	66	
Biokraftstoffe	77	318	708	867	987	
Biogas	0	7	16	11	5	
Stromerzeugung Biomasse	136	486	444	394	379	
Primärenergie	414	1.097	1.608	1.675	1.720	
		Modell Deutschland				
Endenergieverbrauch						
Biomasse	178	189	171	122	66	
Biokraftstoffe	77	318	850	1.136	1.283	
evtl. zusätzliche Biokraftstoffeinsparung		-107	-246	-326	-391	
Biogas	0	7	232	389	443	
Stromerzeugung Biomasse	136	486	444	394	379	
Primärenergie (mit zusätzlicher Biokraftstoffeinsparung)	414	958	1.761	2.099	2.161	
Primärenergie (ohne zusätzliche Biokraftstoffeinsparung)	414	1.097	2.099	2.529	2.664	
Nationales Biomassepotenzial 2050 (Grobabschätzung)					1.200	

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

Auch eine vollständige – und letztlich angesichts des sich im Innovationsszenario einstellenden Kraftwerksparks kaum realistische – Freisetzung aller Biomassen aus der Stromerzeugung oder eine massive Elektrifizierung der Prozesswärmeverfahren in der Industrie würde nichts an der Situation ändern, dass die Nachfrage das nationale Potenzial nachhaltig bereitstellbarer Biomasse übersteigen wird. Dieser Überblick zeigt, dass eine Strategie zur Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen um 95 % für Deutschland nicht nur auf das genannte einheimische Biomassepotenzial abstellen kann. Der Import von Biomasse – in welcher Größenordnung auch immer – und die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen wird damit zumindest mittelfristig Teil des strategischen Gesamtkonzeptes für die Emissionsminderung werden müssen.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich eine Reihe von Herausforderungen:

- nachhaltig bereitgestellte Biomasse ist im Rahmen ambitionierter Klimaschutzstrategien eine knappe Ressource, die strategisch bewirtschaftet werden muss;
- die Nutzung der Option Biomasseimport bedarf einer sorgfältigen Analyse, inwieweit die erforderlichen Mengen (in den entsprechenden Qualitäten) auch bei ähnlichen Strategien in anderen Ländern aufkommensseitig wirklich gesichert werden können;

- wenn nationale wie auch internationale Märkte für Biomasseprodukte existieren, müssen die Standards und Regelungen, mit denen die Nachhaltigkeit und auch die soziale Verträglichkeit der Biomassebereitstellung abgesichert werden muss, für die jeweils relevanten Märkte verbindlich gemacht werden.

Während die strategische Ressourcenbewirtschaftung sowie die Schaffung von Rahmenbedingungen für die nationalen und internationalen Biomassemärkte die politischen Strategie und die politische Instrumentierung betreffen (siehe Abschnitte 8.4 und 9) kann hinsichtlich der Biomasseverfügbarkeit hier nur eine grobe Schätzung angestellt werden. Werden die Potenziale der nachhaltig gewinnbaren Biomasse für Europa und die Staaten der ehemaligen Sowjetunion zusammen betrachtet, dann könnte sich hier für den Zeithorizont 2050 ein Wert von etwa 20.000 PJ ergeben (EEA 2006, WGBU 2009). Bei einer Gesamtbevölkerung von ca. 770 Mio. für den Gesamttraum und unter Annahme einer ähnlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung wie in der Szenarienvariante Modell Deutschland ergibt sich als Orientierungsgröße für Deutschland ein Potenzialanteil von ca. 2.100 PJ jährlich für das Jahr 2050. Vor dem Hintergrund dieser (sehr groben) Abschätzung liegt ein Aufkommen nachhaltig erzeugter Biomasse in der für die Szenarienvariante „Modell Deutschland“ zumindest nicht außerhalb der grundsätzlich vorstellbaren Quantitäten. Die Lage Deutschlands in geographischer Nähe v.a. Polens und der Ukraine kann hier als deutlicher Vorteil zum Tragen kommen.

Schließlich muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass die in Tabelle 7.3-5 gezeigten Größenordnungen des Biomassebedarfs nur unter der Maßgabe gelten, dass v.a. für die Herstellung von Biokraftstoffen Technologien zum Einsatz kommen, die ein Höchstmaß von Umwandlungseffizienz und niedrige Treibhausgasemissionen in der Prozesskette erzielen und vor allem in großen Umfang – und letztlich auch prioritär – Restbiomasse als Rohstoff nutzen können (Biokraftstoffe der 2. und folgender Generationen). Ohne diese Innovation werden sowohl die Begrenzung des Primärenergiebedarfs an Biomasse auf die gezeigten Werte wie auch die angestrebten Emissionsminderungen für Treibhausgase verfehlt.

Ein von vornherein offensiver Umgang mit der Frage von Biomasse-Importen und der notwendigen Rahmensetzungen für die Gewährleistung hoher Standards für die Bereitstellung von Biomasse im europäischen und internationalen Raum sowie die gezielte und rechtzeitige Verfügbarmachung von neuen Umwandlungstechnologien für die Erzeugung von Biokraftstoffen und Biomethan bilden damit eine strategisch wichtige Säule einer erfolgreichen Klimaschutzstrategie.

7.3.3 CCS-spezifische Analysen

Die Technologie der CO₂-Abscheidung und sicheren Einlagerung in geologische Formationen (CCS) spielt in den Szenarien- und Variantenrechnungen eine unterschiedliche Rolle.

So bilden die Varianten „mit CCS“ für die **Stromerzeugung** einerseits eine interessante Sensitivitätsanalyse für die Entwicklung der Stromerzeugungskosten sowie den Bedarf an Speichern für das Stromversorgungssystem für den Fall, dass die Rolle von Stromerzeugungsoptionen mit fluktuierender Einspeisung geringer bleibt als in den Varianten „ohne CCS“. Andererseits sind CCS-Kraftwerke sowohl im Referenzszenario (mit durchaus begrenzt ambitionierter Klimapolitik) als auch im Innovationsszenario (mit strikt am 95 %-Ziel ausgerichteten politischen Rahmenbedingungen) vorgabegemäß eine Rückfalloption für den Fall, dass die Entwicklung der erneuerbaren Energien hinsichtlich technologischer Entwicklung, Kostensituation oder Systemintegration oder aber die Umsetzungserfolge im Bereich der Stromeinsparung hinter den in den Szenarien modellierten Erwartungen zurückbleiben.

Keine Option, sondern eine wichtige und im Kontext des 95 %-Minderungsziels unverzichtbare Klimaschutzmaßnahme ist der Einsatz der CCS-Technologie für diejenigen CO₂-Emissionen aus **Industrieprozessen**, die nach Umsetzung aller anderen – absehbaren – Minderungsmaßnahmen (vom Produktersatz über grundlegende Umgestaltung von Produktionsprozessen oder dem Übergang zu regenerativ erzeugtem Wasserstoff für bestimmte Produktionsverfahren) verbleiben. Darüber hinaus ist der Einsatz von CCS in Zusammenhang mit der Biomasseumwandlung bereits mittelfristig eine wichtige Variante um zusätzliche **CO₂-Senken** zu schaffen.

Gleichwohl befindet sich die CCS-Technologie noch im Entwicklungsstadium, die jedoch für die unterschiedlichen Prozessschritte mit unterschiedlichen Herausforderungen konfrontiert ist. Im Bereich der **CO₂-Abscheidung** ist eine Reihe technologischer, vor allem aber wirtschaftlicher Fragen zu klären, bevor CCS durchgängig einsatzfähig ist. Dabei sind diese Herausforderungen für die Stromerzeugung größer als für die anderen Prozesse, bei denen CO₂ im Regelfall schon in konzentrierter Form entsteht. Der **CO₂-Transport** mit Pipelines ist dagegen eine erprobte Technologie, für die die zentralen Herausforderungen in den Kosten bei Überwindung großer Entfernungen in dicht besiedelten Regionen, in der Akzeptanz sowie in der Ausgestaltung und Regulierung des Infrastruktursystems bestehen. Die **CO₂-Lagerung** sieht sich vor allem dem Problem der Akzeptanz, aber auch der Identifikation und Auswahl geeigneter und für lange Zeiträume sicherer Lagerstätten sowie des regulativen Rahmens für alle Langfristfragen (Trägerschaft, Haftung etc.) gegenüber.

In diesem Kontext ist auch die Frage von hoher Relevanz, welche Speicherkapazitäten benötigt werden, um die in den Szenarien und Variantenrechnungen angenommene Entwicklung für CCS ggf. auch umsetzen zu können. Falls hier die Speicherpotenziale im nationalen Rahmen nicht ausreichen würden, würde mit der Frage einer grenzüberschreitenden Verbringung und Einlagerung ein weiteres brisantes Problemfeld entstehen (was zwar auch für den Fall nicht auszuschließen wäre, dass die nationalen Speicherpotenziale ausreichend groß bemessen sind, aber dann die Diskussion etwas entschärfen könnte).

Tabelle 7.3-6: Bilanz der CO₂-Einlagerung im Zuge der Anwendung von CCS für das Referenz- und das Innovationsszenario sowie die zusätzlichen Maßnahmen des „Modell Deutschland“, 2005 – 2050

	Referenzszenario				
Mio. t CO ₂	2020	2030	2040	2050	2100
CO₂-Einlagerung					
Stromerzeugung	-	19	51	73	-
Industrieprozesse	-	-	-	-	-
Biomasse-Umwandlung	-	-	-	-	-
CO₂-Einlagerung (mit CCS-Kraftwerken)	-	19	51	73	-
kumuliert	-	94	445	1.070	2.939
CO₂-Einlagerung	Innovationsszenario				
Stromerzeugung	-	23	56	62	-
Industrieprozesse	6	17	27	37	37
Biomasse-Umwandlung	-	-	-	-	-
CO₂-Einlagerung (ohne CCS-Kraftwerke)	6	17	27	37	37
kumuliert	6	117	334	655	2.508
CO₂-Einlagerung (mit CCS-Kraftwerken)	6	39	83	100	37
kumuliert	6	231	844	1.758	5.006
CO₂-Einlagerung	Modell Deutschland				
Stromerzeugung (als Variante)	-	23	56	62	-
Industrieprozesse	6	31	43	53	53
Biomasse-Umwandlung	0	15	23	32	32
CO₂-Einlagerung (ohne CCS-Kraftwerke)	6	46	67	85	85
kumuliert	6	264	827	1.588	5.850
CO₂-Einlagerung (mit CCS-Kraftwerken)	6	69	123	148	85
kumuliert	6	378	1.337	2.691	8.348
Anmerkung: Die Werte für 2050 sind grobe Schätzungen und dienen ausschließlich zur Illustration der Größenordnungen des Speicherbedarfs. Unterstellt ist jeweils ein Auslaufen der CCS-Kraftwerke nach einer Betriebsdauer von 40 Jahren.					

Quelle: Prognos und Öko-Institut 2009

In der Tabelle 7.3-6 sind die CO₂-Einlagerungsmengen für die verschiedenen Szenarien und Varianten zusammengestellt.

In der Variante „mit CCS“ des Referenzszenarios erreicht die jährlich einzulagernde CO₂-Menge ein Volumen von 73 Mio. t, kumuliert ergibt sich bis zum Jahr 2050 eine Einlagerungsmenge von etwa 1,1 Mrd. t CO₂. Wenn diese Größenordnung der CO₂-Einlagerung langfristig fortgesetzt würde, wären bis zum Jahr 2100 etwa 4,7 Mrd. t CO₂ langfristig und sicher einzulagern. Für den Fall, dass CCS nur für eine Kraftwerksgeneration zum Einsatz kommt (also die CCS-Kraftwerke nach jeweils 40 Jahren außer Betrieb genommen werden, ohne dass sie durch neue CCS-Kraftwerke ersetzt werden) ergibt sich eine kumulierte Einlagerungsmenge von fast 3 Mrd. t CO₂.

Im Innovationsszenario ergibt sich für die Variante „ohne CCS“ im Jahr 2050 eine CO₂-Einlagerung von 37 Mio. t aus Industrieprozessen bzw. eine kumulierte Einlagerung von etwa 0,7 Mrd. t CO₂. Wenn dieses Einlagerungsniveau fortgeführt würde, müssten bis zum Jahr 2100 rund 2,5 Mrd. t CO₂ eingelagert werden. Wenn im Innovationsszenario CCS auch in der Stromerzeugung zum Einsatz kommen soll (Variante „mit CCS“), erhöhen sich die jährlichen Einlagerungsmengen auf etwa 100 Mio. t CO₂ im Jahr 2050, dies entspricht einer kumulierten Einlagerung von knapp 1,8 Mrd. t CO₂ bis 2050. Bei Fortführung der CO₂-Einlagerung aus Industrieprozessen und der Beschränkung von CCS in der Stromerzeugung auf eine Kraftwerksgeneration ergibt sich bis zum Jahr 2100 ein Speicherbedarf von rund 5 Mrd. t CO₂.

In der Variante „Modell Deutschland“ steigt die jährliche Einlagerung von CO₂ für den Fall, dass keine CCS-Kraftwerke zum Zuge kommen, auf 85 Mio. t CO₂ im Jahr 2050. Bis da-

hin wären damit knapp 1,6 Mrd. t CO₂ einzulagern. Eine Fortschreibung bis zum Jahr 2100 ergibt damit einen Speicherbedarf von etwa 5,9 Mrd. t CO₂. Sofern auch in dieser Variante zusätzliche CO₂-Mengen aus CCS-Kraftwerken (entlang des im Innovationsszenario ermittelten Mengengerüsts) eingelagert werden sollen, steigt die jährlich in sichere geologische Formationen zu verbringende CO₂-Menge auf 148 Mio. t im Jahr 2050. Bis zu diesem Zeitpunkt wären dann insgesamt etwa 2,7 Mrd. t CO₂ einzulagern, bei Annahme einer Kraftwerksgeneration für CCS würde sich der Speicherbedarf bis 2100 auf etwa 8,3 Mrd. t CO₂ erhöhen.

Unterstellt man die Untergrenze der derzeitigen Schätzungen für die CO₂-Speicherpotenziale in Deutschland (12 Mrd. t CO₂ für die salinen Aquifere und ca. 2 Mrd. t für ausgeförderte Erdgaslagerstätten) und nimmt nochmals einen Sicherheitsabschlag von 50 % vor (reale Eignung der jeweiligen geologischen Formationen, Nutzungskonkurrenzen etc.), so könnte für alle Varianten mit einem CO₂-Einlagerungsbedarf von unter 7 Mrd. t CO₂ zumindest als grobe Orientierung davon ausgegangen werden, dass eine Einlagerung ohne grenzüberschreitende Verbringung möglich sein könnte. Für den Fall, dass es neben dem Einsatz von CCS für Industrieprozesse und Biomasse auch zu einer signifikanten Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken kommt bzw. kommen muss, wäre auch die Frage der CO₂-Speicher mit hoher Wahrscheinlichkeit nur noch im europäischen Verbund (ausgeförderte Gasfelder unterhalb der Nordsee etc.) zu lösen.

Auch CO₂-Speicher können sich damit als knappe Ressource erweisen, für die neben den unabdingbaren Anstrengungen in den Bereichen Forschung, Pilot- und Demonstrationsvorhaben eine sorgfältige und langfristig angelegte Bewirtschaftung sinnvoll und notwendig ist. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass für die ohnehin knappe Ressource CO₂-Speicher auch noch zusätzliche Restriktionen entstehen können, wenn in erheblichem Maße Nutzungskonkurrenzen zu berücksichtigen wären oder die sich abzeichnenden massiven Akzeptanzprobleme zu weiteren Einschränkungen führen.

8 Ziele und strategische Ansätze zur Erreichung der Klimaschutzziele

8.1 Vorbemerkungen

Die Szenarien- und Komponentenanalysen liefern eine Fülle quantitativen Materials, auf dessen Basis diejenigen Veränderungen der Rahmenbedingungen und diejenigen politischen Interventionen identifiziert und analysiert werden können, die für eine Umsetzung des 95 %-Emissionsminderungsziels notwendig sind. Politiken und Maßnahmen, die über einen – aus der Perspektive von Politik und Betroffenen – vergleichsweise langen Zeitraum gravierende Emissionsminderungen mit hoher Verbindlichkeit durchsetzen sollen, werden im Zeitverlauf ein hohes Maß an Dynamik aufweisen. Rahmenbedingungen werden sich ändern, Technologien und Märkte werden sich dynamisch und nicht notwendigerweise symmetrisch entwickeln, Veränderungen bei Technologien und Märkten werden neue Akteure hervorbringen und andere Akteursgruppen werden an Bedeutung gewinnen.

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, die Umsetzungsanalysen auf zwei Ebenen anzustellen. In der langfristigen Perspektive ist es sinnvoll, strategische Linien zu entwickeln. Als Strategien werden dabei diejenigen Ziele und Leitplanken bezeichnet, die zunächst unabhängig von der konkreten Umsetzung und den konkret zum Einsatz kommenden politischen Instrumenten beschrieben werden können und die damit einen übergeordneten Charakter haben (müssen). Strategien dienen einerseits zur Einordnung der notwendigen Aktivitäten, gleichzeitig bilden sie einen geeigneten Rahmen zur Überprüfung der konkreten Umsetzungsschritte hinsichtlich Zielerreichung und ihrer Konsistenz in der längerfristigen Perspektive.

Für die Entwicklung langfristiger Strategien zur Umsetzung der analysierten Klimaschutzmaßnahmen können drei Strategiesegmente unterschieden werden:

- **strategische Ziele**, auf deren Grundlage es möglich ist, die Zielerreichung und die Fortschritte in den verschiedenen Sektoren hinreichend allgemein, aber auch in ausreichendem Maße sektoral differenziert zu bewerten;
- **Umsetzungsstrategien**, mit denen das Zusammenspiel der verschiedenen Handlungsbereiche adressiert wird;
- **Instrumentierungsstrategien**, die langfristige Leitlinien für die politischen Umsetzungsinstrumente beinhalten.

8.2 Strategische Ziele

Mit Blick auf die übergeordneten strategischen Ziele ergeben sich aus der Analyse des Innovationsszenarios und der für das „Modell Deutschland“ untersuchten Zusatzpotenziale die folgenden 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 Primärenergieverbrauch auf 20 % bis 2020, 35 % bis 2030, 55 % bis 2040 und mehr als 75 % bis 2050.

Diese strategischen Leitziele beschreiben auf sehr hohem Abstraktionsniveau die Eckwerte für den Umbau des Energiesystems und letztlich der gesamten Volkswirtschaft. Die Leitziele bilden auf hohem Aggregationsniveau auch die Indikatoren, auf deren Basis z.B. Umsetzungserfolge bewertet werden können.

Gerade vor dem Hintergrund des kurzen Zeitraums, in dem der beschriebene Umbau vollzogen werden soll, ist es jedoch sinnvoll, auch für die einzelnen Sektoren Indikatoren und Unterziele zu entwickeln, die eine hinreichend konkrete Basis für die Zielkontrolle bzw. die Bewertung der im Zeitverlauf erreichten Fortschritte bilden können. Diese Sektorziele sollten dabei nicht als starres Korsett für die Mikrosteuerung des notwendigen Wandels verstanden werden, die zu einer Überbestimmung des Systems führen und damit der notwendigen Dynamik des Wandels nicht gerecht werden (können). Die nachfolgend beschriebenen Sektorziele bilden robuste Indikatoren für den Umbau, auf deren Grundlage die frühzeitige Erkennung und Eingrenzung von Verzögerungen der notwendigen Veränderungen möglich ist, sowie deren Analyse und ein schnelles Nachsteuern ermöglichen. Auf Grundlage der Szenarienanalysen (Innovationsszenario und Zusatzmaßnahmen des „Modell Deutschland“) lässt sich der folgende, hinreichend robuste Ziel- und Indikatorensatz identifizieren:

Im Gebäudesektor

- sollte für die Raumheizung neuer Gebäude ab etwa 2015 ein durchschnittlicher jährlicher Endenergieverbrauch von 20 kWh/m² erreicht werden, ab 2020 etwa 10 kWh/m², ab 2025 bilden Null- oder Plusenergiehäuser das Ziel;
- sollte der spezifische Endenergieverbrauch des Gebäudebestandes von 2005 bis 2030 um über die Hälfte und bis 2050 um etwa 90 % verringert werden;
- der Anteil von erneuerbaren Energien bzw. emissionsfreien Energieträgern (Fern- und Nahwärme, Strom) am gesamten Energiebedarf für die Raumwärmeerzeugung bis 2030 auf etwa 40 % und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 75 % erhöht werden.

Im Sektor Industrie

- sollte die Energieproduktivität von heute bis zum Jahr 2030 etwa verdoppelt und bis zum Jahr 2050 verdreifacht werden;
- sollte der Aufkommensanteil erneuerbarer Energien und emissionsfreier Energieträger (Fern- und Nahwärme, Strom) am gesamten Endenergiebedarf bis 2030 auf etwa 60 % und im Jahr 2050 auf 90 % steigen;

- sollten die CO₂-intensiven Industrieprozesse bis zum Jahr 2050 nur noch in Kombination mit CCS betrieben werden;
- sollten die prozessbedingten Treibhausgasemissionen vom aktuellen Stand bis 2030 um über 50 % und bis zum Jahr 2050 um 90 % zurückgeführt werden.

Im Bereich des **motorisierten Individualverkehrs**

- sollte die Verkehrsleistung durch Verkehrsvermeidung bzw. Verkehrsverlagerung bis 2030 um etwa 20 % und bis 2050 um etwa 30 % zurückgeführt werden;
- sollte der spezifische Endenergieverbrauch der Fahrzeugflotte (einschließlich der Effizienzeffekte durch die Elektromobilität, aber ohne Nullanrechnung von Elektrofahrzeugen) bis 2050 um mehr als 60 % verringert werden;
- sollte ein Anteil elektrischer Antriebe an der Gesamtfahrleistung von 7 % im Jahr 2030 und etwa 50 % im Jahr 2050 angestrebt werden;
- sollte für das Jahr 2050 eine weitgehend vollständige Endenergiebedarfsdeckung durch erneuerbare (Biokraftstoffe) oder emissionsfreie (Strom, Wasserstoff) Energieträger angestrebt werden.

Im Bereich des **Straßen-Güterverkehrs**

- sollte die Verkehrsleistung im Jahr 2050 den aktuellen Wert um nicht mehr als ein Drittel übersteigen;
- sollte der spezifische Energieverbrauch, bezogen auf die Güterverkehrsleistung, von heute bis 2030 um 30 % und bis 2050 um etwa 50 % zurückgeführt werden;
- sollte der gesamte verbleibende Kraftstoffverbrauch bis 2050 vollständig auf erneuerbare Energien (Biokraftstoffe, Wasserstoff) umgestellt werden.

Im Bereich des **Luftverkehrs** sollte

- der spezifische Energieverbrauch der gesamten Flugzeugflotte bis 2030 um 20 % reduziert werden;
- das Treibstoffaufkommen spätestens im Jahr 2050 vollständig auf regenerative Energien (Biokraftstoffe) umgestellt worden sein.

Im **Stromversorgungssystem**

- sollte die Stromnachfrage (einschließlich der neuen Anwendungsbereiche wie Elektromobilität) bis 2030 um mehr als 25 % zurückgeführt und auch danach bis zum Jahr 2050 um weitere 10 Prozentpunkte vermindert werden;
- sollte für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromaufkommen bis 2030 ein Wert von 60 % und bis zum Jahr 2050 ein Niveau von 95 % angestrebt werden;

- sollten die verbleibenden Kapazitäten fossiler Stromerzeugung nach 2040 nur noch betrieben werden können, wenn sie mit CCS ausgerüstet sind;
- sollte zum Ausgleich der massiv steigenden Beiträge fluktuierender Stromerzeugung die Kapazität der existierenden Speicher (bisher v.a. Pumpspeicherkraftwerke) bis 2030 verdoppelt und bis zum Jahr 2050 um den Faktor 4 ausgeweitet werden.

In der **Landwirtschaft** sollten die Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 2005 um über 30 % und bis 2050 um über 40 % reduziert werden.

Im Bereich der Emissionen aus **Landnutzung, Landnutzungsänderungen und der Forstwirtschaft** sollte die CO₂-Freisetzung im Zeitraum 2005 bis 2050 um 70 % vermindert werden.

8.3 Umsetzungsstrategien

Eine besondere Herausforderung bei der Spezifikation von Umsetzungsstrategien zur Erreichung des 95 %-Ziels besteht darin, dass sich die Gewichte und die erschließbaren Emissionsminderungen der einzelnen Handlungsbereiche mit Blick auf unterschiedliche Dimensionen (Höhe der Reduktionspotenziale, Zeiterfordernisse und Zeitfenster für die Umsetzung etc.) teilweise stark unterscheiden und im Gesamtsystem eine Vielzahl von Systemzusammenhängen und Wechselwirkungen zu berücksichtigen sind.

Bei der strategischen Ausgestaltung der entsprechenden Klimaschutz- und Energiepolitiken müssen dabei vor allen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden.

In **allen Sektoren** müssen signifikante Anstrengungen zur Emissionsminderung unternommen werden. Vor dem Hintergrund der besonderen Größenordnung der notwendigen Wirkungsbeiträge sind aber 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**, aber auch ohne die gleichzeitig massive Erhöhung des Anteils **erneuerbarer Energien** werden die Emissionsminderungsziele bis 2050 nicht erreicht werden können. Die Handlungsnotwendigkeiten im Bereich der Energieeffizienz betreffen dabei sowohl hoch typisierbare Energieanwendungen und Minderungsmaßnahmen (Gebäude, elektrische Geräte, Fahrzeuge etc.), aber auch sehr heterogene Anwendungen (z.B. in der Industrie). Hinsichtlich der erneuerbaren Energien besteht besonders starker Handlungsbedarf vor allem in der Stromerzeugung sowie im Verkehrssektor.

Ein sehr hoher Anteil der zusätzlich notwendigen Emissionsminderungen betrifft jeweils einen **langlebigen Kapitalstock**, einerseits direkt (Gebäude, Kraftwerke, Infrastrukturen etc.), andererseits indirekt (mehr oder weniger effiziente Stromanwendungen mit einem tendenziell weniger langlebigen Kapitalstock haben durchaus signifikante Effekte für den langlebigen Kapitalstock im Bereich von Kraftwerken, Infrastrukturen etc.). Verzögerte

Umsetzungsmaßnahmen führen hier entweder zur Zielverfehlung oder zu stark steigenden Kosten der Klimaschutzpolitik. Im zeitlichen Ablauf sind deshalb Maßnahmen im Bereich der Stromnachfrage (einerseits Effizienz und andererseits Elektrifizierung), der Stromerzeugung, der Gebäude (Neubau und Bestand), der Infrastrukturen (Strom, Gas, Wärme, CO₂, Verkehr) sowie der Verkehrsverlagerung besonders vordringlich.

Ein sehr hoher Anteil der zusätzlich notwendigen Emissionsminderungen wird, vor allem ab 2030, von Emissionsminderungsoptionen erwartet, bei denen noch erhebliche **Innovationen** in Bezug auf Technologie, Kosten und Systemintegration/Infrastruktur sowie Markt- und Geschäftsmodelle oder Nutzerverhalten erzielt werden müssen. Dies betrifft v.a. die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, die Stromspeicherung und die Strom-Infrastruktur, die Erzeugung nachhaltiger Biokraftstoffe und die Bereitstellung von nachhaltig erzeugtem Biomethan, die Energieeffizienz in der Industrie, die Energieeffizienz bei konventionellen und elektrischen Fahrzeugen sowie die CCS-Technologie.

Fortschritte für eine Reihe von zentralen Emissionsminderungsoptionen können nicht isoliert betrachtet, bewertet oder vorangetrieben werden. Die Erschließung vieler Emissionsminderungspotenziale ist unabdingbar verknüpft mit einer oder mehreren Komplementäroptionen. Vor diesem Hintergrund ist es unabdingbar **systematisch angelegte Strategieansätze** zu entwickeln, ohne die die angestrebten Emissionsminderungen ins Leere laufen:

- Die Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs ist vor allem mit zwei Bereichen gekoppelt: Eine Ausweitung der Elektromobilität ist nur dann sinnvoll (oder nicht kontraproduktiv), wenn es gelingt, die erforderlichen zusätzlichen Stromerzeugungspotenziale – mit einem entsprechenden Angebot sowohl von Stromproduktion als auch mit einer entsprechenden Kapazitätsverfügbarkeit – auf Basis erneuerbarer Energien oder über die Stromerzeugung mit CCS zu erschließen. Zusätzlich erfordert die Elektromobilität ein sehr stark dezentralisiertes Lastmanagement und damit den Ausbau leistungsfähiger intelligenter Verteilnetze für Strom.
- Der selbst im Fall starker Verkehrsverlagerungen, deutlicher Ausweitung der Elektromobilität sowie drastischer Verbesserungen der Fahrzeugeffizienz im Kontext einer 95 %-Minderung in erheblichem Maße erforderliche Einsatz von Biokraftstoffen im Straßen- und Luftverkehr erfordert unabdingbar die Verfügbarkeit von Biokraftstoffen, die mit hoher Umwandlungseffizienz erzeugt werden und die hohen Nachhaltigkeitsstandards genügen. Wenn es z.B. nicht gelingt, die Biokraftstoffe der nächsten Generationen zeitgerecht in großen Mengen bereit zu stellen, läuft die Emissionsminderungsstrategie vor allem im Straßen-Güterverkehr und im Luftverkehr ins Leere.
- Der Einsatz dezentraler Energieangebotstechnologien, die nicht von vornherein auf Basis erneuerbarer Energien betrieben werden (z.B. dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis), kann mittel- und langfristig Lock in-Effekte der Dezentralität bewirken, die sich dann als hoch problematisch erweisen, wenn mittel- und langfristig die erforderlichen Mengen von Bio-Methan nicht in die Gasnetze eingespeist werden können (aus technisch-wirtschaftlichen Gründen oder wegen anders ausgerichteter Einsatzstrategien und -prioritäten für die knappe Ressource Bioenergie). Eine ähnliche Situation ergibt sich für die fortgesetzte Nutzung bestimmter Prozesstechnologien in der Industrie (Prozesswärmeerzeugung auf Basis Erdgas etc.).

- Die Einführung neuer dezentraler und zentraler Stromerzeugungsoptionen oder die Emissionsminderung bei bestimmten Industrieprozessen erfordern einen sehr langfristigen Vorlauf der jeweiligen Infrastrukturentwicklung (Transport- und Verteilnetz für Strom, CO₂-Infrastruktur für CCS etc.). Der Aus- und Umbau der entsprechenden Infrastrukturen wird sich oft unter erheblichen Unsicherheiten (hinsichtlich Mengen und Verfügbarkeitszeiträumen etc.) vollziehen müssen. Gleiches gilt für die Infrastrukturen des Fern- und Nahverkehrs für Personen und Güter.

Die entsprechenden Prioritäten, Voraussetzungen, Ausschlussstatbestände und Entwicklungsnotwendigkeiten sind dabei im Zeitraum bis 2050 nicht statisch. Für die Perspektive 2030 können durchaus erhebliche Emissionsminderungsbeiträge durch Entwicklungsstrategien erbracht werden, die in der anschließenden Periode keine tragende Rolle mehr spielen. Hier kommt es vor allem darauf an, zu verhindern, dass z.B. durch kapitalintensive oder sehr langlebige Anlageninvestitionen oder Infrastrukturen Lock-in-Tatbestände entstehen, die in der längerfristigen Perspektive zu kontraproduktiven Effekten führen. Für alle auf bestimmte Zeiträume begrenzte Strategien müssen daher auch langfristige und klare Auslaufstrategien und -optionen entwickelt werden. Gleichzeitig können langfristig notwendige Lösungsbeiträge kurz- und mittelfristig zu problematischen Strukturen führen (z.B. Biokraftstoffe bei unzureichenden Nachhaltigkeitsstandards). Unverzichtbare Ansatzpunkte sind in diesen Bereichen gezielte Politik- und Innovationsansätze mit klaren zeitlichen Zielen.

Zumindest für zwei zentrale Emissionsminderungsoptionen, die Nutzung von Biomasse und die Einführung von CCS müssen **Potenzialbegrenzungen** berücksichtigt werden. Da die Szenarienanalysen gezeigt haben, dass diesen Optionen in einer langfristigen Emissionsminderungsstrategie aus unterschiedlichen Gründen und in unterschiedlichen Sektoren bzw. Anwendungsfeldern eine unverzichtbare Rolle zukommt, muss ein aktiver Ansatz für die strategische Ressourcenbewirtschaftung verfolgt werden:

- Wenn die Umgestaltung des Energiesystems sich hinsichtlich der Biomasse vor allem auf – begrenzte – einheimische oder im europäischen Raum (v.a. mit Blick auf Mittel- und Osteuropa) verfügbare Potenziale beschränken soll, müssen neben der Absicherung von hohen Nachhaltigkeitsstandards Nutzungsprioritäten gesetzt und verfolgt werden. Hinsichtlich der Biomasse müssen in der langfristigen Perspektive vor allem diejenigen Anwendungen priorisiert werden, für die nur unzureichende Alternativen verfügbar sind. Dies betrifft einerseits den (nach massiver Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs) verbleibenden Kraftstoffeinsatz im Straßenverkehr sowie den Flugverkehr. Als folgende Priorität sollten Prozesswärmeanwendungen (v.a. in der Industrie) gelten und erst danach die Stromerzeugung aus Biomasse. Aber auch für die Biomassenutzung zur Stromerzeugung gelten erhöhte Effizienzanforderungen, Biomasseverstromung ohne Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung ist nicht konsistent zu einer langfristig angelegten Klimaschutz- und Energiestrategie.
- Die verfügbaren unterirdischen Lagerstätten für CO₂ als Voraussetzung für die CCS-Technologie sind (auch vor dem Hintergrund von Nutzungskonkurrenzen des Untergrundes) eine beschränkte Ressource, für die Nutzungsprioritäten und Bewirtschaftungsansätze entwickelt werden müssen. Erste Priorität haben hier die prozessbedingten CO₂-Emissionen sowie die Nutzung der Speicher für CO₂ aus Biomasse-Umwandlungsprozessen (Biokraftstoffherstellung, Biomasseverstromung). Diese Priorisierung sollte auch bei der Frage berücksichtigt werden,

welcher Beitrag CCS in der Stromerzeugung in der Klimaschutz- und Energiestrategie zugerechnet werden soll. Eine solche Eingrenzung des Klimaschutzbeitrages von CCS ist dabei sowohl die Voraussetzung für die Entwicklung von Nutzungsprioritäten im Bereich der CO₂-Speicherung als auch eine Lösung der Nutzungskonkurrenzen auf eine Art und Weise, die weder den Ausbau der konkurrierenden Nutzungen zu stark beeinträchtigt noch die notwendigen Minderungsbeiträge durch CCS von vornherein ausschließt.

Der klimagerechte Umbau des Energie- und des Verkehrssystems setzt schließlich eine erheblich **verbesserte Effizienz bei der Nutzung energieintensiver Materialien und Produkte** voraus. Eine verbesserte Material- und Ressourceneffizienz bzw. die Substitution von Materialien und Rohstoffen kann dabei nicht nur einen erheblichen Beitrag zur Energieeinsparung leisten sondern ist auch eine wesentliche Möglichkeit zur Rückführung prozessbedingter Emissionen (z.B. aus der Stahl-, Zement- und Kalkproduktion).

8.4 Instrumentierungs- und akteursbezogene Strategien

Auch mit Blick auf die politischen Umsetzungsinstrumente und die Adressierung der Umsetzungsakteure müssen Leitplanken entwickelt werden. Auch wenn sich die Ausrichtung und Spezifikation dieser Leitplanken sowie die Ausgestaltung der notwendigen politischen Instrumente im Zeitverlauf ändern werden und ändern müssen, ist eine Reihe strategischer Ansätze auch hier von übergeordneter und langfristiger Bedeutung.

Die Herausforderungen der massiven Emissionsreduktion sind so groß und so vielfältig, dass es nur gelingen wird, die notwendigen Emissionsminderungen zu erzielen, wenn ein **breites und vielfältiges Spektrum von Akteuren** als Veränderungsagenten gewonnen werden kann. Insbesondere muss die (notwendige) Robustheit der Klimaschutzstrategien insofern abgesichert werden, dass in keinem Bereich die Emissionsminderungen unabdingbar von bestimmten Akteuren bzw. von deren zielgerichtetem Verhalten abhängig sind. Bei der politischen Umsetzung wird stets darauf geachtet werden müssen, dass keine Blockadepositionen entwickelt werden können. Die Schaffung von wettbewerblich orientierten Strukturen mit niedrigen Eintrittsbarrieren ist damit eine wesentliche Voraussetzung für robuste Umsetzungsstrategien. Wettbewerbliche Strukturen und Akteursvielfalt sind weiterhin zentrale Voraussetzungen für die Schaffung eines innovationsfördernden Klimas und die breite Umsetzung von Innovationen als integrierter Prozess von Entwicklung und breiter Kommerzialisierung. Eine unzureichende Akteursvielfalt wird kurz-, mittel- und langfristig die Gefahr von Lock in-Effekten vergrößern und kann die notwendigen Innovationsprozesse behindern oder verzögern.

Alle politischen Umsetzungsmaßnahmen einer ambitionierten Energie- und Klimaschutzstrategie in allen Sektoren und Handlungsfeldern müssen einen **stetigen und gezielten Innovationsprozess** beinhalten. Dabei geht es sowohl darum, inkrementelle Innovationen voranzutreiben, vor allem aber gezielt pfadändernde (radikale) Innovationen zu initiieren. Entsprechend sind verstärkte Anstrengungen im Bereich der Forschung und Entwicklung notwendig, gleichzeitig hat sich die frühzeitige Markteinführung und die gezielte Flankierung von innovativen Technologien und Geschäftsmodellen als ein Weg erwiesen, mit dem umfassende Lernkurveneffekte und nachhaltige Innovationserfolge und eine beschleunigte Marktreife erzielt werden können. Die Kosten so strukturierter Innovationsstrategien sollten explizit als Lernkurveninvestitionen und nicht als effizienzmindernde Faktoren verstanden werden.

Hinsichtlich der Eckpunkte des notwendigen Policy-Mix sind die folgenden Aspekte hervorzuheben:

- Die signifikante **Bepreisung** des Ausstoßes von Treibhausgasen bildet eine notwendige Grundlage einer ambitionierten und erfolgreichen Klimaschutzpolitik. Das Emissionshandelssystem für Treibhausgase (im Bereich der Großemittenten) und Steuern (für diffuse Quellen) sind fundamentale Instrumente zur Erschließung der marktnahen Emissionsminderungsoptionen sowie inkrementeller Innovationen.
- Für sehr homogene und sehr dezentral zum Einsatz kommende Technologien bzw. Klimaschutzoptionen sind, soweit es gesonderter Unterstützungsmaßnahmen bedarf oder besondere strukturelle Hemmnisse zu überwinden sind, strikte **ordnungsrechtliche Ansätze** sinnvoll und notwendig.
- Soweit bestimmte Marktentwicklungen im Bereich sehr langlebiger und gleichzeitig sehr kapitalintensiver Investitionen oder aber nur sehr schwer umkehrbarer Infrastrukturentwicklungen zur Gefahr von **Lock in-Situationen** führen, die langfristig die Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele unmöglich machen oder durch ihre dann extrem hohen Kosten späteres Umsteuern verhindern, sollten entsprechende ordnungsrechtliche Vorkehrungen getroffen werden.
- Für die Entwicklung zukünftig wichtiger Klimaschutzoptionen bedarf es **spezifischer Innovationsansätze**, die sich durch eine Orientierung auf klar definierte Ziele, präzise Meilensteine, aber auch durch eindeutige Ausstiegsoptionen auszeichnen.

Aus den tiefgreifenden Veränderungsnotwendigkeiten, dem beschränkten Zeitraum und der notwendigen systemaren Betrachtung ergeben sich auch Konsequenzen für das **Design von klima- und energiepolitischen Instrumenten**. Gerade in jüngster Zeit entwickelte oder neu strukturierte ordnungsrechtliche Maßnahmen (Gebäude, Fahrzeugeffizienz etc.) beinhalten oft Flexibilisierungstatbestände. Verpflichtungen zur Wärmedämmung können mit dem Einsatz bestimmter Heizungstechniken oder Wärmeversorgungsoptionen verrechnet werden, Elektrofahrzeuge oder der Einsatz von Biokraftstoffen werden auf Effizienzverbesserungen der Fahrzeughersteller angerechnet. Mit solchen flexiblen Ansätzen werden vermeintliche Effizienzvorteile erschlossen.

Bei näherer Analyse wirkt eine ganze Reihe solcher Flexibilisierungsoptionen jedoch kontraproduktiv, wenn sie in den Kontext einer an den langfristigen klimapolitischen Notwendigkeiten ausgerichteten Strategie gestellt werden. Dies gilt insbesondere, wenn Maßnahmen an langlebigen Gütern (Gebäude etc.) oder in innovationsintensiven Bereichen (Fahrzeugeffizienz etc.) durch entsprechende Komplementärmaßnahmen mit weniger langlebigen Komponenten (Heizungsanlagen etc.) oder parallelen Technologielinien (Elektromobilität etc.) kompensiert werden können. Für die Erreichung der langfristigen Klimaziele werden sowohl massive Effizienzverbesserungen an Gebäuden als auch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien benötigt. Für Fahrzeuge werden sowohl massive Effizienzverbesserungen als auch die Ausweitung der Elektromobilität und die Nutzung von Biokraftstoffen notwendig.

Vor dem Hintergrund der sektorspezifischen Ziele sollten daher zukünftig bei der Ausgestaltung der einschlägigen politischen Instrumente derartige Kompensationsmaßnahmen

ausgeschlossen werden, wenn sie zu den beschriebenen, langfristig kontraproduktiven Effekten führen können.

Vor allem im Bereich gezielter Innovationsstrategien, aber auch bei Klimaschutzoptionen mit hoher Infrastrukturkomponente und damit erheblichem Vorlaufbedarf sowie bei Klimaschutzoptionen, die ihren Beitrag zur Emissionsminderung nur im System erbringen können oder durch lange technisch-wirtschaftliche Lebensdauer charakterisiert sind, sollten neben den breit angelegten **technologieneutralen Instrumentenansätzen** explizit auch **technologiespezifische Strategien** gestärkt werden. Nur in dieser Kombination werden sich Ziel führende Strategien entwickeln lassen.

In den analysierten Pfaden zur Erreichung des 95 %-Minderungsziels werden in erheblichem Umfang Energiequellen nutzbar gemacht werden müssen, die durch fluktuierende, d.h. stark von Wind- oder Einstrahlungssituationen abhängige Produktion charakterisiert sind. Die Wirtschaftlichkeit solcher Energiequellen ist in den derzeit existierenden Märkten oft nur schwer darzustellen (wenn das Windangebot sehr groß ist, sinken am Strommarkt die Preise und damit die Möglichkeiten von Windkraftanlagen, Deckungsbeiträge für ihre Kapitalkosten zu erwirtschaften – selbst für den Fall sehr hoher CO₂-Preise, die in der verbleibenden Zeit den Strompreis stark verteuern). Hier sind möglicherweise Interventionen zur **Veränderung des Marktdesigns** (z.B. Märkte für die Bereitstellung von Leistung durch bestimmte Kraftwerkskapazitäten) oder eine gezielt verfolgte **Marktausweitung** (Schaffung von liquiden Speichermärkten mit hoher Wettbewerbsintensität) notwendig.

Ein elementarer und unverzichtbarer Bestandteil ambitionierter Emissionsminderungsstrategien ist die breite und signifikante Steigerung der Energieeffizienz. Dies wird sich nur umsetzen lassen, wenn es gezielt gelingt, einen massiv ausgeweiteten, robusten und nachhaltig funktionierenden **Markt für Energieeffizienz** zu entwickeln. Dieser Markt muss so gestaltet werden, dass klare Nachfragesituationen geschaffen werden und breit aufgestellte Akteure mit spezifischen Dienstleistungsangeboten neue Geschäftsfelder entwickeln können. Nur wenn sich ein solcher Energieeffizienzmarkt mit all seinen Ausstrahlungseffekten etablieren kann, wird sich die notwendige Erhöhung der Energieeffizienz auf breiter Front umsetzen lassen.

An vielen Stellen sind die im Rahmen einer 95 %-Emissionsminderungsstrategie erforderlichen Maßnahmen abhängig von Infrastrukturen, die umstrukturiert, erweitert oder neu geschaffen werden müssen. Die **Umgestaltung und Erweiterung von Infrastrukturen** erfordern in vielen Fällen lange Vorlaufzeiten und sind unvermeidbar mit Unsicherheiten verbunden, die ein rein privates Engagement massiv erschweren oder verhindern. Gleichzeitig haben die Abhängigkeiten von Infrastrukturen zur Folge, dass politische Strategien – in den einschlägigen Fällen – nicht mehr auf technologieneutrale Instrumente konzentriert werden können. Lange Vorlaufzeiten, umfangreiche Investments und signifikante Unsicherheiten im Bereich der Infrastrukturen erfordern robuste technologische Visionen, ein umfangreiches Vordenken der Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrageseite und geeignete Ansätze bei der Regulierung von Infrastrukturen. Die Erhöhung der analytischen Kapazitäten und schließlich der Mut zu Pfadentscheidungen sind wichtige und trotz aller Risiken in einigen Bereichen unverzichtbare Elemente ambitionierter Umsetzungsstrategien für ehrgeizige Emissionsminderungen im vergleichsweise kurzen Zeitraum von vier Dekaden.

Ein zentrales strategisches Element für die Umsetzungsstrategien ist die klare Bestimmung **staatlicher Aufgaben**. Obwohl dezentral agierende Akteure in wettbewerblichen Strukturen und über Märkte und Preise verarbeitete dezentrale Informationen eine wichti-

ge und deutlich zu stärkende Komponente der notwendigen politischen Strategien sind, kommt auch staatlichen Planungsprozessen eine wachsende Rolle zu. Die gezielte Förderung von Innovationsprozessen, die Identifikation und beschleunigte Entwicklung von besonders wichtigen Technologien und Marktmodellen oder Marktdesigns sowie die umfassende und vorausschauende Entwicklung von Infrastrukturen bilden neben der Definition von Zielen und Rahmenbedingungen zukünftig staatliche Aufgaben, die umfassend und mit hoher Intensität ausgefüllt werden müssen.

Jenseits von den technisch-wirtschaftlich erschließbaren Potentialen zur Emissionsminderung und den zu ihrer Umsetzung notwendigen politischen Instrumentierung wird es nicht zuletzt darauf ankommen, eine unterstützende **Akzeptanz** des erforderlichen Umstrukturierungsprozesses in der Bevölkerung zu finden. Hierzu ist ein breiter gesellschaftlicher Diskussionsprozess unabdingbar. Diesen mit anderen gesellschaftlichen Gruppen zu initiieren und zu begleiten, ist eine langfristige und strategische Aufgabe.

Bei der Entwicklung, Ausgestaltung und Bewertung konkreter klima- und energiepolitischer Instrumente wird es schließlich im Rahmen einer an ambitionierten Zielen orientierten Klimaschutz- und Energiepolitik unabdingbar sein, alle Ziele, Instrumentenansätze und Wirkungsabschätzungen auf ihre Konsistenz zum 95 %-Minderungsziel zu überprüfen. Die systematische Analyse von politischen Instrumenten auf ihre strategische langfristige Zielkonsistenz muss integraler Bestandteil der einschlägigen Impact Assessments werden.

9 Eckpunkte eines Integrierten Klimaschutz- und Energieprogramms 2030

9.1 Vorbemerkungen

Die langfristigen strategischen Ansätze zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele bilden den konzeptionellen Rahmen und das Anforderungsniveau für konkrete politische Maßnahmen. Die Auswahl und die Ausgestaltung von konkreten politischen Maßnahmen werden dabei durch sehr unterschiedliche Aspekte bestimmt:

- das wirtschaftliche und politische Umfeld, das auch zu bestimmten instrumentellen Präferenzen führt;
- die Einbindung in die übergeordneten politischen Rahmensetzungen, z.B. in der Europäischen Union;
- die erreichten Fortschritte bei der Treibhausgasminderung in den verschiedenen Sektoren, die im Zeitverlauf Schwerpunktverschiebungen erfordern können;
- die erzielten technischen, wirtschaftlichen und strukturellen Innovationen;
- die Veränderungen auf Märkten und im Bereich der Schlüsselakteure;
- das Zusammenwirken verschiedener Instrumente, die sich gegenseitig ergänzen und verstärken, aber sich auch gegenseitig blockieren können.

Da gerade die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Instrumenten erheblich an Bedeutung gewonnen haben und die Notwendigkeit umfassender Politikansätze in der Energie- und Klimaschutzpolitik offensichtlich geworden ist, hat sich sowohl in Deutschland als auch in der Europäischen Union der Ansatz Integrierter Politikpakete durchgesetzt. In Deutschland wurde das durch die „Meseberger Beschlüsse“ im Jahr 2007 initiierte „Integrierte Energie- und Klimaprogramm“ (IEKP) der Bundesregierung aufgelegt, in der Europäischen Union bildet das im Januar 2008 von der Europäischen Kommission vorgeschlagene und im Dezember 2008 beschlossene „Grüne Paket“ der EU einen umfassenden politischen Rahmen für die Klimapolitik. Bisher sind diese Politikpakete und die entsprechenden Ziele auf den Zeithorizont 2020 ausgerichtet und ausgestaltet worden.

In den folgenden Abschnitten wird der Versuch unternommen, die Eckpunkte eines Integrierten Klimaschutz- und Energieprogramms für den Zeithorizont 2030 (IEKP 2030) zu skizzieren.

Die Basis für dieses auf den Zeithorizont 2030, also eine Zwischenetappe der Langfriststrategie, ausgerichtete Programm bilden einerseits die mit dem Innovationsszenario und den zusätzlichen Maßnahmen beschriebene Ziel- und Umsetzungsvision einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 („Modell Deutschland“) und andererseits die daraus abgeleiteten Unterziele und Strategien. Ausgerichtet ist das Programm an dem Ziel, bis zum Jahr 2030 die Gesamtheit der Treibhausgasemissionen in Deutschland (also inklusive des internationalen Flugverkehrs sowie der Emissionsquellen bzw. -

senken aus Landnutzung und Forstwirtschaft) im Vergleich zum Emissionsniveau von 1990 um 60 % zu senken.

Die Eckpunkte des IKEP 2030 bilden dabei kein vollständiges und vollumfängliches Maßnahmenbündel, sondern beschreiben die zentralen Maßnahmen eines solchen politischen Programms. Diese werden an einer Vielzahl von Stellen zusätzlicher und flankierender Politiken und Maßnahmen bedürfen, um Wirkungen in der erforderlichen Breite und Intensität entfalten zu können. In diesen Bereich fallen die gesamte Bandbreite an Bildungs-, Informations- und Motivationsprogrammen oder andere Maßnahmen zur Aktivierung von Akteuren und Märkten. Schließlich soll das IKEP 2030 die bisher ergriffenen politischen Instrumente keineswegs vollumfänglich ersetzen. Mit den hier beschriebenen Schlüsselinstrumenten sollen Lücken der bisherigen Instrumentierung geschlossen sowie bestehende Instrumente angepasst oder erweitert werden. Bestehende politische Instrumente, die in den folgenden Eckpunkten nicht weiter diskutiert werden, werden als fortbestehend vorausgesetzt. Ohne die im Folgenden beschriebenen Schlüsselinstrumente ist es jedoch sehr schwer vorstellbar, dass die notwendige Dynamik bei der Emissionsminderung erreicht wird.

Die zunehmende Integration von Klimaschutz- und Energiepolitik im Europäischen Rahmen erfordert weiterhin an vielen Stellen die Berücksichtigung oder die Integration auf europäischer Ebene aufgesetzter Politiken und Maßnahmen. Auch hierauf wird im Folgenden nur cursorisch und so weit wie nötig eingegangen, ohne dass die Bedeutung dieser Politikenebene ausgeblendet oder unterbewertet werden soll.

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass die Schaffung von politischen Instrumenten zur Emissionsminderung bei gleichzeitiger Existenz eines Emissionshandelssystems auch in den vom Emissionshandel erfassten Bereichen sinnvoll sein kann, aber einer expliziten Legitimation bedarf.

Die Beschreibung dieser Auswahl von politischen Schlüsselinstrumenten beschränkt sich auf die wesentlichen Ansatzpunkte, Funktionalitäten und Ausgestaltungsmerkmale. Die detaillierte Ausgestaltung der Instrumente muss dann – ähnlich wie bei den derzeit existierenden Politikpaketen im Bereich Energie und Klimaschutz – notwendigerweise in einer Detaillierungsphase erfolgen, die jedoch nicht mehr in den Untersuchungsrahmen der hier vorgelegten Studie fällt.

Die Auswahl, Ausgestaltung und die Parametrisierung der im Folgenden beschriebenen Instrumente erfolgt konsistent zu den Entwicklungen und Mengengerüsten des Innovations Szenarios bzw. der Zusatzrechnungen für die zusätzlichen Potenziale und Maßnahmen. Vor diesem Hintergrund muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass einige Instrumente mit nicht unerheblichen Wirkungsbeiträgen (Ausgestaltung des EU-Emissionshandelssystems für die Luftverkehrsemissionen, Besteuerung von Flugkraftstoffen etc.) hier nicht weiter diskutiert werden. Sie bleiben aber dennoch – wie auch eine ganze Reihe weiterer, z.T. wichtiger bzw. flankierender politischer Maßnahmen – keineswegs vernachlässigbare (wenn auch vielleicht nicht zentrale) Bestandteile breit angelegter Maßnahmenbündel für ambitionierte Klimaschutzstrategien (vgl. Öko-Institut et al. 2007, 2009).

9.2 Rechtlicher Rahmen für die mittel- und langfristige Klimaschutzpolitik

Die Einbettung eines bis 2030, also mittelfristig angelegten Programms in die langfristigen Klimaschutzziele erfordert eine Reihe von begleitenden Maßnahmen, die am besten in einem Nationalen Klimaschutzgesetz zusammengeführt werden können.

Mit dem Nationalen Klimaschutzgesetz soll das Integrierte Klimaschutz- und Energieprogramm 2030 auf eine rechtlich verbindliche Basis gestellt und gleichzeitig ein permanenter Überprüfungs- und Verbesserungsprozess auf verpflichtender Basis geschaffen werden. Dieses Nationale Klimaschutzgesetz für Deutschland sollte insbesondere die folgenden Regelungstatbestände umfassen:

- rechtlich verbindliche Festlegung der mittel- und langfristigen Emissionsminderungsziele für Deutschland, d.h. mindestens 40 % bis 2020, 60 % bis 2030 und 95 % bis 2050 sowie eines verbindlichen Gesamt-Emissionsbudgets für den Zeitraum 2000 bis 2050, jeweils auf Basis der Emissionen von 1990 und inklusive der gesamten Treibhausgasemissionen aus dem internationalen Flugverkehr sowie der Landnutzung und den Wäldern;
- verbindliche Einführung eines umfassenden Monitoringsystems zur Erfolgskontrolle der verschiedenen Maßnahmen, basierend auf den Schlüsselzielen und –indikatoren für die verschiedenen Sektoren und einer jährlichen Bewertung der erreichten Fortschritte;
- gesetzliche Schaffung eines nicht weisungsgebundenen Gremiums („Rat von Sachverständigen für Klimapolitik“) zur mittel- und langfristigen Bewertung aktueller und absehbarer Trends bei den Treibhausgasemissionen sowie der aktuellen und absehbaren energie-, land-, abfall- und forstwirtschaftlichen Entwicklungen, mit besonderer Beachtung der europäischen Einbindung sowie derjenigen Entwicklungen, die die Erreichung der langfristigen Emissionsminderungsziele signifikant behindern könnten;
- verpflichtende Weiterentwicklung des Integrierten Klimaschutz- und Energieprogramms auf Grundlage der real eingetretenen und absehbaren Entwicklungen mit festgelegten Überprüfungs- und Revisionszeitpunkten in Fünfjahresabständen und klaren Ressortverpflichtungen.

In Ergänzung zum Nationalen Klimaschutzgesetz sollte die Bundesregierung mit den Bundesländern Zielvereinbarungen für die Verantwortungs- und Handlungsbereiche abschließen, für die die Kompetenzen ganz oder überwiegend bei den Ländern liegen.

9.3 Übergreifende Instrumente

Mittelfristig bleiben die mit dem **EU-Emissionshandelssystem** geschaffenen Preissignale für den Ausstoß von Treibhausgasen eine zentrale Grundlage für die Klimaschutzpolitik.

Gleichzeitig bildet es das wichtigste Instrument für die Umsetzung der marktnahen Emissionsminderungspotenziale bei den großen Punktquellen. Die Rahmenbedingungen und die wesentlichen Mechanismen des EU-Emissionshandelssystems sind durch europäische Rechtssetzungen für den Zeitraum bis 2020 verbindlich gemacht worden. Für die Weiterentwicklung des Systems, auch im Kontext der Revision des Systems nach Abschluss eines umfassenden internationalen Klimaschutzabkommens sind die folgenden Punkte von besonderer Bedeutung:

- frühzeitige Einführung von Caps für die längerfristige Perspektive, neben der Verschärfung des Caps für den Zeitraum bis 2020 auf einen Wert von 35 % unter dem Niveau des Jahres 2005 (im Fall des Abschlusses einer internationalen Vereinbarung) betrifft dies vor allem das Emissionsziel für 2030, das auf 60 % unter dem Niveau von 2005 festgelegt werden sollte.
- weitgehende Abschaffung der kostenlosen Zuteilung zur Absicherung eines durchgehend unverzerrten Preissignals für alle Handlungsbereiche (einschließlich der Materialsubstitution etc.) und Einführung von Kompensationsmaßnahmen für die von CO₂-Leakage nachweisbar betroffenen Industrien auf Basis von Investitionszuschüssen;
- wesentliche Beschränkung der Nutzung von Emissionsgutschriften aus internationalen Projekten und massive Erhöhung der Qualitätskriterien für die Anerkennung solcher Projekte;
- Beseitigung der Regelungslücken im System, zum Beispiel für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus biogenen Quellen. Für die Speicherung von biogenem CO₂ sollten im Rahmen von nationalen Ausgleichsprojekten Emissionsgutschriften ausgegeben werden.

Die Effekte des Emissionshandelssystems, auch mit Blick auf Innovationen und die Notwendigkeit ergänzender Instrumente sollten regelmäßig bewertet werden. Gleichzeitig müssen die komplementär ergriffenen Instrumente bei der jeweiligen Cap-Festsetzung zwingend berücksichtigt werden.

Für die nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren und Anlagen sollte eine umfassende **Treibhausgas-Emissionssteuer für stationäre Anlagen** eingeführt werden. Der Steuersatz sollte sich an der Größenordnung von 30 €/t CO₂ orientieren, auf den Endabsatz erhoben und im Zeitverlauf stetig angepasst werden.

9.4 Übergreifende Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz

9.4.1 Mengensteuerung für Energieeinsparungen

Eine massive Erhöhung der Energieeffizienz – als zentrale Säule jeder ambitionierten Klimaschutzpolitik – erfordert neue Ansätze in der Energieeffizienzpolitik. Die Erfahrungen aus den letzten Jahren und Jahrzehnten zeigen, dass die Ziele im Bereich der Energieeffizienz regelmäßig – und aus einer Vielzahl von Gründen – verfehlt worden sind. Gerade vor diesem Hintergrund erscheint es als sinnvoll und geboten, für das spezifische Hand-

lungsfeld Energieeffizienz ein Mengensteuerungssystem einzuführen. Mit einem solchen (neuen) Instrument sollen zwei strategische Ziele verfolgt werden. Erstens kann der Beitrag von Energieeffizienzerhöhungen zur Emissionsminderung quantitativ gesichert werden und zweitens kann ein wesentlicher Beitrag zur Entwicklung eines Energiedienstleistungsmarktes geleistet werden.

Grundansatz dieses Instrumentariums ist die Verpflichtung der Lieferanten von Energie für den Einsatz in stationären Anlagen von Letztverbrauchern (und zwar sowohl für Strom, Fern- und Nahwärme sowie fossile Brennstoffe als auch für Brennstoffe aus erneuerbaren Energien) einen Energieeffizienzbeitrag nachzuweisen, der sich aus dem auf geeignete Weise standardisiert ermittelten Absatz des jeweils letzten Jahres ermittelt. Dieser Nachweis erfolgt mit Energieeffizienz-Zertifikaten („Weiße Zertifikate“), die frei gehandelt werden können. Die Verknüpfung der Effizienzverpflichtungen mit dem (physischen) Absatz von Energieträgern ermöglicht es, die Effizienzerhöhung mengenmäßig zu steuern. Als Ausgangswert sollte die Verpflichtung zur Effizienzerhöhung auf einen Wert von 1 % der Energielieferungen festgelegt werden, und anschließend jährlich um einen Prozentpunkt erhöht werden. In regelmäßigen Abschnitten, zum ersten Mal nach 5 Jahren, werden die Effizienzverpflichtungen im Lichte der absolut erreichten Energieeinsparung und im Abgleich mit den strategischen Zielen zur Erhöhung der Energieeffizienz angepasst. Mit dem System handelbarer Weißer Zertifikate können andere politische Instrumente ergänzt bzw. deren Beiträge gesichert werden.

Die Effizienzverpflichtungen können über Energieeffizienzprojekte nachgewiesen werden, mit denen Weiße Zertifikate generiert werden. Für diese Effizienzprojekte wird eine Positivliste geschaffen, in der einerseits zulässige Projekttypen und andererseits die für die jeweiligen Projekttypen verbindlich anzuwendenden Baseline-Methoden und deren Parameter niedergelegt werden. Die Projektliste enthält sowohl Projekttypen für hoch typisierbare Effizienzmaßnahmen (Gebäude, Geräte) als auch Maßnahmen in eher heterogenen Bereichen (Industrie, Gewerbe). Diese Positivliste für anererkennungsfähige Effizienzmaßnahmen kann mit einem zunächst engen Portfolio relativ schnell geschaffen werden und wird im Zeitverlauf systematisch erweitert und angepasst. Über die Positivlisten können auch Schwerpunkte im Bereich der Energieeffizienz systematisch adressiert werden.

Die Verpflichteten des Systems können entscheiden, ob sie Energieeffizienzmaßnahmen in eigener Regie durchführen, spezialisierte Dienstleister beauftragen oder sich über Instrumente wie Energieeffizienzfonds an breiter angelegten Effizienzkampagnen beteiligen. Die Existenz verschiedener Anbieter für Effizienzmaßnahmen und die mittelfristig planbare Nachfrage nach entsprechenden Maßnahmen führt zu Wettbewerb und damit tendenziell zu Kostensenkungen sowie zu einer Verstärkung von energieeffizienzorientierten Marktakteuren, deren Geschäftsfelder sich auch in andere Bereiche ausweiten können.

9.4.2 Wiedereinführung der erhöhten steuerlichen Absetzbarkeit von Energieeffizienzinvestitionen sowie Verbesserung der Investitionszulagenregelungen

Die praktischen Erfahrungen mit der steuerlichen Absetzbarkeit von haushaltsnahen Dienstleistungen, aber auch die Erfahrungen aus der Abwrackprämie für PKW haben gezeigt, dass direkte Zuschüsse und direkte Steuererleichterungen ein geeignetes Instru-

ment sind, um eine Vielzahl von komplexen Hemmnissen für die jeweils angestrebten Aktivitäten zu überwinden.

In den 1980er Jahren hat sich die erhöhte steuerliche Absetzbarkeit als ein wirksames Mittel zur Förderung von Energieeffizienzinvestitionen gezeigt. Nach § 82a Einkommensteuer-Durchführungsverordnung (EStDV) konnte der Steuerpflichtige in der Vergangenheit für Abnutzung im Jahr der Herstellung und in den folgenden neun Jahren jeweils bis zu 10 % absetzen von den Herstellungskosten für den Anschluss an eine Fernwärmeversorgung, sofern diese überwiegend aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, zur Verbrennung von Müll oder zur Verwertung von Abwärme gespeist wird, für den Einbau von Wärmepumpenanlagen, Solaranlagen und Anlagen zur Wärmerückgewinnung, für die Errichtung von Windkraftanlagen sowie für die Errichtung von Anlagen zur Gewinnung von Gas, das aus pflanzlichen oder tierischen Abfallstoffen entsteht. Entsprechende steuerliche Regelungen sind auf sämtliche Energieeffizienzinvestitionen auszudehnen, also auch auf Investitionen in den besseren Wärmeschutz zur Verringerung des Energiebedarfs. Ein zusätzlicher Anreiz könnte durch eine Verkürzung der Periode für die Absetzung der Herstellkosten erreicht werden. Ggf. könnte auch eine Kumulierung mit anderen Fördermaßnahmen berücksichtigt werden (z.B. mit den KfW-Förderprogrammen).

In den Sektoren, in denen die Investitionen ohnehin als Betriebskosten absetzbar sind, kann eine darüber hinaus gehende steuerliche Absetzbarkeit zusätzliche Effizienzinvestitionen stimulieren. Ein ähnlicher Effekt wäre mit der Einführung einer auf Effizienzinvestitionen konzentrierte Investitionszulage erzielbar, wie dies früher nach § 4a des Investitionszulagengesetzes (InvZulG) der Fall war.

9.4.3 Verbindliche Einführung von Energie-Management-Systemen in der Industrie

Energieeffizienzmaßnahmen gehören in der Industrie zu den zentralen Möglichkeiten, Emissionsminderungspotenziale in diesem Bereich zu erschließen.

Gerade in der Industrie ergeben sich wesentliche Möglichkeiten zur Energieeinsparung und Emissionsvermeidung, wenn nicht einzelne Technologien oder Verfahren verbessert, sondern Gesamtprozesse optimiert werden, z.B. durch die systematische Abwärmenutzung oder die Nutzung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die Erschließung dieser – oft wirtschaftlich gut darstellbaren – Potenziale wird gerade in der Industrie durch eine Vielzahl von Hemmnissen behindert. Vor diesem Hintergrund sollte für alle Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes die Einführung von zertifizierten Energie-Management-Systemen verbindlich vorgeschrieben werden.

9.5 Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden

9.5.1 Fortsetzung und Forcierung der Förderprogramme für die Gebäudesanierung

Entscheidend für eine Effizienzstrategie im Gebäudebereich ist der Gebäudebestand. Raumwärme ist derjenige Verwendungszweck, bei dem durch Effizienzmaßnahmen absolut und relativ der mit Abstand größte Anteil Endenergie eingespart werden kann. Dazu sind im Vergleich mit einer Referenzentwicklung eine erhebliche Steigerung der energetischen Sanierungsraten auf mehr als 2 % pro Jahr sowie eine Sanierungseffizienz von langfristig mindestens 90 % zu gewährleisten. Hierfür sollten entsprechende Grenzwerte bei derartigen Sanierungsvorhaben festgesetzt werden. Für Gebäudesanierungen ab 2020 sollten diese mit 60 kWh/m² und ab 2030 mit 40 kWh/m² vorzugeben. Das langfristige Ziel für 2050 ist ein Wert von 10 kWh/m².

Zur Erhöhung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit sollte diese ordnungsrechtliche Regelung durch eine Fortsetzung und eine deutliche Aufstockung der Förderprogramme zur Gebäudesanierung flankiert werden. Mit der Förderung von Sanierungen auf Niedrigstenergiehausstandard können zugleich die sukzessiven Verschärfungen der Energieverbrauchsgrenzwerte systematisch vorbereitet werden.

Wie für den Neubaubereich sind für den Gebäudebestand eine konsequente Vollzugskontrolle und eine spürbare Sanktionierung bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Standards unabdingbar. Dabei kommt es nicht auf eine flächendeckende Kontrolle an, vielmehr dürfte eine wirksame Stichprobenkontrolle ausreichend sein.

Weiterhin sollten steuerliche Anreize für die energetische Sanierung von selbst genutztem Wohnraum zu schaffen: Zur Erhöhung der energetischen Sanierungsrate insbesondere der 14 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser (von 17 Mio. Wohngebäuden) sind steuerliche Anreize erfahrungsgemäß ein wirksames Mittel (vgl. die Sonderabschreibungen nach § 82 a EStDV in den 1980er Jahren).

Auch für die energetische Sanierung von als Kapitalanlage erworbenem (Wohn-) Gebäudebestand sind steuerliche Anreize wichtig. Durch Sofortabzug von Kosten für die energetische Sanierung der Gebäude als Werbungskosten auch innerhalb der ersten drei Jahre nach Erwerb der Immobilie sollte dies gewährleistet werden.

Für den Mietwohnungsbereich können Contracting-Projekte helfen, die dort existierenden Energieeinsparpotenziale zu erschließen. Die mit Contracting-Projekten in Form von Energieliefer-Verträgen verbundene, effizienzsteigernde Wirkung beruht im Grundsatz auf dem betriebswirtschaftlichen Eigeninteresse des Contractors, seine Energieversorgungs- und Dienstleistungsverpflichtungen mit Hilfe einer möglichst effizienten Energietechnik zu erbringen. Die Effizienzsteigerungen durch Contracting führen zu optimierten Jahresnutzungsgraden bei der Umwandlung von Primärenergie in Wärme.

Die aktuelle Rechtslage lässt jedoch eine flächendeckende Umsetzung von Contracting-Projekten im vermieteten Wohngebäudebestand nicht zu. Eine Anpassung der entsprechenden Regelungen des Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB) zur zustimmungsfreien Umstellung auf Contracting unter Einhaltung ökologischer und sozialer Zielvorgaben ist daher

zwingend. Dazu sollte eine einheitliche Regelung für alle Mietverhältnisse geschaffen werden.

Um die effizienzsteigernden Wirkungen des sich bisher vor allem auf Wärmelieferungen konzentrierenden Contracting-Geschäfts zu verstärken bzw. breit zu erschließen, sollten entsprechende Aktivitäten für eine Ausweitung auf Verteilsysteme und die Gebäudehülle zunächst modellhaft umgesetzt, die zentralen Bedingungen für eine Breitenumsetzung analysiert und geprüft sowie die entsprechenden rechtlichen Rahmensetzungen entwickelt werden.

Eine Roadmap „Klimaschutzmarkt Gebäude“ könnte den Prozess strukturieren, das (notwendige) Vertrauen in die Entwicklung dieses Segments der Energiedienstleistungswirtschaft verstärken und somit die Dynamik bei der zielgerichteten Erschließung der Effizienzpotenziale im Gebäudebestand erheblich vergrößern.

9.5.2 Verschärfung der Neubaustandards

Zur Sicherstellung einer dem Innovationsszenario folgenden Entwicklung von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen sind für den Neubaubereich ordnungsrechtliche Vorgaben, wie sie bereits heute mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) bestehen, das adäquate Instrument. Schon mit der beschlossenen Novelle der EnEV 2007, die am 01. Oktober 2009 in Kraft getreten ist, werden zur Erhöhung der Energieeffizienz die Anforderungen an den maximal zulässigen Jahres-Primärenergiebedarf und an die maximal zulässigen U-Werte für Alt- und Neubauten um 30 % verschärft. Im Altbaubereich wurde zudem festgelegt, dass bereits bei einer Sanierung, die mehr als 10 % der Bauteilfläche umfasst, die Bauteilanforderungen erfüllt werden müssen. Für 2012 ist eine erneute Verschärfung der Grenzwerte um 30 % vorgesehen. Das bedeutet für Neubauten größenordnungsmäßig einen jährlichen Primärenergiebedarf von höchstens 50 kWh/m².

Zahlreiche Untersuchungen zeigen, dass im Neubaubereich Passivhäuser schon heute vielfach wirtschaftlich sind. Bei steigenden Energiepreisen dürften sich die Mehrkosten längerfristig zunehmend auch für Gebäude mit Nullenergiestandard oder sogar Plusenergiestandard in vertretbaren Grenzen halten lassen, wobei hier eine Deckung oder sogar Überdeckung des verbleibenden (niedrigen) Wärmebedarfs durch erneuerbare Energien vorauszusetzen ist. Ziel muss es sein, die Standards für neue Gebäude auf einen maximalen Endenergieverbrauchswert für Raumwärme von 20 kWh/m² ab 2015, auf 10 kWh/m² ab 2020 und ab 2025 auf den Nullenergie- bzw. Plusenergiestandard zu verschärfen. Die Einhaltung der Grenzwerte soll unabhängig von der nach § 5 EnEV 2009 zulässigen Anrechenbarkeit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewährleistet werden; Ausnahmen sollten nur zulässig sein, wenn ein Plusenergiestandard erreicht wird.

Grundsätzlich sollte von 2020 an die Wärmeversorgung von Neubauten unabhängig von fossilen Energieträgern sein. Dies kann durch die schrittweise Erhöhung des Mindestanteils erneuerbarer Energien im am 01.01.2009 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vorangetrieben werden, wobei eine Verrechnung erhöhter Anteile erneuerbarer Energien mit geringeren Wärmedämmstandards nicht sinnvoll ist.

Ein wichtiges Element für die Novellierung der Neubaustandards sowohl für den Wohn- als auch den Nicht-Wohngebäudebereich bildet die Einführung hoher Standards für die

Deckung des Kühlungsbedarfs. Dies ist auch eine wesentliche Voraussetzung für die Reduktion des für diese Anwendung zukünftig sonst erheblich steigenden Stromverbrauchs.

Wesentlich bei dieser Maßnahme sind zugleich eine konsequente Vollzugskontrolle und eine spürbare Sanktionierung bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Standards. Auch hier kommt es nicht auf eine flächendeckende Kontrolle an, sondern auf eine wirksame Stichprobenkontrolle.

9.6 Energieeffizienzprogramme für Stromanwendungen

9.6.1 Durchgängige Verschärfung der Verbrauchsgrenzwerte für alle elektrischen Geräteklassen nach dem Toprunner-Prinzip

Trotz positiver Effizienzentwicklung bei Elektrogeräten in der Vergangenheit existieren noch immer enorme Effizienzsteigerungspotentiale, wie sich bereits bei einem Vergleich spezifischer Verbrauchswerte bei anwendungsbezogen identischen Geräten zeigt.

Im Grundsatz sind bei homogenen Massenprodukten, um die es sich zumindest bei den Haushalts-Elektrogeräten zumeist handelt, ordnungsrechtliche Vorgaben hinsichtlich des maximal zulässigen gerätespezifischen Stromverbrauchs die wirkungsvollste Maßnahme, zumal Bestgeräte vielfach über die gesamte Lebensdauer auch ökonomisch günstiger sind als weniger effiziente Vergleichsgeräte.

Mindesteffizienzstandards sind allerdings auf nationaler Ebene nicht durchsetzbar, vielmehr bedarf es hier einer EU-weiten Einführung. Mit der EU-Ökodesign-Richtlinie sind im Grundsatz die rechtlichen Voraussetzungen dazu geschaffen worden. Zur vollständigen Umsetzung sollten alle relevanten Geräte erfasst und ambitionierte sowie zu dynamisierende Grenzwerte festgelegt werden.

Instrumentell wäre dies im Rahmen der sog. Top-Runner-Programme umzusetzen, wonach die Verbrauchswerte der jeweiligen Bestgeräte als Mindeststandards in einem Zeitraum von fünf Jahren verbindlich für alle anderen vergleichbaren Geräte als maximal zulässig vorgegeben werden.

Flankierend wäre die bestehende Energieverbrauchskennzeichnung zu verbessern (indem z.B. die Lebenszykluskosten ausgewiesen werden) und ebenfalls auf alle relevanten Elektrogeräte auszuweiten. Erforderlich ist ebenfalls eine Intensivierung der Verbraucherinformation auch durch den Handel.

Je nach tatsächlicher Effizienzentwicklung sollten zusätzliche Anreize zur schnelleren Marktdurchdringung extrem effizienter Geräte durch eine finanzielle Förderung beispielsweise aus einem Energieeffizienzfonds geschaffen werden.

9.6.2 Verbot von Nachtstromspeicherheizungen

Elektrische Raumheizungsanlagen gehören zu den größten Verbrauchssegmenten bei der Stromnachfrage im Wohngebäudebereich in Deutschland (Schätzungen belaufen sich auf immerhin 30 TWh Stromverbrauch für die Raumheizung). Der Ersatz der im Bezug auf den Stromverbrauch wie auch die ökologischen und sozialen Aspekte (gerade Nachtstromspeicherheizungen betreffen oft den Bereich der Niedrigeinkommen) hoch problematischen Nachtstromspeicherheizungen ist damit sowohl energiepolitisch als auch ökologisch und sozial eine vordringliche Aufgabe.

Mit der beschlossenen EnEV 2009 dürfen elektrisch betriebene Speicherheizsysteme in Wohngebäuden mit mehr als 5 Wohneinheiten nicht mehr betrieben werden, wenn durch sie ausschließlich die Raumwärme erzeugt wird. Ist das Heizsystem vor 1990 eingebaut worden, ist es bis Ende 2019 außer Betrieb zu nehmen. Bei Einbauten ab 1990 darf das Speicherheizsystem nach Ablauf von 30 Jahren nicht weiter betrieben werden. Angesichts der Tatsache, dass etwa 85 % aller mit elektrischer Raumheizung ausgestatteten Wohneinheiten bereits vor 1979 errichtet worden sind, dürften im Jahr 2030 nur noch wenige Nachtstromspeicherheizungen existieren.

Zu berücksichtigen ist, dass ein Austausch von Nachtstromspeicherheizungen durch ein anderes Heizungssystem in der Regel mit teilweise deutlichen Mehrkosten bei der Investition verbunden ist. Deshalb werden finanziell flankierende Fördermaßnahmen notwendig sein, die sich auf Investitionszuschüsse in Höhe von etwa 40 % der Ersatzinvestitionskosten belaufen sollten. Entsprechend sollten die laufenden Förderprogramme der KfW über Zuschüsse sowie Zuschüsse in Kombination mit zinsverbilligten Krediten aufgestockt werden. Alternativ dazu könnte der Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen explizit in den Katalog der absetzbaren Effizienzmaßnahmen im Rahmen der o.g. steuerlichen Maßnahmen aufgenommen werden.

9.7 Maßnahmen im Verkehrssektor

9.7.1 Investitionsprogramm zur Kapazitätserhöhung des deutschen Schienennetzes

Die verstärkte Nutzung der Bahn kann einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Aktuell wird nur knapp ein Fünftel der Güter auf der Schiene transportiert und weniger als jeder Zehnte Personenkilometer mit der Bahn zurückgelegt. In der Vergangenheit wurde das Schienennetz durch Stilllegungen von Nebenstrecken verkleinert. Für eine Verlagerung von Personen- und Güterverkehr auf die Schiene sind Erhalt und Ausbau der Kapazität zentral, hierfür sollte ein Investitionsprogramm aufgelegt werden. Weitere Maßnahmen zur Unterstützung der Verlagerung umfassen beispielsweise die Erhöhung der Mineralölsteuer (siehe Kapitel 9.7.6) sowie Straßennutzungsgebühren für LKW (siehe Kapitel 9.7.5).

Die Bundesregierung sollte ein Infrastruktur-Ausbau- und Investitionsprogramm mit dem Ziel initiieren, bis zum Jahr 2020 die zentralen Engpässe des Systems zu beseitigen und bis zum Jahr 2030 die Kapazität des deutschen Schienennetzes zu verdoppeln. Das Programm sollte nicht nur den Bau neuer Schienenwege beinhalten, sondern ebenfalls die bessere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur.

Zur Ertüchtigung des bestehenden Netzes sollten prioritär Engpässe durch die Reaktivierung von Regionalstrecken insbesondere in Ballungsräumen sowie in Industrie- und Warenumschlagszentren überwunden werden. Zudem können durch die Beseitigung von Langsamfahrstellen mit relativ geringem Aufwand wesentliche Verbesserungen für den Verkehrsfluss erreicht werden.

Durch verbessertes Management und technische Systeme kann die bestehende Infrastruktur besser ausgelastet werden. Das Investitionsprogramm sollte beispielsweise die Verbreitung von satellitengestützter Sicherheitstechnik unterstützen, die eine Verringerung der Abstände zwischen den Zügen ohne gesteigertes Sicherheitsrisiko ermöglicht. Im Güterverkehr sollten weitere Maßnahmen zur Steigerung des Transportvolumens auf vorhandenen Strecken beispielsweise durch längere Züge und geringere Blockabstände erprobt und umgesetzt werden.

Der langfristige Ausbau der Schieneninfrastruktur sollte in einer Weise erfolgen, dass schnell und langsam fahrende Züge das Netz nutzen können ohne sich gegenseitig zu behindern. Um den Transport von Gütern auch am Tag zu ermöglichen ist eine Trennung der Güter- und Personenverkehrsnetze insbesondere an Engpässen und Knotenpunkten zu prüfen. Die Verlagerung von Gütertransporten auf die Schiene setzt auch Investitionen in Gleisanschlüsse für Unternehmen und den Aus- und Neubau von Umschlaganlagen für den intermodalen Verkehr voraus, hier kann durch das Investitionsprogramm finanzielle Unterstützung geleistet werden.

Das Investitionsprogramm sollte durch Maßnahmen zur Verbesserung des Angebotes flankiert werden. Dazu gehören der Abbau von Netzzugangsbeschränkungen, die Lärmsanierung des rollenden Materials und eine stärkere Orientierung des Angebots an Kundenbedürfnissen wie die Schaffung dichter Netze mit hohen Bedienfrequenzen, kürzere Reisezeiten, ein einheitliches Fahrplaninformationssystem und attraktive Preise.

9.7.2 Programm zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit des öffentlichen Nahverkehrs um 25 % bis 2030 sowie seiner Attraktivität

In Städten wird rund die Hälfte der Wege mit dem Auto zurückgelegt, in ländlichen Gebieten ist der Anteil noch höher. Durch eine Verlagerung von Kurzstreckenfahrten mit dem Auto auf Bus und Bahn können deutliche Emissionsminderungen erreicht werden. Voraussetzung für die Verlagerung ist ein attraktives und leistungsfähiges Nahverkehrsangebot als Alternative zum innerstädtischen Autoverkehr. Eine besondere Herausforderung stellt der öffentliche Nahverkehr auf dem Land dar, insbesondere in dünn besiedelten Gebieten. Bei geringer Nachfrage ist der Unterhalt eines attraktiven Nahverkehrssystems in seiner klassischen Form nicht nur kostenintensiv, bei spärlicher Auslastung ist auch seine ökologische Vorteilhaftigkeit in Gefahr.

Das Ziel für ein Nahverkehrsentwicklungsprogramm des Bundes und der Länder sollte die Erhöhung der Kapazität des öffentlichen Nahverkehrs in Städten und Ballungsgebieten um 25 % bis 2030 sein. Für den öffentlichen Nahverkehr in dünn besiedelten Gebieten sollten innovative Konzepte erprobt und umgesetzt werden.

Zusätzlich sollte die Vergabe von öffentlichen Mitteln im Nahverkehr in der Zukunft bundesweit anhand von überprüfbaren Qualitätskriterien erfolgen. Entsprechende Kriterien sollten in den diesbezüglichen Ausschreibungen verbindlich verankert und durch Sankti-

onsmaßnahmen flankiert werden. Der Maßstab soll ein attraktives Nahverkehrsangebot mit hoher Kundenzufriedenheit sein. Wesentliche Faktoren für die Attraktivität des öffentlichen Nahverkehrs in Städten und Ballungsräumen und damit für eine höhere Nachfrage sind ein gut ausgebautes Streckennetz mit hoher Taktfrequenz und kurzen Entfernungen zur nächsten Haltestelle, Sicherheit und Sauberkeit in Fahrzeugen und an Haltestellen sowie ein moderner und effizienter Fuhrpark. Zu einem kundenorientierten Angebot gehören zudem ein übersichtliches Tarifsystem und eine zuverlässige Information der Fahrgäste sowie optimierte Umsteigezeiten sowohl innerstädtisch als auch zum öffentlichen Regional- und Fernverkehr. Eine Verzahnung mit ergänzenden Mobilitätsangeboten wie Car-Sharing und Fahrradverleih runden das Angebot ab.

Gleichzeitig sollte die Attraktivität des öffentlichen Nahverkehrs im Vergleich zum motorisierten Individualverkehr durch eine Umgestaltung der Innenstädte gesteigert werden. Durch den Vorrang des öffentlichen Nahverkehrs vor dem motorisierten Individualverkehr durch eigene Spuren und Vorrangzeiten können die Reisezeiten verkürzt und der Umstieg auf Bus und Bahn insbesondere zu den Stoßzeiten attraktiv gemacht werden. Ergänzend sollten Restriktionen für den Autoverkehr wie City-Maut, Parkraummanagement und Verknappung von Parkraum umgesetzt werden. Die entstehenden Freiräume beispielsweise durch wegfallende Parkflächen können für eine Steigerung der Attraktivität der Innenstädte genutzt werden.

Spezifisch für die Versorgung von ländlichen Regionen mit öffentlichen Verkehrsmitteln sollte bis zum Jahr 2020 ein Sonderprogramm aufgelegt werden, mit dem alternative Mobilitätskonzepte erprobt werden und Umsetzungskonzepte entwickelt werden, mit denen die sich als erfolgreich erweisenden Ansätze bis 2030 in die Breite umgesetzt werden können. Ansatzpunkte zur Flexibilisierung des Angebots und zur Anpassung an die geringe Kundenzahl sind z.B. der Einsatz von kleineren Fahrzeugen, Bürgerbussen und Anrufsammeltaxis, die on-demand betrieben und die mit Angeboten wie Car Pooling ergänzt werden.

9.7.3 Verschärfung der CO₂-Flottengrenzwerte für Personenkraftwagen

Im Personenverkehr dominiert das Auto: Rund drei Viertel aller Personenkilometer werden in Deutschland mit dem PKW zurückgelegt. Der motorisierte Individualverkehr in Deutschland verursacht aktuell 10 % der gesamten Emissionen (basierend auf der Inventarabgrenzung, d.h. in Deutschland getankter Treibstoff).

Neben der Verlagerung des motorisierten Individualverkehrs auf umweltfreundliche Verkehrsträger ist daher eine Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs unerlässlich für eine erfolgreiche Reduktion der Emissionen. Die in Deutschland im Jahr 2008 neu zugelassenen PKW verbrauchen im Durchschnitt 6,9 l Benzin (pro 100 km) bzw. 6,3 l Diesel. Diese Verbrauchswerte entsprechen einem Gesamtdurchschnitt an CO₂-Emissionen von knapp 165 g CO₂/km, der deutlich über dem EU-Durchschnitt von 153 g CO₂/km liegt.

Die EU hat im April 2009 eine Verordnung zur Festsetzung von Emissionsstandards für neue PKW (EG Nr. 443/2009) erlassen. Die Verordnung sieht eine verbindliche Reduktion des durchschnittlichen CO₂-Ausstoßes aller neu zugelassenen PKW auf 130 g/km in 2015 vor, der Standard soll bis 2020 auf 95 g/km fortgeschrieben werden.

Da die Effizienzverbesserung von neuen PKW eine wesentliche Maßnahme zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Personenverkehr darstellt und hier noch große technische Potenziale liegen, sollte die Verordnung nachgebessert und verschärft werden. Insbesondere sollte der Typprüfzyklus überarbeitet und die Flottengrenzwerte gesenkt werden.

Der derzeitige Typprüfzyklus, der Neue Europäische Fahrzyklus, unterschätzt den Praxisverbrauch der Fahrzeuge, u.a. da der Verbrauch von Nebenaggregaten wie beispielsweise Klimaanlage nicht mit erfasst wird. Deswegen sollte ein neuer Fahrzyklus entwickelt und umgesetzt werden, der realitätsnah ausgelegt ist und zusätzlich auch neue Antriebstechnologien adäquat abbildet. Auch ist darauf zu achten, dass Elektroautos nicht mit Null-Emissionen angerechnet werden.

Zur Reduktion der Emissionen konventioneller PKW sollten die CO₂-Flottengrenzwerte für Personenkraftwagen im überarbeiteten Prüfzyklus auf 80 g CO₂/km in 2020 und 70 g CO₂/km in 2030 festgelegt werden. Die Doppelzählungen von Maßnahmen sowie die Nullanrechnung von Elektrofahrzeugen sollten zukünftig ausgeschlossen werden.

Schließlich sollte eine verbindliche Regelung geschaffen werden, die eine Freigabe seitens der Fahrzeughersteller für hohe Anteile von Biokraftstoffen ab 2020 vorschreibt.

9.7.4 Schaffung von LKW-Flottengrenzwerten

Rund zwei Drittel der Güter werden aktuell auf der Straße transportiert. Neben der Verlagerung auf andere Verkehrsmittel ist die Erhöhung der Energieeffizienz von LKW unabdingbar, auch da im Güterstraßenverkehr eine weitgehende Elektrifizierung derzeit nicht aussichtsreich scheint.

Ähnlich wie bei den PKW gibt es bei den LKW technische Verbrauchsminderungspotenziale. Diese sind zwar im Vergleich geringer, weil sie in der Vergangenheit bereits stärker ausgeschöpft wurden, dürften jedoch mit der Perspektive 2030 im Vergleich zu heute mindestens 30 % betragen. Diese Verbrauchssenkungen können durch die Verbesserung des Systemwirkungsgrades von Motor, elektrischen Verbrauchern und Antriebstrang sowie durch die Minderung der Fahrwiderstände erreicht werden. Der Einsatz von Leichtlaufreifen und Leichtlaufölen kann für alle Kraftfahrzeuge durch eine Anpassung der Typzulassungsanforderungen verbindlich geregelt werden.

Voraussetzung für die Einführung eines CO₂-Grenzwertes bei schweren Nutzfahrzeugen und weiteren lenkungswirkenden Maßnahmen wie einer CO₂-bezogenen Kfz-Steuer ist ein EU-weit gültiger, das ganze Fahrzeug erfassender Typprüfzyklus zur Kraftstoffverbrauchsbestimmung. Bislang gibt es keine genormten Verbrauchsangaben für neu zugelassene LKW und Sattelschlepper. Eine solche Normung sollte unverzüglich initiiert und umgesetzt werden.

Für Nutzfahrzeuge sollte auf diesen Typprüfzyklus basierend ein verbindlicher CO₂-Grenzwert eingeführt werden, der eine kontinuierliche Verbesserung der Effizienz vorsieht. Bis zum Jahr 2030 sollte der Verbrauch der neu zugelassenen LKW und Sattelschlepper um 30 % gegenüber den aktuellen Werten gesenkt werden.

Schließlich sollte eine verbindliche Regelung geschaffen werden, die eine Freigabe seitens der Fahrzeughersteller für hohe Anteile von Biokraftstoffen ab 2020 vorschreibt.

9.7.5 Erhöhung und effizienzbasierte Differenzierung der LKW-Maut und Ausweitung auf alle LKW und Straßen

Zur Erhöhung der Energieeffizienz im Verkehr tragen insbesondere drei Faktoren bei: Eine Verlagerung hin zu energieeffizienteren Verkehrsträgern, fahrzeugtechnische Verbesserungen und eine Steigerung der Fahrzeugauslastung. Eine für alle LKW auf allen Fernverkehrsstraßen gültige Maut, die besonders effizienten Fahrzeugen einen Bonus gewährt, kann Anreize für alle drei Minderungsoptionen setzen.

Der Kraftstoffverbrauch und damit die Treibhausgasemissionen pro transportierter Tonne Güter hängen wesentlich von der Auslastung der LKW ab. Im gewerblichen Transport sind im Schnitt nur zwei Drittel der Kapazitäten ausgelastet. Eine bessere Auslastung und eine Reduktion der Leerfahrten kommt der Umwelt zu Gute und spart den Unternehmen Kosten. Eine höhere Maut setzt Anreize für eine bessere Organisation der Verkehre beispielsweise durch Telematik, Bündelung von Bestellungen, paarige Transportleistung und Verkauf von Kapazitäten bei Leerfahrten an andere Unternehmen durch Börsen im Internet.

Die Wegekostenrichtlinie (2006/38/EG) der EU ermöglicht es, den Mitgliedstaaten nach dem Polluter-Pays-Principle den Verursachern die Kosten für Ausbau und Erhalt des Straßennetzes sowie die verursachten externen Kosten durch Lärm, Verschmutzung, Stau und Unfälle anzulasten. In einem ersten Schritt sollte daher der Mautsatz für Nutzfahrzeuge bis 2020 die externen Kosten internalisieren und im Durchschnitt auf 37 Cent pro gefahrenem Kilometer steigen. Vor dem Hintergrund der in den Variantenrechnungen zum „Modell Deutschland“ zusätzlich in Ansatz gebrachten Vermeidung bzw. Verlagerung von 20 % der Verkehrsleistung im Straßen-Güterverkehr sollte der Mautsatz bis 2030 mit konstanten Steigerungsraten weiter auf 50 ct/km angehoben werden, um die notwendigen Anreize zu setzen.

Zudem sollte die Mautpflicht auf alle Fahrzeuge ab 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht ausgeweitet werden und alle Fernstraßen und Autobahnen erfassen. Bislang wird in Deutschland eine Maut nur für LKW ab 12 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht auf Bundesautobahnen und bestimmten Bundesstraßen erhoben. Beide Begrenzungen wurden in der Vergangenheit dazu genutzt, die Mautpflicht zu umgehen. So wurden seit der Maut-Einführung im Jahr 2005 verstärkt LKW mit 10 bis 11,99 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht angemeldet, und der Schwerverkehr wurde teilweise auf nachgeordnete Straßen verlagert. Dabei sind die ökologische Sensitivität und damit die spezifischen Wegekosten an Bundesstraßen höher. Eine Erfassung aller LKW und auch der nachgeordneten Straßen ist essentiell für die Wirksamkeit des Instruments.

Mit einem Effizienzbonus auf die Maut von 20 % sollen zusätzliche Anreize zum Einsatz von verbrauchsärmeren LKW geschaffen werden. Der Gewährung des Maut-Bonus soll sich am Standard der jeweils 10 % effizientesten Fahrzeuge orientieren (Top Runner-Ansatz).

9.7.6 Erhöhung der Mineralölsteuer

Trotz aller Strukturspezifika des Verkehrssektors, die gerade in diesem Sektor starke ordnungsrechtliche Interventionen notwendig machen, bildet das Preissignal für den Energieverbrauch auch im Verkehrssektor einen unverzichtbaren Bestandteil des sektorspezifischen Policy-Mix. Ein starkes Preissignal kann sowohl Anreize zum Kauf sparsamer Fahrzeuge schaffen, als auch zur Vermeidung und Verlagerung von Verkehren beitragen. Es wirkt aber auch in Bezug auf energieeffiziente Fahrweisen. Gerade die beiden letztgenannten Punkte können sich zukünftig als besonders wichtig erweisen, wenn sich im Rahmen der im Innovationsszenario unterstellten Entwicklungen das Verhältnis von Anschaffungs- und Betriebskosten deutlich in Richtung der Anschaffungskosten verschiebt, dadurch die Anreize zur Verkehrsvermeidung abnehmen und sich möglicherweise Rebound-Effekte einstellen.

Vor dem Hintergrund des notwendigerweise breiten Instrumentenansatzes (Fahrzeugeffizienz, gezielte Einführung emissionsfreier Energien etc.) und des begrenzten Energieträgerspektrums ergibt sich für den Verkehrssektor die Sondersituation, dass ein CO₂-basierter Steuersatz im Vergleich zu reinen Energiesteuern keine signifikanten Vorteile bietet und sich insofern eine Weiterentwicklung (und Veränderung) des existierenden Instrumentariums der Kraftstoffbesteuerung anbietet. Alternativ könnte jedoch auch eine Umstellung auf den CO₂-Gehalt verfolgt werden, beide Varianten bilden für die folgenden Ausführungen jeweils gleichberechtigte Alternativen und unterscheiden sich in ihren Effekten nur wenig.

Die letzte Erhöhung der Mineralölsteuer wurde in Deutschland im Jahr 1999 beschlossen, sie wurde in fünf Schritten von 1999 bis 2003 erhöht. Seitdem hat sich das Niveau der Mineralölsteuer nicht verändert, inflationsbereinigt ist damit die Mineralölsteuer in den vergangenen sechs Jahren dementsprechend gesunken, bei Ansatz des Deflators für das Bruttoinlandsprodukt um etwa 8 %.

Weiterhin ist auch darauf hinzuweisen, dass die derzeitige Minderbesteuerung von Diesel (auf Volumenbasis) klimapolitisch kontraproduktiv und energiepolitisch problematisch wirkt, da Dieselmotoren durch ihren höheren Kohlenstoffgehalt bei der Verbrennung pro Liter etwa 13 % höhere CO₂-Emissionen als Ottomotoren verursacht. Momentan entspricht die Differenz zwischen dem Steuersatz für Dieselmotoren und unverbleitem Superbenzin (jeweils auf Volumenbasis) einer letztlich nicht zu rechtfertigenden CO₂-bezogenen Kostendifferenz von etwa 104 € je t CO₂. Energiepolitisch haben die erheblichen Unterschiede bei den Steuersätzen zu erheblichen Asymmetrien zwischen der Produktnachfrage und dem Raffinerieausstoß geführt, erhebliche Handelsströme mit Mineralölprodukten auf globaler Ebene sind als Ergebnis entstanden. Knappheitsbedingt sind die Preisunterschiede zwischen Benzin und Diesel in den letzten Jahren zunehmend nivelliert worden.

In einem ersten Anpassungsschritt sollte daher für die Mineralölsteuer eine automatische Anpassung an die Inflation eingeführt werden, die zunächst den Steuersatz in realen Preisen sichert.

In einem zweiten Anpassungsschritt sollte die Höhe des Mineralölsteuersatzes für Dieselmotoren (auf Basis des jeweiligen Energieinhalts) an die Höhe des Steuersatzes für Ottomotoren angepasst werden, so dass die Verzerrungen in Bezug auf die CO₂-Emissionen abgebaut werden (die energiebezogenen CO₂-Emissionsunterschiede zwischen Diesel- und Ottomotoren sind mit maximal 3 % nicht signifikant).

In einem dritten Anpassungsschritt sollte die Mineralölsteuer so erhöht werden, dass im Jahr 2020 für konventionellen Ottokraftstoff ein realer Preis von 2,00 €/l und im Jahr 2030 ein Preis von 2,50 €/l entsteht. Die entsprechenden Dieselsteuersätze würden sich dann auf Basis des Energieinhalts ergeben. Im Vergleich zum für die Szenarienentwicklung unterstellten Preisniveau (vgl. Kapitel 3.2) entspricht dies einer Preissteigerung von 25 % im Jahr 2020 bzw. 39 % in 2030. Mit solchen Preisniveaus könnten die aus massiven Effizienzsteigerungen auf der Fahrzeugseite entstehenden Rebound-Effekte vermieden und leichte zusätzliche Verkehrsvermeidungen bzw. –verlagerungen abgesichert werden (Öko-Institut 2009).

9.7.7 Erhöhung des Biokraftstoffanteils bei gleichzeitiger Einführung von hohen und verlässlich überprüfbaren Nachhaltigkeitsstandards

Die Szenarien- und Variantenanalysen haben gezeigt, dass für alle Einsatzbereiche im Rahmen eines 95 %-Minderungsziels neben allen Anstrengungen zur massiven Verbesserung der Energieeffizienz (weitgehend) emissionsfreie Energieträger eingeführt werden müssen, die für den Zeithorizont 2050 den ganz überwiegenden Teil des verbleibenden Energiebedarfs decken müssen.

Im Verkehrssektor ergeben sich diesbezüglich zwei unterschiedliche Entwicklungspfade. Einerseits kann die Elektrifizierung des Verkehrssektors in einigen Bereichen massiv vorangetrieben werden (Verlagerung auf den Schienenverkehr mit elektrischer Traktion, Elektrofahrzeuge im motorisierten Individualverkehr etc.), andererseits verbleiben Bereiche, in denen es absehbar keine flächendeckende Alternative zu flüssigen Kraftstoffen gibt (Teile des motorisierten Individualverkehrs für Langstrecken, Straßen-Güterverkehr, Luftverkehr, Binnenschifffahrt). Hier sind bis auf Weiteres Biokraftstoffe auf Grundlage strenger Nachhaltigkeitsanforderungen erzeugter Biomasse sowie mit hoch effizienten Umwandlungstechnologien und ggf. in Kombination mit CCS (vgl. Kapitel 7.3.3) der einzige erkennbare Entwicklungspfad.

Die politische Instrumentierung des Einführungspfades für nachhaltige Biokraftstoffe bedarf eines komplexen Ansatzes, d.h.

- der Einbettung in eine umfassende Biomassestrategie;
- der Einbettung in eine konsistente Effizienz-, Vermeidungs- und Verlagerungsstrategie für den Verkehrssektor;
- der Einbettung in eine zielgenaue Innovationsstrategie zur Entwicklung hocheffizienter Biokraftstoffe (in den nächsten Jahren v.a. über den BtL-Pfad);
- der Schaffung wirksamer Rahmenbedingungen und Regelungen zur Sicherung der Nachhaltigkeit der Biokraftstoffversorgung im umfassenden Sinne;
- aber auch eines Instrumentariums zur Einführung der entsprechenden Biokraftstoffe in den Markt.

Bisher werden Biokraftstoffe über die im Biokraftstoffquotengesetz festgelegten Mindestquoten in den Markt gebracht (wobei dieses Gesetz auch zur Umsetzung des in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (2009/28/EG) festgelegten Ziels für den Einsatz

erneuerbarer Energien Verkehrssektor dient). Der gesamte Biokraftstoffanteil (einschließlich Biomethan als Ersatz für Erdgas beim Einsatz als Kraftstoff) ist bis 2014 für einen Anteil von 6,25 % sicherzustellen. Ab dem Jahr 2015 wird das System von Mengenquoten auf Treibhausgasminderung umgestellt, fortan soll die Netto-Treibhausgasminderung (Biokraftstoffe inklusive Vorketten im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen) 3 % betragen, ab 2017 dann 4,5 % sowie ab 2020 schließlich 7 %.

Grundsätzlich bildet der Treibhausgas-bezogene Ansatz – neben den o.g. Nachhaltigkeitsanforderungen und strategischen Einbettungen – einen geeigneten Ansatz für die Weiterentwicklung des zukünftigen Instrumentariums zur Anteilssicherung nachhaltiger Biokraftstoffe.

Vor dem Hintergrund der komplexen Einbettung dieses politischen Instrumentes ist eine weitere Spezifikation an dieser Stelle nicht möglich. Bei Betrachtung der Modellanalysen für das Innovationsszenario und die zusätzlichen Variantenanalysen im „Modell Deutschland“ ergibt sich jedoch eindeutig die Zielgröße, dass für den Zeithorizont 2030 mit dem Einsatz nachhaltiger Biokraftstoffe spezifische Treibhausgasminderungen in der Größenordnung von 40 % erreicht werden sollten. Dies gilt sowohl für die Biokraftstoffe, die Diesel und Ottokraftstoffe ersetzen wie auch diejenigen Biokraftstoffe, die v.a. Jet-Fuel auf Mineralölbasis ersetzen sollten.

Als eine entscheidende Komplementärmaßnahme müssen die Zulassungsbedingungen für PKW und Lastkraftwagen so angepasst werden, dass ab spätestens 2020 alle Hersteller die jeweiligen Fahrzeuge die Freigabe für eine Reinbetankung mit Biokraftstoffen garantieren. In der Perspektive bis 2030 gilt dies auch für die Hersteller von Motoren und Turbinen für den Einsatz in Fluggeräten.

9.7.8 Einführung eines Tempolimits von 120 km/h auf Autobahnen

Mit zunehmender Geschwindigkeit eines Fahrzeugs steigt der Kraftstoffverbrauch überproportional. Dies ist neben dem linear zunehmenden Rollwiderstand vor allem dem exponentiell ansteigenden Luftwiderstand geschuldet. Ein Tempolimit reduziert dementsprechend insbesondere bei hohen Geschwindigkeiten den Kraftstoffverbrauch und damit die Emissionen erheblich.

Eine langfristige und durchgängige Geschwindigkeitsbegrenzung kann sich zudem positiv auf die Modellpalette der Hersteller von PKW auswirken. Eine international relativ einheitliche Höchstgeschwindigkeit ermöglicht die Optimierung der Modelle hin zu leistungsfähigeren Modellen mit hoher Effizienz. Zudem gehen niedrigere Geschwindigkeiten mit geringeren Festigkeits- und Sicherheitsanforderungen für die Fahrzeuge einher, die erlauben das Gewicht und damit den Verbrauch der PKW weiter zu reduzieren.

Es sollte ein durchgängiges Tempolimit von 120 km/h auf Bundesautobahnen eingeführt werden. Zusätzlich könnte die Geschwindigkeitsbegrenzung durch technische Maßnahmen wie den Einbau von „Speed limiters“ oder die Begrenzung der Leistung von neuen Fahrzeugen unterstützt werden.

Weitere positive Nebeneffekte dieser Maßnahme sind eine höhere Verkehrssicherheit, geringere Lärmbelastung und verminderter Schadstoffausstoß sowie eine effektivere Nutzung der Infrastruktur durch bessere Auslastung der Autobahnen.

9.8 Spezifische Maßnahmen für den Stromsektor

9.8.1 Moratorium für Kohlekraftwerke

Die Stromerzeugung ist der Sektor mit den höchsten absoluten Emissionen in Deutschland und deshalb von besonderer strategischer Bedeutung für die Emissionsminderung. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass der Stromsektor durch einen sehr langlebigen Kapitalstock geprägt ist. Deshalb sind frühzeitige und zeitlich sorgsam eingetaktete Maßnahmen hier besonders wichtig.

Die unter den Bedingungen des Gebietsmonopols und der staatlichen Sanktionierung sowie zielgerichteter energiepolitischer Eingriffe (z.B. die Verstromungsgesetze zur massiven Förderung der Kohlverstromung) entstandenen Strukturen können dazu führen, dass zumindest ein Teil der z.B. mit dem Emissionshandel eingeführten Anreizsysteme konterkariert wird.⁴

Angesichts der gravierenden Konsequenzen, die sich aus einem emissions- und kapitalintensiven und vor allem sehr langfristig fixierten Kapitalstock in der Perspektive ergeben und die mit einiger Wahrscheinlichkeit zukünftig einen erheblichen Druck zur Veränderung des Emissionsminderungspfad bzw. Mengenziele im Emissionshandelssystem nach sich ziehen werden, sollte ein Moratorium für den Neubau von Kohlenkraftwerken durchgesetzt werden.

Die Optionen zur Kodifizierung eines solchen Kohle-Moratoriums sind unterschiedlich. Sie reichen von einer freiwilligen Vereinbarung bis hin zu Mindeststandards für Wirkungsgrade oder CO₂-Emissionen. Die Neuerrichtung von Kohlenkraftwerken sollte erst wieder ermöglicht werden, wenn erstens die CCS-Technologie für die Ausrüstung von Neubaukraftwerken kommerziell verfügbar ist, langfristig genügend sichere CO₂-Speicher und die entsprechenden CO₂-Infrastrukturen vorhanden sind (siehe Kapitel 9.9). Der Neubau von Kohlekraftwerken allein mit der Perspektive auf spätere Nachrüstung mit CCS sollte ausgeschlossen werden.

9.8.2 Weiterentwicklung des EEG und der Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien

Bis zum Jahr 2050 wird zur Erreichung des 95 %-Minderungsziels ein Großteil der Stromproduktion durch erneuerbare Energien abgedeckt werden müssen. Ohne eine massive Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (auch für den Fall, dass gewisse Anteile der Stromerzeugung noch durch CCS-Kraftwerke abgedeckt werden sollen oder müssen) ist das Emissionsminderungsziel von 95 % nicht zu erreichen.

⁴ So lange beispielsweise die Großhandelspreise im deutschen Strommarkt – aus den genannten historischen – Gründen von älteren Kohlekraftwerken (als Preis setzende Grenzkraftwerke) bestimmt werden, ist das Risiko aus steigenden oder volatilen Preise für CO₂-Zertifikate für neue Kohlenkraftwerke gering. Eine durch höhere Emissionen oder andere Rahmendaten verursachte Erhöhung der CO₂-Preise oder das Risiko volatiler CO₂-Preise führt in einer solchen Marktsituation für neue Kraftwerke bei isolierter Betrachtung zwar auch zu höheren Kostenrisiken. Die scheinbar höheren Kostenrisiken werden jedoch über die Einpreisung der CO₂-Zertifikate bei den Marktpreis setzenden Kraftwerken (mit niedrigerer Effizienz und damit höheren CO₂-Kosten) und die damit entstehenden Strompreiseffekte über zusätzlichen Stromerlöse mehr als kompensiert.

Die massive Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert eine Reihe von flankierenden Maßnahmen, die heute vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) umgesetzt werden. Zu den zentralen Funktionalitäten des EEG gehören erstens die vorrangige Abnahme regenerativ erzeugten Stroms, zweitens die Gewährleistung einer hohen Investitionssicherheit durch Garantiepreise sowie drittens die Schaffung von Innovationsanreizen durch eine entsprechende Degression der Vergütungen.

Neben diesen drei Basisfunktionen sollte mit diesem Instrument zumindest auf mittlere Frist ein weiteres Ziel verfolgt werden: die effizientere Nutzung der Ressource Biomasse. Zumindest so lange die Biomasse in der Stromerzeugung noch eine Rolle spielen soll (was angesichts der o.g. Priorisierung nur noch für begrenzte Zeit angestrebt werden kann) sollte die Biomasseverstromung über das EEG nur noch für die Stromerzeugung in Anlagen der **Kraft-Wärme-Kopplung** mit hohen elektrischen Wirkungsgraden gefördert werden, wobei sowohl die direkte Nutzung von Biomasse als auch die (bilanzielle) Nutzung von in die Gasnetze eingespeisten Bio-Methan förderfähig wäre.

In einem Stromsystem mit einem sehr hohen Anteil von fluktuierenden, erneuerbaren Energien (Wind, Fotovoltaik) werden weiterhin bei der Flankierung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung zusätzliche Funktionalitäten an Bedeutung gewinnen:

- Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien müssen ein höheres Potenzial an **Regelfähigkeit** erreichen. Vor diesem Hintergrund sollte das EEG so weiterentwickelt werden, dass Innovationen im Bezug auf Regelfähigkeit und höhere Volllaststunden für Wind und Sonne frühzeitig angereizt werden (Windkraftanlagen können z.B. durch größere Turmhöhen und ein besseres Verhältnis von Rotorfläche zu installierter Leistung höhere Volllaststunden erreichen). Für Technologien, die keinen innovativen Beitrag für die Steuerbarkeit eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien liefern (z.B. für Windkraftanlagen mit geringen Volllaststunden in Norddeutschland), sollte die Degression der Einspeisevergütungen stärker ausgestaltet werden.
- Die **Speicherkapazitäten** des Gesamtsystems werden erheblich an Bedeutung gewinnen. Speicherfunktionen können dabei als indirekte Speicher über einen deutlich verstärkten und großräumigen Netzverbund oder aber über direkte Speichertechnologien bereitgestellt werden.

Für die zukünftige Marktintegration der erneuerbaren Energien ist das Marktdesign des Strommarktes von zentraler Bedeutung. Bisher bildet sich der Marktpreis für Strom an einer Strombörse je nach Angebot und Nachfrage für jede Stunde eines Tages. Derzeit gibt es in jedem europäischen Land eine eigene Strombörse. Viele erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zeichnen sich durch sehr niedrige variable Kosten aus (z.B. Windkraft und Photovoltaik). Dies wird in Zukunft tendenziell dazu führen, dass die Preise immer dann niedrig sind, wenn das Angebot von z.B. Windstrom groß ist und die Preise dann hoch sind, wenn kein oder wenig Windstrom eingespeist wird.

Um die fluktuierende Einspeisung abzdämpfen und hohe Volatilitäten an der Strombörse zu vermeiden wird es notwendig sein, die Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen massiv auszubauen und ein einheitliches Preissignal in einem möglichst großen Marktgebiet (idealerweise für Europa insgesamt) zu gewährleisten. Dies ermöglicht eine kostengünstige Einbindung der großen Wasserspeicher in Skandinavien und in den Alpen, um die Stromnachfrage zu jeder Stunde zu decken. Um den Bedarf an Regelernergie

für erneuerbare Energien bereitzustellen, ist die Schaffung einer deutschen Regelzone dringend erforderlich. Mittelfristig ist der Zusammenschluss der deutschen Regelzone mit Nachbarländern mit einem komplementären Erzeugungsprofil wie Österreich und Schweiz zu prüfen.

In einem perfekten Markt entstehen in dieser Situation für die Betreiber von Speichern erhebliche Anreize, bei niedrigen Strompreisen den Speicher zu laden und bei hohen Preisen die Speicher zu entladen und die entsprechenden Strommengen zu vermarkten. Die Nachfrage der Speicher würde dann wieder die Strompreise erhöhen und den Betreibern von Windkraftanlagen die Erzielung von Deckungsbeiträgen zur Finanzierung der Kapitalkosten ermöglichen. Voraussetzung für diesen marktbasierten Mechanismus ist jedoch ein funktionierender und sehr liquider Speichermarkt. Hier können – komplementär zur langfristigen Überführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Wettbewerbsmarkt – ggf. flankierende Maßnahmen im Rahmen der Infrastrukturentwicklung notwendig werden.

Zusätzlich müssen aber auch auf der Nachfrageseite Flexibilitätspotenziale erschlossen werden. Gerade Großverbraucher von Strom werden hier eine wesentliche Rolle spielen können. Um die stromintensive Industrie auf diese neue Aufgabe vorzubereiten, sollten die Ausnahmen für diese Industriezweige im EEG, im KWK-G, bei der Ökosteur und in Zukunft auch im Emissionshandel daran gekoppelt werden, dass sie mit flexiblem Lastmanagement einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien leisten.

Für die mittlere Perspektive sollte ein umfassendes Monitoring-Programm initiiert werden, mit dem die realen Marktfunktionalitäten und die möglicherweise durch andere Rahmenbedingungen (Planungsrecht etc.) z.B. mit Blick auf den Ausbau der (notwendigen) Speicherkapazitäten sowie der möglichen Refinanzierung von Investitionen über die Strombörsen systematisch ausgewertet werden können. Alternativen, wie z.B. die Schaffung von über staatliche Regulierung initiierten Märkten für Kraftwerks- oder Speicherkapazitäten sollten analytisch vorbereitet und entwickelt werden, um sie im Bedarfsfall auch kurzfristig umsetzen zu können.

9.9 Innovations- und infrastrukturenspezifische Maßnahmen

9.9.1 Überarbeitung und Erweiterung der deutschen Biomassestrategie

Die Nutzung von Biomasse bildet einen wichtigen und unverzichtbaren Pfeiler für die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele. Gleichzeitig ist Biomasse für die energetische Nutzung eine begrenzte Ressource und mit Blick auf eine ganze Bandbreite ökologischer Fragen (von Treibhausgaseffekten bis hin zur Biodiversität) hoch sensibel.

Vor diesem Hintergrund ist eine integrierte Entwicklung der Biomassenutzung eine zentrale Aufgabe zukünftiger Energie- und Klimaschutzpolitik. Der Rahmen hierfür ist in einer neu strukturierten Biomassestrategie für Deutschland abzustecken, die sich im Kontext des 95 %-Minderungsziels teilweise neuen Herausforderungen stellen muss:

- In welchen Bereichen ist der Biomasseeinsatz in der längeren Perspektive alternativlos, wo müssen deshalb die Entwicklungsschwerpunkte (Biokraftstoffe für Güter- und Luftverkehr, Einspeisung von Bio-Methan für industrielle Anwendun-

gen) gesetzt werden, wie verhalten sich die langfristigen Einsatznotwendigkeiten zu den kurzfristig effizienteren Einsatzgebieten (Stromsektor, dezentrale KWK) und wie können kurz- und mittelfristig kontraproduktive Effekte der Langfristnotwendigkeiten vermieden werden?

- Wie können ggf. Vorrangregelungen (z.B. in Bezug auf den Vorrang von Abfall- und Reststoffnutzung vor dem Energiepflanzenanbau) im Lichte des erreichten technologischen Standes operationalisiert werden?
- Welche Meilensteine müssen für zentrale technologische Innovationen im Bereich der Biomasse gesetzt werden?
- Welche technischen Spezifikationen für Biomasseprodukte müssen für welche Zeithorizonte entwickelt und durchgesetzt werden?
- Welches Verhältnis von einheimischem Biomasseaufkommen, dem Aufkommen aus dem europäischen Raum (Mittel- und Osteuropa) oder den globalen Biomassemärkten kann und soll – auch im Lichte der Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse – angestrebt werden?
- Wie können hochwertige Nachhaltigkeitsstandards für das Biomasseaufkommen entwickelt und durchgesetzt werden?
- Wie können zentrale Kriterien für die biomassespezifischen Instrumente (z.B. Treibhausgasminderung als Leitgröße für die Einführung von Biokraftstoffen im Verkehr) operationalisiert werden?
- Bei der Erarbeitung der Biomassestrategie sind schließlich auch die Wechselwirkungen zu anderen technisch-strukturellen Entwicklungen (z.B. Mini-KWK) explizit zu berücksichtigen.

Neben den auf die nationale Analyse bzw. Situation orientierten Elementen der Biomassestrategie sollte diese auch um internationale Aspekte erweitert werden. Zentrale Ansatzpunkte sind hier

- verbindliche Schaffung und Durchsetzung von Nachhaltigkeits- und Sozialstandards in multilateralen oder bilateralen Regelungen;
- intensive Prüfung der Möglichkeit, auf dem Weg von Investorenvereinbarungen zu frühzeitigen Spezifikationen und Praxiserfahrungen in Bezug auf Nachhaltigkeitsanforderungen und -Leitplanken zu kommen;
- Wechselwirkungen zwischen Biomasseexporten und einheimischer Versorgung mit Energie und Nahrungsmitteln;
- Auswirkungen auf die Landnutzung und die Konversion von Flächen.

Eine so neu ausgerichtete Biomassestrategie bietet auch die Möglichkeit, auf den verschiedenen und komplexen Handlungsfeldern der Biomassepolitik die notwendige Innovation und Dynamik zu entfalten.

9.9.2 Innovationsprogramm für Biokraftstoffe der zweiten Generation

In Teilbereichen des Verkehrssektors (Güterverkehr, Luftverkehr) ist der Einsatz von Biokraftstoffen für die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele unverzichtbar.

Gleichzeitig sind die Bilanzen der heute überwiegend eingesetzten Biokraftstoffe in Bezug auf Treibhausgasemissionen und andere ökologische Parameter in keiner Weise ausreichend, um ein signifikantes Segment der Kraftstoffversorgung hinreichend nachhaltig abzudecken.

In diesem Kontext kommt der schnellstmöglichen Bereitstellung großer Mengen von Biokraftstoffen der zweiten Generation eine hohe Bedeutung zu, die auf eine breitere Biomasse-Rohstoffbasis zurückgreifen können.

Hier sind die konsequente Technologieförderung und das frühzeitige Skalieren der Prozesse auf industrielle Maßstäbe unabdingbar. Ein Innovationsprogramm für die Biokraftstoffe der zweiten Generation sollte so ausgerichtet werden, dass im Jahr 2020 die gesamte Biokraftstoffnachfrage durch Biokraftstoffe der zweiten Generation gedeckt werden kann.

9.9.3 Innovations- und Markteinführungsprogramm für Elektrofahrzeuge

Die drastische Ausweitung der Elektromobilität ist in der langfristigen Perspektive eine wesentliche Voraussetzung zu massiven Emissionsminderungen im Personenverkehr, ohne dass erhebliche Mengen an Biomasse eingesetzt werden.

Die Elektromobilität wird aber nur einen Ziel führenden Beitrag zur Emissionsreduktion insgesamt leisten können, wenn erstens die technologische Entwicklung der einzelnen Komponenten und des technischen Systems hinreichend schnell fortschreitet, zweitens die Einführung der Elektromobilität aber gleichzeitig auch zu einem Downscaling der Motorisierung führt.

Hierzu sollte ein Innovations- und Markteinführungsprogramm für Elektrofahrzeuge geschaffen werden, in dem z. B. Anreizprämien in ihrer Höhe auch von der Effizienz der Fahrzeuge abhängig gemacht werden.

9.9.4 Innovationsprogramm zur Entwicklung und Verbreitung intelligenter Verteilungsnetze mit intelligenten Laststeuerungsoptionen

Die Einbindung dezentraler Energieerzeugungsoptionen, wie auch großräumige Verbrauchs- und Lastoptimierungen erfordern eine neue Qualität der Netzoptimierung im Bereich der Übertragungs- und der Verteilernetze. Insbesondere mit dem Aufkommen nennenswerter Anteile von Elektromobilität wird ein intelligentes Lastmanagement alternativlos. Durch kostengünstige Informations- und Kommunikationstechnik wird es zunehmend einfacher, das Preissignal der Strombörse als Anreizsignal an die Kunden weiterzugeben und damit neue Geschäftsmodelle und Systemdienstleistungen zu entwickeln.

Bis zum Jahr 2020 sollten alle Verteilernetze so ausgerüstet sein, dass eine lückenlose Verknüpfung mit Informationsverarbeitungssystemen realisiert werden kann. Einen wichtigen Zwischenschritt bilden die Ausrüstung aller Verbrauchsstellen mit intelligenten Stromverbrauchsählern und die Etablierung standardisierter Informationsschnittstellen bis zum Jahr 2012. Die Kosten dieser Aufrüstung der Netze sollten als Investitionen im Rahmen der Netzregulierung anerkennungsfähig sein.

9.9.5 Schnellstmögliche Umsetzung der CCS-Pilot- und Demonstrationsvorhaben

Die weitgehende Dekarbonisierung von Industriestaaten wie Deutschland erfordert Emissionsvermeidung und –reduktion in allen Sektoren. Die Abscheidung und Einlagerung von CO₂ (Carbon Capture and Storage – CCS) ist ein notwendiger Baustein für eine solch ambitionierte Klimaschutzpolitik.

Bislang konzentriert sich die Diskussion um CCS auf die Stromerzeugung, insbesondere auf Kohlekraftwerke. Die Umsetzung von CCS in der Industrie ist jedoch sinnvoller, da der Energiebedarf hier zumeist niedriger ist und in der Energiewirtschaft andere Vermeidungs- und Effizienzoptionen zur Verfügung stehen. Zudem kann CCS in Kombination mit Biomasseverbrennung als Netto-Senke fungieren. Schließlich kann sich zukünftig auch die Ausrüstung von Kraftwerken auf Erdgasbasis mit CCS-Technologie als notwendig erweisen.

Der klare Fokus der staatlich geförderten CCS-Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der CO₂-Abscheidung sollte deshalb neu auf Industrieprozesse ausgerichtet werden. Bis 2020 sollte jeweils eine Pilotanlage für die Zementherstellung, die Kalkherstellung, die Roheisenerzeugung, die Wasserstofferzeugung, die Erzeugung von Biotreibstoffen, die Biomethanherzeugung und die Stromerzeugung gebaut werden. Dafür stehen auf europäischer Ebene durch eine Regelung im EU-Emissionshandel und aus dem Europäischen Konjunkturpaket ausreichend Mittel zur Verfügung.

Ebenfalls zeitnah muss die Erprobung von CO₂-Speichern begonnen werden. Um die Dichtigkeit unterschiedlicher Speicherformationen einem Praxistest zu unterziehen, sollen mehrere Pilotspeicher mit jeweils einigen 100.000 t CO₂ pro Jahr befüllt werden. Hier sollte bereits jetzt leicht verfügbares CO₂ beispielsweise aus der Bioethanolherstellung verwendet werden.

Um diese Ziele zu erreichen, sollten die für CCS vorgesehenen Förderprogramme auf europäischer Ebene so ausgestaltet und genutzt werden, dass eine Förderung pro eingelagerte Tonne CO₂ erfolgt. Für jede Abscheidungstechnologie sollten Mittel bereit gestellt werden. Um Anreize für eine schnelle Speichererprobung zu setzen sollte die Förderung – wie im EEG – degressiv ausgestaltet werden.

9.9.6 Erarbeitung eines „Deutschen CCS-Entwicklungsplans“ und eines Rechtsrahmens für CCS

Um die sinnvolle Bewirtschaftung der begrenzten Speicherkapazitäten für CO₂ sicherstellen zu können, wird der zukünftig erwartete Klimaschutzbeitrag von CCS für die ganze Breite der für CCS in Frage kommenden CO₂-Quellen (Stromwirtschaft, Industrieprozesse, Biomassewirtschaft) spezifiziert werden müssen.

Neben einer Bestandsaufnahme der für die CO₂-Speicherung geeigneten geologischen Formationen ist die Eingrenzung dieses Lösungsbeitrages eine zentrale Aufgabe eines „Deutschen CCS-Entwicklungsplans“.

Die dafür notwendigen Arbeiten sollten mit einem breit angelegten Aufklärungsprozess für den CCS-Technologieverbund gekoppelt werden. Information, höchste Sicherheitsstandards, faire Adressierung von (ober- und unterirdischen) Nutzungskonkurrenzen im weitesten Sinne (z.B. mit der geothermischen Nutzung oder dem Bau von Gas- oder Druckluftspeichern) und ein regionaler Interessenausgleich sind hier die zentralen Punkte. Die Systematisierung und Bewertung der CO₂-Speicherpotenziale ist dafür ein notwendiger erster Schritt.

Die Entwicklung einer konkreten Vision für den erforderlichen Infrastrukturausbau – letztlich analog zu den entsprechenden Arbeiten im Bereich der Hochspannungsnetze für Elektrizität – ist notwendig, um die genannten Prozesse zu integrieren und voranzutreiben.

Die ersten Infrastrukturprojekte für den CO₂-Transport sollten dementsprechend so ausgelegt werden, dass sie für mehr als die in den ersten Demonstrationsprojekten anfallenden CO₂-Mengen ausreichen. Das Risiko hinsichtlich der CO₂-Mengen und des Zeitpunkts der Inanspruchnahme von Transportdienstleistungen könnte durch eine (teil-) öffentliche Trägerschaft, ein Refinanzierungsmodell auf Basis von Netznutzungsentgelten und flankierende Ausfallbürgschaften hinreichend kompensiert werden.

Für CCS muss ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der die als nächster Schritt erforderliche Umsetzung von Demonstrationsprojekten für den gesamten Technologieverbund ermöglicht und befördert. Im Kontext der Demonstrationsprojekte und des bestehenden Konsolidierungsbedarfs in Bezug auf das notwendige Wissen sowie der bestehenden Lücken mit Blick auf Institutionen und Instrumente darf dieser regulatorische Rahmen nicht prohibitiv angelegt werden. Er muss aber der in der Demonstrationsphase besonders hohen Dynamik des Wissens- und Erfahrungszuwachses Rechnung tragen.

Der regulatorische Rahmen muss angesichts der Komplexität des Technologieverbundes so angelegt werden, dass in der Demonstrationsphase belastbare Erfahrungen mit Blick auf den regulatorischen Rahmen, die Institutionen und Prozeduren gewonnen und entsprechende (Markt-)Entwicklungen (Versicherungsprodukte, Begutachtung/Zertifizierung etc.) angestoßen werden können. Nur so können im Fall einer breiteren kommerziellen Nutzung der CCS-Technologie der Schutz von Umwelt und Gesundheit langfristig garantiert und entstehende wirtschaftliche Belastungen fair zugeordnet werden, ohne dass es zu – klimapolitisch unakzeptablen – Verzögerungen kommt.

Der regulatorische Rahmen muss sowohl kurzfristig (Phase der Demonstrationsprojekte) als auch längerfristig (für die Phase der kommerziellen Nutzung) die entstehenden Nutzungskonflikte lösen. Für die begrenzte Zahl der Demonstrationsprojekte sind einzelfall-

bezogene Lösungsansätze tragfähig, in der längerfristigen Perspektive wird es hier umfassender Regelungen bedürfen.

In der weiteren Perspektive sollte das Regulierungssystem für die zu schaffenden CO₂-Netze ökonomische Anreize dafür bieten, das abgeschiedene CO₂ über möglichst kurze Entfernungen zu transportieren.

9.9.7 Erarbeitung eines „Deutschen Energie-Infrastruktur-Umbauprogramms“

Alle Strategien zur Erreichung der langfristigen Minderungsziele bedingen einen massiven Umbau der verschiedenen Infrastrukturbereiche.

Die Integration dieses Umbaus und die Schaffung des notwendigen regulatorischen Rahmens sollten in einem „Deutschen Energie-Infrastruktur-Umbauprogramm“ gebündelt werden. Zentrale Elemente dieses Programms sind:

- Erarbeitung von Varianten für die notwendigen Um- und Ausbaumaßnahmen der Transport- und Verteilungsnetze für Strom, Gas, CO₂ (im Kontext der CCS-Technologie) und den Schienenverkehr, Identifikation der Interaktionen und Unsicherheiten und robuster Entwicklungsvarianten, einschließlich von Sonderaspekten wie Bio-Methan-Einspeisung, langfristige Erweiterung von Verbundnetzen mit Blick auf den langfristigen Speicherbedarf;
- Erarbeitung von Infrastruktur-Roadmaps zur Einordnung der Wechselwirkungen der einzelnen Elemente der Klimaschutz- und Energiestrategie mit den verschiedenen Komponenten der Infrastruktur;
- Identifikation der Infrastrukturbereiche, die als öffentliches Gut oder im Bereich der Daseinsvorsorge einer besonderen Rolle der öffentlichen Hand bedürfen.

Parallel und auf Basis des Infrastruktur-Programms sollten im Bereich der Regulierung die Voraussetzungen geschaffen werden, dass erstens die notwendigen Investitionen in die Infrastrukturen – auch wenn sie unter Unsicherheit und mit langen Vorlaufzeiten vorangetrieben werden müssen – durch die Infrastruktur-Regulierung kostenseitig anerkannt werden. Zweitens müssen die Regulierungsbehörden den Auftrag und die Kompetenzen erhalten, dass im Rahmen der Umstrukturierungsplanung als unverzichtbar identifizierte Projekte mit hoher Verbindlichkeit fristgerecht umgesetzt und ggf. entsprechende Interventionen ermöglicht werden.

Vor diesem Hintergrund sollte das Aufgaben- und Kompetenzspektrum der Infrastruktur-Regulierungsbehörden – im deutschen wie auch im europäischen Rahmen – dahin gehend erweitert werden, dass sie sich der Planung und Umsetzung des klimapolitisch gebotenen, mit langem Vorlauf und ggf. mit nicht unerheblichen Unsicherheiten verbundenen Infrastrukturumbaus widmen müssen.

9.10 Maßnahmen im Bereich der Industrieprozesse

9.10.1 Verbindliche Einführung von CCS für die prozessbedingten Emissionen in der Stahl-, Zement- und Kalkindustrie

Prozessbedingte CO₂-Emissionen entstehen im Unterschied zu energiebedingten Emissionen nicht durch Verbrennung von fossilen Energieträgern, sondern durch chemisch-physikalische Eigenschaften der eingesetzten Stoffe. Prozessbedingte Emissionen wurden (zu) lange als nicht vermeidbar eingestuft.

Gleichwohl existiert eine Reihe von Optionen, mit denen die prozessbedingten CO₂-Emissionen zurückgeführt werden können:

- Eine fundamentale Option zur Reduktion von Prozessemissionen ist die Substitution von verwendeten Materialien mit hohen Prozessemissionen (z.B. die Beimischung von Flugaschen oder Hüttensand bei der Zementproduktion um den Klinkeranteil zu reduzieren; im Stahlsektor senkt eine Erhöhung des Recyclinganteils die Emissionen).
- Die sehr emissionsintensive Produktion von Wasserstoff als Ausgangsstoff für viele chemische Produkte kann auf die Basis erneuerbarer Energiequellen umgestellt werden.
- Die verbleibenden CO₂-Emissionen können mit CCS-Technologie in geologische Formationen verbracht werden.

Für die prozessbedingten CO₂-Emissionen der Zement-, Kalk- sowie der Eisen- und Stahlindustrie sollte deshalb spätestens ab 2030 der Einsatz von CCS verbindlich vorgeschrieben werden, wenn das Emissionshandelssystem bis dahin keine flächendeckende Durchsetzung dieser Technologie bewirkt.

9.10.2 Maßnahmenpaket für fluoridierte Treibhausgase

Die fluoridierten Treibhausgase gehörten in der Vergangenheit zu einer der wenigen Quellgruppen mit steigenden Emissionen. Sie werden als Treibgas, Kühl- oder Feuerlöschmittel verwendet. Fluoridierte Gase zeichnen sich durch ihr besonders hohes Treibhauspotenzial aus. Es ist für die einzelnen Gase sehr unterschiedlich und liegt um den Faktor 100 bis 15.000 über der Treibhauswirkung von CO₂. Bisher sind die Maßnahmen in dieser sehr heterogenen Quellgruppe durch Selbstverpflichtungen und ein moderates Ordnungsrecht geprägt. Die europäische F-Gas Verordnung (EG 842/2006) zielt auf eine Reduzierung der Leckagen aus Kälteanlagen durch höhere Anforderungen an die Ausführung und Wartung dieser Anlagen ab.

Das Maßnahmenpaket zur Minderung der fluoridierten THG beinhaltet ordnungsrechtliche Vorgaben wie ein Verbot des Einsatzes von F-Gasen als Kältemittel ab 2015 sowie eine Besteuerung des Einsatzes von F-Gasen, wobei sich die Höhe der Steuer am Treibhausgaspotenzial der einzelnen Gase bemisst.

Die Leckagen von teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (H-FKW) aus Klimaanlage in allen Fahrzeugtypen sind bauartbedingt besonders hoch, zugleich ist eine Substitution mit natürlichen Kältemitteln möglich. Der Einsatz von H-FKW in mobilen Kälteanlagen sowie bei PU-Schaumprodukten (Bauschaum), bei XPS-Hartschäumen und bei Aerosolen (Dosier- und technische Aerosole) sollte verboten werden.

Die ordnungsrechtlichen Verbote müssen durch eine Bepreisung in Anwendungen von F-Gasen unterstützt werden. Das Preissignal sollte entweder durch die Einführung einer Steuer für den Einsatz dieser sehr schädlichen Treibhausgase oder über eine Einbeziehung in das EU-Emissionshandelssystem gewährleistet werden, wobei eine Einbeziehung auf der Ebene der Produzenten, Importeure oder der Emittenten stattfinden könnte. Durch das hohe Treibhausgaspotenzial wirkt ein Preissignal besonders stark und wird technische Innovationen hervorrufen. Dadurch wird es wirtschaftlich, Substitute für diese F-Gase zu entwickeln und einzusetzen.

9.11 Abfallwirtschaftliche Maßnahmen

9.11.1 Förderung der Abfallvermeidung

Die Förderung von Abfallvermeidung und –verwertung sowie des sparsamen Materialeinsatzes für energieintensive Produkte sollte im Rahmen der existierenden Regelungen deutlich ausgeweitet und intensiviert werden.

9.11.2 Spezielle Maßnahmen zur Förderung der energetischen Verwertung

Die energetische Verwertung von organischen Abfallbestandteilen hat im Kontext einer langfristigen Emissionsminderungsstrategie eine besonders hohe Priorität. Insbesondere die Vergärung von Biomasse muss vor dem Hintergrund der knappen Biomasseressourcen sowie des zukünftig deutlich steigenden Bedarfs an Bio-Methan in den Vordergrund gerückt werden.

Die Behandlung und Verwertung von organischen Abfällen mit anderen Verfahren als der Vergärung sollte daher ordnungsrechtlich nur noch zugelassen werden, wenn eine Nutzung des Abfalls zur Produktion von Bio-Methan technisch nicht möglich ist.

9.12 Landwirtschaftliche Maßnahmen

9.12.1 Initiierung des Maßnahmenpaketes Klimaschutz und Gesundheit zur Reduktion des Viehbestandes in Deutschland

Die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft resultieren knapp zur Hälfte aus der Tierhaltung, wobei Rinder zur Milch- und Rindfleischproduktion die bedeutendste Emittentengruppe sind. Weitere signifikante CH₄- und N₂O-Emissionen stammen aus der Schweine- und Geflügelhaltung zur Fleisch- und Eierproduktion.

Die deutsche Bevölkerung ist mit Energie- und Proteinzufuhr aus tierischen Lebensmitteln überversorgt (und dadurch auch hohen gesundheitlichen Risiken ausgesetzt). Der Fleischverzehr liegt gegenwärtig bei ca. 60 kg pro Person und Jahr; die aus gesundheitlicher Sicht optimale Menge wird dagegen bei etwa 20 kg pro Person und Jahr veranschlagt. Der Konsum tierischer Produkte könnte ohne Einschränkungen und ggf. sogar mit dem Nebeneffekt verminderter gesundheitlicher Risiken bis zum Jahr 2050 sukzessive auf einen Wert von etwa 20 kg sinken.

Die geringeren Verzehrsmengen an tierischen Produkten können zu einer deutlichen Reduktion der Tierbestände in Deutschland führen, wobei der volle Selbstversorgungsgrad der einheimischen Bevölkerung gewährleistet bleiben kann. Daraus resultiert eine starke Verringerung der landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen. Dies kann erreicht werden durch das Maßnahmenpaket „Klimaschutz und Gesundheit“, bestehend aus

- Informationskampagnen, in denen die Bevölkerung sowie die Gastronomie auf die Klimaeffekte der Überversorgung mit tierischem Fett und Eiweiß hingewiesen, der Kontext zu gesundheitlichen Risiken hergestellt und zugleich Perspektiven für ein gesundes Ernährungsprogramm aufgezeigt werden;
- Motivationskampagnen, die öffentliche Kantinen in Kindergärten und Kindertagesstätten, Schulen und Hochschulen, Behörden und Ministerien anregen sollen, überwiegend Gerichte anzubieten, die nicht aus tierischen Produkten bestehen;
- mengen- und/oder preisbezogenen Instrumenten, die über Preissignale zu reduziertem Fleischkonsum führen;
- ordnungsrechtlichen Beschränkungen des Viehbestandes je Fläche und/oder steuerlichen Anreizmaßnahmen, die den Viehbestandsabbau für die Landwirtschaft attraktiv machen.

Neben den genannten Maßnahmen können jedoch auch Innovationsanstrengungen zur Erzeugung von hochwertigen Nahrungsmitteln aus pflanzlichen Rohstoffen (die dem Eiweiß tierischer Herkunft nahe kommen bzw. entsprechen) ein zusätzliches Element für ein integriertes Paket zur Minderung der landwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen aus der Nachfrageperspektive bilden.

9.12.2 Integration der Umwandlungsprozesse für die frei werdenden landwirtschaftlichen Nutzflächen in das Maßnahmenpaket Flächentransformation

Der Viehbestandsabbau führt dazu, dass Teile der bisher zur Futtergetreideproduktion genutzten landwirtschaftlichen Flächen anders genutzt werden. Während dieser Umwandlungsprozesse sollte die Landwirtschaft durch finanzielle Anreizmaßnahmen animiert werden zur Förderung der

- Ausweitung des ökologischen Landbaus;
- Ausweitung der nachhaltigen Energiepflanzenproduktion (Biomasse);
- Ausweitung einer nachhaltigen, heimischen Eiweißfuttermittelproduktion;

- Flächennutzung als Überschwemmungsgebiete für den Hochwasserschutz;
- Integration von ökologischen Vorrangflächen in Ackerbaugebieten (Naturschutz).

Durch die Ausweitung des ökologischen Landbaus und der Energiepflanzenproduktion können die landwirtschaftlichen Treibhausgase weiter verringert werden.

In ökologischen Betrieben werden Tiere nahezu ausschließlich mit betriebseigenen Futtermitteln versorgt, wodurch der Energieverbrauch sinkt. Außerdem ist ökologischer Landbau besonders umweltfreundlich, schützt Boden und Trinkwasser und vermeidet Rückstände von chemisch-synthetischen Pflanzenschutzmitteln in Lebensmitteln.

Durch den Ausbau einer nachhaltigen Energiepflanzenproduktion auf einem Teil der frei werdenden Flächen kann das Potenzial an Biomasse zur energetischen Nutzung als fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoff erheblich gesteigert werden. Dadurch können verstärkt fossile Energieträger im Verkehr sowie in der Strom- und/oder Wärmeproduktion ersetzt werden.

Die Umnutzung landwirtschaftlicher Flächen als Überschwemmungsgebiet für den Hochwasserschutz und Naturschutzgebiete führt zu verringerten N₂O-Emissionen, da auf diesen Flächen vollständig auf eine Düngung verzichtet wird.

9.12.3 Ordnungsrechtliche Regelung der gasdichten Lagerung von Gülle und Fördermaßnahmen zur Verstärkung der energetischen Verwertung von Gülle sowie von Ernterückständen in Biogasanlagen

In der Tierhaltung werden CH₄-und N₂O-Emissionen aus den Ausscheidungen der Tiere (als Gülle, Jauche oder Festmist) im Stall oder in Lagerbehältern während der Lagerungsdauer, bis zur Verwertung beispielsweise als Dünger auf landwirtschaftlichen Böden, freigesetzt. Bei den Genehmigungsverfahren zum Bau von Flüssig- und Festmistlagern steht bisher hauptsächlich die Dichtheit der Anlagen zum Schutz von Boden und Wasser im Vordergrund. Im Falle der Gülle in Außenlagern ist es mitunter mit sehr einfachem und kostengünstigem Aufwand möglich, die Ausgasung von CH₄-und N₂O zu unterbinden. Durch ordnungsrechtliche Regelungen sollten landwirtschaftliche Betriebe verpflichtet werden, eine gasdichte Abdeckung der Gülle vorzunehmen. In den Fällen, in denen dafür Umbaumaßnahmen erforderlich sind, sollten die Landwirte auf Fördermaßnahmen zurückgreifen können. Für Festmistlager müssen gasdichte Abdeckungen entwickelt werden. Allerdings sind zumindest in größeren Tierhaltungsbetrieben mit Festmistlagern auf befahrbaren Betonplatten einfache Lösungen zur Abdeckung denkbar, mit denen auch bereits vorhandene Lager nachgerüstet werden können. Hierfür sollten von staatlicher Seite Modellprojekte zur Erprobung geeigneter Abdeckungen initiiert werden.

Eine weitere besonders wirksame Maßnahme zur Reduktion der CH₄-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger stellt die Fermentation von Gülle und Festmist in Biogasanlagen dar. Dies wird bereits im EEG mit einem speziellen Bonus gefördert. Am effektivsten ist die Nutzung von Biogas in Blockheizkraftwerken zur gleichzeitigen Produktion von Wärme und Strom. Falls in unmittelbarem Umfeld der Biogasanlage zu wenig Wärme-Abnehmer vorhanden sind, sollte die Möglichkeit der Errichtung eines Nahwärme-Netzes geprüft werden. Bei größeren Biogasanlagen sollte die Förderung über das EEG durch eine För-

derung zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan) und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz substituiert werden.

Die in den Biogasanlagen als „Abfallprodukt“ entstehenden Gärreste sollten als hochwertige Wirtschaftsdünger auf den Feldern ausgebracht werden. Durch die Vergärung enthalten die Gärreste Ammonium, das stabiler ist als Nitrat und daher langsamer zersetzt wird. Geringere N₂O-Emissionen sind die Folge. Allerdings tritt aus den Gärresten weiterhin Methan aus, weshalb auch die Gärrestelager von der Verpflichtung und ggf. der Förderung einer gasdichten Abdeckung erfasst werden müssen.

9.12.4 Erhöhung des Anteils des ökologischen Landbaus an der landwirtschaftlich genutzten Fläche auf 25 % bis spätestens 2030

Der ökologische Landbau kann einen wichtigen Beitrag zur Verringerung der Treibhausgasemissionen liefern, da die spezifischen Treibhausgasemissionen hier niedriger sind als im konventionellen Anbau. Entsprechend des Fortschrittsberichtes 2008 zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sollte der Anteil der Anbaufläche für ökologischen Landbau an der landwirtschaftlichen Nutzfläche von 5,1 % im Jahr 2007 schrittweise auf 20 % in 2020 und auf 25 % in 2030 ausgeweitet werden. Dies führt zu einer anteiligen Reduktion der Produktion und des Einsatzes synthetischer Düngemittel und der damit verbundenen Emissionen. Die im ökologischen Anbau verpflichtende Humuswirtschaft führt zu einem verbesserten Humusgehalt im Boden. Eine höhere Kohlenstoffbindung ist die Folge.

Die Umstellung auf ökologischen Landbau soll durch entsprechende Förderprogramme mit höheren Anreizen versehen werden.

9.12.5 Initiierung eines Maßnahmenpaketes Düngermanagement

Mit dem Ziel, langfristig die Gemeinsame Agrarpolitik der EU (GAP) auf eine klimaverträgliche Landwirtschaft auszurichten, werden Instrumente und Maßnahmen initiiert, die zum einen die Vergabe von Fördermitteln an Leistungen für den Klimaschutz knüpfen und zum anderen den Klimaschutz in der Landwirtschaft in rechtliche Regelungen einbinden.

Die Höhe der N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden hängt insbesondere von der Menge des eingebrachten Düngers ab. Zur Erhöhung der Stickstoffeffizienz werden Förderinstrumente für ein verbessertes Düngungsmanagement eingerichtet. Eine Reduzierung der Düngereinsatzrate wird erreicht über eine Förderung bei Begrenzung von Applikationsraten und Verwendung von Applikationstechniken, die eine Regulierung der Düngermenge je Flächeneinheit ermöglichen („precision farming“, Injektionsverfahren, Cultan). Zudem wird der Einsatz von langsam wirkenden Düngern berücksichtigt. Die Verpflichtung zur fachgerechten Düngung gemäß Düngeverordnung (z.B. das zeitliche Ausbringungsverbot von Düngemitteln in der Winterperiode, § 4 (5)) sollte bei allen zukünftigen Formen der EU-Agrarförderung sanktionsrelevant werden.

Die Reduzierung von Stickstoffüberschüssen sollte über eine Verteuerung des Stickstoffeinsatzes erreicht werden; es sollte eine entsprechende Abgabe eingeführt werden. Die Abgabe auf Stickstoffüberschüsse kann auf betrieblicher Ebene erhoben werden und soll-

te den Gesamtbilanzüberschuss auf 80 kg Stickstoff (N) pro Hektar und Jahr bis 2010 beschränken. Die Minderung von derzeit circa 110 kg N pro ha und Jahr ist auch Ziel der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie 2008 der Bundesregierung. In einer zweiten Stufe sollte der Stickstoffüberschuss auf 40 kg N pro ha und Jahr bis 2020 beschränkt werden. Die Einnahmen aus der Abgabe sollten zur Förderung von einem verbesserten Düngemanagement, Ausbildung der Landwirte und zur Forschung eingesetzt werden.

9.13 Maßnahmen im Bereich der Landnutzung

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

Mit der Entscheidung zur Anrechnung der Waldbewirtschaftung unter dem Kyoto-Protokoll als zusätzliche Maßnahme zur Erreichung der Treibhausgasemissionsminderungsziele ist die Generierung von so genannten Waldsenkenzertifikaten möglich. Die Beteiligung der Forstwirtschaft an diesem potenziellen Nutzen ist an die Förderung des Waldes und dessen Senkenleistung gebunden.

In gleicher Weise sollten Förderinstrumente für eine nachhaltige Waldbewirtschaftung eingerichtet werden, die auf den Erhalt der Kohlenstoffvorräte im Waldbestand abzielen. Eine Erhöhung der Senkenbestände kann erreicht werden über einen klimagerechten Waldumbau (Diversifizierung und Stabilisierung der Waldbestände, Anbau standortheimischer Baumarten), Aufforstung unter Berücksichtigung einer Förderung von natürlichen Waldgesellschaften sowie Bewirtschaftungsmaßnahmen, die an Marktbedingungen und Naturschutzziele geknüpft sind. Des Weiteren sollten Baustoffe, die mit signifikanten Treibhausgasemissionen her- und bereitgestellt werden, soweit wie möglich durch nachhaltig gewonnenes Holz ersetzt und auch das Potenzial von nachhaltig gewonnenem Holz für die Energieerzeugung so weit wie möglich ausgeschöpft werden.

9.13.2 Ordnungsrechtliche Beschränkung der Umwandlung von unversiegelten Flächen

Entsprechend des Ziels der Bundesregierung soll der Flächenverbrauch – d.h. die Umwandlung von unbebauten Flächen in Wohn-, Verkehrs- und Wirtschaftsflächen – von derzeit ca. 110 ha/Tag auf 30 ha/Tag bis 2020 reduziert werden. Hierfür sollte eine ordnungsrechtlich festgelegte Minderung der Entwaldungsrate vorgesehen werden, die sich aus dem Anteil des Waldes an Flächen, die der Umwandlung unterliegen, ergibt.

9.13.3 Initiierung eines Maßnahmenpaketes Flächentransformation

Zur Reduzierung von Flächen mit organischen Böden, die unter ackerbaulicher Nutzung stehen und zur Minderung der Entwässerung von organischen Grünlandböden, sollte ein Bündel von Instrumenten und Fördermaßnahmen initiiert werden, mit dem die Vergabe

von Fördermitteln an Leistungen für den Klimaschutz geknüpft wird. Hierunter fällt die Renaturierung solcher Flächen mit anschließender Moorumnutzung.

Zudem sollten Anreize für Nutzungsalternativen eingerichtet werden. Die Paludikultur (Sumpf, Morast) als standortgerechte Landnutzung kann über den Anbau von Schilf auf Niedermoor zur Gewinnung von Energiebiomasse eine Übertragung von EU-Agrarfördermitteln ermöglichen.

9.13.4 Verschärfung der Regelungen zum Flächenschutz als Voraussetzung für Zahlungen im Rahmen einer neuen EU-Agrarpolitik

Mit dem Ziel, langfristig die Agrarpolitik der EU auf eine klimaverträgliche Landnutzung auszurichten, sollte die Sicherung von Grünland in rechtlichen Regelungen verstärkt werden. So könnte der verpflichtende Erhalt von Dauergrünland Voraussetzung für den Erhalt von EU-Agrarfördermitteln werden. Sanktionen bei ausbleibender Sicherung des bestehenden Grünlandanteils für die Beihilfeanträge „Flächen“ nach VO 1782/2003 (EG) im Rahmen der Cross Compliance sollten erhöht werden.

Eine weitere Reduktion des Grünlandumbruchs kann über das Ziel der deutschen Biodiversitätsstrategie erreicht werden. Hiernach sollte der Flächenanteil naturschutzfachlich wertvoller Agrarbiotope, wie z.B. hochwertiges Grünland bis 2015 um mindestens 10 % gegenüber 2005 erhöht werden.

10 Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit einer – auch ambitionierten – Fortschreibung heutiger Energie- und Klimaschutzpolitik, einer Fortschreibung der heute üblicherweise eingesetzten Technologien sowie der derzeitigen Energie- und Ressourcenverbrauchsmuster lässt sich ein Reduktionsziel von 95 % für die gesamten Treibhausgasemissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts (im Vergleich zu den Niveaus von 1990) nicht annähernd erreichen. Die im Referenzszenario angenommene Fortschreibung des heutigen Ambitionsniveaus in der Energie- und Klimaschutzpolitik lässt für den Zeitraum von 1990 bis 2050 allenfalls eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes von etwa 45 % erwarten.

Ein Emissionsreduktionspfad, der konsistent zu den internationalen Bemühungen ist, die Erwärmung der globalen Mitteltemperatur auf einen Wert von unter 2°C gegenüber den vorindustriellen Niveaus zu begrenzen, erfordert eine Reihe frühzeitiger Weichenstellungen. Die Analysen des Innovationsszenarios und der Zusatzanalysen verdeutlichen die folgenden Herausforderungen für die notwendigen Veränderungen bis zum Jahr 2050:

- Es sollten ab sofort erhebliche Anstrengungen zur massiven Erhöhung der Energieeffizienz unternommen werden. Ohne eine Steigerung der Energieeffizienz von mindestens 2,6 % jährlich ist das Erreichen dieses Klimaschutzziels äußerst unwahrscheinlich.
- In allen Sektoren sollte die verbleibende Energienachfrage nahezu vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt werden, für den Großteil der ggf. verbleibenden Emissionen aus fossilen Brennstoffen sowie aus Industrieprozessen ist der Einsatz von CCS unausweichlich.
- Ein Großteil der notwendigen Veränderungen betrifft Anlagen und Infrastrukturen mit einer langen Lebensdauer, langen Vorlaufzeiten bzw. langwierigen Umgestaltungsprozessen. Politische Strategien und Maßnahmen müssen ständig auf ihre Konsistenz zu den erforderlichen Langfristentwicklungen geprüft werden.
- Neben den Maßnahmen im Bereich der energiebedingten Treibhausgasemissionen sind auch erhebliche Emissionsreduktionen bei den nicht-energiebedingten Emissionen unabdingbar. Zentral sind hier verstärkte Emissionsreduktionen bei Industrieprozessen, in der Landwirtschaft und im Bereich der Landnutzung.
- Vor allem die Emissionsreduktionen in der Mittel- und Langfristperspektive erfordern umfassende Innovationen, die zielgerichtet initiiert werden sowie frühzeitig und schnell in den Markt gebracht werden sollten.

Auch wenn Reduktionsanstrengungen für die gesamte Bandbreite der Treibhausgasemissionen alternativlos sind, wird ein Erreichen des 95 %-Ziels bis zum Jahr 2050 mit hoher Wahrscheinlichkeit unmöglich, wenn die folgenden Weichenstellungen nicht gelingen:

- eine deutliche Rückführung und Stabilisierung des Strombedarfs auf einem Niveau von 35 % unter den derzeitigen Werten, auch für den Fall einer massiven Einführung von elektrischen Antrieben im Verkehrssektor;
- eine Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 95 % (beim Einsatz von CCS-Kraftwerken auf mehr als 50 %);

- die Sanierung des Gebäudebestandes bis auf einen Raumwärmebedarf von (praktisch) Null und die frühzeitige Einführung des Nullenergie-Standards für Neubauten;
- erhebliche Verkehrsverlagerungen, die z.B. eine Verdopplung der Güterverkehrskapazitäten auf der Schiene und einen massiven Ausbau des öffentlichen Personenverkehrs erfordern;
- eine Effizienzverbesserung in der PKW-Flotte von durchschnittlich 60 % und eine Verbesserung der Effizienz des Straßengüterverkehrs von über 30 %;
- eine massive Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf elektrische Antriebe und die Deckung des verbleibenden Kraftstoffbedarfs im Personen-, Güter- und Luftverkehr durch nachhaltig erzeugte Biokraftstoffe;
- die Vermeidung von prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie sowie der Zementherstellung durch massive Materialeinsparungen bzw. -substitution und den Einsatz von CCS in der Industrie;
- die Deckung des verbleibenden Prozesswärmebedarfs in der Industrie durch nachhaltig erzeugtes Biomethan;
- massive Emissionsminderungen in der Landwirtschaft und bei der Landnutzung.

Zu den Schlüssel-Innovationen, die eine zentrale Rolle für die Umsetzung des langfristigen Emissionsminderungspfades spielen werden, gehören vor allem:

- Batterietechnologien für elektrische Fahrzeuge;
- effiziente Klimakälteerzeugung;
- Hochleistungswärmedämmung und Hochleistungsfenster, reagible Fensterbeschichtungen;
- Technologien zur Tageslichtnutzung und entsprechende Architekturmodelle;
- Entwicklung aller neuen Schlüsseltechnologien mit einem spezifischen Fokus auf ihren Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz (Bio-, Nano-, IKT- und Mikrosystemtechnologien);
- Ersatz von Produkten der energieintensiven Industrien durch maßgeschneiderte Alternativprodukte mit ähnlichen Eigenschaften;
- konsequente Prozessminiaturisierung ("dezentrale Produktion") und -regelung;
- Ersatz von klassischen thermischen durch innovative biotechnologische Prozesse;
- hocheffiziente Prozesse zur Produktion von Biokraftstoffen aus unterschiedlichsten Abfallmaterialien und Biomasse;

- effektivere CO₂-Abscheidungstechnologien und Lösung von Sicherheitsfragen bei der Lagerung;
- Photovoltaik der 3. Generation (polymerbasiert, farbstoffbasiert etc.), um die Abhängigkeit von strategischen Rohstoffen zu verringern;
- Grundlagenforschung Geothermie: Sicherheit, Exploration und Prognostik des Untergrunds.

Neben einer Vielzahl von technischen Innovationen sind Veränderungen bei den Produktions- und Konsummustern in ihrer gesamten Breite sowie ein massiver Strukturwandel unverzichtbar. Darüber hinaus werden sich die notwendigen Veränderungen nur realisieren lassen, wenn es gelingt, eine konsequent systemare Sicht der notwendigen Umgestaltungen zu entwickeln:

- Die vielfältigen Veränderungen auf der Energienachfrage und –angebotsseite erfordern eine massive Neu- bzw. Umgestaltung der Infrastruktur für Strom, Gas und CO₂ sowie systematische und langfristig angelegte Ansätze zur System- und Marktintegration klimafreundlicher Technologien, vor allem im Bereich fluktuierender Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energiequellen.
- Die massiven Emissionsreduktionen erfordern eine strategische Neubewertung des Umgangs mit knappen Ressourcen für eine Reihe wichtiger Klimaschutzoptionen. Der Einsatz von Biomasse muss sich neben den verfügbaren Mengen im nationalen, europäischen und internationalen Raum und der Forderung nach einem möglichst effizienten Einsatz auch an der Frage ausrichten, wo der Biomasseeinsatz auch langfristig ohne Alternative ist. Die beschränkten CO₂-Speicherreservoirs erfordern Nutzungsprioritäten für CCS und eine entsprechende Bewirtschaftung der Speicherressourcen.
- Die notwendigen Strategien zur Bereitstellung nachhaltig erzeugter Biomasse müssen (mit einem erheblichen Vorlauf) die Erarbeitung und Durchsetzung strenger Nachhaltigkeitsstandards beinhalten.

Die Mehrkosten einer massiven Emissionsreduktion für die im Innovationsszenario verfolgten Strategien erscheinen auf der Investitionsseite mit max. 0,6 % des BIP als überschaubar. Die Belastungen sind jedoch ungleichmäßig verteilt (z. B. hohe, nicht amortisierbare Investitionen im Gebäudebereich). Hier müssen angemessene Instrumente zur Umlegung und Verteilung der Mehrkosten geschaffen werden.

Notwendig sind weitaus ambitioniertere, besser abgestimmte und komplexer angelegte Instrumente und Instrumentenpakete als bislang in der Energie- und Klimaschutzpolitik diskutiert, die Einbettung dieser Instrumente in langfristig ausgerichtete und berechenbare Ziele und politische Strategien sowie ein breiter gesellschaftlicher Konsens über die strategischen Ziele und eine ausgeglichene Lastenverteilung. Dieser Konsens muss insbesondere auch die Ausschöpfung der Potenziale der erneuerbaren Energien und / oder der Speicheroptionen für CO₂, aber auch die Notwendigkeit von veränderten Mobilitäts- und Konsummustern beinhalten.

Jenseits von den technisch-wirtschaftlich erschließbaren Potentialen zur Emissionsminderung und den zu ihrer Umsetzung notwendigen politischen Instrumentierung wird es nicht zuletzt darauf ankommen, eine unterstützende Akzeptanz des erforderlichen Umstrukt-

rierungsprozesses in der Bevölkerung zu finden. Hierzu ist ein breiter gesellschaftlicher Diskussionsprozess unabdingbar. Diesen mit anderen gesellschaftlichen Gruppen zu initiieren und zu begleiten, ist eine langfristige und strategische Aufgabe.

Die Umsetzung der Emissionsreduktionen in ihrer ganzen Bandbreite erfordert neben politischen Rahmensetzungen auch eine Vielzahl neuer Akteure. Eine an ambitionierten Klimaschutzzielen ausgerichtete Energie- und Klimaschutzpolitik wird eine große Akteursvielfalt und eine hohe Wettbewerbsintensität als eigenständiges Ziel verfolgen und die Bildung innovationshemmender Marktstrukturen verhindern müssen.

Die strategischen Ziele sowie die notwendige Entwicklung von Technologien, Infrastrukturen und Geschäftsmodellen erfordern die Einbindung in einen internationalen Kontext, mit dem einseitige Belastungen der im globalen Wettbewerb stehenden Industrie und Leakage-Effekte vermieden werden. Dieser sollte gleichgerichtete (ambitionierte) Verpflichtungen aller Industrie- und heutigen Schwellenländer, Technologietransfer sowie internationale Ausgleichsmechanismen enthalten. Aus Gründen der Zeitersparnis und der Kosteneffizienz ist insbesondere eine international abgestimmte und arbeitsteilige kooperative Technologieentwicklung vorteilhaft.

Die Umgestaltung einer Volkswirtschaft, vor allem die völlige Neuausrichtung der Energiewirtschaft ist eine komplexe, aber keineswegs unlösbare Herausforderung. Es bedarf sorgfältiger Analyse, klarer Strategien, einer neuen Akteursvielfalt und vielfältiger Suchprozesse. Ambitionierte und umfassende Ziele müssen gesetzt und klare Entscheidungen getroffen werden. Politiken und Maßnahmen müssen in neuer Weise innovativ, konsequent und gleichzeitig flexibel ausgestaltet werden.

Ungeachtet der Sinnfälligkeit und der Notwendigkeit einer europäischen und internationalen Einbettung vieler Umsetzungsmaßnahmen für einen Emissionsminderungspfad nach dem Muster „Modell Deutschland“ ändert dies nichts daran, dass Deutschland gefordert ist eine fundierte nationale Strategie mit dem Ziel der langfristigen Emissionsminderung von 95 % zu entwickeln. Eine solche Strategie ist notwendig, um die Konsistenz aller politischen Maßnahmen zu prüfen. Die im Rahmen der vorliegenden Studie skizzierten Strategien und Maßnahmen können eine belastbare Grundlage für eine strikt an Innovation, Klimaschutz und Vorreiterrolle ausgerichtete nationale Politikentwicklung bilden.

Die übergeordnete strategische Vision könnte als „6i“-Strategie beschrieben werden:

- Innovationen in ganzer Breite,
- Infrastrukturen der Zukunft,
- Industrielle Kreativität,
- Integrierte Strategien,
- Intelligente Regulierung und
- Internationale Zusammenarbeit.

Das angesichts der gravierend zunehmenden Klimaerwärmung notwendige Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung in einer hoch entwickelten Industriegesellschaft ist nicht nur eine auf lange Sicht angemessene Vision. Schon orientierende Analysen zur Umset-

zung dieses Ziels im Detail schaffen neue Einsichten und in einigen Bereichen überraschende Klarheiten – auch mit nicht unerheblichen Folgen für politisches und unternehmerisches Handeln in der kürzeren Frist.

Anhang A Literaturverzeichnis

- Agentur für erneuerbare Energien (2008): Strom speichern – Hintergrundinformationen, Berlin, 2008.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanzen und Satellitenbilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 1990 – 2006
- Beringer, T./ Lucht, W. (2008): Simulation nachhaltiger Bioenergiepotentiale, Externe Expertise für das WBGU Hauptgutachten, Berlin 2008.
- BGBI I, S. 2684: Verordnung zur Änderung der Verordnung über Heizkostenabrechnungen
- Bulletin VSE 3/04 (2004): Stand-by-Verbrauch von Haushaltsgeräten
- Bundesministerium der Finanzen (August 2006): Zusammensetzung der Benzin-, Diesel- und Heizölpreise
- Bundesministerium der Finanzen (August 2006): Entwicklung der Benzin-, Diesel- und Rohölpreise, des Dollarkurses und der Mineralölsteuer
- Bundesministerium der Finanzen (Februar 2005): Entwicklung der Mineralöl- und Stromsteuersätze in der Bundesrepublik Deutschland
- Bundesministerium der Finanzen (2004): Fünf Jahre ökologische Steuerreform, Monatsbericht 03.2004
- Bundesministerium der Finanzen (2004): Die neue Energiesteuerrichtlinie, Monatsbericht 03.2004
- Bundesministerium der Justiz / Juris GmbH (2006): Energiesteuergesetz (EnergieStG)
- Bundesministerium der Justiz / Juris GmbH (2006): Verordnung zur Durchführung des Energiesteuergesetzes (Energiesteuer-Durchführungsverordnung – EnergieStV)
- Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung (2004): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV), nichtöffentliche Neufassung der Energieeinsparverordnung (EnEV, 2.12.2004)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten, diverse Jahrgänge
- Bundesministerium für Wirtschaft, (2009): Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, Feb. 2009
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2006): Verkehr in Zahlen 2006/2007. Radke, S., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Deutscher Verkehr –Verlag GmbH, Hamburg. ISBN 3-87154-349-7.

- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2007): Verkehr in Zahlen 2007/2008. Radke, S., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Deutscher Verkehr –Verlag GmbH, Hamburg. ISBN 978-3-87154-349-2.
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2009): Verkehrsbericht 2008, Berlin
- Büringer, H. (2006): CO₂-Emissionen der Wirtschaft - Analyse nach Wirtschaftszweigen. Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg 1/2006, 32-36.
- BWK (2006): Rationelle Energieverwendung 2005. BWK Bd. 58 (2007) Nr. 4.
- BWK (2007): Rationelle Energieverwendung 2006. BWK Bd. 59 (2007) Nr. 4.
- BWK (2008): Rationelle Energieverwendung 2007. BWK Bd. 60 (2008) Nr. 4.
- Capros, L. (2008): Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables, Athens
- Clausnitzer, K.; Diefenbach, N.; Gabriel, J.; Loga, T.; Wosniok, W. (2007): Effekte des KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramms 2005 und 2006; Bremer Energie Institut; Institut Wohnen und Umwelt; Institut für Statistik der Universität Bremen; Bremen
- Dämmgen, U.; Osterburg, B. (2008): Annahmen für die Prognose der Gasemissionen aus der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2010, 2015 und 2020. Bericht an das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMVEL) vom 10.07.2008
- Deutsche Bahn AG (2007). Energiesparende Fahrweise; Lokführer werden für den Energieverbrauch sensibilisiert. Deutsche Bahn AG, Berlin.
http://www.db.de/site/bahn/de/unternehmen/umwelt/klimaschutz/energiesparendes_fahren/energiesparendes_fahren.html
- DIN V 18559: Energetische Bewertung von Gebäuden (Erhart, H.; Fraunhofer-Institut für Bauphysik, Stuttgart und Balada, A.; Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin)
- DIW, Berlin: DIW-Wochenberichte, diverse Jahrgänge
- DLR, Institut für Technische Thermodynamik Stuttgart/ IFEU Heidelberg/ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie: Nitsch, J./ Krewitt, W./ Nast, M./ Viebahn, P./ Gärtner, S./ Pehnt, M./ Reinhardt, G./ Schmidt, R./ Uihlein, A./ Scheurlen, K./ Barthel, C./ Fishedick, M./ Merten, F. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Langfassung, März 2004.
- Ecofys (2009) (Höhne, N. Moltmann, S.): Sharing the effort under a global carbon budget, im Auftrag des WWF International
- EEA (2006): How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? EEA Report No 7/2006, Luxembourg
- EEG TU Wien/ IER Uni Stuttgart/ Technical Research Center of Finland: Kranzl, L./ Haas, R./ Kalt, G./ Eltrop, L./ König, A./ Makkonen, P. (2008): Strategien zur optimalen Er-

schließung der Biomasse in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasen, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Wien 2008.

EWI/Prognos. (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise of Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Basel/Köln

EWI / Prognos AG (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin 2007

Freibauer, A. , Drösler M., Gensior A., Schulze E.-D. (2009): Das Potenzial von Wäldern und Mooren für den Klimaschutz in Deutschland und auf globaler Ebene. Natur und Landschaft, Heft 10-2009, p.20-25.

Fritsche, U.R./ Wiegmann, K. (2008): Treibhausgasbilanzen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergiekonversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen, Externe Expertise für das WBGU Hauptgutachten, Berlin 2008.

Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes, ab 1.8.2006 in Kraft

GWS/ Prognos (2007) Ökonomische Kriterien zur Bewertung alternativer Verhandlungslösungen für eine Weiterentwicklung des Klimaregimes nach 2012, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Berlin 2007

Infonetz Umwelt und Nachhaltigkeit (2007). Fahren mit Biokraftstoffen. Umweltzentrum - Initiative zur Pflege und Entfaltung des Umweltschutzgedankens e.V., Bielefeld.
[http://www.infonetz-owl.de/index.php?id=197&no_cache=1&sword_list\[\]=biokraftstoff](http://www.infonetz-owl.de/index.php?id=197&no_cache=1&sword_list[]=biokraftstoff)

Infonetz Umwelt und Nachhaltigkeit (2007). Fahren mit Gas. Umweltzentrum - Initiative zur Pflege und Entfaltung des Umweltschutzgedankens e.V., Bielefeld.
<http://www.infonetz-owl.de/index.php?id=198>

IEA 2008, World Energy Outlook 2008

ISI (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe), Radgen, P. (2007): Zukunftsmarkt elektrische Energiespeicherung – Fallstudie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, 2007.

IVT/ProgTrans/STASA (2004). Analyse von Änderungen des Mobilitätsverhaltens - insbesondere der PKW-Fahrleistung- als Reaktion auf geänderte Kraftstoffpreise. Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusleistung e.V., Heilbronn, ProgTrans AG, Basel und Steinbeis-Transferzentrum Angewandte Systemanalyse, Stuttgart. Im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Bonn.

Kaya, Y, Yokobori, K. (1997): Environment, Energy, and Economy: strategies for sustainability, Tokyo, New York, Paris

Kollas, C./ Lasch, P./ Rock, J./ Suckow, F. (2009): Bioenergy potential in Germany – assessing spatial pattern of biomass production with aspen short-rotation coppice, eingereicht bei: International Agrophysics.

- Krug, J., Kohl, M., Riedel, T., Bormann, K., Rueter, S., Elsasser, P. (2009): Options for accounting carbon sequestration in German forests. Carbon Balance and Management 2009, 4:5 doi:10.1186/1750-0680-4-5
- Markewitz, P. (2004): Stromverbrauch und Einsparpotenziale in Deutschland. Forschungszentrum Jülich. STE-Preprint 25/2002.
- McKinsey & Company (2009): Pathways to a Low-Carbon Economy. Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve.
- Meinshausen, M.; Meinshausen, N.; Hare, W., Raper, S.C.B.; Frieler, K.; Knutti, R.; Frame, D. J.; Allen, M. R. (2009): Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. Nature 458, 1158-1163, 30 April 2009.
- Müller-Langer, F./ Perimenis, A./ Brauer, S./ Thrän, D./ Kaltschmitt, M. (2008): Technische und ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden, Externe Expertise für das WBGU Hauptgutachten, Berlin 2008.
- MWV (2008): Entwicklung der Mineralölsteuersätze auf Kraftstoffe 1950 – 2007. Mineralölwirtschaftsverband e.V., Hamburg/Berlin.
http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=60
- MWV (2008): Entwicklung des Tankstellenbestandes. Mineralölwirtschaftsverband e.V., Hamburg/Berlin. http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=50
- MWV (2008): Zusammensetzung des Preises für Superbenzin 1972 bis 2007. Mineralölwirtschaftsverband e.V., Hamburg/Berlin.
http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=56
- Nitsch, J.; DLR (2007): Leitstudie 2007. Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Stuttgart, Februar 2007
- Nitsch, J.; DLR (2008): Leitstudie 2008. Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Stuttgart, Oktober 2008
- OcCC(2004), Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050; ein kurzer Überblick. Hohmann, R. und Neu, U., OcCC Organe consultatif pour le Changement Climatique, Bern. Im Auftrag des bundesamts für Energie, Bern
- Öko-Institut/ Fraunhofer UMSICHT/ IE Leipzig/ IFEU Heidelberg/ IZES Saarbrücken/ Institut für Geoökologie TU Braunschweig/ Lehrstuhl für Wirtschaftstheorie des Landbaus TU München: Fritsche, U.R./ Dehoust, G./ Jenseit, W./ Hünecke, K./ Tausch, L./ Schüler, D./ Wiegmann, K./ Heinz, A./ Hiebel, M./ Ising, M./ Kabasci, S./ Unger, C./ Thrän, D./ Fröhlich, N./ Scholwin, F./ Reinhardt, G./ Gärtner, S./ Patyk, A./ Baur, F./ Bemann, U./ Groß, B./ Heib, M./ Ziegler, C./ Flake, M./ Schmehl, M. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Endbericht, Mai 2004.

Öko-Institut, Fz Jülich IEF-STE, DIW Berlin, FhG-ISI (2008): Politiksszenarien für den Klimaschutz IV. Szenarien bis 2030, UBA Climate Change 1/08, Berlin, Jülich und Karlsruhe

Öko-Institut, DIW Berlin, Fz Jülich IEF-STE, FhG-ISI, Dr. Ziesing (2009): Politiksszenarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. UBA Climate Change 16/2009, Berlin/Karlsruhe/Jülich, Oktober 2009

Pöschk, J.; Hrsg.: Energieeffizienz in Gebäuden – Jahrbuch 2006

Prognos AG (2009a) : Quantitative Strukturierung und Abschätzung der deutschen Early Actions im Sinne von Anhang I, Ziffer 3 der Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Prognos AG (2009b): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung, Konzeptstudie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag

Prognos AG (2009c): Innovative Technologien zur energetischen Nutzung von Gas, im Auftrag der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches und der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch

Prognos AG (2009d): Trendstudie Energiemarkt 2020 mit Ausblick auf 2030, Energie in privaten Haushalten, im Auftrag des BDEW

Prognos AG (2008): Prognos Technologiereport 2008

Prognos AG (2007a): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Prognos AG (2007b) Energieperspektiven für die Schweiz bis 2035, Band 2, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern

Prognos AG (2007c), Der Prognos Technologiereport 2006 / 2007

Prognos AG (2006) Trendreport MST 2020

Prognos AG (2004): Energieprognose angesichts globaler Unsicherheit, Proceedings der workshops zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose mit Zeithorizont 2030, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Berlin

Prognos (2002): Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmäßig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2002): Die Klimaschutzerklärung der deutschen Industrie vom März 1996 - eine abschließende Bilanz. Untersu-

chung des Rheinisch-Westfälisches Instituts für Wirtschaftsforschung, Heft 40. ISBN 3-928739-91-1.

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2005): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft. Monitoringberichte 2000 - 2002. RWI: Projektberichte: http://www.rwi-essen.de/pls/portal30/docs/FOLDER/PROJEKTE/CO2-MONITORING/MONITORING_DATEIEN/MONITORINGBERICHT_2000-2002.PDF

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2007): Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft. Monitoringberichte 2003 - 2004. RWI: Projektberichte: http://www.rwi-essen.de/pls/portal30/docs/FOLDER/PROJEKTE/CO2-MONITORING/MONITORING_DATEIEN/MONITORINGBERICHT_2003-2004.PDF

Sauer, D.U. (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, erschienen in: Solarzeitalter 4, 2006, pp. 12-34.

Schlomann et al. (2004): Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Projektnummer 17/02. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.
<http://www.isi.fhg.de/publ/downloads/isi04b15/ghd-hauptbericht.pdf>

SRU (2007): Klimaschutz durch Biomasse, Sondergutachten, Berlin, 2007.

Staiß, F.: Jahrbuch der Erneuerbaren Energien, diverse Jahrgänge

Statistisches Bundesamt (2006): Bevölkerung Deutschlands bis 2050. 11. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt, Wiesbaden: Diverse Fachserien. Amtliche Daten zu Wohnungsbestand, Wohnungszugängen und –abgängen

Statistisches Bundesamt, Wiesbaden: Amtliche Daten zur Ausstattung privater Haushalte mit Informations- und Kommunikationstechnologien und zur Versorgung mit elektrischen Haushaltsgeräten, Ergebnisse der Wirtschaftsrechnungen privater Haushalte. Diverse Jahrgänge

Steffen et al., Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung, W. de Gruyter Verlag, Berlin 2005

TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag), Oertel, D. (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Arbeitsbericht Nr. 123, Berlin, 2008.

Trägerkreis Erdgasfahrzeuge (2007). Lassen Sie sich fördern! Trägerkreis Erdgasfahrzeuge, Berlin. <http://www.erdgasfahrzeuge.de/cgi-bin/WebObjects/Erdgas2004.woa/1/wa/DirectoryWithId/1000139.html?wosid=idha-QesE9tt5OkucSPDF9w>

UBA (2009): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2007, Dessau

UNFCCC (2007): Report of the review of the initial report of Germany.
FCCC/IRR/2007/DEU, Bonn, 12 December 2007

UNFCCC (2008): Kyoto Protocol Reference Manual. On Accounting of Emissions and
Assigned Amounts, Bonn

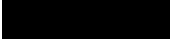
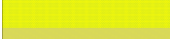
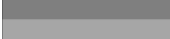
VDA (2007): Tatsachen und Zahlen, 71. Folge 2007. Verband der Automobilindustrie,
Frankfurt/Main. ISSN 1619-2877

VIK: Statistik der Energiewirtschaft, diverse Jahrgänge

WBGU (2009): Welt im Wandel. Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung,
Berlin

Woitowitz, A. (2007): Auswirkungen einer Einschränkung des Verzehrs von Lebensmitteln
tierischer Herkunft auf ausgewählte Nachhaltigkeitsindikatoren – dargestellt am Bei-
spiel konventioneller und ökologischer Wirtschaftsweise, Dissertation am Lehrstuhl für
Wirtschaftslehre des Landbaues der Technischen Universität München

Anhang B Farbcodes

Energieträger	
	Kernkraft
	Kohle
	Steinkohle
	Braunkohle
	Mineralölprodukte
	Heizöl
	Heizöl schwer
	Heizöl leicht
	Kraftstoffe
	Benzin
	Benzinersatz aus Biomasse
	Diesel
	Diesel (Primärenergiebilanz)
	Dieselerersatz aus Biomasse
	Biokraftstoffe
	Flugtreibstoffe
	Gase
	Erdgas
	Flüssiggas, Raffineriegas
	Wasserstoff
	Sonstige Gase
	Biogas
	Strom
	Speicher
	Fernwärme
	Abfall
	Erneuerbare Energien
	Biomasse
	Holz
	Umwelt- und Abwärme
	Wärmepumpen
	Geothermie
	Solarenergie
	Windenergie
	Windenergie Onshore
	Windenergie Offshore
	Wasserkraft
	Importsaldo
	Stromimport EE



Branchen Dienstleistungssektor

	Landwirtschaft, Gärtnerei
	Landwirtschaft
	Industrielle Kleinbetriebe/Handwerk
	Baugewerbe
	Handel
	Handel, Gastgewerbe, Verkehr
	Kreditinst./ Versicherungen
	Finanzierung, Vermietung
	Verkehr, Nachrichtenübermittlung
	Sonstige priv. Dienstleistungen
	Gesundheitswesen
	Unterrichtswesen
	Öff. Verwaltung, Sozialversicherung
	Verteidigung
	energieintensive Branchen
	übrige Branchen

Branchen Industrie

	Produzierendes Gewerbe
	Gew. von Steinen, sonst. Bergbau
	Ernährung und Tabak
	Papiergewerbe
	Grundstoffchemie
	sonstige chemische Industrie
	Gummi- und Kunststoffwaren
	Glas, Keramik
	Verarbeitung v. Steinen und Erden
	Metallerzeugung
	NE-Metalle, Gießereien
	Metallbearbeitung
	Maschinenbau
	Fahrzeugbau
	Sonstige Wirtschaftszweige

	Verkehrsträger
	Straßenverkehr
	Schienenverkehr
	Luftfahrt
	Binnenschifffahrt
	Motorisierter Individualverkehr
	Zweiräder
	Straße Öffentlicher Personenverkehr
	Antriebsarten
	Benzinantrieb
	Benzin, Hybrid
	Dieselantrieb
	Erdgasantrieb
	Flüssiggasantrieb
	Elektroantrieb
	Plug-in Hybridantrieb
	Brennstoffzellenantrieb
	Rahmendaten
	Ein- und Zweifamilienhäuser (1+2)
	Drei- und Mehrfamilienhäuser (3+)
	Nichtwohngebäude (NWG)
	1-Personenhaushalte
	2-Personenhaushalte
	3-Personenhaushalte
	4-Personenhaushalte
	5- und mehr-Personenhaushalte
	HGT
	CDD
	CDD-Tage
	Kühlgrade

Anhang C Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole

%	Prozent
#	Anzahl
\$	US-Dollar
€	Euro
a	annum (lat. Jahr)
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BtL	Biomass to liquid
BWS	Bruttowertschöpfung
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CDD	Cooling degree days (Kühlgradtage)
CDM	Clean Development Mechanism
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ -Äqu.	Kohlendioxid-Äquivalent
Ct.	Cent
d.h.	das heißt
EBF	Energiebezugsflächen
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEWärmeG	Erneuerbare Energien-Wärmegegesetz
EL	extra leicht
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	European Union
EUR	Euro
EVU	Energieversorgungsunternehmen
evtl.	eventuell
EW	Einwohner
F-Gase	flourierte Treibhausgase (FKW, HFKW, SF ₆)
FKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
fob	free on board
Fz	Fahrzeug
Fzkm	Fahrzeugkilometer
g	Gramm
Gast.	Gasturbine

gem.	gemäß
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Dienstleistungssektor)
GuD	Gas- und Dampf-Prozess
GWP	Global Warming Potential (spezifisches Treibhausgaspotential)
GV	Güterverkehr
h	Stunde
HEL	Heizöl extra leicht
HFKW	Teilhalogenierte Fluor-Kohlenwasserstoffe
HGT	Heizgradtage
HH	Haushalte
i.A.	im Allgemeinen
i.d.R.	in der Regel
IEA	International Energy Agency
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung
inkl.	inklusive
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IT	Informationstechnologie
IuK	Informations- und Kommunikation
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
i.W.	im Wesentlichen
J	Joule (Physikalische Einheit für Arbeit)
JI	Joint Implementation
Kap.	Kapitel
km	Kilometer
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LED	Light Emitting Diode (Leuchtdiode)
LKW	Lastkraftwagen
LULUCF	Land use, land use change, forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen, Forstwirtschaft)
m ³	Kubikmeter
max.	maximal
MBA	Mechanisch-Biologische Abfallbehandlungsanlage
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
Mrd.	Milliarde
MSR	Meß-, Steuerungs- und Regelungstechnik
N	Stickstoff
N ₂ O	Lachgas
NO _x	Stickoxide

O ₂	Sauerstoff
OLED	Organic Light Emitting Diode (Leuchtdiode auf Basis organischer Materialien, z.B. Farbstoffe)
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
o.ä.	oder ähnliches
p.a.	per annum (jährlich)
PEV	Primärenergieverbrauch
PHH	Private Haushalte, Haushaltssektor
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilomtere
PU	Polyurethan
PV _{vk}	Personenverkehr
PV	Photovoltaik/Fotovoltaik
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleneinheit
Sz	Szenario
t	Tonne
TA	Technische Anleitung
THG	Treibhausgase
tkm	Tonnenkilomter
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (UN Klimarahmenkonvention)
usw.	und so weiter
UV-Licht	Ultraviolett-Licht
v.a.	vor allem
Var.	Variante
vgl.	vergleiche
V	Volt
W	Watt (physikalische Einheit für Leistung)
Wh	Wattstunde
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe
XPS	Extrudierter Polystyrol-Hartschaum
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil

Vorsatzzeichen:

Bezeichnung:	Faktor:	Bezeichnung:	Faktor:
Nano (n)	10^{-9}	Mega (M)	10^6
Micro (μ)	10^{-6}	Giga (G)	10^9
Milli (m)	10^{-3}	Tera (T)	10^{12}
Kilo (k)	10^3	Peta (P)	10^{15}

Energieeinheiten (Umrechnungsfaktoren):

Von: \ Zu:	J	TJ	kWh
J	1	1×10^{-12}	0.2778×10^{-6}
TJ	1×10^{12}	1	0.2778×10^6
kWh	3.6×10^6	3.6×10^{-6}	1
GWh	3.6×10^{12}	3.6	1×10^6

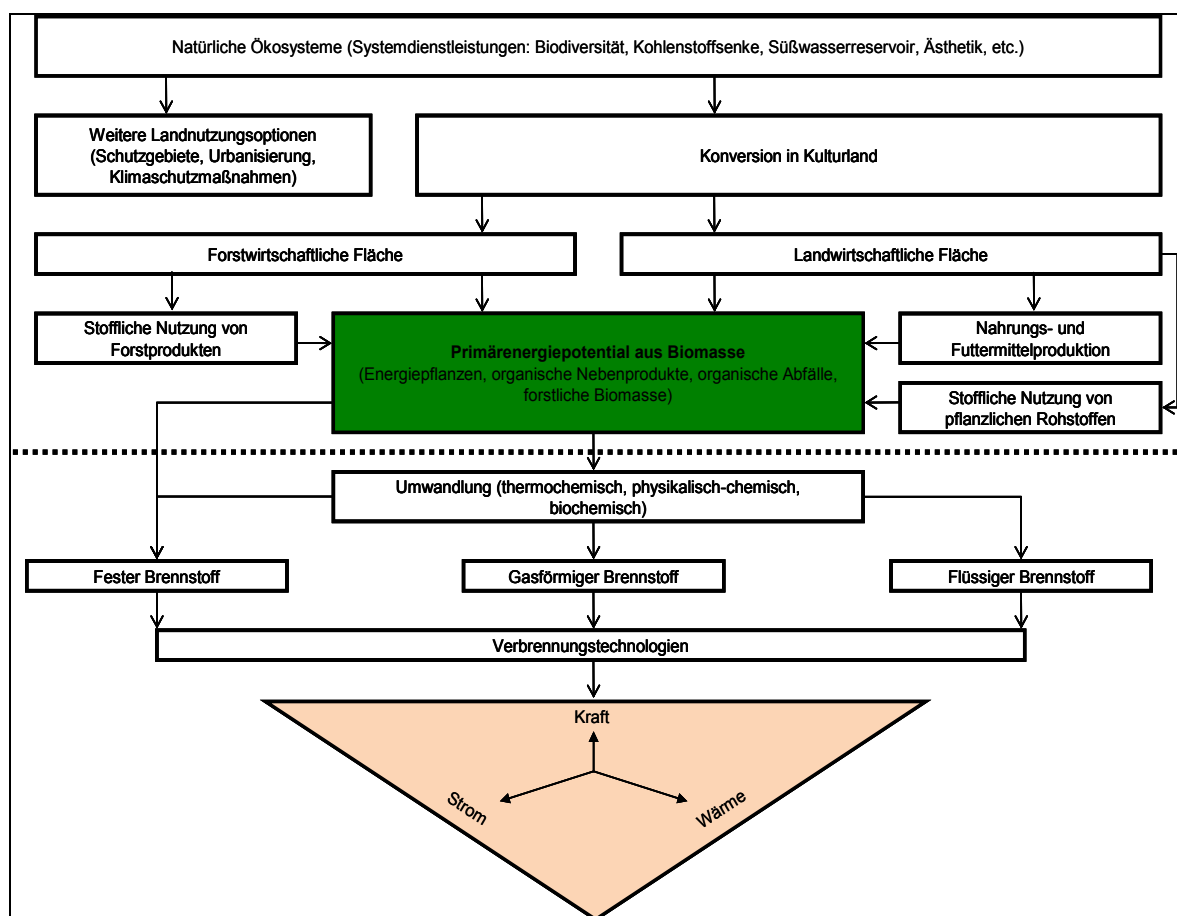
Anhang D Exkurs: Biomasse

D.1 Nachhaltige Biomassepotenziale

D.1.1 Einleitung

Der Anbau von Biomasse als Bioenergieträger wurde in jüngerer Zeit kontrovers diskutiert. Befürworter führen Klima- und Umweltschutz, Energie- und Versorgungssicherheit sowie ländliche Entwicklung als unterstützende Argumente auf. Als erneuerbarer Energieträger wird Biomasse als klimaneutral bewertet. Sie ist ein speicherfähiger Energieträger, der durch verschiedene Prozesse in unterschiedliche Anwendungsformen umgewandelt werden kann. Dadurch sind die Möglichkeiten zur Bioenergienutzung vielfältig, sowohl aufbringungs- als auch verwendungsseitig. Jede Umwandlungsstufe ist mit unterschiedlichen Emissionen, (externen) Kosten oder auch Wirkungsgraden verbunden. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über das Bioenergiesystem und dient zugleich als Orientierung für den weiteren Verlauf dieses Exkurses. Die folgenden Ausführungen beziehen sich im Wesentlichen auf Erkenntnisse des WBGU Gutachtens „Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“ (WBGU, 2009), soweit nicht anders kenntlich gemacht.

Abbildung D- 1: Überblick über das Bioenergiesystem



Quelle: Prognos 2009, auf Basis von WBGU 2009; Kranzl et. al. 2008

Oberhalb der gepunkteten Linie ist die Aufkommensseite systematisiert. Hier ist die Frage zentral, welches Primärenergiepotential sich nachhaltig unter Beachtung von Nutzungskonkurrenzen bereitstellen lässt. Entscheidend dafür ist, welches Flächenpotential zur nachhaltigen Bioenergienutzung zur Verfügung steht. Dieses wird unter Beachtung von Nutzungskonkurrenzen zu anderen Nutzungsmöglichkeiten der begrenzt zur Verfügung stehenden Landfläche ermittelt, die bei jeder Landnutzungsänderung zwangsweise auftreten.

Unterhalb der gepunkteten Linie sind die möglichen Verarbeitungsformen für die energetische Nutzung und Nutzungspfade schematisch dargestellt.

Bei begrenzten Aufkommenspotenzialen beeinflussen zwei unterschiedliche Gesichtspunkte die Frage nach der optimalen Nutzung der Biomasse:

1. „Effizienz“: Wie kann das zuvor ermittelte Primärenergiepotential eingesetzt werden, um eine maximale Treibhausgasreduktion zu erreichen, das heißt, welcher technischer Nutzungspfad soll gewählt werden? Ein Nutzungspfad umfasst jeweils mehrere Teilprozesse, beginnend mit dem Anbau von Energiepflanzen, bzw. der Verfügbarmachung biogener Reststoffe bis hin zur Bereitstellung der Endenergie. Innerhalb jedes Teilprozesses kann zwischen mehreren Optionen ausgewählt werden, was zu einer Vielzahl von unterschiedlichen Nutzungspfaden mit jeweils spezifischen Wirkungsgraden, Kosten, Treibhausgasemissionen und Wechselwirkungen mit dem Ökosystem führt.
2. „Effektivität“: Gibt es innerhalb einer Systemfragestellung Einsatzbereiche, in denen es keine Alternative zur Nutzung von Biomasse gibt, um ein Emissionsreduktionsziel bei der Bereitstellung einer Leistung (wie z. B. Industrieproduktion oder Verkehrsleistungen) zu erreichen?

D.1.2 Primärenergiepotential aus Bioenergie

D.1.2.1 Nutzungskonkurrenzen um Landfläche

Das zur Produktion von Biomasse zur Verfügung stehende Potential ist begrenzt, aber nicht in absoluten Werten fixiert: Die zum Anbau benötigten eisfreien Flächen sind naturgegeben und der Wirkungsgrad der Photosynthese unterliegt einer natürlichen Obergrenze. Daher ist das in der Biosphäre erneuerte Biomassepotential endlich. Allerdings stellt der Bioenergieanbau nur eine von vielen möglichen Nutzungsformen dar und ist daher im Kontext konkurrierender Erfordernisse zu bewerten.

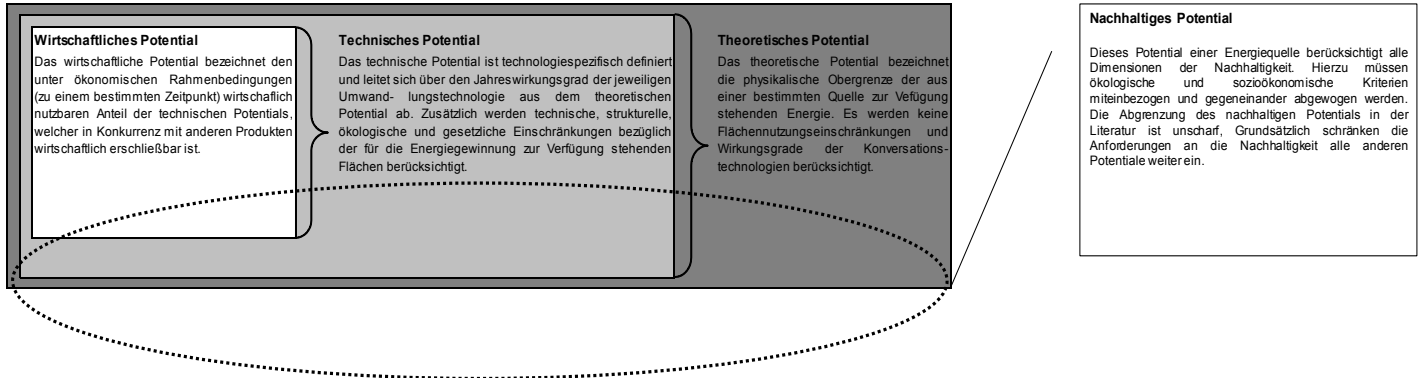
Die natürliche Landbedeckung besteht aus Wäldern und Grasland, die wichtige Ökosystemleistungen bereitstellen. Besonders hervorzuheben ist die Biodiversität, welche eine Vielzahl von „Systemdienstleistungen“ bereitstellt (z.B. Küstenschutz, Wasserhaushalt, Bestäubung, genetische Baupläne). In ihrer Funktion als Kohlenstoffsенke entziehen Wälder und Grasland der Atmosphäre CO₂ und speichern es in den organischen Bestandteilen und im Boden. Die Inanspruchnahme dieser Leistungen durch den Menschen stellt eine Möglichkeit der anthropogenen Landnutzung dar. Wenn der Mensch die natürliche Umwelt zum Zweck einer anderen Landnutzung umwandelt, spricht man von Landnutzungsänderungen. Der flächenmäßig bedeutsamste Eingriff auf dieser ersten Stufe, der

durch den Menschen stattfindet, ist die Umwandlung in Kulturland zum Anbau forst- bzw. agrarwirtschaftlicher Produkte. Diese Umwandlungsstufe steht in direkter Konkurrenz zu weiteren Landnutzungsoptionen. Zu nennen wären hier die Ausweisung von Schutzgebieten zum Erhalt der natürlichen Umwelt oder die Verwendung der Fläche für alternative Klimaschutzmaßnahmen (beispielsweise könnte die Fläche auch zur Aufstellung von Solar- oder Windkraftanlagen genutzt werden, welche unter Umständen Endenergie effizienter bereitstellen können als durch Biomasseumwandlung). Die weitere Nutzungsoption als städtischer Lebensraum fällt trotz der stark angestiegenen Weltbevölkerung mit einer Bedeckung von 5% der Landfläche nicht so sehr ins Gewicht. Zusammengenommen sind durch menschliche Eingriffe bereits über drei Viertel der eisfreien Fläche verändert worden.

Bei forstwirtschaftlicher Nutzung des Kulturlandes besteht eine Nutzungskonkurrenz zwischen dem Anbau von Bioenergie und der stofflichen Nutzung von Biomasse. Zurzeit liegt der Anteil der direkten Holzverwertung als Brennholz bei ca. 40%. Dies ist fast ausschließlich auf den hohen Anteil der traditionellen Biomassenutzung in Entwicklungsländern zurückzuführen. Für die direkte bioenergetische Nutzung der forstwirtschaftlichen Fläche kommt hauptsächlich die Nutzung von Schlagabraum, unbewirtschafteter Aufwüchse und für industrielle Zwecke ungeeigneter Einzelbäume in Betracht. In den Industrieländern liegt die wichtigste Anwendung forstlicher Biomasse in der stofflichen Nutzung (Zellstoffprodukte, Möbel, Baustoff), allerdings kann auch diese Nutzungsform über diverse Zuflüsse (Sägenebenprodukte, Schwarzlauge, Kaskadennutzung) zum bioenergetischen Primärenergiepotential beitragen (Kranzl et. al., 2008). Zudem ist zu beachten, dass die stoffliche Nutzung auch eine Klimaschutzoption darstellen kann, da neben der Kohlenstoffspeicherung beispielsweise die Verwendung emissionsintensiver Materialien vermieden werden kann (z. B. Betonherstellung).

Ein Großteil der Landnutzungsänderung von „Naturland“ zu Kulturland wird durch landwirtschaftliche Aktivitäten hervorgerufen. Global werden derzeit ca. 50 Mio. km² landwirtschaftlich genutzt, davon 69% als Weide- und 31% als Ackerland. Dabei besteht zwischen dem Anbau von Energiepflanzen und den Alternativen Nahrungs- und Futtermittelproduktion und stoffliche Nutzung von pflanzlichen Rohstoffen (Kunststoffe, Kosmetika, Textilien, etc.) eine unmittelbare Konkurrenz, da nicht nur Flächen der Nutzung entzogen werden, sondern vielfach auch die gleichen pflanzlichen Rohstoffe genutzt werden. Zu dieser direkten Konkurrenz kommen noch eine Reihe indirekter Effekte. Da großteils die gleichen Agrarrohstoffe und Kapitalausstattung genutzt werden, würde unter sonst gleichen Bedingungen der Anbau von Bioenergiepflanzen über indirekte Effekte zu einem Preisanstieg bei Nahrungsmitteln führen. Verschärfend kommt hinzu, dass der steigende Wohlstand in Teilen der Welt zu einem Wandel der Ernährungsgewohnheiten von pflanzlichem Nahrungsmittel hin zu fett- und proteinreicher Ernährung führt. Diese Ernährungsweise benötigt allerdings erheblich mehr Fläche, um die gleiche Energiemenge (im Vergleich zu Kohlehydraten) bereitzustellen, was wiederum zu einer effektiven Verknappung der zur Nahrungsproduktion zur Verfügung stehenden Fläche führt und sich somit auch preistreibend auswirkt. Auch hier ist zu beachten, dass die Nahrungsproduktion sowie die stoffliche Nutzung über Koppel-, bzw. Abfallprodukte (z.B. Gülle, Ernterückstände, organische Abfälle) zum Primärenergiepotential beitragen.

Abbildung D- 2: Bioenergie-Potenziale



Quelle: Prognos 2009, auf Basis von WBGU 2009

Welche Flächen allerdings für den direkten Anbau von Bioenergie zur Verfügung stehen, hängt von den Kriterien ab, die für die Potenzialermittlung angewendet werden. In den meisten Studien wird das technische Potential ausgewiesen. Der WBGU ermittelt in seiner Studie das technisch-nachhaltige Potential. Die Anforderungen an Nachhaltigkeit erschließen sich aus den oben genannten Nutzungskonkurrenzen. Aufgrund der begrenzten zur Verfügung stehenden Flächen ist es notwendig, Prioritäten zugunsten bestimmter Nutzungsformen festzulegen. Im Sinne der Nachhaltigkeit liegen die Prioritäten dort, wo die jeweilige Landnutzung nicht substituierbare bzw. unverzichtbare Leistungen (z. B. Biodiversität, ausreichende Nahrungsproduktion) erbringt. Bei einer solchen Vorgehensweise wird das zur Verfügung stehende Primärenergiepotential für Bioenergie auf jeder Umwandlungsstufe sukzessive weiter eingeschränkt.

Zur Implementierung dieser Nachhaltigkeitsanforderungen hat der WBGU ein „Leitplankenkonzept“ entwickelt. Die Leitplanken sind definiert durch Schadensgrenzen, deren Überschreitung nicht tolerierbare ökologische oder sozioökonomische Folgen hätte. Tabelle 4.3-28 gibt einen Überblick über die vom WBGU entwickelten Leitplanken. Die Einhaltung der Leitplanken ist jedoch nur ein notwendiges, aber nicht hinreichendes Kriterium für Nachhaltigkeit, da einige Anforderungen schwer quantifizieren sind oder nicht global umsetzbar sind. Diese Aspekte müssen fallweise in eigenen Nachhaltigkeitsanforderungen behandelt werden. Hierzu gehören z.B. neben Fragen der Nahrungsmittelkonkurrenzen auch der mögliche Vorrang der Biomassenutzung in Schwellenländern in der eigenen Energieversorgung oder die vorrangige Nutzung von Rest- und Abfallstoffen.

Tabelle D - 1: Ökologische und sozioökonomische Leitplanken

Leitplanke	Erläuterungen
Ökologische Nachhaltigkeit	
Klimaschutz	(1) Mittlere Erderwärmung > 2°C gegenüber vorindustriellen Wert; Temperaturveränderungsrate > 0,2°C/Jahrzehnt >> erfordert eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration unterhalb 450ppm CO ₂ eq. (2) PH-Wert der Meeresoberfläche nicht unterhalb 0,2 Einheiten gegenüber vorindustrieller Zeit.
Biosphärenschatz	Ausweisung von Schutzgebietsystemen: (1) 10-20% der weltweiten terrestrischen sowie Flussökosysteme (inkl. Einzugsgebiete); (2) 20-30% der Fläche globaler mariner Ökosysteme. Prioritäten: Bedrohte Arten, besondere Einzigartigkeit, Unberührtheit durch den Menschen, Genzentren, Artenreichtum.
Bodenschutz	Erhaltung des natürlichen Ertragspotentials über einen Zeitraum vom 300-500 Jahren. Bodendegradation wird bedingt durch (1) Erosion (Toleranzgrenze: 1-10 t/ha/Jahr) und (2) Versalzung (für gängige Nutzpflanzen verträgliche Kombination darf innerhalb 300-500 Jahren nicht überschritten werden).
Sozioökonomische Nachhaltigkeit	
Nahrungszugang	Bioenergieproduktion entzieht dem Nahrungsmittelanbau Flächen, Betriebsmittel und Ressourcen; Sicherstellung der Welternährung hat oberste Priorität. FAO Def.: Zu jeder Zeit Zugang zu ausreichender und ausgewogener Nahrung für alle Menschen. (1) Notwendige Bedingung: Globale landwirtschaftliche Nutzfläche muss ausreichen, um mind. 2700 kcal (11,3 MJ) pro Person/Tag bereitzustellen
Energiedienstleistungen	(1) Zugang zu "sauberer" Energie; Min.: 700-1000 kWh pro Kopf/Jahr.
Vermeidung Gesundheitsschäden durch Energienutzung	Lebensstandard & Gesundheit als Menschenrechte > Spannungsverhältnis: (1) Anteil der regionalen Disability Adjusted Life Years (DALY) hervorgerufen durch städtische- bzw. Innenraumluftverschmutzung auf unter 0,5% senken.

Quelle: Prognos 2009, auf Basis von WBGU 2009

D.1.2.2 Modellierung des nachhaltigen Bioenergiepotentials

Zur Simulation des nachhaltigen globalen Bioenergiepotentials wird das am Potsdam Institut für Klimafolgenforschung entwickelte, dynamische, globale Vegetationsmodell LPJmL (Lund-Potsdam-Jena managed Land) verwendet (Beringer/ Lucht, 2008). Auf der Basis von prozessorientierten Darstellungen der wichtigsten biogeochemischen, biophysikalischen und biogeographischen Mechanismen ist LPJmL in der Lage die großräumige Verteilung der unterschiedlichsten Vegetationstypen zu simulieren. Daraus lassen sich Parameter wie die pflanzliche Produktivität sowie der Austausch von Kohlenstoff und Wasser zwischen Pflanzen, Böden und Atmosphäre ableiten. Das Modell ist in der Lage sowohl natürliche, als auch menschlich überprägte und genutzte Ökosysteme abzubilden. Die natürliche Pflanzenvielfalt wird über neun pflanzenfunktionale Typen, die landwirt-

schaftlichen Nutzpflanzen über 13 „crop functional types“ im Modell implementiert. Für die Darstellung des Energiepflanzenanbaus wurde LPJmL um einen hochproduktiven Grastyp (C4 Photosynthesemechanismus) und zwei schnell wachsende Baumtypen (jeweils ein tropisch/außertropisch) erweitert. Angetrieben wird das Modell von 15 Klimaszenarien und 3 Emissionsszenarien, die alle für den vierten IPCC Bericht berechnet wurden. Neben den zu erwartenden Erträgen ist die Verfügbarkeit von Land für den gezielten Anbau von Bioenergie entscheidend.

Bei Berücksichtigung der Tatsache, dass sich aus Abfällen und Reststoffen etwa 50 EJ pro Jahr gewinnen lassen, ergibt sich aus den Modellrechnungen, dass das globale technisch-nachhaltige Potenzial in der Größenordnung zwischen 80 und 170 EJ pro anzusiedeln ist. Der Anteil am Gesamtpotenzial aus Energiepflanzen, der in Europa gewinnbar ist, liegt je nach Szenario zwischen 3,4 und 14 EJ pro Jahr.

Für Deutschland lassen sich mit dem Modell keine Potenziale ausweisen, da es für die globale Anwendung konzipiert ist. Um eine Einschätzung vornehmen zu können, wird hier Ausführungen, des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) in seinem Sondergutachten „Klimaschutz durch Biomasse“ (SRU, 2007) zurückgegriffen. Der SRU analysiert insgesamt vier Studien, die unterschiedliche Szenarien bezüglich der Vorgaben des Biomasseausbaus betrachten. Im folgenden werden nur die umweltbezogenen Szenarien betrachtet, welche Umwelt- und Naturschutzvorgaben im besonderen Maße berücksichtigen, da diese der Ermittlung des nachhaltigen, technischen Potenzials am nächsten kommen. Darüber hinaus wird vor allem Bezug auf die Ergebnisse der Studien des Öko-Instituts (Fritsche et. al., 2004) und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (Nitsch et. al., 2004) genommen, da die anderen Studien nach Ansicht des SRU entweder die derzeitigen naturschutzrechtlichen Regelungen nicht ausreichend berücksichtigen oder Annahmen auf Staatenebene nicht individuell genug betrachtet werden (SRU, 2007, p.37). In Tabelle D - 2 sind die Potenziale aus Reststoffen, sowie die Flächen, die für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehen, dargestellt.⁵ Die Reststoffpotenziale für das Jahr 2000 sind in etwa gleich, in der DLR-Studie steigen sie danach sprunghaft auf ein höheres Level an. Grund hierfür ist, dass die Nutzung von Land-schaftspflegematerial in der DLR-Studie erst ab 2010 dem Potenzial zugerechnet wird.

Tabelle D - 2: Potenziale aus Reststoffen und an Flächen in Deutschland

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

Prognos 2009, Datenquellen: Öko-Institut et. al. 2004; Nitsch et. al. 2004

Um aus dem Flächenpotenzial ein Primärenergiepotenzial abzuleiten, müssen Annahmen zu den genutzten Pflanzenarten und den erzielbaren Erträgen pro Fläche gemacht werden. Eine mögliche Größenordnung beschreibt eine Studie von Kollas et al., welche das

⁵ Für die genaue Herleitung der einzelnen Potenziale wird auf die entsprechenden Studien verwiesen.

Primärenergiepotential aus dem Anbau von Kurzumtriebsplantagen in Deutschland abschätzt. Durch das Modell 4C wird das Pflanzenwachstum für den Zeitraum von 2041-2060 unter 21 Klimaszenarien simuliert. Dies führt je nach Szenario zu 5,77 bis 7,25 Tonnen Trockenmasse pro Hektar. Das erzielbare Primärenergiepotential wird für verschiedene zur Verfügung stehende Landflächen berechnet. Wenn 4 Mio. ha genutzt werden, was in etwa dem in der DLR-Studie ermittelten Potenzial für 2050 entspricht, ließen sich im Zeitraum 2041 bis 2060 durchschnittlich 415 bis 522 PJ/a erzielen. Rechnet man zu diesem Wert das Potenzial aus Reststoffen hinzu, ergibt sich, dass die Obergrenze für das nachhaltige, technische Potential aus Bioenergie, welches in Deutschland 2050 gewonnen werden kann, ungefähr bei 1200 PJ/a liegt.

D.2 Endenergie aus Bioenergie

D.2.1 Umwandlungsverfahren

Die durch Biomasse bereit gestellte Primärenergie wird in den meisten Fällen durch einen Konversionsprozess in Brennstoff umgewandelt. Dieser wird eingesetzt, um im Verbrennungsprozess Wärme zu erzeugen, welche in die gewünschte Form von Endenergie gewandelt werden kann. Auf jeder Prozessstufe steht eine Vielzahl von Verfahren zur Verfügung, welche sich durch unterschiedliche Kosten, Wirkungsgrade und Treibhausgasemissionen auszeichnen. Bei der Umwandlung der Biomasse in Brennstoffe kann zwischen thermochemischen, physikalisch-chemischen und biochemischen Verfahren unterschieden werden. Zu den thermochemischen Verfahren zählen die Verkohlung, das ist die Umwandlung in Holzkohle zur Erhöhung des Energiegehalts, die Vergasung, welche unter hohen Prozesstemperaturen biogenes Gas erzeugt und die Pyrolyse (Verflüssigung), welche durch die thermische Zersetzung fester Biomasse Pyrolyseöl mit hoher Energiedichte erstellt. Physikalisch-chemische Verfahren sind eine Reihe von Verfahren, die durch Pressung oder Extraktion mit Hilfe eines Lösungsmittels energetische Öle gewinnen. Diese Verfahren sind bereits aus der Speiseölproduktion etabliert. Durch Veresterung ist es zusätzlich möglich, die Öle unter Verlusten von 5-10% in Biodiesel umzuwandeln. Biochemische Umwandlungen erfolgen unter Zuhilfenahme von Mikroorganismen. Bei Vergärung führt der anaerobe Abbau organischer Stoffe zu Biogas, beim aeroben Abbau wird durch Oxidation Wärme freigesetzt und bei der Alkoholgärung wird Ethanol aus organischen Stoffen mit Hilfe von Bakterien/Hefen gewonnen. Keine Umwandlung ist notwendig bei Mitfeuerung von Biomasse in Kraftwerken, da für diese Anwendungen Biomasse bereits als Brennstoff vorliegt.

Zur Erzeugung von Endenergie steht ebenfalls eine Reihe von Verfahren zur Verfügung, die entweder zentral oder dezentral eingesetzt werden können. Bei diesen wird durch die Oxidation eines Brennstoffs Energie freigesetzt. In der Regel handelt es sich hierbei um Kohlenstoff, welcher auch der Grundbestandteil aller Biomasseprodukte ist, zusätzlich kann aber auch Wasserstoff, welcher zum Beispiel aus Biogas gewonnen werden kann, in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Grundsätzlich gilt, dass sich bei steigender Anlagengröße (Umwandlung, Verbrennung) unter sonst gleichen Bedingungen höhere Wirkungsgrade erzielen lassen, was sich dementsprechend auf die Kosten und Treibhausgasvermeidungsleistung auswirkt.

D.2.2 Bewertung von Bioenergienutzungspfaden

Aus den oben vorgestellten Prozessen lassen sich eine Vielzahl von Nutzungspfaden zur Bereitstellung von Endenergie (Strom, Wärme, Kraft) ableiten, die um das begrenzte bio-energetische Primärenergiepotenzial konkurrieren. Da die einzelnen Prozessstufen voneinander abhängig sind, ist für eine sinnvolle Bewertung jeweils die gesamte Prozesskette zu beurteilen. Zur Beurteilung lassen sich ökologische, ökonomische, technische und geographische Kriterien heranziehen. Welche davon ausschlaggebend für die Auswahl von Nutzungspfaden sein sollen, hängt von der Fragestellung der Untersuchung ab.

Zur Bewertung potentieller Nutzungspfade hat der WBGU Experten beim deutschen Biomasseforschungszentrum (Müller-Langer et. al., 2008) und beim Öko-Institut (Fritsche und Wiegmann, 2008) in Auftrag gegeben. Insgesamt wurden 66 Nutzungspfade benannt, für die entweder derzeit bereits ein Markt existiert oder die der WBGU aus ökologischer bzw. technischer Sicht als besonders betrachtenswert erachtet. Gemessen an vergleichsweise strikten Nachhaltigkeitskriterien als Prämisse wurden weitere Pfade von der Analyse ausgeschlossen, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen vorlag:

1. Das Herkunftsland der Biomasse ist nicht Deutschland bzw. ein anderes EU Land. Dies ist derzeit notwendige, aber nicht hinreichende Voraussetzung, um die Einhaltung der strengen Standards zur Nachhaltigkeit sicherstellen zu können.
2. Die Treibhausgasbilanz eines Pfades ist negativ, das heißt es werden insgesamt mehr Treibhausgase freigesetzt als eingespart (dies ist besonders aufgrund der Berücksichtigung indirekter Landnutzungsänderungen bei einigen Pfaden der Fall).
3. Die Treibhausgasvermeidungskosten des Pfades liegen oberhalb von 420 €/t CO₂-Äqu.

Dies sind die gegenwärtigen CO₂ Vermeidungskosten von Photovoltaik in Deutschland, die hier als „Backstop“ Technologie gewählt wurde, da sie gegenwärtig als sehr teure Option angesehen wird, wenngleich für die Zukunft die Option gesehen wird, dass durch „technologisches Lernen“ die Kosten signifikant gesenkt werden. Dies kann in ähnlicher Weise von derzeit noch teuren, innovativen Bioenergietechnologiepfaden erwartet werden. Diese Regel kann zwar zum Ausschluss von klimateffizienten Pfaden führen, ist aber so zu verstehen, dass Bioenergie auch nur eine von mehreren Klimamaßnahmen darstellt, die um begrenzte Mittel konkurrieren.

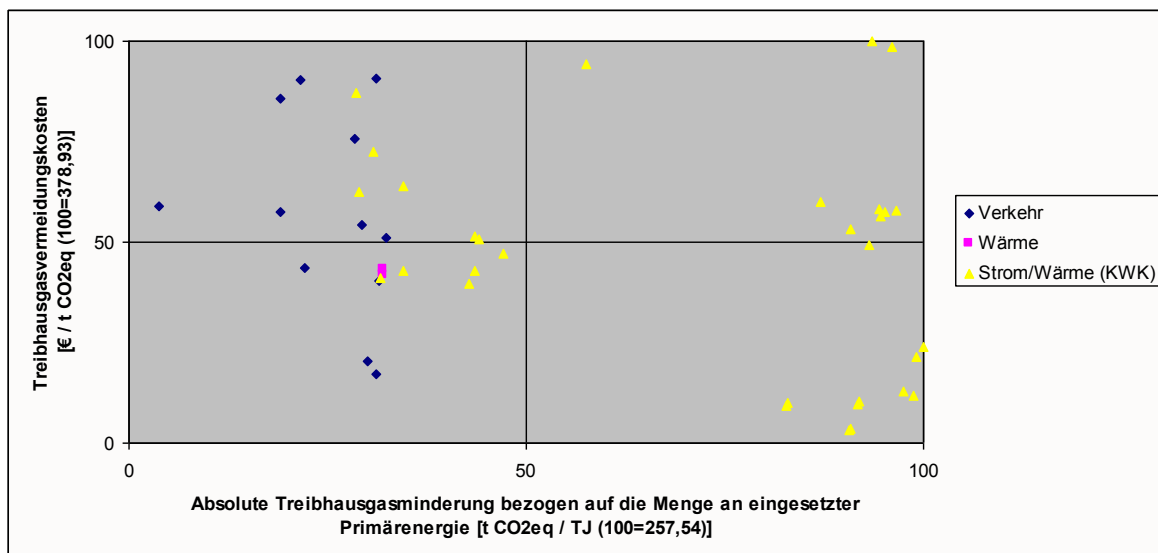
Die Bewertung der vorhandenen Nutzungspfade erfolgt anhand der Darstellung in einer vier Felder Matrix mit den Dimensionen „absolute Treibhausgasminderung bezogen auf die Menge an eingesetzter Bruttoenergie“ auf der x-Achse und „Treibhausgasvermeidungskosten“ auf der y-Achse. Der Parameter auf der x-Achse wird gewählt, da er einen sinnvollen Vergleich zwischen Pfaden die sowohl Energiepflanzenanbau als auch Restenutzung beinhalten ermöglicht. Zudem wird hierbei auch berücksichtigt, dass elektrische und mechanische Energie höherwertige Endenergie darstellen als Wärmeenergie, so dass ein Vergleich zwischen den Sektoren sinnvoll möglich ist.

Die Achsen der Abbildung wurden normiert, so dass „100“ jeweils die höchste Ausprägung darstellt, die ein Parameter innerhalb des Datensatz aufweist. Für die Treibhausgasminderung sind dies 257,54 t CO₂-Äqu./TJ und für die Treibhausgasvermeidungskosten

ten 378,93 €/t CO₂-Äqu.. Alle anderen Werte sind in prozentualer Relation zu diesen Werten zu sehen. Anhand der Grafik können die effektivsten Pfade bezüglich der Dimensionen Treibhausgasminderung und Treibhausgasvermeidungskosten identifiziert werden. Um zukünftig den höchsten Nutzen aus der Bioenergienutzung zu erzielen, sollten die Pfade aber danach ausgewählt werden, wie Bioenergie mit ihren spezifischen Eigenschaften in einem transformierten, möglichst emissionsfreien Energiesystem den höchsten Nutzen erzielen kann. Aufgrund der universellen Einsetzbarkeit können dies insbesondere Pfade sein, für welche sonst kein das Klima schonende Substitut vorhanden ist.

Pfade, die im linken oberen Quadranten liegen, sollten nicht weiter verfolgt werden, da sie sowohl kosten- als auch klimaseitig anderen Pfaden unterlegen sind. Pfade, die im Quadranten rechts unten liegen sollten weiterverfolgt werden. Bei mehreren Alternativen sollten weitere Kriterien überprüft werden, die Synergien in einem transformierten Energiesystem ermöglichen. Pfade, die in den Quadranten links unten oder rechts oben liegen, sollten geprüft werden, wenn sie in ihrer spezifischen Anwendung nicht substituierbar sind. Bei Pfaden, die im Quadranten rechts oben liegen, sollte dann insbesondere geprüft werden ob der komparative Kostennachteil auf den Kapitalkosten beruht und wenn ja auf welchem Teil der Lernkurve diese Technologie sich befindet, um Abschätzungen für die Zukunft zu ermöglichen, und daraus evtl. Empfehlungen bezüglich Fördermaßnahmen abzuleiten. Bei Pfaden im Quadranten links unten könnte der geringere Klimaschutzeffekt in Kauf genommen werden, wenn dadurch schwer zu substituierende Anwendungen im Sinne einer Systemoptimierung erfüllt werden.

Abbildung D- 3: *Einordnung der Nutzungspfade nach spezifischen Treibhausgasminderungspotentialen und Treibhausgasvermeidungskosten*



Prognos 2009, Datenquellen: Fritsche/Wiegmann 2008; Müller-Langer et. al. 2008

D.3 Fazit, Anforderungen an eine Biomassestrategie

Zwischen den verschiedenen Nutzungsanforderungen (Ernährung, stoffliche Verwertung, Rohstoffe für energetische Verwertung) an Biomasse und dem begrenzten nachhaltig gewinnbaren Aufkommen besteht ein Zielkonflikt, der nur mit der Entwicklung einer kohärenten Biomasse- und Ernährungssicherungsstrategie gelöst werden kann. Hierbei ist

eine Operationalisierung von Nachhaltigkeitskriterien bezüglich der Flächen, der Produkte und der Anbauweise notwendig. Diese Kriterien beinhalten die Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, die Aufrechterhaltung oder Verbesserung von Biodiversitätsleistungen als Anforderung an Flächenkonversionen sowie Fragen indirekter Landnutzungseffekte.

Dies ist insbesondere eine Herausforderung für die Importe von Biomasse. Perspektivisch sollte darauf hingewirkt werden, dass entsprechende international anerkannte Nachweissysteme für den Handel mit Biomasse etabliert werden.

Für den Einsatz von Biokraftstoffen müssen insgesamt Einsparungen an Treibhausgasen unter Einrechnung der gesamten Prozesskette (incl. indirekter Landnutzungseffekte) entstehen.

Anhang E Exkurs: Elektrizitätsspeicher

E.1 Hintergrund

Die Einführung großer Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem erfordert einen gegenüber der Vergangenheit deutlich veränderten Umgang mit Regelungs- und Netzfragen.

Die ins Netz eingespeiste Leistung verläuft völlig unabhängig von der Nachfragelastkurve. Dies ist bei einem geringen Anteil (ca. 10 %) fluktuierender Erzeugung mit Hilfe von Zwischenspeichern, Spitzen- und Regelenergiekraftwerken derzeit noch beherrschbar. Gleichwohl ergeben sich beim Transport größerer Mengen von Windstrom aus Küstenregionen vor allem in Schwachlastzeiten bereits jetzt Stabilitätsprobleme im Netz.

Bei deutlich größeren Mengen an Erneuerbaren an der Erzeugung (wie z.B. im Innovationsszenario ohne CCS) gewinnt dieses Problem an Bedeutung. Es müssen dann neue Wege gefunden werden, für den Ausgleich und die Netzstabilität zu sorgen.

Grundsätzlich gibt es drei Wege, Strombedarf und Stromerzeugung auszugleichen:

- Steuerung der Stromerzeugung
- Steuerung der Stromnachfrage
- Zwischenspeicherung von elektrischer Energie

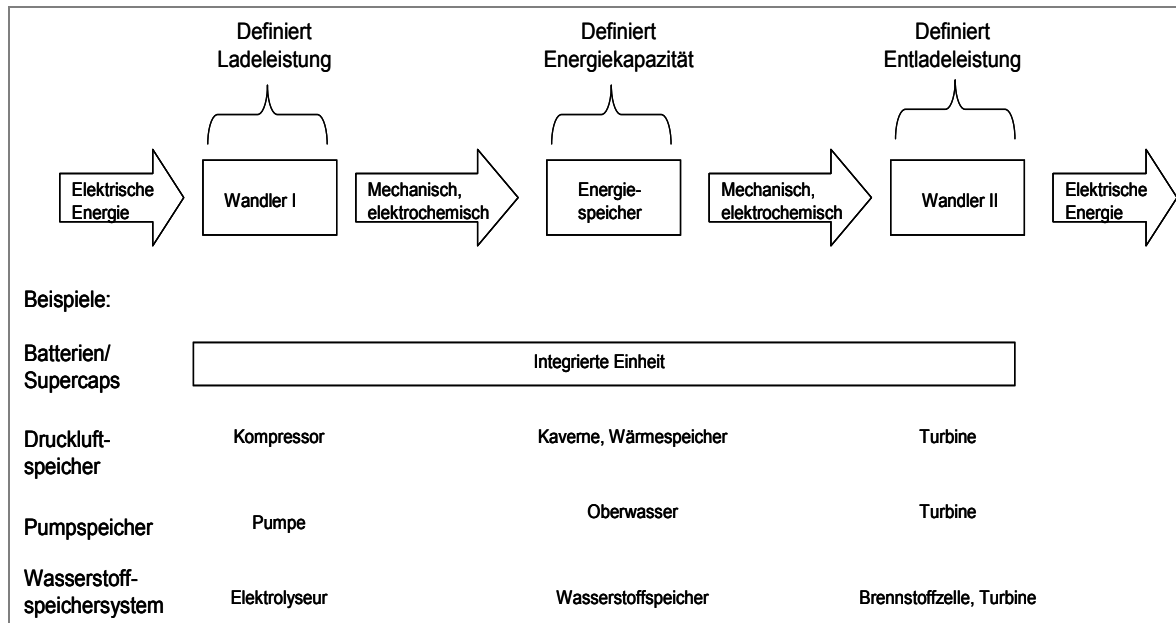
Alle drei Optionen werden erprobt und weiterentwickelt. Im Rahmen der Steuerungsmöglichkeiten durch elektronische Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik sowie automatischer Kommunikation mit Verbrauchern (energieverbrauchenden Geräten) wird der gekoppelten Echtzeitsteuerung des Netzes und der Verbraucher ein gewisses Problemlösungspotenzial zugeschrieben. Modellprojekte zu diesen Fragen sind derzeit in Arbeit („e-energy“). Es ist jedoch zu erwarten, dass allein über Regelungsmechanismen das Problem nicht vollständig zu lösen ist. Die überschlägigen Rechnungen aus den Szenarien zeigen, dass die Differenz zwischen Lastkurve und eingespeistem Stromangebot zeitweise deutlich über 20 GW ausmachen kann. Hier werden auch Speicher eine wesentliche Rolle im Lastmanagement übernehmen müssen.

Speicher können in sehr unterschiedlichen Zeitskalen, Lastcharakteristiken und Anwendungszwecken eingesetzt werden. Bei den Anwendungszwecken stehen die folgenden vier grundsätzlich unterschiedlichen Ziele im Vordergrund:

- Unterbrechungsfreie Stromversorgung
- Load Leveling
- Primärenergieregulation
- Aufrechterhaltung der Spannungsqualität

Technisch genügen Stromspeicher grundsätzlich dem Funktionsprinzip „Stromwandler (Input) – Speichermedium – Stromwandler (Output)“. Hierbei bringen die drei Elemente jeweils Begrenzungen der Ladeleistung, der Speicherkapazitäten und der Entladeleistung mit sich. Einige Charakteristika von Speichertypen sind im folgenden Schema aufgeführt:

Abbildung E- 1: Speichertypen und -charakteristika



Quelle: ISEA 2008

Eine Vielzahl von technischen Optionen zur Speicherung von Strom sind bekannt, die sich durch z. T. sehr unterschiedliche Ausprägungen bestimmter technischer Kennzahlen unterscheiden. Es gibt aus heutiger Sicht keine Technologie, die als universeller Energiespeicher für alle Anwendungsbereiche geeignet wäre.

Viele Technologien befinden sich noch im Prozess der Entwicklung. Derzeit ist nicht absehbar, welche Technologien sich letztlich für welche Anwendungszwecke durchsetzen werden. Deshalb können keine belastbaren Aussagen über mögliche Kostendegressionen getroffen werden. Grundsätzlich kann die Spitzen- und Regelenergieproduktion aus Gasturbinenkraftwerken (mit CO₂-Kompensation) als Benchmark für die Zielkosten heran gezogen werden.

E.2 technische Optionen

Druckluftspeicher

In Druckluftspeichern (CAES – compressed Air Energy storage und AA-CAES – Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) wird überschüssige Elektrizität eingesetzt, um Umgebungsluft mit Hilfe von Kompressoren bei Drücken von 50 bis 70 bar einzulagern. Bei Bedarf kann die komprimierte Luft durch eine Gasturbine expandieren, die wiederum einen nachgeschalteten Generator zur Stromerzeugung antreibt. In einem solchen Verfahren ist ein Wirkungsgrad um 50% erzielbar. Aktuelle Forschungen haben zum Ziel, den Wirkungsgrad auf über 70% zu steigern, indem die bei der Kompression der Luft anfallende Wärme in thermischen Hochenergiespeichern gespeichert und bei der Entnahme wieder zur Lufterwärmung genutzt wird. Druckluftspeicher sind eine interessante Option für die dezentrale, Offshore-nahe Speicherung von Windenergie, da die meisten Salzformationen, die als Speicher in Frage kommen, sich entlang der norddeutschen Küste befinden, wo auch das größte Angebot an Wind ist. Zur technischen Realisierbarkeit von AA-CAES liegen die Herausforderungen in der Weiterentwicklung von Kompressoren, die Temperaturen um 650°C und Drücken von 100 bis 200 bar standhalten sowie in der Erforschung von Materialien, welche die Wärme zwischenspeichern.

Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke nutzen die Höhendifferenz zwischen einem Speichersee (Oberwasser) und einem tiefer gelegenen Reservoir (Unterwasser), um durch Hochpumpen bzw. den Betrieb von Turbinen je nach Bedarf Leistung aus dem Netz zu entnehmen bzw. in das Netz einzuspeisen. Die speicherbare Energie hängt ab von der Höhendifferenz und dem Volumen des Speicherbeckens und reicht typischerweise aus, um eine Turbine acht Stunden unter Volllast anzutreiben. Da Pumpspeicherkraftwerke relativ schnell nach etwa einer Minute ihre Nennleistung erreichen und technisch ausgereift sind, sind sie mit einer installierten Gesamtleistung von 6.610 MW die mit Abstand wichtigste Technologie zur Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland. Das Potenzial an vorhandenen Standorten ist in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft. Eine Erhöhung der Leistung könnte noch durch die Nachrüstung alter Anlagen erreicht werden. Neue Standorte ließen sich eventuell durch den Bau von unterirdischen Anlagen (z.B. ehemaliger Tagebau) oder die Nutzung von Salzwasserstandorten erschließen, wobei hier noch eine Reihe offener Fragen bestehen.

Schwungräder

Schwungräder speichern elektrische Energie in Form von Bewegungsenergie. Im Ladevorgang wird das Schwungrad über einen Elektromotor in Bewegung gesetzt, der im Entladevorgang als Generator wirkt. Schwungräder sind besonders als Kurzzeit-Hochleistungsspeicher geeignet, da sie in kurzer Zeit sehr viel Energie abgeben oder aufnehmen können und die Selbstentladung relativ hoch ist. Die speicherbare Energie hängt vom Trägheitsmoment des Rotationskörpers und der Rotationsgeschwindigkeit ab. In Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen werden derzeit eine Reihe weiterer Anwendungsbereiche für Schwungräder diskutiert. Für die Nutzung in Elektrofahrzeugen wird die Entwicklung leichter Schwungräder aus Verbundwerkstoffen entscheidend sein. Zum Ausgleich von Lastschwankungen muss die Speicherzeit erhöht werden. Hierzu könnten supraleitende Magnetlager, die sich derzeit in der Entwicklung befinden, beitragen.

Doppelschichtkondensatoren

Doppelschichtkondensatoren, auch Supercaps (EDLC – electrochemical double layer Capacitor) genannt, vereinen sehr hohe Leistungsfähigkeit und Zyklenfestigkeit mit vergleichsweise hoher Energiespeicherfähigkeit und füllen so die Lücke zwischen konventionellen Kondensatoren und Batterien. Die im Vergleich zu klassischen Kondensatoren höhere Energiespeicherfähigkeit wird durch den Einsatz von hochporösem Elektrodenmaterial mit einer sehr effektiven Oberfläche erreicht. Die Kosten sind mit einigen 10.000 € pro kW noch sehr hoch. Es wird aber erwartet, dass durch Massenproduktion deutliche Kostensenkungen realisierbar sind. Zur Unterstützung einer regenerativen Stromversorgung ist der Einsatz in mehreren Anwendungsfeldern denkbar. In Fahrzeugen, in denen die Kondensatoren bei jedem Halt neu aufgeladen werden, können sie zur Deckung des Spitzenstrombedarfs eingesetzt werden, aber auch ein alleiniger Einsatz in Elektrofahrzeugen wird getestet. Weiterhin sind EDLC geeignet, Leistungsschwankungen auszugleichen sowie zur Kurzspeicherung von Photovoltaikstrom oder zur netzunabhängigen Flügelsteuerung von Windrädern.

Elektrochemische Speichersysteme

Elektrochemische Speichersysteme lassen sich dahingehend unterscheiden, ob der Energiespeicher im System integriert oder extern ist. Klassische Beispiele für Systeme mit internem Speicher sind Akkumulatoren, welche entweder bei Raumtemperatur (Blei-Säure, NiCd/ NiMH, Li-Ion) oder im Hochtemperaturbereich betrieben werden können (NaNiCl, NaS). Bei Systemen mit externem Speicher sind die Energiewandlung und die Speicherung von einander unabhängig. Da der Energiegehalt durch Ausbau der Tankgröße flexibel steigerbar ist, sind diese Systeme besonders für den großtechnischen Einsatz interessant. Der bekannteste Vertreter dieser Gruppe sind Redox-Flow Batterien. Ist das Energiespeichermedium transportabel, lassen sich Lade- und Entladeprozess auch räumlich entkoppeln, wie dies bei der Wasserstoffspeicherung mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle der Fall ist.

Blei-Säure Batterien

Die Technologie von Blei-Säure Batterien, bei der die Elektroden aus poröser Aktivmasse mit hohen inneren Oberflächen gebildet werden, ist seit über 100 Jahren bekannt. Da diese Technologie technisch ausgereift und deshalb auch zuverlässig und preisgünstig ist, liegt sie bei der weltweit installierten Batteriekapazität, trotz einer vergleichsweise geringen Energiedichte, an der Spitze. Anwendung findet sie in vielen Bereichen zur Lösung lokaler Probleme in der Energieversorgung wie der Stabilisierung von Netzausläufern sowie der Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität.

Lithium-Ionen Batterien

Lithium-Ionen Batterien werden schwerpunktmäßig in mobilen Anwendungen eingesetzt. Der entscheidende Vorteil gegenüber anderen Batterien liegt in den hohen erzielbaren Energiedichten von bis zu 240 Wh/kg. Bezüglich der Auswahl an Elektrolyten und Elektrodenmaterialien bieten Lithium-Ionen Batterien vielfältige Kombinationsmöglichkeiten, die sich zu großen Teilen noch in der Erforschung befinden. Deshalb wird auch davon ausgegangen, dass für die Zukunft große Potenziale bestehen, Lithium-Ionen Batterien hinsichtlich spezifischer Anwendungen (z.B. Elektromobilität) zu optimieren und die Kosten zu senken.

Hochtemperaturbatterien

Im Unterschied zu den anderen Batterietypen sind bei Hochtemperaturbatterien die Elektroden (Aktivmasse) flüssig und der Elektrolyt fest. Damit die Aktivmasse reaktiv wird, muss sie in flüssigem Zustand vorliegen. Dies ist bei Arbeitstemperaturen von 300 bis 350°C der Fall, welche möglichst konstant gehalten werden sollten, da ein zu starkes Absinken der Temperatur die Batterie unbrauchbar macht. Das Temperaturniveau lässt sich bei entsprechender Isolierung durch die eigene Reaktionswärme der Batterie aufrecht erhalten. Dafür sind Zyklen ohne Stand- und Wartezeiten erforderlich, weshalb Hochtemperaturbatterien für Anwendungen im Bereich der unterbrechungsfreien Stromversorgung eher nicht geeignet sind.

Redox-Flow Batterien

Redox-Flow Batterien sind der bekannteste Vertreter aus der Gruppe von Batteriesystemen mit externem Speicher, welche die energiespeichernden Elektrolyte beherbergen. Bei Bedarf werden die Elektrolyte für den Lade- bzw. Entladeprozess in die Zelle gepumpt; daher rührt auch der Name „Flow“. Bei einem solchen System ist die gespeicherte Energiemenge unabhängig von der Zellengröße, so dass der Energiegehalt über die Tankgröße und die Leistung der Batterie über die Lade-/ Entladeeinheit bestimmt wird. Da die Tankgröße durch Ausbau einfach erweiterbar ist und die Anlieferung der Elektrolyten über Tanklastwagen erfolgen kann, sind solche Systeme gut für den Einsatz in großen stationären Systemen mit Netzanbindung sowie für den netzfernen Inselbetrieb geeignet.

Wasserstoff

Ein Wasserstoffkreislauf lässt sich als Strom zu Strom-Prozess mit dem Zwischenspeicher Wasserstoff auslegen. Ein solcher Kreislauf ähnelt in seinen Eigenschaften denen einer Batterie. Wasserstoff wird aus Klima- und Effizienzgesichtspunkten am besten aus CO₂-freiem und überschüssigem Strom gewonnen. Über einen Elektrolyseprozess kommt es zur Bildung von Wasserstoff an der negativen und von Sauerstoff an der positiven Elektrode. Da die Elektrolyseure in ihrer Leistung sehr flexibel sind, stellt die Wasserstoff-erzeugung auch eine Option zum Lastausgleich bei stark fluktuierender Stromerzeugung dar, indem Stromüberschüsse zur Wasserstoffproduktion verwendet werden und die Elektrolyseure bei Auftreten kurzfristiger Nachfrageerhöhungen umgehend heruntergefahren werden. Um die zeitliche Differenz zwischen Produktion und Nutzung des Wasserstoffes zu überbrücken und ihn evtl. an einen anderen Ort zu transportieren, muss der Wasserstoff gespeichert werden. Zum jetzigen Zeitpunkt kommen dafür Druckgasspeicher, Flüssiggasspeicher und Metallhydridspeicher in Frage. In Druckgasspeichern erfolgt die Speicherung unter hohen Drücken (200 bis 700 bar), ähnlich wie bei Erdgas. Die Speicherdichte des Wasserstoffs kann erheblich erhöht werden, wenn er auf -253°C heruntergekühlt wird, wodurch ein Transport per Schiff über weite Strecken möglich wird. Allerdings muss für das Herunterkühlen in etwa ein Drittel des Energiegehaltes aufgewendet werden. Bei der Verwendung von schwammförmigen, porösen Metallhydriden binden sich die Wasserstoffmoleküle derart an die Metallatome, dass sich bei wesentlich einfacher handhabbaren Drücken von 10 bis 20 bar die gleichen Speicherdichten erzielen lassen wie bei Druckluftspeichern. Nachteil ist das vergleichsweise sehr hohe Gewicht der in Frage kommenden Metallverbindungen.

Tabelle E- 1: Kennzahlen von Speichersystemen

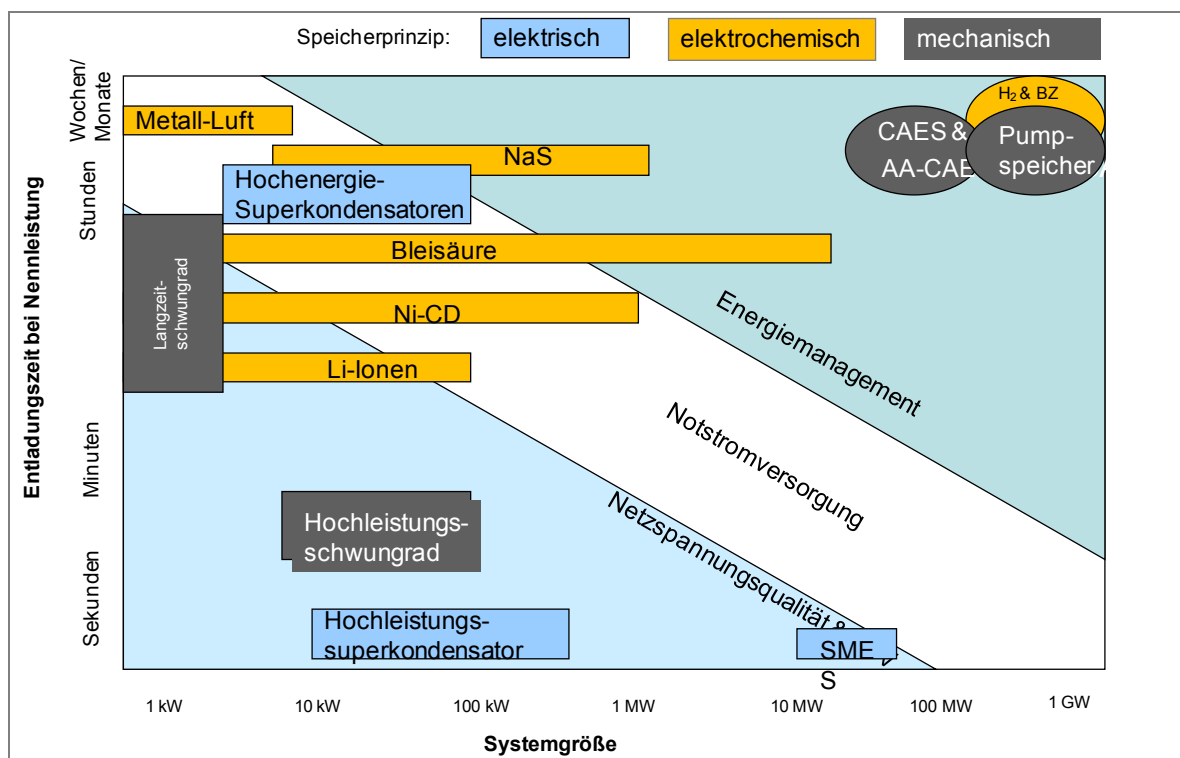
Physikalischer Speicherzustand	Speichertechnologie	Einsatzgebiet	Wirkungsgrad (%)	Leistung	Speicherkapazität	Energiedichte	Entladezeit	Selbstentladerate	Zyklenzahl	Kosten (€/kWh)
Mechanisch	Pumpspeicher	Spitzenlast, Minutenreserve, Schwarzstartfähig	65 - 85	2,3 MW - 1060 MW (in D)	bis 8.480 MWh (in D)	0,35 - 1,12 kWh/m ³	4 h bis 10 h	0 - 0,5 %/Tag	unbegrenzt	100 - 500
		Spitzenlast, Minutenreserve, Schwarzstartfähig	45 - 55; adiabatisch: 60 - 75	110 MW - 290 MW; adiabatisch bis GW Bereich (gelant)	580 - 2.860 MWh	0,5 - 0,8 kWh/m ³ (bei 60 bar)	2 h bis 24 h	0 - 10 %/Tag	unbegrenzt	40 - 100
	Schwungrad	Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung	80 - 95	5 kW - 3 MW	bis 5 MWh	84 - 333 kWh/m ³	Sekunden/Minutenbereiche	3 - 20 %/h	mehrere Millionen	1000 - 5000
Elektrisch	Kondensatoren	Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung	90 - 95	< 150 kW	bis 52 kWh	bis zu 10 kWh/m ³	wenige Sekunden	0,1 - 0,4 %/h	> 1.000.000	10.000 - 20.000
	Spulen	Leistungsreserve, unterbrechungsfreie Stromversorgung	90 - 95	10 kW - 100 MW		ca. 10 kWh/m ³	Sekunden/Minutenbereiche	10 - 12 %/Tag	1'000'000	30.000 - 200.000
Elektrochemisch	Blei-Säure	Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Sicherung der Spannungsqualität, Reservespeicher	80 - 90	70 MW (max. bisher installierte Leistung)	1 kWh - 40 MWh	25 - 40 Wh/kg	1h bis mehrere Tage	5%/Monat	50 - 2000, selten bis zu 7000	25 - 250
		Elektromobilität	fast 100	1 kW - mehrere MW	bis 50 kWh	95 - 240 Wh/kg	1h bis mehrere Tage	5%/Jahr	500 - 3000 (80% Entladung)	800 - 1.500
	NaNiCl/NaS	Mobilität, Lastausgleich	ca. 75	bis zu 6 MW	20 kWh - 48 MWh	80 - 140 Wh/kg		niedrig		
	Elektrolyseur/Wasserstoff	Langzeitspeicher, Netzeingliederung, Inselnetze	20 - 40	kW bis GW Bereich		33.000 Wh/kg 2.300 Wh/l		0-1%/Tag		noch nicht genau bezifferbar
	Redox - Flow	Langzeitspeicher, Spannungsregulierung	66 - 81	30 kW - 3 MW	bis 5 MWh (realisiert), bis 120 MWh (geplant)	15 - 70 Wh/kg	1,5 s - 10 h	keine	10'000	100 - 1.000

Prognos 2009, Datenquelle: Agentur für erneuerbare Energien 2008, eigene Recherche

E.3 Einsatzbereiche von Stromspeichern

Die Anforderungen an die Anpassungsfähigkeit des Kraftwerksparks durch fluktuierende Einspeisung lassen sich durch nachgefragte Leistungen und Verfügbarkeitszeiten charakterisieren. Die Hintergrundfelder kennzeichnen die Aufgaben Energiemanagement, Notstromversorgung und Aufrechterhaltung der Netzspannungsqualität im Leistungs-Zeit-Diagramm, die einzelnen Felder verorten die Charakteristika der Speichertypen in diesem Koordinatensystem.

Abbildung E- 2: Speichertypen, -charakteristika und Einsatzfelder



Quelle: ISEA 2008

Mit den bekannten Speichertechnologien wird das ganze Spektrum der benötigten Leistungen und Energien abgedeckt. Die zusätzlichen Herausforderungen durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien liegen hauptsächlich im Ausgleich der Last im Bereich von Minuten bis Tagen. Bei den stationären Speichern kommen hier insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Großbatterien wie Redox-Flow Systeme oder Hochtemperaturbatterien in Frage. Eine Alternative bietet die zunehmend dezentrale Stromerzeugung und -speicherung.

Eine Möglichkeit, lokal verteilte Anlagen effizient einzusetzen bietet ein virtuelles Großkraftwerk, welches die zentrale Steuerung der Anlagen übernimmt. Dazu müssen die Anlagen über modernste Kommunikationstechnik mit der Leitstelle verbunden werden. Zunächst wird durch die Stromproduktion der Eigenbedarf abgedeckt. Die Stromabgabe an das Netz wird über die Leitstelle koordiniert. Auch bei Netzanbindung kann der Einsatz dezentraler Speichersysteme sinnvoll sein. Die Logik dahinter besteht in der Optimierung

des Strombezugs durch die Betreiber der Erzeugungsanlagen. Die Errichtung eines Speichers rechnet sich immer dann, wenn die Differenz zwischen den Kosten für den Energiebezug und die Vergütung für die Einspeisung größer ist als die Kosten für den Speicher. Sind die Speicher ebenfalls über die Leitstelle integriert, kann ein zentral gemanagter Großspeicher entstehen.

Eine weitere Perspektive, dezentrale Stromspeicher mit dem Netz zu verbinden, ergibt sich aus den Entwicklungen der Plug-in Hybridfahrzeuge. Diese Fahrzeuge sind mit einem bidirektionalen Speicher und einem Netzteil ausgestattet, so dass sie am Stromnetz für den mobilen Einsatz geladen werden können. Da die meisten Fahrzeuge mehr Stand- als Fahrzeit aufweisen, können sie im Prinzip durch Verbindung mit dem Netz als steuerbare Last eingesetzt werden. Voraussetzung dafür ist eine räumlich sehr verdichtete Ladeinfrastruktur – überall, wo Fahrzeuge abgestellt werden, müssen Netzverbindungen vorhanden sein. Die Koordination des Landens und Entladens der Speicher bei Über- bzw. Schwachlast stellt entsprechende Anforderungen an die Kommunikations- und Messinfrastruktur. Bei einer durchschnittlichen Leistung von 25 kW pro Fahrzeug und mehr als 40 Mio. zugelassenen Fahrzeugen in Deutschland ist das theoretische Potenzial eines virtuellen Fahrzeugspeichers sehr groß, selbst wenn nur ein kleiner Teil der Fahrzeuge an das Netz angeschlossen wird. Offen ist allerdings die Frage, ob die Anforderungen an eine solche Zusatzleistung für das Netz durch Fahrzeuge mit der Anforderung an hohe (jederzeitige) Mobilität, die mit dem individuellen Personenverkehr verbunden wird, kompatibel ist oder gemacht werden kann.

E.4 Fazit

Grundsätzlich erscheinen die neuen Herausforderungen durch die Integration wachsender Mengen (Leistung) fluktuierender erneuerbarer Energien an die Netzregelung technisch und regelungslogisch lösbar. Die dafür benötigten Speichertechniken, denen eine tragende Rolle in diesem neuen System zukommt, sind im Grundsatz technisch vorhanden und funktionsfähig, befinden sich aber zum großen Teil noch im Entwicklungsstadium. Zuverlässigkeit, Standzeiten, Handhabung, Netzeinbindung und insbesondere Wirtschaftlichkeit müssen verbessert werden, bevor der breite Einsatz der Speicher in Sicht ist. Es kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden, welche einzelnen Technologien oder Lösungen die „besten Kandidaten“ für diese Aufgaben sind. Hier ist weiterhin gezielte Entwicklungsarbeit mit Vorgaben und Meilensteinen zu leisten, um einerseits die Elektrifizierung des individuellen Personenverkehrs zu ermöglichen und andererseits die vielfältigen Ausgleichsaufgaben im stärker fluktuierenden Stromsystem zu bewältigen. Ein entsprechendes Forschungs- und Innovationsprogramm hat unter den Zielvorgaben des „Modell Deutschland“ hohe Priorität.

Anhang F Exkurs: Methodik und Ergebnisse der Komponentenzerlegung

Das Ziel der Komponentenzerlegung besteht darin, die Wirkungsbeiträge verschiedener Handlungsfelder in den unterschiedlichen Sektoren bzw. Quellbereichen quantitativ zu bewerten.

Handlungsfelder sind dabei z.B. Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Nutzung von Fern- und Nahwärme, Elektrifizierung etc. Hinsichtlich der Sektoren werden einerseits die verschiedenen Subsektoren der Endverbrauchsgebiete (z. B. Personenverkehr, Güterverkehr, Luftverkehr oder Bestandsgebäude und Wohnungsneubau) sowie des Umwandlungsbereichs (z.B. Stromerzeugung) im Energiesystem und andererseits die verbleibenden Quellbereiche für Treibhausgasemissionen (Abfallwirtschaft, Landwirtschaft etc.) unterschieden.

Ausgangspunkt der Komponentenzerlegung ist die Komponentenzerlegungsmethode nach Kaya (Kaya/Yokobori 1997), mit der das Niveau der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen wie folgt beschrieben werden kann.

$$E = P \cdot \frac{V}{P} \cdot \frac{S}{V} \cdot \frac{E}{S} = P \cdot v \cdot s \cdot e$$

mit

E Emission

P Bevölkerung

V Wertschöpfung (Bruttoinlandsprodukt)

S Primärenergieverbrauch

v spezifische Wertschöpfung je Einwohner

s gesamtwirtschaftliche Energieintensität

e spezifische Emissionsintensität des Energieverbrauchs

(1)

Dieser grundsätzliche analytische Ansatz wird für die sektorale Komponentenzerlegung in drei Richtungen erweitert.

- erstens wird der Ansatz für einzelne Sektoren bzw. Subsektoren spezifiziert;
- zweitens wird die Zahl der Erklärungsgrößen so erhöht, dass wesentliche Handlungsfelder identifizierbar bzw. zuordenbar werden und
- drittens wird die Komponentenzerlegung so angelegt, dass sie auch für den Vergleich von Szenarien nutzbar ist.

Eine derartige Beschreibung des Emissionsniveaus eines Sektors bzw. Subsektors durch verschiedene Erklärungsfaktoren kann in der Komponentenzerlegung wie folgt formuliert werden:

$$E_i^s = A^s \cdot \frac{A_i^s}{A^s} \cdot \frac{ES_i^{\text{tot}}}{A_i^s} \cdot \frac{ES_i^{\text{fos}}}{ES_i^{\text{tot}}} \cdot \frac{E_i^{\text{fos}}}{ES_i^{\text{fos}}} = A^s \cdot a_i^s \cdot ep_i^{\text{tot}} \cdot es_i^{\text{fos}} \cdot e_i^{\text{fos}}$$

mit

$$\begin{aligned} E_i^s & \text{ Emission des Subsektors } i \text{ im Gesamtsektor } s \\ A^s & \text{ Aktivitätsgröße des Gesamtsektors } s \\ A_i^s & \text{ Aktivitätsgröße des Subsektors } i \text{ im Gesamtsektor } s \\ ES_i^{\text{tot}} & \text{ gesamter Energieverbrauch des Subsektors } i \\ ES_i^{\text{fos}} & \text{ gesamter fossiler Energieverbrauch des Subsektors } i \\ E_i^{\text{fos}} & \text{ gesamte Emissionen aus dem fossilen Energieverbrauch des Subsektors } i \\ a_i^s & \text{ spezifischer Beitrag des Subsektors } i \text{ zur gesamten Aktivität des Gesamtsektors } s \\ ep_i^{\text{tot}} & \text{ Energieproduktivität des Subsektors } i \\ es_i^{\text{fos}} & \text{ fossiler Brennstoffanteil am gesamten Energieeinsatz im Subsektor } i \\ e_i^{\text{fos}} & \text{ Emissionsintensität des fossilen Energieeinsatzes im Subsektor } i \end{aligned} \quad (2)$$

Damit können sowohl intersektorale Aktivitätsverschiebungen als auch die verschiedenen intrasektoral wirkenden Komponenten beschrieben werden. Die folgenden Ableitungen beziehen sich jedoch nur auf die intrasektoralen Wirkungsbeiträge.

Weiterhin kann der Wirkungsbeitrag des fossilen Brennstoffanteils am gesamten Energieeinsatz eines bestimmten Subsektors auch indirekt über die nicht-fossilen Energieträgeranteile (einschließlich der hier per Konvention zugeordneten Sekundärenergieträger Strom, Fern-/Nahwärme und Wasserstoff) spezifiziert werden.

$$\begin{aligned} es_i^{\text{fos}} &= E_i^{\text{tot}} \cdot \left(1 - \frac{ES_i^{\text{ren}}}{ES_i^{\text{tot}}} - \frac{ES_i^{\text{nuc}}}{ES_i^{\text{tot}}} - \frac{ES_i^{\text{el}}}{ES_i^{\text{tot}}} - \frac{ES_i^{\text{he}}}{ES_i^{\text{tot}}} - \frac{ES_i^{\text{hy}}}{ES_i^{\text{tot}}} \right) \\ &= E_i^{\text{tot}} \cdot (1 - es_i^{\text{ren}} - es_i^{\text{nuc}} - es_i^{\text{el}} - es_i^{\text{he}} - es_i^{\text{hy}}) \end{aligned}$$

mit

$$\begin{aligned} E_i^{\text{tot}} & \text{ Gesamte Emissionen des Subsektors } i \\ ES_i^{\text{ren}} & \text{ Einsatz erneuerbarer Energie im Subsektor } i \\ ES_i^{\text{nuc}} & \text{ Einsatz von Kernenergie im Subsektor } i \\ ES_i^{\text{el}} & \text{ Einsatz von Elektrizität im Subsektor } i \\ ES_i^{\text{he}} & \text{ Einsatz von Fern-/Nahwärme im Subsektor } i \\ ES_i^{\text{hy}} & \text{ Einsatz von Wasserstoff im Subsektor } i \\ es_i^{\text{ren}} & \text{ Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch im Subsektor } i \\ es_i^{\text{nuc}} & \text{ Anteil der Kernenergie am Energieverbrauch im Subsektor } i \\ es_i^{\text{el}} & \text{ Anteil von Elektrizität am Energieverbrauch im Subsektor } i \\ es_i^{\text{he}} & \text{ Anteil von Fern-/Nahwärme am Energieverbrauch im Subsektor } i \\ es_i^{\text{hy}} & \text{ Anteil von Wasserstoff am Energieverbrauch im Subsektor } i \end{aligned} \quad (3)$$

Für jede der in Gleichung (2) gezeigten Komponenten kann für die verschiedenen Stützjahre der Analyseperiode eine Trendgröße ermittelt werden:

$$d_t^c = \frac{c_t}{c_0}$$

mit

d_t^c Trendgröße für die Komponente c zum Zeitpunkt t (4)

c_t Wert der Komponente c zum Zeitpunkt t

c_0 Wert der Komponente c zum Basiszeitpunkt

Für alle der in Gleichung (2) gezeigten Komponenten kann auf Grundlage der Emissionen im Basisjahr ein für die jeweilige Komponente spezifischer Beitrag zur Emissionsentwicklung isoliert werden:

$$\Delta E_t^c = E_0^{\text{fos}} \cdot (d_t^c - 1)$$

mit

ΔE_t^c isolierter Emissionsbeitrag der Komponente c (5)

E_0^{fos} gesamte Emissionen aus dem fossilen Energieverbrauch zum Basiszeitpunkt

d_t^c Wert der Trendgröße für die Komponente c zum Zeitpunkt t

Da auch Überlagerungen zwischen den verschiedenen Komponenten zu berücksichtigen sind, werden die isolierten Beiträge der verschiedenen Komponenten zur Emissionsentwicklung proportional angepasst, so dass sich die effektiven Emissionsbeiträge wie folgt ergeben:

$$\Delta E_t'^c = (E_t^{\text{fos}} - E_0^{\text{fos}}) \cdot \frac{\Delta E_t^c}{\sum_i \Delta E_t^i}$$

mit

$\Delta E_t'^c$ effektiver Emissionsbeitrag der Komponente c (6)

E_0^{fos} gesamte Emissionen aus dem fossilen Energieverbrauch zum Basiszeitpunkt

E_t^{fos} gesamte Emissionen aus dem fossilen Energieverbrauch zum Zeitpunkt t

ΔE_t^i isolierter Beitrag der Komponente i zur Emissionsentwicklung

Um die Vergleichbarkeit der verschiedenen Komponenten trotz des Anpassungsschritts für verschiedene Szenarien zu ermöglichen, wird die in Gleichung (6) beschriebene Anpassungsrechnung separat für einerseits die Aktivitätsgrößen (vgl. Gleichung (2)) und die anderen, die sog. Interventionskomponenten durchgeführt. Im Vergleich zum Referenzszenario werden damit die Beiträge der Aktivitätskomponenten zur Emissionsveränderung wie folgt ermittelt:

$$\Delta E_s^{rc} = \Delta E_{ref}^{rc} \cdot \frac{A_{i_s}^s}{A_{i_{ref}}^s}$$

mit

ΔE_s^{rc} adjustierter effektiver Emissionsbeitrag der Aktivitätskomponente c im Szenario s (7)

ΔE_{ref}^{rc} effektiver Emissionsbeitrag der Aktivitätskomponente c im Referenzszenario

$A_{i_s}^s$ Aktivitätsgröße des Subsektors i des Sektors s im Szenario s

$A_{i_{ref}}^s$ Aktivitätsgröße des Subsektors i des Sektors s im Referenzszenario

Die Beiträge der Interventionskomponenten werden entsprechend wie folgt errechnet:

$$\Delta E_{s_t}^{rc} = \left(E_0^i + \sum_a \Delta E_{s_t}^{ra} - E_{s_t}^i \right) \cdot \frac{\Delta E_{s_t}^{rc}}{\sum_j \Delta E_{s_t}^{rj}}$$

mit

$\Delta E_{s_t}^{rc}$ adjustierter effektiver Emissionsbeitrag der Interventionskomponente c im Szenario s zum Zeitpunkt t

E_0^i Emissionsniveau des Subsektors i im Szenario s zum Basiszeitpunkt

$E_{s_t}^i$ Emissionsniveau des Subsektors i im Szenario s zum Zeitpunkt t (8)

$\Delta E_{s_t}^{ra}$ adjustierter effektiver Emissionsbeitrag der Aktivitätskomponente a im Szenario s zum Zeitpunkt t

$\Delta E_{s_t}^{rc}$ effektiver Emissionsbeitrag der Interventionskomponente c im Szenario s zum Zeitpunkt t

$\Delta E_{s_t}^{ri}$ effektiver Emissionsbeitrag der Interventionskomponente i im Szenario s zum Zeitpunkt t

Nachdem die in den Gleichungen (2) gezeigten Komponenten gemäß Gleichungen (4) bis (8) hinsichtlich ihrer effektiven Wirkungsbeiträge für die Emissionsentwicklung im jeweiligen Szenario bewertet werden können, erfolgt die Differenzierung der in Gleichung (3) gezeigten Komponenten nach dem folgenden Verfahren (nicht-fossile Energieträger bezeichnen dabei alle in Gleichung (3) berücksichtigten Energieträgeranteile):

$$\Delta E_{s_t}^{nc} = \Delta E_{s_t}^{foss} \cdot \frac{es_{s_t}^c - es_0^c}{es_0^{foss} - es_{s_t}^{foss}}$$

mit

$\Delta E_{s_t}^{nc}$ adjustierter effektiver Emissionsbeitrag der Interventionskomponente c im Szenario s zum Zeitpunkt t

$\Delta E_{s_t}^{foss}$ adjustierter effektiver Emissionsbeitrag der Interventionskomponente "Fossiler Brennstoffanteil" im Szenario s zum Zeitpunkt t (9)

es_0^c Anteil des (nicht-fossilen) Energieträgers c am gesamten Energieeinsatz zum Basiszeitpunkt

$es_{s_t}^c$ Anteil des (nicht-fossilen) Energieträgers k am gesamten Energieeinsatz im Szenario s zum Zeitpunkt t

es_0^{foss} fossiler Brennstoffanteil am gesamten Energieeinsatz zum Basiszeitpunkt

$es_{s_t}^{foss}$ fossiler Brennstoffanteil am gesamten Energieeinsatz im Szenario s zum Zeitpunkt t

Die Grundannahme des hier beschriebenen Verfahrens zur Komponentenzerlegung besteht darin, dass die einzelnen Komponenten zumindest weitgehend voneinander unabhängig sind. Dies ist in der Mehrzahl der (Sub-) Sektoren und für die meisten Komponenten eine hinreichend robuste Annahme. Für zwei Bereiche führt die genannte Grundannahme jedoch zu signifikanten Modell-Artefakten.

- Erstens betrifft dies die Stromerzeugung. Die energiestatistischen Konventionen zur primärenergetischen Bewertung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken und Windkraft-, Wasserkraft-, Solar- bzw. geothermischen Anlagen sowie zur Bewertung von Stromimporten führen zu erheblichen Verzerrungen der Energieeinsatzgrößen. Eine Ausweitung der Stromerzeugung in Windkraft-, Wasserkraft- bzw. Solarkraftwerken oder eine Ausweitung der Stromimporte (jeweils per Konvention mit einem Wirkungsgrad von 100 % bewertet) führt rechnerisch zu einem massiven Absinken des Energieeinsatzes in der Stromerzeugung, so dass der Beitrag der erneuerbaren Energien unter- und der der Energieeffizienz überschätzt würde. Der gegenteilige Effekt betrifft den Anteil der Stromerzeugung in Kernkraftwerken (per Konvention mit einem Wirkungsgrad von 33 % bewertet) oder in geothermischen Kraftwerken (per Konvention mit einem Wirkungsgrad von 10 % bewertet).
- Zweitens wird bei der Bewertung der Elektromobilität der Beitrag der Elektrifizierung unterschätzt, da bei einer endenergieseitigen Bewertung der Energieeinsatz im Verkehr bei einem größeren Anteil von Elektrofahrzeugen erheblich zurückgeht und die Bewertung der Komponente Energieeffizienz entsprechend (zu) hoch ausfällt.

Um diese durch energiestatistische Konventionen bzw. durch die endenergetische Bewertung zu Stande kommenden Artefakte in der Komponentenanalyse zu vermeiden, wurden für die beiden genannten Bereiche besondere Konventionen in Ansatz gebracht.

Für die Stromerzeugung wird die folgende Konvention zur Ermittlung der Komponente Energieproduktivität getroffen:

$$ep_{el}^{tot} = \frac{ES_{el}^{fos}}{A_{el}^{fos}}$$

mit

$$ep_{el}^{tot} \quad \text{Energieproduktivität des Stromerzeugungssektors} \quad (10)$$

$$ES_{el}^{fos} \quad \text{gesamter fossiler Energieverbrauch des Stromerzeugungssektors}$$

$$A_{el}^{fos} \quad \text{gesamte Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger}$$

Die Wirkungsbeiträge der Energieproduktivität werden damit allein auf Grundlage der Veränderungen im fossilen Teil des Kraftwerksparks ermittelt.

Zur Bewertung der Komponenten Energieproduktivität und Elektrifizierung im Bereich des motorisierten Individualverkehrs werden die folgenden Anpassungen vorgenommen:

$$\Delta E_t^{rep} = \Delta E_t^{rep} \cdot \frac{(ES_t^{tot} - ES_t^{el}) - (ES_0^{tot} - ES_0^{el})}{(A_t^{tot} - A_t^{el}) - (A_0^{tot} - A_0^{el})} \cdot \frac{(A_t^{tot} - A_0^{tot})}{(ES_t^{tot} - ES_0^{tot})}$$

$$\Delta E_t^{el} = \Delta E_t^{el} + (\Delta E_t^{rep} - \Delta E_t^{rep})$$

mit

$$\Delta E_t^{rep} \quad \text{bereinigter Emissionsbeitrag der Energieeffizienzkomponente zum Zeitpunkt } t$$

$$\Delta E_t^{rep} \quad \text{effektiver Emissionsbeitrag der Energieeffizienzkomponente zum Zeitpunkt } t$$

$$ES_t^{tot} \quad \text{gesamter Energieverbrauch zum Zeitpunkt } t$$

$$ES_0^{tot} \quad \text{gesamter Energieverbrauch zum Basiszeitpunkt}$$

$$ES_t^{el} \quad \text{Verbrauch von Elektrizität zum Zeitpunkt } t \quad (11)$$

$$ES_0^{el} \quad \text{Verbrauch von Elektrizität zum Basiszeitpunkt}$$

$$A_t^{tot} \quad \text{gesamte Fahrleistung zum Zeitpunkt } t$$

$$A_0^{tot} \quad \text{gesamte Fahrleistung zum Basiszeitpunkt}$$

$$A_t^{el} \quad \text{Fahrleistung mit Elektroantrieben zum Zeitpunkt } t$$

$$A_0^{el} \quad \text{Fahrleistung mit Elektroantrieben zum Basiszeitpunkt}$$

$$\Delta E_t^{rel} \quad \text{bereinigter Emissionsbeitrag der Elektrifizierungskomponente zum Zeitpunkt } t$$

$$\Delta E_t^{rel} \quad \text{effektiver Emissionsbeitrag der Elektrifizierungskomponente zum Zeitpunkt } t$$

Die Wirkungsbeiträge, die im Zuge der Elektromobilität (im motorisierten Individualverkehr) durch die inhärent höhere Energieeffizienz entstehen, werden damit auch der Komponente Elektrifizierung zugerechnet.

Für die Quellbereiche jenseits der energiebedingten Emissionen erfolgt keine Differenzierung der Wirkungsbeiträge nach Komponenten. Die sektoralen Wirkungsbeiträge für die Emissionsentwicklung ergeben sich damit wie folgt:

$$\Delta E_t^s = (E_t^s - E_0^s)$$

mit

$$\Delta E_t^s \quad \text{effektiver Emissionsbeitrag des Sektors } s \text{ Zeitpunkt } t \quad (12)$$

$$E_t^s \quad \text{Emissionsniveau des Sektors } s \text{ zum Zeitpunkt } t$$

$$E_0^s \quad \text{Emissionsniveau des Sektors } s \text{ zum Basiszeitpunkt}$$

Die Komponentenanalyse für die Wirkungsbeiträge der verschiedenen Sektoren bzw. Quellgruppen wurde für die folgenden Bereiche durchgeführt:

1. Private Haushalte
 - a. Bestandsgebäude
 - b. Neubauten
 - c. Warmwasser
 - d. Kochen
2. Dienstleistungssektor
 - a. Raumwärme
 - b. Prozesswärme
 - c. Nicht-elektrische Antriebe
3. Verkehr
 - a. Motorisierter Individualverkehr
 - b. Öffentlicher Personenverkehr
 - c. Straßen-Güterverkehr
 - d. Schienen-Güterverkehr
 - e. Binnenschifffahrt
 - f. Flugverkehr
4. Industrie
5. Stromerzeugung

6. Andere Umwandlungsbereiche
7. Flüchtige Emissionen des Energiesektors
8. Prozessbedingte Emissionen in der Industrie sowie Emissionen aus der Produktverwendung
 - a. Kohlendioxid-Emissionen
 - b. Methan-Emissionen
 - c. Lachgas-Emissionen
 - d. F-Gas-Emissionen
9. Landwirtschaft
10. Abfallwirtschaft
11. Landnutzung und Forstwirtschaft

Für die unter Nr. 1 bis 5 genannten Sektoren bzw. Quellgruppen wurden die folgenden Komponenten analysiert:

- I. Nachfrage
 - a. sozioökonomische Aktivitäten (Wohnflächen, Wertschöpfung, Verkehrsleistung etc.)
 - b. Stromnachfrage (als Treiber für die Stromerzeugung)
- II. Energieproduktivität (als Maß für die Entwicklung der Energieeffizienz in den verschiedenen Bereichen)
- III. Anteil erneuerbarer Energien (in den Anwendungssektoren sowie in der Stromerzeugung)
- IV. Elektrifizierung (als Option der Emissionsverlagerung von den Endanwendungsbereichen in die Stromerzeugung)
- V. Fern- und Nahwärme (als Option der Emissionsverlagerung von den Endanwendungsbereichen in den Energieumwandlungssektor)
- VI. Wasserstoff (als Option der Emissionsverlagerung von den Endanwendungsbereichen in den Energieumwandlungssektor)
- VII. Kernenergie (als Spezifikum für den Stromerzeugungssektor)
- VIII. Fossiler Brennstoffwechsel (in den Endverbrauchssektoren wie auch in der Stromerzeugung)

Tabelle F- 1: *Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2020, in Mio. t CO₂-Äquivalenten*

Referenzszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-2,4	-19,7	-1,7	0,2	-1,7	-	-	-0,9	-
Raumwärme (Neubau)	7,5	-4,6	-1,7	0,2	-0,1	-	-	-1,0	-
Warmwasserbereitung	-0,2	-0,5	-1,3	-0,8	0,0	-	-	-0,1	-
Kochen	0,0	-0,1	0,0	-0,2	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	0,9	-13,9	-1,2	0,3	-0,0	-	-	-0,7	-
Prozesswärme	2,1	-1,9	-0,8	-0,4	0,0	-	-	-0,4	-
Nicht-elektrische Antriebe	1,4	-2,6	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	21,5	-24,5	-1,3	-3,9	-0,0	-	-	-2,0	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	1,6	-20,4	-6,8	-0,2	-	-	-	-0,5	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,1	1,8	-0,3	-	-	-	0,2	-
Straßen-Gütertransport	18,5	-17,4	-3,3	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,0	-0,0	0,0	-0,1	-	-	-	0,0	-
Binnenschifffahrt	0,0	0,0	-0,1	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	7,3	-3,6	0,0	0,0	-	0,0	-	-0,0	-
Stromerzeugung^a	-16,8	-9,9	-56,6	-4,3	-	-	16,1	-0,7	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-6,9
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,6
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-12,6
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-6,7
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,2
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	21,3
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	13,4

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 2: *Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2030, in Mio. t CO₂-Äquivalenten*

Referenzszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-5,0	-29,8	-4,0	0,8	-2,7	-	-	-1,2	-
Raumwärme (Neubau)	12,8	-7,6	-3,2	0,3	-0,2	-	-	-1,6	-
Warmwasserbereitung	-0,3	-0,3	-2,6	-0,7	0,0	-	-	-0,1	-
Kochen	0,0	-0,2	0,0	-0,3	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	-1,7	-22,2	-2,5	0,2	-0,0	-	-	-0,7	-
Prozesswärme	3,2	-3,2	-1,4	-0,7	0,0	-	-	-0,7	-
Nicht-elektrische Antriebe	2,1	-4,2	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	25,3	-35,8	-2,8	-5,6	-0,1	-	-	-4,0	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	1,0	-28,6	-11,1	-1,4	-	-	-	-0,8	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,1	1,7	-0,3	-	-	-	0,1	-
Straßen-Gütertransport	26,4	-23,5	-7,1	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,1	-0,0	0,0	-0,1	-	-	-	0,0	-
Binnenschifffahrt	0,1	-0,0	-0,1	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	8,1	-5,9	0,0	0,0	-	0,0	-	-0,0	-
Stromerzeugung^a	-22,5	-14,8	-72,1	-5,0	-	-	17,4	1,7	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,3
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-3,5
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-12,6
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,1
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,2
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	21,3
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,4

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 3: *Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2040, in Mio. t CO₂-Äquivalenten*

Referenzszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-9,3	-35,9	-5,8	1,4	-3,3	-	-	-1,5	-
Raumwärme (Neubau)	16,8	-9,9	-4,4	0,4	-0,3	-	-	-2,1	-
Warmwasserbereitung	-0,7	-0,5	-4,4	-1,2	0,4	-	-	0,3	-
Kochen	0,0	-0,3	0,0	-0,3	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	-3,8	-24,2	-5,8	0,2	0,0	-	-	-0,5	-
Prozesswärme	4,4	-4,3	-1,9	-1,1	0,1	-	-	-1,1	-
Nicht-elektrische Antriebe	2,8	-5,7	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	28,8	-43,3	-4,2	-7,2	-0,1	-	-	-5,6	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	-1,9	-30,6	-13,9	-6,9	-	-0,1	-	-1,2	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,1	1,6	-0,2	-	-	-	0,1	-
Straßen-Gütertransport	32,1	-27,7	-11,0	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,1	-0,0	0,0	-0,1	-	-	-	0,0	-
Binnenschifffahrt	0,2	-0,0	-0,2	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	7,6	-6,1	0,0	0,0	-	0,0	-	-0,0	-
Stromerzeugung^a	-12,3	-33,1	-92,4	-6,0	-	-	34,3	5,2	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-9,3
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-4,4
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-12,6
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,9
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,2
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	21,3
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,3

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 4: *Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Referenzszenario, 2005 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten*

Referenzszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-13,9	-40,3	-7,6	2,1	-3,7	-	-	-1,7	-
Raumwärme (Neubau)	19,8	-11,5	-5,5	0,5	-0,5	-	-	-2,4	-
Warmwasserbereitung	-1,2	-0,6	-5,2	-0,3	0,5	-	-	0,0	-
Kochen	-0,0	-0,3	0,0	-0,3	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	-5,1	-24,9	-5,5	-0,0	0,0	-	-	-0,5	-
Prozesswärme	6,2	-5,8	-2,1	-1,4	0,1	-	-	-1,2	-
Nicht-elektrische Antriebe	4,0	-7,6	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	35,4	-50,1	-5,5	-8,8	-0,0	-	-	-7,0	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	-7,0	-31,0	-13,9	-15,7	-	-1,2	-	-2,0	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,1	1,6	-0,3	-	-	-	0,1	-
Straßen-Gütertransport	39,0	-31,9	-15,5	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,1	-0,0	0,0	-0,1	-	-	-	-0,1	-
Binnenschifffahrt	0,2	-0,0	-0,2	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	6,3	-5,9	0,0	0,0	-	0,0	-	-0,0	-
Stromerzeugung^a	-8,8	-46,6	-107,9	-6,9	-	-	46,8	7,7	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-9,9
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,2
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-12,6
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-9,4
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,2
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	21,3
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-16,2

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 5: *Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2020, in Mio. t CO₂-Äquivalenten*

Innovationsszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-2,4	-31,4	-10,2	0,5	-2,2	-	-	-1,5	-
Raumwärme (Neubau)	7,6	-4,3	-2,5	0,2	0,1	-	-	-1,2	-
Warmwasserbereitung	-0,2	-0,9	-2,0	-2,2	0,2	-	-	-0,1	-
Kochen	0,0	-0,1	0,0	-0,2	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	0,9	-17,3	-1,3	0,3	-0,0	-	-	-0,7	-
Prozesswärme	2,3	-2,6	-0,8	-0,3	0,0	-	-	-0,4	-
Nicht-elektrische Antriebe	1,5	-3,0	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	21,3	-44,3	-1,6	-5,1	0,6	-	-	-1,4	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	1,6	-21,2	-15,1	-0,3	-	-0,0	-	-0,6	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,0	1,5	-0,2	-	-	-	0,1	-
Straßen-Gütertransport	18,0	-17,4	-7,4	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,1	-0,0	-0,0	-0,1	-	-	-	0,0	-
Binnenschifffahrt	0,1	0,0	-0,1	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	7,2	-4,4	0,0	0,0	-	0,0	-	-0,0	-
Stromerzeugung^a	-57,2	-14,0	-65,2	-5,1	-	-	16,1	-0,8	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-7,8
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-7,0
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-12,6
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-1,7
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-7,2
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-13,5
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	-17,8
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	4,4

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 6: Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2030, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

Innovationsszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-5,0	-50,8	-17,0	0,9	-2,9	-	-	-2,3	-
Raumwärme (Neubau)	12,8	-6,3	-5,4	0,3	0,3	-	-	-2,4	-
Warmwasserbereitung	-0,3	-1,5	-4,3	-2,9	0,5	-	-	-0,2	-
Kochen	0,0	-0,2	0,0	-0,3	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	-1,7	-25,5	-3,3	0,2	-0,0	-	-	-0,8	-
Prozesswärme	3,6	-4,2	-1,4	-0,6	0,0	-	-	-0,8	-
Nicht-elektrische Antriebe	2,4	-4,8	-	-	-	-	-	0,0	-
Industrie	24,9	-60,0	-3,7	-7,6	0,7	-	-	-4,0	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	1,0	-32,6	-32,2	-4,3	-	-0,0	-	-1,9	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,0	1,1	-0,1	-	-	-	0,0	-
Straßen-Gütertransport	25,2	-23,1	-23,0	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,1	-0,0	-0,0	-0,1	-	-	-	0,0	-
Binnenschifffahrt	0,2	-0,0	-0,5	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	7,9	-7,2	0,0	0,0	-	0,0	-	-0,0	-
Stromerzeugung^a	-81,6	-20,5	-114,7	-10,4	-	-	17,4	-7,1	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-9,7
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-17,1
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-14,2
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,8
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,8
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-17,0
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	-21,0
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-20,8

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 7: Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2040, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

Innovationsszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-9,3	-63,4	-16,9	1,0	-2,8	-	-	-3,2	-
Raumwärme (Neubau)	16,8	-7,4	-7,6	0,4	0,5	-	-	-3,6	-
Warmwasserbereitung	-0,7	-2,1	-5,7	-2,8	0,9	-	-	0,3	-
Kochen	0,0	-0,3	0,0	-0,3	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	-3,8	-21,9	-10,1	0,1	-0,0	-	-	-0,0	-
Prozesswärme	5,0	-5,7	-2,1	-0,9	0,0	-	-	-1,2	-
Nicht-elektrische Antriebe	3,2	-6,6	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	28,3	-67,2	-5,9	-9,5	0,8	-	-	-6,7	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	-1,8	-36,9	-29,9	-16,7	-	-0,1	-	-4,0	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,0	0,9	-0,1	-	-	-	0,0	-
Straßen-Gütertransport	29,8	-27,2	-35,7	-	-	-	-	0,0	-
Schienen-Gütertransport	0,1	-0,1	-0,0	-0,2	-	-	-	0,0	-
Binnenschifffahrt	0,3	-0,0	-0,8	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	7,4	-8,0	-0,0	-0,0	-	-0,0	-	0,0	-
Stromerzeugung^a	-85,8	-18,3	-180,5	-20,3	-	-	34,3	-14,1	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-10,8
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-25,9
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-14,2
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-10,0
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-9,8
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-19,9
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	-20,7
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-36,8

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Tabelle F- 8: Ergebnisse der Komponentenzerlegung für das Innovationsszenario, 2005 – 2050, in Mio. t CO₂-Äquivalenten

Innovationsszenario									
Mio. t CO ₂ -Äqu.	Nachfrage	Energie- produktiv.	Erneuerb. Energien	Elektrifi- zierung	Nah-/Fern- wärme	Wasser- stoff	Kern- energie	Foss. CO ₂ - Intensität	Andere
Private Haushalte									
Raumwärme (Bestandsgebäude)	-13,9	-71,6	-12,8	0,9	-2,2	-	-	-4,1	-
Raumwärme (Neubau)	19,8	-8,1	-8,8	0,4	0,6	-	-	-4,8	-
Warmwasserbereitung	-1,2	-2,2	-6,5	-1,5	0,9	-	-	-0,4	-
Kochen	-0,0	-0,3	0,0	-0,3	-	-	-	-0,0	-
GHD-Sektor									
Raumwärme	-5,1	-20,9	-8,5	-1,2	-0,5	-	-	-0,0	-
Prozesswärme	7,0	-7,7	-2,3	-1,0	0,1	-	-	-1,3	-
Nicht-elektrische Antriebe	4,6	-8,7	-	-	-	-	-	-0,0	-
Industrie	34,7	-71,6	-7,9	-11,0	0,8	-	-	-9,7	-
Verkehr									
Motorisierter Individualverkehr	-6,8	-37,1	-21,7	-27,9	-	-0,8	-	-6,3	-
Öffentlicher Personenverkehr	-0,0	-0,0	0,7	-0,1	-	-	-	0,0	-
Straßen-Gütertransport	35,2	-31,3	-51,3	-	-	-	-	1,4	-
Schienen-Gütertransport	0,2	-0,0	0,0	-0,1	-	-	-	-0,1	-
Binnenschifffahrt	0,4	-0,0	-1,3	-	-	-	-	0,0	-
Luftverkehr	6,1	-8,5	-0,0	-0,0	-	-0,0	-	0,0	-
Stromerzeugung^a	-75,9	-25,4	-189,4	-27,4	-	-	46,8	-63,8	-
Flüchtige Emissionen des Energiesektors	-	-	-	-	-	-	-	-	-11,4
Nicht-energiebedingte Emissionen^b									
Industrieprozesse (CO ₂)	-	-	-	-	-	-	-	-	-34,0
Industrieprozesse (CH ₄)	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,0
Industrieprozesse (N ₂ O)	-	-	-	-	-	-	-	-	-14,2
Industrieprozesse (F-Gase)	-	-	-	-	-	-	-	-	-14,2
Abfallwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-10,4
Landwirtschaft	-	-	-	-	-	-	-	-	-22,7
Landnutzung und Forsten	-	-	-	-	-	-	-	-	-21,1
Andere ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	-45,9

Anmerkungen: ^a Nachfrage für die Stromerzeugung ist der Stromverbrauch, Elektrifizierung für die Stromerzeugung ist Stromlieferung aus Speichern. -
^b einschließlich sonstiger energiebedingter Emissionen

Öko-Institut 2009

Anhang G Exkurs: Das Prognos-Makromodell - Kurzbeschreibung

Wachstum versus Konjunktur

Das makroökonomische Prognosemodell der Prognos ist ein langfristiges Wachstumsmodell und unterscheidet sich damit in Methodik und Funktion grundlegend von den Modellen, die zahlreiche andere Institutionen zur Prognose der kurzfristigen Konjunkturentwicklung verwenden.

Die kurzfristige wirtschaftliche Entwicklung wird von zwei Faktoren determiniert: Einerseits vom langfristigen Wachstumstrend, der durch das gesamtwirtschaftliche Angebot bestimmt wird und die „grobe Richtung“ der Entwicklung vorgibt. In der kurzen Frist wird dieser Trend jedoch andererseits immer wieder durch so genannte Schocks überlagert. Beispiele hierfür sind eine diskretionäre Ausweitung der staatlichen Ausgaben (positiv und nachfrageseitig) oder eine drastische Erhöhung des Ölpreises (negativ und angebotsseitig). Derartige Schocks haben unmittelbare Auswirkungen auf die Realwirtschaft, verändern aber nicht zwangsläufig den langfristigen Wachstumstrend.

Das makroökonomische Modell der Prognos ist explizit so angelegt, dass es Wachstumstrends abbildet und keine konjunkturellen Schwankungen berücksichtigt, die den langfristigen Wachstumstrend überlagern. Eine wesentliche Modellgrundlage sind langfristige Gleichgewichtsbeziehungen zwischen verschiedenen, interdependenten ökonomischen Größen. Kurzfristige zufällige Abweichungen vom Gleichgewicht werden zugelassen. Sie werden jedoch nicht ausdrücklich berücksichtigt, da Schocks definitionsgemäß nicht prognostiziert werden können. Zwar modellieren auch Konjunkturmodelle in der Regel keine ökonomischen Schocks, sie beziehen jedoch ein, dass Schwankungen aus der jüngeren Vergangenheit noch einige Quartale lang Auswirkungen auf die wirtschaftliche Entwicklung haben werden.

Datengrundlage

Die Ergebnisse der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen sind die wesentliche Datengrundlage für makroökonomische Modelle. Die Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen bilden einen quantitativen Nachweis der Entstehung, der Verteilung und der Verwendung von Einkommen in einer Volkswirtschaft. Die Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen, stellen im Wesentlichen monetäre Stromgrößen und einige wenige aber zentrale Ergebnisse zu Personenbeständen (insbesondere Zahl der Erwerbstätigen) bereit. Im Rahmen des Prognos-Makromodells werden die Personenzahlen wesentlich detaillierter geführt. Insbesondere wird nach sozioökonomischen Gruppen, nach Geschlecht und nach Alter unterschieden. Sozioökonomische Gruppen sind beispielsweise die Rentner, die Pensionäre, die Pflegebedürftigen, die Auszubildenden, die Beamten und die „Stille Reserve“ am Arbeitsmarkt. Den Rahmen für das Personenmodell bildet die Bevölkerungsvorausschätzung.

Methodik

Ein makroökonomisches Modell in Form eines Strukturgleichungsmodells bildet im Wesentlichen die Struktur der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ab. Für die Vorausschätzung wird unterstellt, dass quantitative Zusammenhänge, die für die Vergangenheit gegolten haben, auch weiterhin gültig sind, und zwar sowohl in der Wirkungsrichtung als

auch im Ausmaß der Wirkung. Dabei macht man sich die „Geschlossenheit“ der Darstellung der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen zu Nutze. Damit ist gemeint, dass die einzelnen wirtschaftlichen Stromgrößen durch Bilanzidentitäten miteinander verbunden sind. Bei der Vorausschätzung werden einige zentrale Größen durch Formeln, die das Verhalten der wirtschaftlichen Akteure beschreiben, abgeschätzt, und alle anderen Größen werden so arrangiert, dass die Bilanzidentitäten erfüllt sind. Im Prognos Makromodell werden auf der Grundlage von etwa 35 solcher Verhaltensgleichungen die Werte von etwa 1 300 weiteren volkswirtschaftlichen Größen ermittelt. Die so genannten Verhaltensgleichungen sind damit der substantielle „Motor“ der Vorausschätzungen, sie bilden die wirtschaftlichen Zusammenhänge und Reaktionsweisen der wirtschaftlichen Akteure ab.

Das Verhalten der wirtschaftlichen Akteure unterliegt Schwankungen. Sie werden in der Form eines Zufalleinflusses pro Verhaltensgleichung einbezogen. Prognosen auf der Basis der für den Stützbereich geschätzten Zusammenhänge berücksichtigen damit in der Prognose auch den Zufallseinfluss. Die Verhaltensgleichungen werden im Wesentlichen über den so genannten Fehlerkorrekturansatz modelliert. Dabei wird angenommen, dass zwischen den in einer Verhaltensgleichung zu erklärenden Größe und einer oder mehreren der sie beeinflussenden Größen langfristig ein stabiler Zusammenhang besteht. Ist dieser Zusammenhang statistisch abgesichert, dann können Aussagen über den langfristigen Entwicklungspfad dieser Größe sowie kurzfristige Abweichungen hiervon getroffen werden.

Gegenstand von Verhaltensgleichungen sind im Wesentlichen die wirtschaftlichen Prozesse, die die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Zielgrößen bestimmen. Das sind das Wachstum, die Preisniveauentwicklung und das außenwirtschaftliche Gleichgewicht, aber auch die Entwicklung der Einkommen. Das Wachstum ergibt sich einerseits aus der Entwicklung der Angebotsbedingungen und andererseits aus der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage. Zu den Angebotsbedingungen gehören das so genannte Erwerbspersonenpotential, der Kapitalstock und die Produktivität der Faktoren. Die gesamtwirtschaftliche Nachfrage ist die Summe der Nachfrage der privaten Haushalte nach Konsumgütern, der Unternehmen nach Investitionsgütern, des Auslandes (Exporte) und des Staates nach Konsum- und Investitionsgütern.

Alle genannten Größen hängen in ihrer Entwicklung ihrerseits von anderen Größen ab, so dass sich ein dichtes Geflecht von wechselseitigen Abhängigkeiten ergibt. Beispielsweise ist die Entwicklung der (Arbeits-)Produktivität von der Entwicklung des eingesetzten Kapitalstocks und der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage abhängig. Der Kapitalstock (Angebotsseite) ist abhängig von den Investitionen (Nachfrageseite), die ihrerseits ebenfalls von der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage (deren Bestandteil sie sind), und von der Gewinnentwicklung beeinflusst werden. Die Gewinnentwicklung ist abhängig vom Wachstum (das vom Ineinandewirken von Angebot und Nachfrage abhängt) und von der Entwicklung der Kosten. Das wichtigste Element der Kosten sind die (Stunden-) Löhne, die durch die Entwicklung der Produktivität, der Preisentwicklung und der allgemeinen Arbeitsmarktsituation bestimmt werden. Die allgemeine Arbeitsmarktsituation wird durch die Relation der Erwerbslosen zu den Erwerbstätigen abgebildet.

Das außenwirtschaftliche Gleichgewicht hängt von der Entwicklung der Importe und der Exporte ab, wobei die Importe durch das Niveau der gesamten wirtschaftlichen Aktivität im Inland sowie durch die Relation der Importpreise zu den Exportpreisen beeinflusst sind, und die Exporte durch die Entwicklung der Nachfrage aus dem Ausland, die Preisrelationen sowie durch die inländischen Lohnstückkosten.

Zur gesamtwirtschaftlichen Nachfrage gehören neben den bereits thematisierten Investitionen und Exporten der Verbrauch der privaten Haushalte und der Staatsverbrauch. Der Verbrauch der privaten Haushalte hängt von ihrem verfügbaren Einkommen ab, sowie von den langfristigen Zinsen, die vor allem die Nachfrage nach höherwertigen Konsumgütern und die Ersparnis beeinflussen. Der Staatsverbrauch wird im Wesentlichen von der Entwicklung der Arbeitsentgelte der Arbeitnehmer des Staates und von den Ausgaben der gesetzlichen Krankenversicherung bestimmt, die den Versicherten in Form von Sachleistungen zur Verfügung gestellt werden.

Neben den im Modell errechneten, den endogenen Größen wird die wirtschaftliche Entwicklung auch durch exogene Größen beeinflusst. Dabei handelt es sich um Größen, die auf die endogenen Größen wirken, aber von ihnen nicht beeinflusst werden. Üblicherweise werden beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung und die Entwicklung der Weltwirtschaft als exogen angesehen.

In makroökonomischen Modellen werden mittels mathematischer Optimierungsverfahren unter Beachtung aller Interdependenzen einschließlich zeitverzögert eintretender Wirkungen für sämtliche endogenen Größen Werte ermittelt. Im der simultanen Berücksichtigung aller Interdependenzen liegt der große Wert der Modellrechnungen mit makroökonomischen Modellen. Der damit erreichte Komplexitätsgrad übersteigt das, was durch „Nachdenken“ zu überschauen ist, bei weitem. Dennoch sollten die Rechenergebnisse der Modelle als das angesehen werden, was sie sind, nämlich als Rechenergebnisse, die plausibel und gedanklich nachvollziehbar sein sollten.